فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هجدهم / شماره ۷۳/ تابستان ۱۴۰۱ / صفحات ۱۶۹-۱۲۹

جایگاه اقتصادی و زیست‌محیطی فناوری‌های زمین‌گرمایی در سبد عرضه برق ایران از دیدگاه سیاست‌گذاری و سرمایه‌گذاری

رضا محسنی[۱]
استادیار اقتصاد، عضو هیات علمی دانشکده اقتصاد و علوم سیاسی دانشگاه شهید بهشتی و همکار پژوهشی مرکز مطالعات اقتصادی و سیاسی، mohseni@sbu.ac.ir
حسنعلی قنبری ممان
استادیار عضو هیات علمی دانشکده اقتصاد و علوم سیاسی دانشگاه شهید بهشتی، hanbari@sbu.ac.ir
عبدالرحیم اونق غراوی
کارشناس ارشد اقتصاد انرژی دانشگاه شهید بهشتی، rahim.gharavi@yahoo.com
تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۰/۱۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۲/۱۰

چکیده

در این مقاله ایده بکارگیری فناوری‌های زمین‌گرمایی در سبد عرضه برق با توجه به ضرورت امنیت انرژی، حفظ محیط‌زیست، تأمین تقاضای روز افزون برق و فرصت صادرات منابع هیدروکربنی مطرح شده است. هدف اصلی تحقیق تعیین حداقل قیمت خرید تضمینی از دیدگاه سیاست‌گذاری و تعیین بازه اطمینان هر یک از پارامترهای حساس فنی و اقتصادی از دیدگاه سرمایه‌گذاری است، به‌نحوی که استحصال برق از منابع هیدروترمال موجه باشد. روش پژوهش تلفیق نوآورانه شاخص‌های ارزش یکنواخت خالص (NAW)، نرخ بازدهی داخلی (IROR) و نسبت فایده به هزینه (BCR) با شاخص کمیسیون انرژی کالیفرنیا (CEC) برای در نظر گرفتن تمامی پارامترهای کلان اقتصادی، فنی- اقتصادی نیروگاه و انتشار آلاینده‌ها در محاسبات اقتصاد مهندسی می‌باشد. داده‌های پژوهش از اسناد راهبردی وزارت نیرو، پژوهش‌های مرتبط و میدانی گردآوری و سال ۱۳۹۸ به عنوان سال پایه محاسبات در نظر گرفته شده است. نتایج پژوهش از دیدگاه سیاست‌گذاری مبتنی بر گام‌های توسعه صنعت عرضه برق «مؤسسه REN 21» نشان داد که در شرایط فعلی (قیمت سوخت یارانه‌ای نیروگاه‌ها و عدم محاسبه هزینه آثار خارجی در هزینه تمام‌شده برق) جایگاه فناوری‌های زمین‌گرمایی در سبد عرضه برق در رتبه ششم تا دوازدهم قرار دارد. در حالی که در بستر توسعه‌یافته صنعت عرضه برق (قیمت سوخت صادراتی و محاسبه هزینه آثار خارجی در هزینه تمام‌شده برق) جایگاه فناوری‌های زمین‌گرمایی در سبد عرضه برق در رتبه دوم تا ششم و بالاتر از فناوری‌های متداول بخاری، گازی و سیکل‌ترکیبی قرار می‌گیرد. یافته‌ها از دیدگاه سرمایه‌گذاری نیز نشان داد که حداقل قیمت خرید تضمینی باید ۶/۷۰۵ ریال در هر کیلووات ساعت اتخاذ شود تا سرمایه‌گذاری در این عرصه برای بخش خصوصی توجیه‌پذیر باشد. با قیمت خرید تضمینی کنونی تنها در شرایطی که طراحی و ساخت تجهیزات اصلی همچون توربین زمین‌گرمایی بومی و مستقل از نوسانات نرخ دلار هزینه شود؛ تولید برق از این روش مقرون به صرفه است.

طبقه‌بندی JEL: D40, G32, H43
کلیدواژه‌ها: فناوری‌های زمین‌گرمایی، سبد عرضه برق، قیمت خرید تضمینی برق زمین‌گرمایی، هزینه یکنواخت‌شده برق

---

۱. نویسنده مسئول

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

۱- مقدمه

توسعه اقتصادی و اجتماعی جوامع در قرن بیست‌ویکم به تأمین انرژی متکی است. از آنجا که بخش تولید در سیستم‌های قدرت بسیار سرمایه‌بر می‌باشد؛ توجه به مسائل اقتصادی در سیاست‌گذاری عرضه برق از اهمیت بسزایی برخوردار است. بدین معنی که سیاست‌گذار سبدی از عرضه برق را جهت تأمین تقاضا به مصرف‌کنندگان تخصیص می‌دهد که کمترین هزینه تولید را تحمیل کند[۱].

در صورتی که در سیاست‌گذاری، توسعه اقتصادی و اجتماعی پایدار مورد توجه باشد (مانند در بسیاری از کشورهای توسعه‌یافته)، آن‌گاه تصمیم‌گیری مبتنی بر اهداف اقتصادی-زیست‌محیطی در برنامه‌ریزی‌ها انجام خواهد شد. بدین معنی که سیاست‌گذار سبدی از فناوری‌های تولید برق را انتخاب می‌کند که کمترین هزینه تولید و توأماً کمترین مقدار انتشار آلاینده‌ها را تحمیل کند[۲].

نفت‌کوره، نفت‌گاز، گاز طبیعی و زغال‌سنگ از منابع متداول تولید برق در قرن بیستم و دو دهه اول قرن بیست‌ویکم بوده‌اند. سؤال اساسی از دیدگاه کلان اقتصاد انرژی این است که با توجه به پایان‌پذیری (تجدیدناپذیری)، انتشار گازهای آلاینده و سمی ناشی از احتراق و به تبع آن گرمایش کره زمین و تغییر اقلیم و تکانه‌های شدید قیمت سوخت‌های فسیلی در چند دهه اخیر، آیا هنوز تولید برق از منابع هیدروکربنی توجیه پذیر است؟[۳]

گرچه آمارهای جهانی پاسخ را شفاف داده‌اند، امّا پاسخ منطقی به سؤال بالا، مستلزم روش علمی است که تحت شاخصی مستدل و رایج، هزینه‌های تولید و آثار خارجی هر یک از روش‌های سنتی و نوین تولید برق را با توجه به زمان و جغرافیای خاص اندازه‌گیری کند. آن‌گاه می‌توان گزینه‌های مناسب را انتخاب و سیاستی مطلوب در راستای توسعه اقتصادی و اجتماعی پایدار برای دهه‌های آتی اتخاذ نمود[۴].

تفاوت واضحی بین هزینه تمام‌شده برق و هزینه تمام‌شده واقعی برق وجود دارد. بدین معنی که در وضعیت کنونی، قیمت نفت‌کوره و نفت‌گاز به عنوان خوراک نیروگاه‌های حرارتی ۵ درصد قیمت فوب خلیج‌فارس بوده و قیمت گاز طبیعی برای تولید برق ۳ درصد قیمت گاز طبیعی صادراتی است[۵]. علاوه بر این، امروزه در کشورهای توسعه‌یافته هزینه آثار خارجی ناشی از تولید برق نیز در هزینه تمام‌شده برق

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

محاسبه می‌گردد[۶]. بنابراین به طور کلی چهار سناریو برای محاسبه هزینه تمام‌شده تولید برق وجود دارد که به صورت ذیل ارائه شده‌اند[۷]:

سناریوی اول: قیمت یارانه‌ای سوخت و عدم محاسبه هزینه آثار خارجی(وضعیت کنونی در ایران)،

سناریوی دوم: قیمت یارانه‌ای سوخت و محاسبه هزینه آثار خارجی،

سناریوی سوم: قیمت صادراتی سوخت و عدم محاسبه هزینه آثار خارجی،

سناریوی چهارم: قیمت صادراتی سوخت و محاسبه هزینه آثار خارجی(وضعیت در کشورهای توسعه‌یافته).

بدیهی است که هرچه سیاست‌گذاری از سناریوی یک فاصله گرفته و به سناریوی چهار متمایل شود؛ رقابت‌پذیری نیروگاه‌های تجدیدپذیر در مقایسه با نیروگاه‌های فسیلی واقعی‌تر و منصفانه‌تر است. به همین دلیل، بستر توسعه تولید الکتریسیته سبز در کشورهای در حال توسعه به نسبت کشورهای توسعه‌یافته فراهم نمی‌باشد[۸]. در این پژوهش هزینه تولید برق زمین‌گرمایی در مقایسه با نیروگاه‌های متداول در سناریوهای ذکر شده محاسبه می‌شود تا از دیدگاه سیاست‌گذاری، مسیر نیل به وضعیت ایده‌آل برای توسعه صنعت زمین‌گرمایی ترسیم گردد.

ورود بخش خصوصی به سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های تجدیدپذیر بدون حمایت دولت میسر نیست؛ چرا که بسیاری از کشورها در مسیر توسعه صنعت عرضه برق در وضعیت سناریوی یک قرار دارند[۷]. در واقع اگر مشوق‌های دولتی نباشد؛ هزینه تمام‌شده تولید برق تجدیدپذیر کمتر از قیمت تعادلی بازاری است که سهم عمده عرضه در آن توسط نیروگاه‌های حرارتی با سوخت یارانه‌ای انجام می‌گیرد[۹]. بنابراین ناگریز دولت‌ها برای گذار سبد عرضه برق و بهره‌مندی از منافع برق تجدیدپذیر، سیاست خرید تضمینی یا FIT[1] را اتخاذ می‌کنند[۱۰]. این سیاست هم‌اکنون در مورد انواع فناوری‌های تجدیدپذیر در ایران در حال اجراست و توانسته سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی را در تولید برق فتوولتائیک[2]، بادی و زیست‌توده ترغیب نماید[۱۱]. در این راستا، پرسش اساسی پژوهش این است که «آیا قیمت خرید تضمینی برق زمین‌گرمایی مصوب وزارت نیرو از دیدگاه سرمایه‌گذار بخش خصوصی توجیه اقتصادی دارد؟» و به

1. FIT: Feed in tariff
2. Photovoltaics

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

عبارت دیگر «قیمت خرید تضمینی برق زمین‌گرمایی چه مقدار پیشنهاد شود تا تولید آن توسط بخش خصوصی مقرون به صرفه باشد؟»

علی‌رغم این که دو سؤال بالا به گونه‌ای مترداف یکدیگرند، امّا پاسخگوی دو نیاز متفاوتند. سؤال اول پاسخگوی نیاز سرمایه‌گذار بخش خصوصی است که ورود یا عدم پذیرش تولید را تعیین می‌کند، در حالی که سؤال دوم از دیدگاه سیاست‌گذار، حداقل قیمت خرید تضمینی برق زمین‌گرمایی جهت رونق تولید را مشخص می‌نماید.

علاوه بر پرسش‌های اساسی مطرح شده، پرسش‌های فرعی ذیل نیز حائز اهمیت می‌باشند:

- فناوری‌های زمین‌گرمایی در مقایسه اقتصادی با روش‌های متداول تولید برق رقابت‌پذیرند؟
- بازه پارامترهای حساس به زمان ساخت، ضریب ظرفیت، نرخ تنزیل و نرخ دلار در چه محدوده‌ای باشد تا راه‌اندازی نیروگاه زمین‌گرمایی از دیدگاه بخش خصوصی توجیه پذیر باشد؟
- نسبت منافع به مخارج در طول عمر چرخه تولید بیشتر از واحد است؟

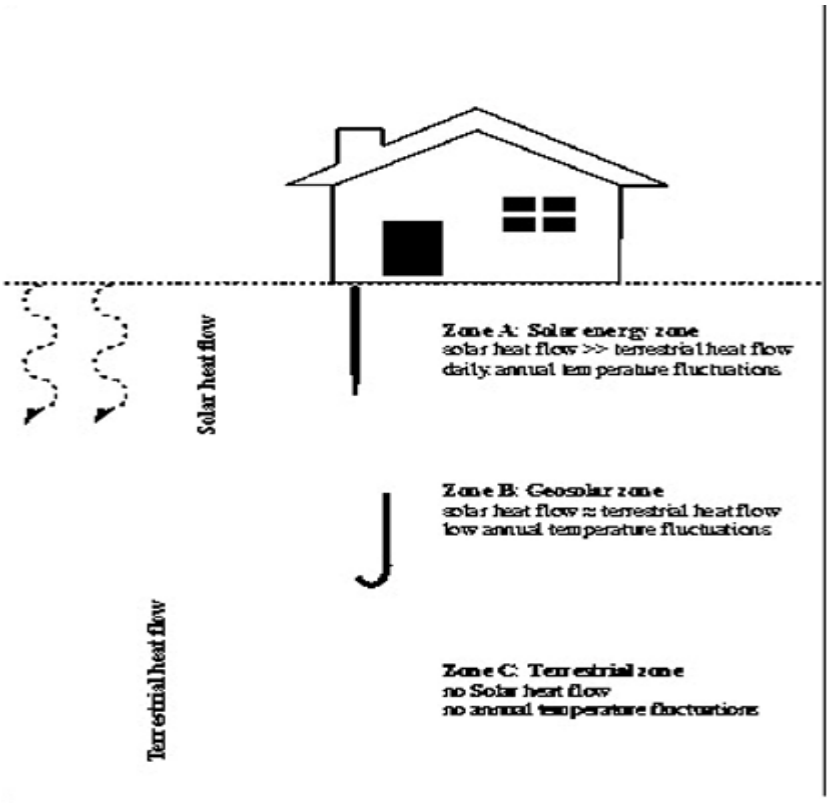
این پژوهش برای پاسخگویی به پرسش‌های اصلی و فرعی مطرح شده از شاخص‌های رایج و مستدل هزینه یکنواخت‌شده برق[1]، ارزش یکنواخت خالص[2]، نرخ بازدهی داخلی[3] و نسبت فایده به هزینه[4] بهره برده تا تأثیر تمامی پارامترهای فنّی، اقتصادی و زیست‌محیطی را در هزینه تمام‌شده تولید برق لحاظ نماید. در این راستا، جایگاه اقتصادی فناوری‌های زمین‌گرمایی با توجه به هزینه آثار خارجی در سبد عرضه برق تعیین و به طور خاص از دیدگاه بخش خصوصی ورود به این صنعت تحلیل می‌شود. خروجی مهم این پژوهش پیشنهادهای سیاستی است که شرایط بخش خصوصی را به منظور سرمایه‌گذاری در برق زمین‌گرمایی تعیین می‌کند.

