Iranian Electric Industry Journal
Quality & Productivity
P.P 1-11

Vol. 11/ No. 2/ Summer 2022
ISSN 2322-2344
eISSN 2717-1639

A method for uncertainty management of solar power plants in project finance

Hossein Jadidi[1], Ph.D. Student, Afshin Firouzi[2], Assistant professor, Mohammad Ali Rastegar[3] Assistant professor, Majid Zandi[4] Assistant professor

1- Department of Civil Engineering, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran.
Email: hossein.jadidi@srbiau.ac.ir

2- Department of Civil Engineering, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran.
Email: firouzi@srbiau.ac.ir

3- Faculty of Industrial Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran.
Email: ma_rastegar@modares.ac.ir (Corresponding author)

4- Renewable Energies Engineering Department, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
Email: m_zandi@sbu.ac.ir

Abstract:

Financing of infrastructures and huge projects such as utility-scale solar power plants is imperative to economic development. From the perspective of investors, financing of infrastructure projects divides into two general methods including lending and partnership. One of the methods based on lending is project finance that is the focus of this study. In loan-based investing, the lower the lender's estimate of the uncertainty (risk) of future project cash flow, the more willing lender would be to invest. The method is a limited recourse; thus, the lender tendency to partnership in the finance deal depends on the reliability on future cash flow of a project. Here, we gather the results of different studies and investigate the uncertainties led to fluctuation of the expected future income of utility-scale solar power plants. Using Monte-Carlo simulations and Maximum Likelihood Estimation, the annual probability distribution of debt service coverage ratio for a 10 MW solar power plant project has been estimated during the loan term, and we use that to calculate the probability of default for each year. Then, using sensitivity analysis of financial indices to various leverages, the appropriate ratio of debt and equity in the structure of project financing are obtained. The presented method of estimating solar power plant project income can be used for other utility-scale solar power plants using specific uncertainties for each location. Our work paves the way to a more reliable decision making for lender(s) and facilitates the process of attraction of investor(s) for project company.

Keywords: Solar Power Plant, Default Probability, Project Finance, Financial Leverage, Debt Service Coverage Ratio (DSCR), Special Purpose Vehicle (SPV), Profitability Index (PI)

Submit date: 2021/12/18
Accepted date: 2022/02/16

Corresponding author Name: Mohammad Ali Rastegar
Corresponding author address: Faculty of Industrial Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

Iranian Electric Industry Journal
Quality & Productivity
ص.ص ۱۱-۱

Vol. 11 / No. 2/ Summer 2022
ISSN 2322-2344
eISSN 2717-1639

ارائه روشی جهت مدیریت عدم قطعیت نیروگاه‌های خورشیدی در روش تأمین مالی پروژه‌ای

نوع مطالعه: پژوهشی

حسین جدیدی[۱] ، افشین فیروزی[۲]، محمدعلی رستگار[۳] مجید زندی[۴]

۱- گروه مهندسی عمران، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
hossein.Jadidi@srbiau.ac.ir
۲- گروه مهندسی عمران، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
firouzi@srbiau.ac.ir
۳- گروه مهندسی مالی، دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران
ma_rastegar@modares.ac.ir
۴- گروه مهندسی انرژی های تجدیدپذیر، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران
m_zandi@sbu.ac.ir

چکیده: تأمین مالی برای اجرای پروژه‌های بزرگ از جمله احداث نیروگاه‌های خورشیدی محور اصلی توسعه‌ی اقتصادی است. از منظر سرمایه‌گذار، تأمین مالی پروژه‌ها، به دو روش کلی شراکت و یا وام‌دهی انجام می شود. یکی از روش‌های تأمین مالی مبتنی بر وام‌دهی، روش تأمین مالی پروژه‌ای است که در این پژوهش به آن پرداخته می‌شود. در سرمایه‌گذاری از طریق وام‌دهی، هرچه تخمین وام‌دهنده از عدم قطعیت (ریسک) جریان نقدی آتی پروژه کمتر باشد، تمایل بیشتری برای سرمایه گذاری دارد. از آنجایی که تأمین مالی پروژه‌ای به عنوان یک روش با تضمین محدود شناخته می‌شود، تمایل وام‌دهنده برای مشارکت در آن، وابسته به قابلیت اعتماد جریان نقدی مورد انتظار پروژه در آینده است. در این مقاله، عدم قطعیت‌هایی که منجر به نوسان درآمد مورد انتظار نیروگاه‌های خورشیدی می‌شود از منابع مختلف شناسایی شده است. از طریق شبیه‌سازی مونت کارلو، توزیع احتمالی نسبت پوشش بازپرداخت بدهی در هر سال از دوره‌ی عمر وام برای یک نیروگاه ۱۰ مگاواتی خورشیدی تخمین زده شده و احتمال نکول شرکت پروژه در هر سال محاسبه شده است. سپس با استفاده از آنالیز حساسیت نسبت به اهرم مالی، میزان قابل قبول سهم و قرض در ساختار تأمین مالی قابل تعیین است. روشی که در این مقاله برای تخمین درآمد نیروگاه خورشیدی استفاده شده، قابلیت تعمیم به سایر نیروگاه‌های خورشیدی را، با لحاظ عدم قطعیت‌های مختص محل احداث دارد. نتایج این پژوهش و استفاده از روش تخمین درآمد نیروگاه خورشیدی، با درنظرگرفتن عدم قطعیت‌ها، منجر به تصمیم‌گیری قابل‌اعتمادتر وام‌دهنده و تسهیل فرآیند جذب سرمایه‌گذار توسط شرکت پروژه می‌شود.

واژه های کلیدی: نیروگاه خورشیدی، احتمال نکول، تأمین مالی پروژه‌ای، اهرم مالی، نسبت پوشش بازپرداخت بدهی، شرکت پروژه، شاخص سودآوری

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۰۹/۲۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۱۱/۲۷

نام نویسنده‌ی مسئول: محمدعلی رستگار

نشانی نویسنده مسئول: گروه مهندسی مالی، دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

۱- مقدمه

برق، ستون‌فقرات اقتصاد در جوامع مدرن محسوب می شود چرا که کلید فعالیت در صنایع تولیدی و خدماتی است (مورالس،خوان، ۱۳۹۵). پروژه‌های نیروگاهی تولید برق از منبع انرژی‌های تجدیدپذیر[1] جزو پروژه‌های زیرساختی هستند. این پروژه‌های زیرساختی نیازمند سرمایه‌ی اولیه‌ی بالا، دارای عمر بهره‌برداری طولانی بوده و یک خدمت کلیدی را به عموم جامعه ارائه می‌دهند (Weber, Alfen, & Staub-Bisang, 2016). همواره یکی از چالش‌های مربوط به پروژه‌های زیرساختی، تأمین مالی آنها است. یک روش تأمین مالی مناسب که در این مقاله به آن پرداخته شده، روشی موسوم به تأمین مالی پروژه‌ای[2] است. این روش تأمین مالی، از ۴۰ سال گذشته تا کنون جهت تأمین مالی پروژه‌های زیرساختی و به خصوص پروژه‌های تولید برق از منبع انرژی‌های تجدیدپذیر در نقاط مختلف جهان استفاده می‌شود (Garcia-Bernabeu, VITORIA, & Verdú, 2015; Steffen, 2018). در این روش، شرکت پروژه با سرمایه حامیان و قرض‌دهندگان برای احداث یک پروژه زیرساختی تشکیل می‌شود. در روش تأمین مالی پروژه‌ای از اهرم‌های مالی بالا، معمولا ۷۰ تا ۹۰ درصد (F Blanc-Brude, 2013; Donovan, 2015) استفاده می‌شود. به این معنی که بیش از ۷۰ درصد سرمایه‌ی اولیه جهت احداث نیروگاه از طریق استقراض تأمین می‌شود. شرکت پروژه همواره سعی می‌کند از اهرم مالی[3] بالاتری استفاده کند چرا که هزینه استفاده از وام، ارزانتر از هزینه‌ی استفاده از سهم در قرارداد تأمین مالی است (Mora, Spelling, van der Weijde, & Pavageau, 2019). از این رو موفقیت این روش تأمین مالی وابستگی زیادی به توان تولید جریان نقدی آتی پروژه جهت بازپرداخت بدهی خواهد داشت (Polzin, Egli, Steffen, & Schmidt, 2019).

