Quarterly Journal of
Strategic Studies of Public Policy

Spring 2022, Volume 12, Number 42

Research Paper

Financing Power Plant Development Projects Using Crowd-funding

Sayyed Majid Miri Larimi[1], *Amir Hossein Souhankar[2], Amirhossein Souhankar[3], Mohammad Fendereski[4], Mohammad Azimzadeh[5]

1. Energy Researcher, Tehran Power Distribution Company, Tehran, Iran.
2. Governance Committee for Review of General Energy Policies, Expediency Discernment Council, Tehran, Iran.
3. Knowledge-Base Economy Group, Technology Studies Institute, Tehran, Iran.
4. Master of Energy Economics, Faculty of Economics, University of Tehran, Tehran, Iran.
5. Researcher, Knowledge-based Economy Group, Technology Studies Institute, Tehran, Iran.

Use your device to scan and read the article online

Citation: Miri Larimi, S. M., Souhankar, A. H., Souhankar, A., Fendereski, M., & Azimzadeh, M. (2022). [Financing Power Plant Development Projects Using Crowd-funding (Persian)]. *Journal Strategic Studies of Public Policy, 12*(42), 30-57. https://doi.org/10.22034/sspp.2022.251747

https://doi.org/10.22034/sspp.2022.251747

CC BY NC

Received: 24 Nov 2021
Accepted: 03 Feb 2022
Available Online: 01 May 2022

Key words:
Economic development; Energy policy; Crowd funding; Energy balance; Energy financing

ABSTRACT

According to forecasts, the peak of Iran's electricity demand will reach at least 100,000 MW in the next 10 years, while due to insufficient development of power plant capacity, the maximum electricity demand of 60,000 MW could be met in Iran annually. Lack of proper financing methods for power plant development projects was the main reason in this regard. In the present study, by evaluating the current method of financing power plant capacity development and examining common tools and methods of financing power generation projects in the world and according to Iran's economic conditions, the institution(s) providing financial resources as well as the needs and goals of the country's electricity industry, using crowd-funding method in the form of Energy Production and Efficiency Fund for the financing of projects related to these two areas in Iran has been proposed. The results showed that the model presented in this paper, while maintaining the income from capital assets of the electricity industry and preventing the capital flight from the industry, would reduce the susceptibility of power plant development projects to national currency devaluation and thus reduce electricity supply costs for final subscribers. Based on the results, transition from the current financing model to the crowd-funding model aiming to separating capital costs from operating costs and maintaining financial resources from capital revenues of power plant projects is proposed as one of the main policies of the electricity industry.

*** Corresponding Author:**
Amir Hossein Souhankar
Address: Governance Committee for Review of General Energy Policies, Expediency Discernment Council, Tehran, Iran.
E-mail: sohankar.182@ut.ac.ir

مقاله پژوهشی

تأمین مالی پروژه‌های توسعه ظرفیت نیروگاهی از طریق سرمایه‌های مردمی

سید مجید میری[۱]، محمدرضا اکبری[۲]، *امیرحسین سوهانکار[۳]، محمد فندرسکی[۴]، محمد عظیم‌زاده[۵]

۱. پژوهشگر انرژی، شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ، تهران، ایران.
۲. کارگروه حکمرانی، بازنگری سیاست‌های کلی انرژی، مجمع تشخیص مصلحت نظام، تهران، ایران.
۳. گروه اقتصاد دانش‌بنیان، پژوهشکدهٔ مطالعات فناوری، تهران، ایران.
۴. کارشناسی ارشد اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه تهران، تهران، ایران.
۵. پژوهشگر، گروه اقتصاد دانش بنیان، پژوهشکده مطالعات فناوری، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۰۳ آذر ۱۴۰۰
تاریخ پذیرش: ۱۴ بهمن ۱۴۰۰
تاریخ انتشار: ۱۱ اردیبهشت ۱۴۰۱

چکیده

طبق پیش‌بینی‌های صورت‌گرفته، اوج تقاضای برق در ایران طی ده سال آینده دست‌کم به بیش از صد هزار مگاوات خواهد رسید، این درحالی است که طبق آخرین آمار، در حال حاضر به دلیل عدم توسعه کافی ظرفیت نیروگاهی، حداکثر تقاضای قابلِ تأمینِ بار الکتریکی کمتر از شصت هزار مگاوات است. ضعف در شیوه‌های تأمین مالی پروژه‌های توسعه نیروگاهی اصلی‌ترین عامل این مسئله عنوان می‌شود. در مطالعه حاضر، ضمن بررسی شیوه کنونی تأمین مالی توسعه ظرفیت نیروگاهی و واکاوی معایب و چالش‌های آن، ابزارها و روش‌های رایج تأمین مالی پروژه‌های حوزه تولید برق در جهان مورد بررسی قرار گرفته و با توجه به شرایط اقتصادی کشور، نهادِ/نهادهای تأمین‌کننده منابع مالی و نیازمندی‌ها و اهداف صنعت برق کشور، استفاده از روش تأمین مالی جمعی، در قالب صندوق توسعه تولید و بهره‌وری انرژی جهت اجرای پروژه‌های مرتبط با این دو حوزه در ایران پیشنهاد شده است. نتایج نشان داد که مدل ارائه‌شده در این مقاله ضمن حفظ درآمد حاصل از دارایی‌های سرمایه‌ای در صنعت برق و حذف خروج پول از آن، منجر به کاهش اثرپذیری پروژه‌های توسعه نیروگاهی از جهش‌های ارزی و درنتیجه کاهش هزینه‌های تأمین برق برای مشترکین نهایی خواهد شد. مبتنی بر نتایج حاصل‌شده، تغییر رویکرد از مدل تأمین مالی فعلی به سمت مدل تأمین مالی جمعی، با رویکرد تفکیک هزینه‌های سرمایه‌ای از هزینه‌های عملیاتی و حفظ منابع مالی حاصل از درآمدهای سرمایه‌ای پروژه‌های نیروگاهی در این صنعت، به عنوان یکی از سیاست‌های اصلی صنعت برق پیشنهاد می‌شود.

کلیدواژه‌ها:
توسعه اقتصادی، سیاست‌گذاری انرژی، سرمایه‌گذاری مردمی، عرضه و تقاضای انرژی، تأمین مالی بخش انرژی

* نویسنده مسئول:
امیرحسین سوهانکار
نشانی: تهران، پژوهشکدهٔ مطالعات فناوری، گروه اقتصاد دانش‌بنیان.
پست الکترونیکی: sohankar.182@ut.ac.ir

مقدمه

صنعت برق به عنوان «زیرساختِ زیرساخت‌ها»، یکی از نیازهای اصلی برای عملکرد موفق و رشد اقتصاد و از پایه‌های پیشرفت هر کشوری محسوب می‌شود. تقاضای جهانی برق با تداوم روند صنعتی شدن، افزایش شهرنشینی و نیز افزایش نفوذ برق در اکثر بخش‌های زندگی، در بسیاری از نقاط جهان به روند روبه‌رشد خود ادامه خواهد داد. طبق آخرین پیش‌بینی آژانس بین‌المللی انرژی، برق تا سال ۲۰۳۰، ۲۱ درصد از مصرف نهایی انرژی دنیا را تأمین می‌کند (IEA, 2020). مصرف برق جمهوری اسلامی ایران نیز به پیروی از روند جهانی در حال اوج‌گیری است و با خروج از رکود اقتصادی این احتمال وجود دارد که در صورت عدم توسعه ظرفیت تولید برق، در آینده‌ای نزدیک ایران نیز با قطعی شدید برق مواجه شود. جمهوری اسلامی ایران با فرض رشد چهاردرصدی تولید ناخالص ملی، برای تأمین اوج تقاضای برق می‌بایست طی ۱۰ سال آینده به صورت پایدار سالانه حداقل ۵ درصد به ظرفیت تولید برق خود بیفزاید (دورنمای انرژی کشور، ۱۳۹۹).

توسعه ظرفیت تولید برق به سرمایه‌گذاری‌های چشمگیر و بلندمدت نیاز دارد که معمولاً سرمایه‌گذاری‌ها در این حوزه از دوره بازگشت سرمایه طولانی‌تری نیز برخوردار هستند. بنابراین موضع تأمین مالی از مهم‌ترین بخش‌های اجرای پروژه‌های زیرساختی تولید برق محسوب می‌شود (احمدی و همکاران، ۱۳۹۷) و تدوین و توسعه سازوکاری که بتواند جریان پایداری از سرمایه را برای توسعه ظرفیت تولید برق تضمین کند لازم و ضروری به نظر می‌رسد.

نیاز به سرمایه‌گذاری عظیم برای توسعه تولید برق و تصور ناتوانی دولت در تأمین منابع مالی موردنیاز باعث شد تا در ماده ۱۲۲ قانون برنامه‌های سوم و ماده ۲۵ قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی بر لزوم کاهش وظایف تصدی‌گری دولت و استفاده از پتانسیل‌های بخش خصوصی در حوزه تأمین مالی متناسب با اصل ۴۴ قانون اساسی تأکید شود (حسین اشکوه و همکاران، ۱۳۸۸). از آنِ زمان اجرای پروژه‌های نیروگاهی خصوصی معمولاً مبتنی بر قراردادهای ساخت-بهره‌برداری و انتقال[1] و ساخت-تملک و بهره‌برداری[2] است. تأمین مالی نیروگاه‌ها در این قراردادها ترکیبی از تأمین مالی پروژه‌ای و دولتی بود. در این نوع تأمین مالی، بخش دولتی از طریق خرید تضمینی برق با قیمتی بسیار بیشتر از قیمت فروش برق در بازار، تمام ریسک پروژه را بر عهده گرفته و عملاً این نرخ به گونه‌ای تعیین می‌شود که امکان بازپرداخت وام طی پنج الی شش سال برای بخش تولید فراهم باشد. از سوی دیگر این وام‌ها نیز از محل صندوق توسعه ملی پرداخت می‌شود. بنابراین در این سازوکار یکی از اهداف اصلی مشارکت بخش خصوصی در توسعه بخش نیروگاهی کشور که همان برداشتن بار مالی از دوش بخش دولتی و عمومی بود، محقق نشده است. هم‌زمان با کاهش منابع صندوق توسعه ملی، امکان تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی کاهش یافت و از طرفی با افزایش بدهی صنعت برق به دلیل نرخ‌های بالاترِ قیمت خرید تضمینی در قراردادهای خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی[3] و کمبود درآمدهای صنعت برق، نیروگاه‌ها توان بازپرداخت اقساط تسهیلات صندوق را نداشتند و در پی جهش ارزی رخ داده در کشور در سال‌های ۱۳۹۷ تا ۱۳۹۹،

1. Build–operate–transfer (BOT)
2. Build-Own-Operate (BOO)
3. ECA

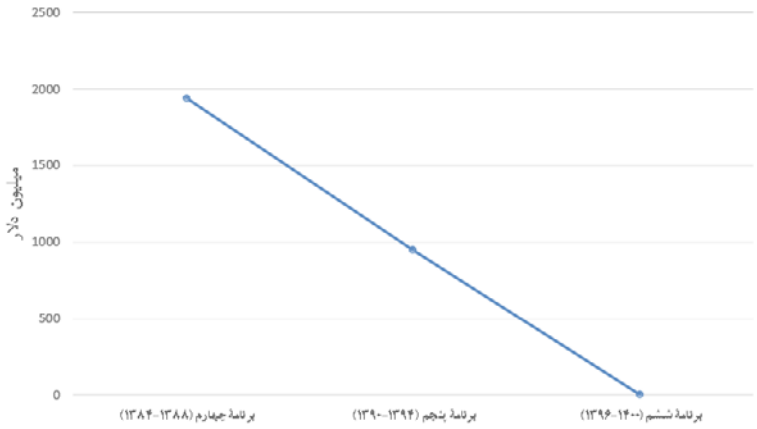
بحران بدهی‌های صنعت برق و نیز نیروگاه‌داران بزرگ‌تر شد. در نتیجه مطابق تصویر شماره ۱ طی برنامه ششم توسعه، سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در حوزه نیروگاه‌های حرارتی به صفر رسید. پیامد چنین اتفاقاتی کشور را با بحران بزرگ در زمینه تأمین برق در زمان پیک برق مواجه کرده است.