1. LCOE: Levelized cost of electricity
2. NAW: Net annual worth
3. IROR: Internal rate of return
4. BCR: Benefit-cost ratio

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

۱- مبانی نظری و مروری بر ادبیات پژوهش

اساساً انرژی گرمایی نهفته در زمین از دو منبع تابش‌های خورشید و جریان‌های حرارتی درون زمین نشأت می‌گیرد. در شکل ۱ نواحی خورشیدی و زمین خورشیدی (به ترتیب ناحیه A و B) در زمره منابع زمین‌گرمایی کم عمق با آنتالپی کم هستند و ناحیه زمینی(ناحیه C) جزء منبع زمین‌گرمایی عمیق با آنتالپی بالا است[۱۲].



شکل ۱- دسته‌بندی نواحی زمین‌گرمایی بر حسب شار حرارتی تابش‌های خورشید و شار حرارتی درون زمین [۳]

ناحیه A بیشتر تحت تأثیر تابش‌های مستقیم خورشید است، مقدار شار حرارتی زمینی بسیار کم و دما تحت تأثیر فصل و شرایط جوی سطح زمین تغییر می‌کند، حدود ۱۳۷۰ وات بر مترمربع است. ناحیه B جریان حرارتی ناشی از تابش‌های خورشید و مرکز زمین برابر هستند. ناحیه C یا زمینی، محدوده‌ای از عمق زمین است که شار

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

حرارتی ناشی از تابش‌های خورشید وارد آن نمی‌شود. در این ناحیه با افزایش عمق، دما بالا می‌رود و دما در آن مستقل از فصل و شرایط جوی سطح زمین است. در جدول ۱ انواع کاربردهای مستقیم و غیرمستقیم انرژی زمین‌گرمایی بر حسب عمق، دمای منبع و نواحی زمین‌گرمایی ارائه شده است.

جدول ۱- انواع کاربردهای مستقیم و غیرمستقیم انرژی زمین‌گرمایی بر حسب عمق، دما و نواحی زمین‌گرمایی[۱۳]

نوع کاربرد	روش	عمق منبع (متر)	دما (سانتی‌گراد)	ناحیه زمین‌گرمایی
مستقیم	آب‌های سطحی (زیرزمینی)	۵ - ۲۰	۸ – ۱۲	خورشیدی (A)
	شمع‌های انرژی	۱۰ - ۶۰	۱۰ – ۱۲	زمین- خورشیدی (B)
	گمانه‌های عمیق انرژی	۵۰ - ۳۰۰	۱۰ - ۱۲	زمین- خورشیدی (B)
	پمپ‌های زمین‌گرمایی	۳۰۰ - ۲۰۰۰	۲۰ – ۷۰	زمینی (C)
غیر مستقیم	نیروگاه‌های زمین‌گرمایی	۴۰۰۰ - ۶۰۰۰	۱۵۰ - ۴۰۰	زمینی (C)

انرژی حرارتی نهفته در ناحیه C یا زمینی، برخلاف سایر انرژی‌های تجدیدپذیر مانند خورشیدی، بادی و امواج منشأ یک انرژی پیوسته به شمار می‌آید. بنابراین مزیت اصلی این منبع سبز انرژی در تولید بار پایه است در حالی که غالباً نیروگاه‌های تجدیدپذیر برای تولید بار پیک طراحی می‌شوند[۱۴].

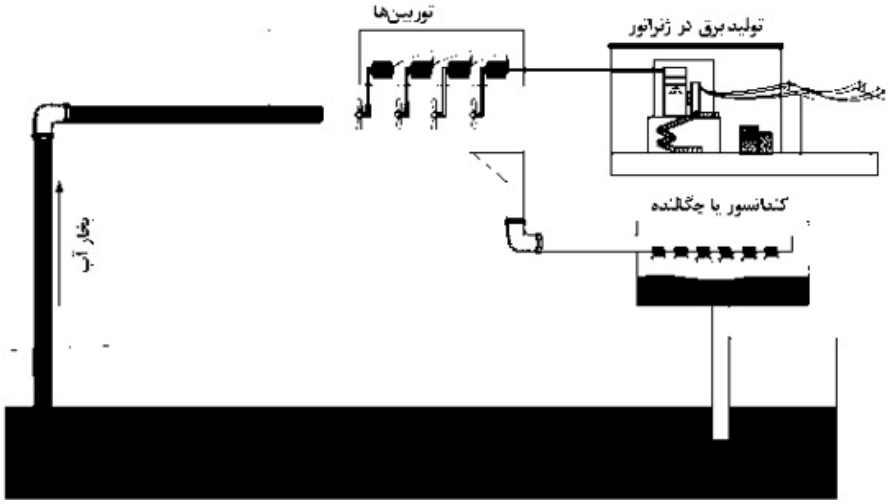
منابع زمین‌گرمایی جهت تولید برق بر اساس ویژگی‌های زمین‌شناسی، هیدرولیکی[1] و انتقال حرارت به چهار گروه اصلی هیدروترمال[2]، لایه‌های تحت‌فشار، تخته سنگ‌های خشک و داغ و توده‌های مذاب دسته‌بندی می‌شوند. آب‌های داغ و بخاراتی که در قسمت‌هایی با عمق کم یا متوسط پوسته زمین(۴۵۰۰-۱۰۰ متر) درون گسل‌ها یا خلل و فرج سنگ‌های متخلخل قرار گرفته را «هیدروترمال» می‌نامند، به طوری که ۹۰ درصد از مخازن زمین‌گرمایی کشف شده جهان را تشکیل می‌دهد[۱۵].

1. Hydraulique
2. Hydrothermal

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

اکتشاف و استخراج هیدروترمال از اعماق زمین همانند نفت و گاز است. تبدیل انرژی حرارتی هیدروترمال به انرژی الکتریکی به وسیله فناوری‌های بخار مستقیم، تبخیر آنی و باینری[1] مرسوم بوده و قابلیت اجرایی دارد[۱۶].

شکل ۲ چرخه ترمودینامیکی[2] فناوری زمین‌گرمایی- بخار مستقیم را نشان می‌دهد که صرفاً برای تولید برق از مخازن هیدروترمال تحت بخار استفاده می‌شود.

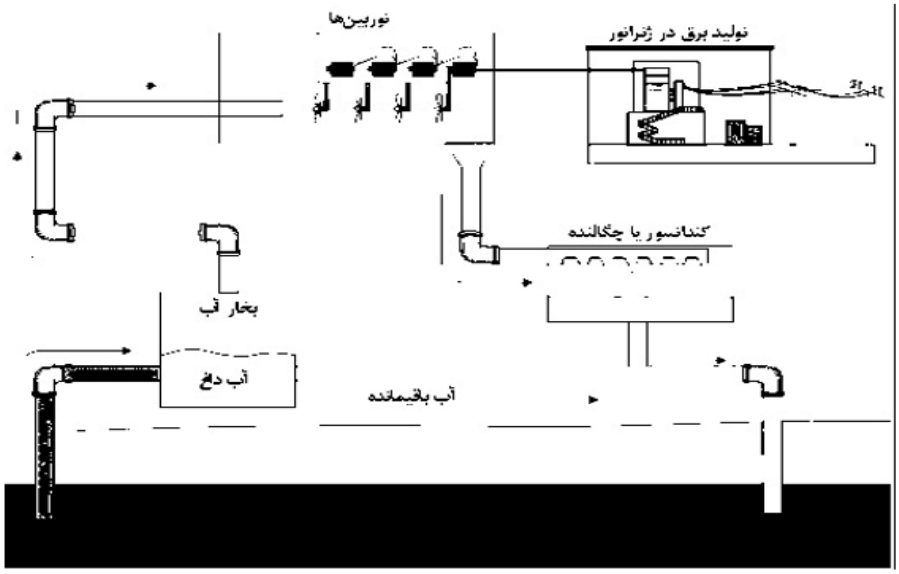


شکل ۲- چرخه ترمودینامیکی تولید برق با فناوری زمین‌گرمایی- بخار مستقیم[۱۷]

شکل ۳ چرخه ترمودینامیکی فناوری زمین‌گرمایی- تبخیر آنی را نشان می‌دهد که صرفاً برای تولید برق از مخازن هیدروترمال تحت مایع با دمای بالای ۱۶۰ درجه سانتی‌گراد استفاده می‌شود.

1. Combined Flash-Binary
2. Thermodynamique

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

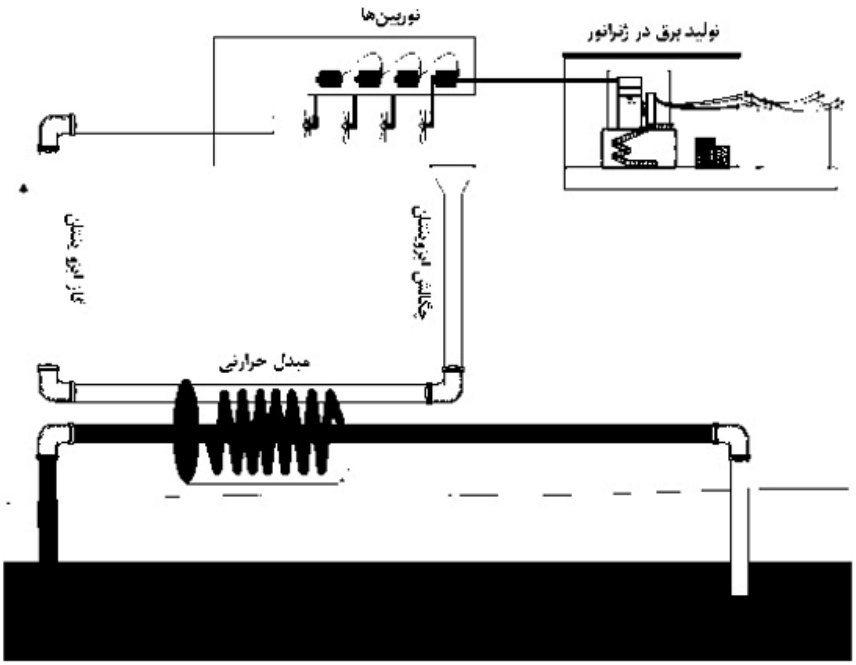


شکل ۳- چرخه ترمودینامیکی تولید برق با فناوری زمین‌گرمایی- تبخیر آنی (تک مرحله‌ای) [۱۷]

به طور کلی فناوری تبخیر آنی از حیث فرآیند به دو نوع، تک مرحله‌ای و دو مرحله‌ای دسته‌بندی می‌شود. در سیستم تک‌مرحله‌ای، آب داغ که تحت فشار زیاد قرار دارد، در اثر دما و فشار طبیعی به سر چاه جریان می‌یابد و به سمت دستگاه تفکیک‌کننده آنی هدایت می‌شود. در سیستم دو مرحله‌ای، تبخیر آب داغ تحت فشار به بخار در دو دستگاه تفکیک‌کننده مجزا صورت می‌گیرد. آب داغ پس از تولید بخار در دستگاه تفکیک‌کننده اول، وارد دستگاه تفکیک‌کننده دوم شده و مجدداً مقداری از آن در این دستگاه تبدیل به بخار می‌شود.

شکل ۴ چرخه ترمودینامیکی باینری را نشان می‌دهد که صرفاً برای تولید برق از مخازن هیدروترمال تحت مایع با دمای ۶۵ تا ۲۰۰ درجه سانتی‌گراد استفاده می‌شود. نیروگاه‌های زمین‌گرمایی- باینری، از دو مدار مستقل از هم تشکیل شده‌اند. مدار اول مربوط به چرخش سیال زمین‌گرمایی و انتقال آن به مبدل حرارتی است و شامل تجهیزات سر چاه‌ها و پمپ‌های تولید و تزریق می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]



شکل ۴- چرخه ترمودینامیکی تولید برق با فناوری زمین‌گرمایی- سیکل دو مداره یا باینری [۱۷]

انرژی حرارتی نهفته در ۱۱ کیلومتری پوسته زمین تقریباً ۵۰ هزار برابر کل انرژی بدست آمده از منابع نفت و گاز کشف شده جهان برآورد می‌شود[۱۸]. تحقیقات مهندسان ایرانی همراه با مشاوره شرکت انل[1] ایتالیا در سال ۱۳۵۴ نشان داد که نقاط بسیاری در ایران از موهبت منابع زمین‌گرمایی برخوردارند. در جدول ۲، مناطق مستعد ایران از منظر استخراج منابع زمین‌گرمایی عمیق ارائه شده که منطقه مشکین‌شهر و سرعین به ترتیب بهترین نقاط از جنبه تولید برق و تولید حرارت مشخص شده‌اند.

1. ENEL

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

جدول ۲- مناطق مستعد ایران از منظر استخراج منابع زمین‌گرمایی عمیق (آنتالپی[1] بالا) [۱۷]

منطقه	برآورد انرژی (اگزا ژول)	دمای مخزن (سانتی‌گراد)	عمق مخزن (کیلومتر)	مساحت منطقه (کیلومترمربع)	عملیات اکتشافی انجام شده
مشکین‌شهر	۱۴/۸	۲۴۰	۲-۳	۵۰۰	زمین‌شناسی- هیدروژئولوژی-ژئوفیزیک- ثقل‌سنجی و ژئوشیمی
بوشلی	۱۶/۵	۲۴۰	۱/۵-۲/۵	۵۵۰	زمین‌شناسی- هیدروژئولوژی-ژئوفیزیک- ثقل‌سنجی و ژئوشیمی
سرعین	۱۶/۷	۱۴۰	۰/۵-۱	۵۵۰	زمین‌شناسی- هیدروژئولوژی-ژئوفیزیک- ثقل‌سنجی و ژئوشیمی
دماوند	۵/۱	۱۹۰	۲-۳	۵۵۰۰	زمین‌شناسی- هیدروژئولوژی- تلوریک و مگنتوتلوریک- ژئوشیمی- گمانه‌های زمین‌گرمایی
سهند	۷/۶	۱۶۰	۱/۵-۲/۵	۱۱۰۰۰	زمین‌شناسی- هیدروژئولوژی- ثقل‌سنجی و ژئوشیمی
خوی و ماکو	۳۵/۰	۱۷۰	۲-۳	۶۲۰۰	زمین‌شناسی- هیدروژئولوژی- ثقل‌سنجی و ژئوشیمی

در راستای اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی ایران، اصلاح ساختار اقتصادی و مشارکت بخش خصوصی در فعالیت‌های زیربنایی از اقدامات مهم و مؤثر محسوب می‌شود. اجرای این مهم در صنعت برق مستلزم تجدید ساختار برای ایجاد فضای سالم رقابت، خصوصی‌سازی، تخصیص بهینه منابع و ارتقای سطح کیفی خدمات است به نحوی‌که بخش خصوصی علاوه بر رضایت از سود بدست آمده، از شرایط سرمایه‌گذاری در این بخش نیز مطمئن باشد[۱۹]. در این راستا، سیاست خرید تضمینی برق تجدیدپذیر از سوی دولت می‌تواند اصلی‌ترین و مهمترین ابزار جذب سرمایه‌گذاری‌ها باشد[۱۰].

