

## ارزیابی رانت اقتصادی نیروگاه‌های برق آبی استان خوزستان : رهیافت برنامه‌ریزی

### توسعه ظرفیت

زین‌العابدین صادقی<sup>۱</sup>، محبوبه قاسمی

استادیار گروه اقتصاد، دانشکده مدیریت و اقتصاد، دانشگاه شهید باهنر کرمان، کرمان، ایران

abed\_sadeghi@yahoo.com

کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، دانشگاه پیام نور واحد ایذه

mb66\_ghasemi@yahoo.com

### چکیده

همواره استفاده از منابع طبیعی، به کاهش هزینه‌ها و ایجاد رانت اقتصادی منجر می‌شود. یکی از موارد استفاده از منابع طبیعی، استفاده از آب در تولید برق است. در کشور ما سهم نیروگاه‌های برق آبی از کل برق تولیدی در مقایسه با دیگر منابع تولیدی حدود ۱۴ درصد است. در این مطالعه، رانت اقتصادی نیروگاه‌های برق آبی با استفاده از مدل تعیین حداقل هزینه برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت تولید برق محاسبه شده است. این مدل ضمن محاسبه رانت اقتصادی نیروگاه، ترکیب بهینه نیروگاه‌هایی که باید در آینده احداث شوند و بهره‌برداری بهینه از این نیروگاه‌ها و نیروگاه‌های موجود برای تامین تقاضای برق در آینده را تعیین می‌کند. مدل پیشنهادی برای نیروگاه‌های تحت پوشش برق منطقه‌ای استان خوزستان اجرا شد و تجزیه و تحلیل حساسیت رانت اقتصادی نسبت به تغییر در برخی از متغیرهای کلیدی انجام شد. نتایج گویای وجود رانت اقتصادی در خور توجه در تولید برق از نیروگاه‌های برق آبی است. همچنین، نتایج نشان می‌دهد که دورنمای توسعه صنعت برق کشور به سمت نیروگاه‌های گازی و آبی است. از تمام نیروگاه‌های برق آبی به‌علت هزینه‌های بهره‌برداری کمتر نسبت به نیروگاه‌های گازی و بخاری، در زمان بار پایه استفاده شده واز نیروگاه گازی و بخاری به‌علت هزینه بهره‌برداری بالاتر در بار میانی و بار پیک بهره‌برداری شده است. همچنین، تجزیه و تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که رانت اقتصادی ایجاد شده از طریق تولید برق از منابع آبی نسبت به نرخ رشد بار، نرخ تنزیل، قیمت سوخت و قابلیت دسترسی نیروگاه برق آبی واکنش نشان می‌دهد.

**واژه‌های کلیدی:** رانت اقتصادی، برق آبی، توسعه ظرفیت، برنامه‌ریزی خطی

## طبقه‌بندی JEL : Q41، Q42، Q51

## ۱. مقدمه

تغییر تکنولوژی تولید، در طول زمان گرایش به تغییر دارد.

در مورد یک بازار رقابتی کامل رانت برق آبی، قیمت رقابتی تعیین شده برق منهای هزینه نهایی تولید برق است. اما در بسیاری از کشورها بخش برق تجدید ساختار نشده است و هیچگونه قیمت رقابتی مشاهده نمی‌شود که بتوان برای محاسبه رانت برق آبی از آن استفاده کرد. بنابراین، از روش‌های جایگزین برای محاسبه رانت برق آبی استفاده می‌شود. روش اول، استفاده از هزینه هر واحد تولید برق در غیاب نیروگاه‌های برق آبی به عنوان یک جایگزین برای قیمت برق است. روش دوم، استفاده از قیمت برق توافق شده در قراردادهای بلندمدت صادرات و واردات است. روش سوم، پیش‌بینی قیمت بازاری برق است؛ و رویکرد چهارم، در نظر گرفتن سناریوی قیمت‌های جایگزین است. رانت برق آبی به واسطه طبیعت به وجود می‌آید. به این ترتیب برآورد رانت اقتصادی یک پروژه برق آبی به تنهایی مناسب‌تر از رانت کل سیستم برق آبی است. از طرفی ویژگی‌های خاص صنعت برق سبب می‌شود که مسئولین این صنعت ناچار شوند با استفاده از برنامه از قبل تعیین شده، به ایجاد تأسیسات تولید، انتقال و توزیع برق پردازند تا بتوانند حداکثر تقاضای مصرف‌کننده را با قابلیت اطمینان کافی تأمین نمایند.