با توجه به پیش‌بینی افزایش تقاضای برق، عدم سرمایه‌گذاری جدید خصوصی در احداث نیروگاه‌های جدید، منجر به عدم توازن در عرضه و تقاضای انرژی برق و خاموشی خواهد شد (ودادی کلانتر و همکاران، ۱۴۰۰). از این رو موضوع تأمین مالی برای احداث نیروگاه‌های حرارتی به یکی از چالش‌های مهم صنعت برق تبدیل شده است، چراکه می‌تواند امنیت عرضه انرژی کشور را باتوجه به تداوم وابستگی تولید برق کشور به نیروگاه‌های حرارتی (به‌ویژه سوخت گاز) تهدید کند (حافظی و همکاران، ۱۴۰۰). با در نظر گرفتن اهمیت موضوع، در تحقیق حاضر مدلی جدید جهت تأمین مالی پروژه‌های توسعه نیروگاهی و نیز بهره‌وری انرژی ارائه شده است که بر مبنای آن ضمن حذف مشکلاتِ قبلی در تأمین مالی پروژه‌های توسعه نیروگاهی، طرح‌های بهره‌وری انرژی نیز هم‌تراز با پروژه‌های توسعه تولید مورد توجه قرار گیرد و از طرفی به دلیل مشکلاتی که در فضای کلان اقتصادی با آن مواجه هستیم، کمترین اثرات منفی این نوسانات متوجه پروژه‌های توسعه تولید باشد.

در ادامه پس از مروری بر پیشینه تحقیق، روش فعلی تأمین مالی نیروگاه‌های کشور تشریح و چالش‌های آن بیان خواهد شد و پس از آن، شیوه پیشنهادی تأمین مالی از طریق تأسیس صندوق توسعه تولید و بهره‌وری انرژی تشریح خواهد شد و درنهایت پس از انجام مطالعات عددی و مقایسه جریان مالی روش پیشنهادی با روش‌های قبلی، در بخش آخر نتیجه گیری ارائه شده است.

۱. پیشینه پژوهش

توسعه ظرفیت نیروگاهی به عنوان یکی از بخش‌های مهم زیرساختی هر کشوری، از حوزه‌های



تصویر ۱. حجم سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در توسعه ظرفیت نیروگاهی کشور طی برنامه‌های چهارم، پنجم و ششم توسعه (گزارش آماری سالانه صنعت برق، ۱۳۹۸)

بسیار سرمایه‌بر بوده و از این رو همواره تأمین سرمایه از طریق منابع دولتی و یا جلب مشارکت بخش خصوصی برای سرمایه‌گذاری در این بخش مورد توجه سیاست‌گذاران و برنامه‌ریزان صنعت برق است. در این راستا، از روش‌های مختلفی برای تأمین مالی پروژه‌های تأسیس انواع نیروگاه‌های برق استفاده می‌شود که انتخاب هریک به جریان نقدی آزاد پروژه، ریسک‌های پروژه و سود احتمالی آن بستگی دارد. در جدول شماره ۱ ویژگی‌های مهم‌ترین روش‌ها و ابزارهای تأمین مالی توضیح داده شده است.

مرور روش‌های مختلف تأمین مالی پروژه‌های توسعه نیروگاهی نشان می‌دهد، در تمامی آن‌ها وجود یک بازار باثبات و عدم تغییرات فضای کلان اقتصادی مفروض در نظر گرفته شده است. از این رو روش‌های تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی همان روش‌های مرسومی است که در سایر پروژه‌های زیرساختی نیز استفاده می‌شود. تحقیقات علمی که در طی سال‌های اخیر در حوزه ساختارهای تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی انجام شده است بسیار محدود است و عمدتاً محدود به پروژه‌های توسعه خورشیدی و نیروگاه‌های هسته‌ای، آن‌هم به دلیل صرفه اقتصادیِ پایین‌تر این پروژه‌ها نسبت به دیگر پروژه‌هاست (دزکوس، ترلیکووسکی، ۲۰۱۸؛ استفن، ۲۰۱۸).

ژائو و دیگران (۲۰۱۳) روش بهبودیافته ساخت-بهره‌برداری و انتقال برای جذب سرمایه‌گذارن خارجی و خصوصی در توسعه نیروگاه‌های خصوصی را پیشنهاد کردند. در این تحقیق چهارده عامل برای موفقیت پروژه‌های ساخت-بهره‌برداری و انتقال نیروگاهی در چین شناسایی شده و نتیجه این تحقیق نشان می‌دهد که موفقیت این مدل نیازمند همکاری و مشارکت همه ذی‌نفعان است. وایزر و دیگران انواع روش‌های تأمین مالی نیروگاه‌های تجدیدپذیر را مورد بررسی و تحلیل قرار دادند. بر اساس نتایج این تحقیق، روش‌های تأمین مالی که پایداری بلندمدت ندارند، هزینه‌های تأمین سرمایه را افزایش می‌دهند (وایزر و همکاران، ۱۹۹۸).

باتوجه به عدم جذابیت شیوه‌های تأمین مالی سنتی نیروگاه‌های برق (شامل حرارتی، هسته‌ای و تجدیدپذیر) در بسیاری از کشورها، تحقیقات بسیاری به منظور ارائه شیوه‌های نوین تأمین مالی برای بخش تولید برق صورت گرفته است(ترلیکوفسکی و همکاران، ۲۰۱۹؛ ژانگ و همکاران، ۲۰۱۶؛ بلیت و همکاران، ۲۰۱۵). ابرهارد و شکاراتن چالش‌های تأمین مالی توسعه نیروگاهی در کشور آفریقای جنوبی را مورد بررسی قرار دادند. بر اساس مطالعه انجام‌شده بین نیاز مالی سالانه و میزان منابع در دسترس، فاصله ۲۹میلیارددلاری وجود دارد. بر این اساس شش اقدام برای اصلاح وضع موجود پیشنهاد شد. نخست آنکه شیوه کنونی قیمت‌گذاری اصلاح شود. دوم آنکه تأمین برق مشترکین جدید به صورت هوشمندانه‌تری انجام شود. همچنین ناکارایی‌های حوزه تأمین انرژی اصلاح شود. چهارم آنکه زمینه فعالیت شرکت‌های بزرگ خصوصی جهت تأمین مالی در حوزه توسعه تولید در محیط شفاف تنظیم‌شده فراهم شود. پنجم، زمینه فعالیت شرکت‌های خصوصی تولید فراهم شود و نهایتاً سرانجام، ادغام منطقه‌ای باید به‌شدت و با هدف کاهش هزینه‌های کلی و تحقق منافع اقتصادی و سیاسی گسترده‌تر دنبال شود (ابرهارد و شکاراتان؛ ۲۰۱۲).

مینگ و دیگران روش‌های تأمین مالی توسعه تجدیدپذیرها در چین را مورد ارزیابی قرار داده‌اند. بر مبنای این مطالعات، در چین از کمک دولتی برای توسعه ساخت نیروگاه‌های بادی استفاده می‌شود و در حوزه خورشیدی تمرکز بر حمایت از کارخانه‌های

جدول ۱. انواع شیوه‌های تأمین مالی پروژه‌های زیربنایی

شیوه تأمین مالی	توضیحات
اخذ وام	به دلیل ریسک ذاتی پایین، بهره آن نیز پایین است. اما در عوض این بهره پایین، در هنگام ورشکستگی پروژه یا شرکت، تمام دارایی‌های آن شرکت در وهله اول برای بازپرداخت بدهی اصلی مورد استفاده قرار می‌گیرد و پس از آن بدهی سایر وام‌دهندگان بازپراخت می‌شود (دیلویتی، ۲۰۱۸).
اوراق پروژه زیرساخت	اوراق پروژه زیرساخت ابزارهای تأمین مالی به شیوه بدهی هستند که معمولاً توسط دولت یا شرکت عمومی برای تأمین مالی یک پروژه زیرساختی از بازار سرمایه به صورت عمومی یا خصوصی منتشر می‌شود (OECD, 2015).
بازیابی دارایی	در بازیابی دارایی، دولت دارایی‌هایی که نیاز ندارد را به بخش خصوصی می‌فروشد، یا دو طرف برای اجاره بلندمدت آن‌ها توافق می‌کنند (کسادی، کارتر بی.؛ گدس، آر. ریچارد؛ ۲۰۲۰).
سرمایه‌گذاری جمعی	سرمایه‌گذاری مردمی ، یکی از ابزارهای تأمین مالی یک پروژه از طریق جمع‌آوری مقادیر اندکی پول از بخش بزرگی از مردم است. سرمایه‌گذاری مردمی نوعی جمع‌سپاری است. تخمین زده می‌شود که تا سال ۲۰۱۸ حدود ۸۴ میلیارد دلار از این طریق در تمام دنیا تأمین مالی صورت گرفته و پیش‌بینی می‌شود این میزان تا سال ۲۰۲۱ به ۱۱۴ میلیارد دلار برسد (استوانوویچ، ۲۰۲۱). از این شیوه همچنین در ترکیب با صندوق‌های عمومی برای تأمین مالی پروژه‌های زیرساختی استفاده می‌شود.
تأمین مالی از طریق دولت	دولت‌ها یا به صورت مستقیم یا غیرمستقیم هم‌اکنون نیز در تأمین مالی نیروگاه‌ها مشارکت می‌کنند. تأمین مالی غیرمستقیم شامل ارائه ضمانت‌نامه‌های دولتی برای اخذ وام یا جریان نقدی ناشی از شرکت‌های دولتی است (IAEA, 2018).
تأمین مالی دولت به دولت	معمولاً تأمین مالی دولت به دولت به شکل وام‌های بین‌دولتی صورت می‌گیرد. در این نوع تأمین مالی دولت وام‌دهنده معمولاً سهمی در تأمین تجهیزات نیروگاه دولتی خواهد داشت و بدین ترتیب بازاری برای تولیدات خود فراهم می‌کند. برای کشور قرض‌کننده نیز این نوع تأمین مالی منبع قابل توجهی از سرمایه خارجی را فراهم می‌کند. (IAEA, 2018).
تأمین مالی شرکتی	در شیوه تأمین مالی شرکتی سرمایه‌گذاری توسط شرکت‌های خصوصی یا عمومی از طریق بدهی یا فروش سهام صورت می‌گیرد. در این مدل، شرکت سرمایه‌گذار تمام ریسک پروژه را برعهده می‌گیرد (دیلویتی، ۲۰۱۸).
مشارکت عمومی‌خصوصی	مشارکت عمومی‌خصوصی شامل انتقال برخی از ریسک‌های پروژه، به‌ویژه در حوزه‌های طراحی، ساخت، بهره‌برداری و تأمین مالی، به بخش خصوصی است (پینکو و پینکو، ۲۰۱۹).

سازنده تجهیزات خورشیدی است. با توجه به روند رو به رشد توسعه تجدیدپذیرها، استفاده از روش‌های جدید تأمین مالی مورد تأکید این مقاله بوده است (مینگ، خیمی، یالونگ و لینین، ۲۰۱۴).

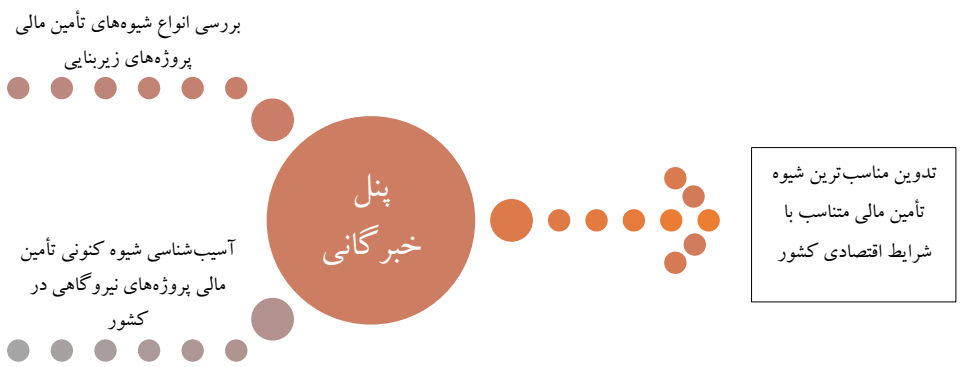
یوشینو و دیگران روشی برای استفاده از درآمدهای مالیاتی برای توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر ارائه داده‌اند. این مقاله از نظر تئوری و تجربی نشان می‌دهد که استفاده از منابع درآمدهای مالیاتی برای تأمین اعتبار پروژه های انرژی سبز، نرخ بازده را افزایش می دهد و آن‌ها را برای سرمایه‌گذاران خصوصی عملی و جذاب می کند (یوشینو و همکاران، ۲۰۱۹).