اهمیت جریان نقدی مورد انتظار در آینده موجب می‌شود مدیریت ریسک در این روش تأمین مالی بسیار مهم باشد، و به همین دلیل ریسک‌ها از طریق قراردادهای مختلف به طرف‌های درگیر پروژه منتقل می‌شود. مطابق شکل (۱) به عنوان مثال شرکت پروژه با یک شرکت معتبر در زمینه‌ی اجرای پروژه به روش EPC قرارداد مهندسی، تدارکات و ساخت پروژه را منعقد می‌کند و از این طریق، ریسک‌های متعددی شامل تأخیر در اتمام ساخت، ایرادهای مهندسی و کیفیت تدارکات پروژه را پوشش می‌دهد و یا قراردادی را با یک شرکت ارائه‌کننده‌ی خدمات نگهداری برای پاکسازی و نظافت پنل‌های خورشیدی در مقابل گرد و خاک و برف تنظیم می‌کند. علاوه بر این موارد، به علت نوسانی که در قیمت و حجم تولید برق در آینده وجود خواهد داشت و موجب کاهش عدم قطعیت جریان نقدی آتی پروژه می‌شود، شرکت پروژه نیاز به انعقاد قرارداد بلندمدت خرید محصول پروژه، به صورت خاص در این مقاله خرید تضمینی برق[4] ، در این روش تأمین مالی خواهد داشت (Garcia-Bernabeu et al., 2015; Gatti, 2013; Steffen, 2018).

همانطور که اشاره شد در پروژه‌های تولید برق خورشیدی، عدم قطعیت‌هایی وجود دارد که میزان تولید برق را تحت تأثیر قرار می‌دهد و به همین دلیل پروژه با ریسک کاهش درآمدی مواجه خواهد شد. مرجع (Jadidi, Firouzi, Rastegar, & Zandi, 2020) به بررسی عدم قطعیت‌های موجود در میزان تابش و میزان انرژی خروجی نیروگاه‌های خورشیدی پرداخته است. بر اساس این مطالعه، میزان عدم قطعیت انرژی خروجی، به وجود و عدم وجود داده‌های تابش اندازه‌گیری شده بر روی زمین در بازه‌ی زمانی حداقل یک سال وابسته است. یکی از راهکارهای کاهش عدم قطعیت انرژی خروجی نیروگاه، استفاده از این داده‌ها است. برای مشاهده روش‌های نحوه‌ی ترکیب این داده‌ها با داده‌های ماهواره‌ای و تغییر میزان عدم قطعیت، به (Jadidi et al., 2020; Polo et al., 2020; Polo et al., 2016; Yang, 2020) رجوع شود. در این مقاله فرض می‌شود که داده‌های تابش اندازه‌گیری شده بر روی زمین در محل احداث پروژه برای یک بازه‌ی حداقل یک ساله موجود نباشد. معمولا در احداث پروژه‌های خورشیدی در مقیاس نیروگاهی[5] این حالت صدق می‌کند چرا که این پروژه‌ها در نقاط دور از دسترس احداث می‌شوند و از قبل، مجموعه‌ی این داده‌ها موجود نیست.

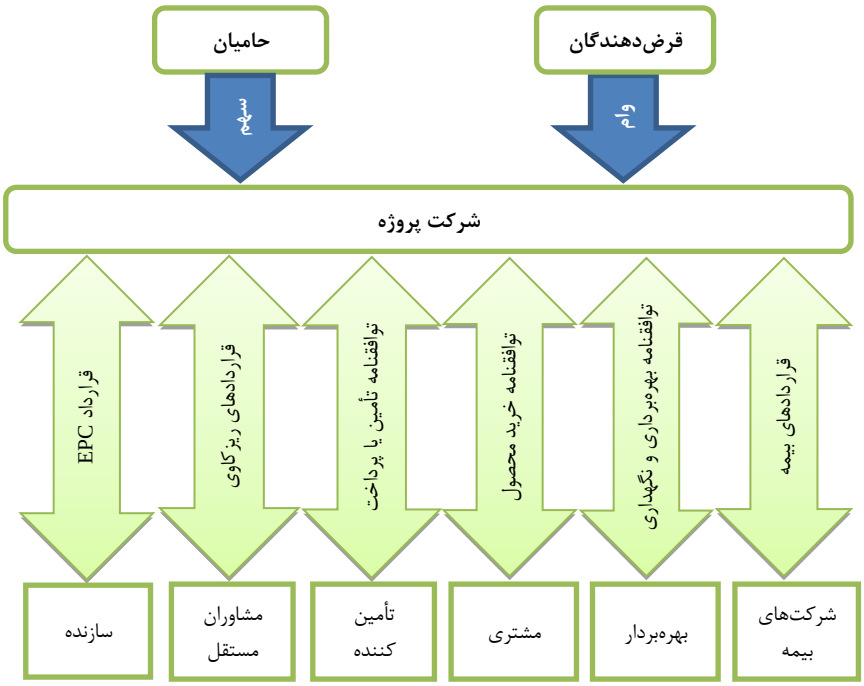
در روش تأمین مالی پروژه‌ای، پروژه‌های تولید برق خورشیدی، ریسک کاهش درآمد ناشی از تغییرات آب و هوا ممکن است منجر به احتمال عدم انجام تعهدات شرکت پروژه به قرض‌دهنده شود و در این صورت، شرکت پروژه دچار نکول[6] خواهد شد. در این مقاله احتمال نکول[7] با استفاده از تخمین پارامترهای توزیع سالانه نسبت پوشش بازپرداخت بدهی (DSCR)[8] و از روش مونت کارلو محاسبه می‌شود.

شرکت‌های رتبه‌بندی برای پروژه‌های متفاوت، توزیع شاخص DSCR را در طول عمر استفاده از وام تخمین می‌زنند و آستانه‌ای را در هر سال برای این شاخص تعیین می‌کنند (Gatti, 2013). این آستانه همان شاخص ارزش در معرض خطر[9] (یا VaR) است. به عنوان مثال در خصوص توزیع شاخص DSCR، میزان $VaR_{10\%}$ که معادل با P90 در ادبیات شرکت‌های رتبه‌بندی است، نشان دهنده مقدار مورد انتظار DSCR است که تنها ۱۰٪ مقادیر توزیع تخمینی از آن مقدار کمتر باشند. به همین شکل مقادیری برای P50، P90 و P99 نیز تعریف می‌شوند. به عنوان مثال شرکت رتبه‌بندی Fitch مقدار 1.3x و 1.2x را به عنوان آستانه برای مقادیر P90 و P99 تعیین می‌کند (Kleissl,

[1] Renewable energies
[2] Project Finance method
[3] Financial leverage
[4] Power purchase agreement (PPA)
[5] Utility-scale solar PV projects
[6] Default
[7] Default probability
[8] Debt service coverage ratio
[9] Value-at-risk

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

2013; Pacudan, 2016a, 2016b). در مثالی دیگر، شرکت رتبه-بندی DBRS محدوده‌هایی را به عنوان آستانه تعریف می‌کند. برای نمونه، اگر مقدار P90 بین 1.1x تا 1.3x باشد این پروژه در رتبه‌ی BB و اگر بیش از 1.45x باشد در رتبه‌ی A قرار می‌گیرد (DBRS, 2018).



شکل (۱): ساختار کلی روش تأمین مالی پروژه‌ای: طرف‌های درگیر و موافقتنامه‌ها(Garcia-Bernabeu et al., 2015)

در بحث نکول دو نوع نکول وجود دارد، یکی نکول فنی[10] و دیگری نکول قطعی[11] (گاتی, ۱۳۹۷). نکول فنی به این معنی است که میزان درآمد مورد انتظار پروژه از آستانه‌ای که شرکت رتبه‌بندی تعیین کرده است عبور کند. نکول قطعی حالتی است که این درآمد به میزانی نباشد که تکافوی بازپرداخت وام را دهد و در این حالت DSCR<1 خواهد شد (Borgonovo & Gatti, 2013; Gatti, 2013; Gatti, Rigamonti, Saita, & Senati, 2007).

