



Energy and Exergy Assessment of a Novel Combined Geothermal–LNG Cycle with Energy Recovery and Green Hydrogen Production

Arash Kalantari*¹

1. M.Sc. Department of Mechanical Engineering, K. N. Toosi University of Technology, Tehran, Iran

Abstract

In this study, an integrated and multifunctional system for clean energy production has been designed and analyzed, aiming to simultaneously harness geothermal energy and the cooling potential of liquefied natural gas (LNG). The system architecture comprises a single-flash geothermal power plant, a two-stage desalination unit for freshwater supply, a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer for green hydrogen production, and an LNG-based power generation unit. The primary innovation of this design lies in replacing the conventional expansion valve with a hydraulic turbine in the LNG pathway, as well as integrating the hydrogen production process within the overall system configuration. Energy and exergy analyses indicate that the system achieves an energy efficiency of 67.4% and an exergy efficiency of 38.67%, outperforming comparable configurations in the literature. Detailed exergy analysis further reveals that the highest exergy destruction occurs within the desalination unit. Additionally, parameters such as the expansion pressure of the geothermal fluid and the outlet pressure of the LNG pump play a significant role in enhancing system performance. The findings highlight the considerable potential of the proposed system in advancing clean energy technologies and optimizing the use of renewable resources for green hydrogen production.

Keywords

Geothermal Energy

Exergy Analysis

LNG Cold Energy

Multigeneration Systems

Green Hydrogen

Received: 16.06.2025

Revised: 02.08.2025

Accepted: 17.08.2025

*Corresponding Author

Arash Kalantari

Email

arashkalantari1998@gmail.com

1- Introduction

The growing global demand for energy and the rise in greenhouse gas emissions have highlighted the urgent need to transition from fossil fuels to renewable energy sources [1]. Among them, geothermal energy stands out due to its sustainability, reliability, and continuous availability. It offers a wide range of applications, from direct use to electricity generation. In parallel, hydrogen has emerged as a clean energy carrier with significant potential in transportation, industry, and power generation. Recent studies have explored hybrid energy systems integrating geothermal

energy with technologies like PEM electrolysis, absorption cooling, and LNG regasification for co-production of power, cooling, desalinated water, and hydrogen [2,3]. However, many existing systems suffer from exergy destruction, particularly due to isenthalpic throttling valves used before phase separators. This study proposes a novel hybrid system that replaces the conventional expansion valve with a hydraulic turbine to enhance energy recovery and improve system performance. The proposed configuration integrates a single-flash geothermal cycle, LNG-based power and cooling

How to Cite this Article:

[1] A. Kalantari, "Energy and exergy assessment of a novel combined geothermal–LNG cycle with energy recovery and green hydrogen production," *Journal of Science and Technology in Mechanical Engineering*, vol. 4, no. 1, pp. 217–235, 2025. [Online]. Available: <https://doi.org/10.22034/stme.2025.528631.1135> (in Persian)



unit, PEM electrolyzer for green hydrogen production, and a two-stage seawater desalination system. The study aims to thermodynamically

evaluate the system using energy and exergy analyses, perform parametric studies, and compare its performance with previous research.

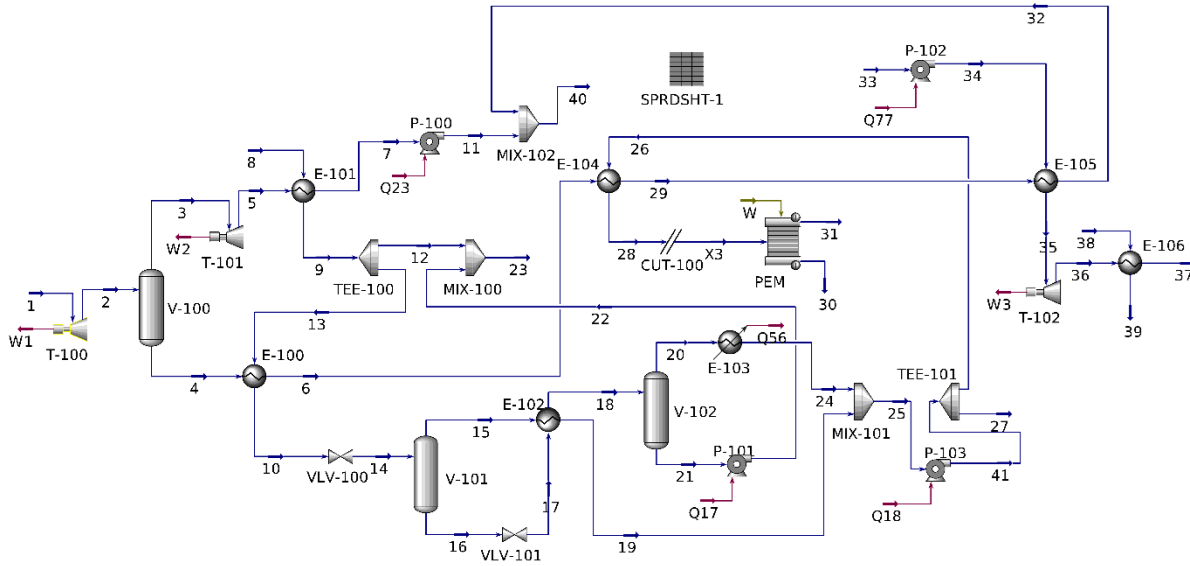


Figure 1: Process Flow Diagram of the Proposed Two-Stage Geothermal-LNG Hybrid Cold Energy System Integrated with Green Hydrogen Production and Seawater Desalination

2- System Description

Figure 1 illustrates the process flow diagram of the proposed hybrid system. Geothermal fluid (Stream 1) expands through turbine T-100, generating electricity. The two-phase output is separated in vessel V-100 into vapor and liquid. The vapor is further expanded in turbine T-101 to produce additional power. The hot liquid from V-100 transfers heat in heat exchangers E-100, E-104, and E-105 before being mixed (Stream 32). The exhaust from T-101 is condensed in E-101 while simultaneously heating seawater (Stream 8), enhancing its evaporation conditions in E-100. The fully condensed geothermal stream (Stream 7) is pressurized by pump P-100, mixed, and reinjected into the well. Seawater is split into two streams; one is heated in E-100 and expanded via VLV-100, becoming two-phase (Stream 14). Vapor from separator V-101 (Stream 15) is used in E-102 to promote the evaporation of brine (Stream 16) from VLV-101. E-102 also condenses the vapor from V-101. The generated vapor (Stream 20) is separated in V-102 and condensed in E-103, producing

freshwater, which is collected and partially sent to a PEM electrolyzer. The electrolyzer uses electricity from turbines to produce green hydrogen (Stream 30), with oxygen released to the atmosphere. Hydrogen is intended as a clean automotive fuel, while electricity, freshwater, and cold water are also supplied for domestic use. Natural gas, generated from LNG, is used in urban and industrial sectors. Geothermal heat in E-104 preheats electrolyzer feed, and in E-105, it vaporizes high-pressure LNG (Stream 35), converting it to natural gas. This gas expands in turbine T-102, producing power and reducing its temperature significantly (Stream 36). The low-temperature gas is then used in E-106 to generate chilled water (Stream 39), after which it is warmed and sent to end-users (Stream 37). The system is evaluated using energy and exergy analysis under steady-state conditions and modeled using Aspen HYSYS. Key assumptions include steady operation, and exergy is the sum of physical and chemical components. Detailed input parameters are presented in Table 1.

Table 1: Input parameters needed for modeling

Parameters	Value
Reference temperature (°C)	25
Reference pressure (kPa)	101.3
First separator pressure (kPa)	600
second separator pressure (kPa)	9
third separator pressure (kPa)	5
Pumps isentropic efficiency	85 %
turbine isentropic efficiency	85 %
PEM temperature (°C)	85
PEM pressure (kPa)	101.3
$\dot{m}_{\text{geothermal}}$	20 kg/s
\dot{m}_{LNG}	5 kg/s
T-101 outlet pressure (kPa)	10
T-102 outlet pressure (kPa)	500
Chilled water temperature (°C)	4
Sea water salinity (ppm)	12400

3- Results

The baseline system shows an exergy destruction of 2183 kW, with 81% occurring mainly in turbines (T-101, T-102), heat exchangers (E-100, E-102, E-106), valve VLV-100, and the PEM electrolyzer. The seawater desalination unit contributes the highest exergy loss (48%), especially in heat exchanger E-100 due to phase changes and heat transfer. In the LNG power section, heat exchanger E-106 causes 58% of exergy destruction. Improving heat transfer here by increasing LNG pressure and reducing flow can enhance power output and system efficiency. Key outputs include 2144 kW electric power, 8.06 kg/h hydrogen, 1281 kW cooling, and 14,000 kg/h freshwater. Energy efficiency is high (67.4%), but electrical efficiency is low (11%), indicating much geothermal heat is used for desalination rather than power generation. To increase both electrical and exergy efficiency, focus should be on improving the LNG power unit and geothermal turbines (T-100, T-101).

4- Conclusion

This study presents a novel and efficient integrated system for green hydrogen production alongside

electricity, cooling, and freshwater. Hydrogen is generated via an electrolyzer using freshwater produced from the desalination unit. The hybrid integration of geothermal energy and cold LNG supports power generation and cooling, effectively utilizing geothermal heat that would otherwise be wasted. A key innovation is replacing the expansion valve with a turbine in the geothermal power plant, significantly enhancing its efficiency—a recommendation for future research. Incorporating a hydraulic turbine instead of an expansion valve and leveraging LNG cooling results in higher energy and exergy efficiencies compared to previous studies. Under baseline conditions, the system produces 2144 kW of electricity, 8.064 kg/h hydrogen, 1281 kW cooling power, and 14,000 kg/h freshwater with energy, electrical, and exergy efficiencies of 67.4%, 11.01%, and 38.67%, respectively.