تأکید بر پایداری منابع مالی یکی از رویکردهای جدی در روش‌های ارائه‌شده در مطالعات است که نقش و جایگاه ویژه‌ای را در روش تأمین مالی ایفا می‌کند. از نظر عملکردی، روش‌هایی مطلوب هستند که بتوانند منابع پایداری را برای توسعه ظرفیت نیروگاهی ایجاد کنند. یکی دیگر از نکات جالب توجه، اثر اقتصادی بودن پروژه‌ها بر شیوه تأمین مالی آن پروژه‌هاست. به طور کلی، پروژه‌های نیروگاهی بسیار سرمایه‌بر هستند و بازگشت سرمایه آن‌ها بالغ بر پانزده سال است. سرمایه‌گذاران نیروگاهی با در نظر گرفتن سود مطلوب خود، طبعاً به سمت احداث نیروگاه‌هایی با هزینه کمتر خواهند رفت و برای فناوری‌هایی که سود اقتصادی مطلوب را برای سرمایه‌گذار فراهم کند، احتیاج به طراحی مدل تأمین مالی خاصی نیست. عمده مطالعات انجام‌شده، متمرکز بر فناوری‌هایی هستند که در مقایسه با فناوری‌های دیگر اقتصادی نیستند، اما سیاست‌گذار در هر حال به دنبال احداث آن است. نکته دیگر آنکه، به دلیل شرایط باثبات اقتصادی، مسئله گسیل سرمایه‌ها به سمت بازارهای غیرمولد چالش هیچ‌یک از مطالعات نبوده است.

تحقیقات متنوعی به منظور بررسی انواع شیوه‌های تأمین مالی و ارائه شیوه‌های جدید تأمین مالی در صنعت برق ایران انجام شده است (میرزاخانی و موسویان، ۱۳۹۵؛ نوری و همکاران، ۱۳۹۹؛ بحرالعلوم و بختیار، ۱۳۹۹) که اکثر شیوه‌های پیشنهادی همان شیوه‌های مرسوم شامل مشارکت عمومی‌خصوصی یا تأمین مالی از طریق بازار سرمایه است. از آنجایی مطابق با مطالعات انجام‌شده، بسیاری از کشورها با توجه به شرایطی که با آن مواجه هستند، همواره نسبت به تغییر روش‌های تأمین مالی اقدام می‌کنند و حتی در برخی از کشورها، ازجمله انگلستان و آفریقای جنوبی استفاده از راهکارهای جایگزینِ تأمین مالی مورد توجه بوده است و نیز در بین تحقیقات مربوط به ایران طبق دانش نویسندگان تاکنون شیوه جدیدی مبتنی بر شرایط خاص اقتصادی ایران برای تأمین مالی ارائه نشده است، مقاله حاضر تلاش دارد تا یک شیوه تأمین مالی نوین را برای تسریع پیشبرد پروژه‌های نیروگاهی کشور ارائه دهد.

۲. روش‌شناسی پژوهش

پژوهش حاضر با استفاده از روش تحلیلی‌توصیفی انجام شده است. بدین منظور ابتدا به کمک روش اسنادی و کتابخانه‌ای مطالعات گسترده‌ای از طریق بررسی طرح‌های پژوهشی، کتاب‌ها، وبسایت‌های مرتبط و مقالات علمی صورت گرفته است تا مبانی نظری مرتبط با انواع شیوه‌های تأمین مالی تبیین شود. با توجه به اینکه پروژه‌های نیروگاهی در زمره پروژه‌های زیربنایی محسوب می‌شود، در این قسمت از پژوهش تمام شیوه‌های تأمین مالی مورداستفاده در پروژه‌های زیربنایی مورد بررسی قرار گرفت. سپس شیوه کنونی تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی کشور مورد آسیب‌شناسی قرار گرفت و درنهایت از تطبیق شرایط اقتصادی، اجتماعی و سیاسی کشور با انواع شیوه‌های تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی و در راستای رفع چالش‌های شیوه تأمین مالی کنونی در یک گروه خبرگانی متشکل از متخصصان حوزه حکمرانی انرژی، اقتصاد انرژی و صنعت برق مناسب‌ترین شیوه برای تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی تدوین و ارائه شد. در ادامه به منظور مقایسه شیوه تأمین مالی کنونی با شیوه پیشنهادی محاسبات عددی از کل هزینه‌ای که باید در هریک از این دو شیوه تأمین مالی برای تأمین برق از طرف مشترکان پرداخته شود انجام شده است. داده‌های



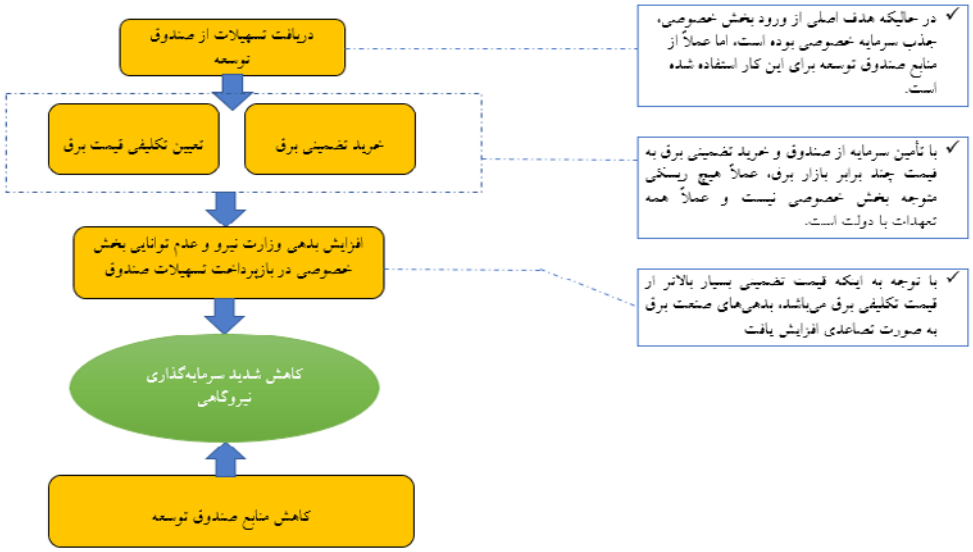
تصویر ۲. شماتیک روش پژوهش منبع: نویسندگان

مورد استفاده در این پژوهش برای تحلیل اقتصادی روش پیشنهادی نیز از گزارش‌های سازمان‌های دولتی، به‌ویژه وزارت نیرو، استخراج شده است که در داخل متن به منابع هریک از داده‌ها اشاره شده است. در تصویر شماره ۲، روش پژوهش مورداستفاده به صورت شماتیک نشان داده شده است.

۲. ۱. نقد و بررسی شیوه تأمین مالی احداث نیروگاه‌های خصوصی از طریق قراردادهای خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی

مشارکت بخش خصوصی در فعالیت‌های اقتصادی بخش برق حتی قبل از انقلاب اسلامی سال ۱۳۵۷ نیز مطرح بوده است. از جمله قوانینی که پیش از انقلاب اسلامی در راستای استفاده از توانایی‌های بخش خصوصی به تصویب رسیده است، می‌توان به قانون توسعه مؤسسات برق غیردولتی در ۱۶ تیر ۱۳۳۴ و قانون تأسیس سازمان برق ایران در سال ۱۳۴۶ اشاره کرد (مرتضی بهروزیفر، ۱۳۹۴). با وجود این به دلیل برخی از مسائل و مشکلات، روند خصوصی‌سازی که از سال ۱۳۵۴ آغاز شده بود، متوقف و بسیاری از شرکت‌های خصوصی مجدداً تحت مالکیت دولت درآمدند. در دهه ۷۰ شمسی و هم‌زمان با آغاز دوران سازندگی، ایده استفاده از سرمایه‌گذاری خصوصی در صنعت برق و تفکیک بخش‌های تولید، انتقال و توزیع به منظور شفافیت مالی و اجرای تخصصی‌تر فعالیت‌های هر بخش مطرح شد. گرچه طی برنامه‌های اول و دوم توسعه تلاش‌هایی جهت تحقق خصوصی‌سازی انجام شد، اما این تلاش‌ها فاقد هر گونه برنامه عملیاتی و اقدامات اجرایی مشخصی جهت شکستن انحصار دولت و توانمندسازی بخش خصوصی بود. درنهایت با تدوین سند چشم‌انداز بیست‌سالهِ جمهوری اسلامی ایران در افق ۱۴۰۴ و اجرایی شدن سیاست‌های کلی اصل ۴۴، دولت مکلف شد که هشتاد درصد از نیروگاه‌های خود را به بخش خصوصی واگذار کند.

پروژه‌های نیروگاهی خصوصی از آن زمان تاکنون در قالب تیپ قراردادی ساخت-بهره‌برداری و انتقال یا ساخت-تملک و بهره‌برداری صورت گرفته است. تا اواسط تابستان ۱۳۹۹ بیش از ۱۳ هزار مگاوات در قالب ۸۴ واحد نیروگاهی به وسیله بخش خصوصی به ظرفیت تولید برق کشور افزوده شده است (شرکت سرمایه‌گذاری صنایع آب و برق صبا، ۱۳۹۹). با وجود



تصویر ۳. درخت چالش‌های تأمین مالی توسعه تولید برق در ایران. منبع: یافته‌های پژوهش

این، روند خصوصی‌سازی در کشور با چالش‌های اساسی روبه‌رو شد که در این میان، تأمین مالی و جذب سرمایه برای پروژه‌های نیروگاهی به عنوان اصلی‌ترین چالش پیش‌روی توسعه ظرفیت نیروگاهی کشور مطرح است. مهم‌ترین چالش‌های تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی برای بخش خصوصی عبارت است از (داود منظور و لیلی نیاکان, ۱۳۹۲):

- کمبود ظرفیت‌های تأمین مالی داخلی؛
- بالا بودن هزینه تمام‌شده پول در تأمین مالی ریالی؛
- محدود بودن سقف وام‌دهی بانک‌های داخلی؛
- کوتاه بودن مدت اعتبارات؛
- تحریم‌های بین‌المللی.

همان‌گونه که پیش از این مطرح شد، بخش خصوصی ظرفیت‌های جدید نیروگاهی را در قالب قراردادهای ساخت-بهره‌برداری و انتقال و ساخت-تملک و بهره‌برداری ایجاد می‌کند. در این قالب‌های قراردادی وزارت نیرو به منظور تضمین بازگشت سرمایه بخش خصوصی (که آن‌هم از طریق اخذ وام، عمدتاً از صندوق توسعه ملی، تأمین شده است) موضوع خرید تضمینی برق را برای یک دوره مشخص گنجانده است. نرخ‌های پایه خرید تضمینی برق به استناد قوانین پنج‌ساله توسعه کشور از طریق مناقصه تعیین و بر اساس فرمول تعدیل نرخ (فرمول شماره ۱) و در نظر گرفتن پارامترهایی مانند شاخصه‌های فنی نیروگاه، نرخ تسعیر ارز و شاخص قیمت خرده‌فروشی هر سال تعدیل می‌شود تا بدین ترتیب تغییرات شرایط اقتصادی حاکم تا حد قابل قبولی در نرخ تعرفه خرید تضمینی برق اعمال شود. تا پیش از تصویب قانون تعیین نرخ پایه از طریق مناقصه در سال ۱۳۹۸، این نرخ هر ساله توسط وزارت نیرو تعیین می‌شود. طول دوره خرید تضمینی

برای نیروگاه‌های دارای قرارداد ساخت-بهره‌برداری و انتقال به استناد برنامه سوم توسعه کشور بیست سال، طول دوره خرید تضمینی برای نیروگاه‌های دارای قرارداد ساخت-تملک و بهره‌برداری منعقد شده به استناد برنامه چهارم و پنجم توسعه کشور حداکثر پنج سال است. همچنین طول دوره خرید تضمینی برای نیروگاه‌های دارای قراردادهای ساخت-بهره‌برداری و انتقال و ساخت-تملک و بهره‌برداری به استناد برنامه ششم توسعه کشور به ترتیب حداکثر پانزده سال و حداکثر هفت سال خواهد بود. پس از اتمام دوره مذکور، مالک نیروگاه (بخش دولتی در قراردادهای ساخت-بهره‌برداری و انتقال و بخش خصوصی در قراردادهای ساخت-تملک و بهره‌برداری) می‌بایست از طرق دیگر برق تولیدی خود را عرضه کند.

