



The University of Tehran Press

## Assessment of the Role of Hydrogen in Energy Storage for Solving Energy Shortfalls in Iran

Faezeh Allahdadi<sup>1</sup> | Mozhddeh Sajjadi<sup>2\*</sup> | Behnam Sedaee<sup>3</sup>

1. MSc Student in Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: [faeze.allahdadi@ut.ac.ir](mailto:faeze.allahdadi@ut.ac.ir)

2. Corresponding Author, Assistant Professor, Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: [Sajjadi.mozhddeh@ut.ac.ir](mailto:Sajjadi.mozhddeh@ut.ac.ir)

3. Associate Professor, Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: [sedaee@ut.ac.ir](mailto:sedaee@ut.ac.ir)

### ARTICLE INFO

**Article type:**  
Research Paper

**Article History:**

**Received:** 01 February 2026

**Revised:** 28 February 2026

**Accepted:** 12 May 2026

**Published Online:** 23 September 2026

**Keywords:**

Energy analysis,  
Carbon footprint,  
Energy shortfall,  
Grey hydrogen,  
Green hydrogen.

### ABSTRACT

In Iran, the imbalance in the supply and consumption of electricity and gas has challenged domestic and industrial users and made the use of renewable energies inevitable. Given the unstable nature of renewable energies, the use of hydrogen for energy storage is considered a vital step. However, this issue must be analyzed according to the local requirements and supplies of each region. In this paper, a scenario-based analysis based on energy and cost balance is presented to compare hydrogen (gray and green) and natural gas for seasonal energy storage. The evaluation criteria include energy efficiency (by calculating the required power plant capacity), carbon emissions, and investment cost. The results show that the direct use of renewable electricity and, if necessary, energy storage in the form of natural gas, eliminates the loss of energy value in the process of energy to hydrogen conversion, and require less power plant capacity. This strategy requires 8.2 GW of capacity to address the summer imbalance compared to 9.5 GW, and 39.3 GW of capacity to address the winter imbalance compared to 71.7 GW in hydrogen-based scenarios. Meeting both imbalances requires 73.6 GW with hydrogen storage, and 43.3 GW with natural gas storage combined with direct renewable electricity. Despite the economic and energy advantages of natural gas in the short term, the limited availability of fossil fuel resources and the imperative need to move towards new energy storage technologies in the near future necessitate the development of green hydrogen production systems.

**Cite this article:** Allahdadi, F.; Sajjadi, M. & Sedaee, B. (2026). Assessment of the Role of Hydrogen in Energy Storage for Solving Energy Shortfalls in Iran. *Journal of Sustainable Energy Systems*, 5 (4), 717-740. DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.412571.1226>



© Authors retain the copyright and full publishing rights.  
DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.412571.1226>

**Publisher:** University of Tehran Press.

### Introduction

In recent decades, the increasing trend in global rate of carbon dioxide emissions from industrial activities that use fossil fuels as the source of energy has led governments and industries to develop strategies based on renewable energies and sequestration of the emitted carbon. Yet the transition from fossil fuels is difficult due to limitations in the production, transmission, and storage of renewable energies. In this concept low-carbon hydrogen can be a practical solution for this transition because it can function as an emissionless energy carrier and an energy storage medium. Despite the global approach towards the use of green hydrogen for energy storage and supply, the whole hydrogen chain (including production, transportation, storage, and usage) in each country needs to be planned based on the local requirements and potentials. From the production perspective for instance, Iran has the

capacity and infrastructure required for producing gray hydrogen, and various renewable energy sources for the development of green hydrogen. Therefore, choosing the appropriate method for hydrogen production is not straightforward. The same dilemal condition applies to the consumption or export of Hydrogen. In this study, to assess the potential role of hydrogen in addressing the energy imbalance, the feasibility of hydrogen-dependent scenarios have been explored.

### **Methodology**

The feasibility of hydrogen-based energy storage has been examined based on three factors: the energy efficiency, the carbon footprint, and the cost of each process. These criteria have been evaluated and compared for different gas-based and hydrogen-based resolutions addressing the following shortage scenarios:

1. Summer Electricity Imbalance: 4 months electricity shortage of 20 TWh
2. Winter Gas Imbalance: 5 months gas shortage of 300 Mm<sup>3</sup>/day
3. Both Seasonal Imbalances

### **Conclusion**

Comparing different energy storage options, in the form of gas or hydrogen storage, showed that using renewable electricity and storing the equivalent natural gas is the most cost-effective way to address seasonal imbalances. The next priority, both economically and environmentally, is the green hydrogen based resolution. With the annual increase in energy demand and declining pressure in gas reservoirs, gas imbalances may become more severe in the coming years, and the need to diversify the energy carrier mix will be felt more strongly. In this context, green hydrogen, although evaluated as a more expensive solution, may in some conditions be the only available option for large-scale energy storage.



انتشارات دانشگاه تهران

## فصلنامه سیستم‌های انرژی پایدار

سایت نشریه: <https://ses.ut.ac.ir>

شاپا الکترونیکی: ۸۶۹۳-۲۹۸۰

### ارزیابی نقش هیدروژن در ذخیره‌سازی انرژی برای رفع ناترازی انرژی در ایران

فائزه اله‌دادی<sup>۱</sup> | مژده سجادی<sup>۲</sup> | بهنام صدایی<sup>۳</sup>

۱. دانشجوی کارشناسی ارشد انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکده فنی، دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: [faeze.allahdadi@ut.ac.ir](mailto:faeze.allahdadi@ut.ac.ir)
۲. نویسنده مسئول، استادیار انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکده فنی، دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: [sajjadi.mozhdeh@ut.ac.ir](mailto:sajjadi.mozhdeh@ut.ac.ir)
۳. دانشیار انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکده فنی، دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: [sedaee@ut.ac.ir](mailto:sedaee@ut.ac.ir)

#### اطلاعات مقاله

#### چکیده

نوع مقاله:  
پژوهشی

#### تاریخ‌های مقاله:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۱۱/۱۲

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۴/۱۲/۰۹

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۲/۲۲

تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۰۷/۰۱

#### کلیدواژه:

تحلیل انرژی،

ردپای کربن،

ناترازی انرژی،

هیدروژن خاکستری،

هیدروژن سبز.

در ایران طی سال‌های اخیر ناترازی در تأمین و مصرف برق و گاز، مصرف‌کنندگان خانگی و صنایع را دچار چالش کرده و تنوع‌بخشی به سبد انرژی را ناگزیر کرده است. با توجه به ماهیت ناپایدار انرژی‌های تجدیدپذیر، به باور جهانی استفاده از هیدروژن برای ذخیره انرژی در ابعاد وسیع گامی حیاتی شمرده می‌شود، اما این موضوع باید با توجه به شرایط بومی کشور تحلیل شود. در این مقاله، امکان‌سنجی استفاده از هیدروژن برای ذخیره انرژی و رفع ناترازی‌های فصلی بر مبنای یک تحلیل سناریومحور انجام شده است. به این منظور، استراتژی‌های مبتنی بر ذخیره انرژی به شکل هیدروژن و گاز طبیعی با معیارهای بهره‌وری انرژی (با محاسبه ظرفیت نیروگاهی مورد نیاز)، ردپای کربن و هزینه سرمایه‌گذاری مقایسه شده‌اند. نتایج نشان می‌دهد ذخیره‌سازی انرژی در قالب صرفه‌جویی در مصرف گاز طبیعی، با حذف افت ارزش انرژی در فرایند تبدیل به هیدروژن، به ظرفیت نیروگاهی کمتری نیاز دارد. این استراتژی برای رفع ناترازی تابستانی به ظرفیت ۸/۲ در مقایسه با ۹/۵ گیگاوات و برای ناترازی زمستانی به ۳۹/۳ در مقایسه با ۷۱/۷ گیگاوات در سناریوهای مبتنی بر هیدروژن نیاز دارد. پاسخگویی به هر دو ناترازی، با ذخیره هیدروژن نیاز به ۷۳/۶ گیگاوات و با ذخیره گاز طبیعی در کنار مصرف مستقیم برق تجدیدپذیر نیاز به ۴۳/۳ گیگاوات توان دارد. با وجود برتری اقتصادی و انرژی گاز طبیعی در کنار مصرف مستقیم برق محدودیت منابع سوخت‌های فسیلی و نیاز حتمی به حرکت به سمت فناوری‌های جدید ذخیره‌سازی انرژی در آینده‌نمچندان دور، توسعه سامانه‌های تولید هیدروژن سبز را الزامی می‌کند.

**استناد:** اله‌دادی، فائزه؛ سجادی، مژده و صدایی، بهنام (۱۴۰۵). ارزیابی نقش هیدروژن در ذخیره‌سازی انرژی برای رفع ناترازی انرژی در ایران. *فصلنامه سیستم‌های انرژی پایدار*، ۵ (۴) ۷۱۷-۷۴۰.

DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.412571.1226>

ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.

© نویسندگان.

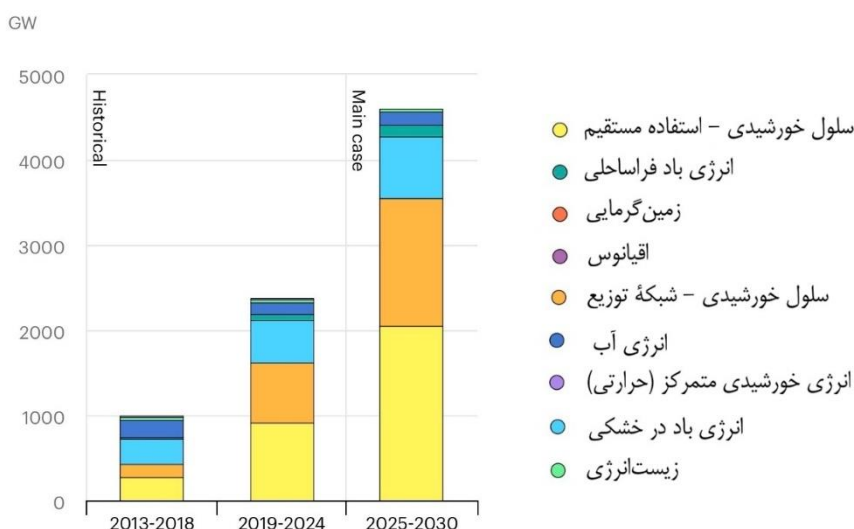
DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.412571.1226>



## ۱. مقدمه

در دهه‌های اخیر سرعت انتشار جهانی دی‌اکسید کربن ناشی از استفاده از سوخت‌های فسیلی در فعالیت‌های صنعتی افزایش یافته است. بر اساس مطالعات بخش تولید برق و حرارت بیشترین سهم را در این افزایش انتشار داشته است [۱]. رشد جمعیت که تا سال ۲۰۵۰ پیش‌بینی می‌شود به ۹/۹ میلیارد نفر برسد، نیاز فزاینده به انرژی و نگرانی از شدت گرفتن گرمایش زمین در نتیجه انتشار بیشتر گازهای گلخانه‌ای را به همراه دارد [۲]. این روند دولت‌ها و صنایع را به توسعه راهبردهای مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر و ترسیب کربن انتشاریافته سوق داده است. بعد از توافق پاریس در سال ۲۰۱۵، با تعریف معیار کمی برای کنترل وضعیت اقلیمی [۳] ضرب‌العجل‌ها و سازوکارهای مالی برای کاهش انتشار کربن اندیشیده شد و حرکت به سمت گذار از سوخت‌های فسیلی به انرژی‌های تجدیدپذیر سرعت گرفت [۴].

بر اساس پیش‌بینی انجمن جهانی انرژی در سال ۲۰۲۵، ظرفیت تولید برق از منابع تجدیدپذیر بین سال‌های ۲۰۲۵ تا ۲۰۳۰ به حدود ۴۶۰۰ گیگاوات خواهد رسید. بر اساس این پیش‌بینی استفاده از سلول‌های فتوولتائیک خورشیدی با رشد ۸۰ درصدی بیشترین پیشرفت را خواهد داشت [۵]. شکل ۱ سهم انواع انرژی تجدیدپذیر، مانند انرژی‌های باد، زمین‌انرژی را از توان برق تولیدشده در سال‌های گذشته و پیش‌بینی آن‌ها در سال ۲۰۳۰ نشان می‌دهد.



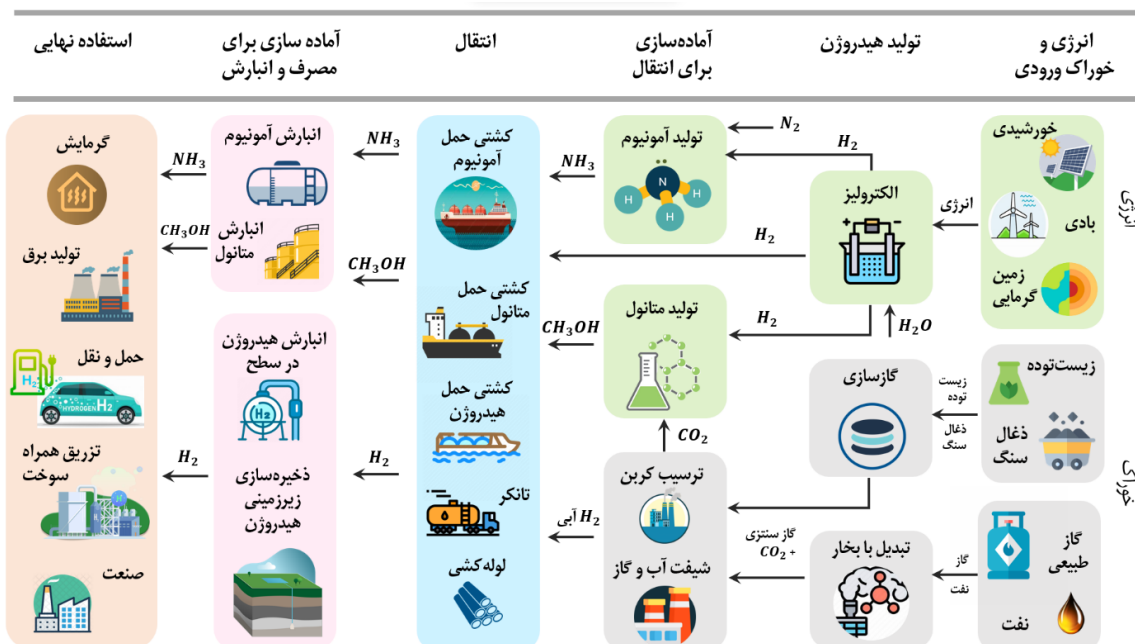
شکل ۱. نمودار سهم انرژی‌های تجدیدپذیر از تولید برق در سال‌های گذشته و پیش‌بینی ۵ ساله (ترجمه‌شده از [۵])

با وجود پیشرفت در توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر، گذار از سوخت‌های فسیلی به دلیل محدودیت تولید، انتقال و ذخیره‌سازی انرژی‌های تجدیدپذیر دشوار است. نوسان‌های زمانی و ناپایداری دسترسی به منابع انرژی خورشید و باد مدیریت ذخیره‌سازی انرژی را به امری اساسی در توسعه این منابع تبدیل کرده است. فناوری‌های مختلفی که برای ذخیره انرژی مطرح شده‌اند از نظر حجم ذخیره و مدت زمان بازیابی انرژی محدوده‌های مختلفی را پوشش می‌دهند که در شکل ۲ نشان داده شده است [۶]. در این میان، استفاده از باتری‌ها در ذخیره انرژی در حد مصارف خانگی و استفاده‌های کوتاه‌مدت در سال‌های اخیر رشد به‌سزایی داشته است. آژانس بین‌المللی انرژی تجدیدپذیر پیش‌بینی کرده که این رشد در آینده ادامه‌دار باشد و تا سال ۲۰۳۰ ظرفیت ذخیره‌سازی انرژی در باتری‌ها از ۱ گیگاوات در سال ۲۰۱۶ به ۱۴ گیگاوات برسد [۷]. با این وجود، همان‌طور که در شکل ۲ نشان داده شده، ذخیره انرژی در ابعاد وسیع‌تر برای پوشش نوسان‌های فصلی نیاز به فناوری‌های متفاوتی دارد.