5- References

- [1] M. Yadegari and M. Ghassemi, "Investigation of the effects of temperature, mass flow rate of the injected fuel, pore diameter, porosity and ambient pressure on the amount of pollutants in the combustion chamber," *Iranian Journal of Mechanical Engineering Transactions of the ISME*, vol. 23, pp. 122–146, 2022, doi: [10.30506/JMEE.2022.547922.1282](https://doi.org/10.30506/JMEE.2022.547922.1282). (in Persian)
- [2] T. Pang, L. Gao, W. Wu, and F. Chi, "Eco-friendly multi-heat recovery applied to an innovative integration of flue gas-driven multigeneration process and geothermal power plant: Feasibility characterization from thermo-economic-environmental aspect," *Journal of Cleaner Production*, vol. 449, Art. no. 141750, 2024, doi: [10.1016/j.jclepro.2024.141750](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141750).
- [3] P. Ahmadi, I. Dincer, and M. A. Rosen, "Energy and exergy analyses of hydrogen production via solar-boosted ocean thermal energy conversion and PEM electrolysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, pp. 1795–1805, 2013, doi: [10.1016/j.ijhydene.2012.11.025](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.11.025). (in Persian)



ارزیابی انرژی و انرژی یک چرخه ترکیبی نوین زمین گرمایی و LNG با بازیابی انرژی و تولید

هیدروژن سبز

آرش کلانتری*¹

۱- کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، تهران، ایران

چکیده

کلمات کلیدی

انرژی زمین گرمایی

تحلیل انرژی

سرمایش LNG

سامانه های تولید همزمان

هیدروژن سبز

دریافت مقاله: ۱۴۰۴/۰۳/۱۶

بازنگری مقاله: ۱۴۰۴/۰۵/۱۱

پذیرش مقاله: ۱۴۰۴/۰۵/۲۶

* نویسنده مسئول

آرش کلانتری

ایمیل

arashkalantari1998@gmail.com

در این مطالعه، یک سامانه یکپارچه و چندمنظوره جهت تولید انرژی پاک باهدف بهره برداری همزمان از انرژی زمین گرمایی و سرمایش گاز طبیعی مایع شده (LNG) طراحی و مورد تحلیل قرار گرفته است. ساختار این سامانه شامل یک نیروگاه زمین گرمایی پیکانه تک مرحله ای، یک آب شیرین کن دومرحله ای برای تأمین آب مورد نیاز، یک الکتروولایزر از نوع غشای تبادل پروتون (PEM) برای تولید هیدروژن سبز، و یک واحد تولید توان از LNG است. نوآوری اصلی این طرح، جایگزینی شیر انبساطی رایج با یک توربین هیدرولیکی در مسیر LNG و همچنین ادغام فرایند تولید هیدروژن در ساختار کل سامانه است. نتایج تحلیل انرژی و انرژی نشان می دهند که بازده انرژی سامانه برابر با ۶۷/۴ درصد و بازده انرژی آن ۲۸/۶۷ درصد است که در مقایسه با نمونه های مشابه، عملکرد بهتری ارائه می دهد. تحلیل جزئی انرژی نیز مشخص کرده که بیشترین میزان اتلاف مربوط به واحد آب شیرین کن است. همچنین، عامل های مانند فشار انبساط سیال زمین گرمایی و فشار خروجی پمپ LNG نقش مؤثری در بهبود عملکرد سامانه ایفا می کنند. یافته های این پژوهش بیانگر پتانسیل بالای سامانه پیشنهادی در توسعه فناوری های نوین انرژی پاک و بهره برداری بهینه از منابع تجدیدپذیر برای تولید هیدروژن سبز هستند.

۱- مقدمه

روند آن تا ۵۰ سال آینده با شیب تندتری ادامه باید. بازار جهانی مصرف انرژی از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۳۰ مقدار ۴۴ درصد افزایش را پیش بینی می کند [۴]. این رشد بی سابقه در استفاده از سوخت های فسیلی و افزایش انتشار گازهای گلخانه ای در جهان، آینده ای نامطلوب را برای ما و فرزندانمان به ارمغان می آورد؛ بنابراین، سیاست کلی بسیاری از کشورها حرکت به سمت استفاده از انرژی های تجدیدپذیر و استفاده از سامانه های انرژی با راندمان بالا است [۵-۹]. یکی از منابع امیدوارکننده انرژی تجدیدپذیر، انرژی زمین گرمایی است. کل انرژی زمین ۱۰^{۱۳} تراژول تخمین زده می شود [۱۰]. استفاده از انرژی زمین گرمایی را می توان به دو بخش اصلی طبقه بندی کرد: استفاده

افزایش تقاضای جهانی برای انرژی همراه با گسترش انتشار گازهای گلخانه ای، اهمیت جایگزینی سوخت های فسیلی با منابع انرژی تجدیدپذیر مانند انرژی خورشیدی، زیست توده و زمین گرمایی را بیش از پیش آشکار کرده است [۱]. در میان این منابع، انرژی زمین گرمایی به دلیل ویژگی هایی همچون پایداری، قابلیت اطمینان و دسترسی مداوم، جایگاه ویژه ای دارد [۲]. این منبع قابل اعتماد را می توان از مخازن زیرزمینی با دماهایی بین ۵۰ تا ۳۵۰ درجه سلسیوس استخراج کرد و همین ویژگی ها آن را به گزینه ای مناسب برای کاربردهای گوناگون تبدیل کرده است [۳]. مصرف جهانی انرژی در دوره حاضر به طور چشمگیری افزایش یافته است و انتظار می رود

How to Cite this Article:

[1] A. Kalantari, "Energy and exergy assessment of a novel combined geothermal-LNG cycle with energy recovery and green hydrogen production," *Journal of Science and Technology in Mechanical Engineering*, vol. 4, no. 1, pp. 217-235, 2025. [Online]. Available: <https://doi.org/10.22034/stme.2025.528631.1135> (in Persian)



در آن باقی‌مانده‌اند نیز استفاده شده را برای تولید هم‌زمان برق، هیدروژن، آب سرد، آب گرم و آب شیرین ارائه نمودند که منبع اصلی انرژی در آن بیومس بوده است [۱۸]. در این فرایند از الکترولیزر PEM برای تولید هیدروژن استفاده شده است. از مهم‌ترین نتایج این مقاله می‌توان به بازده انرژی و راندمان انرژی کلی معادل با ۵۸/۲۴ درصد و ۳۱/۹۷ درصد اشاره نمود. علاوه بر این در مقاله منتشر شده توسط پانگ و همکاران که منبع انرژی آن گرمای بیهوده گاز دودکش و زمین‌گرایی بودند، سیستمی طراحی شده که قادر به تولید هیدروژن (از الکترولیزر PEM)، برق، آب شیرین و آب سرد و آب گرم است [۱۹]. علی‌رغم بالابودن کارایی انرژی و انرژی در این فرایند (۶۴/۸۲ درصد و ۸۸/۵۷ درصد) شدت انتشار دی‌اکسیدکربن تقریباً بالایی ایجاد می‌شود که مقدار آن ۰/۲۱۱ کیلوگرم دی‌اکسیدکربن بر کیلووات‌ساعت است. به بیان دیگر فرایند ارائه شده از یک روش پاک برای تولید هیدروژن به‌عنوان زیرسیستم استفاده کرده؛ ولی در کل فرایندی که تولیدات را هم‌زمان ارائه می‌کند نمی‌تواند سبز باشد. عبدالهی و همکاران در مقاله‌ای توسط انرژی زمین‌گرایی یک روش بازیابی حرارت را برای تولید هم‌زمان سرمایش، آب شیرین و هیدروژن و برق ارائه کردند که کارایی انرژی آن ۳۷/۴۵ درصد گزارش شده است و هیدروژن در این سامانه از طریق الکترولیزر PEM تولید می‌گردد [۲۰]. علاوه بر این فرج الهی و همکاران در طرح تولید چندگانه ارائه شده از منبع انرژی زمین‌گرایی برای تولید هیدروژن (الکترولیزر PEM)، سرمایش، برق و سرمایش استفاده کرده و این سامانه در بهترین شرایط دارای کارایی انرژی و بازده انرژی به ترتیب ۳۸/۳۵ درصد و ۴۳/۵ درصد بوده است [۲۱]. آژر و همکاران توسعه یک سامانه تولید چندگانه را با منبع انرژی زمین‌گرایی برای تولید برق، آب سرد، آب گرم و آب شیرین انجام داده و میزان کارایی انرژی و انرژی آن معادل با ۱۳/۹ درصد و ۱۸ درصد شده است [۲۲]. همچنین خلید و همکاران از طریق یک سامانه تولید هم‌زمان با منبع انرژی زمین‌گرایی-خورشیدی اقدام به تولید محصولات هیدروژن، آب سرد و برق کردند [۲۳]. هیدروژن از طریق الکترولیزر PEM تولید شده است و نیروگاه زمین‌گرایی از نوع ترکیبی پیکانه دوگانه^۲ بوده و کارایی انرژی و انرژی کل فرایند معادل با ۱۶ درصد و ۱۴/۶ درصد شده است. علاوه بر این طبق مطالعات پیشین همواره سیال زمین‌گرایی

مستقیم و تولید برق. اخیراً سیستم‌های انرژی جدیدی برای استفاده از انرژی زمین‌گرایی با بالاترین تبدیل حرارتی ممکن ساخته شده‌اند. نتایج چنین سیستم‌هایی پتانسیل بسیار خوبی را نشان داده است [۱۱]. در این بین هیدروژن به عنوان یک حامل انرژی دارای مزایای زیادی است؛ از آنجایی که هیچگونه گاز گلخانه‌ای تولید نمی‌کند، به کاهش اثرات زیست محیطی نیز کمک می‌کند. همچنین، دارای کاربردهای بالقوه‌ای در بخش‌های مختلف، از جمله حمل و نقل، فرایندهای صنعتی و تولید برق، است [۱۲].

مطالعات زیادی در زمینه تولید هیدروژن در قالب سامانه‌های تولید انرژی با منابع انرژی مختلف منتشر شده است و همگی بر اهمیت این ماده ارزشمند تأکید دارند. از آن جمله می‌توان به مقاله انجام شده توسط علی رحمی و همکاران اشاره نمود که از طریق انرژی خورشیدی-زمین‌گرایی سامانه تولید چندگانه را برای تولید برق، گرمایش، سرمایش، هیدروژن و آب شیرین ارائه کرده است [۱۳]. کارایی انرژی و هزینه واحد برای این سامانه به ترتیب ۲۹/۹۵ درصد و ۱۲۹/۷ دلار بر گیگا ژول گزارش شده است. آذریان و همکاران در مطالعه‌ای یک فرایند تولید چندگانه را برای تولید برق، سرمایش و هیدروژن بر اساس منبع انرژی زمین‌گرایی ارائه نمودند که از نتایج آن می‌توان به کارایی حرارتی و بازده انرژی و هزینه واحد برابر با ۲۲/۲۸ درصد، ۲۱/۳۷ درصد و ۲۹/۲۹ دلار بر گیگاژول اشاره نمود [۱۴]. در این فرایند برای تولید سرمایش از سامانه سرمایش جذبی استفاده شده است. شمسی و همکاران در یک ساختار مبتنی بر انرژی زمین‌گرایی، هیدروژن سبز را از طریق الکترولیزر^۱ PEM تولید و پس از آن به آمونیاک تبدیل کردند [۱۵]. سیکل تولید برق در این فرایند، ارگانیک رانکین بوده است و نتایج نشان داد که کارایی انرژی و انرژی به ترتیب برای کل فرایند معادل با ۵۰ درصد و ۱۰/۷۱ درصد هستند. تمیز و دینسر در یک مقاله دیگر بر اساس منابع انرژی زمین‌گرایی-خورشیدی یک فرایند تولید هم‌زمان برق، هیدروژن، آب شیرین ارائه کردند که کارایی انرژی و انرژی آن به ترتیب ۲۲/۷ درصد و ۱۸/۲ درصد است [۱۶]. در این فرایند برای تولید هیدروژن از فرایند ترموشیمیایی مس-کلر (Cu-Cl) استفاده شده است. تمیز و دینسر در یک مقاله دیگر که مبتنی بر انرژی ترکیبی خورشیدی و زمین‌گرایی بوده است اقدام به تولید هیدروژن کردند [۱۷]. نتایج شرح داد که راندمان انرژی و انرژی این فرایند ۲۷/۴ درصد و ۱۷/۳ درصد بوده است. یانگ فنگ و همکاران یک فرایند تولید چندگانه که

² Dual-Flash Binary Geothermal Plant

¹ Proton Exchange Membrane

پیش از ورود به جداکننده پیکانه از یک شیر انبساط^۱ عبور کرده است که فرایند افت فشار در آن ایزوآنتالپیک است و همین امر سبب تخریب انرژی زیادی بوده است [۲۴-۳۰].