1. Enthalpie

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

جدول ۳- سیاست‌های حمایتی انرژی‌های تجدیدپذیر در ایالت‌ها/ استان‌ها/ کشورها [۷]

سیاست‌ها	۲۰۰۴	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶
کشورهای دارای اهداف سیاستی در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر	۴۸	۱۴۴	۱۶۴	۱۷۳	۱۷۶
کشورهای دارای سیاست خرید تضمینی	۳۴	۱۰۶	۱۰۸	۱۱۰	۱۱۰
کشورهای دارای سیاست سهمیه‌ای/ سبد تجدیدپذیر استاندارد	۱۱	۹۹	۹۸	۱۰۰	۱۰۰
کشورهای دارای سیاست برگزاری مناقصه	-	۵۵	۶۰	۶۲	۶۴
کشورهای دارای ضوابط اجباری/ الزامی برای گرمایش	-	۱۹	۲۱	۲۱	۲۱
کشورهای دارای ضوابط الزامی برای زیست‌سوخت‌ها	۱۰	۶۳	۶۴	۶۶	۶۸

پژوهش‌های داخلی و خارجی بسیاری جایگاه اقتصادی و زیست‌محیطی انرژی‌های نو را در سبد عرضه برق از دیدگاه دولت یا بخش خصوصی مورد ارزیابی قرار داده‌اند که هر کدام مختص به زمان و مکان خاصی بوده‌اند[۲۰-۲۲].

اِل‌کوردی و همکارانش[1] در سال ۲۰۰۲، تحلیل جامعی برای هزینه یک کیلووات ساعت تولید برق از فناوری‌های مختلف موجود در کشور مصر ارائه دادند. نتایج تحقیق نشان می‌دهد که توربین‌های بادی مستقر در خشکی با هزینه تمام‌شده ۱/۸ سنت بر کیلووات ساعت، ارزان‌ترین فناوری در سبد عرضه برق مصر می‌باشد و استفاده از صفحات فتوولتائیک با هزینه تمام‌شده ۱۴ سنت بر کیلووات ساعت، گران‌ترین روش جهت تولید برق است[۲۳].

راس و امبس[2] در سال ۲۰۰۴، الگویی فنی و مستدل را جایگزین روش هزینه چرخه عمر کردند[۶]. آن‌ها نخستین بار شاخص مستدل «کمیسیون انرژی کالیفرنیا» را تشریح و آن را برای مقایسه هزینه یکنواخت‌شده برق سبدی از فناوری‌ها پیشنهاد دادند[۲۴]. نتایج این پژوهش از دیدگاه سیاست‌گذاری در عرصه بین‌المللی نشان داد

1. El-Kordy et ac.
2. Roth & Ambs

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

که بخش عمده هزینه یکنواخت‌شده برق فسیلی تنها سهم هزینه آثار خارجی است (۵۰ تا ۸۰ درصد) و تولید هر کیلووات ساعت برق از فناوری‌های فسیلی، ۱۲ تا ۲۴ سنت خسارت بر محیط زیست تحمیل می‌کند (با ذکر این نکته که این خسارت صرفاً ناشی از انتشار آلاینده‌ها بوده و هزینه آلودگی آب و خاک را شامل نمی‌شود).

موسوی و همکارانش در سال ۲۰۱۲، به مقایسه اقتصادی توربین‌های بادی با نیروگاه‌های بخاری، گازی و سیکل‌ترکیبی در ایران پرداختند. نتایج این تحقیق نشان داد که اگر قیمت گاز طبیعی از ۳۱ سنت بر متر مکعب بیشتر شود؛ تولید برق بادی در ایران توجیه اقتصادی دارد[۲۵].

بریمانی و کعبی‌نژادیان در سال ۱۳۹۳ با مقایسه قیمت‌های خرید تضمینی برق با هزینه تمام‌شده تولید برق تجدیدپذیر، شرایط ورود سرمایه‌گذاری‌های بخش خصوصی را مورد ارزیابی قرار دادند. نتایج این پژوهش نشان داد که سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در تولید برق آبی کوچک و برق بادی دارای سود اقتصادی قابل توجهی است در حالی‌که هزینه تمام‌شده تولید برق حرارتی- خورشیدی بسیار بیشتر از قیمت خرید تضمینی می‌باشد[۱۰].

اسدی و همکارانش در سال ۱۳۹۵، رقابت‌پذیری برق زمین‌گرمایی با روش‌های متداول تولید برق را از دیدگاه دولت تحت شاخص هزینه یکنواخت‌شده برق ارائه دادند. نتایج این پژوهش صرفاً مبتنی بر سرمایه‌گذاری بخش دولتی نشان داد که در شرایطی که (۱) نرخ تنزیل کمتر از ۲۴ درصد، (۲) قیمت صارداتی گاز طبیعی بیشتر از ۶/۲ سنت بر متر مکعب و (۳) مدت زمان ساخت کمتر از ۶/۷ سال باشد؛ تولید برق زمین‌گرمایی مقرون به صرفه است[۹].

حمیدزاده و همکاران در سال ۱۴۰۰، به کمک روش‌های تصمیم سازی پیشرفته مدل بهینه انتخاب فناوری‌های بازیافت گازهای ارسالی به مشعل را مورد ارزیابی قرار دادند. زمان بازگشت سرمایه، کاهش انتشار دی اکسید کربن و تابع هدف کیفی سه تابع هدف مقاله آن‌ها بود. نتایج نشان می‌دهد که در حالت بهینه، میزان زمان بازگشت سرمایه به عنوان تابع هدف اقتصادی، ۱/۱ سال محاسبه شده است و میزان کاهش تولید دی اکسید کربن ۸۱۰۷۴۰ تن بر سال است[۳۵].

موسوی و همکاران در سال ۱۴۰۰، روش قیمت گذاری بهینه گاز طبیعی برای نیروگاه‌های ایران را بررسی نمودند. در روش پیشنهادی شرایط تولید گاز و بازار نهایی

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

مصرف برق در نظر گرفته می‌شود و سپس با استفاده از روش قیمت گذاری رمزی، قیمت گاز محاسبه و برای دوره زمانی ۱۳۶۸ تا ۱۳۹۵ برآورد می‌شود. تجزیه و تحلیل داده‌ها شامل سه بخش است: اول، تخمین کشش قیمتی تقاضای گاز نیروگاه. دوم، محاسبه بازدهی مقیاس تولید گاز طبیعی و محاسبه هزینه نهایی تولید گاز طبیعی و سوم، محاسبه قیمت رمزی گاز تحویلی به نیروگاه ها. قیمت عرضه هر مترمکعب گاز طبیعی به نیروگاه‌ها در سال ۱۳۹۴ معادل ۸۰۰ ریال بوده است. درحالی که در این مطالعه، قیمت گاز طبیعی برای سال‌های ۱۳۹۴ و ۱۳۹۵ برای نیروگاه‌ها به ترتیب برابر با ۸۵۸۹,۷۱ و ۹۳۷۷,۹۱ ریال بر مترمکعب برآورده شده است، در نتیجه قیمت‌های جاری برای گاز طبیعی در بخش نیروگاه‌های برق فاصله زیادی با قیمت‌های بهینه دارد[۳۶].

وجه تمایز این مقاله نسبت به سایر پژوهش‌های مرتبط در موارد زیر قابل ارائه می‌باشد:

الف) رتبه‌بندی اقتصادی و زیست‌محیطی فناوری‌های زمین‌گرمایی در مقایسه با ۱۳ فناوری رایج تولید برق در ایران تحت گام‌های توسعه صنعت عرضه برق «مؤسسه «REN21

ب) جایگاه اقتصادی فناوری‌های زمین‌گرمایی در سبد عرضه برق تحت حساسیت قیمت سوخت

ج) ارائه الگویی پیشنهادی جهت تعیین قیمت خرید تضمینی برق تجدیدپذیر در ایران

د) تعیین بازه اطمینان هر یک از پارامترهای حساس(نرخ دلار، نرخ تنزیل، مدت زمان ساخت و ضریب ظرفیت) به طوری‌که ورود بخش خصوصی در تولید برق زمین‌گرمایی موجه باشد

۳- ارائه الگو و شرحی بر داده‌های پژوهش

۳-۱- روش هزینه چرخه عمر نیروگاه[۶]

هزینه چرخه عمر یا LCC[1] از جمله رایج‌ترین روش‌های اقتصاد مهندسی است که با درنظر گرفتن ارزش زمانی پول، کل هزینه‌های متحمل‌شده در طول عمر سیستم را در

1. LCC: Life cycle cost

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

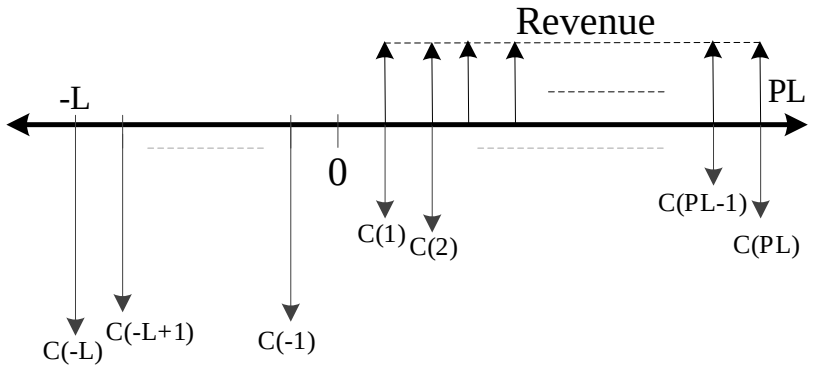
سال پایه تجمیع می‌کند. در این روش، از آغاز ساخت تا پایان عمر اقتصادی نیروگاه، تمامی هزینه‌ها اعم از سرمایه‌گذاری، سوخت، عملیات و نگهداری و آثار خارجی به سال پایه (سال شروع تولید برق) تنزیل داده می‌شود. در این صورت ارزش کل هزینه‌ها مطابق معادله ۱، با توجه به ارزش زمانی پول به هزینه‌های فعلی تبدیل می‌شود.

$$C_{PV} = \sum_{t=-CL}^{t=PL} C(t)(1+r)^{-t} \qquad (۱)$$

در معادله بالا، C_{PV} ارزش فعلی کل هزینه‌ها در سال پایه است و C(t) هزینه‌ها در سال t اُم، r نرخ تنزیل، CL مدت زمان ساخت نیروگاه و PL طول عمر اقتصادی نیروگاه می‌باشد. خروجی روش هزینه چرخه عمر نیروگاه صرفاً ارزش فعلی هزینه‌هاست و مقایسه LCC، معیار مناسبی برای اولویت‌بندی فناوری‌ها در سبد عرضه برق نمی‌باشد[۹].

۳-۲- روش هزینه یکنواخت‌شده برق

هزینه یکنواخت‌شده برق توسط کمیسیون انرژی کالیفرنیا (CEC) به «یک سطح ثابت درآمد لازم در هر سال برای بازیابی تمام هزینه‌های طول عمر اقتصادی یک نیروگاه» تعریف شده است[۲۶]. شکل۵، این سطح ثابت درآمد را به طور شماتیک نشان می‌دهد.



شکل ۵- تبیین هزینه یکنواخت‌شده برق در دیاگرام فرآیند مالی[۲۶]

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

روش هزینه یکنواخت‌شده برق با هزینه چرخه عمر نیروگاه به صورت معادله ۲ می‌باشد.

$$LCOE = LCC \times LF \quad (۲)$$

در رابطه بالا، LF فاکتور همترازسازی یا یکنواخت‌سازی است که هزینه‌های نشان داده شده در شکل۵ را به یک درآمد ثابت(R) از آغاز بهره‌برداری تا طول عمر اقتصادی(PL) تبدیل می‌کند[۲۳].

هزینه یکنواخت‌شده برق را می‌توان مطابق معادله ۳ به‌ترتیب برابر با هزینه‌های یکنواخت‌شده سرمایه‌گذاری، سوخت، عملیات‌ونگهداری و آثار خارجی محاسبه کرد (به‌ترتیب معادلات ۴ تا ۷). تمامی متغیرهای این رابطه در جدول ۴ معرفی و واحدشان ارائه شده است[۲۵][۲۶].

$$LCOE = C_k + \left[\sum_{t=0}^{pL} \frac{C_{O\&M} \times (1+e_{O\&M})^t}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^{PL} \frac{C_{Fuel} \times (1+e_{Fuel})^t}{(1+r)^t} \right] \times \frac{r(1+r)^{PL}}{(1+r)^{PL}-1} + C_{EC} \quad (۳$$

$$C_K = \frac{DR \times TPC (1+r)^{CL}}{HY \times CF} \quad (۴$$

$$C_{O\&M} = \frac{FOM}{HY \times CF} + VOM \quad (۵$$

$$C_{Fuel} = FC \times HR \quad (۶$$

$$C_{EC} = EF \times HR \times VED \quad (۷$$

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

جدول ۴- تعریف پارامترهای معادله هزینه یکنواخت‌شده برق[۲۵][۲۶]

پارامتر به فارسی	پارامتر به انگلیسی	واحد	اختصار
هزینه سرمایه‌گذاری	Investment cost	$/kWh	C_K
نرخ استهلاک	Depreciation rate	%	DR
کل هزینه ساخت	Total plant cost	$/kW	TPC
مدت زمان ساخت نیروگاه	Construction life	Year	CL
نرخ تنزیل	Discount rate	%	r
تعداد ساعات دسترسی در سال	Hours per year	Hours	HY
ضریب ظرفیت نیروگاه	Capacity factor	%	CF
کل هزینه عملیات و نگهداری	Total O&M cost	$/kWh	$C_{O\&M}$
نوسان هزینه عملیات و نگهداری	Escalation rate of O&M cost	%	$E_{O\&M}$
هزینه ثابت عملیات و نگهداری	Total fixed O&M Cost	$/kWYear	FOM
هزینه متغیر عملیات و نگهداری	Total variable O&M cost	$/kWh	VOM
نرخ حرارت	Heat rate	MMBtu/kWh	HR
طول عمر نیروگاه	Plant life	Year	PL
هزینه سوخت نیروگاه	Fuel cost	$/MMBtu	FC
نوسان هزینه سوخت	Escalation rate of fuel cost	%	e_{Fuel}
هزینه آثار خارجی	External cost	$/kWh	C_{EC}
خسارت آلاینده	Value of environmental damage	$/gr	VED
فاکتور آلودگی	Emission factor	gr/Btu	EF
هزینه همتراز شده برق	Levelized cost of electricity	$/kWh	LCOE

خروجی هزینه یکنواخت‌شده برق کیلووات ساعت می‌باشد و از آنجا که هزینه یکنواخت‌شده برق معیاری برای محاسبه هزینه تمام‌شده تولید برق در چرخه عمر نیروگاه‌هاست، بنابراین باید تمامی هزینه‌ها را به صورت هزینه نهایی وارد کرد[۲۷].