شکل ۲. مقایسه سامانه‌های ذخیره انرژی از منظر ظرفیت ذخیره و دوره بازایی انرژی (ترجمه‌شده از [۶])

بر اساس مطالعات هیدروژن کم‌کربن می‌تواند راهکاری عملی برای این گذار باشد، زیرا هم به عنوان حامل انرژی بدون تولید کربن می‌تواند ایفای نقش کند [۸] و هم به عنوان سامانه ذخیره انرژی‌های تجدیدپذیر قابلیت استفاده برای پیک‌سایی را دارد [۹]. ورود به دوران انرژی مبتنی بر هیدروژن نیازمند شکل‌گیری کل زنجیره تولید، فراورش، انتقال، انبارش و مصرف هیدروژن (شکل ۳) است. به همین دلیل، پیش‌بینی‌ها بیانگر رشد سریع تولید و تقاضای جهانی هیدروژن و توسعه فناوری در بخش‌های مختلف زنجیره آن در دهه‌های آینده است. برای پاسخ به این تقاضا برآوردها نشان می‌دهد تولید هیدروژن پاک از حدود ۰/۸ میلیون تن در سال ۲۰۲۵، به ۱۵۴ میلیون تن در سال ۲۰۳۰ و به ۶۱۴ میلیون تن در سال تا ۲۰۵۰ افزایش یابد [۱۰].



شکل ۳. بخش‌های زنجیره هیدروژن از تولید، فراورش، انتقال، انبارش و مصرف (ترجمه از [۱۱])

امروزه مصرف اصلی هیدروژن در تولید آمونیاک و متانول در صنایع پتروشیمی و در فرایندهای پالایشگاهی است. در صنعت فولاد برای احیا و تولید آهن اسفنجی و در صنعت شیشه‌سازی نیز هیدروژن برای جلوگیری از اکسید شدن قلع به همراه نیتروژن استفاده می‌شود، اما پیش‌بینی رشد مصرف هیدروژن در سال‌های آتی مبنی بر استفاده از آن در سناریوهای مختلف تأمین انرژی است. در این راستا در کشورهای مختلف تلاش‌هایی مانند راه‌اندازی شبکه سوخت‌رسانی هیدروژن برای خودروهای هیدروژنی و

قطارهای مسافربری استفاده‌کننده از پیل‌های سوختی، تزریق هیدروژن در شبکه خطوط گاز و تطبیق توربین‌های گازی با هیدروژن برای تولید برق در ابعاد محدود انجام گرفته است [۱۲]. با وجود این پیشرفت‌ها نباید از نقش مهم فناوری‌های ذخیره و جابه‌جایی هیدروژن در گسترش آن غافل شد. هیدروژن به دلیل اشتعال‌پذیری نیاز به ملاحظات فنی و ایمنی زیادی برای جابه‌جایی و ذخیره‌سازی دارد و از این منظر این فرایندها می‌توانند روی توجیه‌پذیری فنی و اقتصادی استفاده از هیدروژن مؤثر باشند. فناوری‌های ذخیره‌سازی هیدروژن شامل فرایندهای فیزیکی (مانند فشرده‌سازی هیدروژن، ذخیره به شکل هیدروژن مایع، و ذخیره‌سازی زیرزمینی) و شیمیایی (مانند ذخیره به شکل حامل‌های آلی مایع مانند متانول یا هیدریدهای فلزی) برای حمل و نگهداری آن در دوره‌های مختلف زمانی پیشنهاد شده‌اند [۱۳]. هرچند هنوز این روش‌ها از نظر ظرفیت ذخیره‌سازی وزنی و حجمی (به‌ترتیب وزن هیدروژن در واحد وزن سامانه ذخیره‌سازی و در واحد حجم سامانه ذخیره‌سازی)، شرایط ذخیره‌سازی مانند دما و فشار، زمان لازم و مصرف انرژی برای ذخیره واحد جرم هیدروژن برای استفاده در کاربردهای متنوع پیش رو نیاز به بهبود دارند [۱۴]. جابه‌جایی هیدروژن نیز به دلایل یادشده و همچنین، شرایط انبارش آن در فشار و دمای خاص، از لحاظ فنی بسیار هزینه‌بر است. برای جابه‌جایی زمینی در فواصل متوسط (کمتر از ۷۵۰۰ کیلومتر) و حجم‌های بالا، انتقال از طریق لوله به‌صرفه‌ترین گزینه است [۱۴]. با این حال، مطالعات اقتصادی نشان داده که به‌جز در فواصل کوتاه، تولید هیدروژن در محل مصرف به‌صرفه‌تر از سناریوهای شامل انتقال آن است [۱۳]، هرچند این موضوع وابسته به تعریف سناریو و نحوه انتقال هیدروژن است.

روش‌های تولید هیدروژن از منابع انرژی و مواد مختلف استفاده می‌کنند و از این منظر به رنگ‌های مختلف دسته‌بندی شده‌اند. از آنجا که در این مقاله، رنگ‌های هیدروژن بارها مورد اشاره و مقایسه قرار گرفته است، تعریفی که در این مقاله مبنای تحلیل روش‌های تولید هیدروژن است در جدول ۱ جمع‌بندی شده است. البته، به‌جز روش‌هایی که در این جدول به آن‌ها اشاره شده روش‌های دیگر تولید هیدروژن مانند استفاده از سولفید هیدروژن [۱۵]، استفاده از زیست‌توده [۱۶] و یا تزریق آب و دی‌اکسید کربن به لایه‌های غنی از آهن مانند اولیوین<sup>۱</sup> [۱۷] نیز در مراحل پژوهشی مورد بررسی هستند. رایج‌ترین روش تولید هیدروژن از طریق اصلاح متان با بخار آب<sup>۲</sup> (هیدروژن خاکستری) است که بیش از ۹۰ درصد تولید هیدروژن جهان را به خود اختصاص داده است. روش تولید هیدروژن خاکستری اگرچه از نظر فنی بالغ، دارای بازدهی بالا و هزینه تولید نسبتاً پایین است، اما با انتشار قابل توجه دی‌اکسید کربن همراه بوده و همچنان مشکل وابستگی به سوخت‌های فسیلی را تداوم می‌بخشد. در مقابل، هیدروژن سبز به عنوان گزینه‌ای تقریباً بدون انتشار کربن، با اهداف بلندمدت ردپای کربن صفر هم‌راستا است. هرچند هزینه بالای تولید، نیاز به برق تجدیدپذیر فراوان و چالش‌های بهره‌وری، موانع اصلی توسعه گسترده آن محسوب می‌شوند.

جدول ۱. روش‌های تولید هیدروژن و رنگ‌های نسبت‌داده‌شده [۱۸]

| رنگ هیدروژن       | منبع انرژی                                         | منبع هیدروژن         | فرایند                                                           |
|-------------------|----------------------------------------------------|----------------------|------------------------------------------------------------------|
| سبز               | انرژی‌های تجدیدپذیر                                | آب                   | الکتrolیز آب                                                     |
| فیروزه‌ای         | انرژی حرارتی*                                      | متان                 | پیرولیز متان به کربن و هیدروژن                                   |
| آبی               | انرژی حرارتی*                                      | متان                 | اصلاح متان با بخار هراه با ترسیب کربن                            |
| خاکستری / قهوه‌ای | انرژی حرارتی*                                      | سوخت‌های فسیلی       | فرایندهای مختلف معمولاً اصلاح متان با بخار یا گازی سازی زغال سنگ |
| بنفش / صورتی      | پسماند حرارت از انرژی هسته‌ای یا خود انرژی هسته‌ای | آب                   | الکتrolیز آب                                                     |
| سفید              | —                                                  | ذخایر طبیعی زیرزمینی | استخراج شبیه مخازن گاز                                           |

\* حرارت مورد نیاز معمولاً از سوزاندن گاز طبیعی به دست می‌آید.

ملاحظات محیط زیستی باعث تمرکز جهانی بر هیدروژن سبز در سیاست‌گذاری انرژی و صنایع وابسته به هیدروژن شده است. با این وجود، کشور ایران از نظر دسترسی به منابع گاز طبیعی رتبه دوم در جهان را دارد و دارای زیرساخت‌های مورد نیاز برای تولید هیدروژن خاکستری است. در حال حاضر، ۹۵ درصد از ظرفیت ۶/۴ میلیون تنی تولید هیدروژن در کشور از اصلاح گاز

1. Olivine

2. Steam Methane Reformig

طبیعی انجام می‌شود و ۴ درصد آن از شکست هیدروکربن‌ها [۱۲]. از سوی دیگر، در ایران پتانسیل بالایی برای بهره‌برداری از انواع انرژی تجدیدپذیر مانند انرژی خورشید، باد، زیست‌توده و زمین‌گرمایی وجود دارد که می‌تواند نشان‌دهنده توان بالقوه ایران برای توسعه هیدروژن سبز باشد [۱۳ و ۱۹]. آلودگی هوا ناشی از سوخت‌های فسیلی در شهرهای بزرگ کشور نیز که سلامت شهروندان را دچار مخاطره می‌کند [۲۰] در کنار ناترازی حامل‌های انرژی، حرکت به سمت گزینه‌های غیر فسیلی برای تأمین انرژی در ایران را ناگزیر کرده است. بنابراین، انتخاب روش مناسب برای تولید هیدروژن چندان بدیهی نیست. بسته به تعریف نقش هیدروژن در آینده انرژی کشور، مقایسه جامع هیدروژن خاکستری و سبز از نظر بهره‌وری انرژی، اقتصادی و محیط زیستی، برای ارزیابی واقع‌بینانه مسیرهای توسعه آینده آن ضروری است. چنین مقایسه‌ای می‌تواند به شناسایی مزایا و محدودیت‌های هر روش تولید کمک کرده و مبنای علمی لازم برای سیاست‌گذاری انرژی، اولویت‌بندی سرمایه‌گذاری‌ها و توسعه فناوری‌های کم‌کربن را فراهم سازد.

مطالعات زیادی جنبه‌های مختلف ورود ایران به عصر انرژی بر مبنای هیدروژن را مورد مطالعه و بررسی قرار داده‌اند. این مطالعات به توسعه زنجیره هیدروژن شامل امکان‌سنجی تولید هیدروژن سبز در ظرفیت‌های مختلف [۱۳ و ۱۹]، هزینه و ظرفیت بالقوه ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن [۲۱ و ۲۲] و موانع فناوری، اقتصادی و سیاست‌گذاری حوزه انرژی برای توسعه تولید هیدروژن سبز در ایران [۲۳] پرداخته‌اند. در بعد سیاست‌گذاری نیز بخش‌های مختلفی که عملکرد آن‌ها به نوعی با هیدروژن مرتبط می‌شود، مانند وزارت نیرو، وزارت نفت، وزارت علوم تحقیقات و فناوری و معاونت علمی، فناوری و اقتصاد دانش‌بنیان ریاست جمهوری برای تدوین اسناد راهبردی در حوزه هیدروژن ورود کرده‌اند. به عنوان مثال، در مطالعه امکان‌سنجی توسعه فناوری هیدروژن در صنعت نفت ایران که توسط مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی و مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۴۰۲ تدوین شد، سناریوهای مختلف ورود صنعت نفت به حوزه هیدروژن شامل تولید، توزیع، ذخیره‌سازی و صادرات هیدروژن مورد بررسی قرار گرفت [۱۲].

در حال حاضر، در ایران ظرفیت‌های تولید و مصرف هیدروژن متعلق به صنایع اصلی تولیدکننده شامل پتروشیمی‌ها، پالایشگاه‌ها، صنایع فولاد و شیشه هستند. ظرفیت فعلی تولید هیدروژن در این صنایع ۶/۴ میلیون تن است که پیش‌بینی می‌شود تا سال ۱۴۰۸ به ۱۰ میلیون تن در سال برسد. درصد کمی از هیدروژن (۳۰ هزار تن) توسط خطوط لوله بین واحدهای پتروشیمی و پالایشگاهی منتقل می‌شود و در باقی موارد تولید و مصرف هیدروژن در واحدها یکسان است. در صورت افزایش ظرفیت تولید، پتانسیل کشور برای صادرات هیدروژن سبز و آبی به بازارهای بین‌المللی بین ۰/۵ تا ۳ میلیون تن برآورد شده است [۱۲]. حوزه صادرات در صورت رقابت‌پذیری اقتصادی هیدروژن دارای پتانسیل بالایی برای ورود بخش خصوصی دانسته می‌شود [۲۳]. با این حال، مزیت اقتصادی هیدروژن خاکستری به دلیل قیمت پایین گاز طبیعی در ایران، با اعمال مالیات کربن در سال‌های آتی می‌تواند به خطر بیفتد [۱۲].