در مطالعه حاضر، به منظور کاهش تخریب انرژی در نیروگاه زمین گرمایی، پیشنهاد شده است که به جای استفاده از شیر انبساطی، از توربین هیدرولیکی بهره گرفته شود. این جایگزینی می تواند به بهبود کارایی سامانه و افزایش بهره‌وری انرژی کمک کند. این توربین هیدرولیکی با بهره‌گیری از افت فشار سیال زمین گرمایی، امکان تولید توان الکتریکی را فراهم می کند و در نتیجه، سهم قابل توجهی از تخریب انرژی ناشی از فرایندهای برگشتناپذیر را کاهش می دهد. سامانه حاضر شامل ترکیبی از چرخه زمین گرمایی با انبساط سیال در دو توربین، یک چرخه تولید هم‌زمان برق و سرمایه LNG، یک الکترولیزر PEM و نمک‌زدایی دو مرحله آب دریا است. با توجه به دمای بالا و سرعت جریان جرم سیال زمین گرمایی، چرخه واحد تولید توان از LNG و برای جلوگیری از هدررفت انرژی ناشی از کندانسور زمین گرمایی، چرخه شیرین‌سازی آب دریا ایجاد شده است. همچنین دارای ظرفیت تولید هیدروژن سبز با استفاده از الکترولیز آب است. هیدروژن تولید شده می تواند برای جایگاه سوخت اتومبیل‌ها به عنوان سوختی پاک و بدون آلاینده‌گی مورد استفاده قرار گیرد.

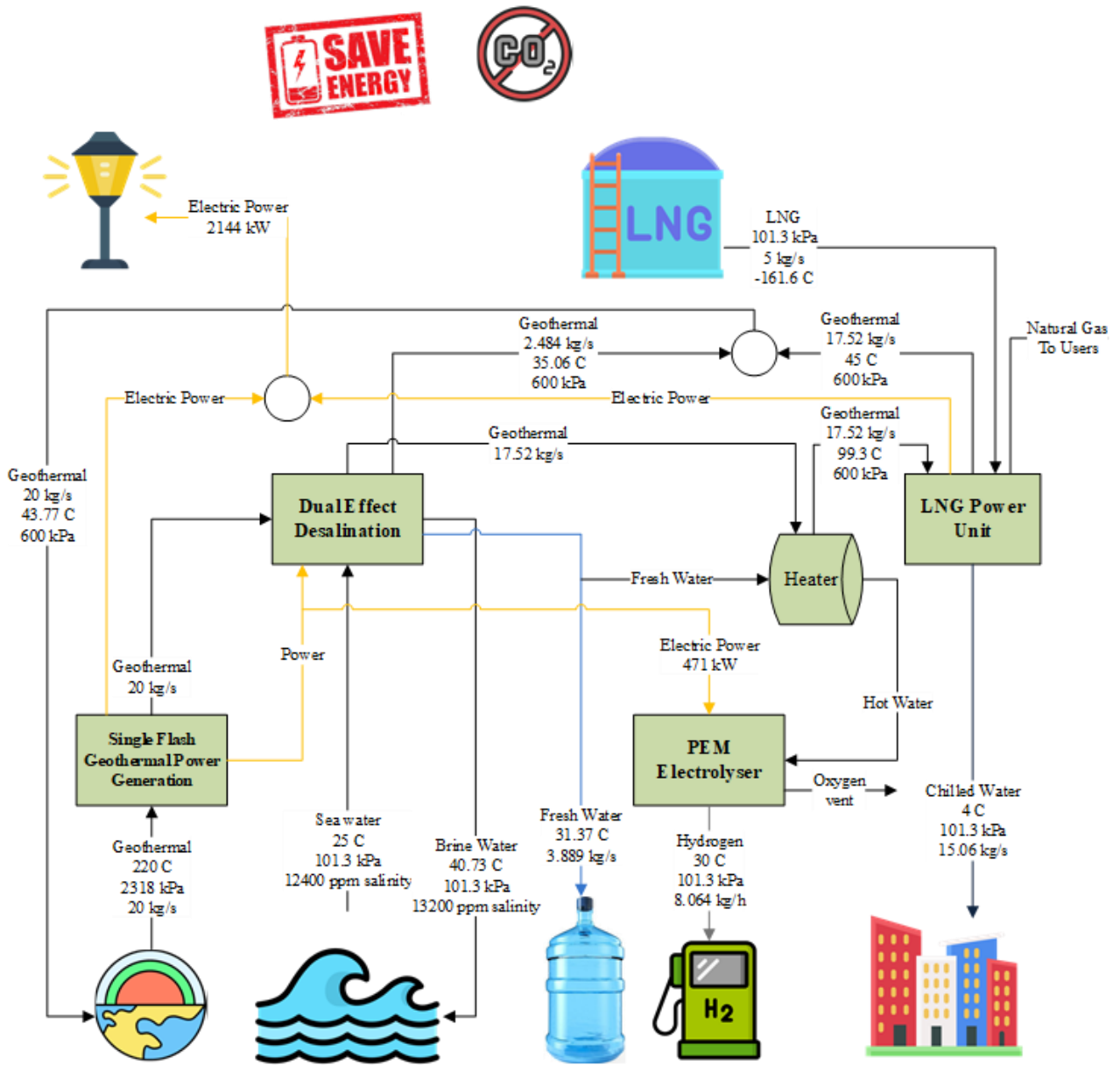
مطالعات پیشین نشان می دهد که ترکیب چرخه زمین گرمایی با سامانه‌های مختلف تولید انرژی، از جمله آب‌شیرین‌کن، ارگانیک رانکین و الکترولیزر PEM به طور گسترده مورد بررسی قرار گرفته است. در این راستا، چرخه‌های تبرید مبتنی بر حلال آب-آمونیاک

ضریب عملکرد کمی دارند و در نتیجه، میزان انرژی خروجی آن در مقایسه با چرخه‌های تبرید مبتنی بر استفاده از سرمایه LNG کمتر است [۳۱]. فرایند تولید سرمایه به عنوان یک مسئله مهم و ضروری در جامعه امروزی شناخته می شود [۳۲]. از این رو انتخاب، تجزیه و تحلیل و ایجاد یک سامانه تولید سرمایه انتگرال‌شده در تحقیقات مرتبط با انرژی بسیار مهم است. پس از آن، استفاده از هیدروژن در صنایعی مانند خودروسازی، تولید انرژی و سامانه‌های تبرید، نقش حیاتی و ضروری دارد. بر این اساس، مطالعه حاضر با هدف بررسی ترمودینامیکی و انجام تحلیل‌های انرژی و انرژی بر روی یک سامانه تولید هم‌زمان در یک پیکربندی جدید که تاکنون مورد ارزیابی و سنتز قرار نگرفته است (شکل ۱)، انجام شده است.

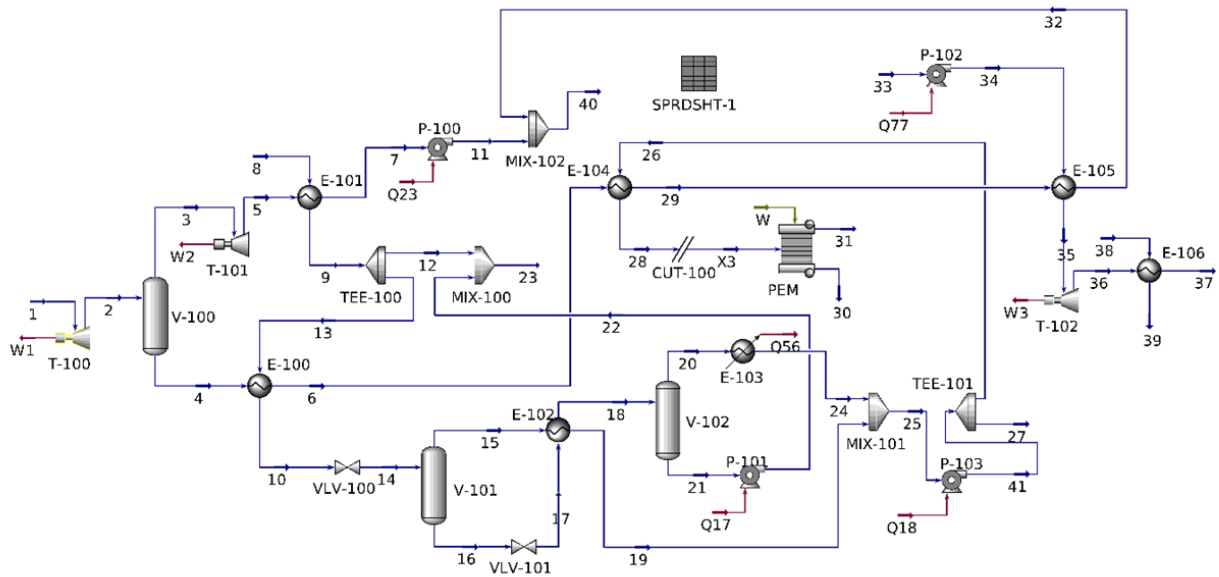
اساساً اهداف مطالعه حاضر شامل موارد زیر است:

- طراحی یک سامانه دورگه‌ای نوین مبتنی بر انرژی زمین گرمایی و سرمایه LNG با قابلیت تولید هم‌زمان هیدروژن سبز و آب شیرین
- بهره‌گیری از واحد تولید توان LNG برای تولید هم‌زمان برق و سرمایه از انرژی اتلافی سیال زمین گرمایی
- ارائه یک طراحی نوین برای نیروگاه زمین گرمایی پیکانه تک‌مرحله‌ای با استفاده از توربین انبساطی جهت پیکانه سیال پیش از ورود به جداکننده مرحله‌ای در سامانه‌های رایج [۳۳]
- انجام مطالعه عاملی بر روی فرایند موجود و ارزیابی آن از نظر تحلیل انرژی و انرژی مقایسه بازده حرارتی سامانه با مطالعات قبلی

¹ Expansion Valve



شکل ۱: نمودار کلی یک سیستم جدید انرژی سرد دو مرحله‌ای زمین‌گرمایی LNG مبتنی بر تولید هیدروژن سبز با شیرین‌سازی آب دریا



شکل ۲: نمودار جریان فرایند یک سیستم جدید انرژی سرد دو مرحله‌ای زمین‌گرمایی-LNG مبتنی بر تولید هیدروژن سبز با شیرین‌سازی آب دریا

خروجی از T-101 در مبدل E-101 با آب دریا انتقال حرارت کرده است جایی که دمای آب دریا (جریان ۸) در طی این تبادل گرمایی افزایش یافته و شرایط تبخیر آن در E-100 بهتر شده است.