این ویژگی‌ها عبارتند از:

افزایش قیمت جهانی نفت در سال ۱۹۷۳ ارزش منابع جانشین نفت مانند زغال‌سنگ و آب در تولید برق را افزایش داد. با وجود مسائل مربوط به محیط زیست و محدود بودن عمر سوخت‌های فسیلی در کنار مزایای نیروگاه‌های برق آبی از قبیل عمر طولانی، بازدهی نسبی بالاتر و غیره، این منبع را به سومین منبع تولید برق در جهان با داشتن سهم ۱۸/۵ درصدی از تولید کل برق تبدیل نموده است. در کشور ایران با وجود بارش‌های کم، برخی از بخش‌های آن دارای شرایط مناسبی برای توسعه برق آبی است. از جمله می‌توان وجود حوضه‌های آبریز بزرگ با آب‌دهی مناسب را نام برد که باعث توسعه پروژه‌های برق آبی شده است. به طوری که این شیوه در حال حاضر، با سهم ۱۴/۵ درصدی در تولید برق یکی از منابع انرژی طبیعی در کشور محسوب می‌شود. بهره‌برداری از منابع طبیعی به طور کلی و منابع آبی به طور خاص، می‌تواند رانت اقتصادی در خور توجهی ایجاد کند. این رانت با بازگشت مازاد بالاتر از ارزش سرمایه، نیروی کار، مواد و سایر عوامل به کار گرفته شده در بهره‌برداری از منابع طبیعی حاصل می‌شود. رانت اقتصادی منابع طبیعی به ویژگی‌های خاص منبع مورد بررسی مانند: کیفیت نسبی، دشواری‌های نسبی استخراج و تکنولوژی‌های تولید در دسترس، وابسته است. بدین گونه در مکان‌های متفاوت و با

در مورد یک بازار رقابتی کامل مفهوم رانت منابع طبیعی آسان است و به عنوان درآمد مازاد منابع طبیعی پس از محاسبه هزینه نهاده نیروی کار و سرمایه است [۱۹]. می‌توان مفهوم رانت منابع طبیعی در تولید برق را با یک مثال ساده نموداری نشان داد.

یک بازار برق رقابتی با مشخصات زیر را فرض کنید:

- تقاضا در طول زمان متفاوت است، دو نوع تقاضا پیک و غیر پیک در نظر گرفته می‌شود که طول هر دوره ۱۲ ساعت است.

- عرضه برق توسط چهار نیروگاه برق آبی تامین می‌شود. نیروگاه‌های برق آبی  $U_1$  و  $U_2$  از نوع جریانی،  $U_3$  و  $U_4$  نیروگاه‌های برق آبی مخزنی و  $U_5$  نیروگاه گاسوز است.

- بازار عوامل و محصول رقابتی است و حقوق مالکیت به شکل شفاف تعریف شده است.

- بازار بدون اثرات جانبی و نا اطمینانی است.

- هیچ‌گونه پرداخت انتقالی دولتی، یارانه و یا تحریف مشابه وجود ندارد.

قیمت تعادلی در هر دو دوره پیک و غیر پیک از محل تقاطع منحنی تقاضا با منحنی هزینه نهایی آخرین تولیدکننده تعیین می‌شود. هر نیروگاه با توجه به امکان تولیدش به ترتیب مقدار  $q_1$  تا  $q_5$  را تولید می‌کند. رانت اقتصادی برای هر دوره و برای هر نیروگاه به عنوان تفاوت بین درآمد کل و هزینه کل محاسبه می‌شود. اگر نیروگاه‌های  $U_1$  تا  $U_4$  هزینه‌های تولیدشان از هزینه تولید آخرین تولیدکننده کمتر باشد (در هزینه  $C_4=7$  تولید کند)

۱- از نظر اقتصادی انرژی برق قابل ذخیره‌سازی نیست. از این رو تولید کننده آن باید به ابزار پیش‌بینی کننده دقیق مجهز باشد و در زمانی که مصرف کننده بخواهد، میزان نیاز وی به مصرف برق را از طریق تولید هم‌زمان آن تأمین نماید.