پایش شاخص DSCR و آستانه‌هایی که به آن اشاره شد برای قرض-دهنده اهمیت دارد و پایداری مالی پروژه از این طریق بررسی می‌گردد. در سوی دیگر یک قرارداد تأمین مالی پروژه‌ای، شرکت پروژه قرار دارد. شرکت پروژه می‌بایست از سودآور بودن پروژه اطمینان حاصل کند. برای برآورد سودآوری و پایداری مالی هر پروژه، شاخص‌های مالی متعددی مانند NPV و IRR قابل استفاده است (Yun, Han, Kim, & Ock, 2009) که برای ارزیابی اقتصادی پروژه‌های تجدیدپذیر نیز از این شاخص‌ها استفاده می‌شود (Ye, Rodrigues, & Lin, 2017). در این مقاله از شاخص کاربردی دیگری به نام شاخص سودآوری[12] یا PI استفاده شده است. طبق تعریف اگر $PI > 1$ باشد پروژه برای شرکت پروژه جذابیت اقتصادی خواهد داشت (Jadidi et al., 2020; Litjens, Worrell, & Van Sark, 2018). علت استفاده از این شاخص علاوه بر موضوع توجیه اقتصادی پروژه، که مثبت بودن NPV نیز مؤید آن است، بحث ترغیب و تشویق قرض‌دهندگان در روش تأمین مالی پروژه‌ای است چراکه شاخص PI نشان‌دهنده‌ی سود مورد انتظار به ازای یک واحد سرمایه-گذاری است.

بنابراین سوال اصلی که این مطالعه به آن می‌پردازد آن است که چگونه می‌توان در روش تأمین مالی پروژه‌ای با اطمینان بیشتری قرض-دهندگان و شرکت پروژه وارد یک توافق برای احداث نیروگاه خورشیدی شوند. برای پاسخ به این سوال ابتدا لازم است عدم قطعیت-های تولید برق خورشیدی شناسایی شود، سپس این عدم قطعیت‌ها بر جریان نقدی آتی پروژه اعمال و ریسک مشارکت قرض‌دهندگان در این روش تأمین مالی مشخص شود. همانطور که اشاره شد برای تعیین ریسک قرض‌دهندگان، توزیع احتمالی شاخص کاربردی DSCR در طول عمر وام، مدلسازی و مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت. با استفاده از

[10] Technical default
[11] Material default
[12] Profitability index

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

این توزیع، احتمالی که شرکت پروژه نتواند تعهدات خود را به قرض-دهندگان پاسخگو باشد، احتمال نکول، در هر سال تخمین زده می-شود. با محاسبه این احتمال شرکت پروژه و قرض‌دهندگان می‌توانند به با اطمینان بالاتری وارد یک توافق تأمین مالی برای احداث یک پروژه نیروگاه خورشیدی شوند. سوال دیگری که این مطالعه به دنبال پاسخ به آن خواهد بود این است که در روش تأمین مالی پروژه‌ای میزان قرض و سهم، یا به عبارت دیگر اهرم مالی به چه میزان باشد. برای پاسخ به این سوال آنالیز حساسیت توزیع شاخص DSCR نسبت به اهرم‌های مالی مختلف انجام می‌گیرد و میزان اهرم مالی که احتمال نکول در آن قابل قبول بوده و مورد توافق قرض‌دهنده و شرکت پروژه باشد در نهایت به عنوان اهرم مالی قرارداد تأمین مالی انتخاب می‌شود.

۲- روش تحقیق

مراحل انجام این پژوهش به این صورت است؛ ابتدا یک موقعیت جغرافیایی انتخاب و نیروگاه ۱۰ مگاواتی خورشیدی در آن موقعیت توسط نرم‌افزارهای موجود شبیه‌سازی می‌شود. برای اینکار می‌توان از نرم‌افزارهای متعددی استفاده کرد از جمله PVsyst، Homer، RetScreen و SAM. مراحل شبیه سازی در راهنمای نرم‌افزارها به تفصیل شرح داده شده است که از حوصله این مقاله خارج است. در این مقاله از نرم‌افزار PVsyst استفاده شده است. علت انتخاب این نرم-افزار صرفا به دلیل در دسترس بودن آن بوده و نوع نرم‌افزار انتخابی جهت شبیه‌سازی نیروگاه خورشیدی، در نتایج و فرآیند این پژوهش خللی وارد نمی‌کند. پس از شبیه‌سازی نیروگاه میزان انرژی تولیدی سالانه به عنوان خروجی نرم‌افزار بدست می‌آید. در این مرحله لازم است برای اطمینان از تغییرات انرژی سالانه، نوع و میزان عدم قطعیت‌ها شناسایی شود. با جستار در منابع مختلف و بر اساس موقعیت جغرافیایی محل احداث نیروگاه، این عدم قطعیت‌ها شناسایی و جهت اعمال بر میزان انرژی مورد انتظار نیروگاه محاسبه می‌شوند. در بخش ۴ به تفصیل به فرآیند شناسایی و محاسبه عدم قطعیت‌ها پرداخته شده است. پس از طی این مرحله انرژی نیروگاه به صورت یک توزیع آماری و یک متغیر تصادفی قابل استفاده در مدلسازی مالی پروژه خواهد بود. مرحله‌ی بعدی، مدلسازی مالی و پیش بینی جریان نقدی آتی پروژه نیروگاه خورشیدی خواهد بود. در این مرحله لازم است متغیرهای تصادفی و مفروضات مالی از قبیل نرخ بازگشت سرمایه‌ی قرض‌دهندگان، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری و پارامترهای دیگر که در مدلسازی مالی تأثیرگذار هستند فرض شوند. هر چند نتایجی که در این مقاله در نهایت بدست خواهد آمد وابسته به همین مفروضات مالی است ولی می‌توان برای هر پروژه‌ی نیروگاه خورشیدی به صورت مجزا، مدلسازی را با مفروضات جدید انجام داد. مراحل انجام مدلسازی جریان نقدی آتی پروژه و فلوچارت آن در بخش ۵ ارائه شده است. با توجه به وجود متغیر(های) تصادفی از شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده شده است. در این پژوهش تنها متغیر تصادفی، انرژی خروجی نیروگاه است هر چند می‌توان متغیرهای دیگری مانند هزینه‌ی بهره برداری و ... را نیز به صورت تصادفی در نظر گرفت. در هر تکرار شبیه‌سازی، به متغیر تصادفی مقداری اختصاص داده می‌شود و شاخص‌های مالی مورد نظر محاسبه می‌شود. در همین راستا شاخص DSCR از فرمول (۱) محاسبه می‌شود. DSCR_t نسبت جریان نقدی آزاد در سال t به مقدار لازم جهت پرداخت وام در همان سال تعریف می‌شود که از فرمول (۱) قابل محاسبه است (Gatti, 2013; Jadidi et al., 2020; گاتی, ۱۳۹۷).

$$\mathrm{DSCR}_t = \frac{\mathrm{FCF}_t}{P_t + I_t} \qquad t = 1,\ldots,T; \tag{۱}$$

در فرمول (۱) FCF_t جریان نقدی آزاد در سال t، $\mathrm{P_t}$ و $\mathrm{I_t}$ به ترتیب اصل و بهره وام در سال t است و T سال آخر اخذ وام است. جریان نقدی آزاد از فرمول (۲) قابل محاسبه است (Jadidi et al., 2020; گاتی, ۱۳۹۷).

$$\mathrm{FCF}_t = (1-\tau)(R_t - \mathrm{OE}_t) + \tau.[\delta.(A_0 + I_{dc}) + K_A I_t] \tag{۲}$$

در فرمول (۲) τ نرخ مالیات بر درآمد، $\mathrm{R_t}$ درآمد نیروگاه خورشیدی در سال t و $\mathrm{OE_t}$ هزینه‌ی بهره‌برداری در سال t است. $\mathrm{A_0}$ هزینه‌ی سرمایه گذاری اولیه، $\mathrm{I_{dc}}$ بهره‌ی تجمعی مربوط به دوره‌ی ساخت پروژه و K_A تابع نشانگر است به این معنی که $K_A = 1$ اگر $t < T$ و $K_A = 0$ اگر $t > T$ باشد.