1. $$\text{ضریب تعدیل} = \left[\frac{\text{شاخص بهای کالاها و خدمات مصرفی در 12 ماهه منتهی به ماه قبل از موعد پرداخت}}{\text{شاخص بهای کالاها و خدمات مصرفی در 12 ماهه منتهی به زمان عقد قرارداد}}\right]^{0/3} \times \left[\frac{\text{متوسط نرخ تسعیر ارز* (یورو) در یک ماه قبل از موعد پرداخت}}{\text{متوسط نرخ تسعیر ارز (یورو) در 12 ماهه منتهی به عقد قرارداد}}\right]^{0/7}$$

از آنجایی که نرخ خرید تضمینی برق بالاتر از تعرفه برق در بازار برق است، بنابراین در این نوع قراردادها در صورت پرداخت به‌موقع هزینه‌های خرید برق به نیروگاه‌ها، هیچ‌گونه ریسکی متوجه بخش خصوصی نیست و عملاً تمام تعهدات بر عهده بخش دولتی است، در حالی که یکی از اهداف مشارکت عمومی‌خصوصی انتقال بخشی از ریسک‌های پروژه، به‌ویژه در حوزه‌های طراحی، ساخت، بهره‌برداری و تأمین مالی به بخش خصوصی است. این موضوع با توجه به اینکه وزارت نیرو بابت مابه‌التفاوت قیمت تکلیفی و قیمت تمام‌شده برق در سنوات گذشته از دولت طلبکار است (مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، ۱۳۹۸) سبب شده تا هم بدهی دولت به بخش خصوصی افزایش یابد و هم بازپرداخت منابع صندوق توسعه ملی، با توجه به بدهی وزارت نیرو به بخش خصوصی و جهش ارز با تأخیر مواجه شود.

با توجه به توضیحات می‌توان چالش‌های تأمین مالی را در تصویر شماره ۳ خلاصه کرد.

از سویی دیگر در حالی که یکی از اهداف اصلی خصوصی‌سازی، جذب سرمایه‌های بخش خصوصی بوده اما در این مدل، عملاً هزینه سرمایه‌گذاری از طریق صندوق توسعه تأمین شده و وزارت نیرو جهت اینکه بتواند از این منابع در جهت احداث نیروگاه توسط بخش خصوصی استفاده کند، نرخ خرید تضمینی را چند برابر نرخ معمول برق (نرخ بازار برق) تعیین کرد. این موضوع سبب افزایش شدید هزینه‌های تولید برق شد و از طرفی درآمد حاصل از آن، به دلیل وجود بازار موازی غیرمولد در کشور، از صنعت برق خارج شد و مجدداً در این صنعت سرمایه‌گذاری نشد. نتیجه اینکه صنعت برق علی‌رغم اینکه منابع زیادی را در جهت توسعه ظرفیت نیروگاهی کشور از طریق بخش خصوصی تزریق کرد، اما عملاً این منابع در چرخه مالی صنعت برق حفظ نشد و درنتیجه هم اکنون توسعه ظرفیت نیروگاهی مستلزم تحمیل هزینه‌های چندبرابری به مشترکین است.

۳. یافته‌های پژوهش

۳. ۱. روش پیشنهادی: تأسیس صندوق توسعه تولید و بهره‌وری انرژی

در حال حاضر، عدم تأمین مالی از سوی صندوق توسعه ملی و عدم ورود سرمایه خارجی به کشور به دلیل تحریم سبب شده است طی چندین سال گذشته هیچ سرمایه‌گذاری جدید برای توسعه ظرفیت تولید برق صورت نگیرد. با توجه به مدت زمان احداث یک نیروگاه حرارتی معمول، تداوم روند موجود سبب خواهد شد تا کشور طی سال‌های آتی با خاموشی‌های گسترده روبه‌رو شود.

در چنین شرایطی باید ابزار مالی جدید ایجاد کرد تا هم بخش دولتی و هم بخش خصوصی بتوانند با شرایط مناسب‌تری در توسعه تولید برق، به‌ویژه برق حرارتی، فعالیت کنند. به طور کلی انتخاب روش تأمین مالی مناسب در هر صنعتی تابع شرایط اقتصاد کلان کشور و ملاحظات درونی آن صنعت است. در این راستا، فرض‌های زیر در مورد صنعت برق برقرار است:

۱. اقتصاد کلان کشور در شرایط پایدار نیست.

۲. برق یک کالای عمومی و مورداستفاده همه مردم است.

۳. مجموع هزینه‌های برق توسط مردم پرداخت می‌شود.

یکی از موضوعات بسیار مهم در انتخاب شیوه تأمین مالی، شرایط اقتصاد کلان است. اگر اقتصاد کلان کشور دچار نوسانات شدید باشد، طبعاً مشابه شیوه فعلی تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی، نه‌تنها هزینه‌های تحمیل‌شده به صنعت و مردم بیشتر خواهد شد، بلکه هدف اصلی که همان توسعه آن صنعت است نیز با مشکل مواجه می‌شود. برای تبیین این موضوع رابطه مربوط به درآمد موردانتظار هر سرمایه‌گذاری مورد تحلیل قرار گرفته است. به طور کلی در هر سرمایه‌گذاری، درآمد آن سرمایه‌گذاری مطابق با فرمول شماره ۲ تعریف می‌شود:

2. Income= Capex+ Opex

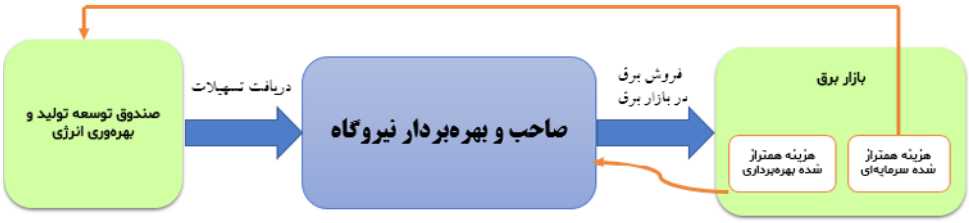
مطابق با فرمول مذکور، هر سرمایه‌گذاری انتظار دارد هزینه‌های عملیاتی (opex) و هزینه‌های سرمایه‌ای (Capex) در دوره مناسب به آن برگشت داده شود. مطابق با تعریف، هزینه‌های سرمایه‌ای مانند فرمول شماره ۳ تعریف می‌شود.

3. Capex=D+ROR×RAB

در معادله ۳ حرف D، هزینه استهلاک، ROR، نرخ بازگشت سرمایه و RAB[4] ارزش دارایی است.

مطابق با رابطه مذکور بازگشت اصل سرمایه در قالب استهلاک به سرمایه‌گذار خصوصی برگشت داده می‌شود. ترم دوم رابطه مذکور، بازگشت سرمایه است که وابسته به نرخ بازگشت سرمایه و نیز دارایی‌های پایه تنظیمی است. نرخ بازگشت سرمایه معمولاً به گونه‌ای تنظیم می‌شود که منجر به جذب سرمایه‌گذار شود. عموماً سرمایه‌گذاران از طریق بدهی و یا حقوق صاحبان سهام نسبت به تأمین سرمایه موردنیاز اقدام می‌کنند. بنابراین نرخ بازگشت سرمایه معقول از نظر سرمایه‌گذاران عددی است که با هزینه سرمایه متوسط موزون[5] آن‌ها تناسب داشته باشد. در چنین شرایطی، سرمایه‌گذاران به دلیل جذابیت بسیار بالای بازارهای موازی، که عموماً غیرمولد هستند، انتظار دارند نرخ بازگشت سرمایه به

4. Regulatory Asset Base
5. Weighted Average Cost of Capital



تصویر ۵. مدل کلی گردش مالی مربوط به صندوق توسعه تولید برق (منبع: یافته‌های پژوهش)

گونه‌ای تعریف شود که متناسب با آن بازارها باشد. از طرفی به دلیل عمومی بودن کالای برق، امکان افزایش نرخ بازگشت سرمایه به نرخ‌های بازارهای موازی وجود ندارد و به طور کلی دوره بازگشت سرمایه در طرح‌های نیروگاهی در کشورهای مختلف بالای پانزده سال است. در چنین شرایطی، امکان جذب سرمایه بخش خصوصی برای بخش توسعه نیروگاهی وجود ندارد. این به معنای عدم فعالیت بخش خصوصی در صنعت نیروگاهی نیست، بلکه نمی‌توان از بخش خصوصی انتظار داشت در چنین شرایط اقتصاد کلان، سرمایه خود را در این حوزه وارد کند. در چنین شرایطی باید به فکر استفاده از مدل‌های مبتنی بر مشارکت عمومی خصوصی بود.

با توجه به مطالعات صورت‌گرفته و شرایط اقتصادی جمهوری اسلامی ایران، در این مقاله استفاده از ابزار سرمایه‌گذاری مردمی (که در مطالعات انجام‌شده نیز نشان داده شده است در بسیاری از کشورها از این مدل استفاده می‌شود) برای برون‌رفت از بحران تأمین مالی در بخش نیروگاه پیشنهاد می‌شود.

سرمایه‌گذاری مردمی درحقیقت یکی از جایگزین‌های ابزارهای معمول تأمین مالی محسوب می‌شود که خارج از سیستم معمول تأمین مالی شامل بانک‌ها و بازار سرمایه ظهور یافته است (مینارسمی، ۲۰۱۶). انجمن سرمایه‌گذاری مردمی لهستان سرمایه‌گذاری مردمی را بدین شکل تعریف کرده است: منبعی از سرمایه است که توسط یک جامعه مجازی بزرگ که خواهان حمایت از یک ذهن خلاق هستند تأمین می‌شود. سرمایه به‌دست‌آمده از این طریق می‌تواند از چند صد تا چندین میلیون نفر تحصیل شده باشد (استرودومسکی، ۲۰۱۱). در مجموع این شیوه سرمایه‌گذاری نوین در ابتدا به دلیل پیشرفت سریع فناوری فراگیر شد، چراکه در این شیوه معمولاً سرمایه به صورت برخط جمع‌آوری می‌شد.

در دومین گزارش شیوه‌های جایگزین تأمین مالی در صنعت اروپا، ده شیوه متفاوت تأمین مالی شناسایی شد که سرمایه‌گذاری مردمی مبتنی بر خرید سهام[6] و سرمایه‌گذاری مردمی مبتنی بر پاداش[7] به ترتیب با ۱۵۹/۳۲ و ۱۳۹/۲۷ میلیون دلار سومین و چهارمین شیوه مالی جایگزین در اتحادیه اروپا بودند (مرکز تامین مالی جایگزین کمبریج، ۲۰۱۶).

طبق تعریف اتحادیه اروپا، سرمایه‌گذاری مردمی مبتنی بر پاداش، شامل هبه اشخاص به یک پروژه

6. Equity-based Crowdfunding
7. Reward-based Crowdfunding

یا کسب‌وکار در ازای دریافت پاداش غیرمالی، شامل کالا یا خدمات است. یک مثال معمول این شیوه تأمین مالی، پروژه یا کسب‌وکاری است که یک سرویس منحصربه‌فرد یا یک محصول جدید را در ازای سرمایه‌گذاری ارائه می‌دهد. اصلی‌ترین ویژگی این شیوه تأمین مالی عدم نیاز به بازپرداخت منابع به‌دست‌آمده است (دانشکده مالی شرکتی ICAEW، ۲۰۲۱).

در مطالعات انجام‌شده در حوزه تأمین مالی جمعی دو رویکرد کلی وجود دارد. در رویکرد اول تعداد زیادی از سرمایه‌گذاران خرد در یک پروژه زیرساختی مشارکت می‌کنند و از سود حاصل از آن سرمایه‌گذاری به صورت مالی استفاده می‌کنند (مانند تأمین مالی جمعی در اکوسیستم نوآوری). در رویکرد دیگر، سرمایه‌گذاران خرد در قبال مشارکت خود در تأمین مالی پروژه زیرساختی منفعت مالی کسب نمی‌کنند، بلکه در قبال آن از خدمات حاصل از آن پروژه زیرساختی بهره‌مند خواهند شد. در این مقاله از رویکرد دوم جهت ارائه روش پیشنهادی استفاده شده است.