۲- مصرف‌کننده آزادی کامل در مصرف دارد (غیر از موارد اضطراری نظیر کمبود برق و امکان خاموشی) و می‌تواند به هر مقدار و در هر زمان مصرف نماید.

۳- صنعت برق نه تنها باید این توان را داشته باشد که تمامی نیاز به مصرف برق را تولید نماید. بلکه باید میزان مناسبی از ظرفیت ذخیره را ایجاد کند تا برق مطمئن در اختیار مصرف کننده قرار گیرد.

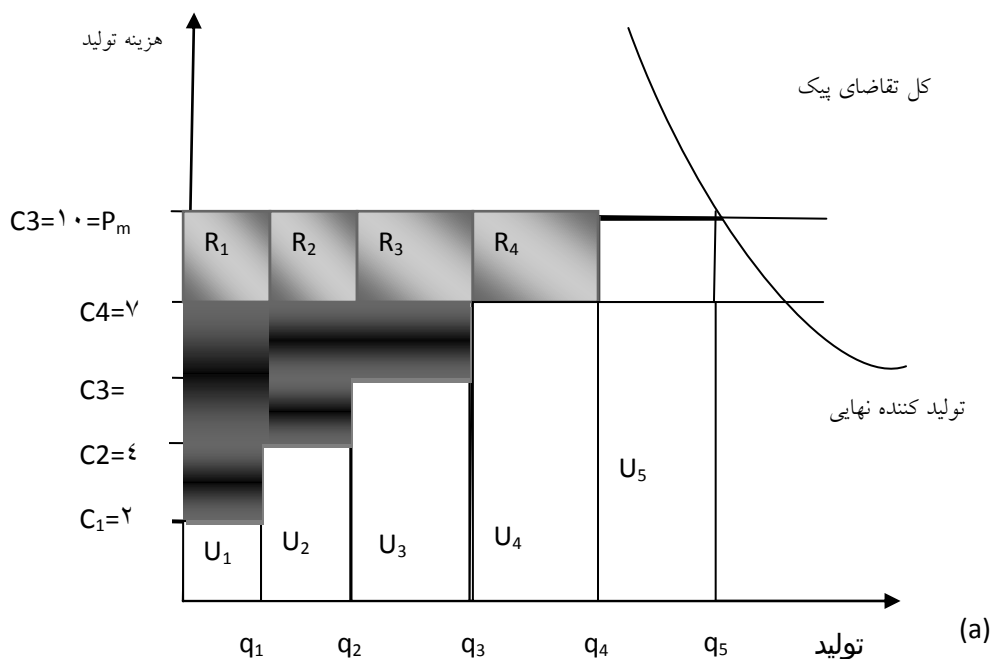
۴- ایجاد تاسیسات جدید برای تولید برق زمان‌بر است و صنعت برق به شدت سرمایه‌بر است.

بنابراین، در این مطالعه برای محاسبه میزان رانت نیروگاه برق آبی مورد نظر از یک مدل ریاضی توسعه ظرفیت تولید برق استفاده می‌شود تا ضمن محاسبه رانت، قادر به در نظر گرفتن عوامل یاد شده در بالا نیز باشد [۲۲]. در ادامه چارچوب مقاله به این شکل خواهد بود که پس از مقدمه، بخش دوم مقاله به ادبیات موضوع می‌پردازد؛ در بخش سوم تصریح مدل انجام می‌شود، بخش چهارم برآورد مدل و در بخش پایانی نیز نتیجه‌گیری ارائه می‌شود.

## ۲. ادبیات موضوع

نخواهند کرد طبیعی است که قیمت بازار پایین تر از قیمت قبل است و عملیات نیروگاه‌ها تنها رانت  $R_1$  و  $R_2$  (در نمودار b) را ایجاد می‌کنند. این رانت را می‌توان برای همه ساعات پیک و غیر پیک جمعی سازی کرد تا کل رانت سالانه‌ای ایجاد شده به وسیله ۵ نیروگاه به دست آید.