سیال زمین‌گرمایی (جریان ۷) که کاملاً کندانس شده است از طریق P-100 متراکم و در تجهیز اختلاط جمع‌آوری و دوباره سیال به چاه برگردانده شده است؛ بنابراین E-101 علاوه بر اینکه سیال زمین‌گرمایی را کندانس می‌کند، باعث افزایش دمای آب دریا نیز شده است. آب دریا به دو جریان منشعب و بخشی از آن از طریق E-100 به دمای بالاتری رسیده و با عبور از VLV-100 منبسط شده جایی که فشار آب دریا افت پیدا کرده و سیال دوفازی می‌شود (جریان ۱۴). گام‌های بخار و مایع توسط V-101 تفکیک و بخار بالای آن (جریان ۱۵) در E-102 برای افزایش تبخیر آب شور (جریان ۱۶) که قبلاً از VLV-101 عبور کرده است، مورد استفاده قرار گرفته است. سیال با عبور از E-102 تبخیر شده و از طریق V-102 مجدداً در مرحله دوم بخار آب جداسازی (جریان ۲۰) و کندانس آن در مبدل حرارتی E-103 انجام گرفته است. از این‌رو در E-102 دو اتفاق رخ داده است:

- تبخیر آب شور در مرحله دوم
- کندانس بخار آب بالای V-101

بنابراین، در تجهیز اختلاط جریان‌های آب شیرین مخلوط و پس از آن به منظور ارسال بخشی از آب شیرین‌سازی شده به الکترولایزر

۲- توصیف سامانه

شکل ۲ نمودار جریان فرایند را برای فرایند پیشنهادی نشان داده است. در دیگرام‌های جریان فرایند، هر حرف یا نماد معرف نوع خاصی از تجهیزات است که عملکرد آن را در سامانه مشخص می‌کند. به طور خاص، P به پمپ اشاره دارد که وظیفه افزایش فشار سیالات را بر عهده دارد. T معرف توربین است که انرژی سیال را به کار مکانیکی تبدیل می‌کند. E نمایانگر مبدل حرارتی است که برای تبادل انرژی حرارتی بین دو یا چند جریان به کار می‌رود. PEM به الکترولایزر پلیمری اشاره دارد که یک واحد واکنش الکتروشیمیایی است. VLV مخفف شیر واپایش است که جریان سیال را تنظیم می‌کند و V نشان‌دهنده جداکننده برای تفکیک گام‌ها یا اجزای مختلف در جریان فرایند است. همچنین، TEE یک اتصال سه‌راهی یا تقسیم برای ادغام جریان‌ها و MIX معرف تجهیز اختلاط برای ترکیب چند جریان ورودی است. سیال زمین‌گرمایی (جریان ۱) از طریق توربین T-100 منبسط می‌شود و توان الکتریکی تولید شده است. جریان خروجی T-100 دوفازی بوده و توسط V-100 مایع و بخار از همدیگر تفکیک می‌شوند. بخار بالای V-100 با گذر از T-101 منبسط و انبساط بخار منجر به تولید توان الکتریکی می‌شود. مایع گرم خروجی از V-100 (جریان ۴) در مبدل‌های حرارتی E-100، E-104 و E-105 انتقال حرارت کرده و پس از آن در تجهیز اختلاط جمع‌آوری شده است (جریان ۳۲). سیال

جدول ۱: عامل‌های ورودی موردنیاز برای مدل‌سازی

مقدار	عامل‌ها
۲۵	دمای مرجع (°C)
۱۰۱/۳	فشار مرجع (kPa)
۶۰۰	فشار اولین جداکننده (kPa)
۹	فشار دومین جداکننده (kPa)
۵	فشار سومین جداکننده (kPa)
۸۵٪	بازده ایزنتروپیک پمپ‌ها
۸۵٪	بازده ایزنتروپیک توربین‌ها
۸۵	دمای PEM (°C)
۱۰۱/۳	فشار PEM (kPa)
۲۰	نرخ جریان جرمی سیال زمین‌گرمایی (kg/s)
۵	نرخ جریان جرمی سیال LNG (kg/s)
۱۰	فشار خروجی T-101 (kPa)
۵۰۰	فشار خروجی T-102 (kPa)
۴	دمای آب سرد (°C)
۱۲۴۰۰	شوری آب دریا (ppm)

به‌منظور تحلیل انرژی برای تجهیزات بکار رفته در فرایند پیشنهادی (شکل ۲) از معادلات اساسی زیر استفاده شده است [۳۸ و ۳۹]:

$$\sum \dot{m}_{in} - \sum \dot{m}_{out} = 0 \quad (1)$$

$$\dot{Q} - \dot{W} = \sum \dot{m}_{out} h_{out} - \sum \dot{m}_{in} h_{in} \quad (2)$$

تجزیه و تحلیل انرژی ابزار مفید دیگری است که می‌تواند سامانه انرژی را با محیط اطراف خود پیوند دهد. تجزیه و تحلیل انرژی کارایی واقعی سامانه را نشان می‌دهد که آن را برای تنظیم سامانه، ایدئال می‌کند. استفاده بی‌رویه از منابع انرژی اثرات جانبی غیرمستقیمی بر اقتصاد و محیط‌زیست خواهد داشت، تحلیل انرژی روشی مفید برای نشان دادن تأثیر استفاده از منابع انرژی بر محیط‌زیست، آشکارسازی بهبود کارایی، شناسایی مقادیر ضایعات و تلفات و محاسبه کیفیت منابع انرژی است [۴۰]. در اینجا فرض شده است که انرژی ویژه یک جریان (ex_i) فقط شامل انرژی فیزیکی ویژه (ex_i^{ph}) و شیمیایی ویژه (ex_i^{ch}) است (رابطه ۳) [۴۱]:

از یک تقسیم‌کننده^۱ استفاده شده است. در الکترولایزر تجزیه الکتروشیمیایی آب با استفاده از برق ارسالی توربین‌ها، انجام گرفته و هیدروژن سبز به‌دست‌آمده است (جریان ۳۰). لازم به ذکر است که اکسیژن به جو رهاسازی می‌شود. هیدروژن در این فرایند باهدف استفاده به‌عنوان سوختی که بدون آلاینده‌گی است تولید می‌شود. موارد مصرف محصولات به ترتیب زیر است:

- هیدروژن به‌عنوان سوخت پاک در جایگاه‌های سوخت اتومبیل
- آب سرد و برق و آب شیرین برای مصارف شهری و خانگی
- گاز طبیعی حاصل از تبخیر LNG برای مصارف شهری (سوخت منازل) و صنعتی (نیروگاه گازی و...)

پمپ P-103 در این فرایند وظیفه دارد تا فشار آب شیرین را افزایش دهد. سیال زمین‌گرمایی در E-104 سوخت الکترولایزر را پیش گرم نموده و پس از آن در E-105 برای تبخیر سیال LNG پرفشار خروجی از P-102 مورد استفاده قرار گرفته است. سیال LNG در دمای پایین از P-102 عبور کرده و در فشار بسیار زیادی در E-105 دمای سیال زمین‌گرمایی را به خود گرفته است و این کار همراه با تبخیر LNG و تبدیل آن به گاز طبیعی بوده است (جریان ۳۵). گاز طبیعی در فشار بالا توسط T-102 منبسط و برق تولید می‌کند. انبساط گاز در T-102 همراه با افت دمای شدید گاز بوده (جریان ۳۶) و از این دمای پایین برای تولید محصول آب سرد (جریان ۳۹) در تبخیرکننده E-106 استفاده شده است. در نهایت گاز خروجی از تبخیرکننده در دمایی بالاتر برای مصرف‌کننده نهایی ارسال شده است (جریان ۳۷).

۱-۲- تحلیل سامانه

در این مطالعه برای ارزیابی ترمودینامیکی سامانه پیشنهادی از تحلیل انرژی و انرژی استفاده شده است. علاوه بر این مدل‌سازی سامانه در حالت پایا از طریق Aspen HYSYS [۳۴] صورت گرفته است که در مهندسی مکانیک و مهندسی شیمی بسیار کاربرد دارد. مفروضات اساسی مدل‌سازی و اطلاعات اساسی مربوط به همگرایی فلو شیت سامانه در ادامه (جدول ۱) فهرست شده‌اند:

- شرایط عملکرد تجهیزات و کل سامانه پایا است [۳۵]
- انرژی جریان شامل مجموع انرژی فیزیکی و شیمیایی است [۳۶]
- سیال زمین‌گرمایی دارای ۲۲۰ درجه سلسیوس دما و ۲۳۱۸ کیلوپاسکال فشار است [۳۷]

¹ Splitter

$$\eta_{\text{elect}} = \frac{\dot{W}_{\text{net}}}{\dot{Q}_{\text{geo}} + \dot{Q}_{\text{LNG}}} \quad (11)$$

$$\psi = \frac{\dot{W}_{\text{net}} + \dot{E}x_{\text{cooling}} + \dot{E}x_{\text{hydrogen}} + \dot{E}x_{\text{fw}}}{\dot{E}x_{\text{geo}} + \dot{E}x_{\text{LNG}}} \quad (12)$$

جایی که:

$$\begin{aligned} \dot{W}_{\text{net}} = & \dot{W}_{T100} + \dot{W}_{T101} + \dot{W}_{T102} \\ & - \dot{W}_{PEM} - \dot{W}_{P100} \\ & - \dot{W}_{P101} - \dot{W}_{P102} \end{aligned} \quad (13)$$

$$\dot{E}x_{\text{cooling}} = \dot{Q}_{\text{cooling}} \left(\frac{T_0}{T_{39}} - 1 \right) \quad (14)$$

$$\dot{E}x_{\text{geo}} = \dot{m}_1 (ex_1 - ex_{40}) \quad (15)$$

$$\dot{Q}_{\text{geo}} = \dot{m}_1 (h_1 - h_{40}) \quad (16)$$

$$\dot{E}x_{\text{LNG}} = \dot{m}_{33} (ex_{33} - ex_{37}) \quad (17)$$

$$\dot{Q}_{\text{LNG}} = \dot{m}_{33} (h_{37} - h_{33}) \quad (18)$$

$$\dot{Q}_{\text{fw}} = \dot{m}_{\text{fw}} h_{\text{fg}} \quad (19)$$

$$\dot{E}x_{\text{hydrogen}} = \dot{E}x_{30}^{\text{ch}} + \dot{E}x_{30}^{\text{ph}} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \dot{E}x_{\text{fw}} = & \dot{m}_{27} ex_{27} + \dot{m}_{22} ex_{22} \\ & - \dot{m}_{13} ex_{13} \end{aligned} \quad (21)$$