مطابق با روش پیشنهادی، به جای آنکه هزینه‌های دریافتی از مشترکین صرف پرداخت بابت قراردادهای خرید تضمینی شود، این منابع در صندوقی تحت عنوان «صندوق توسعه تولید و بهره‌وری انرژی» تجمیع خواهد شد و در قالب ارائه تسهیلات صرف توسعه پروژه‌های نیروگاهی و بهره‌وری انرژی خواهد شد. سرمایه‌گذار نیروگاهی نیز پس از احداث نیروگاه برق خود را در بازار برق عرضه خواهد کرد و درآمد حاصل از بخش سرمایه‌ای را که معادل هزینه هم‌تراز شده سرمایه‌ای است، در طول عمر نیروگاه به صندوق بابت تسهیلات دریافت شده پرداخت خواهد کرد. سایر درآمدهای حاصل از بازار برق که معادل هزینه هم‌ترازشده عملیاتی است، متعلق به صاحب نیروگاه خواهد بود و مالک نیروگاه با توجه به عملکرد خود در حوزه عملیاتی، سود خود را حداکثر خواهد کرد.

مزیت اصلی این ابزار تأمین مالی نسبت به روش فعلی قراردادهای خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی، این است که می‌توان دوره بازپرداخت این وام‌ها را متناسب با طول عمر نیروگاه تعریف کرد. به نحوی که پس از پایان عمر یک نیروگاه سرمایه لازم برای احداث نیروگاه بعدی وجود داشته باشد. درواقع برخلاف مدل قبلی، که هزینه‌های سرمایه‌ای پرداختی به سرمایه‌گذار نیروگاهی از صنعت برق خارج و به بازارهای غیرمولد راه می‌یافت، این منابع در چرخه مالی صنعت برق حفظ خواهد شد. نکته بسیار مهم در مورد این شیوه تأمین مالی این است، که چه از شیوه‌های دیگر تأمین مالی استفاده شود و چه از این روش، هزینه نهایی برق را مشترکین پرداخت خواهند کرد و عملاً منابع دولتی برای پرداخت آن وجود ندارد. بنابراین با علم به این موضوع، به دلیل نوسانات کلان اقتصادی مؤثر بر هزینه Capex، این ترم هزینه‌ای از جزء درآمدی سرمایه‌گذار حذف شده است و صاحب نیروگاه صرفاً از محل فعالیت و رقابت در حوزه Opex سود خود را کسب می‌کند. درواقع هزینه سرمایه به طور مستقیم توسط تمامی مشترکین تأمین می‌شود و از این بابت سودی هم به صاحب نیروگاه پرداخت نمی‌کنند.

اصلی‌ترین ابزار تأمین مالی این صندوق همان‌طور که در بخش قبل توضیح داده شد، سرمایه‌گذاری مردمی از طریق اخذ عوارض برق از مشترکین است. با وجود این، به منظور کاهش فشار به مردم ابزارهای دیگری شامل منابع حاصل از فروش نیروگاه‌های دولتی در بورس و منابع حاصل از سرمایه‌گذاری دولت نیز جهت تأمین منابع در نظر گرفته شده است:

جدول ۲. نتایج محاسبه هزینه هم‌ترازشده برق (منبع: یافته‌های پژوهش)

نوع هزینه	عنوان ستون دوم: میزان (سنت/کیلووات ساعت)
هزینه سرمایه‌گذاری به ازای هر سال	۰/۳۲
هزینه بهره‌برداری در سال	۰/۱۱
هزینه هم‌ترازشده	۰/۴۳

۱. میزان سرمایه‌گذاری موردنیاز جهت تأمین تقاضای برق در سال آینده؛

۲. میزان منابع صندوق توسعه نیروگاهی و بهینه‌سازی انرژی از محل بازپرداخت تسهیلات، فروش نیروگاه‌های دولتی در بورس و سرمایه‌گذاری دولتی؛

۳. پس از تعیین موارد بالا، میزان سرمایه‌ای که باید از طریق عوارض برق از مردم جمع‌آوری شود به دست خواهد آمد. جهت کاهش فشار به اقشار ضعیف جامعه بهتر است عوارضی که از مشترکین گرفته می‌شود، متناسب با افزایش مصرف به صورت پلکانی افزایش یابد.

۲.۳. شیوه تأمین مالی صندوق توسعه نیروگاهی

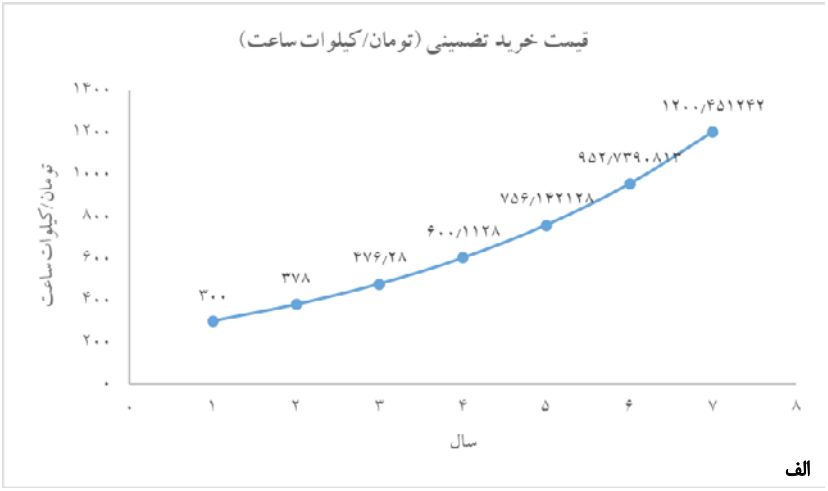
صندوق توسعه نیروگاهی پس از بررسی طرح‌های دریافتی، نسبت به ارائه تسهیلات ارزی در قالب وام به پروژه‌های منتخب اقدام می‌کند و سرمایه‌گذار نیز می‌تواند از محل درآمد حاصل از فروش برق در بازار برق، بازپرداخت تسهیلات صندوق را انجام دهد.

قیمت فروش برق در بازار برق متشکل از دو جزء است: ۱. هزینه بهره‌برداری؛[8] ۲. هزینه سرمایه‌ای.[9] هزینه بهره‌برداری با در نظر گرفتن هزینه سوخت، کارکنان و غیره هر ساله تعیین می‌شود. هزینه سرمایه‌ای نیز هر سال با توجه به طول عمر یک نیروگاه، ضریب ظرفیت و میزان سرمایه‌گذاری انجام‌شده از طریق معادله هزینه همترازشده برق[10] تعیین می‌شود. سقف قیمت برق در بازار برق با مجموع دو جزء ذکرشده برابر است.

هزینه بهره‌برداری جزئی خواهد بود که نیروگاه‌ها می‌توانند سود خود را از آن کسب کنند و به نوعی رقابت اصلی بین نیروگاه‌ها در کاهش هزینه بهره‌برداری (مانند کاهش هزینه سوخت از طریق بهره‌وری و غیره) و درنتیجه افزایش سود خواهد بود.

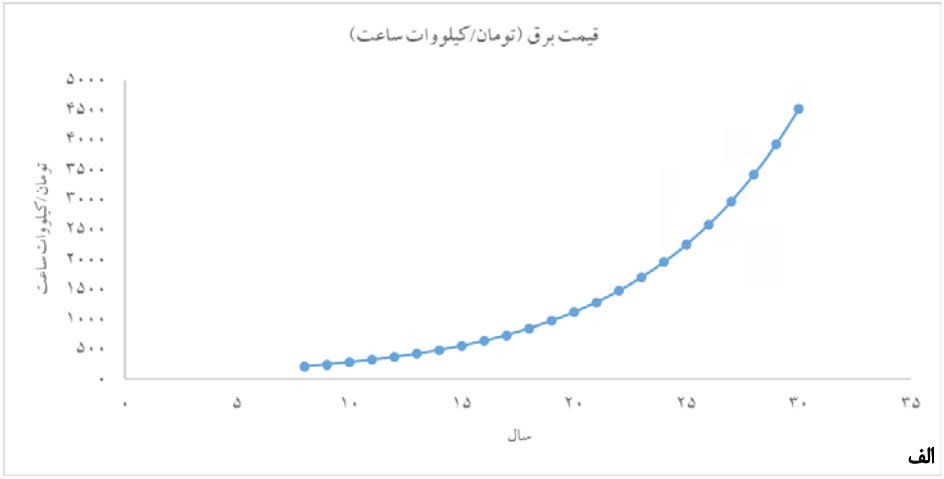
پروژه‌های نیروگاهی که از طریق صندوق تأمین مالی شده‌اند به منظور بازپرداخت تسهیلات باید جزء مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری را به صندوق بازگردانند. بدین‌ترتیب سرمایه‌گذار می‌تواند از محل هزینه‌های بهره‌برداری، سود خود را کسب کند و در پایان طول عمر نیروگاه و پس از تسویه اقساط صندوق، هم صاحب تأسیسات نیروگاه باشد و هم صندوق پس از پایان طول عمر نیروگاه از سرمایه کافی برای تأمین مالی احداث یک نیروگاه دیگر برخوردار خواهد بود. پروژه‌های نیروگاهی که تأمین مالی آن‌ها بدون اخذ تسهیلات از صندوق روی داده است، جزء هزینه سرمایه‌گذاری را هم به عنوان

8. Operating Expense
9. Capital Expense
10. Levelized Cost of Electricity

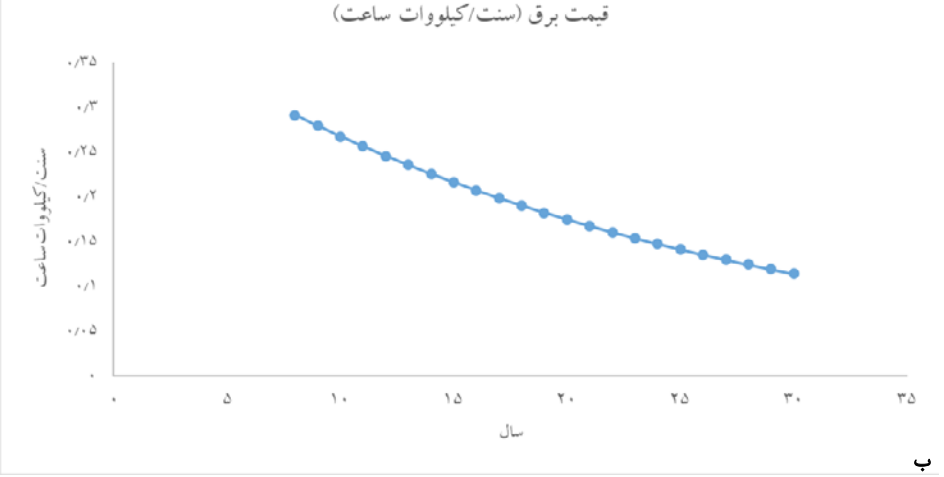


تصویر ۶. پیش‌بینی قیمت خرید تضمینی برق الف) برحسب تومان ب) بر حسب سنت

بازگشت سرمایه دریافت خواهند کرد. بدیهی است با توجه به اینکه در این طرح پیشنهادی دوره بازگشت سرمایه برابر با طول عمر نیروگاه در نظر گرفته شده است، تأمین مالی مستقل و بدون اخذ وام از صندوق توسعه نیروگاهی برای سرمایه‌گذاران جذاب نخواهد بود. گرچه در حال حاضر نیز به دلیل قیمت‌های پایین فروش برق و نیز عدم تعهد دولت به پرداخت نرخ خرید تضمینی برق از نیروگاه‌های خصوصی، بخش خصوصی حاضر به سرمایه‌گذاری مستقل در این حوزه نیست. شماتیک گردش مالی این صندوق در تصویر شماره ۵ نشان داده شده است.