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

۳-۳- روش ارزش یکنواخت خالص

ارزش یکنواخت خالص یا NAW، تفاضل درآمدهای یکنواخت سالیانه (EUAB[1]) از هزینه‌های یکنواخت سالیانه (EUAC[2]) می‌باشد. این شاخص اقتصادی نشان‌دهنده سود یکنواخت حاصل از سرمایه‌گذاری پروژه در طول عمر مفید آن است[۱۰]. طبق معادله ۸، درآمدها و هزینه‌ها در هر سال با توجه به نرخ تنزیل پس از انتقال به سال پایه به درآمدها و هزینه‌های یکنواخت‌شده تبدیل می‌شوند و اختلاف درآمدها و هزینه‌های یکنواخت‌شده از یکدیگر نشان‌دهنده پذیرش و یا رد طرح اقتصادی است. در صورتی‌که مقدار بدست آمده مثبت باشد($NAW \geq 0$)، یعنی درآمدهای یکنواخت سالیانه از هزینه‌های یکنواخت سالیانه بیشتر بوده و پروژه دارای سود اقتصادی است و بالعکس اگر مقدار بدست آمده منفی باشد($NAW < 0$)، یعنی درآمدهای یکنواخت سالیانه از هزینه یکنواخت سالیانه کمتر بوده و سرمایه‌گذار متحمل ضرر است.

$$NAW = EUAB - EUAC \qquad \text{ارزش یکنواخت خالص:} \qquad (۸)$$

$$NAW \geq 0 \Leftrightarrow \text{EUAB} \geq \text{EUAC} \qquad \text{پذیرش پروژه:} \qquad (۹)$$

$$NAW < 0 \Leftrightarrow \text{EUAB} < \text{EUAC} \qquad \text{رد پروژه:} \qquad (۱۰)$$

۳-۴- روش نرخ بازدهی داخلی

نرخ تنزیلی که بازای آن ارزش یکنواخت خالص(NAW) برابر با صفر است، همان نرخ بازدهی داخلی نامیده می‌شود. در واقع نرخ بازدهی داخلی، نرخ تنزیلی است که سرمایه‌گذار در آن نرخ، جهت ورود به پروژه بی‌تفاوت می‌باشد. مقایسه نرخ بازدهی داخلی با حداقل نرخ بازده مورد انتظار سرمایه‌گذار(MARR[3])، تعیین‌کننده پذیرش و یا رد پروژه است. مطابق معادله ۱۲ و ۱۳، در صورتی‌که حداقل نرخ بازده مورد انتظار بیشتر از نرخ بازدهی داخلی باشد؛ سرمایه‌گذاری در پروژه مورد پذیرش و در غیر این صورت، رد می‌شود.

1. EUAB: Equivalent uniform annual benefits
2. EUAC: Equivalent uniform annual cost
3. MARR: Minimum acceptable rate of return

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

$$NAW(\mathrm{r}\%) = 0 \Leftrightarrow \mathrm{EUAB}(\mathrm{r}\%) = \mathrm{EUAC}(\mathrm{r}\%) \Leftrightarrow \mathrm{r} = \mathrm{IROR} \qquad (۱۱)$$

$$MARR < IRR \qquad \text{پذیرش پروژه:} \qquad (۱۲)$$

$$MARR \geq IRR \qquad \text{رد پروژه:} \qquad (۱۳)$$

۳-۵- روش نسبت فایده به هزینه

نسبت فایده به هزینه را می‌توان از نسبت درآمدهای یکنواخت سالیانه به هزینه‌های یکنواخت سالیانه تعیین نمود. در این حالت مطابق معادله ۱۵ و ۱۶، اگر نسبت منافع به مخارج بزرگتر یا مساوی واحد باشد، سرمایه‌گذاری در پروژه مورد قبول است و اگر نسبت منافع به مخارج کمتر از ۱ باشد، سرمایه‌گذاری وجاهت اقتصادی ندارد.

$$\frac{B}{C} = \frac{EUAB}{EUAC} \qquad (۱۴)$$

$$NAW \geq 0 \Leftrightarrow \frac{B}{C} \geq 1 \Leftrightarrow \mathrm{EUAB} \geq \mathrm{EUAC} \qquad \text{پذیرش پروژه:} \qquad (۱۵)$$

$$NAW < 0 \Leftrightarrow \frac{B}{C} < 1 \Leftrightarrow \mathrm{EUAB} < \mathrm{EUAC} \qquad \text{رد پروژه:} \qquad (۱۶)$$

۴- داده‌ها و مفروضات پژوهش

در چند دهه اَخیر، اگر چه سهم عمده برق در نیروگاه‌های فسیلی تولید شده، اما جای فناوری‌های تجدیدپذیر در سبد عرضه برق خالی نبوده است. با بررسی انواع روش‌های تولید برق در ترازنامه انرژی ایران (از سال ۱۳۷۰ تا ۱۳۹۴)، در نهایت فناوری‌های قابل رقابت با نیروگاه زمین‌گرمایی به‌صورت جدول ۵ گزینش و دسته‌بندی شده‌اند. لازم به ذکر است که در انتخاب نوع فناوری‌ها تلاش شده تا تنوع کنونی سبد عرضه برق محفوظ و توأماً فناوری‌های منسوخ و بسیار آلاینده همچون نیروگاه‌های دیزلی و زغال‌سنگی حذف شود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

جدول ۵- فناوری‌های منتخب سبد عرضه برق به منظور رقابت‌پذیری با فناوری‌های زمین‌گرمایی[۲۸]

	نوع نیروگاه	عنوان انگلیسی	نوع سوخت (انرژی) رایج
کلاسیک	بخاری	Conventional steam natural gas-fuel oil fired	نفت‌کوره – گاز طبیعی
	گازی	Gas turbine natural gas-fuel oil fired	گاز طبیعی – نفت‌گاز
	سیکل‌ترکیبی	Combined cycle natural gas fired	گاز طبیعی
نو و تجدیدپذیر	زیست‌توده	Biomass	پسماندها و ضایعات
	بازیابی گازهای زباله	Landfill gas recovery	زباله
	زباله‌سوز	Mass burn MSW	زباله
	برقآبی	Hydropower	انرژی پشت سدها
	الکتریکی- خورشیدی	Photovoltaic	تابش‌های خورشید
	توربین بادی در خشکی	Onshore wind turbine	انرژی باد

استحصال برق از انرژی زمین‌گرمایی با فناوری‌های بخار مستقیم، تبخیر آنی، سیکل دو مداره، سیکل‌های پیشرفته، تفکیک دورانی و سیکل‌های ترکیبی(برای مثال ترکیب فسیلی و زمین‌گرمایی) در جهان شناخته شده است که با توجه به ویژگی‌های مخزن و قابلیت اجراء و پیاده‌سازی، صرفاً استفاده از فناوری‌های بخار مستقیم، تبخیر آنی و باینری در ایران میسر می‌باشد[۱۷]. فناوری‌های زمین‌گرمایی که قابلیت راه‌اندازی بر روی مخازن زمین‌گرمایی ایران را دارند در جدول ۶ ارائه شده است.

جدول ۶- فناوری‌های زمین‌گرمایی قابل پیاده‌سازی بر روی مخازن زمین‌گرمایی ایران[۱۷]

نوع فناوری زمین‌گرمایی	عنوان انگلیسی	سیال عامل
زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	direct steam Geothermal-	بخار خشک
زمین‌گرمایی- تبخیر آنی	flash steam Geothermal-	هیدروترمال مایع
زمین‌گرمایی- باینری	binary Geothermal-	هیدروترمال مایع

سال پایه و مبنا برای محاسبه شاخص‌های اقتصادی، سال ۱۳۹۸(۲۰۱۹ میلادی) درنظر گرفته شده تا پیشنهادهای سیاستی حاصل از پژوهش بروز و منطبق بر شرایط

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

فعلی باشد. در این راستا، داده‌های فنی- اقتصادی نیروگاه‌ها و داده‌های کلان اقتصادی از به‌روزترین منابع مستخرج شده است که در ادامه تشریح و ارائه می‌شود. خوراک نیروگاه‌های فسیلی به قیمت یارانه‌ای و صادراتی در جدول ۷ ملاحظه می‌شود. به منظور رقابت‌پذیری فناوری‌های تولید برق با توجه به سیاست آزادسازی قیمت حامل‌های انرژی، نفت‌کوره و نفت‌گاز به قیمت ۹۰ درصد فوب خلیج‌فارس و گاز طبیعی به قیمت ۷۵ درصد ارزش صادراتی محاسبه شده است[۲۱].

جدول ۷- قیمت یارانه‌ای و واقعی خوراک نیروگاه‌های فسیلی در ایران[۵]

نوع سوخت فسیلی	قیمت یارانه‌ای	قیمت صادراتی
نفت‌کوره	۱۳۰۰ ریال بر لیتر	۲۲/۸ سنت بر لیتر
نفت‌گاز	۲۱۰۰ ریال بر لیتر	۳۵ سنت بر لیتر
گاز طبیعی	۸۰۰ ریال بر متر مکعب	۲۴ سنت بر متر مکعب

نرخ تنزیل با توجه به نرخ تورم عمومی و شرایط اقتصادی کشور در سال‌های گذشته، ۱۴ درصد و نرخ ارز با استفاده از اطلاعات میدانی از تحلیل‌گران اقتصادی و پژوهش‌های مرتبط اخیر ۱۰۰ هزار ریال در نظر گرفته شده است. ذکر این نکته حائز اهمیت می‌باشد که نرخ تنزیل و نرخ ارز در اقتصاد ایران از پارامترهای حساس در ارزیابی اقتصادی پروژه‌هاست و در این پژوهش نتایج تجزیه و تحلیل‌ها در یک بازه مطمئن برای این دو پارامتر تحلیل حساسیت شده است.

شاخص انتشار گازهای آلاینده و گلخانه‌ای برای نیروگاه‌های حرارتی کشور مطابق جدول ۸ ارائه شده است که برگرفته از آخرین گزارش سالیانه انرژی ایران در سال ۱۳۹۵ می‌باشد[۵]. این شاخص مطابق معادله ۷، حاصل‌ضرب فاکتور انتشار (EF) در نرخ حرارتی نیروگاه (HR) است. از آنجا که هنوز نیروگاه زمین‌گرمایی در ایران به بهره‌برداری نرسیده، شاخص انتشار گازهای آلاینده و گلخانه‌ای برای فناوری‌های زمین‌گرمایی از گزارش اداره اطلاعات انرژی آمریکا (EIA[1]) در سال ۲۰۱۵ مستخرج شده است[۲۲]. هزینه خسارت آلاینده‌های نیروگاهی (VED) به تفکیک نوع آلاینده بر اساس مطالعات انجام شده در سازمان محیط‌زیست به استناد مفاد تبصره ۱ ماده ۳،

1. EIA: Energy Information Administration

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

دستورالعمل بند«ب» ماده ۱۳۳ قانون برنامه توسعه پنجم توسعه در جدول ۹ ارائه شده است[۲۹].

پیرو معادله ۷، با حاصل‌ضرب شاخص انتشار گازهای آلاینده و گلخانه‌ای به تفکیک نوع فناوری تولید برق(جدول ۸) در هزینه خسارت هر یک از آلاینده‌ها (جدول ۹) می‌توان هزینه آثار خارجی فناوری‌های تولید برق را محاسبه و روش‌های دوستدار محیط‌زیست را اولویت‌بندی کرد.

جدول ۸- شاخص انتشار گازهای آلاینده و گلخانه‌ای به تفکیک نوع فناوری

(گرم بر کیلووات ساعت)[۵][۲۲]

نوع فناوری تولید برق	NO_X	SO_2	CO	PM	CO_2	CH_4	N_2O
بخاری	۲/۳۲	۵/۵۴	۲/۲۱	۰/۲۰	۷۶۲/۲۶	۰/۰۳	۰/۰۱
گازی	۱/۹۴	۰/۳۵	۰/۰۷	۰/۱۱	۸۲۲/۴۷	۰/۰۲	۰/۰۰
سیکل ترکیبی	۲/۷۲	۰/۱۲	۰/۱۰	۰/۰۷	۴۵۲/۱۳	۰/۰۱	۰/۰۰
زیست‌توده	۱/۴۳	۰/۱۶	۳/۸۹	۳/۲۵	۰/۰۰	۰/۱۴	۰/۰۸
زباله‌سوز	۲/۶۰	۲/۴۷	۰/۳۳	۰/۱۵	۵۷۷/۶۹	۰/۰۰	۰/۱۴
بازیابی گازهای زباله	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۲۷/۱۳	۰/۰۰	۰/۰۰
زمین‌گرمایی- سیکل دو مداره	۰/۰۰	۰/۱۶	۰/۰۰	۰/۰۰	۱۷۹/۷۶	۰/۰۰	۰/۰۰
زمین‌گرمایی- باینری	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰

جدول ۹- هزینه اجتماعی ناشی از انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی(سنت بر گرم)[۲۹]

نوع فناوری تولید برق	NO_X	SO_2	CO	PM	CO_2	CH_4	N_2O
هزینه آلاینده‌های نیروگاهی	۰/۴۶	۰/۲۹	۰/۱۰	۰/۳۷	۰/۰۰۲	۰/۰۶	۰/۴۶