علاوه بر این میزان بازیابی آب شیرین^۱ در بخش آب شیرین کن دومرحله‌ای^۲ و ضریب عملکرد^۳ زیرسیستم واحد توان LNG^۴ به ترتیب از طریق روابط زیر به دست آمده است:

$$FWR = \frac{\dot{m}_{27}}{\dot{m}_{13}} \quad (22)$$

$$COP = \frac{\dot{W}_{T102} - \dot{W}_{P102} + \dot{Q}_{\text{cooling}}}{\dot{Q}_{\text{LNG}} + \dot{m}_{29} (h_{29} - h_{32})} \quad (23)$$

در رابطه ۱۹، h_{fg} از طریق معادله ۲۴ محاسبه شده است [۴۸]:

$$ex_i = ex_i^{\text{ph}} + ex_i^{\text{ch}} \quad (3)$$

جایی که انرژی یک جریان از طریق رابطه ۴ محاسبه می‌شود [۴۲] و [۴۳]:

$$\dot{E}x_i = \dot{m}_i \times ex_i \quad (4)$$

به منظور محاسبه انرژی ویژه فیزیکی و شیمیایی روابط ۵ و ۶ پیشنهاد شده‌اند [۴۴]:

$$ex_i^{\text{ph}} = h - h_0 - T_0 (s - s_0) \quad (5)$$

$$ex_{\text{mix}}^{\text{ch}} = \sum_{i=1}^n x_i ex_i^0 + RT_0 \sum_{i=1}^n x_i \ln x_i \quad (6)$$

جایی که T بیانگر دما، s بیانگر آنترپی، x کسر مولی برای هر بخش است و ex_i^0 انرژی شیمیایی استاندارد ویژه هر بخش است. در بحث تحلیل انرژی، بازده (ψ) و نسبت تخریب انرژی (β) نیز از روابط ۱۰ و ۱۱ پیروی کرده است [۴۵]:

$$\psi_i = 100 \times \frac{\dot{E}x_{P,i}}{\dot{E}x_{F,i}} \quad (7)$$

$$\beta_i = \frac{\dot{E}x_{D,i}}{\dot{E}x_{D,\text{total}}} \quad (8)$$

در شرایطی که سامانه حالت پایا بوده و در مرز آن با محیط انتقال حرارت وجود ندارد، تخریب انرژی برای هر تجهیز به صورت زیر است [۴۶ و ۴۷]:

$$\dot{E}x_{F,i} = \dot{E}x_{D,i} + \dot{E}x_{P,i} \quad (9)$$

۳- ارزیابی عملکرد سامانه

منابع انرژی دورگه‌ای در این فرایند جدید شامل زمین گرمایی و LNG هستند. مصرف این منابع منجر به تولید برق، هیدروژن، آب شیرین و آب سرد شده است در نتیجه با توجه به تعاریف کارایی قانون اول و دوم، راندمان کل سامانه از روابط زیر پیروی کرده است:

$$\eta = \frac{\dot{W}_{\text{net}} + \dot{Q}_{\text{cooling}} + (\dot{m}_{\text{H}_2} \text{LHV}_{\text{H}_2}) + \dot{Q}_{\text{fw}}}{\dot{Q}_{\text{geo}} + \dot{Q}_{\text{LNG}}} \quad (10)$$

³ Co-efficient of Performance

⁴ LNG Power Unit

¹ Fresh Water Recovery

² Dual Effect Desalination

جدول ۲: مقایسه نتایج شبیه‌سازی فرایند نمک‌زدایی به روش MED²

درصد خطا	پژوهش حاضر	[۴۹]	عامل
۰	۱۴	۱۴	تعداد افکت‌ها
۰	۷۰	۷۰	دمای افکت اول (°C)
۰/۶۱	۶۶/۸۹	۶۷/۳	دمای افکت دوم (°C)
۰/۶۳	۶۴/۱۹	۶۴/۶	دمای افکت سوم (°C)
۱/۲۹	۶۱/۱	۶۱/۹	دمای افکت چهارم (°C)
۰/۳۴	۵۹	۵۹/۲	دمای افکت پنجم (°C)
۰	۱۰/۲۲	۱۰/۲۲	دبی جریان آب دریا (kg/s)

جدول ۳: مقایسه نتایج شبیه‌سازی فرایند زمین‌گرمایی

درصد خطا	پژوهش حاضر	[۳۰]	عامل
۰	۴۵	۴۵	دبی جریان سیال زمین‌گرمایی (kg/s)
۰	۴۶۱/۱۵	۴۶۱/۱۵	دمای ورودی زمین‌گرمایی (K)
۰/۶۴۴	۴۳۱۹	۴۳۴۷	توان خروجی توربین (kW)
۱/۴۳	۶۱۹	۶۲۸	تخریب اگزورژی شیر پیکانه (kW)
۰	۵۵۰	۵۵۰	فشار ورودی توربین (kPa)
۰	۴/۵۸۳	۴/۵۸۳	فشار خروجی توربین (kPa)

جدول ۴: مقایسه نتایج شبیه‌سازی الکترولایزر برای تولید هیدروژن

درصد خطا	پژوهش حاضر	[۳۰]	عامل
۱/۴۲	۲۱۴	۲۱۱	تخریب اگزورژی الکترولایزر PEM (kW)
۲/۴۶	۴۰/۱	۴۱/۱۱	بازده اگزورژی الکترولایزر PEM (%)
۰/۰	۳۵۳/۱۵	۳۵۳/۱۵	دمای الکترولایزر PEM (K)
۰/۱	۱۰/۱/۳	۱۰/۱/۲	فشار الکترولایزر PEM (kPa)

$$h_{fg} = (([2/501 \times 10] ^6 - [2/369 \times 10] ^3 T + [2/678 \times 10] ^{-1} T^2 - [8/103 \times 10] ^{-3} T^3 - [2/079 \times 10] ^{-5} T^4)) / 1000 \quad (24)$$

۴- اعتبارسنجی

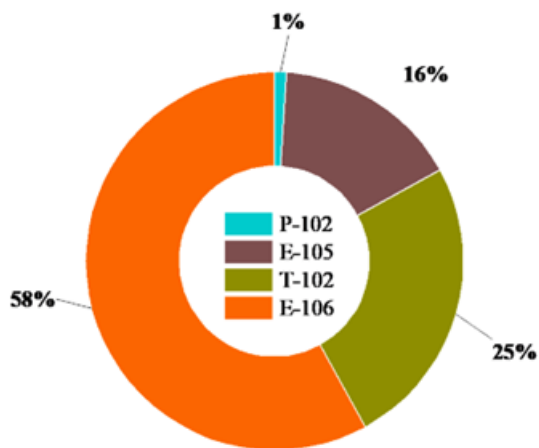
در این مطالعه یک فرایند تولید هیدروژن سبز ارائه شده است که آب شیرین خود را از طریق یک آب‌شیرین‌کن دومرحله‌ای به صورت انتگراسیون شده دریافت می‌کند. فرایند پیشنهادی کاملاً جدید و بدون تشابه در مطالعات قبلی بوده است. از این رو امکان اعتبارسنجی برای همه فرایندها یکجا نبوده؛ لذا زیرسیستم‌ها جداگانه مورد مقایسه قرار گرفتند. برای بخش الکترولایزر غشایی از مقاله، برای سیستم نمک‌زدایی از مقاله و برای بخش نیروگاه زمین‌گرمایی نیز از مطالعه استفاده شده است [۳۰ و ۴۹]. اطلاعات ورودی به صورت مشابه با رفرنس‌ها در Aspen HYSYS تعریف و مدل‌سازی در حالت پایا صورت گرفت. مهمترین خروجی‌ها برای هر زیرسیستم در قالب جداول ۲، ۳ و ۴ مقایسه و خطای نسبی گزارش گردیده است. طبق جدول ۲ تخمین خواص آب شور در Aspen HYSYS با فرض اینکه کل نمک ورودی شامل NaCl باشد با دقت بسیار خوبی انجام شده است و در بخش نمک‌زدایی خطای زیر ۴ درصد را گزارش می‌دهد. علاوه بر این در خصوص نیروگاه زمین‌گرمایی دو پارامتر اساسی آن که توان الکتریکی خروجی توربین بخار و تخریب اگزورژی شیر انبساط^۱ هستند با تخمین مناسبی مدل‌سازی و نتایج ترمودینامیکی برای آنها با خطای زیر ۲/۵ درصد گزارش شده است که نشان می‌دهد نرم‌افزار بخوبی قادر به محاسبه ترمودینامیک نیروگاه زمین‌گرمایی است.

الکترولایزر PEM در Aspen HYSYS بر اساس داده‌های رفرنس [۳۰] مدل‌سازی شده است و با خطای کمتر از ۴ درصد دو عامل اصلی که در مقاله رفرنس به آن‌ها اشاره شده بود، محاسبه شدند. این مقدار خطای مدل‌سازی بیان می‌کند که تجهیز الکترولایزر PEM که در HYSYS تعریف شده است دارای دقت بالایی بوده و شامل اصلی‌ترین رمزاها و دستورهایی است که برای محاسبه ولتاژ و اگزورژی الکترولایزر، باید موجود باشند.

