فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال شانزدهم / شماره ۶۷/ زمستان ۱۳۹۹/ صفحات ۳۲-۱

ارائه یک مدل غیر خطی برای حداکثرسازی سود نیروگاه‌های برقابی در بلندمدت

آرش جمال منش
دانشجوی دکتری اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد، jamalmanesh@gmail.com

احمد سیفی[۱]
دانشیار گروه اقتصاد، دانشکده علوم اداری و اقتصادی، دانشگاه فردوسی مشهد، spring05@um.ac.ir

مهدی خداپرست مشهدی
دانشیار گروه اقتصاد، دانشکده علوم اداری و اقتصادی، دانشگاه فردوسی مشهد، m_khodaparast@um.ac.ir

محمدعلی فلاحی
استاد گروه اقتصاد، دانشکده علوم اداری و اقتصادی، دانشگاه فردوسی مشهد، falahi@um.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۲/۱۲ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۹/۰۳

چکیده

مسأله حداکثرسازی سود نیروگاه‌های برقابی در حقیقت شامل برنامه‌ریزی همزمان بهره‌برداری بهینه از منابع آب و مشارکت در بازار برق در بلندمدت است. هدف از این تحقیق ارائه روشی برای بهینه‌سازی تولید بلندمدت یک سیستم متشکل از چند نیروگاه برقابی زنجیره‌ای است. این تحقیق بر روی حوض آبریز کارون در استان خوزستان و نیروگاه‌های آبی زنجیره‌ای کارون ۳، کارون ۱ و مسجدسلیمان انجام شده است. در این مقاله داده‌های ماهانه برای سال‌های ۱۳۹۴-۱۳۸۴ و مدل‌های سری زمانی برای پیش‌بینی متغیرها استفاده شد. سپس با استفاده از این متغیرها یک مدل غیرخطی حداکثرسازی سود با استفاده از نرم افزار گمز اجرا شده است. این حداکثرسازی سود با در نظر گرفتن درآمد از بازارهای انرژی، رزرو، خدمات جانبی و کنترل فرکانس و همچنین با مطالعه هزینه‌های تولید مانند هزینه‌های تعمیر، نگهداری و جریمه انجام شده است. با بهینه‌سازی مدل سودآوری، مقادیر بهینه ذخیره و رهاسازی آب از مخازن سدها به‌منظور دستیابی به حداکثر سود نیروگاه‌های برقابی با رعایت قیود فنی و اقتصادی، برای ۲۴ ماه به دست آمده است. نتایج نشان می‌دهد با استفاده از روش‌های بهینه‌سازی می‌توان سود بیش‌تری را نسبت به وضعیت فعلی نیروگاه‌ها به‌دست آورد.

طبقه‌بندی JEL : C61, Q49, R38

کلید واژه‌ها: انرژی، سودآوری، بهره‌برداری بلندمدت، بهینه‌سازی، برنامه‌ریزی غیرخطی

---

۱. نویسنده مسئول

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

۱- مقدمه

بازار برق ایران از سال ۱۳۸۲ در حال تغییر ساختار از انحصاری به رقابتی است. خصوصی‌سازی در بازار برق ایران، ضرورت توجه به سودآوری نیروگاه‌های تولید برق و حرکت به سمت رقابت را جایگزین انحصار دولتی کرده است (لطفعلی پور و همکاران، ۱۳۹۲). تجدید ساختار بازار برق، تولید و توزیع برق را دستخوش تغییر نموده و موجب افزایش ریسک تولیدکنندگان شده است (منظور و عسکری آزاد، ۱۳۸۷). با افزایش نااطمینانی‌ها در قیمت بازار، رفتار بازیگران و دسترسی به اطلاعات و درنتیجه افزایش ریسک، برنامه‌ریزی برای شرکت در بازار برق برای نیروگاه‌های برقابی را پیچیده‌تر نموده است (مصلح شیرازی و همکاران، ۱۳۹۲). برنامه‌ریزی تولید انرژی به‌عنوان یک مسأله تصمیم‌گیری اقتصادی با در نظر گرفتن قیود مختلف با کمترین هزینه و بالاترین سطح از قابلیت اطمینان و رفاه اجتماعی[1] مطرح است. در حالی که اکثر کشورهای جهان به‌سوی تولید انرژی پاک با جایگزین کردن سوخت‌های فسیلی با فن‌آوری جدید روی آورده‌اند، ایران با تکیه بر منابع نفتی و گازی توجه چندانی به تغییر الگوی تأمین نیازهای انرژی خود نشان نداده است (رنجبری و همکاران، ۱۳۹۹). تولید انرژی برقابی در مقابل برق حرارتی، می‌تواند باعث کاهش آلودگی زیست‌محیطی شود و ایران ظرفیت بالایی در بهره‌برداری از این نوع انرژی دارد (شرزه‌ای و همکاران، ۱۳۹۳). توجه به تولید انرژی برقابی، کمک به بهره‌وری و سودآور نمودن این صنعت می‌تواند گامی در جهت تأمین انرژی از منابع پاک باشد.

رودخانه کارون یکی از طولانی‌ترین (حدود ۹۵۰ کیلومتر) و پرآب‌ترین رودهای کشور است که در جنوب غربی ایران قرار گرفته و به ترتیب نیروگاه‌های کارون ۳، کارون ۱ و مسجدسلیمان (سدهای اول تا سوم) بر روی آن قرار دارند. جریان ورودی آب به مخزن سد ماهیت تصادفی داشته و در مورد مخازن زنجیره‌ای، جریان ورودی به هر مخزن از دو بخش تشکیل شده است. یک بخش مربوط به میزان تخلیه از سدهای بالادست[2] و همچنین سرریز آنها و بخش دیگر مربوط به جریان ورودی طبیعی به حوضه آبریز مخزن مورد نظر است. نیروگاه‌های آبی می‌توانند سریعاً وارد مدار شده و

1. Social Welfare
2. Upstream

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

حداکثر تولید را داشته باشند، به همین دلیل نیروگاه‌های برقابی معمولاً به‌عنوان ذخیره سیستم در بازار برق و سیستم یکپارچه مرکزی برق کشور مورد توجه هستند (جوادی، ۱۳۹۷). میزان آب ورودی به سدها و قیمت برق خریداری شده از نیروگاه‌های برقابی مبنای اصلی برنامه‌ریزی تولیدکنندگان برقابی است. در این وضعیت، اتخاذ یک روش تصمیم‌گیری درست برای بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌ها همواره یکی از دغدغه‌های اصلی تولیدکنندگان انرژی است.

۲- بیان مساله

وجود یک نگرش جامع به مسأله بهره‌برداری از نیروگاه‌های برقابی منجر به بهبود کلی کارکرد این سیستم با رعایت مصالح تولیدکننده (حداکثرسازی سود) و رفاه اجتماعی (ذخیره و تخصیص مناسب منابع آب و مشارکت فعال در بازار برق) می‌شود. مخازن سطحی با تنظیم جریان رودخانه و انتقال آب از ماه‌های‌تر به ماه‌های خشک، همچنین در مواردی تنظیم برون سالی آب می‌توانند در جهت کاهش خسارت ناشی از کمبود آب در ماه‌ها و سال‌های خشک نقش مهمی را ایفا نمایند.

در بازار برق تجدید ساختار شده، صاحبان نیروگاه‌ها نگران سود خود از فروش انرژی و خدمات جانبی هستند. مدل بازار برق در ایران مدل حوضچه‌ای[1] است، که در آن مشارکت در بازار برای کلیه خریداران و فروشندگان اجباری است (دشت بزرگ و علی آبادی، ۱۳۹۳).

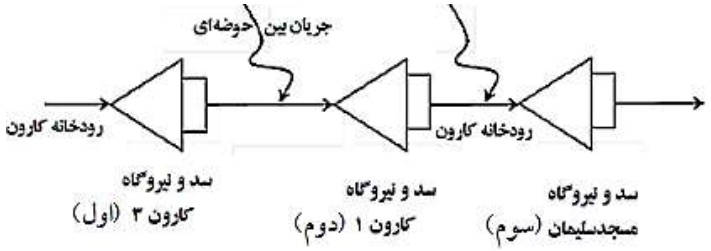
شرایط مسأله مورد نظر بدین‌صورت است که تولیدکننده انرژی برقابی دارای چندین واحد برقابی سری شده بر روی رودخانه کارون است. این تولیدکننده انتظار کسب حداکثر سود را در بازه زمانی معینی با توجه به قیود فنی و اقتصادی مؤثر بر نیروگاه‌های برقابی دارد. با توجه به این که تمام واحدهای آبی زنجیره‌ای متعلق به یک تولیدکننده هستند یکپارچه‌سازی[2] تولید نیروگاه‌ها با هدف کاهش محدودیت‌ها مورد توجه قرار می‌گیرد.

1. Pool
2. Integration

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

تولیدکننده برای تعیین سیاست‌گذاری بهینهٔ خود با دو نوع محدودیت مواجه است: محدودیت‌های فنی و بازار (رزمی و همکاران، ۱۳۸۹). بازار برق با محدوده وسیعی از مسائل بهینه‌سازی و نگرش‌های مختلف اقتصادی و سرمایه‌گذاری مواجه است. این مسائل ممکن است در سیستم‌های تولید، انتقال، توزیع و یا هر ترکیبی از آن‌ها در هر بخشی از تصمیم‌گیری رخ دهد. در بازار برق مساله بهره‌برداری از نیروگاه‌ها، عموماً با حداقل‌سازی هزینه‌ها، تلفات برق و هزینه‌های سرمایه‌گذاری و یا حداکثرکردن بازدهی، سودآوری و قابلیت اطمینان شبکه برق مورد مطالعه قرار می‌گیرد. نیروگاه‌های برقابی انرژی تولیدی و سایر خدمات خود را در بازار برق عرضه می‌نمایند. با تغییر ساختار و ایجاد نهادهای اقتصادی جدید در بازار برق، مسائل بهینه‌سازی جهت دستیابی به اهداف مورد نظر، توجه تصمیم‌گیرندگان صنعت برق را به خود جلب کرده است.

در نیروگاه‌های آبی که به‌شدت تحت تأثیر ساختار کلی هیدرولیکی خود قرار دارند، ریسک برنامه‌ریزی بالایی وجود دارد. از نظر هیدرولیکی، بسیاری از نیروگاه‌های آبی به‌صورت سری بوده درنتیجه خروجی آب از یک نیروگاه بالای رودخانه بر ورودی حوضچه نیروگاه بعدی اثر می‌گذارد. به‌علاوه، ممکن است آب ورودی این حوضچه به‌صورت موازی از چند نیروگاه بالاتر تأمین شود. در اینجا تصویر کلی سه نیروگاه برقابی که به‌صورت سریالی بر روی رودخانه کارون در جنوب غربی ایران واقع شده‌اند، نمایش داده شده است:



شکل ۱. شماتیک سیستم‌های برقابی نصب شده بر روی رودخانه کارون در استان خوزستان

این مجموعه شامل سه نیروگاه برقابی مجزاست. خروجی یک سد ورودی نیروگاه بعدی است و سرریز آب اضافی یکی از دغدغه‌های اصلی بهینه‌سازی برنامه‌ریزی

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

نیروگاه‌هاست زیرا باید درآمد انرژی از آن کسب کنند. مقداری آب نیز به‌صورت جریان بین حوضه‌ای به حجم آب پشت سد اضافه و مقداری از آن نیز تبخیر می‌شود.