در نگاه جهانی به اقتصاد هیدروژنی، استفاده از هیدروژن برای توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر امری بدیهی و گامی الزامی در نظر گرفته شده است. حتی در مطالعات مربوط به ایران نیز ایجاد قوانین الزام‌آور برای وارد کردن هیدروژن به سبد انرژی برای گذار به انرژی‌های تجدیدپذیر توصیه شده است [۲۳]. حال آنکه این موضوع برای کشور ما با توجه به سبد انرژی کشور به بررسی بیشتری نیاز دارد. در این مطالعه به جای اهداف انتزاعی صادرات هیدروژن سبز یا کاهش انتشار کربن در افق ۲۰۵۰، نیاز فعلی و فوری انرژی امروز ایران که خاموشی‌های تابستانی و کمبود گاز زمستانی هستند مبنای تحلیل قرار گرفته است. به علاوه، با تعریف یک نگاه جدید مبتنی بر صرفه انرژی و صرفه اقتصادی در کنار انتشار کربن، باور عمومی به لزوم استفاده از هیدروژن برای ذخیره انرژی به چالش کشیده می‌شود و ملاحظات آن برای کشور ایران تبیین می‌شود. این نگاه یک مسیر نوآورانه برای تصمیم‌گیری اجرایی در حوزه انرژی ایجاد می‌کند.

برای بررسی نقش بالقوه هیدروژن در رفع ناترازی انرژی در ایران از منظر سه معیار اصلی شامل انرژی مصرفی، اثر محیط زیستی و هزینه تولید به سناریوهای رفع ناترازی با یا بدون استفاده از هیدروژن پرداخته شده است. پیش از بررسی سناریوها، ابتدا داده‌های موجود برای سنجش معیارهای ارزیابی در فرایندهای مختلف تولید برق تجدیدپذیر و تولید و ذخیره‌سازی هیدروژن و

گاز طبیعی در ایران که برای تحلیل‌ها مورد استفاده قرار گرفته‌اند، ارائه شده‌اند. برای ارزیابی امکان استفاده از هیدروژن در ذخیره‌سازی انرژی در ایران، سه سناریو بر مبنای ناترازی‌ها فصلی انرژی (سناریوی اول ناترازی تابستان، سناریوی دوم رفع ناترازی زمستان و سناریوی سوم رفع هر دو ناترازی) تعریف شده تا گزینه‌های مختلف تأمین انرژی شامل استفاده مستقیم از برق سبز، ذخیره انرژی در قالب گاز طبیعی، و ذخیره انرژی در قالب هیدروژن با یکدیگر مقایسه شوند.

## ۲. روش تحلیل

در ذخیره انرژی با استفاده از هیدروژن باید در نظر داشت که تولید هیدروژن از طریق هر یک از روش‌های شناخته‌شده، با صرف مواد و انرژی همراه است. مقایسه ارزش حرارتی گاز و انرژی الکتریکی که برای تولید هیدروژن در روش‌های مختلف استفاده می‌شود، با انرژی خروجی در قالب برق قابل تولید از هیدروژن بهره‌وری انرژی فرایند ذخیره‌سازی را نشان می‌دهد. در ذخیره انرژی با استفاده از گاز طبیعی، استفاده از برق تجدیدپذیر باعث صرفه‌جویی در مصرف گاز معادل همان میزان برق می‌شود و بهره‌وری آن بر این مبنا کامل است.

برای ارزیابی ردپای کربن در استراتژی‌های مختلف، تولید دی‌اکسید کربن معادل<sup>۱</sup> فرایندهای تولید و ذخیره‌سازی انرژی (چه به شکل هیدروژن و چه گاز) مد نظر قرار گرفته است. به عنوان نمونه، در استراتژی ذخیره انرژی به شکل هیدروژن سبز، کربن معادل هر یک از فرایندهای تولید برق تجدیدپذیر (۴۳ گرم بر کیلووات ساعت برای برق خورشیدی و ۱۳ گرم بر کیلووات ساعت برای برق بادی) و الکترولیز آب برای تولید هیدروژن (۲/۲ کیلوگرم بر کیلوگرم هیدروژن)، بر مبنای تخمین‌های موجود محاسبه شده است. ردپای کربن فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن به دلیل نبود داده معتبر در محاسبات لحاظ نشده است.

در نهایت، هزینه رفع ناترازی در هر استراتژی به عنوان معیار سوم مورد مقایسه قرار گرفته است. هزینه‌های فرایندها با در نظر گرفتن عمر ۲۵ ساله برای تجهیزات، برای یک سال محاسبه شده است. مالیات کربن نیز روی کربن معادل تولیدشده در فرایندها برای هر استراتژی محاسبه و در برآوردهای اقتصادی اعمال شده است.

برای توصیف مقدار گازها در گزارش‌ها و مقالات، از واحدهای مختلفی مانند حجم در شرایط استاندارد، ارزش حرارتی با واحدهای مختلف، تعداد مول و جرم گاز استفاده شده است. به منظور یکپارچه کردن این مقادیر، معادل‌های حجمی و انرژی واحد جرم گازهای متان (به جای گاز طبیعی) و هیدروژن در جدول ۲ آورده شده است. در متن مقاله معادل جرمی مقادیر نیز برای مقایسه و درک بهتر وارد شده است.

جدول ۲. ضرایب معادل‌سازی هیدروژن و متان برای شرایط استاندارد (۲۵ درجه سانتی‌گراد و ۱ اتمسفر) [۲۴]

| حجم واحد جرم<br>(متر مکعب استاندارد بر کیلوگرم) | انرژی واحد جرم<br>(مگاژول بر کیلوگرم) | انرژی واحد جرم<br>(کیلووات‌ساعت بر کیلوگرم) | جرم مولی<br>(گرم بر مول) |
|-------------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------|
| ۱۱/۲۵                                           | ۱۲۰                                   | ۳۳/۳                                        | ۲                        |
| ۱/۴۲                                            | ۵۵                                    | ۱۵/۲۸                                       | ۱۶                       |
| هیدروژن                                         |                                       |                                             |                          |
| متان                                            |                                       |                                             |                          |

در ادامه درباره روش محاسبه انرژی مورد نیاز، ردپای کربن و هزینه تولید هیدروژن‌های خاکستری و سبز که مبنای مقایسه سناریوها قرار دارند توضیح داده شده است.

## ۲-۱. تحلیل بر مبنای موازنه انرژی

در فرایند تولید هیدروژن خاکستری به روش اصلاح متان با بخار آب، متان به عنوان ماده اولیه و منبع انرژی استفاده می‌شود و بازدهی انرژی آن مصرف در محدوده ۵۰-۵۵ کیلووات ساعت انرژی برای تولید هر کیلوگرم هیدروژن است. ۷۵ تا ۸۰ درصد از این انرژی سهم ارزش حرارتی متان به عنوان خوراک فرایند و ۱۵ تا ۲۰ درصد سهم متان به عنوان تأمین‌کننده انرژی فرایند است. با توجه به اینکه هر کیلوگرم هیدروژن ۳۳/۳ کیلووات ساعت ارزش حرارتی دارد، این فرایند با افت ارزش انرژی همراه است.

1. Equivalent CO2



تولید هیدروژن سبز در سوی دیگر مستلزم استفاده از برق حاصل از انرژی‌های تجدیدپذیر مانند انرژی خورشید، باد، جذر و مد و زمین‌گرایی برای الکترولیز آب است. فناوری‌های معمول فعلی الکترولیزهای آلکالاینی و الکترولیزهای بر مبنای غشای تبادل پروتون<sup>۱</sup> هستند. الکترولیزهای با فناوری غشای تبادل پروتون در بازه دمایی گسترده‌تر ۴۰ تا ۸۰ درجه سانتی‌گراد کارایی خود را حفظ می‌کنند، در حالی که الکترولیزهای آلکالاینی دمای بهینه‌ای در محدوده ۵۰ تا ۷۰ درجه سانتی‌گراد دارند [۲۵]. فناوری‌های غشای تبادل آنیون<sup>۲</sup> و الکترولیز با اکسید جامد با وجود بهره‌وری بالاتر هنوز به سطح استفاده تجاری نرسیده‌اند [۲۶ و ۲۷]. بر اساس گزارش‌ها بسته به نوع دستگاه و راندمان شبکه برق، فناوری‌های مرسوم معمولاً نیاز به حدود ۳۴ - ۶۵ کیلووات ساعت انرژی به ازای هر کیلوگرم هیدروژن دارند [۲۵]. در صورت استفاده از الکترولیز غشای تبادل پروتون، مصرف برق برای تولید هر کیلوگرم هیدروژن، به طور متوسط ۵۲ کیلووات ساعت است [۲۸] که دوباره نسبت به ارزش حرارتی هیدروژن با افت ۳۳/۵ درصدی هیدروژن همراه است.

## ۲-۲. تحلیل بر مبنای ردپای کربن

آثار محیط زیستی فرایند اصلاح متان با بخار آب، از طریق معادل دی‌اکسید کربن تولیدشده فرایندهای شیمیایی ارزیابی می‌شود. منابع مختلف مقادیر متفاوتی برای ردپای کربن روش‌های تولید هیدروژن ارائه کرده‌اند [۲۹ - ۳۳]. طبق محاسبات آی‌انویج و همکاران [۳۰] با فرض اینکه کلیه فرایندهای مکانیکی و گرمایی از طریق احتراق متان تأمین شوند و با در نظر گرفتن ۳/۵ درصد نشت متان به اتمسفر، تولید هر کیلووات ساعت (معادل ۲۹/۹ گرم) هیدروژن خاکستری، معادل ۵۵۱/۳ گرم دی‌اکسید کربن منتشر می‌کند که شامل ۲۷۲/۴ گرم بر کیلووات ساعت ناشی از تولید مستقیم دی‌اکسید کربن و ۲۷۸/۹ گرم بر کیلووات ساعت ناشی از نشت متان است [۳۰]. این رقم معادل انتشار ۱۸/۴ کیلوگرم دی‌اکسید کربن به ازای تولید هر کیلوگرم هیدروژن است که حد بالای رقم‌های منتشر شده برای دی‌اکسید کربن معادل هیدروژن خاکستری است. به عنوان نمونه تروسلاو و همکاران [۲۹] در شبیه‌سازی‌های خود به عدد ۱۱/۷ کیلوگرم دی‌اکسید کربن به ازای تولید هر کیلوگرم هیدروژن خاکستری رسیدند.

در مورد هیدروژن آبی نیز چنین تنوعی در محاسبات ردپای کربن در مقالات دیده می‌شود. تولید هیدروژن آبی با ادغام جذب و ترسیب دی‌اکسید کربن در کنار فرایند اصلاح متان با بخار آب همراه است. طبق یافته‌های آی‌انویج و همکاران [۳۰] فرایندهای جداسازی و جذب دی‌اکسید کربن با صرف انرژی بالایی انجام می‌شوند و در عمل تولید هر کیلوگرم هیدروژن آبی با نزدیک به ۱۰ درصد بهبود ۱۶/۷ کیلوگرم دی‌اکسید کربن انتشار می‌دهد. در کار تروسلاو و همکاران ترسیب دی‌اکسید کربن، نسبت انتشار را ۴۵ درصد کاهش داده و به ۶/۴ کیلوگرم دی‌اکسید کربن در تولید هر کیلوگرم هیدروژن رسانده است [۲۹]. مقادیر محاسبه‌شده برای رد پای کربن تولید هیدروژن در کار تروسلاو و همکاران عمدتاً پایین‌تر از سایر مطالعات بررسی‌شده بوده و در اینجا از تخمین‌های سخت‌گیرانه‌تر استفاده شده است.

ردپای کربن هیدروژن سبز تولیدی از الکترولیزها در فرایند تولید صفر است و شدت انتشار آن به میزان سبز بودن برق مصرفی بستگی دارد. در مورد هیدروژن سبز تولید برق از محل انرژی‌های تجدیدپذیر است که به خودی خود بدون انتشار هستند، اما همان‌طور که در جدول ۳ مشخص شده، انتشارهای نهفته می‌توانند در مراحل ساخت و تولید تجهیزات نیروگاه تجدیدپذیر و الکترولیزها رخ دهند که در تولید هیدروژن سبز منظور می‌شود [۳۱ - ۳۳]. به‌علاوه، بهره‌برداری از انرژی‌های تجدیدپذیر می‌تواند پیامدهای محیط زیستی غیرکربنی مانند تأثیر بر زیست‌بوم‌ها و تلفات زیستی و تغییرات محلی اقلیم شامل دما، رطوبت و الگوهای بارش داشته باشد [۳۳]. در مطالعات مختلف اعداد بسیار متنوعی برای ردپای کربن انرژی‌های سبز اعلام شده است. در یک بررسی آماری روی ۱۵۳ مطالعه ناچنت و سواکول [۳۲] میانگین انتشار را برای چرخه عمر انرژی بادی معادل ۳۴/۱ گرم دی‌اکسید کربن بر کیلووات ساعت (با محدوده ۰/۴ تا ۳۶۴/۸ گرم، بر اساس ۲۲ مطالعه و ۳۹ تخمین) و برای انرژی خورشیدی حاصل از سلول فتوولتائیک معادل ۴۹/۹ گرم دی‌اکسید کربن بر کیلووات ساعت (محدوده ۱ تا ۲۱۸ گرم، بر اساس

۲۳ مطالعه و ۵۷ تخمین) گزارش کردند. مقادیر گزارش شده توسط نیکولسون و هلت [۳۱] که در جدول آمده در محدوده گزارش شده توسط ناچنت و همکاران قرار دارند و مؤید این مطالعه آماری هستند. با فرض میانگین ۴۲ گرم دی‌اکسید کربن بر کیلووات ساعت برای یک سیستم ترکیبی از انرژی خورشید و باد، با توجه به اینکه هر کیلوگرم هیدروژن سبز ۵۲ کیلووات ساعت انرژی الکتریکی نیاز دارد، ردپای کربن هر کیلوگرم هیدروژن سبز انتشار ۲/۲ کیلوگرم دی‌اکسید کربن است [۳۲].

استفاده از هر یک از گزینه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی نیز آثار محیط زیستی قابل توجهی مانند ردپای کربن در مراحل آماده‌سازی محل ذخیره‌سازی، تأمین و تزریق گاز بالشتک و همچنین، مدیریت آب شور تولیدی و جداسازی گاز بالشتک تولیدی همراه هیدروژن دارند. مقدار کمی این آثار در مرور ادبیات صورت‌رفته یافته نشده و با توجه به اینکه برای انواع مسیر تولید هیدروژن یکسان است، از محاسبات حذف شده است.