الف



ب

تصویر ۷. پیش‌بینی قیمت برق در بازار برق الف: برحسب تومان ب: بر حسب سنت

نکته بسیار مهمی که در مورد این صندوق وجود دارد اینکه در این صندوق پروژه‌های بهره‌وری انرژی هم معادل پروژه‌های توسعه تولید نگاه شده‌اند. به این معنی که در صورتی که پروژه‌ای در حوزه بهره‌وری انرژی با توجه به تحلیل هزینه‌فایده آن مقبولیت بیشتری داشته باشد، در اولویت تأمین مالی قرار خواهد گرفت. علی‌رغم اینکه موضوع بهره‌وری انرژی، جزء اهداف اصلی این طرح است، با این حال در این مقاله صرفاً بحث تأمین مالی نیروگاه‌ها از طریق این صندوق مورد نظر است.

مدل ارائه‌شده در این پژوهش هم از حیث تأمین منابع و هم از منظر شیوه ارائه تسهیلات دارای تفاوت‌های

اساسی با مدل قبلی تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی است. در مدل قبلی، احداث نیروگاه کاملاً وابسته به منابع صندوق توسعه ملی بود که عملاً این وابستگی به منابع عمومی کشور، با هدف اصلی حضور بخش خصوصی در حوزه نیروگاهی (جذب سرمایه بخش خصوصی) در تضاد بود و هم آنکه صنعت نیروگاهی کشور را که یک صنعت زیرساختی محسوب می‌شود به صنایع پرسود و صادراتی دیگر که از منابع صندوق استفاده می‌کنند گره زده بود. تأمین نرخ بازگشت سرمایه پانزده درصد صندوق توسعه ملی مستلزم تنظیم نرخ خرید تضمینی برق به چند برابر قیمت‌های بازار برق بود. منابع لازم برای تأمین هزینه‌های خرید تضمینی طبعاً از طریق مشترکین نهایی در قالب‌های مختلف تأمین می‌شد. در مدل پیشنهادی، بخشی از منابع حاصل از فروش برق به مشترکین که هم‌اکنون نیز صرف تأمین هزینه مربوط به خرید تضمینی برق می‌شود، در صندوق توسعه تولید و بهره‌وری انرژی تزریق خواهد شد. این منابع به گونه‌ای تعیین خواهد شد که منابع پایداری را برای توسعه ظرفیت نیروگاهی کشور فراهم آورد.

از طرف دیگر در مدل جدید، نحوه ارائه تسهیلات به گونه‌ای است که درآمد سرمایه‌ای حاصل از توسعه نیروگاهی در جریان مالی صنعت برق باقی مانده و سر از بازارهای غیرمولد درنیاورد. در این مدل، درآمد سرمایه‌ای حاصل از بازار برق که معادل هزینه هم‌ترازشده سرمایه‌ای است، بابت اقساط تسهیلات در طول عمر نیروگاه به صندوق تزریق می‌شود. صاحبان نیروگاه نیز با توجه به عملکرد خود در حوزه هزینه‌های عملیاتی، سود متناسب خود را کسب خواهند کرد. بدیهی است نتیجه پیاده‌سازی چنین مدلی درنهایت منجر به کاهش هزینه‌های تأمین برق مشترکین خواهد شد.

از منظر حقوقی و اجتماعی مدل ارائه‌شده محدودیت خاصی را ندارد. همان‌طور که بیان شد، هم‌اکنون نیز مشترکین برق کلیه هزینه‌های برق را که هزینه‌های مربوط به خرید تضمینی برق هم جزئی از آن است، پرداخت می‌کنند. در مدل ارائه‌شده، به جای آنکه هزینه‌های پرداختی توسط مشترکین صرف خرید برق از نیروگاه‌های تحت قرارداد خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی با چند برابر نرخ معمول شود، در صندوق پیشنهاد شده تجمیع شده و با هدایت درست این منابع، ضمن حفظ درآمدهای سرمایه‌ای حاصل از فروش برق در صنعت برق و جلوگیری از خروج آن، هزینه‌های نهایی تأمین برق به‌شدت کاهش خواهد یافت. نکته قابل توجه در این طرح آن است که نوع ارائه تسهیلات به سرمایه‌گذار نیروگاهی با مدل قبلی متفاوت خواهد بود و در این مدل به جای آنکه سرمایه‌گذار نیروگاهی با توجه به شرایط اقتصادی از محل افزایش ارزش دارایی ناشی از تورم و جهش نرخ ارز سود ببرد و هزینه‌های آن به مشترکین تحمیل شود، از محل عملکرد خود در حوزه هزینه‌های عملیاتی کسب سود خواهد کرد. لذا اجرای این مدل، نتایج اجتماعی مثبتی را به دنبال خواهد داشت. از نظر حقوقی نیز راه‌اندازی این صندوق تنها نیاز به کسب مجوز هیئت دولت را خواهد داشت.

در ادامه جریان مالی تأمین مالی به شیوه پیشنهادشده (صندوق توسعه نیروگاهی و بهینه‌سازی) و شیوه کنونی (صندوق توسعه ملی) مقایسه می‌شود.

۳.۳. مطالعات عددی

به منظور مقایسه روش پیشنهادی با روش کنونی تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی کشور (قراردادهای

تبدیل انرژی یا خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی)[11]، جریان مالی یک نیروگاه سیکل ترکیبی با مشخصات پیوست ۱ در نظر گرفته می‌شود.

از سوی دیگر، هزینه هم‌ترازشده برق بر اساس فرمول شماره ۴ محاسبه می‌شود.

$$4.\ LCOE=\frac{(\sum^{n}_{t=1}(I_t+(O\&M)_t+F_t+C_t)}{\sum^{n}_{t=1}E_t}$$

LCOE: هزینه هم‌ترازشده بر حسب (دلار بر کیلو وات ساعت)؛

I_t: هزینه سرمایه‌گذاری در هر سال بر حسب دلار

$(O\&M)_t$: هزینه بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری بر حسب دلار بر کیلووات ساعت در سال t ام؛

F_t: هزینه سوخت برحسب دلار بر مگاوات ساعت در سال t ام؛

E_t: برق تولید سالانه در سال t ام بر حسب کیلو وات ساعات؛

t: سال؛

n: عمر اقتصادی نیروگاه.

با توجه به فروض جدول شماره ۱ و فرمول شماره ۲ هزینه هم‌ترازشده تولید برق نیروگاه سیکل حرارتی بدون هزینه سوخت به شرح جدول شماره ۲ محاسبه شده است.

در ادامه میزان هزینه پرداختی برای تولید برق در روش پیشنهادی با روش کنونی قراردادهای خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی یا خرید تضمینی برق، مقایسه می‌شود.

11. Energy Conversion Agreement

۳. ۳. ۱. میزان هزینه پرداختی برای تولید برق در روش پیشنهادی

بر اساس مطالب بیان‌شده در بخش قبل (شیوه تأمین مالی صندوق توسعه نیروگاهی و بهینه‌سازی) سقف قیمت بازار برق برابر با هزینه هم‌ترازشده خواهد بود. بنابراین قیمت فروش برق توسط نیروگاه‌ها برابر است با حدود ۰/۴۳ سنت به ازای هر کیلووات ساعت. از طرفی هزینه همترازشده سرمایه‌گذاری یک نیروگاه سیکل ترکیبی با توجه به جدول شماره ۲ حدود ۰/۳۲ سنت به ازای هر کیلووات ساعت خواهد بود که این بخش مستقیماً به صندوق برگردانده می‌شود. با توجه به اینکه هزینه سرمایه‌گذاری توسط بخش عمومی (از طریق اخذ عوارض از مردم یا تأمین مالی توسط دولت) تأمین شده است، بنابراین کل هزینه پرداختی توسط مردم برای دریافت یک کیلووات ساعت برق در این شیوه تأمین مالی، با فرض اینکه صندوق از محل اقساط دریافتی و یا صادرات برق، فروش نیروگاه و کمک دولتی دارای منابعی نباشد، برابر است با ۰/۷۵ سنت.

با فرض اینکه سقف قیمت برق در بازار برق با هزینه هم‌ترازشده تولید برق، ۰/۴۳ سنت به ازای هر کیلووات ساعت، برابر باشد، کل هزینه پرداختی برای دریافت یک کیلووات برق از این نیروگاه طی سی سال برابر است با ۹۲۶/۶ دلار است که از این عدد حدود ۶۸۹ دلار (که مربوط به ترم سرمایه‌گذاری است) به صندوق برمی‌گردد.

۳. ۳. ۲. میزان هزینه پرداختی برای تولید برق در روش خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی

در روش خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی کنونی، برق تولیدشده توسط نیروگاه‌ها در هفت

سال اول به صورت خرید تضمینی و با نرخ پایه سیصد تومان به ازای هر کیلوات ساعت خریداری می‌شود که این نرخ مطابق فرمول شماره یک بر اساس تورم و تغییرات نرخ ارز تعدیل می‌شود. طبق آمار بانک مرکزی متوسط تورم طی دهه گذشته حدود ۱۸ درصد بوده است. از طرفی نرخ ارز بیست هزار تومان و متوسط تغییرات سالانه نرخ ارز بیست درصد فرض شده است.

با توجه به فروض مذکور و فرمول شماره ۱ نرخ خرید تضمینی برق تحت قراردادهای خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی در هفت سال مطابق تصویر شماره ۶ محاسبه می‌شود.

پس از هفت سال نیروگاه، برق خود را در بازار برق عرضه خواهد کرد. قیمت در بازار برق متشکل از دو بخش است: ۱. جزء انرژی: هزینه‌ای است که بابت تولید برق باید به نیروگاه پرداخت شود و سقف آن در حال حاضر شصت تومان در هر کیلووات ساعت است؛ ۲. جزء آمادگی: هزینه‌ای است که صرفاً بابت اعلام آمادگی نیروگاه برای تولید برق، (فارغ از استفاده یا عدم استفاده شبکه برق از آن) به نیروگاه پرداخت می‌شود و مقدار آن ۱۸/۵ تومان به ازای هر کیلووات ساعت است. با فرض اینکه نیروگاه مذکور در تمام مدت برق خود را به شبکه برق متصل کند، سقف قیمت برق در بازار برق در حال حاضر حدود ۷۸/۵ تومان به ازای هر کیلووات ساعت است (اصلاح ضوابط بازار برق با هدف ارتقای درجه رقابت‌پذیری بازار برق، ۱۳۹۹).

با فرض افزایش متوسط سالانه پانزده‌درصدی قیمت فروش برق در بازار برق (متوسط افزایش قیمت برق در بازار برق طی پنج سال گذشته تا سال ۱۳۹۹)، قیمت برق در بازار برق از سال هشتم تا سی‌اُم به شرح تصویر شماره ۷ است.

بدین‌ترتیب کل هزینه پرداختی برای دریافت یک کیلووات برق از نیروگاه‌هایی که از این طریق تأمین مالی شده‌اند برابر است با ۱۰۵۶/۴۶ دلار. در این شیوه تأمین مالی نیز هزینه سرمایه‌گذاری (مانند روش پیشنهادی) توسط بخش عمومی (صندوق توسعه ملی) تأمین شده است.

٤. بحث و نتیجه‌گیری

طبق پیش‌بینی‌های صورت‌گرفته، اوج تقاضای برق ایران طی ده سال آینده دست‌کم به بیش از صد هزار مگاوات خواهد رسید، این درحالی است که طبق آخرین آمار، تاکنون طی برنامه ششم توسعه هیچ‌گونه سرمایه‌گذاری برای احداث نیروگاه‌های حرارتی برنامه‌ریزی نشده است (وزارت نیرو جمهوری اسلامی ایران، ۱۳۹۷و ۱۳۹۸). اصلی‌ترین دلیل این موضوع، سازوکار معیوبِ نحوه تأمین مالی احداث نیروگاه‌هاست که بر مبنای آن سرمایه‌گذاران نیروگاهی همواره وابسته به تأمین منابع مالی از صندوق توسعه ملی بوده و از آن طرف وزارت نیرو نیز مجبور است برای جذب منابع صندوق، برق را با چند برابر قیمت از این نیروگاه‌ها به صورت تضمینی در قالب قراردادهایی به نام قرارداد خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی خریداری کند. در نتیجه اجرای چنین مدلی، بدهی‌های صنعت برق به‌شدت افزایش یافته و به دلیل کمبود منابع مالی، سرمایه‌گذاری لازم در حوزه نیروگاهی اتفاق نیفتاده است. نکته دیگرِ آنکه به دلیل وجود بازارهای غیرمولد و جذاب، عملاً سود حاصل از سرمایه‌گذاری نیروگاهی مجدداً به چرخه اقتصادی صنعت برق نیز برنگشته است و در حالی که هم منابع مالی از طریق صندوق تأمین شده و هم وزارت نیرو به صورت تضمینی برق را به قیمت چند برابر خریداری کرده است، اما در عمل جریان مالی حاصل از این کسب‌وکار به سمت

بازارهای غیرمولد سرازیر شده است. ادامه این روند با توجه به منابع کشور، عملاً ناممکن است و از این رو بازنگری در شیوه تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی با در نظر گرفتن شرایط واقعی اقتصاد کشور امری لازم و ضروری است.