در این مقاله برای دستیابی به حداکثر سود در بلندمدت، دو سؤال باید پاسخ داده شود: نخست اینکه، میانگین ذخیره بهینه هر مخزن در هر ماه چقدر است؟ سپس اینکه، میزان رهاسازی بهینه آب از هر مخزن در هر ماه چقدر است؟ پاسخ به این سوالات مستلزم پیش‌بینی متغیرهای فنی و اقتصادی متعدد و بهینه‌سازی مسئله حداکثرسازی سود است که در ادامه به آنها می‌پردازیم.

۳- مروری بر ادبیات تحقیق

نگندم و همکاران[1] (۲۰۰۰)، به هماهنگی برنامه‌ریزی واحدهای آبی پرداخته و مدلی برای بهره‌برداری بهینه با توجه به محدودیت‌ها و هزینه تولید این واحدها ارائه کردند. در این مدل قراردادهای بلندمدت نیز در نظر گرفته شده است.

ون و دیوید[2] (۲۰۰۱) مسأله پیشنهاد قیمت و حداکثر کردن سود به‌صورت یک مسأله بهینه‌سازی تصادفی را مدل سازی کرده‌اند. در این تحقیق ابتدا از روش مونت کارلو استفاده شده است. سپس با استفاده از روش‌های ریاضی، ساده سازی‌هایی در مسأله صورت گرفته است.

گونزالس و همکاران[3] (۲۰۰۵)، در مقاله‌ای مدل برنامه‌ریزی سود محور را برای نیروگاه‌های زنجیره‌ای آبی بررسی نمودند. آنها در این مقاله بازار برق روز بعد[4] را در نیروگاه‌های کوچک مقیاس مطالعه کرده‌اند.

در مقاله جبر[5] (۲۰۰۵)، تولیدکننده با استفاده از قراردادهای دو جانبه، ریسک بهره‌برداری را کاهش می‌دهد. وی در یک مدل خود برنامه‌ریز، تولید بهینه حداکثرکننده سود براساس پیش‌بینی قیمت نهایی محلی[6] را مدل‌سازی کرد.

1. Ngundam et al
2. Wen et al
3. González et al
4. Day-ahead Electricity Market
5. Jabr, R. A.
6. Predicted Locational Marginal Prices

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

چن و همکاران[1] (۲۰۰۸)، از بهینه سازی به روش ترکیب الگوریتم ژنتیک و تئوری آشوب برای حل مسأله آب پشت سدها استفاده نمودند.

حقیقت و همکاران[2] (۲۰۰۸)، یک مسأله برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک برای یک نیروگاه برق جهت شرکت در بازارهای انرژی و ذخیره چرخان ارائه کردند. آنها از روش تولید سناریو و محاسبه ریسک پایین‌دست[3] برای مدل‌سازی ریسک استفاده و هزینه و سود نیروگاه را براساس ریسک مدل‌سازی کردند. از جنبه‌های جالب توجه این مقاله، شبیه‌سازی احتمال باز تخصیص تولید و نیز احتمال خروج اضطراری نیروگاه در توسعه مسأله برنامه‌ریزی است.

لادورانتی[4] (۲۰۰۹)، دو مدل ریاضی برای به دست آوردن درآمد بیشینه از فروش انرژی حاصل از واحدهای برقآبی زنجیره‌ای در محیط تجدید ساختار شده ارائه می‌دهد، این دو مدل براساس دو مدل قطعی و تصادفی برای قیمت انرژی عمل نموده و دوره برنامه‌ریزی واحدها را تنها در کوتاه‌مدت در نظر گرفته است.

ژانگ و همکاران[5](۲۰۱۱)، برای بهینه‌سازی مسأله آب پشت سد از روش الگوریتم تجمعی پرندگان استفاده کردند.

گویسانچز و همکاران[6] (۲۰۱۳)، به بررسی درآمد سالانه نیروگاه‌های برقابی پرداختند. برای این کار آنها از یک مدل بهینه‌سازی درآمد استفاده کردند. در این مطالعه مدلی براساس برنامه‌ریزی پویای گسسته و برنامه‌ریزی عددی خطی ترکیبی ارائه شده است. نتایج این تحقیق نشان داد که درآمد سالیانه این نیروگاه‌ها نسبت به اندازه این قیود بسیار حساس است.

تیگاواراپو و سیمونویچ (۲۰۱۴)، یک مدل شبیه‌سازی شده از عملکرد و برنامه‌ریزی جهت بهره‌برداری مناسب از ذخایر برقابی چند مخزنه به‌منظور تولید انرژی برق ارائه کردند. آنها یک مدل واقعی از یک سیستم چند مخزنه برقابی واقع در کانادا ارائه و نشان

1. Cheng et al
2. Haghighat, H.
3. Down-Side Risk
4. Ladurantaye
5. Zhang et al
6. Guisández et al

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

دادند که با تصمیم عملیاتی برای بهینه سازی در یک مخزن می‌توان رفتار دیگر مخازن را نیز کنترل کرد.

طیبیان و همکاران (۲۰۱۶)، الگوریتم ژنتیک را برای بهینه‌سازی سیاست‌های رهاسازی آب از مخازن برقابی به‌منظور حداکثرسازی تولید برق با رعایت سایر قیود به‌کار بردند.

ژاو و همکاران[1] (۲۰۱۴)، یک الگوریتم زنبور عسل مصنوعی چند هدفه (MOABC) ارائه کرده و کارایی آن را با سایر الگوریتم‌های موجود برای برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت سیستم‌های برقابی مقایسه نمودند. نتایج این تحقیق نشان داد که الگوریتم نتایج بهتری نسبت به سایر روش‌های این تحقیق ایجاد می‌نماید.

نگوین و همکاران[2] (۲۰۱۸)، در مقاله‌ای یک الگوریتم جستجوی انتخابی فاخته انتخابی (ASCSA) برای حل مشکلات برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت برقابی با محدودیت آب در دسترس، محدودیت‌های حجم مخزن و محدودیت‌های شبکه انتقال پیشنهاد نمودند. روش پیشنهادی (ASCSA) یک نسخه توسعه یافته جدید از الگوریتم جستجوی قدیمی فاخته است که برای حل مشکلات برنامه‌ریزی برقابی کارآمد و مطلوب است و موجب افزایش کیفیت راه حل و کاهش تعداد تکرارها می‌شود.

وانگ و همکاران[3] (۲۰۱۸)، یک مدل برای واحد برقابی غیرخطی گسسته را بررسی کردند که برای هماهنگی با عملکرد سطح بالاتر مخازن آبی، مفید است. آنها مسئله حداکثرسازی تولید انرژی و بهره‌وری را در یک افق برنامه‌ریزی در نیروگاه برقابی با رعایت قیود مختلف مورد مطالعه قرار دادند. این کار نشان می‌دهد که چگونه می‌توان محدودیت‌های مربوط به تعداد استارت و استوپ‌ها را به معادلات خطی تبدیل کرد.

شن و همکاران[4] (۲۰۱۹)، در مقاله‌ای به مطالعه سیستم‌های برقابی بسیار بزرگ و محلی به‌طور همزمان جهت بهینه‌سازی تولید آنها با استفاده از تفاوت‌های هیدرولوژیک و تنظیم ذخیره‌سازی پرداختند. آنها با در نظر گرفتن محدودیت‌های امنیت شبکه، قراردادهای برق و سایر محدودیت‌های تولید، الگوی بهینه سازی چند هدفی را برای به

1. Zhou et al
2. Nguyen et al
3. Wang et al
4. Shen et al

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

حداکثر رساندن تولید کل نیروگاه‌های برقابی را ارائه نمودند. هدف این است که با استفاده از تفاوت‌های هیدرولوژی و تنظیم ذخیره سازی رودخانه‌های متعدد، حداقل انرژی تولید شده در فصول خشک افزایش یابد. آنها از روش TOPSIS برای رسیدن به این بهینه‌سازی چند هدفه استفاده کردند. نتایج نشان داد که با استفاده از این نوع برنامه‌ریزی هماهنگ، تولید ماهانه انرژی به‌طور چشمگیری (بین ۳۰ تا ۴۰ درصد) قابل افزایش است.

معینی (۱۳۹۳)، با ارزیابی عملکرد الگوریتم بهینه سازی جامعه مورچگان در حل مسئله بهره‌برداری بهینه از سیستم چند مخزنه، قابلیت‌های چهار الگوریتم مختلف بهینه‌سازی جامعه مورچگان در حل مسائل مرجع چهار و ده مخزنه مورد بررسی قرار داد. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که الگوریتم بهینه‌سازی جامعه مورچگان الگوریتمی مناسب در حل مسئله بهره‌برداری بهینه از سیستم چند مخزنه است.

حسینی موغاری و همکاران (۱۳۹۷)، در تحقیقی به بررسی کاربرد الگوریتم بهینه‌سازی فاخته در بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌های برقابی در کارون ۴ پرداختند. آنها در این مقاله به بررسی کارایی، در سامانه منابع آب، به منظور استخراج سیاست‌های بهره‌وری بهینه برای یک مخزن با هدف برقابی پرداختند.

زهرایی و همکاران (۱۳۹۷)، در مقاله‌ای به بررسی کاربرد برنامه‌ریزی پویای دوگان غیرقطعی در تدوین سیاست‌های پایدار بهره‌برداری از سیستم‌های برق‌آبی به‌منظور تدوین سیاست‌های پایدار بهره‌برداری بلندمدت از سیستم های چندمخزنه برق‌آبی در حوضه رودخانه کارون، پرداختند.

مازندرانی‌زاده و همکاران (۱۳۹۷)، از روش شبکه عصبی مصنوعی برای پیش‌بینی قیمت روزانه انرژی در ساعت‌های اوج استفاده شده و نتایج حاصل از آن برای بهینه‌سازی چند هدفه بهره‌برداری از مخزن سد کارون ۵ به کار گرفته شده است. هدف‌های در نظر گرفته شده شامل دو هدف بیشینه‌سازی درآمد سالانه و بیشینه‌سازی حداقل انرژی تولیدی روزانه است.

نورعلی و همکاران (۱۳۹۷) در مقاله‌ای به بررسی به مسأله بهره‌برداری بهینه از یک سیستم تک مخزنه جهت تولید انرژی برقابی با استفاده از اتوماتای سلولی پرداخته‌اند. همچنین زیرمسأله تخصیص بهینه آب رها شده از مخزن سد به نیازهای پایین دست با

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

استفاده از روش ضرایب لاگرانژ در ترکیب با حل خواهد شد. نتایج نشان می‌دهند که روش اتوماتای سلولی ضمن کاهش قابل ملاحظه بار محاسباتی، قادر است به جواب‌هایی با کیفیت قابل قبول از منظر میزان بهینگی دست یابد.