جدول ۳. میانگین آلودگی چرخه عمر منتشر شده برای فناوری‌های تولید برق (در هر فاز چرخه عمر) بر حسب گرم بر کیلووات ساعت [۳۱]

| فناوری تولید         | بالادستی<br>تک مرحله‌ای | احتراق مداوم | احتراق غیر<br>مداوم | پایین‌دستی<br>تک مرحله‌ای | دوره عمر کامل |
|----------------------|-------------------------|--------------|---------------------|---------------------------|---------------|
| زیست توده            | گزارش نشده              | -            | گزارش نشده          | گزارش نشده                | ۵۲            |
| خورشیدی - فتوولتائیک | ~۲۸                     | -            | ~۱۰                 | ~۵                        | ۴۳            |
| خورشیدی - حرارتی     | ۲۰                      | -            | ۱۰                  | ۰/۵۳                      | ۲۸            |
| زمین گرمایی          | ۱۵                      | -            | ۶/۹                 | ۰/۱۲                      | ۳۷            |
| انرژی هیدرولیک       | ۶/۲                     | -            | ۱/۹                 | ۰/۰۰۴                     | ۲۱            |
| اقیانوس              | گزارش نشده              | -            | گزارش نشده          | گزارش نشده                | ۸             |
| باد                  | ۱۲                      | -            | ۰/۷۴                | ۰/۳۴                      | ۱۳            |
| تلمبه‌ای             | ۳                       | -            | ۱۸                  | ۰/۰۷                      | ۷/۴           |
| باتری لیتیومی        | ۳۲                      | -            | گزارش نشده          | ۳/۴                       | ۳۳            |
| پیل سوختی هیدروژنی   | ۲۷                      | -            | ۲/۵                 | ۱/۹                       | ۳۸            |
| هسته‌ای              | ۲                       | -            | ۱۲                  | ۰/۷                       | ۱۳            |
| گاز طبیعی            | ۰/۸                     | ۳۸۹          | ۷۱                  | ۰/۰۲                      | ۴۸۶           |
| نفت                  | گزارش نشده              | گزارش نشده   | گزارش نشده          | گزارش نشده                | ۸۴۰           |
| ذغال سنگ             | <۵                      | ۱۰۱۰         | ۱۰                  | <۵                        | ۱۰۰۱          |

تولید انرژی

ذخیره‌سازی

تجهیزات

## ۲-۳. تحلیل اقتصادی

از نظر اقتصادی همان‌طور که اشاره شد، روش اصلاح متان با بخار آب ارزان‌ترین روش تولید هیدروژن است و در بازارهای جهانی هزینه‌ای معادل ۰/۶ تا ۲/۳ یورو به ازای هر کیلوگرم هیدروژن دارد [۳۴]. هزینه‌های کاهش انتشار دی‌اکسید کربن این روش حدود ۶۰ تا ۸۵ دلار به ازای هر تن دی‌اکسید کربن برای نرخ‌های جذب ۵۵ تا ۷۰ درصد و ۸۵ تا ۱۱۰ دلار به ازای هر تن دی‌اکسید کربن برای نرخ‌های بالاتر از ۹۰ درصد برآورد شده است [۳۵]. بنابراین، هزینه تولید هیدروژن آبی حدود ۰/۵ تا ۱ یورو به ازای تولید هر کیلوگرم هیدروژن بالاتر از هیدروژن خاکستری است [۳۵].

در بازار ایران قیمت هر تن هیدروژن (خاکستری) از طرف شرکت ملی پالایش و پخش فراورده‌های نفتی ۴۰۰ دلار اعلام شده است. با توجه به اینکه فناوری‌های جذب و ترسیب هیدروژن جدید هستند، هزینه‌های این فرایندها باید مشابه تخمین‌های جهانی باشد. با توجه به بالا بودن هزینه‌ها و بهره‌وری پایین فرایندهای حذف دی‌اکسید کربن، گزینه هیدروژن آبی در این مطالعه بررسی نشده است. برای محاسبه تأثیر منفی انتشار دی‌اکسید کربن برای ارزیابی استراتژی‌های مختلف تأمین انرژی از مالیات کربن استفاده شده است. مالیات کربن در سال ۲۰۲۶، برای هر تن دی‌اکسید کربن ۴۵ دلار تعیین شده و معیار قرار گرفته است، البته این عدد قرار است تا سال ۲۰۵۰ به ۱۱۰ دلار برای هر تن دی‌اکسید کربن برسد. با توجه به میزان انتشار کربن روش خاکستری که در بخش قبل ۱۱/۷ کیلوگرم محاسبه شد، مالیات کربن برای تولید هر کیلوگرم هیدروژن خاکستری در سال جاری ۰/۵ دلار است که تا سال ۲۰۵۰ با فرض ثابت ماندن انتشار فناوری تقریباً به ۱/۳ دلار خواهد رسید.

در حال حاضر، بیشترین هزینه تولید هیدروژن مربوط به هیدروژن سبز با استفاده از برق تجدیدپذیر است. دامنه هزینه هیدروژن سبز در منابع علمی عمدتاً بین ۲/۲ تا ۸/۲ یورو به ازای هر کیلوگرم هیدروژن گزارش شده است [۳۰]. هزینه تولید هیدروژن با انرژی باد و زمین‌گرایی در محدوده‌ای کمتر از انرژی خورشید تخمین زده شده است [۳۶]. تخمین هزینه تولید هیدروژن سبز در ایران با توجه به اینکه تا به حال اجرایی نشده محدود به شبیه‌سازی‌های انجام شده است. در یک شبیه‌سازی هزینه تولید هر کیلوگرم هیدروژن سبز در شهرهای جنوبی ایران با استفاده از انرژی خورشیدی (برای توان ۷۵۰ کیلووات) حدود ۱۳ دلار برآورد شده است [۳۷]. در کار مشابهی در محدوده توان ۵۰۰ کیلووات و ظرفیت تولید حدود ۲۰ تن بر سال، با در نظر گرفتن ترکیب انرژی بادی و خورشیدی، این هزینه به ۶/۴۳ تا ۸/۱۸ دلار بر کیلوگرم کاهش یافته است [۱۹]. با این حال تخمین هزینه تولید هیدروژن در مقیاس بزرگ ۱ گیگاواتی برای یک سامانه یکپارچه تولید متانول حدود ۲/۹ تا ۵/۴ دلار بر کیلوگرم به دست آمده است [۱۳]. این تنوع در برآوردها نشان می‌دهد هزینه تولید هیدروژن بسیار وابسته به حجم تولید و هزینه تولید برق است و از این منظر قیمت و بهره‌وری نیروگاه برق تجدیدپذیر اهمیت بالایی پیدا می‌کند. طبق برآوردهای انجام‌شده ۷۰ تا ۷۵ درصد از هزینه تولید هیدروژن سبز، سهم تولید انرژی الکتریکی است [۱۳]. بنابراین، بهبود بهره‌وری تولید هیدروژن بر واحد توان نیروگاهی می‌تواند هم در کاهش ظرفیت مورد نیاز و هم در کاهش هزینه‌ها تأثیر به‌سزایی داشته باشد. مبنای هزینه در این مطالعه با توجه به حجم مورد نیاز برای رفع ناترازی‌ها، میانگین برآورد کاکاوند و همکاران [۱۳] برابر با ۴ دلار در نظر گرفته شده است.

ذخیره‌سازی هیدروژن در ابعادی که برای رفع ناترازی‌های کشور مورد نیاز است و با توجه به بازه‌های زمانی مد نظر (تزریق چندماهه و تولید چندماهه) به ایجاد ساختارهای زیرزمینی مانند مغارهای نمکی، یا استفاده از مخازن نفت و گاز و یا آبخوان‌ها نیاز دارد [۲ و ۳۸]. بسته به طراحی فرایند و ویژگی‌های مخزن ذخیره‌سازی، بخش قابل توجهی از هیدروژن در این فرایند به صورت غیر قابل تولید در مخزن باقی می‌ماند [۳۹]. بنابراین، در ذخیره‌سازی انرژی به شکل هیدروژن باید ضریب بازیابی از ساختار زیرزمینی نیز در محاسبات وارد شود. در کنار این موارد، موقعیت تولید و ذخیره‌سازی هیدروژن نسبت به محل مصرف نیز روی هزینه ذخیره‌سازی مؤثر است. در این تحلیل از پرداختن به جزئیات فرایند صرف نظر شده و فارغ از جزئیات مؤثر بر هزینه از برآورد اسلامی‌نیا و همکاران [۲۱] که ذخیره‌سازی هیدروژن در مخزن گازی تحلیه‌شده در ایران را مورد بررسی قرار داده‌اند استفاده شده است. در مطالعه آن‌ها ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن خاکستری شامل مراحل تولید، فشرده‌سازی، خالص‌سازی، انتقال و ذخیره‌سازی آن، ۲/۳۱ (محدوده ۲/۱ تا ۲/۵) دلار بر کیلوگرم تخمین زده شده که نیمی از آن هزینه تولید هیدروژن است. به این ترتیب، هزینه تمهیدات ذخیره‌سازی زیرزمینی ۱/۱۵ دلار بر کیلوگرم هیدروژن به دست می‌آید. خلاصه برآوردهای انجام‌شده برای هیدروژن خاکستری، هیدروژن آبی و هیدروژن سبز که در این پژوهش مورد استفاده قرار گرفته در جدول ۴ جمع‌بندی شده است.

جدول ۴. مقایسه مصرف انرژی، انتشار دی‌اکسید کربن و هزینه تولید و ذخیره‌سازی یک کیلوگرم هیدروژن خاکستری، آبی و سبز

| هزینه کلی<br>(دلار) | هزینه ذخیره‌سازی<br>(دلار) | هزینه مالیات<br>کربن (دلار) | هزینه تولید<br>(دلار) | دی‌اکسید کربن انتشار یافته<br>(کیلوگرم) | انرژی ورودی<br>(کیلووات‌ساعت) | نوع<br>هیدروژن |
|---------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------------------------|-------------------------------|----------------|
| ۲/۳۸                | ۱/۱۵                       | ۰/۸۳                        | ۰/۴                   | ۱۸/۴                                    | ۵۰                            | خاکستری        |
| ۲/۸۰                | ۱/۱۵                       | ۰/۷۵                        | ۰/۹                   | ۱۶/۷                                    | –                             | آبی            |
| ۵/۲۵                | ۱/۱۵                       | ۰/۱                         | ۴                     | ۲/۲                                     | ۵۲                            | سبز            |

### ۳. تعریف سناریوهای تأمین انرژی

با داغ شدن موضوع تکیه بر هیدروژن به عنوان حامل سبز انرژی، گمانه‌زنی‌های مختلفی درباره امکان و لزوم بهره‌برداری از فناوری‌های هیدروژنی مطرح شده است. در این بخش از مقاله، برای ارزیابی نقش هیدروژن، سناریوهای مختلف رفع ناترازی انرژی در تابستان و زمستان تعریف شده است. در ادامه برای هر یک از این سناریوها، تأمین انرژی مورد نیاز برای رفع ناترازی با یا بدون استفاده از هیدروژن، و استفاده از هیدروژن خاکستری و سبز مورد بررسی قرار می‌گیرد:

## ۱. رفع ناترازی تابستانی برق

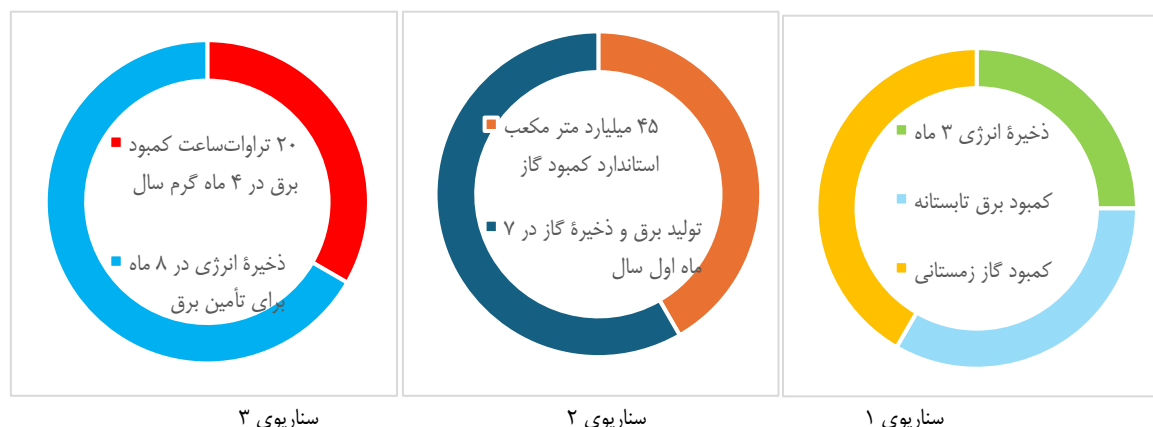
میزان برق مصرفی در تابستان (دوره ۴ ماهه از خرداد تا آخر شهریور) بیشتر از ظرفیت نیروگاه‌های کشور است. این موضوع به برنامه‌های خاموشی برای منازل و از آن مهم‌تر برای صنایع منجر شده است. در این دوره آنچه محدودیت تأمین برق را ایجاد کرده، ظرفیت نیروگاه‌ها و نه مقدار گاز در دسترس است. در سناریوی اول رفع ناترازی برق با استفاده از برق تجدیدپذیر و ذخیره انرژی به شکل هیدروژن (خاکستری و سبز) و گاز طبیعی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

## ۲. رفع ناترازی گاز در زمستان

ناترازی زمستانی به دلیل افت فشار گاز در شبکه توزیع رخ می‌دهد. در این دوره تقریباً ۵ ماهه (از اول آبان تا آخر اسفند) نیز کمبود گاز به انتخاب بین خاموشی‌های دوره‌ای و سوزاندن سوخت‌های آلاینده در نیروگاه‌ها انجامیده است. رفع ناترازی گاز به کمک هیدروژن می‌تواند به این مشکلات پاسخ دهد. در تحلیل این سناریو استفاده از هیدروژن سبز و خاکستری در مقایسه با ذخیره انرژی به شکل گاز طبیعی بررسی می‌شود.

## ۳. رفع هر دو ناترازی فصلی

در سناریوی آخر، محدودیت منابع گاز در زمستان و نیاز به برق در تابستان مبنای برنامه‌ریزی برای ذخیره انرژی خواهد بود. این موضوع محدودیت ذخیره‌سازی انرژی در تابستان را در محاسبات ظرفیت مورد نیاز برای رفع ناترازی در نظر می‌گیرد. شکل ۴ تعریف سناریوهای ناترازی را به صورت شماتیک نشان می‌دهد.