به تعداد شبیه‌سازی انجام شده (در این مقاله ۱۰۰۰۰ تکرار) مقداری برای متغیر DSCR در هر سال تعیین می‌شود و در آخر با استفاده از روش MLE و برازش توزیع به داده‌های تولید شده، پارامترهای توزیع DSCR در هر سال از طول عمر استفاده از وام تخمین زده می‌شود. برای کنترل کیفیت برازش انجام شده، از آزمون نیکویی برازش استفاده می‌شود. پس از این مرحله، احتمال نکول شرکت پروژه در هر سال از عمر وام و با استفاده از فرمول (۵) قابل محاسبه خواهد بود.

همانطور که در بخش مقدمه اشاره شد، بررسی توزیع شاخص DSCR در هر سال و محاسبه احتمال نکول، مطلوب قرض‌دهنده خواهد بود. در سوی دیگر قرارداد تأمین مالی شرکت پروژه است. شاخصی که برای بررسی سودآوری شرکت پروژه مورد بررسی قرار خواهد گرفت، شاخص PI است که در بخش مقدمه نیز به آن اشاره شد. شاخص PI که در بخش قبل به آن اشاره شد از فرمول (۳) قابل محاسبه است (Jadidi et al., 2020; Litjens et al., 2018):

$$\mathrm{PI} = 1 + \frac{\mathrm{NPVE}}{(1-l)A_0}. \tag{۳}$$

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

در فرمول (۳) NPVE ارزش فعلی خالص سهامداران[۱۳]، l اهرم مالی به معنای نسبت قرض به کل سرمایه‌ی پروژه است و A_0 هزینه‌ی کل سرمایه‌گذاری است.

آخرین مرحله‌ی روش تحقیق در این مطالعه، آنالیز حساسیت است. از آنجایی که این مطالعه به بررسی ساختار تأمین مالی پروژه قبل از انعقاد قرارداد می‌پردازد لازم است تغییر شاخص DSCR و PI در هر اهرم مالی مورد بررسی قرار گیرد. با استفاده از آنالیز حساسیت می‌توان به یکی از اهداف مهم این پژوهش که تعیین میزان اهرم مالی مناسب و قابل استفاده در پروژه‌ی نیروگاهی است، دست پیدا کرد.

۳- شبیه‌سازی نیروگاه خورشیدی

شبیه‌سازی نیروگاه در نرم‌افزار PVsyst انجام شده است (PVsyst, 2020). این نرم‌افزار قابلیت شبیه‌سازی نیروگاه‌های خورشیدی را برای هر موقعیت جغرافیایی دارد. ابتدا مختصات موقعیت جغرافیایی به نرم‌افزار وارد می‌شود. موقعیت انتخاب شده، مختصات ۳۵ درجه و ۴۴ دقیقه‌ی عرض شمالی و ۵۱ درجه و ۳۴ دقیقه‌ی طول شرقی که مربوط به دانشکده‌ی انرژی‌های تجدیدپذیر در پردیس عباسپور دانشگاه شهید بهشتی است. مشخصات فنی جهت شبیه‌سازی نیروگاه خورشیدی در جدول (۱) نشان داده شده است. جزئیات مراحل شبیه‌سازی با نرم‌افزار در محدوده‌ی این مقاله نیست و برای مطالعه در این خصوص به (PVsyst, 2020) می‌توان رجوع کرد.

جدول (۱): مشخصات فنی نیروگاه ۱۰ مگاواتی خورشیدی متصل به شبکه

پارامتر	مقدار
زاویه قرارگیری پنل‌های خورشیدی	۳۵°
زاویه خط الراس	0°
نوع پنل‌های خورشیدی	Monocrystalline silicon
تعداد ماژول‌ها	۳۷۷۴۳
ظرفیت اسمی پانل	۲۶۵Wp
تعداد ماژول در هر ردیف	۲۳
تعداد ردیف‌های موازی	۱۶۴۱
ظرفیت اینورتر	۶۰kW ac
تعداد اینورترها	۱۶۴ دستگاه
ظرفیت اینورترهای نصب شده	۹۸۴۰kWac

۴- عدم قطعیت تخمین تولید نیروگاه خورشیدی

در شبیه‌سازی نیروگاه از داده‌های ماهواره‌ای پیش‌فرض نرم‌افزار که مربوط به ناسا می‌باشد استفاده شده است. عدم قطعیتی که برای این داده‌ها لحاظ می‌گردد در جدول (۲) ذکر شده است. علاوه بر داده‌های تابش خورشیدی (پارامتر UC_1)، ۸ پارامتر دیگر که در تغییرات انرژی خروجی نیروگاه مؤثر هستند برای موقعیت جغرافیایی انتخاب شده شناسایی شده است(Jadidi et al., 2020) . پارامتر UC_2 مربوط به عدم قطعیت مقدار زوال سالیانه‌ی پنل‌های خورشیدی می‌باشد. به‌دلیل خاصیت فتوولتاییک، عملکرد پنل‌ها هر سال به میزان خاصی بسته به نوع پنل کاهش می‌یابد. به این مقدار در اصطلاح نرخ زوال[۱۴] گفته می‌شود. جزئیات علت این پدیده از حوصله‌ی این مقاله خارج است هر چند علاقه‌مندان می‌توانند جهت مطالعه بیشتر به (Payeras, 2015) مراجعه کنند. در مطالعه‌ای در سال ۲۰۰۰ میزان این نرخ به طور متوسط ۰/۸٪ در هر سال تعیین شده است که برای پنل‌های سیلیکون کریستالی[۱۵] در حدود ۰/۸ تا ۰/۹ درصد و برای پنل‌های آمورف میکروکریستالین[۱۶] درحدود ۲/۲٪ در هر سال است (Allouhi et al., 2019). بنابراین مطابق مفروضات تکنیکی نیروگاه که در جدول (۲) ذکر شد، در این مقاله نرخ زوال پنل ها ۰/۹٪ در هر سال در نظر گرفته می‌شود و مدلسازی مالی نیروگاه با استفاده از این نرخ انجام می‌شود.

پارامتر UC_7 و UC_8 مربوط به عدم قطعیت میزان تخمینی برف و گرد و خاک بر روی پنل‌ها می‌باشد. گرد و خاک و برف بر روی پنل‌های خورشیدی یکی از عوامل مهم و تأثیرگذار در کاهش میزان تولید نیروگاه هستند که یکی از بخش‌های مهم قراردادهای نگهداری و تعمیر نیروگاه خورشیدی مربوط به تمیز کردن دوره‌ای پنل‌ها است (Gholami, Khazaee, Eslami, Zandi, & Akrami, 2018). برای مطالعه‌ی بیشتر در خصوص مقادیر دیگر عدم قطعیت که در جدول (۲) ذکر شده است به (Pacudan, 2016b; Stoffel, 2013; Thevenard, Driesse, Pelland, Turcotte, & Poissant, 2010; Thevenard & Pelland, 2013) رجوع شود.

با توجه به اینکه عدم قطعیت‌های ذکر شده از یکدیگر مستقل فرض می‌شوند و مطابق پیشنهاد ارائه شده در (Thevenard & Pelland, 2013) عدم قطعیت کلی از فرمول (۴) محاسبه و بر انرژی خروجی نیروگاه خورشیدی اعمال می‌شود. استفاده از این فرمول به جای استفاده از روش ساده میانگین‌گیری موجب می‌شود تخمین آماری دقیق‌تری برای شبیه‌سازی انرژی خروجی نیروگاه به دست آید. برای مطالعه‌ی بیشتر به (Thevenard & Pelland, 2013) رجوع شود.

$$\mathrm{TUC} = \sqrt{\sum_{i=1}^{9} \mathrm{UC}_i^2}, \qquad (۴)$$

در فرمول (۴) TUC عدم قطعیت کل و UC_i عدم قطعیت شناسایی شده‌ی iام در جدول (۲) است. عدم قطعیت کل با استفاده از فرمول

[13] Net present value for equity holders

[14] Degradation rate
[15] Crystalline silicone
[16] Amorphous microcrystalline

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

(۴) مقدار ۱۶/۳۴٪ محاسبه می‌شود و به این معنی است که میزان به دست آمده از نرم افزار به عنوان انرژی خروجی، با ۱۶/۳۴٪ تلورانس برای برآوردهای مالی پروژه می‌بایست لحاظ شود.