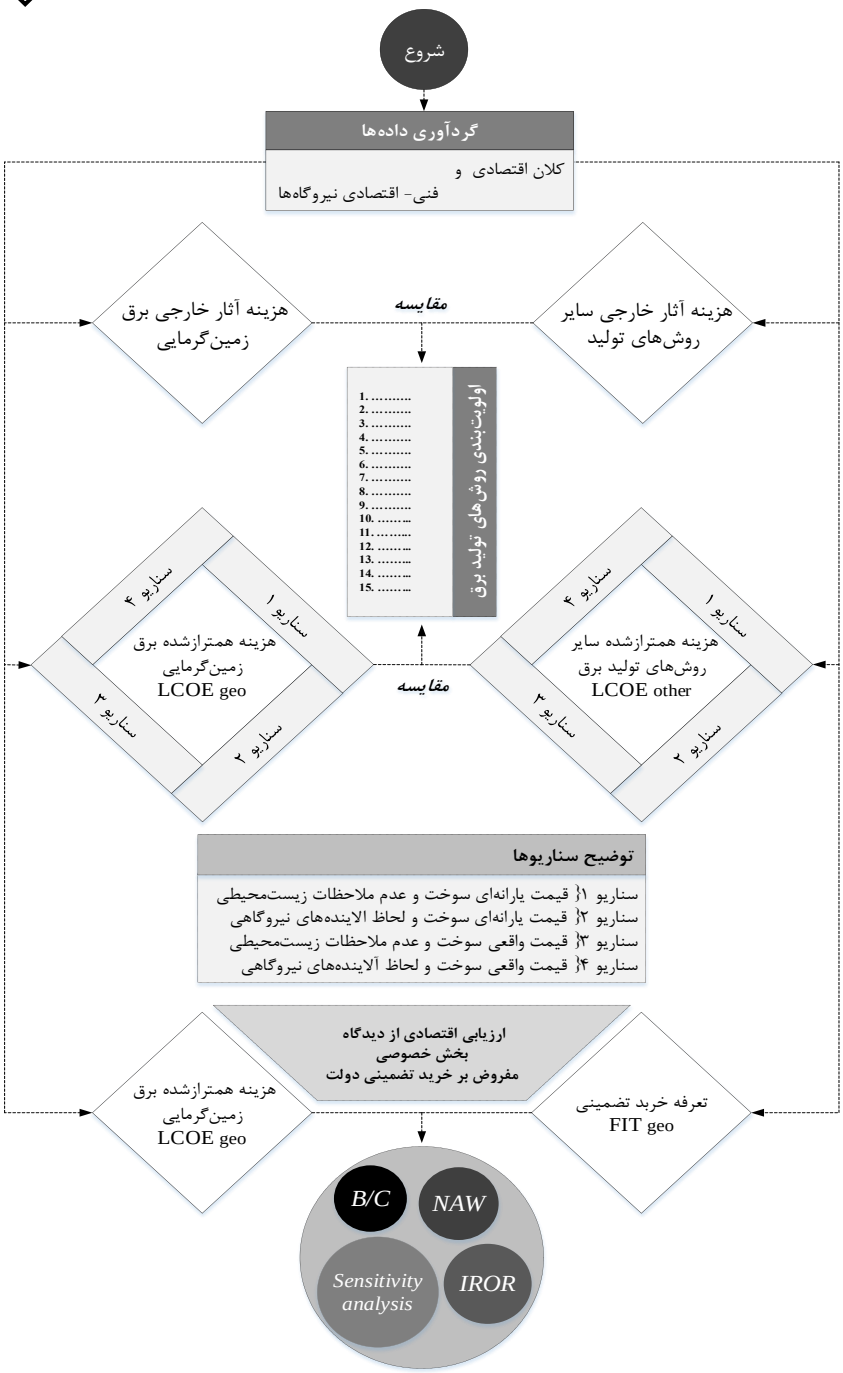
[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

مشخصات فنی- اقتصادی فناوری‌های تولید برق در ایران در جدول ۱۰ ارائه شده که از «سند راهبردی و نقشه راه توسعه فناوری‌های مرتبط با انرژی زمین‌گرمایی، ۱۳۹۵»[۱۷]، «سند راهبردی و نقشه راه توسعه فناوری‌های مرتبط با انرژی زیست‌توده، ۱۳۹۵»[۳۰]، «سند توسعه فناوری انرژی باد، ۱۳۹۵»، «سند راهبردی برنامه‌ریزی جامع انرژی کشور، ۱۳۹۵»[۳۱]، گزارش‌های «برنامه ۲۵ ساله توسعه بهینه بخش برق و انرژی‌های تجدیدپذیر در کشور، ۱۳۸۵»[۲۸] و «طرح‌ریزی ساختار سیستم عرضه انرژی الکتریکی و تنظیم پایگاه اطلاعات مورد نیاز، ۱۳۹۱»[۱۶] و همچنین پژوهش‌های مرتبط داخلی گردآوری شده است[۹][۳۲][۳۳].

جدول ۱۰- پارامترهای فنی-اقتصادی فناوری‌های تولید برق در ایران [۵][۹][۱۶][۱۷][۲۸][۳۰-۳۳]

فناوری‌های تولید برق / پارامترها	TPC	CL	PL	DR	CF	HY	FOM	VOM	$e_{o\&m}$	e_r	HR	FIT
	$/kW	Year	Year	٪	٪	-	$/kwYear	$/kwh	٪	٪	Btu/kWh	IRR/kWh
بخاری	۱۰۷۰	۵	۳۰	۳/۳	۷۸	۶۷۰۰	۱۱	۰/۰۰۴	۳	۵	۱۰۴۲۵	-
گازی	۵۲۵	۲	۱۵	۶/۷	۸۴	۳۰۰۰	۴/۴	۰/۰۱	۳	۵	۱۳۱۲۷	-
سیکل‌ترکیبی	۸۲۵	۵	۳۰	۳/۳	۸۲	۶۰۰۰	۴/۳	۰/۰۰۴	۳	۵	۸۱۵۱	-
زیست‌توده	۲۴۰۰	۲	۳۰	۳/۳	۸۵	۶۰۰۰	۱۰۷	۰/۰۱	۳	-	۱۴۳۱۰	۳۱۵۰
بازیابی گازهای زباله	۱۸۵۰	۲	۲۰	۵	۷۰	۶۰۰۰	۲۰	۰/۰۱	۳	-	۱۲۱۵۰	۲۹۰۰
زباله‌سوز	۵۷۰۰	۲	۲۵	۴	۸۵	۶۰۰۰	۱۶۴	۰/۰۲	۳	-	۱۶۷۸۰	۵۸۷۰
برقآبی کوچک	۲۵۰۰	۲/۵	۵۰	۲	۵۰	۶۷۰۰	۱۴	۰/۰۰۰۱	۲	-	-	۳۷۰۰
برقآبی بزرگ	۲۰۰۰	۶	۴۰	۲/۵	۴۰	۶۷۰۰	۱۰/۸	۰/۰۰۰۲	۲	-	-	۳۷۰۰
فتوولتائیک	۲۲۰۴	۰/۵	۲۵	۴	۲۰	۳۰۰۰	۱۰/۴	۰/۰۰۳	۵	-	-	۹۷۷۰
بادی	۱۴۷۷	۱	۲۵	۴	۴۰	۴۰۰۰	۴۸	۰/۰۰۳	۳	-	-	۴۹۷۰
زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	۳۶۰۰	۴	۳۰	۳/۳	۸۹	۸۳۲۲	۷/۵	۰/۰۱	۳	-	۳۴۱۲	۵۵۷۰
زمین‌گرمایی- تبخیر آنی	۵۵۷۸	۴	۳۰	۳/۳	۸۵	۸۳۲۲	۶۵	۰/۰۱	۳	-	۳۴۰۰	۵۷۷۰
زمین‌گرمایی- باینری	۴۲۳۲	۴	۳۰	۳/۳	۸۱	۸۳۲۲	۱۰۳	۰/۰۱	۳	-	۳۳۸۰	۵۷۷۰

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]



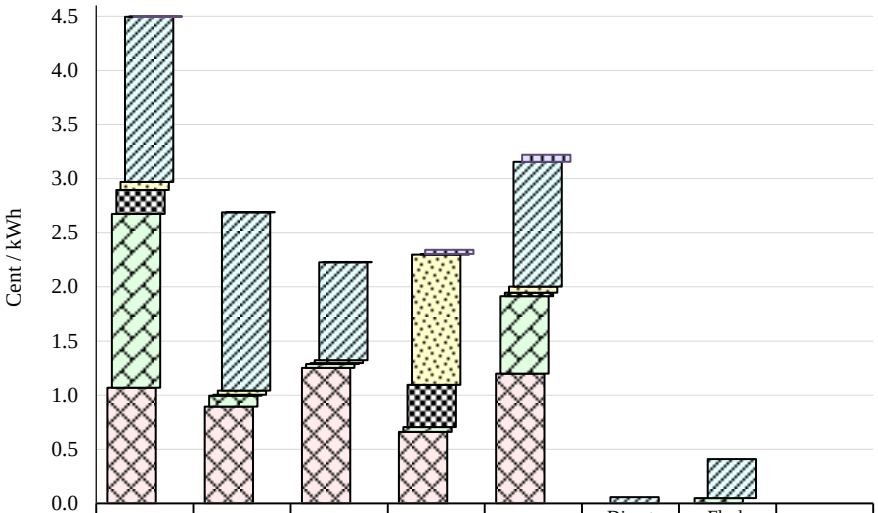
شکل۶- شماتیک روند تجزیه و تحلیل داده‌های پژوهش

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

۵- نتایج تجزیه و تحلیل داده‌های پژوهش

۵-۱- جایگاه زیست‌محیطی فناوری‌های زمین‌گرمایی در سبد عرضه برق

هزینه آثار خارجی ناشی از تولید برق به تفکیک نوع فناوری و نوع آلاینده قابل بررسی است و به ارزش حرارتی(HR) و فاکتور انتشار(EF) وابسته می‌باشد. پیرو شاخص کمیسیون انرژی کالیفرنیا، هزینه آثار خارجی هر فناوری از حاصل‌ضرب «نرخ حرارتی نیروگاه» در «فاکتور انتشار هر آلاینده» در «هزینه اجتماعی انتشار هر آلاینده» قابل محاسبه است و بخشی از هزینه تمام‌شده تولید برق می‌باشد که در محاسبات بخش بعدی مورد استفاده می‌گیرد. شکل۷، هزینه آثار خارجی فناوری‌های متداول تولید برق در ایران را به تفکیک نوع آلاینده نشان می‌دهد.



	Steam	Gas	CCGT	Biomass	MSW	Direct steam	Flash steam	Binary
N2O	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
CH4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO2	1.5	1.6	0.9	0.0	1.2	0.1	0.4	0.0
PM	0.1	0.0	0.0	1.2	0.1	0.0	0.0	0.0
CO	0.2	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
SO2	1.6	0.1	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0
Nox	1.1	0.9	1.3	0.7	1.2	0.0	0.0	0.0

شکل۷- هزینه آثار خارجی هر یک از فناوری‌های تولید برق در ایران به تفکیک نوع آلاینده

(یافته پژوهش)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

براساس شکل بالا، برق زمین‌گرمایی در زمره فناوری‌های دوستدار محیط‌زیست قرار دارد و بکارگیری از آن کمترین هزینه را به محیط‌زیست تحمیل می‌کند. شایان ذکر است که فناوری‌های فتوولتائیک، برقآبی، لندفیل[1] و توربین‌های بادی پس از بهره‌برداری، هیچ آلاینده‌ای منتشر نمی‌کنند. انتشار آلاینده‌ها از زمان شروع به راه‌اندازی تا قبل از بهره‌برداری برای هر یک از فناوری‌های تولید برق ناچیز و قابل چشم‌پوشی است و غالباً در محاسبات لحاظ نمی‌شود[۳۴].

۵-۲- جایگاه اقتصادی فناوری‌های زمین‌گرمایی در سبد عرضه برق

بر اساس نتایج محاسبات هزینه یکنواخت‌شده برق که در شکل ۹ ارائه شده است، هزینه تولید یک کیلووات ساعت برق از فناوری‌های بخار مستقیم، تبخیر آنی و باینری در ایران به ترتیب برابر با ۴/۳، ۷/۲ و ۷/۱ سنت می‌باشد که بنابر گزارش سالیانه آژانس بین‌المللی انرژی‌های تجدیدپذیر(IRENA[2]) در محدوده هزینه تمام‌شده نیروگاه‌های زمین‌گرمایی جهان قرار دارد[۴].

رتبه‌بندی فناوری‌های تولید برق در ایران بر حسب هزینه یکنواخت‌شده برق تحت سناریوهای ۱ تا ۴ در جدول ۱۱ ارائه شده که به تحلیل نتایج آن در ادامه مباحث پرداخته می‌شود.

سناریوی شماره یک: «وضعیت کنونی حاکم بر صنعت عرضه برق در ایران»

در شرایطی که دولت به سوخت نیروگاه‌های فسیلی یارانه می‌دهد و خسارات ناشی از انتشار آلاینده‌ها را در هزینه‌های تولید برق محاسبه نمی‌کند؛ تولید برق از فناوری‌های سیکل‌ترکیبی، برقآبی، بخاری و گازی در اولویت قرار دارند و از حیث رقابت‌پذیری، فناوری‌های زمین‌گرمایی در رتبه ششم تا دوازدهم هستند. در این وضعیت، سبد عرضه به سوخت‌های فسیلی تکیه داشته و امنیت انرژی با تهدید روبروست، نیروگاه‌های فسیلی با مصرف بی‌وقفه نفت‌کوره و نفت‌گاز به آلودگی دامن زده و هزینه‌های واقعی تولید بر قیمت تأثیر نداشته و به تبع آن تقاضا بی‌رویه رشد می‌کند. ثبات این شرایط به منزله رکود یا توقف توسعه در صنعت عرضه برق است[۷].

1. Landfill
2. IRENA: International Renewable Energy Agency

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

سناریوی شماره دو: «گامی مهم برای توسعه صنعت عرضه برق در ایران»

انعکاس هزینه‌های اجتماعی در هزینه تمام‌شده تولید، گامی مهم در توسعه صنعت عرضه برق محسوب می‌شود. اگر به هزینه تمام‌شده غیر واقعی در سناریوی یک، هزینه آثار خارجی نیز اضافه شود؛ هزینه تمام‌شده تولید برق فسیلی افزایش می‌یابد و به تبع آن، رقابت تجدیدپذیرها بالاخص فناوری‌های زمین‌گرمایی با نیروگاه‌های مرسوم نزدیک‌تر می‌شود. در این وضعیت، فناوری‌های زمین‌گرمایی با صعودی چشمگیر نسبت به سناریوی یک، در رتبه دوم تا دهم قرار می‌گیرند.

سناریوی شماره سه: «گامی بلند برای توسعه صنعت عرضه برق در ایران»

نفت‌کوره، نفت‌گاز و گاز طبیعی خوراک رایج نیروگاه‌ها هستند و قیمت آن‌ها با ارزش واقعی‌شان اختلاف بسیاری دارد. برای مثال، هر متر مکعب گاز طبیعی برای نیروگاه‌ها ۸۰۰ ریال تمام می‌شود، در حالی‌که ۷۵ درصد ارزش صادراتی یک متر مکعب گاز طبیعی، ۲۴ سنت قیمت دارد. به همین صورت، هر لیتر نفت‌کوره و نفت‌گاز برای نیروگاه‌ها به ترتیب ۱۳۰۰ و ۲۱۰۰ ریال تمام می‌شود، در حالی‌که ۹۰ درصد قیمت فوب خلیج‌فارس برای نفت‌کوره و نفت‌گاز به ترتیب ۲۰/۵ و ۳۱/۵ سنت بر لیتر می‌باشد. در این شرایط، اگر هزینه تمام‌شده برق با سیاست آزادسازی قیمت حامل‌های انرژی محاسبه شود؛ تولید برق فسیلی بسیار گران بوده و از حیث رتبه‌بندی در سبد عرضه برق مطابق جدول ۱۱، پس از فناوری‌های زمین‌گرمایی جای می‌گیرد.