رانتی به مقدار  $R_1$  تا  $R_4$  به دست خواهند آورد و اگر قیمت بازار  $P_m$  تعیین شود هیچ رانت اقتصادی به وجود نخواهد آمد. نمودار a مقدار تولید برق در دوره پیک و کل رانت ایجاد شده در طول یک روز را نشان می‌دهد. در ساعات غیر پیک، تقاضا کمتر است بنابراین می‌توان تنها با دو نیروگاه  $U_1$  و  $U_2$  تولید کرد نیروگاه  $U_4$  و  $U_5$  به دلیل هزینه بالا تولید



شکل ۱- a و b: توضیح رانت منابع طبیعی

(رانت ریکاردویی) به علت تفاوت در کیفیت منابع طبیعی بهره‌برداری شده ایجاد می‌شود. که این به علت تفاوت در هزینه تولید هر واحد محصول منعکس می‌شود (برای مثال هر کیلو وات ساعت برق). می‌توان فرض کرد که نیروگاه برق آبی با هزینه عملیات بالاتر تنها رانت کمیابی ایجاد می‌کنند و تفاوت بین این هزینه و هزینه‌های تولید طرح و

رانت به وجود آمده در یک دوره می‌تواند ترکیبی از رانت کیفیت و رانت کمیابی باشد. رانت کمیابی بدلیل اینکه تکنولوژی بهره‌برداری از منابع طبیعی (برای مثال نیروگاه برق آبی) ارزان‌تر از سایر تکنولوژی‌ها (برای مثال تکنولوژی توربین گازی) است که عرضه آن محدود شده است، به وجود می‌آید. به دلیل محدودیت نیروگاه برق آبی بالقوه، توسعه این نیروگاه‌ها سودآور است. رانت کیفیت

برنامه نیروگاه ارزان‌تر، به عنوان رانت اضافی کیفیت تعریف می‌شود (مناطق سایه‌دار در شکل ۱).

با وجود شبهه رانت ممکن است رانت اقتصادی برآورد شده کاهش یابد. شبهه رانت از سود اضافی یک بنگاه در نتیجه مهارت خاص مدیریتی، تصمیم‌گیری صحیح برای سرمایه‌گذاری در گذشته و... به دست می‌آید. بنگاه‌ها می‌توانند از طریق رفتار کارآتر نسبت به سایر بنگاه‌ها شبهه رانت ایجاد شده خویش را حفظ نمایند. انتظار می‌رود بنگاه‌ها در بلندمدت از رقبا تحقق شبهه رانت را یاد بگیرند [۱۴].

زوکِر و جنکینز<sup>۱</sup> (۱۹۸۴)، رانت نیروگاه برق آبی را به عنوان تفاوت بین هزینه کل سیستم موجود با برق آبی و سیستم فرضی تولید بهینه کاملاً حرارتی برق با استفاده از ساده‌سازی مدل برنامه‌ریزی توسعه برق برای چهار استان کانادا برآورد کردند. نتایج نشان می‌دهد رانت برآورد شده نسبت به عامل قیمت سوخت، فرضیات مربوط به تغییر در هزینه‌های انتقال و نرخ تنزیل حساس است. در این مطالعه، رانت برای چهار استان کبک، انتاریو، بریتیش کلمبیا و منیتوبا به ترتیب ۱۸۷۴، ۷۳۵، ۸۱۹ و ۵۲۲ میلیون دلار به دست آمده است.

آماندسن و همکاران<sup>۲</sup> (۱۹۹۲)، در مطالعه‌ای به بررسی مالیات بر رانت تولید برق آبی در نروژ پرداخته و به این نتیجه رسیدند که نظام مالیاتی موجود تولید برق در نروژ برای مالیات‌بندی رانت برق آبی مناسب نیست و باید با مالیات رانت منابع به عنوان یک نظام خالص یا در ترکیب با نظام مالیات بر درآمد شرکت جایگزین شود.

آماندسن و توجتا<sup>۳</sup> (۱۹۹۳)، رانت برق آبی ۷ تولیدکننده منطقه‌ای در نروژ را با توجه به تغییرات بارندگی بین مجموعه‌های مختلف اندازه‌گیری کرده‌ند. آن‌ها با وجود نااطمینانی در مورد پیش‌بینی قیمت برق در بلندمدت بین رانت کوتاه‌مدت و بلندمدت تمایز قایل شده‌اند. نتیجه این مطالعه اهمیت رانت در بخش برق آبی نروژ را نشان می‌دهد.