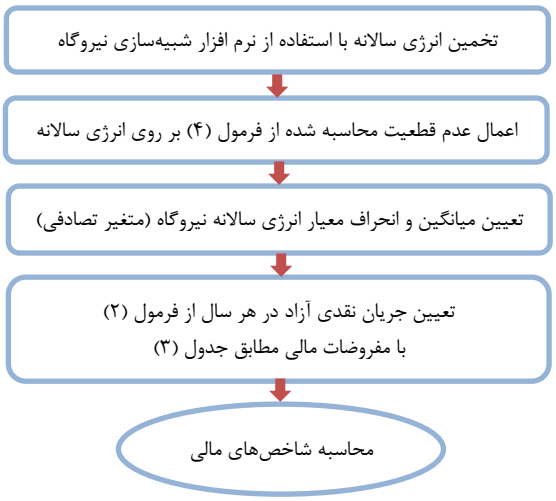
جدول (۲): عدم قطعیت انرژی خروجی نیروگاه تحت تاثیر پارامترهای مختلف

	مقدار(٪)	پارامتر	مرجع
UC_1	۱۳/۹۴	اندازه‌گیری تابش خورشیدی	(Stackhouse & Whitlock, 2009)
UC_2	۰/۵۵*	زوال سالیانه پنل‌ها	(Jadidi et al., 2020; Thevenard & Pelland, 2013)
UC_3	۵	تغییرات تابش در یک سال	(Jadidi et al., 2020; Thevenard & Pelland, 2013)
UC_4	۰/۵	تغییرات محیطی	(Jadidi et al., 2020; Thevenard & Pelland, 2013)
UC_5	۲*	دوره‌ی پایش داده‌های خورشیدی	(Pacudan, 2016b)
UC_6	۱/۲۵*	تبدیل داده‌های تابش به ماژول های مورب	(Pacudan, 2016b)
UC_7	۱/۵*	کاهش خروجی ناشی از برف	(Jadidi et al., 2020; Thevenard & Pelland, 2013)
UC_8	۴	کاهش خروجی ناشی از گرد و خاک	(Jadidi et al., 2020; Thevenard & Pelland, 2013)
UC_9	۴	کاهش‌های ناشی از شبیه‌سازی انرژی در نرم‌افزار	(Jadidi et al., 2020; Thevenard & Pelland, 2013)
TUC	۱۶/۳۴	جمع کل عدم قطعیت	

*میانگین بازه‌ی عدم قطعیت ذکرشده در مرجع لحاظ شده است

۵- مدلسازی مالی نیروگاه خورشیدی

در این بخش جریان نقدی نیروگاه مدلسازی می‌شود. برای مدلسازی مالی مفروضاتی مورد نیاز است. در این مقاله مفروضات مالی مطابق جدول (۳) برای مدلسازی مالی نیروگاه خورشیدی فرض می‌شود. مطابق این جدول هزینه‌ی احداث یک نیروگاه خورشیدی در حال حاضر ۱۲۰۰ دلار به ازای هر کیلووات فرض می‌شود. این رقم در کشورهای مختلف و طی سال‌های اخیر متغیر بوده است. برای مشاهده‌ی تغییرات میزان سرمایه‌گذاری پروژه‌های خورشیدی طی سالهای مختلف و در کشورهای مختلف به (Capital, 2020; IRENA, 2019) مراجعه شود. نسبت اهرمی پایه، ۰/۷ فرض می‌شود. به این معنی که ۷۰٪ هزینه‌ی مورد نیاز جهت احداث نیروگاه توسط شرکت پروژه استقراض شود و ۳۰٪ به صورت سهم توسط حامیان پروژه تأمین گردد. طول دوره‌ی عمر وام به علاوه‌ی یک سال تنفس، ۱۱ سال در نظر گرفته شده است و طول عمر بهره‌برداری از نیروگاه ۲۰ سال فرض می‌گردد. مفروضات دیگر جهت مدلسازی مالی در جدول (۳) نشان داده شده است. قاعدتاً تغییر این مفروضات در نتیجه‌ی نهایی نیز تغییر ایجاد می‌کند ولی روشی که برای تعیین میزان اهرم مالی در این مقاله استفاده شده است، تفاوتی نخواهد داشت. با هر مفروضات مالی دیگری می‌توان نتایج را مجددا مورد بررسی قرار داد. در شکل (۲) فلوچارت مربوط به مدلسازی مالی و متغیرهای تصادفی ارائه شده است.



شکل (۲): فلوچارت شبیه سازی

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

جدول (۳): مفروضات مالی جهت مدلسازی جریان نقدی پروژه نیروگاه خورشیدی ۱۰ مگاواتی متصل به شبکه(Jadidi et al., 2020)

پارامتر	مقدار
هزینه‌ی سرمایه‌ای	۱۲۰۰$ / kW
هزینه‌ی بهره‌برداری(٪۱ هزینه سرمایه‌ای)	۱۲$ / kW / سال
نسبت اهرمی(نسبت پایه)	۰/۷
نرخ بازگشت سرمایه‌ی قرض‌دهندگان	٪۱۲
نرخ بازگشت سرمایه‌ی سهامداران	٪۱۵
دوره‌ی تنفس	۱ سال
طول عمر پروژه	۲۵ سال
دوره‌ی وام شامل دوره‌ی تنفس	۱۳ سال
نرخ مالیات شرکتی	٪۲۲
مدت ساخت پروژه	۱ سال
قیمت خرید تضمینی برق	۰/۲۲$ / KWh

۶- تجزیه و تحلیل داده‌ها

با استفاده از مدلسازی انجام شده و ۱۰۰۰۰ تکرار با تغییر متغیرهای تصادفی توزیع شاخص مالی DSCR با استفاده از روش برآورد حداکثر درست‌نمایی[17] یا همان MLE تخمین زده می‌شود. روش MLE روشی است که بوسیله آن می‌توان پارامترهای توزیع مناسبی که می‌توان به یک سری داده برازش داد به دست آورد (Ang & Tang, 2007; Jadidi et al., 2020). برازش انجام شده به داده‌ها توسط آزمون نیکویی برازش[18] انجام می‌گردد (Ang & Tang, 2007). در این مقاله مانند رویکرد (Frédéric Blanc-Brude & Hasan, 2016; Frédéric Blanc-Brude, Hasan, & Whittaker, 2018) به داده‌های تولید شده برای DSCR توزیع نرمال برازش داده شده است. نتیجه‌ی آزمون نیکویی برازش برای تمامی برازش‌های انجام شده با سطح اطمینان ٪۵ در تمام سال‌های اخذ وام قابل قبول بوده است. در جدول (۴) پارامترهای توزیع نرمال تخمین زده شده در هر سال از اخذ وام برای شاخص DSCR نشان داده شده است. در شکل (۳) توزیع شاخص DSCR برای هر سال نشان داده‌شده است. مطابق تعریف توزیع نرمال، احتمال نکول شرکت پروژه در هر سال از فرمول (۵) قابل محاسبه است:

$$PD_t = \Pr(DSCR_t \le x) = \Phi(\frac{x-\mu_t}{\sigma_t}) \quad (۵)$$

در فرمول (۵) $DSCR_t$ نسبت پوشش بازپرداخت بدهی برای سال t است. $\Phi(.)$ توزیع تجمعی نرمال استاندارد، μ_t و σ_t به ترتیب میانگین و انحراف معیار توزیع تخمینی در سال t است. x معیار لحاظ شده مطابق با قرارداد وام یا مقداری که شرکت رتبه‌بندی برای شرکت پروژه در نظر گرفته، می‌باشد که در این مقاله برای نکول فنی ۱/۳ و برای نکول قطعی ۱ فرض شده است.

همانطور که در جدول (۴) و شکل (۳) مشخص است مقدار میانگین شاخص DSCR در سال‌های پایانی اخذ وام کاهش پیدا می‌کند. این کاهش به علت پدیده‌ی زوال پنل‌های خورشیدی می‌باشد که قبلاً به آن اشاره شد. میزان انحراف معیار توزیع، مطابق اعداد جدول (۴) در طول عمر وام پروژه تقریبا یکسان است. احتمال نکول فنی در سال آخر پرداخت وام ۳۹/۸ درصد و احتمال نکول قطعی ۶/۲ درصد است. برای توزیع $DSCR_{avg}$ احتمال نکول فنی ۱۰/۹درصد و احتمال نکول قطعی ۰/۹ درصد است. بنابراین وضعیت پایداری مالی پروژه با مفروضات مالی جدول (۳) وضعیت مناسبی بود و احتمال اینکه شرکت پروژه نتواند بازپرداخت اقساط وام خود را انجام دهد و به اصطلاح در آستانه‌ی ورشکستگی یا همان نکول قطعی قرار گیرد به طور میانگین کمتر از ۱ درصد است.