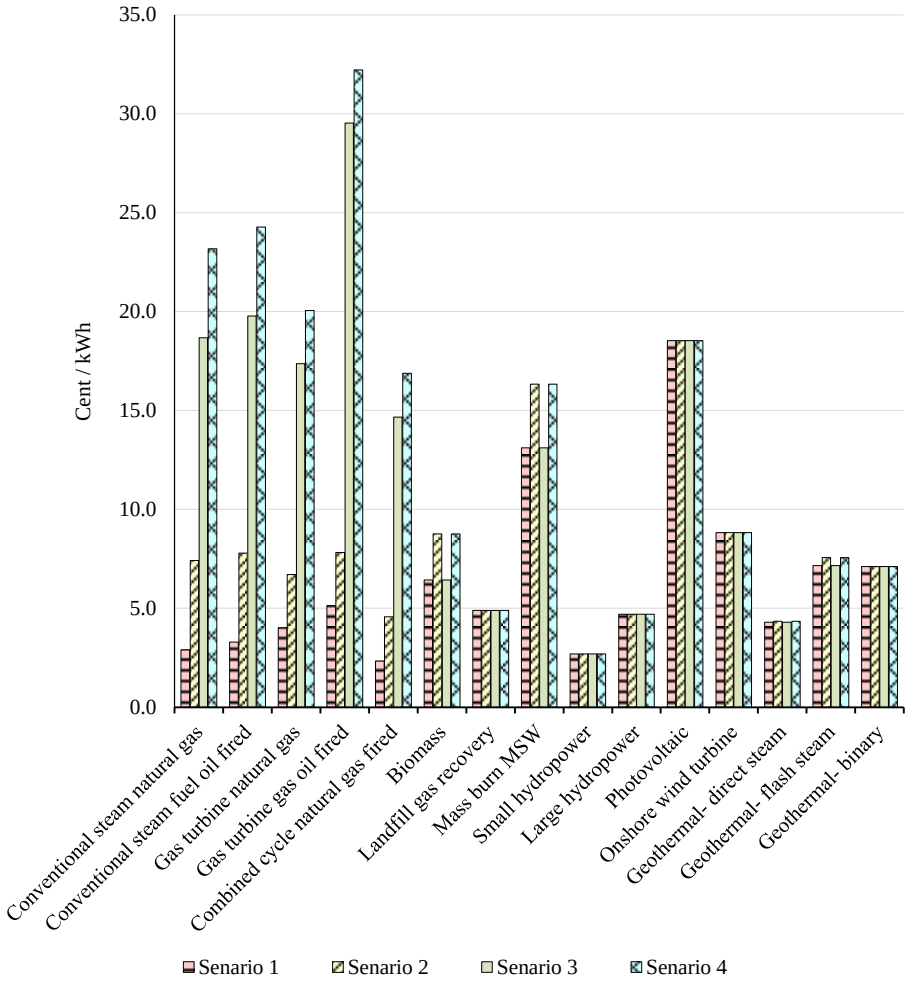
سناریوی شماره چهار: «صنعت عرضه برق توسعه‌یافته در ایران»

سناریوهای ۱، ۲ و ۳ بستری نابرابر برای رقابت‌پذیری فناوری‌های تولید برق محسوب می‌شوند در واقع تنها سناریوی چهار، منصفانه‌ترین شرایط برای مقایسه اقتصادی برق تجدیدپذیر با برق فسیلی است. در وضعیت سناریوی چهار، ارزش واقعی منابع انرژی تجدیدپذیر بارز شده و بکارگیری سوخت‌های فسیلی بخاطر هزینه گزاف سوخت و هزینه‌های اجتماعی طرد می‌شود[۲۵].

اگر سیاست آزادسازی قیمت حامل‌های انرژی و تواماً ملاحظات زیست‌محیطی در ایران اعمال شود؛ وضعیت ایده‌آلی در صنعت تولید برق رخ می‌دهد. برای مثال، صنعت تولید برق دانمارک در وضعیت سناریوی چهار قرار دارد، در نتیجه بستری در این کشور

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

فراهم شده تا تقریباً ۶۰ درصد از سبد عرضه برق به انرژی‌های بادی(در خشکی و دریا)، خورشیدی، برقآبی و زیست‌سوخت اختصاص پیدا کرده است[۴].



شکل۸- مقایسه اقتصادی فناوری‌های تولید برق در ایران تحت سناریوهای توسعه صنعت عرضه برق (یافته پژوهش)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

جدول ۱۱- رتبه‌بندی فناوری‌های تولید برق در ایران بر حسب هزینه یکنواخت‌شده برق (یافته پژوهش)

فناوری‌های تولید برق	رتبه‌بندی فناوری‌ها در هر یک از سناریوها			
	سناریو ۱ □	سناریو ۲ ○	سناریو ۳ ◊	سناریو ۴ *
سیکل ترکیبی با سوخت گاز طبیعی	۱	۳	۹	۹
برقآبی کوچک	۲	۱	۱	۱
بخاری با سوخت گاز طبیعی	۳	۹	۱۲	۱۳
بخاری با سوخت نفت‌کوره	۴	۱۱	۱۱	۱۱
گازی با سوخت گاز طبیعی	۵	۶	۱۳	۱۴
زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	۶	۲	۲	۲
گازی با سوخت نفت‌گاز	۷	۸	۱۵	۱۵
برقآبی بزرگ	۸	۴	۳	۳
بازیابی گازهای زباله	۹	۵	۴	۴
زیست‌توده	۱۰	۱۲	۵	۷
زمین‌گرمایی- تبخیر آنی	۱۱	۷	۶	۵
زمین‌گرمایی- باینری	۱۲	۱۰	۷	۶
توربین بادی در خشکی	۱۳	۱۳	۸	۸
زباله‌سوز	۱۴	۱۴	۱۰	۱۰
فتوولتائیک	۱۵	۱۵	۱۴	۱۲

□ : **وضعیت کنونی صنعت عرضه برق ایران:** یارانه به سوخت نیروگاه‌ها و عدم ملاحظات زیست‌محیطی

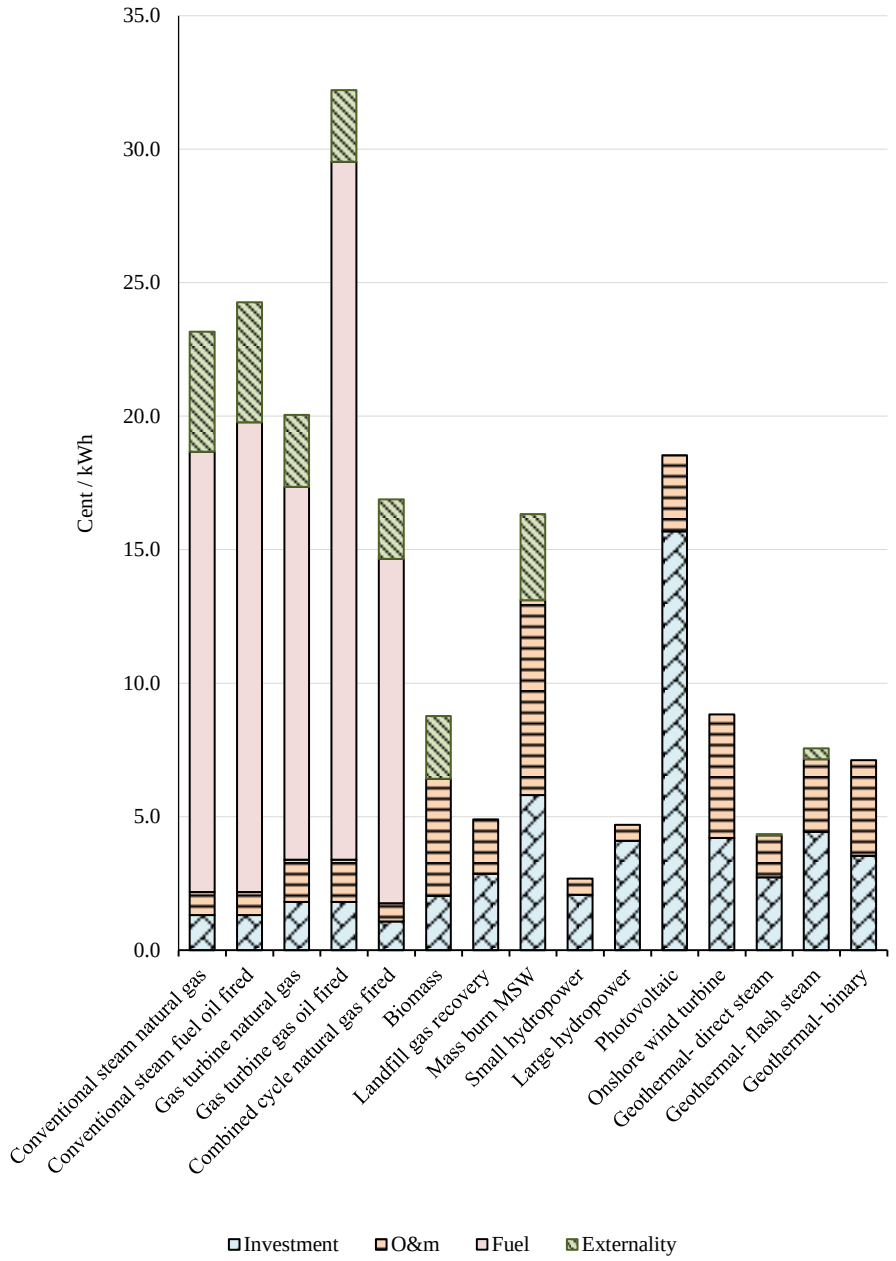
○ : **گامی مهم برای توسعه صنعت عرضه برق:** یارانه به سوخت نیروگاه‌ها و ملاحظه آلاینده‌های نیروگاهی

◊ : **گامی بلند برای توسعه صنعت عرضه برق:** قیمت واقعی انرژی و عدم ملاحظات زیست‌محیطی

* : **صنعت عرضه برق توسعه‌یافته:** قیمت واقعی انرژی و ملاحظه آلاینده‌های زیست‌محیطی

در شکل ۹ سهم هر یک از هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملیات و نگهداری، سوخت و آثار خارجی در هزینه تمام‌شده واقعی(سناریوی چهار) تعیین شده است به طوری که، هزینه سوخت و آثار خارجی بخش بزرگی از هزینه تمام‌شده تولید برق در نیروگاه‌های فسیلی است (۸۳ تا ۹۰ درصد) و بالعکس، هزینه سرمایه‌گذاری سهم عمده هزینه تمام‌شده تولید برق در نیروگاه‌های تجدیدپذیر می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]



شکل۹- سهم هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملیات‌ونگهداری، سوخت و آثار خارجی از هزینه تمام‌شده واقعی برق (یافته پژوهش)

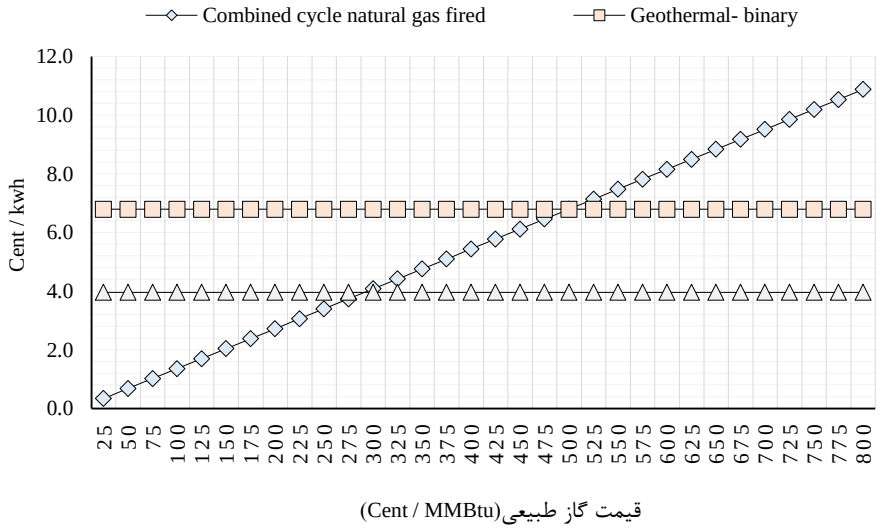
[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

۵-۳- رقابت‌پذیری برق زمین‌گرمایی تحت حساسیت قیمت سوخت

بر اساس نتایج بدست آمده در جدول ۱۲، در حال حاضر که قیمت یک متر مکعب گاز طبیعی کمتر از ۱۲/۳ سنت برای نیروگاه محاسبه می‌شود (شرایط سناریوی یک)؛ تولید برق از فناوری سیکل‌ترکیبی ارجحیت دارد. اما در صورتی که قیمت گاز طبیعی صادراتی ملاک قرار گیرد (شرایط سناریوی چهار)؛ تولید برق زمین‌گرمایی در اولویت اقتصادی است.

جدول ۱۲- تحلیل حساسیت هزینه یکنواخت‌شده برق نسبت به قیمت گاز طبیعی (یافته پژوهش)

قیمت گاز طبیعی: Y ($Cent/m^3$)	اولویت بر اساس هزینه یکنواخت‌شده برق(Cent/kWh)		
	اولویت اول	اولویت دوم	اولویت سوم
Y < ۱۲/۳	سیکل‌ترکیبی	زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	زمین‌گرمایی- باینری
۱۲/۳ =< Y < ۲۰/۴	زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	سیکل‌ترکیبی	زمین‌گرمایی- باینری
۲۰/۴ = < Y	زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	زمین‌گرمایی- باینری	سیکل‌ترکیبی



شکل۱۰- رقابت‌پذیری برق زمین‌گرمایی تحت حساسیت قیمت گاز طبیعی (یافته پژوهش)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

۵-۴- ارزیابی اقتصادی از دیدگاه بخش خصوصی

جدول ۱۳، حداقل تعرفه خرید تضمینی برق زمین‌گرمایی را به تفکیک نوع فناوری نشان می‌دهد. بر اساس تجزیه‌وتحلیل‌ها، در شرایط اقتصادی که نرخ دلار تقریباً ۱۰۰ هزار ریال است؛ سرمایه‌گذاری در تولید برق زمین‌گرمایی جذاب نیست. تعرفه کنونی، تصمیم ورود به تولید را در وضعیت بی‌تفاوتی قرار می‌دهد، بدان معنی که سرمایه‌گذار در میان پذیرش و عدم پذیرش پروژه بی‌تفاوت است. نسبت فایده به هزینه و نرخ بازدهی داخلی در جدول ۱۴، این مهم را به روشنی نشان می‌دهد.