اکبری فرد و همکاران (۱۳۹۷) اقدام به مدل‌سازی بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های پیچیده چند مخزنی با استفاده از روشی مبتنی بر الگوریتم جستجوی موجودات همزیست[1] (SOS) نموده اند. نتایج نشان داد که الگوریتم جستجوی موجودات همزیست در بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های چند مخزنه از عملکرد مناسبتری برخوردار می‌باشد.

ترابی و همکاران (۱۳۹۸) وضعیت فعلی بهره‌برداری و سیاست بهره‌برداری بهینه برای مخزن سد درودزن را مورد ارزیابی قرار دادند. بدین منظور از الگوی برنامه‌ریزی خطی، مدل بهینه‌سازی بهره‌برداری از مخزن سد مورد نظر استفاده نمودند. با استفاده از داده‌های جریان ورودی، نیازها و تبخیر، شبیه‌سازی سیستم مخزن را انجام دادند. نتایج نشان داد که سیاست بهره‌برداری کنونی مخزن تنها در ماه‌های پرآب توانایی تأمین نیازها را دارد درصورتی‌که بحران مربوط به ماه‌های کم آب است. در مجموع آنها به این نتیجه رسیدند که برنامه‌ریزی خطی به کار رفته در تحقیق می‌تواند در زمینه بهره‌برداری بهینه از مخازن سدها مؤثر باشد که در نوبه خود برای تسهیل توسعه و پیاده‌سازی استراتژی‌های مدیریتی منابع آب مفید است.

در جدول ۱ مطالعات انجام شده خارجی و داخلی براساس طول برنامه‌ریزی، روش مطالعه، نوع نیروگاه و متغیرهای مورد استفاده به تفکیک ارائه شده است:

1. Symbiotic Organisms Search

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

جدول ۱. مقایسه پیشینه تحقیق در بهینه سازی برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌ها با تحقیق حاضر

مقاله	طول برنامه‌ریزی	روش مطالعه یا بهینه سازی	نیروگاه مورد برنامه‌ریزی			متغیرهای مورد استفاده						
			آبی زنجیره‌ای	آبی تک مخزنه	آبی – حرارتی	تولید	درآمد انرژی	درآمد رزرو	درآمد خدمات جانبی	هزینه‌های تولید	هزینه‌های جریمه
نگندم و همکاران (۲۰۰۰)	روزانه	LR [1]	√			√				√	
ون و دیوید (۲۰۰۱)	روزانه	مونت کارلو			√	√	√			√	
جبر (۲۰۰۵)	سالانه	تولید سناریو			√	√	√				
گونزالس و همکاران (۲۰۰۵)	روزانه	مارکوف		√		√	√	√		√	
حقیقت و همکاران (۲۰۰۸)	روزانه	MILP [2]		√		√	√			√	
چن و همکاران (۲۰۰۸)	سالانه	GA		√		√					
لادورانتی و همکاران (۲۰۰۹)	ماهانه	درخت سناریو	√			√	√			√	
ژانگ و همکاران (۲۰۱۱)	ماهانه	PSO	√			√	√				
گویسانچز و همکاران (۲۰۱۳)	سالانه	DDP [3]		√		√	√				
تیگاواپور و همکاران (۲۰۱۴)	هفتگی	SD [4]	√			√					
ژاو و همکاران (۲۰۱۴)	روزانه	MOABC			√	√					
طیبیان و همکاران (۲۰۱۶)	ماهانه	GA		√		√					
حسینی‌صفا و همکاران (۱۳۹۰)	سالانه	فازی		√		√					
معینی (۱۳۹۳)	سالانه	ACO [5]	√			√					
حق‌بین و علی‌محمدی (۱۳۹۷)	ماهانه	فازی		√		√					
مازندرانی زاده و همکاران (۱۳۹۷)	سالانه	NSGA		√		√	√				
نورعلی و همکاران (۱۳۹۷)	سالانه	CA	√			√					
اکبری فرد و همکاران (۱۳۹۷)	ماهانه	SOS	√			√					
زهرایی و همکاران (۱۳۹۷)	سالانه	MSDDP	√			√					
حسینی‌موغاری و همکاران (۱۳۹۷)	سالانه	COA و GA		√		√					
ترابی و همکاران (۱۳۹۸)	ماهانه	LP		√		√					
تحقیق حاضر	سالانه	NLP	√			√	√	√	√	√	√

منبع: یافته‌های تحقیق

1. Lagrangian Relaxation technique
2. Mixed-Integer Linear Programming
3. discrete dynamic programming
4. System Dynamics
5. Ant Colony Optimization

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

همان‌گونه‌که در جدول ۱ مشاهده می‌شود، تمامی تحقیقات خارجی و داخلی به‌دلیل خصوصیت مشترک برنامه‌ریزی برای تولید انرژی برق با یکدیگر مقایسه شده‌اند. مطالعات انجام شده به لحاظ زمانی در سه دوره برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت (۱تا ۷ روز)، میان‌مدت (۱ هفته تا ۱ ماه) و بلندمدت (بیش از ۱ ماه) انجام شده است. در این پژوهش‌ها از روش‌های مختلف محاسبه و بهینه‌سازی استفاده شده است. برخی پژوهش‌ها از روش‌های قطعی مانند LR، MLIP، LP و NLP برای حل مدل و یافتن حداکثر تولید استفاده نموده‌اند. برخی نیز با استفاده از روش‌های فراابتکاری مانند GA، PSO و ACO به بهینه‌سازی مدل‌های خود پرداخته‌اند.

اکثر این مطالعات به بررسی روش‌های بهینه رهاسازی آب به‌منظور دستیابی به حداکثر تولید برای نیروگاه‌های آبی تک مخزنه پرداخته‌اند. برخی تحقیقات مطرح شده در جدول ۱ علاوه بر تولید، به محاسبه درآمد حاصل از فروش انرژی توسط نیروگاه و مشارکت آنها در بازار انرژی نیز پرداخته‌اند. تعداد کمتری محدودی هم هزینه‌های تولید را به‌عنوان متغیر وارد محاسبات خود نموده‌اند. تعداد کمی از تحقیقات، درآمد حاصل از بازار رزرو و خدمات جانبی و هزینه‌های جریمه نیروگاه‌ها را در متغیرهای محاسباتی خود وارد نموده‌اند.

در تحقیق حاضر با استفاده از روش NLP به حداکثرسازی سود نیروگاه‌های برقابی در بازه زمانی ۲۴ ماهه پرداخته است. همان‌گونه‌که در جدول ۱ نیز مشخص است، در این تحقیق بیشترین تعداد متغیرهای درآمد-هزینه برای بهینه‌سازی مدل حداکثرسازی سود نسبت به سایر تحقیقات، به‌کار گرفته شده است.

۴- روش شناسی

بنگاه‌های تولیدکننده برق می‌توانند از محل تولید انرژی اکتیو، اعلام آمادگی و انجام سایر خدمات جانبی درآمدهایی به دست آورند. بنابراین می‌توان درآمد را به‌صورت تابعی از سطح عملکردهای n فعالیت $R(q_1, \dots, q_n)$ و هزینه‌ها را به‌صورت تابعی از همین n فعالیت $C(q_1, \dots, q_n)$ در نظر گرفت که این هزینه‌ها می‌تواند شامل هزینه‌های مواد اولیه، دستمزد، تعمیرات و نگهداری در تولید، جریمه‌ها و سایر هزینه‌ها در بازار برق باشد. فرض اساسی اکثر تحلیل‌های اقتصادی این است که بنگاه برای

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

حداکثر کردن سود خود فعالیت می‌کند، یعنی بنگاه فعالیت‌های خود، را به‌گونه‌ای انتخاب می‌کند که سودش حداکثر شود. مسأله حداکثر کردن سود که بنگاه با آن مواجه است به‌صورت زیر نوشته می‌شود:

$$\pi(q) = \max : R(q_1,\ldots,q_n) - C(q_1,\ldots,q_n)$$

توان تولیدی یک واحد آبی معمولاً تابع پارامترهایی است که هر یک از آنها با نوعی ریسک همراه است که این ریسک تولید در برنامه‌ریزی بلندمدت به مراتب بیشتر است. پیش‌بینی حجم آب ورودی به دریاچه سد، تخلیه آب مخزن سد، کنترل سیلاب و پیش‌بینی بار از جمله مواردی است که برنامه‌ریزی نیروگاه‌های آبی را با ریسک مواجه می‌کند. پیش‌بینی بلندمدت به وضعیت در دسترس بودن آب و برنامه‌ریزی تخلیه آب دریاچه سد و حجم مخزن بستگی دارد که دو بخش عمده برنامه‌ریزی بلندمدت را تشکیل می‌دهند (چنگ[1] و همکاران، ۲۰۰۵).

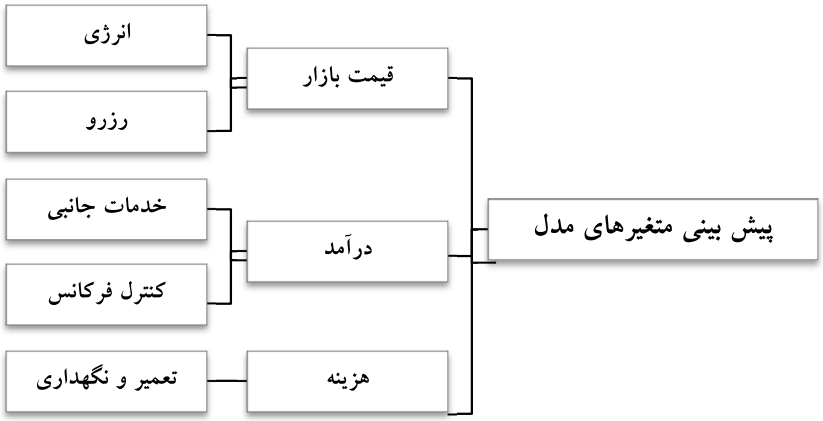
برای مطالعه حداکثرسازی سود نیروگاه‌های برقابی در این مقاله، دو بخش محاسباتی متفاوت به کار گرفته شده است. نخست مدل‌سازی سود، نیازمند پیش‌بینی برخی متغیرها با استفاده از برآوردهای آماری است. سپس با استفاده از داده‌های پیش‌بینی شده، به شبیه‌سازی و بهینه‌سازی مدل سودآوری پرداخته خواهد شد.

متغیرهای مورد نیاز جهت پیش‌بینی‌های مورد استفاده در اجرای مدل اصلی در شکل ۲ ارائه شده است. این متغیرها توسط روش‌های مطالعات سری‌زمانی[2] برآورد می‌شوند.