² Multiple-Effect Distillation

¹ Expansion Valve

۵- نتایج

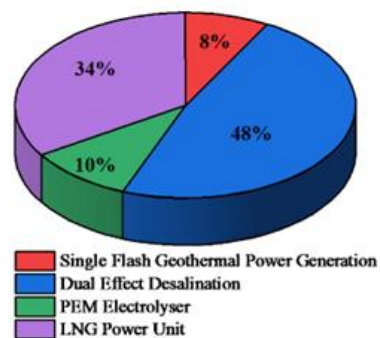


شکل ۴: مقایسه سهم تخریب انرژی تجهیزات در بخش واحد تولید برق LNG

شکل ۴ بیان می‌کند که در بخش واحد تولید برق LNG مبدل حرارتی E-106 که در آن سیال LNG به گاز طبیعی تغییر فاز می‌دهد با سهم ۵۸ درصد دارای بیشترین تخریب انرژی است. در این بخش کاهش برگشت‌ناپذیری از آنجایی که به افزایش تولید توان الکتریکی منجر خواهد شد، در بهبود راندمان ترمودینامیکی سیستم و افزایش COP موثر خواهد بود. به منظور کاهش تخریب انرژی در E-106 باید ضریب عملکرد در این مبدل حرارتی افزایش یابد و این محقق نمی‌شود مگر با افزایش فشار LNG پس از P-102 و کاهش دبی سیال LNG که هر دو باعث بالا رفتن نرخ انتقال حرارت در E-106 و افزایش تولید انرژی در E-106 برای تغذیه بهتر T-102 خواهند شد. مهم‌ترین نتایج ارزیابی ترمودینامیکی برای فرایند کنونی در جدول ۵ قابل مشاهده است. این فرایند در حالت پایه قادر به تولید ۲۱۴۴ کیلووات توان الکتریکی، ۸/۰۶۴ کیلوگرم بر ساعت هیدروژن، ۱۲۸۱ کیلووات توان سرمایشی و ۱۴۰۰۰ کیلوگرم بر ساعت آب شیرین با کارایی انرژی، الکتریکی و انرژی ۶۷/۴ درصد، ۱۱/۰۱ درصد و ۳۸/۶۷ درصد است. مقادیر بازدهی نشان می‌دهد که در فرایند پیشنهادی علی‌رغم بالابودن کارایی انرژی، بازده الکتریکی کم است و این به معنای تبدیل پایین حرارت به برق بوده است که انرژی ناشی از آن ۱۰۰ درصد است. در سامانه کنونی حرارت زیادی از زمین‌گرایی برای تخییر و نمک‌زدایی آب دریا صرف شده است که این کار باعث شده تا انرژی زیادی صرف تولید آب شیرین شود. افزایش تولید برق در فرایند جدید باید با تمرکز بر روی بخش‌های واحد تولید برق LNG و نیروگاه

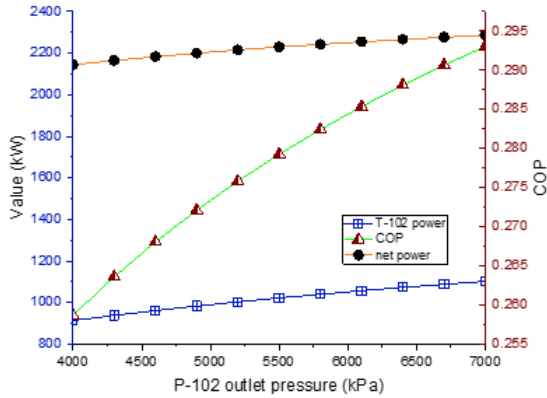
تحت مدل‌سازی حالت پایه این سامانه دارای ۲۱۸۳ کیلووات تخریب انرژی شده است که ۸۱ درصد از این مقدار در تجهیزات T-101، E-100، VLV-100، E-102، PEM و T-102 رخ داده است؛ بنابراین مشخص شد که در کدام تجهیزات بیشترین کار برگشت‌ناپذیر رخ داده است. بر اساس شکل ۳ در کل فرایند، بخش نمک‌زدایی آب دریا با سهم ۴۸ درصدی دارای بالاترین نرخ تخریب انرژی شده است. البته باید اشاره نمود که بخش نمک‌زدایی دارای نرخ بالایی از تولید انرژی مفید در قالب آب شیرین است؛ ولی از آنجایی که تحلیل قانون اول دربرگیرنده تخریب انرژی نیست در نتیجه مقدار بازده حرارتی در آب‌شیرین‌کن دومرحله‌ای مقدار قابل توجهی بیشتر از کارایی انرژی VLV-100 و E-100 رخ داده است.

در بخش نمک‌زدایی آب دریا در مبدل حرارتی E-100 بالاترین تخریب انرژی وجود دارد. از لحاظ فیزیکی جذب حرارت زمین‌گرایی خروجی از T-101 توسط آب دریا در این تبادلگر گرمایی همراه با تخریب انرژی زیادی بوده است و تبدیل گام برای سیال زمین‌گرایی از حالت دوفازی به مایع فوق سرد در E-100 دارای نرخ بالایی از انتقال حرارت بوده که این امر دلیل اصلی بالارفتن تخریب انرژی است. باید اشاره نمود که در سامانه شیرین‌سازی آب دریا به دلیل وجود تخریب انرژی زیاد، کاهش برگشت‌ناپذیری تنها بر کمیت انرژی اثرگذار است و لزوماً می‌تواند بازده انرژی را بالا ببرد؛ ولی در کارایی انرژی تأثیر محسوسی نخواهد داشت.



شکل ۳: مقایسه سهم تخریب انرژی برای زیرسیستم‌های ادغام حرارتی

افزایش COP بیانگر بهبود بهره‌وری ترمودینامیکی سامانه در فشارهای بالاتر است. با این حال، مقدار بیشینه فشار خروجی P-102 به ۷۰۰۰ کیلوپاسکال محدود شده است تا کیفیت بخار در ورودی T-102 حفظ شده و از تشکیل گام مایع و آسیب به توربین جلوگیری شود.



شکل ۵: تأثیر فشار خروجی P-102 بر COP بخش LPU و تولید توان الکتریکی

شکل ۶ نشان می‌دهد که افزایش فشار انبساط سیال زمین‌گرمایی (فشار خروجی T-100) برای تولید توان الکتریکی خالص سامانه یک روند نزولی را ایجاد کرده است. کمترین مقدار فشار برای خروجی T-100 با توجه به اختلاف دمای جریان‌های گرم و سرد در E-100 برابر با ۱۱۰ کیلوپاسکال تعیین شده است و در این فشار دمای سیال گرم برای تبخیر آب در E-100 مناسب است و امکان انتقال حرارت وجود دارد. طبق شکل ۶ اگر فشار خروجی T-100 در کمترین مقدار خودش باشد، این کار در مجموع باعث افزایش عامل \dot{W}_{net} در فرایند است که مقدار آن ۲۸۴۶ کیلووات بوده و به‌طور قابل توجهی بیشتر از حالت پایه است. بر اساس شکل ۶ در T-100 افزایش فشار خروجی به دلیل کاهش انبساط سیال زمین‌گرمایی همراه با افزایش تخریب انرژی و کاهش تولید برق بوده است. افزایش فشار خروجی توربین T-100 موجب کاهش گستره انبساط سیال زمین‌گرمایی در این بخش از سیستم شده و به تبع آن، توان تولیدی T-100 روندی نزولی یافته است. با کاهش انرژی قابل استحصال از سیال، میزان برق تولیدی توسط این توربین افت می‌کند. به دلیل ارتباط زنجیره‌ای اجزای سیستم، کاهش توان T-100 به‌طور مستقیم بر توان کل سیستم تأثیر گذاشته و باعث کاهش آن شده است. این روند نشان می‌دهد که بهره‌وری سیستم به‌شدت به فشار انبساط در T-100 وابسته است. در عین حال،

زمین‌گرمایی بخصوص در T-100 و T-101 صورت گیرد تا به این ترتیب کارایی انرژی و الکتریکی هم‌زمان رشد یابند.

جدول ۵: خروجی‌های اساسی ارزیابی ترمودینامیکی فرایند پیشنهادی

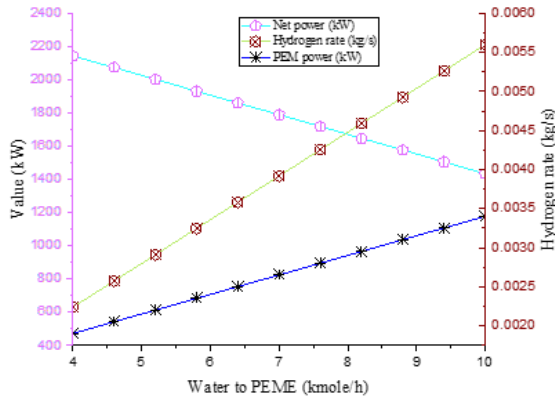
مقدار	عامل
۱۵۱۴۰	انرژی زمین‌گرمایی (kW)
۴۳۳۹	انرژی ورودی LNG (kW)
۲۱۴۴	توان خالص خروجی (kW)
۸/۰۶۴	نرخ تولید هیدروژن (kg/h)
۱۲۸۱	ظرفیت سرمایشی (kW)
۱۴۰۰۰	دبی جریان آب شیرین (kg/h)
٪ ۶۷/۴	بازده انرژی سامانه
٪ ۳۸/۶۷	بازده انرژی سامانه
٪ ۱۱/۰۱	بازده الکتریکی سامانه
٪ ۲۱/۲۴	بازیابی آب شیرین
٪ ۲۵/۸۷	COP

۶- تحلیل حساسیت

در این بخش ارزیابی عاملی بر روی فرایند پیشنهادی صورت گرفته است. تأثیر فشار خروجی P-102، فشار انبساط زمین‌گرمایی از طریق T-100 و تأثیر دبی آب به الکترولیزر PEM عامل‌های مورد بررسی هستند. طبق شکل ۵ زمانی که فشار خروجی P-102 افزایش یافته است به دلیل افزایش انبساط گاز در T-102 تولید توان الکتریکی در T-102 و در پی آن توان الکتریکی خالص کلی سامانه روندی صعودی به خود گرفته‌اند. مقدار پایه شبیه‌سازی معادل با ۴۰۰۰ کیلوپاسکال است و این مقدار تا بیشینه ۷۰۰۰ کیلوپاسکال افزایش یافته است. بیشینه مقدار با توجه به کسر گام بخار^۱ سیال در ورودی T-102 برابر با ۱۰۰ درصد بخار تعیین شده است. با افزایش فشار خروجی پمپ P-102، فشار سیال ورودی به توربین T-102 افزایش یافته و در نتیجه اختلاف فشار مؤثر در فرایند انبساط بیشتر می‌شود. این مسئله منجر به افزایش توان تولیدی در توربین، به‌عنوان یکی از اجزای اصلی تولید انرژی سامانه، می‌گردد. در نتیجه افزایش توان مکانیکی تولیدشده، توان خالص تولیدی سامانه نیز افزایش یافته است. از طرف دیگر، افزایش فشار باعث افزایش انرژی گرمایی ورودی به سیکل و بهره‌برداری مؤثرتر از منابع انرژی می‌گردد. به همین دلیل، ضریب عملکرد سامانه (COP) نیز با روندی صعودی همراه بوده است. این

¹ Vapor Phase Fraction

هدف نهایی سامانه دارد. اگر تمرکز بر تولید حداکثری هیدروژن باشد، افزایش دبی مفید است، اما اگر حفظ توان خالص مدنظر باشد، باید مقدار دبی محدود شود.