در مطالعه حاضر با بررسی انواع ابزارها و روش‌های تأمین مالی صنعت برق در جهان، پیشنهاد ایجاد صندوق توسعه نیروگاهی و بهینه‌سازی با استفاده از سرمایه‌گذاری مردمی به عنوان یکی از راهکارهای حل معضل تأمین مالی در بخش برق مطرح شد. صندوق پیشنهادشده هم از حیث نحوه تأمین منابع و هم از منظر روش ارائه تسهیلات دارای رویکرد جدیدی نسبت به مدل‌های قبلی است. در حالی که در مدل قبلی تأمین مالی، استفاده از منابع صندوق توسعه ملی مورد هدف بود، اما در روش پیشنهادی، سرمایه‌های مردمی جایگزین آن شده است. نکته جالب توجه آنکه، در مدل ارائه‌شده بار مالی جدیدی به مشترکین تحمیل نمی‌شود، بلکه همان منابعی که قبلاً از مشترکین به انحای مختلف (تعرفه برق، گواهی ظرفیت و غیره) دریافت و بابت خرید تضمینی برق به سرمایه‌گذار نیروگاهی پرداخت می‌شد در قالب سازوکار صندوق تجمیع شده و صرف توسعه طرح‌های نیروگاهی و بهره‌وری انرژی خواهد شد. در ارائه تسهیلات به پروژه‌های نیروگاهی و بهره‌وری انرژی تفاوتی وجود نخواهد داشت و صرفاً اقتصادی بودن طرح‌ها ملاک ارائه تسهیلات خواهد بود. تسهیلات ارائه‌شده به پروژه‌های نیروگاهی به این‌گونه خواهد بود که پس از تأمین مالی لازم برای احداث نیروگاه توسط صندوق، این نیروگاه‌ها نسبت به عرضه برق خود در بازار برق اقدام کرده و سود حاصل از دارایی سرمایه‌ای را (که معادل هزینه هم‌تراز شده سرمایه‌ای است) بابت تسهیلاتِ دریافت‌شده مستقیماً به صندوق واریز کرده و سایر درآمدهای حاصل از بازار برق که معادل هزینه هم‌تراز شده بهره‌برداری خواهد بود، به عنوان درآمد نیروگاه محسوب خواهد شد. در این شیوه دوره بازپرداخت اقساط وام برابر با دوره فعالیت اقتصادی نیروگاه در نظر گرفته شده است تا پس از پایان عمر این نیروگاه، سرمایه مورد نیاز برای ساخت نیروگاه جدید برای جایگزینی آن وجود داشته باشد و عملاً نیازی به تزریق منابع جدید نباشد. بدیهی است در عمل سرمایه اولیه واردشده به این صنعت از چرخه مالی این صنعت خارج نشده و وارد بازارهای غیرموازی نخواهد شد. این در حالی بود که در مدل قبلی، عملاً سود حاصل از دارایی‌های سرمایه‌ای از چرخه مالی این صنعت خارج شده و وارد بازارهای غیرموازی می‌شد. درنتیجه صنعت برق حتی برای جایگزینی نیروگاه‌های موجود نیز نیاز به استفاده از منابع جدید داشت.

شایان ذکر است، اجرای مدل مذکور منجر به کاهش هزینه‌های تأمین برق نیز خواهد شد. طبق محاسبات انجام‌شده کل هزینه پرداختی توسط مشترکان برای دریافت یک کیلووات برق طی سی سال از نیروگاه‌هایی که از طریق روش پیشنهادشده تأمین مالی شده باشند، حدود ۹۲۶ دلار است که از این عدد حدود ۶۸۹ دلار (که مربوط به جزء سرمایه‌گذاری است) به صندوق برمی‌گردد، در حالی که این عدد برای نیروگاه‌های خریدی تضمینی برق یا تبدیل انرژی حدود ۱۰۲۶ دلار برآورد می‌شود. طبق قوانین صندوق توسعه ملی، نرخ بازگشت سرمایه پروژه‌هایی که درخواست اخذ وام از این صندوق را دارند باید حداقل ۱۵ درصد (دوره بازگشت سرمایه هفت سال) باشد، این قانون سبب شده است تا وزارت نیرو برای توجیه‌پذیر شدن

پروژه‌های نیروگاهی نرخ خرید تضمینی را به نحوی تعیین کند که هزینه سرمایه‌گذاری این نیروگاه‌ها در مدت هفت سال بازگردد و به همین دلیل کل هزینه پرداختی برای دریافت برق از نیروگاهی که از این طریق تأمین مالی شده‌اند نسبت به روش پیشنهادی بیشتر است.

نتایج حاصل از این پژوهش بیانگر آن است که تغییر سیاست کشور در حوزه تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی کشور امری لازم و ضروری است. سیاست خرید تضمینی برق از نیروگاه‌ها با توجه به شرایط اقتصاد کلان کشور نتوانسته است اهداف اولیه خود را محقق کند و علی‌رغم صرف هزینه‌های فراوان، شاهد کاهش چشمگیر سرمایه‌گذاری در این حوزه بوده‌ایم. سیاست تأمین منابع مالی از صندوق توسعه، و خرید تضمینی برق با رقم چندبرابری جهت بازپرداخت تسهیلات صندوق، هرچند در ایجاد جذابیت برای سرمایه‌گذار بسیار مؤثر بوده است، لیکن به دلیل وابسته کردن توسعه نیروگاهی به منابع ناپایدار صندوق، در جذب سرمایه‌های مردمی ناکارآمده بوده و علاوه بر آن منجر به تحمیل هزینه‌های فراوان به صنعت برق و مردم شده است. سیاست تأمین مالی از طریق سرمایه‌های مردمی، با توجه به اینکه عموم مردم از خدمات برق به صورت مستقیم و غیرمستقیم در حال استفاده هستند، می‌تواند ضمن ایجاد منابع پایدار بر کاهش هزینه‌های برق نیز بسیار مؤثر باشد. این سیاست در کنار سیاست تفکیک هزینه‌های سرمایه‌ای (CAPEX) از هزینه‌های عملیاتی (OPEX) در گردش مالی مربوط به فرایند خرید و فروش برق، می‌تواند نقش بسیار مؤثری در استفاده حداکثری از ظرفیت بخش خصوصی در جهت ارتقای بهره‌وری نیروگاه‌ها و تقویت مشارکت مردمی در کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای و کاهش اثرات نوسانی اقتصاد کلان بر اقتصاد صنعت برق داشته باشد. در راستای عملیاتی کردن دو سیاست اصلی مذکور، صندوق توسعه تولید و بهره‌وری انرژی با هدف تجمیع سرمایه‌های مردمی و اعطای تسهیلات به پروژه‌های نیروگاهی و بهره‌وری انرژی تأسیس خواهد شد. در پروژه‌های نیروگاهی که از طریق این صندوق تأمین مالی شده‌اند، در راستای تفکیک هزینه‌های سرمایه‌ای و از هزینه عملیاتی، تمامی منافع حاصل از درآمد سرمایه‌ای در بازار برق به صندوق واریز خواهد شد و نیروگاه‌داران با توجه به عملکرد خود از درآمد مرتبط با بخش عملیاتی (OPEX) بهره‌مند خواهد شد. این سیاست ضمن کاهش هزینه‌های برق، منجر به حفظ جریان مالی مربوط به بخش سرمایه‌ای در صنعت خواهد شد.

برای پیاده‌سازی این صندوق در گام نخست لازم است مجوز لازم از طریق مصوبه هیئت دولت اخذ شود. هیئت امنای صندوق، ترکیبی از نمایندگان وزارت نیرو، اقتصاد و سازمان برنامه و بودجه خواهند بود. منابع اولیه این صندوق از طریق فروش بخشی از سهام نیروگاه (های) دولتی در بورس تأمین خواهد شد. پس از طی مدتی، منابع دیگری همچون عوارض برق از مشترکین پرمصرف و گواهی ظرفیت به این صندوق به عنوان درآمدهای پایدار تزریق خواهد شد. اصلاح گردش مالی صنعت برق برای تعریف و تزریق منابع پایدار به صندوق موردنظر ضروری است.

ملاحظات اخلاقی

پیروی از اصول اخلاق پژوهش

تمامی اصول اخلاقی در این مقاله در نظر گرفته شده است. شرکت کنندگان در جریان هدف تحقیق

و مراحل اجرای آن قرار گرفتند. آنها همچنین از محرمانه بودن اطلاعات خود اطمینان داشتند و می‌توانستند هر زمان که بخواهند مطالعه را ترک کنند و در صورت تمایل، نتایج تحقیق در اختیار آنها قرار خواهد گرفت.

حامی مالی

این تحقیق هیچ کمک مالی از سازمان های مالی در بخش های عمومی، تجاری یا غیر انتفاعی دریافت نکرد.

مشارکت نویسندگان

مفهوم‌سازی: سید مجید میری، محمدرضا اکبری؛ روش‌شناسی: محمد فندرسکی، محمد عظیم زاده؛ تحلیل، تحقیق و بررسی؛ امیرحسین سوهانکار و سید مجید میری؛ ویراستاری و نهایی‌سازی: امیرحسین سوهانکار.

تعارض منافع

بنابر اظهار نویسندگان این مقاله تعارض منافع ندارد.

منابع فارسی

وزارت نیرو. (۱۳۹۹). *اصلاح ضوابط بازار برق با هدف ارتقاء درجه رقابت‌پذیری بازار برق، مصوبه وزارت نیرو*. تهران: وزارت نیرو.

شفیعی، ا.، و آریان پور، و. (۱۳۹۰). *طرح ریزی ساختار سیستم عرضه انرژی الکتریکی و تنظیم پایگاه اطلاعات موردنیاز*. تهران: وزارت نیرو.

صفاری، ر.، احمدی، م.، ودادی کلانتر، س.، و کیقبادی، م. (۱۳۹۷). تدوین مدل مالی مناسب برای نوسازی سیستم روشنایی معابر عمومی در ایران. *مطالعات راهبردی سیاستگذاری عمومی*، ۸(۲۹)، ۲۹۱-۲۷۷.

بحرالعلوم، م. م.، و بختیار، ش. (۱۳۹۹). تحلیل مقایسه‌ای روش‌های تأمین مالی نیروگاه‌های حرارتی در ایران. فصلنامه *پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی*،۶(۳)، ۲۵۰-۲۲۱.

حافظی، ر.، افضلی، ح.، و ظهور، ح. (۱۴۰۰). سناریوهای آینده تأمین انرژی ایران. *مطالعات راهبردی سیاستگذاری عمومی*، ۱۱(۳۸)،۲۳۲-۲۰۴.

اشکوه، ح.، صبحیه، م. ح.، زرگرپور، ح.، و زرآبادی پور، س. (۱۳۹۲). *بررسی چالش‌های تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی در مشارکت دولتی-خصوصی*. ششمین کنفرانس بین‌المللی توسعه نظام تأمین مالی در ایران. تهران، ایران، ۱۱-۱۰ اسفند ۱۳۹۲.

منظور،د.، و نیاکان، ل. (۱۳۹۲). تأمین مالی پروژه‌های خصوصی نیرو. *نشریه انرژی ایران*، ۱۶(۱)، ۵۴-۳۱.

مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی. (۱۴۰۰). *دورنمای انرژی کشور*. تهران: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.

شرکت سرمایه‌گذاری صنایع آب و برق صبا. (۱۳۹۹). نحوه بخش خصوصی در احداث نیروگاه. تهران: شرکت سرمایه‌گذاری صنایع آب و برق صبا

بهروزی‌فر، م.، حاجی میرزایی، س. م. ع.، و کوکبی، س. (۱۳۹۴). بررسی تطبیقی خصوصی سازی نیروگاه‌ها در کشورهای مختلف و ارائه مدل برای ایران. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۱۱(۴۶)، ۱۷۹-۱۳۵.