شکل ۴. شماتیک دوره‌های زمانی و مقدار ناترازی انرژی در تابستان و زمستان طبق سناریوهای ۱ تا ۳

## ۴. ملاحظات تأمین انرژی از هیدروژن

هیدروژن به عنوان ماده اولیه فرایندهای شیمیایی ماده مهمی محسوب می‌شود و انرژی بر بودن فرایند تولید آن از این نظر توجیه‌پذیر است. در فرایندهای تولید فولاد، شیشه، فرایندهای شیمیایی پتروشیمی‌ها و پالایشگاه‌ها، در تهیه آمونیاک و متانول و همچنین، در پیل‌های سوختی هیدروژن ماده قابل جایگزینی نیست و نیاز به تولید آن از روش‌های سبز در آینده وجود خواهد داشت. با این وجود، استفاده از حامل‌های انرژی برای تولید هیدروژن به منظور تأمین انرژی، فارغ از مسائل اقتصادی، ملاحظات دارد. تبدیل متان به هیدروژن با کاهش ۳۵ تا ۴۰ درصدی ظرفیت حرارتی گاز همراه است و چه برای تولید حرارت و چه تولید برق از طریق نیروگاه‌های گازی خود متان به جای هیدروژن قابل استفاده است. بنابراین، تبدیل متان به هیدروژن برای تأمین سوخت چه در خط لوله گاز و چه در تولید برق به صرفه نیست. باید توجه داشت که مالیات کربن و جریمه‌های محیط زیستی نیز استفاده از هیدروژن خاکستری برای تولید برق را نسبت به استفاده از متان برای تولید برق دارای اولویت نمی‌کند، زیرا به دلیل بهره‌وری انرژی بالاتر استفاده مستقیم از متان، این روش تولید دی‌اکسید کربن کمتری دارد. در مورد هیدروژن سبز نیز چنین موانعی وجود دارند.

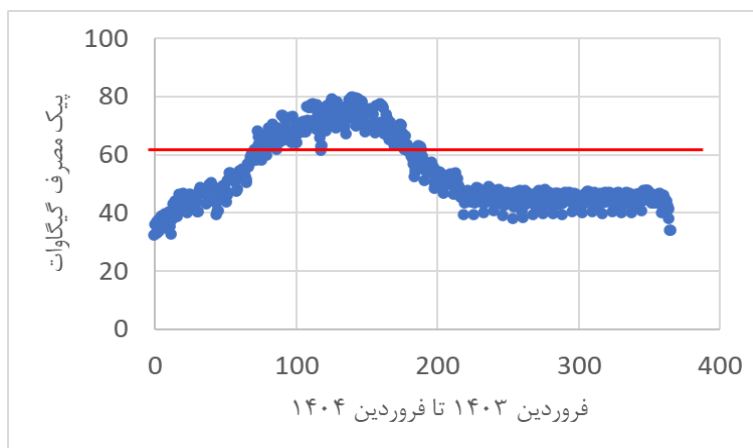
استفاده از گزینه هیدروژن سبز نیز مستلزم مصرف برق تجدیدپذیر با راندمان انرژی ۵۵-۶۶ درصدی است. از این نظر استفاده از هیدروژن سبز برای تولید برق تنها در مواردی توجیه‌پذیر است که خود برق تجدیدپذیر در محل یا زمان مد نظر قابل استفاده نباشد. به عنوان مثال، اگر تولید انرژی سبز مازاد بر نیاز شبکه برق باشد، یا در محلی دور از مناطق شهری که انتقال آن به شبکه میسر نباشد، می‌توان آن را به شکل هیدروژن ذخیره کرد، در غیر این صورت اولویت با استفاده مستقیم از برق تجدیدپذیر است. در واقع، در مسیر تولید هیدروژن و سپس، تولید برق از سوزاندن هیدروژن در توربین گازی تنها ۲۰ درصد از برق تجدیدپذیر دوباره به برق تبدیل خواهد شد.

در کنار توجیه‌پذیری از منظر موازنه انرژی، تولید برق سبز ماهیتاً محدودیت‌هایی دارد که در اینجا پیش از ورود به تحلیل سناریوهای ناترازی به آن‌ها می‌پردازیم. ناترازی برق در تابستان طبق برخی برآوردها ناشی از کمبود گاز نیست و بلکه محدودیت ظرفیت نیروگاهی برای تولید برق از گاز طبیعی ناشی می‌شود. در چنین شرایطی تولید هیدروژن برای سوزاندن آن در نیروگاه‌های گازی مشکل تولید برق را حل نمی‌کند. نکته بعدی اینکه تولید برق سبز وابسته به شرایط جوی فصلی مناسب و ساعت‌های محدودی در شبانه‌روز است. بر اساس مطالعات انجام‌شده برای شهرهای با پتانسیل بالای بهره‌برداری از انرژی خورشیدی در ایران، هر کیلووات ظرفیت نیروگاه خورشیدی به طور متوسط ۲۰۰۰ کیلووات ساعت در سال برق تولید می‌کند [۱۹]. به این ترتیب بهره‌وری زمانی نیروگاه خورشیدی نزدیک به ۲۳ درصد است (۲۰۰۰ ساعت از ۸۷۶۰ ساعت در سال). این بهره‌وری برای نیروگاه‌های بادی بالاتر است و برای نیروگاه‌های ترکیبی خورشیدی و بادی حدود ۵۰ درصد در نظر گرفته می‌شود. از نظر فناوری، ظرفیت سالانه ساخت الکترولایزر نیز محدود است، به طوری که در مطالعه کاکاوند و همکاران (۲۰۲۳) این ظرفیت ۱ گیگاوات در نظر گرفته شده است [۱۳]. بنابراین، لزوماً اعداد به‌دست‌آمده در محاسبات تأمین انرژی، ممکن است از نظر فنی قابل دستیابی نباشند و فقط نیاز از بعد مصرف در محاسبات در نظر گرفته شده است.

## ۵. تحلیل سناریوهای پیشنهادی

### ۵-۱. سناریوی ۱. رفع ناترازی تابستانی برق

همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، در تابستان ظرفیت نیروگاه‌های تولید برق از مصرف مشترکین کمتر است و در اولین سناریو به بررسی امکان استفاده از هیدروژن برای رفع این ناترازی می‌پردازیم. برای داشتن تصویری دقیق از ناترازی، نمودار شکل ۵ از پیک مصرف برق کشور در روزهای مختلف سال ۱۴۰۳ بر اساس آمار شرکت برق نشان داده شده است. خط قرمز ظرفیت واقعی نیروگاه‌های کشور را نشان می‌دهد که طبق گزارش مجلس شورای اسلامی ۶۲/۳۱۵ گیگاوات است. بر اساس برآورد تقریبی برای ۴ ماه گرم سال پیک مصرف بالاتر از ظرفیت عملی نیروگاه‌ها بوده و این تفاوت ظرفیت با استفاده از راهکارهای کوتاه‌مدت جبران شده است. اختلاف مصرف و ظرفیت نیروگاه‌ها، تخمینی از ناترازی تأمین برق به دست می‌دهد که از نظر توان مصرفی حدود ۲۰ گیگاوات و از نظر انرژی مصرفی حدود ۲۰ تراوات ساعت محاسبه شده است.



شکل ۵. نمودار پیک مصرف برق در سال ۱۴۰۳ [۴۰]

برای رفع این ناترازی با استفاده از هیدروژن، لازم است در ۸ ماه دیگر سال هیدروژن تولید و ذخیره شود و در ۴ ماه گرم، همپای گاز طبیعی، برای تولید برق مورد استفاده قرار گیرد. همان‌طور که در بخش ملاحظات فنی و عملیاتی اشاره شد، در تابستان محدودیت ظرفیت نیروگاهی موجب محدودیت تولید برق شده و مشکل اصلی کمبود گاز نیست. از این جهت هیچ‌یک از انواع هیدروژن خاکستری یا سبز جوابگوی ناترازی نخواهد بود. با این وجود، می‌توان فرض کرد که افزایش ظرفیت نیروگاه‌های گازسوز، امکان استفاده از هیدروژن برای تولید برق را فراهم کند. با فرض اینکه راندمان توربین گازی ۳۵ درصد باشد، مقدار هیدروژن مورد نیاز برای تأمین ۲۰ تراوات ساعت برق ۵۷ تراوات ساعت (یا ۱/۷ میلیون تن) هیدروژن است. استراتژی اول استفاده از هیدروژن خاکستری است. البته در مورد هیدروژن خاکستری محدودیت‌های زیر پیش روی استفاده از این ماده به جای گاز طبیعی برای ذخیره انرژی هستند:

۱. با توجه به ناترازی پنج‌ماهه گاز در زمستان، تنها ۳ ماه از سال برای تولید هیدروژن خاکستری و ذخیره آن فراهم است.
۲. همان‌طور که در برآورد موازنه انرژی عنوان شد، تولید و ذخیره گاز طبیعی بهره‌وری انرژی بالاتری از تبدیل گاز به هیدروژن و ذخیره آن دارد.

به دلایلی که گفته شد، ذخیره گاز طبیعی به شکل هیدروژن خاکستری منطقی به نظر نمی‌رسد، اما فرض کنیم که ذخیره گاز به هر دلیل ممکن نبوده و ذخیره هیدروژن ارزش اقتصادی بیشتری داشته باشد، به نحوی که هدررفت انرژی طی فرایند اصلاح متان با بخار آب را جبران کند. در آن صورت ظرفیت تولید مورد نیاز هیدروژن برای پاسخگویی به نیاز برق کشور در زمان ناترازی ۱۹ هزارتن هیدروژن خاکستری در روز طی سه ماه خواهد بود. برای اینکه معیاری برای مقایسه داشته باشیم، ظرفیت فعلی تولید هیدروژن خاکستری در کشور کمی کمتر از ۱۸ هزار تن در روز است. به این ترتیب، تولید حجم مورد نیاز هیدروژن خاکستری برای رفع ناترازی تابستانی منوط به بیش از دو برابر کردن ظرفیت تولید با فرض ثابت ماندن مصرف صنایع در حد فعلی است.

استراتژی دوم، استفاده از نیروگاه‌های برق تجدیدپذیر برای تولید هیدروژن سبز و جبران ناترازی از طریق سوزاندن هیدروژن سبز در نیروگاه‌های گازی است. برای این منظور، برق تولیدی در ۸ ماه از سال به هیدروژن سبز تبدیل شده و ذخیره می‌شود و در ۴ ماه در زمان پیک مصرف تابستانی برق تولیدی به شبکه تزریق می‌شود. لازم به یادآوری است که این حالت نیز با فرض افزایش ظرفیت نیروگاهی برای استفاده از هیدروژن به عنوان سوخت توربین مد نظر است و در غیر این صورت تولید هیدروژن کمکی به تولید برق نمی‌کند. با توجه به اینکه در این حالت برق تجدیدپذیر تولیدی در تابستان به کمک ظرفیت نیروگاه می‌آید و بخشی از بار مصرفی را پوشش می‌دهد، مقدار هیدروژن مورد نیاز کمتر خواهد بود. ظرفیت برق تجدیدپذیر مورد نیاز  $P_{Ren}$  از رابطه ۱ محاسبه می‌شود:

$$t_{Est} \times P_{Ren} \times \eta_{El} \times \eta_{GT} \times \eta_{GE} + t_{Euse} \times P_{Ren} \times \eta_{GE} = 20TWh \quad (1)$$

در این رابطه  $t_{Est}$  و  $t_{Euse}$  به ترتیب زمان‌های تولید برق با هدف ذخیره‌سازی و با هدف تزریق به شبکه برق مصرفی هستند که در این سناریو ۸ ماه و ۴ ماه در نظر گرفته شده‌اند.  $\eta_{El}$  بهره‌وری الکترولایزر،  $\eta_{GT}$  بهره‌وری توربین گازی، و  $\eta_{GE}$  بهره‌وری زمانی نیروگاه برق تجدیدپذیر هستند که با توجه به توضیحاتی که پیش‌تر داده شد، به ترتیب ۶۷، ۳۵ و ۵۰ درصد در نظر گرفته شده‌اند. با این حساب، در صورت تولید و ذخیره‌سازی هیدروژن سبز یک نیروگاه برق تجدیدپذیر ترکیبی ۹/۵ گیگاواتی می‌تواند پاسخگوی ناترازی تابستانی کشور باشد. این ظرفیت برق تجدیدپذیر قادر به تولید نزدیک به ۵۲۶ هزار تن هیدروژن سبز در ۸ ماه از سال است که تأمین ۶/۲ تراوات ساعت از کمبود برق را به عهده دارد. باقی کمبود برق به طور مستقیم از نیروگاه تجدیدپذیر تأمین می‌شود.

استراتژی سوم بدون ذخیره هیدروژن و فقط با در نظر گرفتن اضافه شدن نیروگاه برق تجدیدپذیر به ظرفیت نیروگاهی کشور در تابستان (جمله دوم سمت چپ از معادله) تعریف شده است. برای این حالت به یک نیروگاه ۱۳/۹ گیگاواتی برای جبران کمبود برق تابستانی نیاز است. این گزینه در صورتی که افزایش ظرفیت نیروگاه گازی برای سوزاندن هیدروژن ذخیره‌شده میسر نباشد گزینه محتمل‌تری است. البته باید توجه داشت که توان مورد نیاز برای تأمین پیک بار همان‌طور که از نمودار شکل ۵ و

برآوردهای وزارت نیرو برمی‌آید، ۲۰ گیگاوات است و اگر ذخیره انرژی در دسترس نباشد نیروگاه تجدیدپذیر باید این توان را تأمین کند. بنابراین، توان مورد نیاز در این حالت همان ۲۰ گیگاوات در نظر گرفته می‌شود، هرچند تمام این توان به طور مستمر مورد استفاده نباشد.

استراتژی دیگر (حالت ۴) که می‌توان برای ذخیره انرژی در نظر گرفت و با شرایط استفاده از هیدروژن مقایسه کرد، تزریق برق تجدیدپذیر در تمام طول سال به شبکه و ذخیره گاز معادل آن است که در تابستان برای تولید برق مورد استفاده قرار گیرد. در این شرایط ضریب افت ارزش انرژی در الکترولایزر از رابطه ۱ ( $\eta_{El}$ ) حذف می‌شود و ظرفیت نیروگاه تجدیدپذیر ۸/۲ گیگاوات به دست می‌آید. این کاهش ظرفیت مورد نیاز در مقایسه با حالت ۲، نشان‌دهنده بالاتر بودن اولویت ذخیره گاز طبیعی نسبت به هیدروژن است، هرچند این اختلاف نسبت به ظرفیت ۹/۵ گیگاواتی در صورت ذخیره هیدروژن کمتر از ۱۴ درصد است.