جدول ۱۳- تعیین حداقل تعرفه خرید تضمینی برق زمین‌گرمایی به تفکیک نوع فناوری (یافته پژوهش)

نوع فناوری تولید برق	حداقل تعرفه خرید تضمینی (IRR/kWh)		تعرفه کنونی در خرید تضمینی (IRR/kWh)
	نرخ دلار ۴۲,۰۰۰ ریال	نرخ دلار ۱۰۰,۰۰۰ ریال	
زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	۱۶۶۲/۷	۳۹۵۸/۷	۵۷۷۰
زمین‌گرمایی- تبخیر آنی	۲۹۰۱/۱	۶۹۰۷/۳	۵۷۷۰
زمین‌گرمایی- باینری	۲۸۵۲/۹	۶۷۹۲/۷	۵۷۷۰

جدول ۱۴- ارزیابی اقتصادی تولید برق زمین‌گرمایی از دیدگاه بخش خصوصی (یافته پژوهش)

نوع فناوری تولید برق	محاسبه شاخص‌های اقتصادی با نرخ دلار ۱۰۰,۰۰۰ ریال		
	ارزش یکنواخت خالص (IRR/kWh)	فایده به هزینه (-)	نرخ بازدهی داخلی (٪)
زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	۱۸۱۱/۳	۱/۴۶	۲۹
زمین‌گرمایی- تبخیر آنی	(-۱۱۳۷/۳)	(۰/۸۳)	(۶)
زمین‌گرمایی- باینری	(-۱۰۲۲/۷)	(۰/۸۵)	(۴)

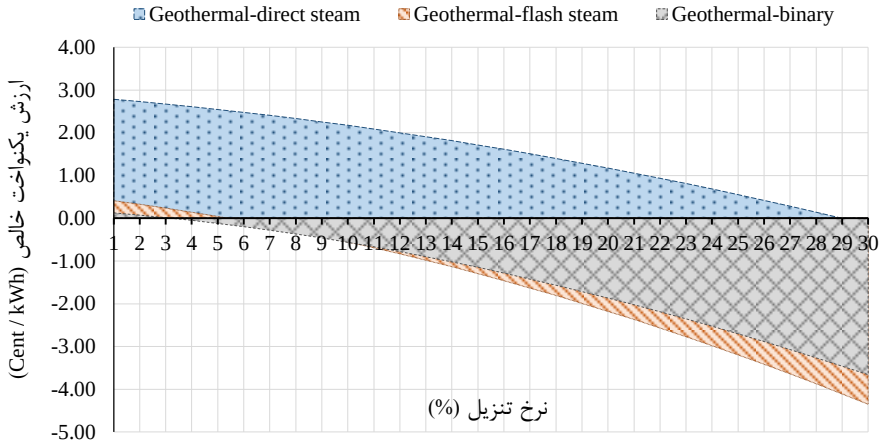
(عدد) : نشانگر عدم وجاهت اقتصادی پروژه

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

نرخ بازدهی داخلی در جدول بالا نشان می‌دهد که، اگر نرخ بازده مورد انتظار (MARR) سرمایه‌گذاری در فناوری‌های بخار مستقیم، سیکل دو مداره و باینری به ترتیب بیشتر از ۲۹، ۶ و ۴ درصد باشد؛ بهره‌برداری از نیروگاه زمین‌گرمایی مقرون به صرفه نیست.

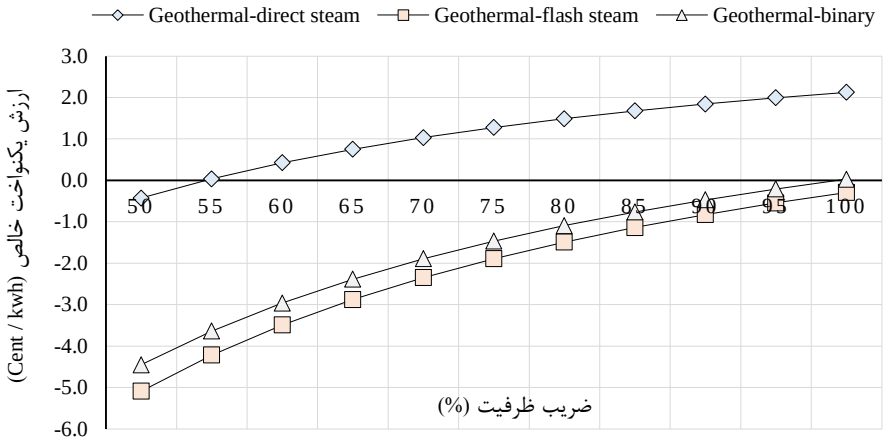
۵-۵- بازه اطمینان هر یک از پارامترهای حساس جهت سرمایه‌گذاری موجه در تولید برق زمین‌گرمایی

اگر افزایش یا کاهش یک پارامتر بر نتایج مستخرج از شاخص‌ها بسیار تأثیرگذار باشد به آن پارامتر حساس گفته می‌شود که بررسی و تحلیل آن در تصمیم‌گیری‌ها و سیاست‌گذاری‌های کلان و استراتژیک از اهمیت بسزایی برخوردار است.

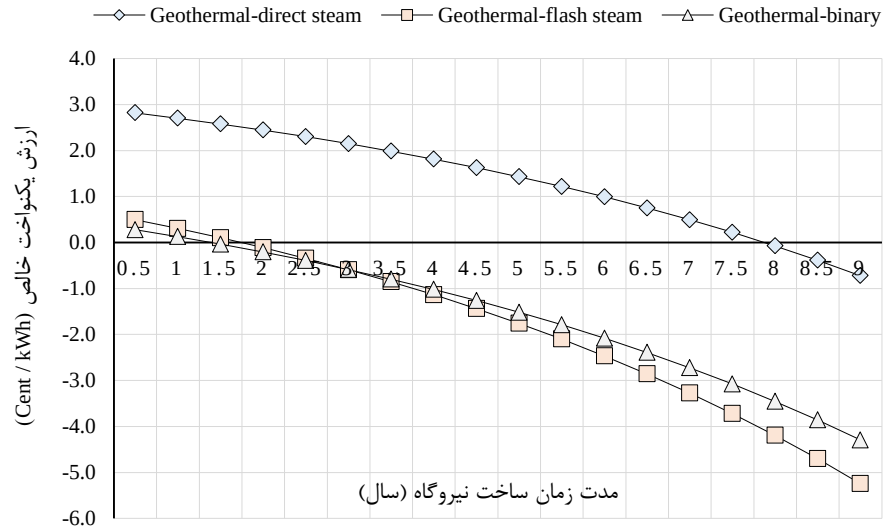


شکل۱۱- حساسیت شاخص ارزش یکنواخت خالص(NAW) نسبت به نرخ تنزیل (یافته پژوهش)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

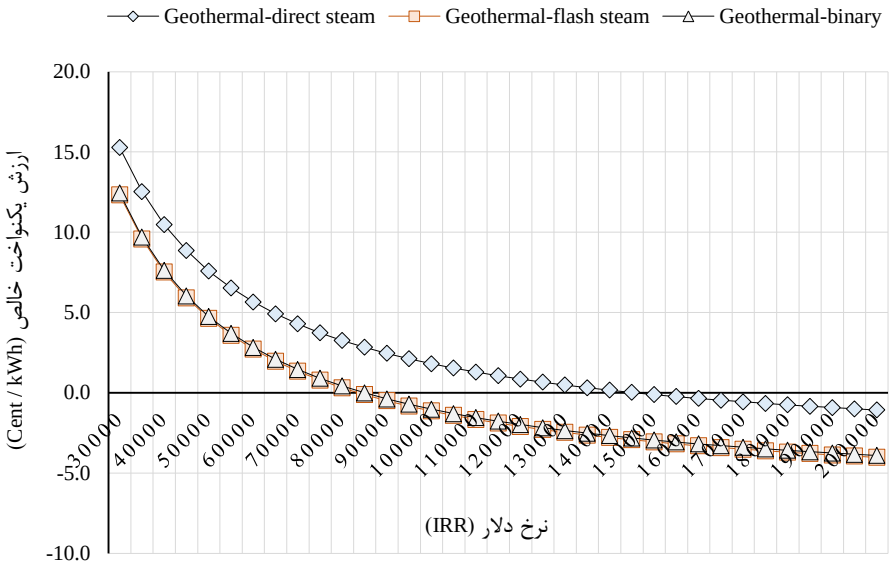


شکل۱۲- حساسیت شاخص ارزش یکنواخت خالص(NAW) نسبت به ضریب ظرفیت نیروگاه (یافته پژوهش)



شکل۱۳- حساسیت شاخص ارزش یکنواخت خالص(NAW) نسبت به مدت زمان ساخت نیروگاه (یافته‌های پژوهش)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]



شکل۱۴- حساسیت شاخص ارزش یکنواخت خالص(NAW) نسبت به نرخ دلار (یافته‌های پژوهش)

حساسیت شاخص ارزش یکنواخت خالص نسبت به نرخ تنزیل، ضریب ظرفیت نیروگاه، مدت زمان ساخت و نرخ دلار منتج به ارائه بازه اطمینان هر یک از پارمترهای حساس در جدول ۱۵ شده است.

جدول ۱۵- بازه اطمینان هر یک از پارمترهای حساس جهت سرمایه‌گذاری موجه (یافته‌های پژوهش)

نوع فناوری / پارامتر حساس	نرخ تنزیل (٪)	ضریب ظرفیت (٪)	زمان ساخت (سال)	نرخ دلار (ریال)
زمین‌گرمایی- بخار مستقیم	$r \leq 29$	$CF \geq 55$	$CL \leq 7.8$	$IRR/\$ \leq 145,000$
زمین‌گرمایی- تبخیر آنی	$r \leq 6$	-	$CL \leq 1.7$	$IRR/\$ \leq 83,000$
زمین‌گرمایی- باینری	$r \leq 4$	-	$CL \leq 1.4$	$IRR/\$ \leq 85,000$

- : نشان‌دهنده آن است که تولید برق با ضریب ظرفیت ۱۰۰ درصد نیز مقرون به صرفه نیست.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

۵-۶- تعرفه خرید تضمینی پیشنهادی

حداقل قیمت خرید تضمینی برق زمین‌گرمایی می‌بایست برابر با هزینه تمام‌شده تولید یک کیلووات ساعت برق اتخاذ شود. بدیهی است که حداقل قیمت خرید تضمینی، سرمایه‌گذار را جهت ورود به تولید در وضعیت بی‌تفاوتی قرار می‌دهد، یعنی شرایطی که سود حاصل از سرمایه‌گذاری صفر است. بنابراین به جهت ایجاد انگیزه در رونق تولید و به تبع آن انتفاع از امنیت انرژی، تولید بار پایه، کاهش انتشار و فرصت صادرات بیشتر منابع هیدروکربنی می‌بایست سود جذاب و منطقی را در تعرفه‌های خرید تضمینی اتخاذ کرد.

سود+ هزینه تمام‌شده برق زمین‌گرمایی در ایران = قیمت خرید تضمینی برق زمین‌گرمایی *(۱۷)*

احتمال پیاده‌سازی فناوری بخار مستقیم، ۵ درصد و فناوری‌های مبتنی بر مخازن هیدروترمال مایع، ۹۵ درصد می‌باشد [۱۸]، درنتیجه مطابق معادله ۱۸، هزینه تمام‌شده برق زمین‌گرمایی در ایران برابر با میانگین وزنی هزینه یکنواخت‌شده برق زمین‌گرمایی با نسبت احتمال بکارگیری نوع فناوری است.

$$\text{هزینه تمام‌شده برق زمین‌گرمایی} = LCOE_{\text{Direct steam}} * ۰/۰۵ + ((LCOE_{\text{Flash}} + LCOE_{\text{Binary}}) / ۲) * ۰/۹۵ \quad (۱۸)$$

توافق پاریس(INDC) در سال ۲۰۱۵، ایران را به کاهش ۱۲ درصدی گازهای گلخانه‌ای تا سال ۲۰۳۰ متعهد کرده است. به‌طوری‌که اگر این مهم تحقق نیابد، متحمل غرامت خواهد شد. از آنجا که نیروگاه‌های بخاری، گازی و سیکل‌ترکیبی بیشترین سهم را در انتشار دی‌اکسیدکربن از میان بخش‌های انرژی کشور به خود اختصاص می‌دهند(تقریباً ۳۰ درصد)، بنابراین مطابق معادله ۱۹ می‌توان مابه‌تفاوت هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن نیروگاه‌های فسیلی از هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن فناوری‌های زمین‌گرمایی را به عنوان سود جذاب و منطقی پیشنهاد کرد.

هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن فناوری‌های زمین‌گرمایی - هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن نیروگاه‌های فسیلی = سود *(۱۹)*

بر اساس آخرین ترازنامه انرژی ایران در سال ۱۳۹۵، سهم نیروگاه‌های بخاری، گازی و سیکل‌ترکیبی از تولید کل برق کشور به ترتیب با ۲۹، ۲۷ و ۳۵ درصد می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

بنابراین، هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن نیروگاه‌های فسیلی را می‌توان بر حسب میانگین وزنی، مطابق معادله ۲۰ محاسبه کرد.

$$\text{هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن نیروگاه‌های فسیلی} = (C_{CCGT} * ۰/۳۵ + C_{GAS} * ۰/۲۷ + C_{Steam} * ۰/۲۹) / ۰/۹۲ \quad (۲۰)$$

در معادله بالا، C_{CCGT}، C_{Gas} و C_{Steam} به ترتیب هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن در نیروگاه‌های سیکل‌ترکیبی، گازی و بخاری بر حسب ریال بر کیلووات ساعت می‌باشد.

هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن فناوری‌های زمین‌گرمایی با توجه به احتمال بکارگیری نوع فناوری، مطابق معادله ۲۱ ارائه شده است با ذکر اینکه مقدار انتشار در فناوری باینری بسیار ناچیز می‌باشد.

$$\text{هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن فناوری‌های زمین‌گرمایی} = C_{Direct\ steam} * ۰/۰۵ + C_{Flash\ steam} * ۰/۹۵ \quad (۲۱)$$

در معادله بالا، $C_{Direct\ steam}$ و $C_{Flash\ steam}$ به ترتیب هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن در نیروگاه‌های زمین‌گرمایی- بخار مستقیم و زمین‌گرمایی- تبخیر آنی بر حسب ریال بر کیلووات ساعت می‌باشد.