۷- آنالیز حساسیت نسبت به اهرم مالی

در این قسمت امکان استفاده از اهرم‌های پایین‌تر و بالاتر از حالت پایه (٪۷۰) با استفاده از آنالیز حساسیت بررسی می‌شود. جهت تحلیل این موضوع لازم است فرضی در خصوص میزان تغییر نرخ بازگشت سرمایه‌ی قرض‌دهندگان در اهرم‌های مالی متفاوت صورت گیرد. مطابق پژوهش انجام شده میزان این نرخ در اهرم‌های مالی مختلف متغیر است (Egli, Steffen, & Schmidt, 2018). بر این اساس در این مقاله فرض می‌گردد به ازای هر ٪۱۰ افزایش اهرم مالی، ۱۰۰ نقطه پایه (یا ٪۱) به میزان این نرخ اضافه می‌شود. جهت مدلسازی، دو شاخص کاربردی از دید قرض‌دهنده و قرض‌گیرنده مورد ارزیابی قرار گرفته است. شاخص مربوط به قرض‌دهنده همان شاخص DSCR و شاخص مربوط به قرض‌گیرنده (شرکت پروژه) شاخص سودآوری (PI) که قبلا به آن اشاره شد. در شکل (۴) نتیجه آنالیز حساسیت نشان داده شده است. مطابق این شکل $VaR_{10\%}$ و $CVaR_{10\%}$ برای توزیع نسبت پوشش بازپرداخت بدهی برای هر اهرم مالی محاسبه شده است. علاوه بر این، میزان ارزش مورد انتظار شاخص سودآوری شرکت پروژه

[17] Maximum Likelihood Estimation
[18] Goodness of fit test

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

در اهرم‌های مالی مختلف تعیین شده است. مطابق شکل (۴) با توجه به اینکه در اهرم‌های مالی ۵۰ تا ۸۵ درصد مقادیر VaR و CVaR هر دو بیشتر از یک هستند، خط قرمز در شکل (۴)، نکول قطعی با سطح اطمینان ۹۰٪ رخ نخواهد داد. اما در صورت استفاده از قرض به میزان بالاتر از ۸۵ درصد سرمایه پروژه، احتمال نکول قطعی وجود دارد. مطابق شکل (۴) در اهرم مالی ۷۰٪ و کمتر از آن با توجه به اینکه مقدار ارزش در معرض خطر بیشتر از ۱/۳ است، می‌توان با سطح اطمینان ۹۰٪ گفت که نکول فنی رخ نمی‌دهد. ولی برای اهرم‌های بالاتر موضوع متفاوت است. در اهرم‌های مالی ۷۵٪ تا ۹۵٪ احتمال نکول فنی با سطح اطمینان ۹۰٪ وجود خواهد داشت. بنابراین لازم است آمادگی لازم برای جبران احتمال وقوع نکول فنی برای طرفین قرارداد تأمین مالی وجود داشته باشد.

مطابق شکل (۴) در نقطه‌ی مقابل یعنی از دید شرکت پروژه، ارزش مورد انتظار شاخص سودآوری مورد بررسی قرار می‌گیرد. بر اساس تحلیل حساسیت انجام شده، در صورت افزایش اهرم مالی از حالت پایه ٪۷۰ به اهرم مالی ۷۵٪ و ۸۰٪ میزان مورد انتظار PI از مقدار ۴/۷۷ به ۵/۲۲ و ۶/۰ به ترتیب افزایش خواهد یافت. این مقادیر نشان دهنده‌ی افزایش سود شرکت پروژه در صورت استفاده از اهرم‌های مالی بالاتر است. هر چند طبق آنالیز حساسیت انجام شده، امکان استفاده از اهرم مالی تا ۸۵٪، برای شرکت پروژه وجود دارد ولی معمولا مطابق قرارداد روش تأمین مالی و توافقی که بین قرض‌گیرنده و قرض‌دهنده صورت می‌گیرد رتبه‌ی اعتباری شرکت پروژه نیز در طول عمر وام نمی‌بایست کاهش پیدا کند. بنابراین شرکت پروژه تنها تا میزان اهرم مالی ۷۵٪ می‌تواند بدون تغییر در رتبه‌ی اعتباری خود از وام استفاده کند. برای اهرم‌های بالاتر نیاز به مذاکره با قرض‌دهنده و در صورت نیاز استفاده از مکانیزم‌های افزایش اعتبار خواهد بود که موضوع بحث این مقاله نیست. بر اساس شکل (۴) اهرم‌های مالی کمتر از ۵۰٪ نیز قابل استفاده است. هر چقدر میزان اهرم مالی کاهش یابد میزان اطمینان قرض‌دهنده از توانایی بازپرداخت اقساط توسط شرکت پروژه افزایش خواهد یافت. به عنوان مثال در اهرم مالی ۵۰٪ قرض‌دهنده با سطح اطمینان ۹۰٪ میزان نسبت پوشش بازپرداخت بدهی به صورت میانگین ۲/۰۸ خواهد بود که در شکل (۴) به صورت خط‌چین نشان داده شده است. با افزایش اهرم مالی تا ۷۰٪ این میزان به ۱/۳۲ کاهش خواهد یافت ولی همچنان قرض‌دهنده با سطح اطمینان ۹۰٪ وام را به شرکت پروژه پرداخت خواهد کرد چرا که حتی در صورت عبور از حد ارزش در معرض خطر در اهرم مالی ۷۰٪ ($VaR_{10\%}$=1.4) همچنان میزان میانگین نسبت پوشش بازپرداخت بدهی ۳۲ درصد بالاتر از حد نکول قطعی خواهد بود ($CVaR_{10\%}$ = 1.32).

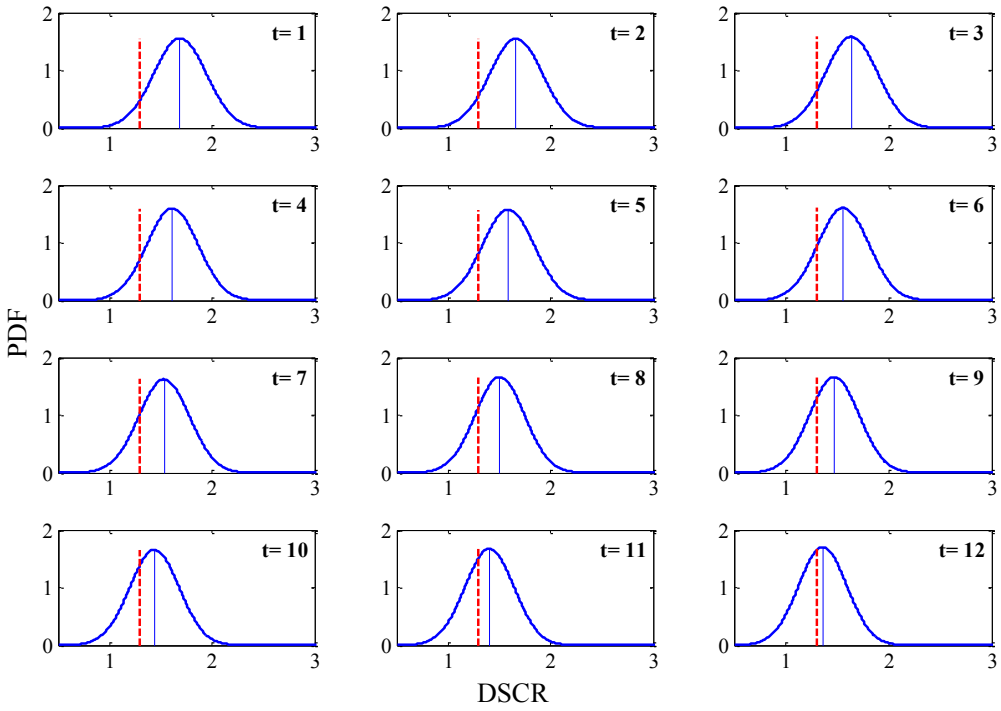
در اهرم‌های مالی پایین‌تر، شرکت پروژه سود کمتری خواهد داشت. طوری که ارزش مورد انتظار شاخص سودآوری در اهرم مالی ۵۰٪ برای شرکت پروژه ۳/۸۶ و در اهرم مالی ۷۰٪ مقدار ۴/۷۷ است.