1. Cheng et al

۲. در این مقاله پیش‌بینی‌های ۲۴ ماهه، با استفاده از تخمین حاصل از اطلاعات ماهیانه ۱۰ سال (۱۲۰ ماه) انجام شده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]



شکل ۲. برآوردها و پیش‌بینی‌های متغیرهای مورد نیاز جهت به‌کارگیری در مدل بهینه‌سازی سود

برای برآورد این متغیرها از روش‌های مرسوم اقتصادسنجی مانند مدل رگرسیون و سری زمانی استفاده شده است. برخی از متغیرهای درآمد و هزینه که در شکل بالا آمده‌اند بر اساس ارتباط با تولید برآورد شده‌اند. سایر درآمد و هزینه‌ها از محاسبات مستقیم و بدون نیاز به برآوردهای خطی و غیرخطی به دست می‌آید.

یک تولیدکننده برای برنامه‌ریزی تولید جهت مشارکت در بازار انرژی و خدمات جانبی با نااطمینانی در آب ورودی و قیمت برق روبرو است. در نتیجه، مسأله برنامه‌ریزی با در نظر گرفتن نااطمینانی‌های مربوط به ورودی آب و قیمت برق به‌عنوان متغیرهای احتمالی مدل می‌شود.

مسأله بهره‌برداری بهینه بلندمدت از منابع در حقیقت شامل برنامه‌ریزی همزمان در استفاده از آب و بهره‌برداری بهینه از بازار برق به‌منظور حداقل کردن هزینه تولید و حداکثرسازی درآمد است. برنامه‌ریزی نیروگاه‌های برقابی شامل برنامه‌ریزی در مورد متغیرهای تولید برق با توجه به ذخیره آب، ورودی آب و دبی خروجی و سایر محدودیت‌های موجود است. میانگین ماهانه ورودی جریان آب به مخزن سد دوم برای یک دوره ۴۰ ساله مورد بررسی قرار گرفت. به‌طور متوسط در پنج ماه اول سال از فروردین تا مرداد میانگین آب ورودی به مخازن سدها بیشتر از میانگین سالانه و از شهریور تا اسفند پایین‌تر از میانگین است. همچنین در ماه‌های تیر و مرداد ورودی آب و تولید انرژی به اوج خود می‌رسد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

پیش‌بینی بلندمدت ورودی آب مخازن سدها و برنامه‌ریزی جهت استفاده از آن در بازه مورد مطالعه به ظرفیت حوضچه‌ها و شرایط اقلیمی منطقه وابسته است. مدت مورد مطالعه ممکن است یک هفته تا یک سال و یا حتی چند سال باشد. در سیستم‌هایی که ظرفیت ذخیره آب طی چند فصل وجود دارد، برنامه‌ریزی بلندمدت شامل بهینه‌سازی روشی است که در آن مجهولاتی از قبیل قیمت انرژی و آب ورودی وجود داشته باشد. برنامه‌ریزی بلندمدت در این تحقیق دستیابی به نحوه رهاسازی بهینه آب طی مدت برنامه‌ریزی است به گونه‌ای که سود تولیدکننده را حداکثر سازد.

نتایج مطالعات بلندمدت[1] در حوزه مطالعات برقابی نهایتاً در مطالعات برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت مورد استفاده قرار می‌گیرند. در مطالعات کوتاه‌مدت سیستم تولید با حداکثر جزئیات مدل‌سازی شده و خروجی آن، میزان تولید هر یک از نیروگاه‌های برقابی در هر ساعت از دوره زمانی مورد مطالعه (یک روز تا یک هفته) را مشخص می‌کند. با افزایش طول دوره زمانی برنامه‌ریزی میزان عدم‌قطعیت پارامترهای ورودی مدل نیز افزایش می‌یابد (جوادی، ۱۳۹۸).

در مورد رفتار یک تولیدکننده انرژی با نیروگاه برقابی مطالعه رفتار یک بنگاه گیرندهٔ قیمت برای بحث ما مناسب است.. ازاین‌رو، هر بنگاه وقتی سیاست‌گذاری بهینهٔ خود را تعیین می‌کند، قیمت بازار را به‌صورت داده شده تلقی می‌کند و تنها کاری که می‌تواند انجام دهد پیش‌بینی این قیمت‌هاست.

مدل غیرخطی حداکثرسازی سود نیروگاه‌های برقابی

مدل مطرح شده در این بخش، دارای دو بخش کلی تابع هدف و قیود فنی-اقتصادی است. تابع هدف نیز به دو بخش درآمد و هزینه تقسیم می‌شود. با حل این مدل و بهینه سازی آن حداکثر سودی که این تولیدکننده می‌تواند به دست آورد مشخص شده و شرایط این سودآوری مانند میزان بهینه حجم مخزن و رهاسازی آب نیز مشخص می‌شود. متغیرهای فنی براساس مطالعه ژانگ و همکاران (۲۰۱۱) و متغیرهای بخش درآمد و هزینه براساس مطالعه لادورانتی و همکاران (۲۰۰۹) استخراج شده‌اند.

---

۱. برنامه‌ریزی واحدهای آبی معمولاً در دو حوزه‌ی زمانی بلندمدت و کوتاه‌مدت انجام می‌شود. برنامه‌ریزی بلندمدت می‌تواند از یک هفته تا یک یا چند سال و برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت از یک روز تا یک هفته را شامل شود. در اینجا کوتاه و بلندمدت با متون اقتصادی متفاوت است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

برخی از مهم‌ترین متغیرهایی که در توسعه مدل مطالعه حاضر کاربرد دارند به شرح زیر هستند:

جدول۲. معرفی متغیرهای پژوهش

متغیرها:	
$e^{e}_{n,t}$	میزان تولید پیشنهادی واحد آبی nام برای مشارکت در بازار انرژی در ماه t (مگاوات‌ماه)
$e^{s}_{n,t}$	میزان تولید پیشنهادی واحد آبی nام برای مشارکت در بازار رزرو در ماه t (مگاوات‌ماه)
$e^{exp}_{n,t}$	میزان تولید انتظاری از واحد آبی nام در ماه t (مگاوات‌ماه)
$R_{n,t}$	میزان آب موجود در پشت سد واحد آبی nام در ماه t
$r_{n,t}$	میزان دشارژ آب واحد آبی nام در ماه t
$W_{n,t}$	میزان آب ورودی به پشت سد واحد آبی nام به‌صورت طبیعی در ماه t
$h_n{}^{a}$	متوسط ارتفاع آب پشت سد / متر
$h_{n,t} + h_{n,t+1}$	ارتفاع اولیه و انتهای هر دوره / متر
$h_{n,t}{}^{f}$	افت انرژی در نیروگاه
$h_{n,t}{}^{tail}$	ارتفاع پایاب/ متر
$EV_{n,t}$	تبخیر
$P_t{}^{e}$	قیمت فروش انرژی برق (قیمت پیش‌بینی شده برای بازار انرژی در ماه)
P^{s}_{t}	قیمت اعلام آمادگی
In_anc_t	درآمد خدمات جانبی
In_fqc_t	درآمد تنظیم فرکانس
FC_t	هزینه‌های ثابت
SSC_t	هزینه‌های خاموش و روشن شدن نیروگاه
SU_n	مجموع هزینه‌های خاموش و روشن شدن نیروگاه
OMC_t	هزینه‌های عملیاتی و تعمیر و نگهداری
In_ac_t	درآمد فروش انرژی برق
In_read_t	درآمد آمادگی
RP_t	هزینه جریمه عدم آمادگی
OP_t	هزینه سایر جریمه ها

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

ثابت‌ها:	
N	تعداد واحدهای آبی/ ۳ نیروگاه برقابی
UP_n	تعداد واحدهایی که مستقیماً در بالادست واحد آبی nام قرار دارند.
T	بازه زمانی مورد نظر / ۲۴ ماه
$\mathbf{A}$	ثابت تنظیم‌کننده میزان آب پشت سد واحدهای آبی برای بازه زمانی بعدی
R_n^{min}, R_n^{max}	محدوده‌های بالایی و پایینی میزان آب قابل ذخیره در پشت سد واحد آبی nام
r_n^{min}, r_n^{max}	محدوده‌های بالایی و پایینی میزان دشارژ آب واحد آبی nام
R_n^{i}, R_n^{end}	میزان آب موجود در پشت سد واحد آبی nام در ابتدای و انتهای بازه زمانی مورد نظر
$e_{n,t}^{exp^{max}}$	حداکثر تولید مورد انتظار نیروگاه nام
SC_n	هزینه روشن شدن نیروگاه nام به ازای هر بار خاموش و روشن شدن

در این برنامه‌ریزی بازار حوضچه‌ای انرژی، رزرو و خدمات جانبی به‌عنوان بازار هدف برای مشارکت در تولید در نظر گرفته شده است.

تابع هدف مدل

تابع هدف به‌صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$\text{Maximize}: \sum_{t=1}^{T}\sum_{n=1}^{N}\left(e_{n,t}^{e}.P_t^{e}+e_{n,t}^{e}.P_t^{s}\right)+\sum_{t=1}^{T}\sum_{n=1}^{N}(In_anc_{n,t}+In_fqc_{n,t}) \\ -[(\sum_{n=1}^{N}SU_n)+\sum_{t=1}^{T}\sum_{n=1}^{N}(FC_{n,t}+OMC_{n,t}+RP_{n,t}+OP_{n,t})] \quad (1)$$

در تابع هدف بالا، عبارت اول نشان‌دهنده درآمد واحد تولیدی از فروش برق در بازار انرژی و بازار رزرو چرخان است و عبارت دوم نشان‌دهنده درآمد ناشی از فراخوانده شدن واحد برای تولید در بازار رزرو چرخان، خدمات جانبی و کنترل فرکانس است. درعبارت آخر هزینه‌های نیروگاه یعنی هزینه‌های روشن و خاموش شدن نیروگاه، هزینه‌های ثابت، تعمیر و نگهداری و جریمه‌ها بیان شده است. برای به‌دست آوردن حداکثر سود باید محدودیت‌های زیر نیز رعایت شود، لذا محدودیت‌های زیر برای برنامه‌ریزی واحدها در بلندمدت در نظر گرفته می‌شود. تابع هدف بالا (مسأله برنامه‌ریزی) با توجه به قیود ذیل حداکثر می‌شود:

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

$$R_n^{min} \le R_{n,t} \le R_n^{max} \quad (۲)$$

$$r_n^{min} \le r_{n,t} \le r_n^{max} \quad (۳)$$

$$SP_{n,t} = R_n^{max} - R_{n,t} \quad (۴)$$

$$Sp_{n,t} \ge ۰ \quad (۵)$$

$$R_{n,t+۱} = R_{n,t} + W_{n,t} + \sum_{m \in UP_n} \left(r_{m,t} + Sp_{m,t}\right) - r_{n,t} - Sp_{n,t} - EV_{n,t} \quad (۶)$$

$$R_n^{end} = A \,.R_n^{\cdot} \quad (۷)$$

$$h_t^a = (h_{t+۱} + h_t)\cdot/۵ - h_t^{tail} - h_t^f \quad (۸)$$

$$e_t^{exp} = \gamma \eta h_t^a r_t \quad (۹)$$

$$e_{n,t}^e + e_{n,t}^s \le e_{n,t}^{exp^{max}} \quad (۱۰)$$

$$SU_n = \sum_{t=۱}^{T} SC_{t,n} \quad (۱۱)$$

توضیحات مربوط به هریک از قیود ذکر شده در روابط بالا در ادامه بیان می‌شود.