محاسبات اقتصادی استراتژی‌های مختلف رفع ناترازی سناریوی اول شامل خرید انرژی، خرید و ذخیره‌سازی هیدروژن و خرید و ذخیره‌سازی گاز طبیعی هستند. هزینه تولید برق تجدیدپذیر ترکیب باد و خورشید بین ۲ تا ۵/۲ سنت (متوسط ۳/۶ سنت) برای هر کیلووات ساعت به دست آمده است [۱۳]. هزینه تولید هر کیلووات توان تجدیدپذیر ترکیبی نیز حدود ۱۵۷/۷ دلار بر کیلووات محاسبه شده است. برای استراتژی ۳ که ۲۰ گیگاوات برق تجدیدپذیر برای تمام سال مورد استفاده نیست، هزینه توان نیروگاهی مورد نیاز معیار قرار گرفته است. نیاز این محاسبات و موارد لحاظ‌شده در تعیین هزینه در جدول ۵ ارائه شده‌اند. هزینه ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مطالعات انجام‌شده حدود ۰/۰۰۳ دلار بر کیلووات ساعت برآورد شده است.

جدول ۵. هزینه سالانه هر یک از حالت‌های عنوان‌شده برای رفع ناترازی در سناریوی اول (با فرض طول عمر ۲۵ سال)

| استراتژی | برنامه رفع ناترازی سناریوی اول                              | موارد هزینه                                                                   | مقدار                                                    | هزینه کل (میلیارد دلار) |
|----------|-------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------------|
| ۱        | استفاده از هیدروژن خاکستری                                  | خرید و ذخیره‌سازی هیدروژن (شامل مالیات کربن)                                  | ۱/۷ میلیون تن                                            | ۴/۰۴                    |
| ۲        | استفاده ترکیبی از هیدروژن سبز و برق تجدیدپذیر (۴ ماه)       | خرید و ذخیره‌سازی هیدروژن<br>خرید برق تجدیدپذیر<br>مالیات کربن برق تجدیدپذیر* | ۵۲۶ هزار تن<br>۱۳/۷ تراوات ساعت<br>۰/۵۸ میلیون تن $CO_2$ | ۳/۲۸                    |
| ۳        | استفاده از برق تجدیدپذیر بدون ذخیره انرژی                   | خرید برق تجدیدپذیر<br>مالیات کربن برق تجدیدپذیر                               | ۲۰ گیگاوات<br>۳/۶۸ میلیون تن $CO_2$                      | ۳/۳۲                    |
| ۴        | استفاده از برق تجدیدپذیر (۱۲ ماه) و ذخیره گاز طبیعی (۸ ماه) | خرید برق تجدیدپذیر<br>مالیات کربن برق تجدیدپذیر<br>هزینه ذخیره گاز            | ۸/۲ گیگاوات<br>۱/۵۱ میلیون تن $CO_2$<br>۲۳/۶ تراوات ساعت | ۱/۴۳                    |

\* در مورد انواع هیدروژن، مالیات کربن در هزینه تمام‌شده تولید در جدول ۴ لحاظ شده است.

در مورد استراتژی ۴، اگرچه تولید برق تجدیدپذیر طی سال انتشار کربن ناشی از سوزاندن گاز طی سال را کاهش می‌دهد، اما گاز ذخیره‌شده در تابستان برای جبران ناترازی مورد استفاده قرار گرفته و از این جهت انتشار آن مانند استفاده از ظرفیت نیروگاهی پایه بر مبنای سوخت فسیلی است. این انتشار چون بین حالت‌های مختلف بررسی شده یکسان است در محاسبات جدول لحاظ نشده است.

همان‌طور که از محاسبات اقتصادی برمی‌آید، استفاده از برق تجدیدپذیر برای صرفه‌جویی در مصرف گاز و ذخیره آن برای تأمین برق مورد نیاز در تابستان (استراتژی ۴) به صرفه‌ترین گزینه است. هرچند چه در حالت ذخیره انرژی به شکل هیدروژن و چه به شکل گاز طبیعی، فرض شد که ظرفیت نیروگاه‌های گازی برای استفاده از گاز ذخیره‌شده کافی باشد. بدون این فرض تنها استراتژی ۳ جوابگوی جبران کمبود برق خواهد بود. با وجودی که استراتژی ۲ نیاز به ظرفیت نیروگاهی کمتری نسبت به استراتژی ۳ دارد، هزینه تجهیزات تولید هیدروژن سبز، این حالت را از نظر هزینه به گزینه ۳ نزدیک کرده است.

هرچند استفاده از هیدروژن خاکستری هزینه کمتری از هیدروژن سبز دارد، این گزینه از نظر موازنه انرژی توجیه‌پذیر نیست و ذخیره کردن گازی که برای تولید هیدروژن خاکستری استفاده می‌شود صرفه اقتصادی و انرژی بالاتری دارد. در واقع، این گزینه

شامل صرفه‌جویی در مصرف گاز نیست و حتی مصرف بالاتری را به مجموعه انرژی کشور تحمیل می‌کند. اولویت‌بندی اقتصادی به‌دست‌آمده وابسته به هزینه تولید هیدروژن، مالیات کربن، هزینه برق تجدیدپذیر و با فرض در دسترس بودن گاز طبیعی به اندازه فعلی است. پیشرفت فناوری، رشد مالیات کربن، به نحوی که در برنامه‌های کاهش کربن پیش‌بینی شده، و کاهش تولید گاز در اثر افت ذخایر می‌تواند بر ترتیب اولویت‌ها در آینده اثر بگذارد.

## ۵-۲. سناریوی ۲. رفع ناترازی زمستانی گاز

ناترازی انرژی در زمستان متفاوت از ناترازی برق در تابستان است. در زمستان افت فشار در لوله‌های گاز و در عین حال رشد مصرف به دلیل برودت هوا، باعث کمتر بودن گازرسانی نسبت به مصرف می‌شود. طبق اعلام شرکت گاز، مصرف روزانه گاز در ماه‌های گرم سال نزدیک به ۷۰۰ میلیون متر مکعب است که در ماه‌های سرد سال به ۱ میلیارد متر مکعب در روز می‌رسد. به این ترتیب، کمبود گاز در پنج ماه آبان تا اسفند روزانه نزدیک به ۳۰۰ میلیون مترمکعب استاندارد است. مجموع این ناترازی در پنج ماه به ۴۵ میلیارد متر مکعب معادل ۳۱/۷ میلیون تن گاز طبیعی می‌رسد. برای پاسخگویی به این نیاز، از طریق تولید هیدروژن و ذخیره‌سازی آن در مخازن، بسته به اینکه این ناترازی مربوط به تأمین فشار یا تأمین انرژی باشد به مقادیر متفاوتی هیدروژن جایگزین نیازمند خواهیم بود. برای تأمین فشار، باید روزانه نزدیک به ۳۰۰ میلیون متر مکعب (۲۶/۵ هزار تن) هیدروژن به شبکه گازرسانی تزریق شود، اما برای تأمین انرژی معادل کمبود اعلام‌شده، روزانه به ۱۰۹۸ میلیون متر مکعب (۹۷ هزار تن) هیدروژن جایگزین نیاز داریم. مبنای نیاز به هیدروژن از این پس در این مقاله تأمین انرژی معادل خواهد بود.

استراتژی اول استفاده از هیدروژن خاکستری برای رفع ناترازی گاز است. دو دغدغه اصلی در تأمین این مقدار هیدروژن از طریق روش تولید مبتنی بر اصلاح متان با بخار آب، یکی ظرفیت تولید پالایشگاه‌ها و پتروشیمی‌ها و دیگری توجیه‌پذیری مصرف گاز طبیعی برای تولید هیدروژن برای تأمین انرژی است که پیش‌تر در مورد آن توضیح داده شد. چنان که مشاهده می‌شود، ناترازی گاز در زمستان از ابعاد بسیار بزرگ‌تری برخوردار است. مقدار هیدروژن مورد نیاز برای رفع ناترازی گاز در پنج ماه ۱۴/۵۵ میلیون تن است که ۲/۳ برابر ظرفیت فعلی تولید سالانه هیدروژن است و از ۱/۵ برابر کل ظرفیت پیش‌بینی‌شده برای تولید هیدروژن خاکستری در سال ۱۴۰۸ نیز بیشتر است. ضمن اینکه تولید فعلی توسط خود صنایع تولیدکننده مصرف می‌شود و ظرفیت مازاد نیست. از نظر موازنه مواد و انرژی نیز، تولید ۱۴/۵۵ میلیون تن هیدروژن خاکستری، به ۵۴ میلیون تن یا ۷۷ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی نیاز دارد. این در حالی است که ذخیره گاز طبیعی مورد نیاز برای رفع ناترازی زمستانی ۴۵ میلیارد متر مکعب است. بنابراین، استفاده از هیدروژن خاکستری برای پاسخگویی به این ناترازی توجیه‌پذیر نیست.

جایگزینی ناترازی گاز با هیدروژن سبز با توجه به اینکه سرمایه‌گذاری در تولید برق سبز را به همراه دارد بار مصرف گاز را نیز می‌تواند تحت تأثیر قرار دهد. در استراتژی دوم ظرفیت مورد نیاز نیروگاه ترکیبی خورشیدی - بادی برای تولید هیدروژن مورد نیاز از رابطه ۲ محاسبه شده است:

$$\frac{t_{Est} \times P_{Ren} \times \eta_{GE}}{e_{El}} = 14.55 \text{ Mton Hydrogen} \quad (2)$$

در این رابطه زمان تولید هیدروژن  $t_{Est}$  کل یک سال در نظر گرفته شده است.  $e_{El}$  انرژی مورد نیاز الکترولایزر برای تولید یک کیلوگرم هیدروژن است که همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، ۵۲ کیلووات ساعت بر کیلوگرم هیدروژن در نظر گرفته شده است.  $\eta_{GE}$  که بهره‌وری زمانی تولید برق تجدیدپذیر است مانند حالت‌های قبلی ۵۰ درصد در نظر گرفته شده است. بر اساس این محاسبات ظرفیت نیروگاه تجدیدپذیر مورد نیاز برای رفع ناترازی گاز ۱۷۵ گیگاوات معادل ۲/۷ ظرفیت پایه نیروگاهی فعلی کشور است.

در استراتژی سوم فرض بر این است که نیروگاه برق تجدیدپذیر در ۷ ماه اول سال به تولید و ذخیره‌سازی هیدروژن اختصاص یابد و در ۵ ماه انتهایی سال به طور موازی با هیدروژن سبز برای تأمین برق مورد استفاده قرار گیرد. این استفاده مستقیم از برق تجدیدپذیر ضمن کاهش مصرف گاز از افت انرژی در مسیر تولید هیدروژن جلوگیری می‌کند. برای محاسبه ظرفیت نیروگاهی مورد نیاز، باید مقدار گاز طبیعی مورد نیاز (۳۱/۷ میلیون تن در پنج ماه) و معادل صرفه‌جویی در مصرف گاز طبیعی معیار محاسبه ظرفیت برق مورد نیاز قرار گیرد:



$$\frac{t_{Est} \times P_{Ren} \times \eta_{GE}}{e_{El} \times \frac{HHV_{Methane}}{HHV_{H_2}}} + \frac{t_{Euse} \times P_{Ren} \times \eta_{GE}}{e_{Methane}} = 31.7 \text{ Mton Methane} \quad (3)$$

در این رابطه،  $e_{El}$  انرژی مورد نیاز الکترولایزر برای تولید یک کیلوگرم هیدروژن است که همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، ۵۲ کیلووات ساعت بر کیلوگرم هیدروژن در نظر گرفته شده است.  $e_{Methane}$  نیز برق تولیدشده توسط هر کیلوگرم گاز طبیعی است که از ضرب ظرفیت حرارتی گاز طبیعی در بهره‌وری توربین گازی به دست می‌آید و با فرض راندمان ۳۵ درصد برای نیروگاه‌های گازی مقدار آن ۵/۳۵ کیلووات ساعت بر کیلوگرم متان است. نسبت ارزش حرارتی واحد جرم متان به هیدروژن برای تبدیل هیدروژن تولیدی به مقدار معادل متان وارد شده است.  $t_{Est}$  و  $t_{Euse}$  دوباره زمان‌های تولید برق با هدف ذخیره‌سازی و با هدف تزریق به شبکه برق مصرفی هستند که در این سناریو به ترتیب ۷ ماه و ۵ ماه در نظر گرفته شده‌اند. محاسبات استراتژی سوم ظرفیت مورد نیاز برای پوشش دادن کمبود گاز با استفاده از هیدروژن سبز و برق تجدیدپذیر را ۷۱/۷ گیگاوات به دست می‌دهد که نسبت به حالت دوم کاهش قابل توجهی داشته است. این موضوع بهره‌وری استفاده مستقیم از برق برای کاهش مصرف گاز طبیعی را نشان می‌دهد. از جمله اول رابطه ۳، بدون ضریب تبدیل هیدروژن به متان، مقدار هیدروژن سبز تولید و ذخیره‌شده در این حالت ۳/۴۷ میلیون تن هیدروژن به دست می‌آید. همچنین، برق تجدیدپذیر تولیدی در جمله دوم این رابطه ۱۲۹/۱ تراوات ساعت است.

مانند سناریوی ۱ گزینه ذخیره انرژی در قالب گاز طبیعی برای ارزیابی توجیه‌پذیر بودن استفاده از هیدروژن مورد بررسی قرار گرفته است؛ به این معنا که در استراتژی چهارم در تمام طول سال، برق تجدیدپذیر وارد شبکه برق شود و گاز معادل آن برای زمستان ذخیره شود. در چنین حالتی با اختصاص زمان ۱۲ ماه به  $t_{Euse}$  و حذف جمله اول از رابطه ۳ توان نیروگاهی مورد نیاز ۳۹/۳ گیگاوات محاسبه می‌شود. همان‌طور که مشاهده می‌شود، ذخیره انرژی در قالب خود گاز طبیعی به دلیل آنکه از مسیر تبدیل شامل افت ارزش نمی‌شود، بهره‌وری بسیار بالاتری دارد. با توجه به هزینه‌های بالای انتقال و ذخیره‌سازی هیدروژن و اینکه فناوری‌های فشرده‌سازی و مایع‌سازی گاز طبیعی در ابعاد بزرگ در مقایسه با هیدروژن جالفاخته‌تر است، می‌توان پیش‌بینی کرد که کفه صرفه اقتصادی ذخیره‌سازی نیز به نفع گاز طبیعی باشد. همچنین، با توجه به اینکه در هر دو حالت استفاده یا عدم استفاده از هیدروژن، برق سبز جایگزین استفاده از مقدار یکسانی از گاز طبیعی شده که بعداً در زمستان مورد استفاده قرار می‌گیرد، ردپای کربن هر دو حالت از منظر میزان سوخت فسیلی مورد استفاده، به غیر از ردپای کربن نصب نیروگاه برق تجدیدپذیر، یکسان است. بنابراین، بر مبنای بررسی ظرفیت نیروگاهی مورد نیاز پیشنهاد می‌شود حتی‌الامکان به جای تبدیل برق به هیدروژن، از ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر برای کم کردن بار بر نیروگاه‌های گازی و صرفه‌جویی در مصرف گاز استفاده شود. برای مقایسه اقتصادی چهار استراتژی مختلف رفع ناترازی زمستانی گاز، موارد هزینه و قیمت هر یک در جدول ۶ گزارش شده است. این هزینه‌ها برای یک سال در یک فرایند ۲۵ ساله است که عمر مفید نیروگاه‌های تجدیدپذیر در نظر گرفته شده است.