سانتپیترو<sup>۴</sup> (۱۹۹۸)، طی مطالعه‌ای به بررسی روش‌های جایگزین برای برآورد رانت و هزینه تخلیه منابع ذخایر نفت خام آرژانتین پرداخته است. نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که قیمت خالص و ارزش معاملات، ارزش رانت منابع و ذخایر نفت خام را بیشتر نشان می‌دهد. و در تجزیه و تحلیل سیاست‌ها با هدف توسعه پایدار باید محتاطانه از قیمت خالص به عنوان ارزش هزینه تخلیه استفاده شود.

گیلن و وین<sup>۵</sup> (۲۰۰۰)، از اطلاعات مالی برق آبی انتاریو به منظور تخمین درآمدهای مالیاتی بالقوه بر اساس رانت اقتصادی نیروگاه‌های برق آبی استفاده کردند. قیمت‌های مورد استفاده آن‌ها قیمت‌های رقابتی بلندمدت صادرات و واردات برق بدون در نظر گرفتن هزینه‌های انتقال در قراردادهای بلندمدت توافق شده، بود. نتایج این مطالعه وجود رانت اقتصادی یک تا یک و نیم میلیارد دلار در سال را برای هر دو بخش خصوصی و عمومی در این استان نشان می‌دهد.

3. Amundsen & Tjotta  
4. Santopietro  
5. Gillen & Wen

1. zucker & jenkins  
2. Amundsen et al

شود تغییرات زیادی نشان می‌دهد. همچنین، رانت اقتصادی برای نیروگاه‌های عرضه کننده برق در بازار خارجی نسبت به تغییر در قیمت گاز و زغال سنگ حساس است و رانت اقتصادی نیروگاه به طور یکنواخت با تغییر در نرخ رشد بار و در دسترس بودن انرژی برق آبی تغییر نمی‌کند.

بنفی و فلیپینی<sup>۳</sup> (۲۰۱۰)، در مقاله‌ای برای مقایسه کارایی سیستم قیمت‌گذاری برق آبی سوئیس نشان می‌دهند از آنجا که در سیستم فعلی برق آبی سوئیس هزینه آب بر اساس ارزش اقتصادی منابع نیست تخصیص کارایی را نشان نمی‌دهد. همچنین، نتایج آنها نشان می‌دهد که چون سیستم فعلی انگیزه کارایی را در نظر نمی‌گیرد یک الگوی جدید مالیات رانت منابع طبیعی کارایی را بهبود می‌دهد و تولید رقابتی بلندمدت نیروگاه‌های برق آبی سوئیس را تضمین می‌کند.

زیاتوانگ و همکاران<sup>۴</sup> (۲۰۱۲)، یک مدل تک مرحله‌ای جبری برای مطالعه اثرات متقابل استراتژی‌های بین دو شرکت را بر اساس تجزیه و تحلیل بازی‌ها (تئوری بازی‌ها) در برنامه‌ریزی تولید و انتقال پیشنهاد می‌دهند. این مدل را می‌توان برای تجزیه و تحلیل اثرات متقابل راهبردی بین شرکت‌های تولید و انتقال به کار برد. با استفاده از این مدل می‌توان تعادل را از طریق حل مسئله مکمل مختلط، به ویژه حل مسئله حد گسسته با استنتاج از مدل برنامه‌ریزی درجه دوم به دست آورد. همچنین، این مدل را می‌توان در سیستم قدرت با

بنفی و همکاران<sup>۱</sup> (۲۰۰۵)، رانت اقتصادی برق آبی را برای ۴ دسته از تولید کنندگان برق آبی (یعنی نیروگاه‌های جریانی با سرریز کمتر از ۲۵ متر، نیروگاه جریانی با سرریز بالاتر از ۲۵ متر، نیروگاه‌های مخزنی با پمپ و نیروگاه‌های مخزنی بدون پمپ) در سوئیس را محاسبه کردند. در این مطالعه قیمت برق از یک بازار رقابتی اروپا و سوئیس گرفته شده است و برای تولیدکنندگان داخلی به شکل برون‌زا است. همچنین، تأثیر قیمت‌های متفاوت بازار برق فرضی بر رانت اقتصادی تجزیه و تحلیل شد. برای مثال معرفی سیاست‌های درونی‌سازی، تغییرات قابل توجهی در سطح رانت اقتصادی بالقوه تولید شده در بخش برق آبی به وجود می‌آورد. بر اساس نتایج این مطالعه رانت اقتصادی تکنولوژی‌های مختلف تولید به طور قابل توجهی متفاوت است و نیروگاه‌های جریانی تنها ۲۸ درصد از رانت متوسط بالقوه را به خود اختصاص می‌دهند؛ در حالی که نیروگاه‌های ذخیره سازی ۷۲ درصد باقیمانده را ایجاد می‌کنند.