- روابط (۲) و (۳): به ترتیب اعمال‌گر محدوده‌های بالایی و پایینی میزان حجم مخزن سد واحدهای برقابی و میزان دبی خروجی از واحدهای برقابی است.

- رابطه (۴): نشان‌دهنده رابطه سرریز سد بر اثر افزایش میزان آب ورودی بیش از میزان حداکثر ظرفیت ذخیره سدهاست.

- رابطه (۵): نشان می‌دهد که متغیر سرریز مقادیر مثبت یا صفر دریافت می‌نماید.

- رابطه (۶): ارتباط هیدرولیکی بین نیروگاه‌های آبی را نشان می‌دهد و به‌محدودیت مربوط به بقاء آب اشاره می‌کند.

- رابطه (۷): میزان آب ذخیره شده در مخزن سد هر یک از واحدهای آبی در انتهای بازه زمانی پارامتری مؤثر در مسأله برنامه‌ریزی است که از طریق انتخاب مناسب پارامتر A به مسأله اعمال می‌شود.

- رابطه (۸): برای دستیابی به میانگین ارتفاع آب پشت سد از این رابطه استفاده می‌شود.

- رابطه (۹): ارتباط بین میزان دبی خروجی از سد، متوسط ارتفاع و حجم مخزن سد را با توان تولیدی نیروگاه برقابی نشان می‌دهد که در آن γ وزن مخصوص آب، η راندمان نیروگاه، h_t^a متوسط ارتفاع آب مخزن سد، r_t جریان خروجی توربین است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

- رابطه (۱۰): مجموع پیشنهادهای مشارکت واحدهای برقابی در حالت تولید در بازارهای انرژی و رزرو چرخان باید از حداکثر توان قابل تولیدشان کمتر باشد. (حداکثر توان قابل تولید هر واحد از حداکثر دبی خروجی حاصل می‌شود.)

- رابطه (۱۱): تعداد متوسط تکرار خاموش و روشن شدن نیروگاه ضربدر هزینه هر خاموش و روشن شدن نیروگاه است.

در این پژوهش برنامه‌ریزی سه سد و نیروگاه بر روی رودخانه کارون به‌منظور حداکثرسازی سود آنها از شرکت در بازار برق مورد مطالعه قرار می‌گیرد.

۵- پیش‌بینی و تعیین مقادیر مورد استفاده در پژوهش

جدول ۳ مشخصات واحدهای نیروگاهی از نظر حداقل و حداکثر میزان آب ورودی به مخزن هر سد و دشارژ آن و برخی دیگر از مشخصه‌های مهم نیروگاه را نشان می‌دهد:

جدول۳. مقادیر عددی پارامترهای به کار رفته در مدل‌سازی

نماد	نام متغیر	مقیاس	سد اول	سد دوم	سد سوم
R_n^{max}	حداکثر حجم آب قابل ذخیره پشت سد	MCM [1]	۲۹۷۰	۲۹۹۷	۲۵۸
R_n^{min}	حداقل حجم آب قابل ذخیره پشت سد	MCM	۱۰۹۸	۱۰۹۵	۱۸۱
r_n^{max}	حداکثر میزان دشارژ آب	MCM	۱۸۳۹	۱۹۶۴	۱۵۸۰
r_n^{min}	حداقل میزان دشارژ آب	MCM	۶۶	۴۲	۵۲
El_n^{min}	حداقل تراز امکان پذیر	M [2]	۷۹۰	۴۹۰	۳۶۰
El_n^{norm}	تراز نرمال	M	۸۴۵	۵۳۰	۳۷۰
Eff_n	راندمان نیروگاه	درصد	۹۴	۹۰	۹۲
e_n^p	ظرفیت عملی تولید	MW/h [3]	۱۷۷۰	۱۷۷۰	۱۷۷۰

منبع: سازمان آب و برق خوزستان

۱. میلیون متر مکعب.
۲. متر
۳. مگاوات ساعت

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

پیش‌بینی متغیرهای مورد استفاده در مدل سودآوری

جریان آب ورودی سدها

برای تعیین جریان ورودی آب به مخزن سدهای دوم (کارون ۱) و سوم (مسجدسلیمان) از نتایج پیش‌بینی جریان ورودی آب به سد اول (کارون ۳) که در بالادست این سدها قرار دارد استفاده می‌شود. برای این کار ابتدا از روش گومز- ماراول (۱۹۹۶) جریان ورودی آب سد اول را محاسبه می‌شود، سپس با استفاده از نتایج پیش‌بینی جریان ورودی به سد اول، میزان آب ورودی به مخزن این دو سد که پشت سرهم قرار دارند (ورودی هر سد تابعی از خروجی قبلی است)، در مدل شبیه سازی می‌شود. SEATS به معنی مدل استخراج علائم از سری زمانی آریما[1] مدلی است که توسط گومز و ماراول برای پیش‌بینی داده‌های فصلی دارای داده‌های مفقوده معرفی شده است. این مدل بر اساس داده‌های ماهانه و با استفاده از فرایند میانگین متحرک و خود رگرسیون فصلی (SARIMA) به پیش‌بینی سری زمانی براساس سری زمانی واقعی می‌پردازد. این مدل مزیت‌های زیادی دارد، اول اینکه داده‌ها را براساس تغییرات فصلی ماهانه مورد بررسی قرار می‌دهد، مثلا همه ماه‌های اکتبر را با هم مقایسه و از نتایج این فرایند در پیش‌بینی سری زمانی استفاده می‌کند. دوم اینکه وجود داده‌های مفقود مشکلی در روند تخمین ایجاد نمی‌کند. یکی از مهم‌ترین مزیت‌های این مدل دادن وزن‌های بیشتر به داده‌های انتهای دوره مورد استفاده برای پیش‌بینی است (جمال‌منش و همکاران، ۲۰۱۸). در این تحقیق از داده‌های ماهانه سال ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۴ برای تخمین مدل‌ها و کاربرد مدل گومز- ماروال استفاده شده است.

پیش‌بینی قیمت برق نیروگاه‌ها در بازار انرژی

برای برآورد قیمت برق نیروگاه‌های اول و دوم از نتایج پیش‌بینی قیمت فروش برق نیروگاه سوم که با روش گومز- ماراول از مطالعه جمال منش و همکاران (۲۰۱۸) استفاده کرده‌ایم.

$$P_t^{N1,2} = \alpha + \beta . P_t^{N3} + \varepsilon_t \qquad (۱۲)$$

قیمت فروش برق برای این سه نیروگاه نزدیک به هم است و اختلاف چشمگیری ندارد. درنتیجه از روش حداقل مربعات معمولی برای برآورد این قیمت‌ها استفاده

1. Signal Extraction in ARIMA Time Series

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

می‌شود. همان‌طور که در جدول ۴ مشاهده می‌شود، قیمت برق سد اول و دوم به‌صورت تابعی از قیمت برق سد سوم در نظر گرفته شده است.

پیش‌بینی قیمت برق نیروگاه‌ها در بازار رزرو

برای برآورد و پیش‌بینی قیمت بازار رزرو از اطلاعات تاریخی سری زمانی این متغیر با استفاده از روشی مشابه پیش‌بینی قیمت برق در بازار انرژی استفاده می‌شود. برای برآورد قیمت رزرو نیروگاه‌های دوم و سوم از نتایج پیش‌بینی قیمت اعلام آمادگی نیروگاه اول به دست آمده با روش گومز-ماراول استفاده می‌نماییم. سپس از مدل رگرسیون زیر برای برآورد قیمت مشارکت در بازار رزرو نیروگاه‌های دوم و سوم استفاده می‌شود.

$$PS_t^{N۲,۳} = \alpha + \beta.PS_t^{N۱} + \varepsilon_t \qquad (۱۳)$$

رابطه رهاسازی آب و تولید

برای محاسبه تولید به ازای رهاسازی آب در واحدهای نیروگاهی در بازه زمانی کوتاه‌مدت از رابطه $e_t^e = \gamma \eta h_t^a r_t$ استفاده شده که مخصوص هر نیروگاه است. در محاسبه تولید انرژی از متغیرهای میزان رهاسازی آب و حجم مخزن و ارتفاع استفاده شد.

پیش‌بینی درآمد خدمات جانبی و کنترل فرکانس

برای تعیین ارتباط میان تولید و درآمدهای نیروگاه برقابی، یعنی درآمد خدمات جانبی و کنترل فرکانس، از برآورد روابط خطی میان این درآمدها با تولید انرژی، استفاده می‌شود. این روابط به‌صورت شکل عمومی زیر استفاده شده است:

$$Rev_t = \alpha + \beta.e_t^e + \varepsilon_t \qquad t = ۱,...,T \qquad (۱۴)$$

در رابطه بالا Rev نشان‌دهنده درآمد، α ثابت و e_t^e تولید انرژی برق و β ضریب تولید است. برآوردهای درآمد در جدول ۴ با استفاده از مدل رگرسیونی به دست آمده است که در مدل اصلی سودآوری مورد استفاده قرار می‌گیرد.

بررسی رابطه هزینه‌های عملیاتی، تعمیر نگهداری

مدل سودآوری نیروگاه‌های برقابی با توجه به ساختار هزینه- درآمد بنگاه‌های تولید کننده انرژی ارائه می‌شود. برآورد رابطه هزینه‌های عملیاتی تابعی از میزان تولید انرژی است که در رابطه زیر استفاده شده است:

$$OMC_t = \alpha + \beta.e_t^e + \varepsilon_t \qquad t = ۱,...,T \qquad (۱۵)$$

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

که در رابطه بالا OMC_t، هزینه‌های عملیاتی و تعمیر و نگهداری، α ثابت مدل و e_t^e تولید انرژی برق است.