جدول ۶. هزینه سالانه هر یک از حالت‌های عنوان‌شده برای رفع ناترازی در سناریوی دوم (با فرض طول عمر ۲۵ سال)

| استراتژی | برنامه رفع ناترازی سناریوی دوم                          | موارد هزینه                                                                  | مقدار                                                                 | هزینه کل<br>(میلیارد دلار) |
|----------|---------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| ۱        | استفاده از هیدروژن خاکستری                              | خرید و ذخیره‌سازی هیدروژن                                                    | ۱۴/۵۵ میلیون تن                                                       | ۳۴/۶۳                      |
| ۲        | استفاده از هیدروژن سبز                                  | خرید و ذخیره‌سازی هیدروژن                                                    | ۱۴/۵۵ میلیون تن                                                       | ۷۶/۳۸                      |
| ۳        | استفاده از هیدروژن سبز برای ذخیره انرژی و برق تجدیدپذیر | خرید هیدروژن سبز<br>خرید برق تجدیدپذیر<br>مالیات کربن برق تجدیدپذیر*         | ۳/۴۷ میلیون تن<br>۱۲۹/۱ تراوات ساعت<br>۵/۴۲ میلیون تن CO <sub>2</sub> | ۲۳/۱۱                      |
| ۴        | استفاده از برق تجدیدپذیر و ذخیره گاز طبیعی              | خرید برق تجدیدپذیر (۱۲ ماه)،<br>هزینه ذخیره گاز<br>مالیات کربن برق تجدیدپذیر | ۳۹/۳ گیگاوات<br>۲۸۲/۷ تراوات ساعت<br>۱۱/۸۷ میلیون تن CO <sub>2</sub>  | ۷/۵۷                       |

\* در مورد انواع هیدروژن، مالیات کربن در هزینه تمام‌شده تولید در جدول ۴ لحاظ شده است.

بر اساس محاسبات اقتصادی که در جدول ۶ ارائه شده، مشابه سناریوی اول، ارزان‌ترین گزینه برای رفع ناترازی استفاده از برق تجدیدپذیر و ذخیره گاز طبیعی است. ذخیره برق تجدیدپذیر به شکل هیدروژن سبز در ماه‌های گرم و استفاده موازی از هیدروژن و برق تجدیدپذیر در ماه‌های سرد سال برای جبران ناترازی از منظر اقتصادی در اولویت بعدی قرار دارد. همچنان استفاده از هیدروژن خاکستری که از نظر اقتصادی در رده بعدی قرار دارد از نظر موازنه انرژی توجیه‌پذیر نیست و ذخیره گاز معادل آن از نظر محیط زیستی و اقتصادی ارزان‌تر است. همان‌طور که در توضیح نتایج سناریوی ۱ اشاره شد، این اولویت‌بندی به قیمت‌گذاری و شرایط فعلی فناوری و موجودی گاز کشور وابسته است و در آینده از تغییر فناوری‌ها و قیمت‌گذاری‌ها متأثر خواهد بود.

### ۵-۳. سناریوی ۳ رفع هم‌زمان ناترازی‌های فصلی انرژی

در مورد سناریوی آخر دو استراتژی پاسخگویی به ناترازی که در سناریوهای قبلی اولویت بالاتری به دست آوردند مد نظر قرار گرفته‌اند. بنابراین، استراتژی اول رفع ناترازی با ذخیره هیدروژن سبز با استفاده از مازاد برق تجدیدپذیر و استفاده مستقیم از برق تجدیدپذیر در زمان نیاز مد نظر قرار گرفته است. در این حالت نیروگاه برق تجدیدپذیر در ۳ ماه از سال به تولید هیدروژن سبز اختصاص می‌یابد. در چهار ماه گرم سال، بخشی از برق برای تأمین پیک مصرف به شبکه تزریق می‌شود و مازاد ظرفیت به هیدروژن سبز تبدیل می‌شود. در ۵ ماه انتهایی سال، تمام توان برق تجدیدپذیر جایگزین برق تولیدی از منابع گاز طبیعی می‌شود. در عین حال، هیدروژن ذخیره شده در ماه‌های قبل برای کمک به کمبود فشار گاز به شبکه گاز تزریق می‌شود. در این مسیر، از افت انرژی در تبدیل برق به هیدروژن در زمانی که امکان استفاده مستقیم از برق وجود داشته باشد جلوگیری شده است و همچنان منبع انرژی حرارتی در زمستان گاز طبیعی است. مانند سناریوی دوم برای محاسبه ظرفیت نیروگاهی مورد نیاز، باید مقدار گاز طبیعی مورد نیاز (۳۱/۷ میلیون تن در پنج ماه) و معادل صرفه‌جویی در مصرف گاز طبیعی معیار محاسبه ظرفیت برق مورد نیاز قرار گیرد، اما ناترازی ۲۰ تراواتی برق در تابستان از انرژی تولیدی در زمان ذخیره انرژی به شکل هیدروژن کسر شود.

$$\frac{t_{Est} \times P_{Ren} \times \eta_{GE} - 20 \text{ TWh}}{e_{El} \times \frac{HHV_{Methane}}{HHV_{H_2}}} + \frac{t_{Euse} \times P_{Ren} \times \eta_{GE}}{e_{Methane}} = 31.7 \text{ Mton Methane} \quad (4)$$

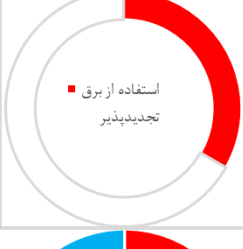
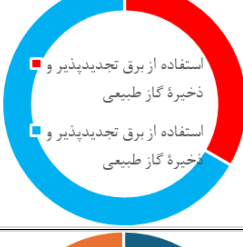
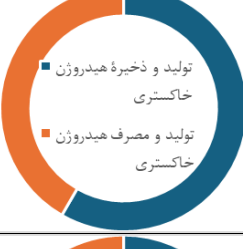
در رابطه (۴)  $t_{Euse}$  و  $t_{Est}$  به ترتیب ۷ ماه و ۵ ماه هستند. بر این مبنا، ظرفیت نیروگاه تجدیدپذیر ترکیبی مورد نیاز ۷۳/۶ گیگاوات است. در چنین حالتی در ۷ ماه اول سال ۳/۱۸ میلیون تن هیدروژن سبز تولید و ذخیره می‌شود. برق تجدیدپذیر علاوه بر جبران ۲۰ تراوات ساعت کمبود برق در تابستان، ۱۳۲/۵ تراوات ساعت از تولید برق در زمستان را نیز تأمین می‌کند که معادل صرفه‌جویی در مصرف ۲۴/۷۶ میلیون تن گاز است (که در زمستان مصرف خواهد شد). باقی گاز مورد نیاز در زمستان از هیدروژن سبز تأمین می‌شود.

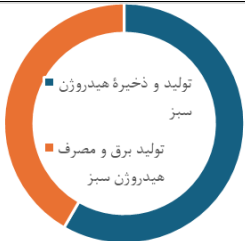
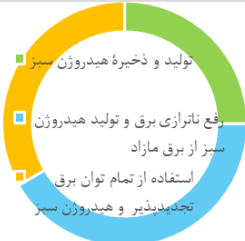
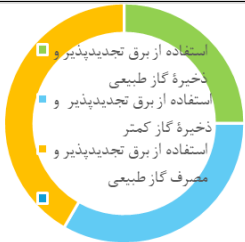
برآورد اقتصادی هر دو سناریوی قبلی به نفع استفاده از برق تجدیدپذیر و ذخیره کردن گاز طبیعی برای ذخیره‌سازی انرژی در زمان پیک مصرف است و می‌توان توان مورد نیاز برای پاسخگویی به هر دو ناترازی را در استراتژی دوم با این راه حل در نظر گرفت. مانند استراتژی قبل با توجه به اینکه توان نیروگاه، پاسخگوی پیک توان مورد نیاز در تابستان است، کافی است کل انرژی ذخیره شده جوابگوی هر دو ناترازی باشد. بنابراین، در این حالت برق تجدیدپذیر در تمام طول سال برای تأمین برق مورد استفاده قرار می‌گیرد و گاز معادل برق تولید شده در مخازن ذخیره می‌شود. در چهار ماه گرم سال بخشی از برق تولیدی صرف کمبود برق شده و شامل ذخیره گاز نمی‌شود. در این حالت مطابق رابطه ۵ توان مورد نیاز نیروگاه برق تجدیدپذیر ۴۳/۳ گیگاوات به دست می‌آید که ۴۰ درصد کمتر از استراتژی مبتنی بر هیدروژن است.

$$\frac{t_{Euse} \times \eta_{GE} - 20 \text{ TWh}}{e_{Methane}} = 31.7 \text{ Mton Methane} \quad (5)$$

جمع‌بندی نتایج ارزیابی صرفه انرژی و اقتصادی سناریوها و حالت‌های بررسی شده در جدول ۷ ارائه شده است.

جدول ۷. جمع‌بندی نتایج به‌دست‌آمده برای حالت‌های مختلف رفع ناترازی انرژی در کشور

| سناریو                     | استراتژی | برنامه رفع ناترازی                                                                   | توان نیروگاه<br>برق تجدیدپذیر<br>(گیگاوات) | سهم برق<br>تجدیدپذیر<br>(تراوات ساعت) | تولید<br>هیدروژن<br>(میلیون تن) | دی‌اکسید<br>کربن تولیدی<br>(میلیون تن) | هزینه کل<br>سالانه<br>(میلیارد دلار) |
|----------------------------|----------|--------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------------|
| رفع ناترازی برق در تابستان | ۱        |    | -                                          | -                                     | ۱/۷                             | ۳۱/۳                                   | ۴/۰۴                                 |
|                            | ۲        |    | ۹/۵                                        | ۱۳/۷                                  | -۵۲۶                            | ۱/۷                                    | ۳/۲۸                                 |
|                            | ۳        |   | ۲۰                                         | ۲۰                                    | -                               | ۳/۷                                    | ۳/۳۲                                 |
|                            | ۴        |  | ۸/۲                                        | ۳۵/۹                                  | -                               | ۱/۵                                    | ۱/۴۳                                 |
| رفع ناترازی گاز در زمستان  | ۱        |  | -                                          | -                                     | ۱۴/۵۵                           | ۲۶۷/۷                                  | ۳۴/۶۳                                |
|                            | ۲        |  | ۱۷۵                                        | -                                     | ۱۴/۵۵                           | ۳۲                                     | ۷۶/۳۸                                |

|                             |   |                                                                                     |      |       |      |      |       |
|-----------------------------|---|-------------------------------------------------------------------------------------|------|-------|------|------|-------|
| رفع ناترازی انرژی در کل سال | ۳ |   | ۷۱/۷ | ۱۲۹/۱ | ۳/۴۷ | ۱۳/۱ | ۲۳/۱۱ |
|                             | ۴ |   | ۳۹/۳ | ۱۷۲/۱ | —    | ۷/۲  | ۷/۵۷  |
|                             | ۱ |   | ۷۳/۶ | ۱۵۲/۵ | ۳/۱۸ | ۱۳/۴ | ۱۸/۲۴ |
|                             | ۲ |  | ۴۳/۳ | ۱۸۹/۷ | —    | ۸    | ۸/۰۴  |

## ۶. محدودیت‌های پژوهش و پیشنهاد مطالعات آینده

- در سناریوهای مورد بررسی پیشنهاد ذخیره‌سازی گاز به جای استفاده از هیدروژن، مبنی بر این فرض است که گاز طبیعی در ماه‌های خارج از پیک مصرف برای ذخیره‌سازی موجود باشد. در حالی که با افزایش سالیانه تقاضای انرژی و افت فشار در مخازن گازی، ممکن است ناترازی گاز در سال‌های آتی حادث‌تر شود و نیاز به تنوع‌بخشی به سبد حامل‌های انرژی بیشتر احساس شود. از این جهت هیدروژن سبز با وجودی که راه حل گران‌تری ارزیابی شده، ممکن است در شرایطی تنها گزینه موجود برای ذخیره‌سازی انرژی در ابعاد بزرگ باشد.
- چنان که در متن به تفصیل اشاره شد، ذخیره برق به شکل هیدروژن و استفاده از آن در زمان ناترازی برق، منوط به داشتن ظرفیت نیروگاه گازی کافی برای سوزاندن هیدروژن است.
- محدودیت‌های محاسبات انجام‌شده شامل استفاده از ارقام تخمینی در هزینه‌ها است. در این مطالعه رسیدن به برآوردی تقریبی از هزینه مسیرهای مختلف ذخیره انرژی و رفع ناترازی مد نظر بوده است، به این دلیل تحلیل وارد جزئیات هر یک از استراتژی‌ها نشده و به تخمین‌های کلی بسنده شده است. برای تصمیم‌گیری نهایی، هزینه‌های هر پروژه با توجه به فناوری‌های مورد استفاده و شرایط محلی باید به طور دقیق‌تر پیش‌بینی شود. به عنوان نمونه، هر یک از روش‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخزن گاز یا به فرم گاز مایع<sup>۱</sup>، انواع روش‌های ذخیره‌سازی و انتقال هیدروژن و انواع روش‌های مصرف و صادرات می‌توانند بر برآوردهای اقتصادی و حتی صرفه انرژی مؤثر باشند. استفاده از روش‌های مبتنی بر شبکه‌های عصبی و الگوریتم‌های مختلف هوش مصنوعی می‌تواند برای بهینه‌سازی چندهدفه فرایند تأمین انرژی کاربردی باشد.