جدول (۴): تخمین پارامترهای توزیع نرمال شاخص DSCR

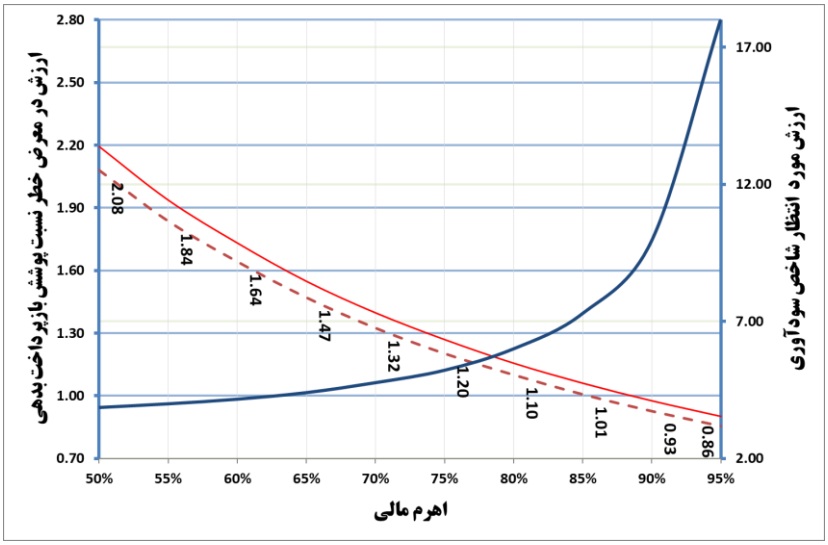
سال	میانگین	انحراف معیار	آزمون نیکویی برازش (سطح اطمینان ۵ درصد)	احتمال نکول فنی	احتمال نکول قطعی
1	1.69	0.26	قابل قبول	6.5%	0.4%
2	1.66	0.26	قابل قبول	7.8%	0.5%
3	1.64	0.25	قابل قبول	8.9%	0.6%
4	1.61	0.25	قابل قبول	10.4%	0.7%
5	1.59	0.25	قابل قبول	12.8%	1.0%
6	1.56	0.25	قابل قبول	14.7%	1.2%
7	1.53	0.25	قابل قبول	17.1%	1.5%
8	1.50	0.24	قابل قبول	19.7%	1.8%
9	1.47	0.24	قابل قبول	23.5%	2.4%
10	1.44	0.24	قابل قبول	28.2%	3.4%
11	1.40	0.24	قابل قبول	33.1%	4.5%
12	1.36	0.23	قابل قبول	39.8%	6.2%
$DSCR_{avg}$	1.62	0.26	قابل قبول	10.9%	0.9%

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]



شکل (۳): تابع توزیع احتمال (PDF) نسبت پوشش بازپرداخت بدهی (DSCR) در طول عمر وام. خط‌چین نشان دهنده‌ی میزان آستانه‌ی تعیین شده توسط شرکت رتبه‌بندی می‌باشد. خط عمودی نشان‌دهنده‌ی میانگین توزیع است.



شکل (۴): تحلیل حساسیت شاخص سودآوری شرکت پروژه (خط آبی)، ارزش در معرض خطر($VaR_{10\%}$ خط قرمز)، و ارزش در معرض خطر شرطی($CVaR_{10\%}$ خط چین) نسبت به اهرم مالی

۸- نتیجه‌گیری و پیشنهاد پژوهش‌های آتی

در روش تأمین مالی پروژه‌ای، موفقیت پروژه به جریان‌های نقدی آتی وابسته است. از این رو عدم قطعیت‌های تاثیرگذار بر روی جریان نقدی باید شناسایی و اثر آن در مدت استفاده از وام لحاظ گردد. همانطور که در بخش‌های قبل اشاره شد این مطالعه روشی را جهت اطمینان سرمایه‌گذار به جریان نقدی مورد انتظار در پروژه‌های نیروگاه خورشیدی ارائه می‌کند. در این روش، عدم قطعیت‌هایی که بر انرژی تولیدی نیروگاه تأثیرگذار است شناسایی، محاسبه و اعمال شد و انرژی تولیدی نیروگاه به عنوان یک متغیر تصادفی مشخص شد. یکی از مهمترین شاخص‌های مالی از دید قرض‌دهنده (DSCR) در روش تأمین مالی پروژه‌ای با استفاده از مدلسازی تصادفی جریان نقدی تخمین زده شده و در نهایت از طریق آنالیز حساسیت نسبت به اهرم-

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

های مالی متفاوت، امکان استفاده از اهرم‌های بالاتر در حالت عدم وقوع نکول برای شرکت پروژه بررسی شد.

در این مقاله با مفروضات فنی جدول (۱)، یک نیروگاه خورشیدی در موقعیت دانشکده‌ی انرژی‌های تجدیدپذیر در پردیس عباسپور دانشگاه شهید بهشتی توسط نرم‌افزار PVsyst شبیه‌سازی و خروجی نیروگاه به دست آمد. سپس مطابق مفروضات مالی جدول (۳)، و عدم قطعیت-های شناسایی شده مؤثر بر جریان نقدی نیروگاه در جدول (۲)، جریان نقدی به صورت تصادفی مدلسازی شد. با استفاده از برازش به داده‌های تولید شده در مدلسازی، توزیع احتمالی شاخص DSCR در هر سال از طول عمر وام تخمین زده شد. با استفاده از توزیع به دست آمده برای هر سال، مطابق شکل (۳)، میزان احتمال نکول در هر سال از طول عمر استفاده از وام مشخص شد. علاوه بر این، امکان افزایش یا کاهش اهرم مالی با استفاده از آنالیز حساسیت مورد بررسی قرار گرفت. در هر اهرم مالی میزان شاخص سودآوری پروژه (PI) از دید شرکت پروژه به عنوان قرض گیرنده و شاخص DSCR از دید قرض‌دهنده تعیین شد تا مشخص شود با تغییر میزان اهرم مالی سود شرکت پروژه و سطح اطمینان اعتباردهنده چه تغییری خواهد داشت.

مطابق مدلسازی و تحلیل‌های صورت‌گرفته می‌توان نتیجه گرفت امکان استفاده از اهرم مالی از ۵۰٪ تا ۸۵٪ برای شرکت پروژه وجود خواهد داشت. تا اهرم مالی ۷۰٪، جریان نقدی آتی نیروگاه خورشیدی نه تنها برای بازپرداخت وام کافی خواهد بود بلکه همواره با سطح اطمینان ۹۰ درصد به میزان ۳۰٪ از میزان اقساط وام بیشتر خواهد بود ($VaR_{10\%} > 1.3$). این حالت برای قرض‌دهنده مطلوب خواهد بود بنابراین قرض‌دهنده تا اهرم مالی ۷۰٪ می‌تواند با قابلیت اطمینان بالا در این قرارداد تأمین مالی مشارکت داشته باشد. از اهرم مالی ۷۵ تا ۸۵ درصد نیز امکان بازپرداخت اقساط وجود دارد ولی قرض‌دهنده در این اهرم های مالی احتیاط بیشتری برای وام‌دهی به شرکت پروژه خواهد داشت چون در این بازه $1<VaR_{10\%}<1.3$ بوده و $CVaR_{10\%}>1$ است. این حدود به این معنا است که با سطح اطمینان ۹۰٪ شرکت پروژه دچار نکول قطعی نخواهد شد و می‌تواند بازپرداخت اقساط وام را به قرض‌دهنده داشته باشد با این تفاوت که در محدوده‌ی نکول فنی قرار دارد ($VaR_{10\%}<1.3$) و برای اطمینان به قرض‌دهنده می‌بایست ساز و کار جدیدی بین دو طرف هنگام عقد قرارداد تأمین مالی (در صورت انتخاب اهرم مالی ۷۵ تا ۸۵ درصد) تعریف شود.