تخمین مدل‌ها

برای برآورد و پیش‌بینی متغیرهای مورد نیاز در مدل حداکثرسازی، از تحلیل سری زمانی استفاده می‌نماییم. در این روش نخستین مرحله انجام آزمون ریشه واحد است تا در صورت مانا بودن متغیرها، از آنها در برآورد مدل‌ها استفاده گردد. در ضمیمه ۱ جدول نتایج آزمون ADF داده‌های سری زمانی مورد استفاده در مدل‌ها آمده است که نشان از پایایی متغیرهای مورد استفاده دارد. با استفاده از روابط بالا نتایج پیش‌بینی و برآورد متغیرهای مورد نیاز در مدل سودآوری در جدول زیر ارائه شده است:

جدول ۴. نتایج برآورد متغیرهای مورد استفاده در مدل حداکثرسازی سود

متغیر وابسته	نیروگاه	برآوردها				
		ثابت	β	آماره t	R^2	D.W.
قیمت انرژی P_t	N1	۴۶۷۷۱	۰/۸۹	۳/۴	۰/۹۵	۲/۱۱
	N2	۶۳۷۳۴	۰/۸۴	۱۹/۵	۰/۹۶	۱/۹۱
قیمت رزرو PSt	N2	۱۵۸۸۱	۰/۹۵	۴۲	۰/۹۷	۱/۹۷
	N3	۹۷۲۰	۰/۹۷	۴۱	۰/۹۸	۲/۱
درآمد خدمات جانبی		ثابت	e_t^e	آماره t	R^2	D.W
	N1	۳,۸۳e+۸	۳۴۹/۷	۲/۱	۰/۷۴	۱/۶۳
	N2	۲,۶۴e+۸	۹۱۴	۴/۲	۰/۷۶	۱/۷۲
درآمد کنترل فرکانس	N1	-۴۰۳۳۴۴۸۰	۱۳۴۱	۱۲/۲۸	۰/۷۷	۱/۷۴
	N2	-۷۲۷۳۶۴۱۴	۱۱۹۰	۹/۲۶	۰/۷	۱/۵۴
	N3	-۵۱۴۹۶۰۳۵	۷۰/۴۷	۲/۶	۰/۷۴	۱/۶۱
هزینه‌های عملیاتی و نگهداری		ثابت	e_n	آماره t	R^2	D.W
	N1	۵/۶۴	۰/۰۰۳۴	۳/۶۷	۰/۶۱	۱/۸
	N2	-۲۶۱/۵	۰/۰۰۳۵	۱۰/۸۸	۰/۶	۱/۵۲
	N3	-۳۶۴/۷	۰/۰۰۰۸	۴/۵۶	۰/۶۳	۱/۶۴

منبع: یافته‌های تحقیق

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

تخمین‌های بالا برای سه نیروگاه در دوره زمانی ماهانه ۱۰ ساله (۱۲۰ ماه) انجام شده است. در جدول بالا معناداری در برخی برآوردها قوی‌تر و در برخی ضعیف‌تر است اما در مجموع برازش مدل‌ها مناسب است.

هزینه خاموش و روشن شدن نیروگاه

در محاسبات نیروگاه‌های برقابی هزینه هر بار خاموش و روشن شدن نیروگاه را معادل ده ساعت درآمد (کار) آن نیروگاه محاسبه می‌کنند. برای این کار ابتدا احتمال وقوع خاموش و روشن شدن نیروگاه بر اساس تعداد اتفاق افتادن ماهانه در دوره زمانی محاسبه و سپس در میانگین هزینه هر بار خاموش و روشن شدن نیروگاه ضرب شده است. این محاسبات در مدل حداکثرسازی (در نرم افزار GAMS) انجام شده است

هزینه جرایم

هزینه‌های مربوط به جرایم نیز به این دلیل که قابلیت برآورد رگرسیونی نداشتند (به‌دلیل داده‌های پراکنده و کوتاه بودن دوره زمانی)، با نرخ افزایش ده درصد سالانه براساس میانگین داده‌های گذشته در نظر گرفته شده‌اند.

۶- مدل حداکثرسازی سود نیروگاه‌های برقابی

در اینجا مدل اصلی تحقیق که در نرم افزار GAMS کدنویسی شده است مورد بررسی قرار می‌گیرد. این مدل شامل تابع هدف و محدویت‌های فنی و اقتصادی ارائه شده در روابط ۱۱-۱ است.

گسترش و کاربرد مدل حداکثرسازی سود

برنامه‌ریزی با توجه به تابع هدف و محدودیت‌های بیان شده در بالا انجام می‌شود. نرم‌افزار GAMS برای حل مسائل بهینه‌سازی از حل کننده‌های[1] متعددی استفاده می‌کند[2] که برخی از این حل کننده‌ها توان حل مسائل بهینه‌سازی غیرخطی را دارند. با کمک بیشتر آنها مسأله حداکثرسازی سود نیروگاه‌ها حل شده است که نتایج در جدول ۵ گزارش می‌شود.

1. Solvers

۲. حل کننده‌ها نرم افزارهایی هستند که زبان برنامه نویسی GAMS به کمک آنها اقدام به حل مدل طراحی شده می‌کند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

جدول ۵. حل مسأله بهینه سازی با حل کننده‌های متفاوت در نرم افزار GAMS

نام حل کننده	حداکثر تابع سود[۱]	وضعیت بهینگی	سرعت حل (ثانیه)	انحراف معیار[۲]
BARON[۳]	۷۰۴	بهینه محلی[۴]	۱۷۷	۰/۰۵
COUENNE[۵]	۷۰۵/۱	نبود بهینه[۶]	۱/۸	۰/۱۶
IPOPT[۷]	۱۴۵	نبود بهینه محلی	۴	۰/۲۸۲
KNITRO[۸]	۲۲۵	بهینه محلی	۲	۰/۱۴
LINDO[۹]	۷۲۳/۷	بهینه محلی	۵/۶	۰/۰۱۸
MINOS[۱۰]	۳۲۲/۱	بهینه محلی	۴/۷	۰/۰۵۷
SCIP[۱۱]	۷۲۰/۲	نبود بهینه محلی	۱/۸۴	۰/۰۲
SNOPT[۱۲]	۲۷۶/۱	بهینه محلی	۰/۵	۰/۰۶۳

منبع: یافته‌های تحقیق

همان‌طور که از جدول ۵ مشخص است پنج حل‌کننده به جواب بهینه محلی دست یافته‌اند. بهینه محلی بهترین حالت برای حل مسائل غیرخطی محسوب می‌شود (طلوع و جوشقانی، ۱۳۹۳). اما شاخص‌هایی چون حداکثر تابع هدف (سود)، سرعت حل و انحراف از مقدار حداکثر بهینه نیز برای انتخاب حل‌کننده مناسب‌تر مد نظر بوده است. با توجه به همه شاخص‌ها و پایین‌ترین انحراف معیار و بالاترین سود، حل مدل توسط حل کننده LINDO انتخاب شده و ادامه محاسبات با این حل کننده انجام می‌شود.

---

۱. کم‌ترین مقدار سود ۱۴۵ مربوط به حل کننده IPOPT و بیشترین مقدار ۷۲۳/۷ مربوط به حل‌کننده LINDO است.

۲. نرم افزار GAMS در زمان بهینه‌سازی حداکثر (حداقل) بهینه مورد نظر، دو عدد را گزارش می‌کند جواب (Solution) و بهترین جواب ممکن (Best Possible) که یکی از آن دو بالاتر است و اختلاف بین این دو (Absolut gap) و نسبت آن (Relative gap) را گزارش می‌کند. از این نسبت با عنوان انحراف معیار نام برده شده است.

3. Branch-And-Reduce Optimization Navigator

۴. به معنای وجود بهینه محلی (Locally Optimal) در مسائل برنامه‌ریزی است.

5. Convex Over and Under Envelopes for Nonlinear Estimation

۶. به معنای عدم وجود جواب بهینه، اما شدنی (Intermediate Non-optimal) است.

7. Interior Point Optimizer

8. Nonlinear Interior point Trust Region Optimization, the "K" is silent

9. Linear, Interactive, and Discrete Optimizer

10. Modular In-core Nonlinear Optimization System

11. Solving Constraint Integer Programs

12. Sparse Nonlinear Optimizer

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

اجرای مدل غیرخطی حداکثرسازی سود

مقصود از بهینه‌سازی به زبان ریاضی، حداکثر نمودن تابع هدف است. بنابراین هدف از بهینه‌سازی در این مقاله حداکثر نمودن سود نیروگاه‌های برقابی اول تا سوم است. در بهره‌برداری واقعی از سیستم، محدودیت‌هایی در میزان تولید و رهاسازی آب از مخازن وجود دارد که حداکثرسازی تابع هدف باید با توجه به این محدودیت‌ها انجام شود.

در این بخش به برنامه‌ریزی با رعایت محدودیت‌ها به حداکثرسازی سود نیروگاه‌ها می‌پردازیم. در این فرایند به سؤالات تحقیق پاسخ داده می‌شود. نخست این که حجم بهینه ذخیره آب در پشت هر سد در ماه‌های مختلف چقدر است؟ و دیگر این که میزان رهاسازی بهینه آب از سدها طی دوره بهره‌برداری به چه میزان است؟ در جدول زیر خلاصه حل مدل GAMS ارائه شده است.

جدول ۶. خلاصه حل مدل و آمار مدل بسط یافته با حل کننده LINDO (بهینه ساز خطی، تعاملی و گسسته[1])

SOLVE SUMMARY			
MODEL	Profitability	OBJECTIVE	z
TYPE	NLP	DIRECTION	MAXIMIZE
SOLVER	LINDO	STATUS SOLVER	Normal Completion
MODEL STATUS 2	Locally Optimal	OBJECTIVE VALUE	723.7
RESOURCE U, LIMIT	5.642 / 1000	ITERATION C, LIMIT	2825 / 20000000
STATISTIC SUMMARY			
BLOCKS OF EQUATIONS	32	SINGLE EQUATIONS	427
BLOCKS OF VARIABLES	35	SINGLE VARIABLES	499
NON ZERO ELEMENTS	1,521	CODE LENGTH	669

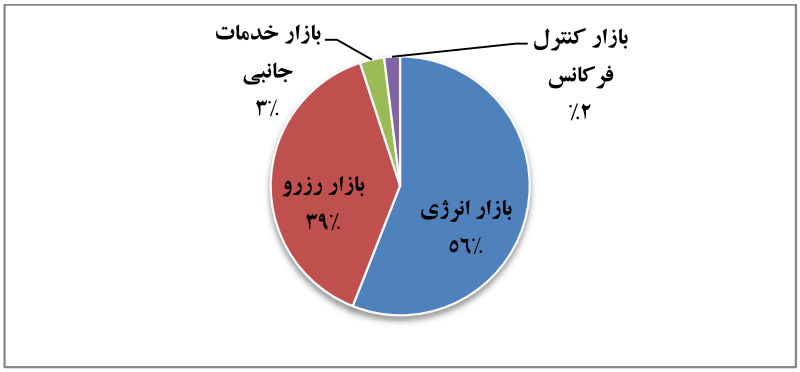
منبع: یافته‌های تحقیق

همان‌گونه‌که در این جدول مشخص است مدل سودآوری یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی[2] حداکثر کننده متغیر سود (Z) بوده که با حل کننده LINDO حل شده و

1. Linear, Interactive, and Discrete Optimizer
2. NLP

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

نتیجه آن یک پایان نرمال با بهینه محلی[۱] است. در این مدل، از ۳۲ دسته کلی معادلات و ۳۵ دسته متغیر استفاده شده است. همچنین ۴۲۷ معادله و ۴۹۹ متغیر در محاسبات گسترش یافته‌اند. با حل این مدل و رعایت الزامات به دست آمده مانند خروجی مخازن سدهای سه‌گانه و نگهداری مقادیر بهینه آب پشت سدهای مورد مطالعه، حداکثر سود ۷۲۳/۷ خواهد بود. در شکل زیر نسبت درآمد نیروگاه‌ها در هر یک از بازارها نشان شده است.