- اگرچه در این پژوهش از یک رویکرد قطعی مبتنی بر موازنه انرژی و هزینه استفاده شد، اما به‌کارگیری روش‌های نوین تحلیلی برای در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها می‌تواند دقت پیش‌بینی‌ها را به طور قابل توجهی افزایش دهد. به عنوان مثال، استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی [۴۱] برای پیش‌بینی پیک‌های مصرف و بهینه‌سازی سهم ترکیب انرژی‌های باد و خورشید بر مبنای شرایط محلی، یکی از مسیرهای امیدبخش برای توسعه پژوهش حاضر است.
- در نهایت، انجام یک ارزیابی جامع چرخه حیات [۴۲] برای فناوری‌های پیشنهادی می‌تواند تصویر شفاف‌تری از هزینه‌های فنی و محیط زیستی استراتژی‌های مختلف ذخیره‌سازی انرژی ارائه دهد.

## ۷. نتیجه‌گیری

در این پژوهش، برای رفع ناترازی فصلی انرژی در ایران (کمبود برق در تابستان و کمبود گاز در زمستان)، چهار سناریوی مختلف ذخیره‌سازی انرژی شامل استفاده از هیدروژن خاکستری، هیدروژن سبز، استفاده مستقیم از برق تجدیدپذیر و ذخیره‌سازی گاز طبیعی، از سه منظر بهره‌وری انرژی، انتشار کربن و هزینه سرمایه‌گذاری مقایسه شدند. نتایج به صورت کمی نشان داد در شرایط فعلی فناوری و با فرض دسترسی به گاز طبیعی در ماه‌های غیر پیک، ذخیره‌سازی گاز طبیعی از نظر اقتصادی و انرژی به طور قابل توجهی برتر از سناریوهای مبتنی بر هیدروژن است.

به عنوان مثال، برای رفع ناترازی تابستانی برق (۲۰ تراوات-ساعت)، سناریوی ذخیره‌سازی گاز طبیعی به ۸/۲ گیگاوات توان نیروگاهی تجدیدپذیر نیاز دارد و هزینه سالانه آن ۱/۴۳ میلیارد دلار برآورد می‌شود، در حالی که سناریوی مبتنی بر هیدروژن سبز نیازمند ۹/۵ گیگاوات توان و هزینه ۳/۲۸ میلیارد دلار است. اختلاف مشابهی در ناترازی زمستانی گاز نیز دیده می‌شود؛ به طوری که ذخیره‌سازی گاز طبیعی تنها به ۳۹/۳ گیگاوات توان نیاز داشته و هزینه آن ۷/۵۷ میلیارد دلار است، در حالی که سناریوی هیدروژن سبز نیازمند ۷۱/۷ گیگاوات توان و هزینه ۲۳/۱۱ میلیارد دلار است. رفع هم‌زمان هر دو ناترازی با ذخیره‌سازی گاز طبیعی به ۴۳/۳ گیگاوات توان با هزینه ۸/۰۴ میلیارد دلار نیاز دارد که از سناریوی مبتنی بر هیدروژن (با نیاز به ۷۳/۶ گیگاوات توان و هزینه ۱۸/۲۴ میلیارد دلار) نیز بسیار به صرفه‌تر است.

از منظر انتشار کربن، اگرچه هیدروژن سبز انتشار مستقیم صفر دارد، اما انتشارات چرخه عمر ناشی از ساخت و بهره‌برداری نیروگاه‌های تجدیدپذیر (حدود ۲/۲ کیلوگرم دی‌اکسید کربن به ازای هر کیلوگرم هیدروژن) همچنان وجود دارد. همچنین، مشخص شد که سناریوهای مبتنی بر هیدروژن خاکستری، علی‌رغم هزینه تولید کمتر، به دلیل نیاز به صرف گاز طبیعی بیشتر و انتشار بالای کربن، از نظر موازنه انرژی و محیط زیستی در اولویت پایین‌تری قرار دارد و تنها مسیری اتلافی برای حامل‌های انرژی کشور محسوب می‌شود.

در مجموع، برای افق کوتاه‌مدت تا میان‌مدت، سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر (باد و خورشید) به همراه ایجاد زیرساخت ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مقیاس منطقه‌ای، به صرفه‌ترین و کارآمدترین راهکار برای مدیریت ناترازی‌های فصلی انرژی در ایران است. با این وجود، با توجه به روند کاهشی منابع گاز طبیعی و افزایش سالانه تقاضا، هیدروژن سبز به عنوان یک فناوری اجتناب‌ناپذیر برای آینده مطرح می‌شود؛ فناوری‌ای که اگرچه امروز گران‌تر است، اما در سناریوی نبود گاز کافی برای ذخیره‌سازی، ممکن است تنها گزینه موجود برای تأمین امنیت انرژی در مقیاس ملی باشد. از این رو، سرمایه‌گذاری هدفمند در زنجیره ارزش هیدروژن سبز (شامل الکترولیزرهای کارآمد و مخازن ذخیره‌سازی زیرزمینی) با دید بلندمدت و به موازات توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر، ضروری است.

## منابع

- [1] M. A. Nemitallah, A. A. Alnazha, U. Ahmed, M. El-Adawy and A. Habib, "Review on techno-economics of hydrogen production using current and emerging processes: Status and perspectives," *Results Engineering*, vol. 21, p. 101890, 2024.
- [2] M. Ali, A. Isah, N. Yekeen, A. Hassanpouryouzband, M. Sarmadivaleh, E. R. Okoroafor, M. A. Kobaisi, M. Mahmoud, V. Vahrenkamp and H. Hoteit, "Recent progress in underground hydrogen storage," *Energy Environmental Science*, vol. 18, pp. 5740-5810, 2025.
- [3] "Paris Agreement to the United Nations Framework Convention on Climate Change," United Nations, December 2015. [Online]. Available: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>.
- [4] J.-F. Morin and A. J. Orsini, *Essential concepts of global environmental governance*, Routledge: London: Earthscan from Routledge, 2014, pp. 86-88.
- [5] Y. Abdelilah, A. A. Báscones, V. Anatolitis-Pelka, H. B. M. Bockhold, P. Bojek, F. Briens, M. L. Trevor Criswell, J. Moorhouse, H. Papolczi and L. M. Martínez, "Renewables 2025 Analysis and forecast to 2030," International Energy Agency (IEA), 2025.
- [6] J. Moore and B. Shabani, "A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies," *Energies*, vol. 9, no. 674, 2016.
- [7] "Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook," International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2015.
- [8] K. T. Nguyen, N. Y. Xu, J. Y. Zhang, T. Shang, A. Y. Dubord, L. Heinemann, E. P. Krisiunas, T. Sumpe, D. A. Seid and D. C. Klonoff, in *Green Diabetes Summit 2021*, 2022.
- [9] D. Santos, C. Sequeria and J. Figueiredo, "Hydrogen production by alkaline water electrolysis," vol. 36, pp. 1176-1193, 2013.
- [10] F. Frieden and J. Leker, "Future costs of hydrogen: a quantitative review - Sustainable Energy & Fuels (RSC Publishing)," *Sustainable Energy Fuels*, vol. 8, pp. 1806-1822, 2024.
- [11] M. Salimi, M. Hosseinpour and T. Borhani, "The Role of Clean Hydrogen Value Chain in a Successful Energy TRansition of Japan," *Energies*, vol. 15, no. 16, p. 6064, 2022.
- [12] M. Oghalaei, A. Barati, K. Beygi, A. Rajabi and S. Sanjari, "Feasibility study of hydrogen technology development in Iran's oil industry with an approach of technological pilot development (Persian)," 2023.
- [13] A. Kakavand, S. Sayadi, G. Tsatsaronis and A. Behbahaninia, "Techno-economic assessment of green hydrogen and ammonia production from wind and solar enery in Iran," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, pp. 14170-14191, 2023.
- [14] M. Yang, R. Hunger, S. Berrettoni, B. Sprecher and B. Wang, "A review of hydrogen storage and transport technologies," *Clean Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 190-216, 2023.
- [15] R. B. Saliman, F. S. Lau, R. J. DiHu and M. Khinkis, "Production of hydrogen by superadiabatic decomposition of hydrogen sulfide," in *Proceedings of the U.S. DOE Hydrogen Program Review*, 2002.
- [16] R. Khorasani, M. Khodaparasti and O. Tavakkoli, "Hydrogen Production from Dairy Wastewater Using Catalytic Supercritical Water Gasification: Mechanism and Reaction Pathway," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 3, pp. 22368-22384, 2021.
- [17] A. Neubeck, N. Duc, H. Hellvang, C. Oze, D. Bastviken, Z. Bacsik and N. G. Holm, "Olivin alteration and H<sub>2</sub> production in carbonate-rich, low temperature aqueous environments," *Planetary and Space Science*, vol. 96, pp. 51-61, 2014.
- [18] M. Newborough and G. Cooley, "Development in the global hydrogen market: the spectrum of hydrogen colours," *Fuel Cell Bull*, vol. 11, pp. 16-22, 2020.
- [19] 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*, vol. 27, p. 106734, 2025.
- [20] C. Solomon, R. N. Salas, D. Malina, C. Sacks, C. Hardin and E. Prewitt, "Fossil-fuel pollution and climate change," *The New England Journal of Medicine*, vol. 386, no. 24, pp. 2328-2329, 2022.

- [21] M. E. Nia, P. M. Asl, H. Mahani and S. Ayatollahi, "Techno-Economic Feasibility of Underground Hydrogen Storage in Iran: A Path to Sustainable Energy Integration," *International Journal of Energy and Water Resources*, 2025.
- [22] Z. Almahmoodi, M. Gilavand and B. Sedaei, "Deep Learning-Based Prediction of Hydrogen Dynamics and Mixing Phenomenon in Fractured Aquifers for Underground Hydrogen Storage," *Energy and Fuels*, vol. 39, no. 14, pp. 7069-7091, 2025.
- [23] M. Abdoos, H. Yousefi and A. Shahee, "Green hydrogen development in Iran: a SWOT analysis of challenges and opportunities focusing on renewable energy resources," *Discover Sustainability*, vol. 6, no. 435, 2025.
- [24] S. S. A. Alkareem, Q. Hassan, H. F. Fakhruddin, T. M. Hanoon, F. I. Jabbar, S. Algburi and D. H. Khalaf, "A review on physical and chemical hydrogen storage methods for sustainable energy applications," *Unconventional Resources*, vol. 8, p. 100235, 2025.
- [25] M. S. Rahman, H. A. Jan, M. R. Hasan and A. Etminan, "Optimization of Renewable Energy and Hydrogen Production for Residential Load in Alberta: A CFD Study," *Hydrogen, Fuel Cell, & Energy Storage*, vol. 3, pp. 119-168, 2025.
- [26] S. Sebbahi, N. Nabil, A. Alaoui-Belghiti, S. Laasri, S. Rachidi and A. Hajjaji, "Assessment of the three most developed water electrolysis technologies: alkaline water electrolysis, proton exchange membrane, and solid-oxide melectrolysis," in *Materials Today: Proceedings*, 2022.
- [27] V. Rodriguez, C. Gomez-Sacedon and A. d. Lucas-Consuegra, "Anion exchange membrane electrolysis beyond the lab scale: a review on research and industry stacks," *Current Opinion in Chemical Engineering*, vol. 51, p. 101218, 2026.
- [28] B. Tashie-Lewis and S. Nnabuife, "Hydrogen Production, Distribution, Storage, and Power Conversion in a Hydrogen Economy - A Technology Review," *Chemical Engineering Journal Advances*, vol. 8, p. 100172, 2021.
- [29] S. Truslov, E. L. Bruce and H. H. P. Yiu, "An appraisal on various hyderogen productions and their CO2 emissions - a comparison on the grey, blue and green pathways," *Journal of Chemical Technology and Biotechnology*, vol. 100, pp. 1753-1761, 2025.
- [30] A. Ajanovic, M. Sayer and R. Haas, "The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 57, pp. 24136-24154, 2022.
- [31] S. Nicholson and G. Health, "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update".
- [32] D. Nugent and B. K. Sovacool, "Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta -survey," *Energy Policy*, vol. 65 (C), pp. 229-244, 2014.
- [33] S. Sobczuk, A. Jaron, M. Mazur and A. Borucka, "Renewable Energy and CO2 Emissions: Analysis of the Life Cycle and Impact on the Ecosystem in the Context of Energy Mix Changes," *Energies*, vol. 18, no. 13, 2025.
- [34] A. Singlitico, J. Ostergaard and S. Chatzivasileiadis, "Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into offshore wind power hubs," *Renewable and Sustainable Energy Transition*, vol. 1, p. 10005, 2021.
- [35] U. R. a. J. M. B. Menendez, "Global Hydrogen Review 2024," International Energy Agency (IEA), 2025.
- [36] M. Herdem, D. Mazzeo, N. Matera, C. Baglivo, N. Khan and P. Congedo, "A brief overview of solar and wind-based green hydrogen production systems: Trends and standardization," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 51, pp. 340-353, 2024.
- [37] H. Gharibvand, G. B. Gharehpetian and A. Anvari-Moghaddam, "Feasibility studies of green hydrogen production using photovoltaic systems in Iran's southern coastal regions," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 94, no. <http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.160>, pp. 1212-1223, 2024.
- [38] L. -L. Dulau, "CO2 Emissions of Battery Electric Vehicles andHydrogen Fuel Cell Vehicles," *Clean Technologies*, vol. 5, pp. 696-712, 2023.
- [39] D. Zivar, S. Kumar and J. Foroozesh, "Underground hydrogen storage: A comprehensive review," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020.

- [40] "Website of Iran Statistical Center," Iran Statistical Center, [Online]. Available: <https://amar.org.ir/energy-statistics>. [Accessed 2025].
- [41] A. Naziri, A. R. Tahavvor, M. A. Shirazi and R. Zaehdi, "Feasibility study on heat recovery from gas turbine exhaust for absorption chiller operation and efficiency enhancement using neural networks," *Thermal Science and Engineering Progress*, 2025.
- [42] M. A. Shirazi, R. Zahedi, H. Yousefi and A. Aslani, "Environmental and damage assessment of electric vehicles compared to internal combustion engine vehicles under various ambient temperature scenarios using the LCA approach," *Energy Nexus*, vol. 20, p. 100606, 2025.
- [43] E. Papadis and G. Tsatsaronis, "Challenges in the decarbonization of the energy sector," *Energy*, vol. 205, p. 118025, 2020.