این مقاله دارای محدودیت هایی در زمینه‌ی پژوهشی می‌باشد که برای پژوهش‌های آتی در این حوزه می‌توان به آنها پرداخت. اول اینکه نتایج این پژوهش مستخرج از مدلسازی نیروگاه با مفروضات فنی و مالی خاصی بوده و قابل بسط به تمام پروژه‌های تولید برق خورشیدی نمی-باشد. هر چند متدولوژی ارائه شده در این مقاله برای تعیین عدم قطعیت‌های موثر بر انرژی خروجی نیروگاه و محاسبه‌ی احتمال نکول شرکت پروژه و تعیین میزان اهرم مالی مناسب در روش تأمین مالی پروژه‌ای در تمام پروژه‌های تولید برق خورشیدی قابل استفاده می‌باشد.

محدودیت پژوهشی دیگر این مقاله قیمت خرید تضمینی برق خورشیدی است که یک مقدار ثابت فرض شده است. این مقدار مطابق قرارداد خرید تضمینی برق در هر سال می‌تواند تعدیل شود. بنابراین به عنوان پیشنهاد در پژوهش های آتی می‌توان با تغییر این پارامتر و فرض قیمت خرید برق به عنوان یک متغیر تصادفی مدلسازی مالی دقیق‌تری برای نیروگاه‌های خورشیدی انجام داد.

مراجع

Allouhi, A., Saadani, R., Buker, M., Kousksou, T., Jamil, A., & Rahmoune, M. (2019). Energetic, economic and environmental (3E) analyses and LCOE estimation of three technologies of PV grid-connected systems under different climates. *Solar Energy*, *178*, 25-36.

Ang, A. H.-S., & Tang, W. H. (2007). *Probability concepts in engineering: emphasis on applications in civil & environmental engineering* (Vol. 1): Wiley New York.

Blanc-Brude, F. (2013). Towards Efficient Benchmarks for Infrastructure Equity Investments. A review of the literature on infrastructure equity investment and directions for future research. *EDHEC-RISK Institute, janvier*.

Blanc-Brude, F., & Hasan, M. (2016). A Structural Model of Credit Risk for Illiquid Debt. *The Journal of Fixed Income, 26*(1), 6-19.

Blanc-Brude, F., Hasan, M., & Whittaker, T. (2018). Calibrating credit risk dynamics in private infrastructure debt. *The Journal of Fixed Income, 27*(4), 54-71.

Borgonovo, E., & Gatti, S. (2013). Risk analysis with contractual default. Does covenant breach matter? *European Journal of Operational Research, 230*(2), 431-443.

Capital, L. (2020). LAZARD's Levelized Cost of Energy Analysis Version 12.0 https://www. lazard. com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal. pdf. *Accessed 7th May*.

DBRS. (2018). *Rating Solar Power Projects*. Retrieved from http://www.dbrs.com

Donovan, C. W. (2015). *Renewable energy finance: powering the future*: World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd.

Egli, F., Steffen, B., & Schmidt, T. S. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies. *Nature Energy, 3*(12), 1084-1092.

Garcia-Bernabeu, A., VITORIA, F. M., & Verdú, F. M. (2015). *Project finance recent applications and future trends: the state of the art.* Paper presented at the International Journal of Business and Economics.

Gatti, S. (2013). *Project finance in theory and practice: designing, structuring, and financing private and public projects*: Academic Press.

Gatti, S., Rigamonti, A., Saita, F., & Senati, M. (2007). Measuring Value-at-Risk in Project Finance Transactions. *European Financial Management, 13*(1), 135-158.

Gholami, A., Khazaee, I., Eslami, S., Zandi, M., & Akrami, E. (2018). Experimental investigation of dust deposition effects on photo-voltaic output performance. *Solar Energy, 159*, 346-352.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]

IRENA. (2019). Renewable power generation costs in 2018. *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, UAE*.

Jadidi, H., Firouzi, A., Rastegar, M. A., & Zandi, M. (2020). Bayesian updating of solar resource data for risk mitigation in project finance. *Solar Energy, 207*, 1390-1403.

Kleissl, J. (2013). *Solar energy forecasting and resource assessment*: Academic Press.

Litjens, G., Worrell, E., & Van Sark, W. (2018). Economic benefits of combining self-consumption enhancement with frequency restoration reserves provision by photovoltaic-battery systems. *Applied Energy, 223*, 172-187.

Mora, E. B., Spelling, J., van der Weijde, A. H., & Pavageau, E.-M. (2019). The effects of mean wind speed uncertainty on project finance debt sizing for offshore wind farms. *Applied Energy, 252*, 113419.

Pacudan, R. (2016a). Financing Solar PV Projects: Energy Production Risk Reduction and Debt Capacity Improvement. *Chapters*, 297-320.

Pacudan, R. (2016b). Implications of applying solar industry best practice resource estimation on project financing. *Energy Policy, 95*, 489-497.

Payeras, J. (2015). Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. In *A Project Developer's Guide*.

Polo, J., Fernández-Peruchena, C., Salamalikis, V., Mazorra-Aguiar, L., Turpin, M., Martín-Pomares, L., . . . Remund, J. (2020). Benchmarking on improvement and site-adaptation techniques for modeled solar radiation datasets. *Solar Energy, 201*, 469-479.

Polo, J., Wilbert, S., Ruiz-Arias, J. A., Meyer, R., Gueymard, C., Suri, M., . . . Grant, I. (2016). Preliminary survey on site-adaptation techniques for satellite-derived and reanalysis solar radiation datasets. *Solar Energy, 132*, 25-37.

Polzin, F., Egli, F., Steffen, B., & Schmidt, T. S. (2019). How do policies mobilize private finance for renewable energy?—A systematic review with an investor perspective. *Applied Energy, 236*, 1249-1268.

PVsyst. (2020). PVsyst. Retrieved from http://www.pvsyst.com

Stackhouse, P., & Whitlock, C. (2009). Surface meteorology and solar energy (SSE) release 6.0 Methodology, NASA SSE 6.0. *Earth Science Enterprise Program, National Aeronautic and Space Administration (NASA), Langley, 7*(3), 291-313.

Steffen, B. (2018). The importance of project finance for renewable energy projects. *Energy Economics, 69*, 280-294.

Stoffel, T. (2013). *A review of measured/modeled solar resource uncertainty*. Paper presented at the Sandia PV Performance Modeling Workshop Getting to PV Performance Model Input Uncertainty Measurements.

Thevenard, D., Driesse, A., Pelland, S., Turcotte, D., & Poissant, Y. (2010). *Uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions*: Natural Resources Canada Ottawa, ON, Canada.

Thevenard, D., & Pelland, S. (2013). Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy, 91*, 432-445.

Weber, B., Alfen, H. W., & Staub-Bisang, M. (2016). *Infrastructure as an asset class: investment strategy, sustainability, project finance and PPP*: John wiley & sons.

Yang, D. (2020). Ensemble model output statistics as a probabilistic site-adaptation tool for satellite-derived and reanalysis solar irradiance. *Journal of Renewable and Sustainable Energy, 12*(1), 016102.

Ye, L.-C., Rodrigues, J. F., & Lin, H. X. (2017). Analysis of feed-in tariff policies for solar photovoltaic in China 2011–2016. *Applied Energy, 203*, 496-505.

Yun, S., Han, S. H., Kim, H., & Ock, J. H. (2009). Capital structure optimization for build–operate–transfer (BOT) projects using a stochastic and multi-objective approach. *Canadian Journal of Civil Engineering, 36*(5), 777-790.

گاتی، ا، (۱۳۹۷). **تأمین مالی پروژه ای در تئوری و عمل**، ترجمه‌ی فیروزی، ا، انتشارات فرهنگ صبا.

مورالس،خ، مادسن، ه، پینسون، پ، زوگنو، م، (۱۳۹۵). **مشارکت منابع تجدیدپذیر در بازار برق**، ترجمه‌ی الهیاری، آ، موسسه انتشارات علمی دانشگاه صنعتی شریف.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-06]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1401.11.2.5.9]