شکل ۳. نسبت درآمد نیروگاه‌ها در هر یک از بازارها

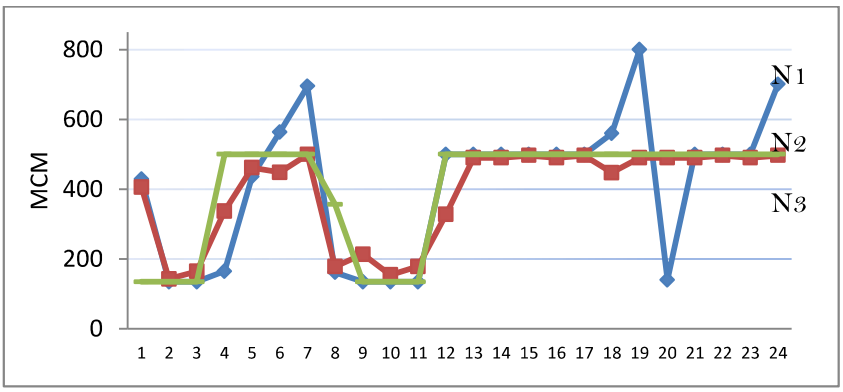
محاسبات شکل ۳ از بهینه‌سازی و اجرای مدل حداکثرسازی سود برای درآمد نیروگاه‌ها در همه بازارها به‌دست آمده است. همان‌طور که در شکل مشخص است، درآمد نیروگاه‌ها در بازار انرژی (که از فروش انرژی برق در بازار انرژی حاصل می‌شود) با ۵۶ درصد از کل درآمد بیشترین سهم از درآمد نیروگاه‌ها از مشارکت در بازار برق را دارد. کمترین میزان درآمد مربوط به درآمد کنترل فرکانس با حداکثر ۲ درصد درآمد است.

۱. منظور از پایان نرمال (Normal Completion) پایان محاسبات مدل در نرم افزار بصورت نرمال و بدون خطاست. منظور از بهینه محلی نیز یافتن یک بهینه محلی (Locally Optimal) است که در برنامه‌ریزی غیرخطی جواب نرمال و وضعیت مطلوب محسوب می‌شود (طلوع و جوشقانی، ۱۳۹۳).

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

تعیین مقادیر بهینه خروجی نیروگاه‌ها و ذخیره مخزن سدها

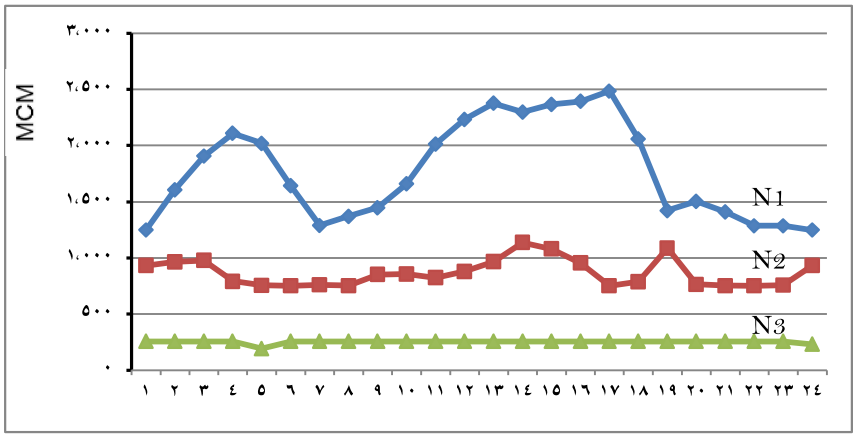
اکنون به‌دنبال پاسخ به این پرسش هستیم که میزان بهینه دبی خروجی و ذخیره آب پشت سد چقدر خواهد بود؟ در این بخش با استفاده از مدل حداکثرسازی سود به تعیین مقادیر بهینه خروجی و ذخیره مخزن سد می‌پردازیم. در مدل بهینه‌سازی همه محدودیت‌ها مطابق قوانین و استانداردهای بهره‌برداری از سدها شبیه‌سازی شده‌اند. در شکل زیر میزان رهاسازی بهینه آب، حاصل از بهینه‌سازی مدل حداکثرسازی سود نیروگاه‌های اول تا سوم است که برای ۲۴ ماه انجام شده است، مشاهده می‌شود:



شکل ۴. مقادیر بهینه خروجی نیروگاه‌ها

در شکل ۴ مقادیر ماهانه بهینه رهاسازی آب برای نیروگاه‌های اول تا سوم ملاحظه می‌شود. مقادیر قابل تغییر از قبیل رعایت استانداردهای کشاورزی و حداقل قوانین زیست‌محیطی و قوانین بازار برق که می‌توانند بر روی رهاسازی آب و در نتیجه حجم مخزن مؤثر باشند، در آن رعایت شده است. تقریباً از سال دوم رهاسازی آب در نیروگاه‌های دوم و سوم به‌صورت خطی قرار می‌گیرند. علت اصلی این پدیده کاهش و ثبات میزان ورودی آب به نیروگاه اول (N1) است. در شکل زیر تغییرات منابع آبی یا ذخیره مخزن طی ۲۴ ماه برنامه‌ریزی ملاحظه می‌شود:

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]



شکل ۵. حجم آب مخزن سدها طی زمان بهینه‌سازی

همان‌طور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود، ذخیره آب پشت سد سوم از روند نسبتاً ثابتی برخوردار است و دلیل آن ظرفیت کم این مخزن نسبت به دو سد دیگر است. نتایج بهینه‌سازی نشان می‌دهد که باید بیشترین مقدار در سد اول ذخیره شود و در نتیجه دو سد بعد روند هموارتری دارند.

۷- تعیین اعتبار مدل

بررسی پیرامون اعتبار مدل‌ها بر اساس قدرت پیش‌بینی مدل با توجه به مشخصات ساختاری و رفتاری سیستم و همچنین قدرت مدل در به‌کارگیری متغیرها انجام می‌گیرد. یکی از روش‌های موجود جهت تعیین اعتبار مدل، آزمون مفروضات یا بررسی اعتبار اجزای مدل است. علاوه بر این، اعتبار کلی مدل از مقایسه حل‌کننده‌های مختلف به دست می‌آید.

بررسی اعتبار اجزای مدل

همان‌طور که ذکر شد یکی از روش‌های تعیین اعتبار مدل، بررسی اعتبار اجزا مدل است. اجزاء به کار رفته در مدل سودآوری متغیرهایی هستند که در جدول ۴ پیش‌بینی

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

شده‌اند. برآوردها با آماره‌های t، R^2 و D.W. تعیین اعتبار شده‌اند. این آماره‌ها در جداول برآورد متغیرهای مورد پیش‌بینی آمده‌اند.

بررسی اعتبار کلی مدل

یکی از راه‌های تعیین اعتبار کلی مدل، داشتن بهترین نتیجه تابع هدف (بالاترین سود) و انحراف معیار پایین‌تر و ارائه نتیجه مناسب بهینه‌سازی با توجه به اهداف مسأله در بین حل‌کننده‌های موجود است. مساله حداکثرسازی سود در GAMS با حل کننده‌های متعددی که توان حل برنامه‌ریزی غیرخطی را داشتند حل شده است. همان‌طور که در جدول ۵ مشخص است تعدادی از این حل‌کننده‌ها به جواب بهینه محلی با بالاترین نرخ سودآوری دست یافته‌اند. اما شاخص‌هایی چون انحراف از مقدار حداکثر بهینه[1] نیز برای انتخاب حل‌کننده مناسب‌تر مد نظر بوده است که نشان‌دهنده مناسب بودن مدل و حل کننده LINDO برای حل این مدل است.

۸- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

متغیرهای درآمد- هزینه مورد استفاده در حل مدل، توسط روش‌های مرسوم اقتصادسنجی پیش‌بینی شد و در مدل سودآوری این تحقیق که یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی حداکثر کننده سود است وارد شدند. محاسبات مدل سودآوری در نرم افزار GAMS بهینه‌سازی شد. این مدل با حل کننده LINDO حل شده و نتیجه آن یک پایان نرمال با بهینه محلی بود. در تعریف مدل حداکثرسازی سود، همه محدودیت‌ها مطابق قوانین و استانداردهای بهره‌برداری از سدها شبیه‌سازی شده‌اند. متغیرهای قابل تغییر از قبیل رعایت استانداردهای کشاورزی و حداقل قوانین زیست‌محیطی و قوانین بازار برق که می‌توانند بر روی رهاسازی آب و در نتیجه حجم مخزن مؤثر باشند، در آن رعایت شده است.

در تحقیق حاضر میزان ذخیره آب پشت سد و خروجی بهینه نیروگاه‌های مورد مطالعه با رعایت قوانین و استانداردهای بالادستی برای دوره ۲۴ ماهه مشخص شد.

---

۱. در اینجا با عنوان انحراف از معیار ذکر شده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

نتایج تحقیق نشان داد که بیشترین پتانسیل نیروگاه‌ها دریافت درآمد از بازار انرژی (۵۶ درصد) و سپس بازار رزرو (۳۹ درصد) بوده است. پس از آن درآمد این نیروگاه‌ها از بازار خدمات جانبی حدود ۳ درصد و در بازار کنترل فرکانس در حدود ۲ درصد بوده است. نتایج نشان می‌دهد با استفاده از روش‌های بهینه سازی می‌توان سود بیش‌تری را نسبت به وضعیت فعلی نیروگاه‌ها به‌دست آورد.

به نظر می‌رسد اگر نیروگاه‌های برقابی زنجیره‌ای اگر با مالکیت جداگانه در نظر گرفته شود نتایج متفاوتی از تحقیق حاضر به دست آید. در این حالت از یکپارچه‌سازی تولیدکنندگان انرژی که عموما برای کاهش تعداد قیود در نظر گرفته شده صرف‌نظر می‌شود. همچنین بررسی برقراری ارتباط بین مدل‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت می‌تواند به بهبود سودآوری نیروگاه‌های برقابی کمک نماید.