با توجه به معادلات ۱۷ تا ۲۱ و هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن در جدول ۸ و ۹، تعرفه خرید تضمینی برق زمین‌گرمایی ۷/۹۵۳ ریال در هر کیلووات ساعت برآورد می‌گردد که تقریباً ۸۴ درصد از آن هزینه‌تمام‌شده تولید به روش هزینه یکنواخت‌شده برق است(۶/۷۰۵ ریال در یک کیلووات ساعت) و ۱۶ درصد از آن حاشیه سود پیشنهادی می‌باشد(۱/۲۴۷ ریال در یک کیلووات ساعت).

۶- ارائه نتایج کلیدی پژوهش در قالب پیشنهادهای سیاستی

- هزینه تولید یک کیلووات ساعت برق زمین‌گرمایی در ایران بر حسب نوع فناوری ۴/۳ تا ۷/۲ سنت برآورد می‌شود که در شرایط فعلی صنعت برق ایران، گرانتر از فناوری‌های سیکل‌ترکیبی، برقآبی کوچک، بخاری و گازی است. با این حال، با توجه به قیمت حدود ۱۱ سنت بر کیلووات ساعت برق صادراتی، تولید بار پایه زمین‌گرمایی در مناطق مستعد شمال غرب (نظیر مشکین‌شهر) و انتقال آن به کشورهای همسایه از حاشیه سود جذابی برخوردار می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

- اگر در عرصه سیاست‌گذاری بستری فراهم شود تا هزینه ناشی از انتشار آلاینده‌های نیروگاهی در هزینه‌های تمام‌شده تولید برق لحاظ شود، آن‌گاه راه‌اندازی فناوری‌های برق زمین‌گرمایی نسبت به نیروگاه‌های بخاری و گازی دارای اولویت اقتصادی است.
- در صورتی‌که هزینه فرصت یک متر مکعب گاز طبیعی بیشتر از ۲۰/۴ سنت باشد؛ آن‌گاه تولید برق زمین‌گرمایی نسبت به برق فسیلی ارجح است.
- در سال ۱۳۹۶ که نرخ دلار ۴۲ هزار ریال بود، تولید برق زمین‌گرمایی با تعرفه ۵/۷۷۰ ریال توجیه اقتصادی داشت، در حالی‌که با نرخ دلار ۱۰۰ هزار ریال، تولید برق زمین‌گرمایی با همان تعرفه قبلی مقرون به صرفه نیست و نیاز به بروزرسانی دارد.
- به منظور تعیین تعرفه خرید تضمینی پیشنهاد می‌شود که هزینه تولید برق زمین‌گرمایی ۶/۷۰۵ ریال (برابر با هزینه یکنواخت‌شده برق) و سود حاصل از تولید ۱/۲۴۷ ریال (برابر با مابه‌تفاوت هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن نیروگاه‌های فسیلی از هزینه انتشار دی‌اکسیدکربن فناوری‌های زمین‌گرمایی) بازای تولید یک کیلووات ساعت اتخاذ شود.
- مدت زمان ساخت نیروگاه و نرخ دلار از پارامترهایی می‌باشند که اندک کاهشی در آن‌ها، هزینه یکنواخت‌شده تولید برق را با رشدی فزاینده کاهش می‌دهد، در این راستا، پیشنهاد می‌شود:

(۱) با بکارگیری مدیر پروژه با تجربه و کارآزموده، زمان ساخت نیروگاه به تعویق نیافتد.

(۲) بسیاری از تجهیزات اصلی نیروگاه همچون توربین زمین‌گرمایی توسط متخصصان داخلی همچون شرکت توگا- مپنا بومی‌سازی شده تا از هزینه‌های ارزی جلوگیری شود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

منابع

- اسدی، فریبا؛ کریم، محمدحسین؛ فشاری، مجید (۱۳۹۵)، «رقابت‌پذیری برق زمین‌گرمایی در مقایسه با روش‌های متداول تولید برق در ایران»، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، دوره ۵، شماره ۱۸، صص ۱-۲۷. [۹]
- بریمانی، مهدی؛ کعبی‌نژادیان، عبدالرزاق (۱۳۹۳)، «بررسی قیمت تمام‌شده و تعرفه خرید تضمینی برق تجدیدپذیر در ایران»، فصلنامه انرژی‌های تجدیدپذیر و نو، دوره ۱، شماره ۲، صص ۳-۹. [۱۰]
- دفتر برنامه‌ریزی انرژی وزارت نیرو (۱۳۸۳) «برنامه ۲۵ ساله توسعه بهینه بخش برق و انرژی‌های تجدیدپذیر در کشور»، گروه عرضه انرژی. [۲۸]
- حمیدزاده، زینب؛ ستاری، سورنا؛ وطنی، علی؛ سلطانیه، محمد (۱۴۰۰)، «توسعه مدل تصمیم سازی سه هدفه اقتصادی، زیست محیطی و توسعه به منظور بازیابی گازهای مشعل»، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، شماره ۷۲، صص ۱۱۷-۱۴۴.[۳۵]
- سازمان انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری انرژی برق (۱۳۹۸)، «اطلس منابع انرژی زمین‌گرمایی ایران»، دفتر کل پتانسیل‌سنجی و ارزیابی منابع. [۱۸]
- شرکت توانیر (۱۳۹۵)، «سند توسعه فناوری انرژی باد کشور»، پژوهشگاه نیرو، مرکز توسعه فناوری توربین بادی. [۳۱]
- شرکت توانیر (۱۳۹۵)، «سند راهبردی برنامه‌ریزی جامع انرژی کشور»، پژوهشگاه نیرو، گروه پژوهشی اقتصاد برق و انرژی. [۱۹]
- شرکت توانیر (۱۳۹۴)، «سند راهبردی و نقشه راه توسعه فناوری‌های مرتبط با انرژی زمین‌گرمایی»، پژوهشگاه نیرو، گروه پژوهشی انرژی‌های نو، ویرایش اول. [۱۷]
- شرکت توانیر (۱۳۹۴)، «سند راهبردی و نقشه راه توسعه فناوری‌های مرتبط با انرژی زیست‌توده»، پژوهشگاه نیرو، گروه پژوهشی انرژی‌های نو، ویرایش اول. [۳۰]
- شرکت توانیر (۱۳۹۵)، «سند راهبردی و نقشه راه توسعه فناوری مدیریت آلاینده‌ها (هوا، آب و خاک) در صنعت برق»، پژوهشگاه نیرو، گروه پژوهشی محیط‌زیست، ویرایش اول. [۲۹]

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

- شفیعی، سید احسان الدین؛ آریان‌پور، وحید (۱۳۹۰)، «طرح‌ریزی ساختار سیستم عرضه انرژی الکتریکی و تنظیم پایگاه اطلاعات مورد نیاز»، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی. [۱۶]
- مطهری، سید علی اکبر؛ احمدیان، مجید؛ عابدی، زهرا؛ غفارزاده، حمیدرضا (۱۳۹۳)، «ارزیابی اقتصادی بهره‌گیری از نیروگاه‌های بادی با در نظر گرفتن اثر سیاست آزادسازی قیمت انرژی»، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، دوره ۳، شماره ۱۰، صص ۱۷۹-۲۰۰. [۲۱]
- معاونت امور برق و انرژی (۱۳۹۵)، «ترازنامه انرژی ایران»، دفتر برنامه‌ریزی و اقتصاد کلان برق و انرژی. [۵]
- موسوی، میرحسین؛ دهنوی، جلال؛ نعمتیان، نگین (۱۴۰۰). «قیمت گذاری گاز طبیعی برای نیروگاه‌های تولید برق»، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، ۱۷(۷۰)، صص ۳۵-۴۰.[۳۶]
- مقدس تفرشی، سید مسعود (۱۳۹۳)، «منابع تولید انرژی الکتریکی در قرن بیست‌ویکم»، تهران: دانشگاه خواجه‌نصیرالدین طوسی، ویرایش دوّم. [۳]
- Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Ghorbani, N., & Breyer, C. (2018). "Analysis of 100% renewable energy for Iran in 2030: integrating solar PV, wind energy and storage", International journal of environmental science and technology, Vol. 15. No. 1, PP. 17-36. [32]
- Azadi, P., Sarmadi, A. N., Mahmoudzadeh, A., & Shirvani, T. (2017). "The Outlook for Natural Gas, Electricity, and Renewable Energy in Iran", In Working paper 3, Stanford Iran 2040 project. Stanford University. [1]
- California Energy Commission (CEC). (1998). "Energy technology status report", The Commission. [24]
- Clauser, C., & Ewert, M. (2018). "The renewables cost challenge: Levelized cost of geothermal electric energy compared to other sources of primary energy–review and case study", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 82. Part 3, pp. 3683-3693. [20]
- Energy Information Administration (EIA). (2016). "Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2016", Washington DC. [22]

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

- El-Kordy, M. N., Badr, M. A., Abed, K. A., & Ibrahim, S. M. (2002). "Economical evaluation of electricity generation considering externalities", Renewable Energy, Vol. 25. No.2, pp. 317-328. [23]
- Elíasson, L., & Valdimarsson, P. (2005). "Economic Evaluation of power production from a geothermal reservoir", In Proceedings World Geothermal Congress, Antalya, Turkey, pp. 24-29. [15]
- Jorli, M., Van Passel, S., & Sadeghi Saghdel, H. (2018). "External costs from fossil electricity generation: a review of the applied impact pathway approach", Energy & Environment, Vol. 29. No. 5, pp. 635-648. [2]
- Ilas, A., Ralon, P., Rodriguez, A., & Taylor, M. (2018). "Renewable power generation costs in 2017", International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, UAE. [4]
- Karimi, S., & Mansouri, S. (2018). "A comparative profitability study of geothermal electricity production in developed and developing countries: Exergoeconomic analysis and optimization of different ORC configurations", Renewable energy, Vol. 115, pp. 600-619. [14]
- Karimzadegan, H., Rahmatian, M., Farsiabi, M. M., & Meiboudi, H. (2015). "Social cost of fossil-based electricity generation plants in Iran", Environmental Engineering & Management Journal (EEMJ), Vol. 14. No. 10, pp. 2373-2381. [33]
- Klein, J. B., & Rednam, A. (2007). "Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation Technologies: Final Staff Report", California Energy Commission. [26]
- Mohsen, M., Bagher, A. M., Reza, B. M., Vahid, M. M. A., & Mahdi, T. (2015). "Comparing the generation of electricity from renewable and non-renewable energy sources in Iran and the world: now and future", World Journal of Engineering, Vol. 12. No. 6, pp. 627-638. [8]
- Mousavi, S. M., Ghanbarabadi, M. B., & Moghadam, N. B. (2012). "The competitiveness of wind power compared to existing methods of electricity generation in Iran", Energy policy, Vol. 42, pp. 651-656. [25]
- Roth, I. F., & Ambs, L. L. (2004). "Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing", Energy, Vol. 29. No.12-15, pp. 2125-2144. [6]
- Roumi, S., Yousefi, H., Noorollahi, Y., Bekhrad, K., & Zarrouk, S. J. (2017). "Direct Applications of Geothermal Energy; Economic and Environmental Assessment: Meshkin-Shahr, Iran", In The 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Staford University. [13]
- Secretariat, R. (2018). "Global status report", REN21 Secretariat: Paris, France. [7]

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

- Tabatabaei, S. M., Hadian, E., Marzban, H., & Zibaei, M. (2017). "Economic, welfare and environmental impact of feed-in tariff policy: A case study in Iran", Energy Policy, Vol. 102, pp. 164-169. [11]
- Tidball, R., Bluestein, J., Rodriguez, N., & Knoke, S. (2010). "Cost and performance assumptions for modeling electricity generation technologies", National Renewable Energy Lab (NREL), United States.[34]
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", Energy, Vol. 63, pp. 61-75. [27]
- Yousefi, H., Noorollahi, Y., Ehara, S., Itoi, R., Yousefi, A., Fujimitsu, Y., Nishijima, J., & Sasaki, K. (2010). "Developing the geothermal resources map of Iran". Geothermics, Vol. 39. No.2, pp. 140-151. [12]

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]

The Economic and Environmental Position of Geothermal Technologies in Iran's Power Supply Portfolio from Policy and Investment Perspectives

Reza Mohseni [1]
Assistant professor, Shahid Beheshti University, re_mohseni@sbu.ac.ir

Hassanali Ghanbari
Assistant professor, Shahid Beheshti University, haghanbari@sbu.ac.ir

Abdolrahim Onogh Gharavi
MSc in Energy Economics at Shahid Beheshti University, rahim.gharavi@yahoo.com

Received: 2022/01/02 Accepted: 2022/04/30

Abstract

In this study, the idea of utilizing hydrothermal technologies in the power supply portfolio is explored considering the necessity of power security, environmental protection, supplying the ever-growing power demand, and the opportunity to export hydrocarbon resources. The main goal is to determine a minimum guaranteed purchase price from a policy perspective and a confidence interval for sensitive technical and economical parameters from an investment perspective, in a way that electricity generation from hydrothermal resources would be feasible. The research methodology is an innovative combination of Net Annual Worth (NAW), Internal Rate of Return (IRR), and Benefit-Cost Ratio (BCR) indexes with California Electricity Community (CEC) in aims to consider all macroeconomic, technical-economic, and emission parameters of power plants in engineering economics calculations. The research data was collected from the strategic plans of the energy ministry and the related case studies and the year 1398 was considered as the base year. The results of this study from a policy perspective based on the power supply development guideline of REN21 suggest that in the current situation, where subsidized fuels are provided for power plants and the cost of external effects is not considered when calculating the cost of electricity, the hydrothermal technologies in the sixth to twelfth position in the power supply portfolio. Nevertheless, in the developed context of the electricity supply industry, where the power plants are supplied fuels with export prices and the cost of external effects is considered in the calculation of the cost of electricity, the hydrothermal technologies gain the second to sixth position in the power supply portfolio, higher than conventional technologies, such as steam, gas, and combined cycle. Results from an investment perspective show that the minimum guaranteed purchase price should be 6,705 Rials per Kw/h in order for the investment in this field to be feasible for the private section. Hence, considering the current minimum guaranteed purchase price, electricity generation in this way is feasible, only if the design and construction of the main equipment, such as the hydrothermal turbine are done locally and independent on the currency rate fluctuations.

JEL Classification: D40, G32, H43**.**

Keywords: Geothermal technologies, Power supply portfolio, Feed-in tariff for geothermal power, Levelized cost of electricity

1. Corresponding Author

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-10-11]