شکل ۷: تأثیر دبی آب به الکترولایزر بر توان الکتریک PEM، تولید توان الکتریکی سامانه و تولید هیدروژن

۷- فهرست علائم

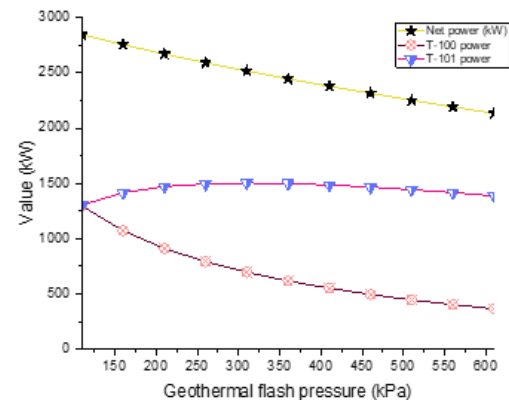
علائم انگلیسی

COP	ضریب عملکرد
$\dot{E}x_F$	انرژی سوخت (kW)
$\dot{E}x_P$	انرژی محصول (kW)
h	آنتالپی (kJ/kg)
\dot{m}	دبی جرمی (kg/s)
p	فشار (kPa)
s	آنتروپی (kJ/kg.°C)
T	دما (°C)
علائم یونانی	
β_i	نسبت تخریب انرژی
ψ_i	بازده انرژی

۸- نتیجه گیری

این مقاله یک ساختار جدید و کارآمد را برای تولید هیدروژن سبز به موازات برق، سرمایه‌اش و آب شیرین ارائه کرده است. هیدروژن از طریق الکترولایزر تولید شده که آب موردنیاز بخشی از آب شیرین شده در بخش نمک‌زدایی است. منابع انرژی زمین‌گرمایی و LNG سرد

توان تولیدی توربین T-101 تقریباً ثابت باقی‌مانده است، چراکه عملکرد آن وابسته به فشار سیال در مسیر دیگری از سیستم است که تغییر فشار در T-100 تأثیر مستقیمی بر آن ندارد. در پایین‌ترین فشار خروجی T-100 (حدود ۱۱۰ کیلوپاسکال)، به دلیل بیشینه شدن گستره انبساط و حفظ اختلاف دمای مطلوب در مبدل E-100، توان تولیدی توربین T-100 و کل سیستم در بیشینه مقدار خود قرار گرفته‌اند. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که کاهش فشار خروجی T-100 نه تنها موجب افزایش توان استخراجی از سیال زمین‌گرمایی می‌شود، بلکه تخریب انرژی را نیز کاهش داده و کارایی کلی سیستم را افزایش می‌دهد.



شکل ۸: تأثیر فشار انبساط زمین‌گرمایی بر تولید توان الکتریکی سیستم

در شکل ۷ تأثیر دبی آب به الکترولایزر بر توان الکتریکی الکترولایزر و تولید هیدروژن و عامل \dot{W}_{net} بررسی شده است. زمانی که دبی آب افزایش یافته است برای انجام واکنشهای تجزیه آب باید برق بیشتری به PEM داده شود و این کار منجر به کمتر شدن تولید برق سیستم شده است ولی از طرفی هیدروژن با نرخ بیشتری بدست آمده است. با افزایش دبی جرمی آب ورودی به الکترولایزر PEM، توان مصرفی الکترولایزر به طور قابل توجهی افزایش می‌یابد، زیرا برای انجام واکنشهای الکترولیز در حجم بالاتر، انرژی بیشتری موردنیاز است. این افزایش در مصرف توان باعث کاهش توان خالص سامانه می‌شود، چراکه بخش بیشتری از انرژی تولیدشده صرف فرایند الکترولیز می‌گردد. در مقابل، تولید هیدروژن روندی صعودی دارد، به این دلیل که آب بیشتری برای تجزیه در دسترس قرار می‌گیرد. این نتایج نشان می‌دهد که بین افزایش دبی آب و عملکرد سامانه یک رابطه معکوس وجود دارد: افزایش دبی منجر به افزایش تولید هیدروژن، اما کاهش توان خالص سامانه می‌شود؛ بنابراین، انتخاب دبی بهینه آب بستگی به

ratio on turbulent flow in 3D turning curved rectangular diffusers using entropy generation analysis,” *European Physical Journal Plus*, vol. 135, no. 548, Jul. 2020, doi: [10.1140/epjp/s13360-020-00561-y](https://doi.org/10.1140/epjp/s13360-020-00561-y). (in Persian)

[6] M. Yadegari and A. Bak Khoshnevis, “Investigation of entropy generation, efficiency, static and ideal pressure recovery coefficient in curved annular diffusers,” *European Physical Journal Plus*, vol. 136, no. 69, Jan. 2021, doi: [10.1140/epjp/s13360-021-01071-1](https://doi.org/10.1140/epjp/s13360-021-01071-1). (in Persian)

[7] H. Haghghatjoo, M. Yadegari, and A. Bak Khoshnevis, “Optimization of single-obstacle location and distance between square obstacles in a curved channel,” *European Physical Journal Plus*, vol. 137, no. 1042, Sep. 2022, doi: [10.1140/epjp/s13360-022-03260-y](https://doi.org/10.1140/epjp/s13360-022-03260-y). (in Persian)

[8] M. Yadegari and A. B. Khoshnevis, “Entropy generation analysis of turbulent boundary layer flow in different curved diffusers in air-conditioning systems,” *European Physical Journal Plus*, vol. 135, no. 534, Jun. 2020, doi: [10.1140/epjp/s13360-020-00545-y](https://doi.org/10.1140/epjp/s13360-020-00545-y). (in Persian)

[9] M. Yadegari, “An optimal design for S-shaped air intake diffusers using simultaneous entropy generation analysis and multi-objective genetic algorithm,” *European Physical Journal Plus*, vol. 136, no. 1019, Oct. 2021, doi: [10.1140/epjp/s13360-021-01999-4](https://doi.org/10.1140/epjp/s13360-021-01999-4). (in Persian)

[10] R. Shortall, B. Davidsdottir, and G. Axelsson, “Geothermal energy for sustainable development: A review of sustainability impacts and assessment frameworks,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 391–406, Apr. 2015, doi: [10.1016/j.rser.2014.12.020](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.020).

[11] L. Talluri, G. Manfrida, and D. Fiaschi, “Thermoelectric energy storage with geothermal heat integration—Exergy and exergo-economic analysis,” *Energy Conversion and Management*, vol. 199, Art. no. 111883, Nov. 2019, doi: [10.1016/j.enconman.2019.111883](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111883).

[12] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, “A comprehensive review on PEM water

به صورت دورگه‌ای یکپارچه شده‌اند و حرارت بیهوده زمین‌گرایی بخش تولید توان و سرمایش را پشتیبانی کرده است. این مدل جدید در بخش نیروگاه زمین‌گرایی با جایگزین کردن توربین به جای شیر انبساط به صورت قابل توجهی در افزایش کارایی نیروگاه زمین‌گرایی گام برداشته و این فن را برای دیگر محققین نیز توصیه کرده است. اضافه شدن توربین هیدرولیکی به جای شیر انبساط همراه با استفاده از سرمای LNG، باعث شده تا سامانه کنونی نسبت به مطالعات قبلی از کارایی انرژی و انرژی بالاتری برخوردار باشد. این فرایند در حالت پایه قادر به تولید ۲۱۴۴ کیلووات توان الکتریکی، ۸/۰۶۴ کیلوگرم بر ساعت هیدروژن، ۱۲۸۱ کیلووات توان سرمایشی و ۱۴۰۰۰ کیلوگرم بر ساعت آب شیرین با کارایی انرژی، الکتریکی و انرژی ۶۷/۴ درصد، ۱۱/۰۱ درصد و ۳۸/۶۷ درصد است.

۹- منابع

[1] M. Yadegari and M. Ghassemi, “Investigation of the effects of temperature, mass flow rate of the injected fuel, pore diameter, porosity and ambient pressure on the amount of pollutants in the combustion chamber,” *Iranian Journal of Mechanical Engineering Transactions of the ISME*, vol. 23, pp. 122–146, 2022, doi: [10.30506/JMEE.2022.547922.1282](https://doi.org/10.30506/JMEE.2022.547922.1282). (in Persian)

[2] V. Zare and H. R. Takleh, “Novel geothermal driven CCHP systems integrating ejector transcritical CO₂ and Rankine cycles: Thermodynamic modeling and parametric study,” *Energy Conversion and Management*, vol. 205, Art. no. 112396, 2020, doi: [10.1016/j.enconman.2019.112396](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112396).

[3] A. Aali, N. Pourmahmoud, and V. Zare, “Exergoeconomic analysis and multi-objective optimization of a novel combined flash-binary cycle for Sabalan geothermal power plant in Iran,” *Energy Conversion and Management*, vol. 143, pp. 377–390, 2017, doi: [10.1016/j.enconman.2017.04.071](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.071).

[4] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2019*. Paris, France: International Energy Agency, 2019. Available: IEA report page

[5] M. Yadegari and A. Bak Khoshnevis, “Numerical study of the effects of adverse pressure gradient parameter, turning angle and curvature

vol. 586, Art. no. 117848, Jun. 2024, doi: [10.1016/j.desal.2024.117848](https://doi.org/10.1016/j.desal.2024.117848).

[19] T. Pang, L. Gao, W. Wu, and F. Chi, "Eco-friendly multi-heat recovery applied to an innovative integration of flue gas-driven multigeneration process and geothermal power plant: Feasibility characterization from thermo-economic-environmental aspect," *Journal of Cleaner Production*, vol. 449, Art. no. 141750, Mar. 2024, doi: [10.1016/j.jclepro.2024.141750](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141750).

[20] M. A. Haghghi, A. Hasanzadeh, E. Nadimi, A. Rosato, and H. Athari, "An intelligent thermodynamic/economic approach based on artificial neural network combined with MOGWO algorithm to study a novel polygeneration scheme using a modified dual-flash geothermal cycle," *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 173, pp. 859–880, 2023, doi: [10.1016/j.psep.2023.03.056](https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.03.056). (in Persian)

[21] A. Farajollahi, M. Rostami, M. Feili, H. Ghaebi, and M. R. Salimi, "Modified cost analysis integrated with dual parametric sensitivity study for realistic cost assessment of a novel modified geothermal-based multi-generation energy system," *Energy Rep.*, vol. 8, pp. 13463–13483, 2022, doi: [10.1016/j.egy.2022.09.110](https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.09.110). (in Persian)

[22] M. S. Azhar, G. Rizvi, and I. Dincer, "Integration of renewable energy based multigeneration system with desalination," *Desalination*, vol. 404, pp. 72–78, 2017, doi: [10.1016/j.desal.2016.09.034](https://doi.org/10.1016/j.desal.2016.09.034).

[23] F. Khalid, I. Dincer, and M. A. Rosen, "Techno-economic assessment of a solar-geothermal multigeneration system for buildings," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, pp. 21454–21462, 2017, doi: [10.1016/j.ijhydene.2017.03.185](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.03.185).