پیوست

جدول ۷- ریشه واحد متغیرهای تحقیق

نام متغیر	متغیر	مقدار بحرانی مکینون	آماره دیکی-فولر	نتیجه
قیمت انرژی P_n^e	P_1^e	-۲/۶۳	-۳/۳۱	I(0)
	P_2^e	-۲/۶۳	-۳/۱۵	I(0)
	P_3^e	-۲/۶۳	-۲/۴۳	I(1)
قیمت رزرو P_n^s	P_1^s	-۲/۶۳	-۴/۵۹	I(0)
	P_2^s	-۲/۶۳	-۴/۶۴	I(0)
	P_3^s	-۲/۶۳	-۴/۷۶	I(0)
تولید انرژی e_n^e	e_1^e	-۳/۴۹	-۴/۵۵	I(0)
	e_2^e	-۳/۴۹	-۴/۸۸	I(0)
	e_3^e	-۳/۴۹	-۴/۳۵	I(0)
درآمد کنترل فرکانس In_fqc_n	In_fqc_1	-۳/۴۹	-۴/۶۱	I(0)
	In_fqc_2	-۳/۴۹	-۴/۲۸	I(0)
	In_fqc_3	-۳/۴۹	-۷/۴۵	I(0)
درآمد خدمات جانبی In_anc_n	In_anc_1	-۳/۴۹	-۴/۴۷	I(0)
	In_anc_2	-۳/۴۹	-۳/۷۸	I(0)
هزینه‌های عملیاتی و نگهداری OMC_n	OMC_1	-۳/۴۹	-۱۵/۴۴	I(1)
	OMC_2	-۳/۴۹	-۶/۳	I(0)
	OMC_3	-۳/۴۹	-۱۰/۲	I(1)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

منابع

اکبری فرد، سعید، شریفی، محمدرضا، رادمنش، فریدون (۱۳۹۷). بهینه‌سازی بهره‌برداری از سیستم چند مخزنه با استفاده از الگوریتم جستجوی موجودات همزیست، تحقیقات منابع آب ایران، دوره ۱۴، شماره ۲، ۲۷۳-۲۶۹.

ترابی، حسن، دهقانی، رضا، گودرزی، احمد (۱۳۹۸). بهره‌برداری بهینه از مخزن با استفاده از مدل برنامه‌ریزی خطی (مطالعه موردی: سد درودزن). انسان و محیط‌زیست، دوره ۱۷، شماره ۱.

دشت بزرگ، محمود و حسن علی آبادی (۱۳۹۳)، تجدید ساختار و ایجاد رقابت در صنعت برق مطالعه موردی، بازار برق ایران، هفتمین کنفرانس نیروگاه‌های برق، بندرعباس، شرکت مدیریت تولید برق هرمزگان.

رنجبری فروغ، حیدری ابراهیم، پارسا حجت (۱۳۹۹)، اندازه‌گیری و تجزیه و تحلیل شاخص‌های اقتصاد انرژی سبز در ایران (سنجش میزان و کشش انتشار دی‌اکسیدکربن)، مطالعات اقتصاد انرژی. دوره ۱۶، شماره ۶۴.

زهرایی، بنفشه، صادقی، فرناز، پورسپاهی سامیان، حامد، جمالی، سعید (۱۳۹۷). کاربرد برنامه‌ریزی پویای دوگان غیرقطعی با مدل‌سازی عدم قطعیت مارکوفی در تدوین سیاست‌های پایدار بهره‌برداری از سیستم‌های برق‌آبی. تحقیقات منابع آب ایران، دوره ۱۴، شماره ۲، ۲۱۸-۲۰۷.

طلوع، مهدی و جوشقانی، سمانه (۱۳۹۳). راهنمای کاربران GAMS. انتشارات کتاب دانشگاهی.

جوادی، محمدصادق (۱۳۹۷). ارزیابی تأثیر هزینه‌های راه اندازی و خروج واحدهای برقآبی بر برنامه ریزی تولید انرژی الکتریکی در سیستم آبی-حرارتی. تحقیقات منابع آب ایران، دوره ۱۴ شماره ۴.

حسینی موغاری، سید محمد، مقدس، محمد، عراقی‌نژاد، شهاب (۱۳۹۷). کاربرد الگوریتم بهینه‌سازی فاخته در بهره‌برداری بهینه از آبگیرهای برقابی، مهندسی منابع آب، دوره ۱۰ شماره ۱.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

شرزه‌ای غلامعلی، مددی سعید، کیانفر آرزو (۱۳۹۳). ارزیابی مالی احداث نیروگاه برقابی ارس (قره چیلر) با در نظر گرفتن درآمد مکانیسم توسعه پاک CDM، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی. دوره ۱۰، شماره ۴۱.

لطفعلی پور محمدرضا، حلوائی فریده، بستام مرتضی (۱۳۹۲). بررسی ظرفیت بهینه‌ی تولید انرژی با استفاده از روش برنامه‌ریزی فازی (مطالعه‌ی موردی نیروگاه سیکل ترکیبی شریعتی). مطالعات اقتصاد انرژی. دوره ۹، شماره ۳۹.

مازندرانی‌زاده حامد، پرهیزکاری مریم، افشار کریم (۱۳۹۷). بهینه‌سازی چندهدفه بهره‌برداری از مخازن سد برقابی بر اساس الگوی بازارهای پرداخت براساس پیشنهاد. سد و نیروگاه برق آبی، دوره ۵ شماره ۱۹.

مصلح شیرازی، علی نقی، طالب نژاد، احمد، زمانی، نرگس (۱۳۹۲). بررسی لزوم تداوم استراتژی‌های تجدید ساختار صنعت برق ایران. پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران. دوره ۲، شماره ۸.

معینی، رامتین (۱۳۹۳). ارزیابی عملکرد الگوریتم بهینه‌سازی جامعه مورچگان در حل مسأله بهره‌برداری بهینه از سیستم چند مخزنه: مقایسه چهار الگوریتم. تحقیقات منابع آب ایران، دوره ۱۱ شماره ۲.

منظور، داود و حمید عسکری‌آزاد (۱۳۸۷)، ارزیابی الگوی اصلاحات صنعت برق در ایران با تمرکز بر اصل ۴۴ قانون اساسی، مطالعات اقتصاد انرژی، دوره ۵، شماره ۱۶.

نورعلی، زهرا، موسوی، سید جمشید، شیری قیداری، سعید. (۱۳۹۷). بهینه‌سازی بهره‌برداری از مخازن سدهای چندمنظوره با استفاده از اتوماتای سلولی. تحقیقات منابع آب ایران، دوره ۱۴، شماره ۱.

Cheng C., Chau K, Sun Y, Lin Y (2005). Long-term prediction of discharges in Manwan Reservoir using artificial neural network models. Lecture Notes in Computer Science, vol 3612. Springer, pp.1040–1045.

Gómez, V., Maravall, A. (1996). Programs TRAMO and SEATS; Instructions for the User, Working Paper 9628 .

González A. M, José M. W, and Juárez I. (2005). Modeling and Forecasting Electricity Prices with Input/Output Hidden Markov Models, IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 20, NO. 1

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

Guisández I. n, Pérez-Díaz, J. and Wilhelmi, J.R. (2013). Assessment of the economic impact of environmental constraints on annual hydropower plant operation, Energy Policy, 61,pp 1332–1343.

Haghighat, H. (2008) .On the self-scheduling of a power producer in uncertain trading environment, Electric Power System Research, vol. 78, pp. 311-317.

Jabr, R. A. (2005) "Robust self-scheduling underprice uncertainty using conditional value-at-risk," IEEE Transaction on Power Systems., vol. 20, pp. 1852-1858.

Jamalmanesh, Arash, Khodaparast Mashhadi, Mahdi, Seifi, Ahmad, Falahi, Mohammad Ali. (2018). Prediction of Hydropower Energy Price Using Gómes-Maravall Seasonal Model. International Journal of Energy Economics and Policy. 8(2), 81-88.

Ladurantaye Daniel D., Gendreau, Michel, and Potvin Jean-Y. (2009). "Optimizing profits from hydroelectricity production", Computers & Operations Research, vol.36, pp. 499 – 529.

Ngundam, J. M., Kenfack, F. and Tatietse, T. (2000). "Optimal scheduling of large-scale hydrothermal power systems using the lagrangian relaxation technique," Electric Power & Energy Systems, vol. 22, pp. 237-245.

Nguyen, T.T.; Vo, D.N.; Dinh, B.H. (2018). An effectively adaptive selective cuckoo search algorithm for solving three complicated short-term hydrothermal scheduling problems. Energy, vol: 155, 930–956.

Shen, J.J.; Zhang, X.F.;Wang, J.; Cao, R.;Wang, S.; Zhang, J. (2019). Optimal operation of interprovincial Hydropower System Including Xiluodu and Local Plants in Multiple Recipient Regions. Energies, 12, 144.

Wang, J.; Guo, M.; Liu, Y. (2018). Hydropower unit commitment with nonlinearity decoupled from mixed integer nonlinear problem. Energy, 150, 839–846.

Wen, F. & A.K. David. (2001) Optimal Bidding Strategies and Modeling of Imperfect Information among Competitive Generators. IEEE Transactions on Power Systems, 16 (1):15-21.

Zhang, J., Wu, Z., Cheng, C., Zhang,S. (2011). Improved Particle Swarm Optimization Algorithm for Multi-Reservoir System Operation. Water Science Engineering, 4(1):61-73

Zhou, J.; Liao, X.; Ouyang, S.; Zhang, R.; Zhang, Y. (2014). Multi-objective artificial bee colony algorithm for short-term scheduling of hydrothermal system. Int. J. Electr. Power Energy Syst, 55, 542–553.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]

A Nonlinear Model to Maximize Profit of Hydropower Plants in the Long-Run

Arash Jamalmanesh[1], Ahmad Seifi[2*], Mahdi Khodaparast Mashhadi[3], Mohamad Ali Falahi[4]

1. PhD Candidate of Economics, Department of Economics, Ferdowsi University of Mashhad, Iran, jamalmanesh@gmail.com

2. Associate Professor of Economics, Department of Economics, Faculty of Economics and Administrative Sciences, Ferdowsi University of Mashhad, Iran,spring05@um.ac.ir

3. Associate Professor of Economics, Department of Economics, Faculty of Economics and Administrative Sciences, Ferdowsi University of Mashhad, Iran, m_khodaparast@um.ac.ir

4. Professor of Economics, Department of Economics, Faculty of Economics and Administrative Sciences, Ferdowsi University of Mashhad, Iran, falahi@um.ac.ir

Received: 2020/04/31 Accepted: 2020/11/23

Abstract

The problem of hydropower plant profit maximization includes simultaneous programming of optimal utilization of water resources and participation in the power market. The present research was performed on a chain of hydropower plants within the Karoon river basin in Khuzestan Province (Iran) (i.e. Karoon 3, Karoon 1, and Masjid Soleyman hydropower plants). In this research nonlinear programming and dynamic systems were applied to the monthly data for the 2005–2015 period to optimize total revenue. This study calculated optimal water reserve and release of water from the dam reservoir as well as profitability of the considered hydropower plants for a period of 24 months. The profit maximization was performed considering the revenue generated from energy markets, reserve, by-services, and frequency control, along with production costs including, maintenance costs, and start and stop and penalty costs. Results indicated that profitability of the studied power plants was more sensitive to the water inflow of dams rather than fluctuations in electricity price. The results show that by using optimization methods, more profit can be obtained than the current operation of power plants.

JEL Classification: C61, Q49, R38

Keywords: Energy, Profitability, Hydropoer Plants, Long-term, Optimization, Nonlinear Programming

*. Corresponding Author

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-15]