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی. (۱۳۹۸). *بررسی لایحه بودجه سال ۱۳۹۹ کل کشور ۶۰بخش برق (گزارش تفصیلی)*. تهران: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.

موسویان، س. ع. (۱۳۸۷). *ابزارهای مالی اسلامی (صکوک)*. تهران: سازمان انتشارات پژوهشگاه فرهنگ و اندیشه اسلامی.

میرزاخانی، ر.، و موسویان، س. (۱۳۹۵). گواهی ظرفیت، ابزاری مناسب برای توسعه صنعت. *تحقیقات مالی اسلامی*، ۶(۱)، ۸۸-۶۳.

نوری، ا.، پورحسین، م.، بندعلی‌زاده، ی.، یوسفی سادات، ح.، و پیرزاده، م. (۱۳۹۹). *ارایه الگوی تامین مالی در پروژه های تولید برق*. ششمین کنفرانس بین‌المللی مدیریت امور مالی، تجارت، بانک، اقتصاد و حسابداری، تهران، ایران، ۲۶ اسفند.

ودادی کلانتر، س.، سیف الدین، ا. ع.، و حاجی نژاد، ا. (۱۴۰۰). افزایش راندمان فناوری و تاثیر آن در حل بحران خاموشی. *مطالعات راهبردی سیاستگذاری عمومی*، ۱۱(۳۹)، ۲۹۸-۲۷۶.

وزارت نیرو. (۱۳۹۰). *راهنمای تشخیص آثار فنی، اقتصادی و زیستمحیطی و برآورد ارزش واقعی تولید*. تهران: وزارت نیرو.

وزارت نیرو. (۱۳۹۸). *گزارش آماری سالانه صنعت آب و برق*. تهران: وزارت نیرو جمهوری اسلامی ایران.

References

Blyth, W., McCarthy, R., & Gross, R. (2015). Financing the UK power sector: Is the money available? *Energy Policy, 87,* 607-622. [DOI:10.1016/j.enpol.2015.08.028]

Zhang, B., Ziegler, T., Burton, J., Garvey, K., Wardrop, R., Lui, L., et al. (2016). *Sustaining momentum: The 2nd European alternative finance industry report*. Cambridge: University of Cambridge. https://www.jbs.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2020/08/2016-european-alternative-finance-report-sustaining-momentum.pdf

Casady, C. B., & Geddes, R. R. (2020). Asset recycling for social infrastructure in the United States. *Public Works Management & Policy, 25*(3), 281-297. [DOI:10.1177/1087724X20911652]

Deloitte Global Financial Advisory teams. (2018). *Private sector participation in public sector financing: An introduction*. New York: Deloitte. https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Public-Sector/gx-ps-funding-and-financing-smart-cities-20181.pdf

Dzikuć, M., & Tomaszewski, M. (2018). The effects of ecological investments in the power industry and their financial structure: A case study for Poland. *Journal of Cleaner Production, 118,* 48-53. [DOI:10.1016/j.jclepro.2016.01.081]

Eberhard, A., & Shkaratan, M. (2012). Powering Africa: Meeting the financing and reform challenges. *Energy Policy, 42,* 9-18. [DOI:10.1016/j.enpol.2011.10.033]

IAEA. (2018). *Financing nuclear power in evolving electricity markets*. Vienna: International Atomic Energy Agency. https://www.iaea.org/resources/brochure/financing-nuclear-power-in-evolving-electricity-markets

European Commission. (2021). *Rewards-based crowdfunding*. Brussels: European Commission. https://ec.europa.eu/growth/access-finance/guide-crowdfunding/different-types-crowdfunding/rewards-based-crowdfunding_en

IEA. (2020). *World Energy Outlook 2020*. Paris: International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020

IRENA. (2020). *Mobilizing institutional capital for renewable.* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Mobilising-institutional-capital-for-renewable-energy

Mendelsohn, M., & Feldman, D. (2013). *Financing U.S. renewable energy projects through public capital vehicles: Qualitative and quantitative benefits*. Colorado: National Renewable Energy Laboratory. https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58315.pdf

Ministry of Energy. (2019). [*Annual statistical report of water and electricity industry* (Persian)]. Tehran: Ministry of Energy. https://isn.moe.gov.ir/

Ming, Z., Ximei, L., Yulong, L., & Lilin, P. (2014). Review of renewable energy investment and financing in China: Status, mode, issues and countermeasures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 31,* 23-37. [DOI:10.1016/j.rser.2013.11.026]

Mynarskal, E. R. (2017). Crowdfunding as a model of financing a company. *Scientific Journal of Bielsko-Biala School of Finance and Law, 2*, 92-106. http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.ekon-element-000171487433

Liu, P., & Chu, P. (2019). Renewables finance and investment: How to improve industry with private capital in China. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 7*, 1385-1398. [DOI:10.1007/S40565-018-0465-6]

Steffen, B. (2018). The importance of project finance for renewable energy projects. *Energy Economics, 69,* 280-294. [DOI:10.1016/j.eneco.2017.11.006]

Stevanovic, I. (2022). 40+ Crucial Crowdfunding Stats in 2022. Retrieved from: https://www.smallbizgenius.net/by-the-numbers/crowdfunding-stats/#gref

Stradomski, M. (2011). Crowdfunding as a source of financing ventures in poland. Poznan: Poznan University of Economics.

Terlikowski, P., Paska, J., Pawlak, K., Kaliński, J., & Urbanek, D. (2019). Modern financial models of nuclear power plants. *Progress in Nuclear Energy, 110,* 30-33. [DOI:10.1016/j.pnucene.2018.09.010]

Weber, B., & Alfen, H. W. (2010). *Infrastructure as an asset class: Investment strategies, project finance and PPP.* New Jersey: Wiley. https://www.google.com/books/edition/Infrastructure_as_an_Asset_Class/w-HD0mLBdDIC?hl=en&gbpv=0

Wiser, R. H., & Pickle, S. J. (1998). Financing investments in renewable energy: The impacts of policy design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2*(4), 361-386. [DOI:10.1016/S1364-0321(98)00007-0]

Yoshino, N., Taghizadeh-Hesary, F., & Nakahigashi, M. (2019). Modelling the social funding and spill-over tax for addressing the green energy financing gap. *Economic Modelling, 77,* 34-41. [DOI:10.1016/j.econmod.2018.11.018]

Zhang, C., Campana, P. E., Yang, J., & Yan, J. (2016). Analysis of distributed photovoltaic financing: a case study approach of crowd-funding with photovoltaic water pumping system in microgrids. *Energy Procedia, 103,* 387-393. [DOI:10.1016/j.egypro.2016.11.304]

Zhao, Z. Y., Zuo, J., & Zillante, G. (2013). Factors influencing the success of BOT power plant projects in China: A review. *Renewable and Sustainable Energy Review, 22,* 446-453. [DOI:10.1016/j.rser.2013.02.025]

Shafie, E., & Arianpour, V. (2011). [*Planning the structure of the electricity supply system and setting up the required database* (Persian)]. Tehran: Ministry of Energy. https://moe.gov.ir/Inner-Pages/MainNav/%D8%AE%D8%AF%D9%85%D8%A7%D8%AA-%D8%A7%D8%B7%D9%84%D8%A7%D8%B9%D8%A7%D8%AA%DB%8C/InformationServicesDetail?InformationServicesID=5689

Safari, R., Ahmadi, M., Vedadi Kalantar, S., & Keyghobadi, M. (2019). [Provide financial model for the renovation of public lighting system in Iran (Persian). *Strategic Studies of Public Policy, 8*(29), 277-291. https://www.sid.ir/en/journal/ViewPaper.aspx?ID=731474

Bahrololom, M. M., & Bakhtiar, Sh. (2020). [Comparative analysis of financing methods of thermal power plants in Iran (Persian)]. *Journal of Energy Planning and Policy Research, 6*(3), 221-250. https://www.magiran.com/paper/2220674

Hafezi, R., Afzali, H. R., & Zohoor, H. (2021). [Iran's energy supply scenarios (Persian)]. *Journal Strategic Studies of Public Policy*, 11(38), 204-232. http://sspp.iranjournals.ir/article_245349.html?lang=en

Ashkoh, H., Sabhieh, M. H., Zargarpoot, H., & Zarabadipoor, S. (2014). [Investigating the challenges of financing power plant projects in public-private partnerships (Persian)]. *Paper presented at: Sixth Conference on Financing System Development in Iran, Tehran, Iran,* 1-2 March 2014. https://civilica.com/doc/293456/

Manzoor, D., & Niakan, L.(2013). [Financing private power projects (Persian)]. Iranian Journal Of Energy, 16(1), 31-54. http://necjournals.ir/article-1-464-fa.html

Institute for International Energy Studies. (2021). [*Country energy outlook*(Persian)]]. Tehran: Institute for International Energy Studies. http://www.iies.ac.ir/Home/ShowPage.aspx?Object=NEWS&ID=2a750ab5-4c2d-46d8-be79-aed8ba8f092c&WebPartID=f7672734-490f-4d43-8f4c-ac938ee4e696&CategoryID=-c8e5e280-f001-4162-816d-578ea72544a3

Behrouzifar, M., Haji Mirzaie, S. M . A., & Kokabi, S. (2015). [Comparative study of privatization of power plants in different counties and presentation of a model for Iran (Persian)]. *Quarterly Energy Economics Review, 11* (46), 135-179. http://iiesj.ir/article-1-686-fa.html

Parliament Research's Center. (2019). [*Review of the budget bill for the year 2020 of the whole country 60. Electricity sector (detailed report)* (Persian)]. Tehran: Parliament Research's Center. https://rc.majlis.ir/fa/report/show/1429840

Mousavian, S. A. (2008). *[Islamic financial instruments (Persian)].* Tehran: Publishing Organization of the Institute of Islamic Culture and Thought. http://opac.nlai.ir/opac-prod/search/briefListSearch.do?command=-FULL_VIEW&id=1136726&pageStatus=1&sortKeyValue1=sortkey_title&sortKeyValue2=sortkey_author

Mirzakhani, R., & Mosavian, S. A. (2017). [Capacity Certificate, An Appropriate Instrument For Developing Electric Power Industry (Persian)]. *Islamic Finance Researches, 6*(1), 63-88. https://www.sid.ir/en/journal/ViewPaper.aspx?ID=576887

Nouri, E., Pourhossein, M., Alizade, Y., Yousefi Sadat, H., & Pirzade, M. (2021). [Provide financing model in electricity generation projects (Persian)]. *Paper presented at: Sixth International Conference on Financial Management, Commerce, Banking, Economics and Accounting, Tehran, Iran*, 16 March 2021. https://civilica.com/doc/1178505/

Kalantar1 Vedadi, S., Sefoddin, A., & Hajinezhad, A.(201). [Increasing the efficiency of technology and its impact on solving the blackout crisis (Persian)]. *Journal Strategic Studies of Public Policy, 11*(39), 276-

299. http://sspp.iranjournals.ir/article_245884_efa4e-78368c907140fa1e504b3d2b840.pdf

Ministry of Energy. (2020). [*Modifying the rules of the electricity market with the aim of improving the degree of competitiveness* (Persian)]. Tehran: Ministry of Energy.

Ministry of Energy. (2011). [*Guide for recognizing technical and economic effects and environmental and estimating the real value of production* (Persian)]. Tehran: Ministry of Energy.

Saba Power and Water Industries Investment Company. (2020). [*How the private sector in the construction of the power plant* (Persian)]. Tehran:Saba Power and Water Industries Investment Company. https://www.sabainv.com/

پیوست ۱. مشخصات فنی، اقتصادی نیروگاه سیکل ترکیبی معمول (شریفی، سید احسان الدین و آریان پور، وحید، ۱۳۹۰)

مشخصات	
طول عمر نیروگاه (سال)	۳۰
ضریب ظرفیت نیروگاه	۰/۸
هزینه سرمایه‌گذاری (دلار/ کیلوات)	۶۹۰
هزینه بهره‌برداری ثابت سالیانه (دلار/کیلووات)	۴/۳۴
هزینه بهره‌برداری متغیر سالیانه(دلار/کیلووات)	۳/۵۷
راندمان (درصد)	۵۰