[24] S. J. Zarrouk and H. Moon, "Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review," *Geothermics*, vol. 51, pp. 142–153, 2014, doi: [10.1016/j.geothermics.2013.11.001](https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.11.001).

[25] M. Al-Ali and I. Dincer, "Energetic and exergetic studies of a multigenerational solar-geothermal system," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 71, pp.

electrolysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12, pp. 4901–4934, Apr. 2013, doi: [10.1016/j.ijhydene.2013.01.151](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151).

[13] S. M. Alirahmi, S. R. Dabbagh, P. Ahmadi, and S. Wongwises, "Multi-objective design optimization of a multi-generation energy system based on geothermal and solar energy," *Energy Conversion and Management*, vol. 205, Art. no. 112426, Feb. 2020, doi: [10.1016/j.enconman.2019.112426](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112426). (in Persian)

[14] H. Azariyan, M. Vajdi, and H. R. Takleh, "Assessment of a high-performance geothermal-based multigeneration system for production of power, cooling, and hydrogen: thermodynamic and exergoeconomic evaluation," *Energy Conversion and Management*, vol. 236, Art. no. 113970, Jun. 2021, doi: [10.1016/j.enconman.2021.113970](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113970). (in Persian)

[15] M. Shamsi, B. Karami, A. Cheraghdar, S. Mousavian, M. Makki, and S. Rooeentan, "Evaluation of an environmentally-friendly poly-generation system driven by geothermal energy for green ammonia production," *Fuel*, vol. 365, Art. no. 131037, Jun. 2024, doi: [10.1016/j.fuel.2024.131037](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131037). (in Persian)

[16] M. Temiz and I. Dincer, "An integrated bifacial photovoltaic and supercritical geothermal driven copper-chlorine thermochemical cycle for multigeneration," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 45, Art. no. 101117, Mar. 2021, doi: [10.1016/j.seta.2021.101117](https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101117).

[17] M. Temiz and I. Dincer, "Concentrated solar driven thermochemical hydrogen production plant with thermal energy storage and geothermal systems," *Energy*, vol. 219, Art. no. 119554, Mar. 2021, doi: [10.1016/j.energy.2020.119554](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119554).

[18] Y. Feng, S. F. Ahmad, W. Chen, M. Al-Razgan, E. M. Awwad, A. Y. A. B. Ayassrah, et al., "Design, economic analysis, and environmental assessment of an innovative municipal solid waste-based multigeneration system integrating LNG cold utilization and seawater desalination," *Desalination*,

- Manag., vol. 236, Art. no. 113970, 2021, doi: [10.1016/j.enconman.2021.113970](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113970). (in Persian)
- [33] O. Siddiqui, H. Ishaq, and I. Dincer, "A novel solar and geothermal-based trigeneration system for electricity generation, hydrogen production and cooling," *Energy Convers. Manag.*, vol. 198, Art. no. 111812, 2019, doi: [10.1016/j.enconman.2019.111812](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111812).
- [34] R. Shang, P. Shi, Y. Yue, and F. Sardari, "Simulation and multi-aspect investigation of a geothermal-based power, hydrogen, oxygen, and fresh water production integrated into a flue gas-driven combined power plant," *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 180, pp. 648–668, 2023, doi: [10.1016/j.psep.2023.06.017](https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.06.017).
- [35] A. S. Mehr, A. Moharramian, S. Hossainpour, and D. A. Pavlov, "Effect of blending hydrogen to biogas fuel driven from anaerobic digestion of wastewater on the performance of a solid oxide fuel cell system," *Energy*, vol. 202, Art. no. 117668, 2020, doi: [10.1016/j.energy.2020.117668](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117668). (in Persian)
- [36] I. Dincer and M. A. Rosen, *Exergy: Energy, Environment and Sustainable Development*, Newnes, 2012.
- [37] M. Ozturk and I. Dincer, "Development of a combined flash and binary geothermal system integrated with hydrogen production for blending into natural gas in daily applications," *Energy Convers. Manag.*, vol. 227, Art. no. 113501, 2021, doi: [10.1016/j.enconman.2020.113501](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113501).
- [38] K. Parham, H. Alimoradiyan, and M. Assadi, "Energy, exergy and environmental analysis of a novel combined system producing power, water and hydrogen," *Energy*, vol. 134, pp. 882–892, 2017, doi: [10.1016/j.energy.2017.06.010](https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.010). (in Persian)
- [39] A. Ahmadi and A. A. Saifoddin Asl, "Economic and Environmental Comparison of Various Fluids in a Carbon Capture System Using the Brayton Cycle with Recompression and Recuperation Cycles," *J. Sustain. Energy Syst.*, vol. 3, pp. 289–301, 2024, doi: [10.22059/ses.2024.383314.1102](https://doi.org/10.22059/ses.2024.383314.1102). (in Persian)
- 16–23, 2014, doi: [10.1016/j.applthermaleng.2014.06.033](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.06.033).
- [26] S. Khanmohammadi and F. Musharavati, "Multi-generation energy system based on geothermal source to produce power, cooling, heating, and fresh water: exergoeconomic analysis and optimum selection by LINMAP method," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 195, Art. no. 117127, 2021, doi: [10.1016/j.applthermaleng.2021.117127](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.117127). (in Persian)
- [27] C. Alimonti, P. Conti, and E. Soldo, "A comprehensive exergy evaluation of a deep borehole heat exchanger coupled with a ORC plant: the case study of Campi Flegrei," *Energy*, vol. 189, Art. no. 116100, 2019, doi: [10.1016/j.energy.2019.116100](https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116100).
- [28] O. Özkara, A. Keçebaş, and C. Demircan, "Comparative thermodynamic evaluation of a geothermal power plant by using the advanced exergy and artificial bee colony methods," *Energy*, vol. 156, pp. 169–180, 2018, doi: [10.1016/j.energy.2018.05.095](https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.095). (in Persian)
- [29] J. Wang, C. Ren, Y. Gao, H. Chen, and J. Dong, "Performance investigation of a new geothermal combined cooling, heating and power system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 208, Art. no. 112591, 2020, doi: [10.1016/j.enconman.2020.112591](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112591).
- [30] Y. Cao, D. Xu, H. Togun, H. A. Dhahad, H. Azariyan, and N. Farouk, "Feasibility analysis and capability characterization of a novel hybrid flash-binary geothermal power plant and trigeneration system through a case study," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, pp. 26241–26262, 2021, doi: [10.1016/j.ijhydene.2021.05.146](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.146). (in Persian)
- [31] K. E. Herold, R. Radermacher, and S. A. Klein, *Absorption Chillers and Heat Pumps*, CRC Press, 2016.
- [32] H. Azariyan, M. Vajdi, and H. R. Takleh, "Assessment of a high-performance geothermal-based multigeneration system for production of power, cooling, and hydrogen: thermodynamic and exergoeconomic evaluation," *Energy Convers.*

- Deviations from Ideal Conditions in a Geothermal CCHP System: An Energy, Exergy, and Economic Assessment,” *J. Sustain. Energy Syst.*, vol. 4, pp. 69–82, 2025, doi: [10.22059/ses.2025.382572.1097](https://doi.org/10.22059/ses.2025.382572.1097). (in Persian)
- [46] C. Liu, C.-Y. Hsu, M. K. Agrawal, J. Zhang, S. F. Ahmad, A. H. Seikh, et al., “Design and thermo-enviro-economic analyses of an innovative environmentally friendly trigeneration process fueled by biomass feedstock integrated with a post-combustion CO₂ capture unit,” *J. Clean Prod.*, vol. 443, Art. no. 141137, 2024, doi: [10.1016/j.jclepro.2024.141137](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141137).
- [47] H. A. Dhahad, S. Ahmadi, M. Dahari, H. Ghaebi, and T. Parikhani, “Energy, exergy, and exergoeconomic evaluation of a novel CCP system based on a solid oxide fuel cell integrated with absorption and ejector refrigeration cycles,” *Therm. Sci. Eng. Prog.*, vol. 21, Art. no. 100755, 2021, doi: [10.1016/j.tsep.2020.100755](https://doi.org/10.1016/j.tsep.2020.100755). (in Persian)
- [48] M. H. Sharqawy, J. H. Lienhard V, and S. M. Zubair, “Thermophysical properties of seawater: a review of existing correlations and data,” *Desalination Water Treat.*, vol. 16, pp. 354–380, 2010, doi: [10.5004/dwt.2010.1079](https://doi.org/10.5004/dwt.2010.1079).
- [49] J. A. Aguilar-Jiménez, N. Velázquez, R. López-Zavala, R. Beltrán, L. Hernández-Callejo, L. A. González-Urbe, et al., “Low-temperature multiple-effect desalination/organic Rankine cycle system with a novel integration for fresh water and electrical energy production,” *Desalination*, vol. 477, Art. no. 114269, 2020, doi: [10.1016/j.desal.2019.114269](https://doi.org/10.1016/j.desal.2019.114269).
- [40] B. Rismanchi, “District energy network (DEN), current global status and future development,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, pp. 571–579, 2017, doi: [10.1016/j.rser.2016.11.004](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.004). (in Persian)
- [41] A. Aivazi, “Thermodynamic and Economic Analysis of a Novel Polygeneration System Integrated with Compressed Air Energy Storage and Ejector Cooling System Based on Sulfur Dioxide,” *Sci. Technol. Mech. Eng.*, vol. 3, pp. 7–21, 2024, doi: [10.22034/stme.2024.480667.1078](https://doi.org/10.22034/stme.2024.480667.1078). (in Persian)
- [42] K. Javaherdeh and S. Safari Sabet, “Examining the exergy-economic structure of different structures of supercritical Brayton cycle of carbon dioxide using heliostat collector,” *J. Sustain. Energy Syst.*, vol. 3, pp. 173–192, 2024, doi: [10.22059/ses.2024.376145.1065](https://doi.org/10.22059/ses.2024.376145.1065). (in Persian)
- [43] R. Babaei Spouei, A. Rahdan, S. Amini, and A. H. Alidadi, “Optimization of Combustion Process of Boiler at Steam Power Plant based on Heat loss and Blowdown Values: an Energy, Exergy and Environmental Analysis (3E),” *J. Sustain. Energy Syst.*, vol. 3, pp. 381–400, 2024, doi: [10.22059/ses.2024.382031.1093](https://doi.org/10.22059/ses.2024.382031.1093). (in Persian)
- [44] A. Eyvazi, M. Ameri, M. Shafiey Dehaj, and H. Ghaebi, “Thermodynamic, economic and optimization analysis of a new geothermal energy-based multiple generation system for hot water, cooling, power and liquid hydrogen production,” *Sci. Technol. Mech. Eng.*, vol. 3, pp. 207–225, 2024. (in Persian)
- [45] M. Seyyedi, F. Hosseinnejad, K. Fallah, and Y. Rostamiyan, “Analyzing the Impact of Equipment