شریستا و ابیگاناواردانا<sup>۲</sup> (۲۰۰۹)، رانت اقتصادی نیروگاه‌های برق آبی در نپال را با تعیین حداقل هزینه طرح‌های توسعه برق، با و بدون نیروگاه برق آبی که رانت آن محاسبه می‌شود، برآورد کردند. نتایج نشان می‌دهد که رانت اقتصادی نیروگاه‌های برق آبی نسبت به تغییر در نرخ تنزیل و رشد بار در هر دو حالتی که برق تولید شده از نیروگاه برق آبی منتخب در داخل به فروش رسد یا این‌که صادر

<sup>3</sup>Banfi & Filippini

<sup>4</sup>Xiaotong et al

1.Banfi et al

2.Shrestha & Abeygunawardana

### ۳. روش‌شناسی محاسبه رانت اقتصادی نیروگاه برق آبی

در این مطالعه، رانت اقتصادی نیروگاه برق آبی با تعیین حداقل هزینه طرح‌های توسعه ظرفیت تولید با و بدون نیروگاه برق آبی محاسبه می‌شود. رانت اقتصادی کل تنزیل شده (TER) نیروگاه برق آبی، صرفه جویی در هزینه کل تولید برق ( $\Delta TC$ ) با گنجاندن نیروگاه‌های برق آبی در سیستم برق خواهد بود.

$$TER = \Delta TC = (TC_1 - TC_2) \quad (1-3)$$

$TC_1$ : حداقل هزینه کل تنزیل شده برنامه‌های توسعه تولید برق بدون نیروگاه برق آبی.  
 $TC_2$ : حداقل هزینه کل تنزیل شده برنامه‌های توسعه تولید برق با نیروگاه برق آبی.

رانت اقتصادی واحد سطح بندی شده نیروگاه برق آبی:

$$TER = \Delta TC = \sum_{t=t_h}^T \frac{(LER * E_t)}{(1+r)^t} \quad (2-3)$$

$r$ : نرخ تنزیل،

$E_t$ : برق تولید شده نیروگاه برق آبی در سال  $t$

$T$ : افق برنامه ریزی

$t_h$ : سالی که نیروگاه برق آبی به سیستم برق آبی

اضافه می‌شود

$T-t_h$ : زمان مورد نیاز برای تولید برق از نیروگاه

(دوره ای که رنت محاسبه می‌شود)

با مرتب کردن معادله قبل:

ظرفیت بزرگ استفاده کرد. سپس، مدل کورنات<sup>۱</sup> برای شبیه‌سازی استراتژی‌های توسعه شرکت‌های تولید و انتقال استفاده می‌شود.

بزرگ‌زاده (۲۰۱۲)، چشم انداز و استراتژی توسعه برق آبی در ایران را بررسی کرده است. در این مطالعه پس از معرفی شرایط هیدرولوژیکی و آخرین وضعیت تولید انرژی در کشور الزامات و محدودیت‌های در استراتژی توسعه برق آبی شرح داده شده است. همچنین، در این پژوهش ظرفیت کل نیروگاه‌های برق آبی در حال ساخت و در دست مطالعه، از جمله پروژه‌های معمولی و غیر معمولی به ترتیب ۷۰۰ و ۲۳۰۰۰ مگاوات ارزیابی شده و پیش‌بینی شده است که ظرفیت کل پروژه‌های برق آبی به ۳۰۰۰۰ مگاوات در سال ۲۰۲۵ برسد.

گلدانی و همکاران (۱۳۹۰)، در مطالعه‌ای با تنظیم و طراحی برنامه بهینه توسعه تولید بر روی افق زمانی مورد مطالعه، به ایجاد تعادل دینامیکی بین عرضه و تقاضای انرژی و همچنین، تضمین دستیابی به سود مورد انتظار توسط واحدهای تولیدی پرداخته‌اند. پاسخ این مسئله دینامیک غیرخطی به کمک یک روش بهینه‌سازی مبتنی بر الگوریتم ژنتیک محاسبه شده است. سپس، روش پیشنهادی بر روی یک شبکه نمونه اعمال و کارایی و قابلیت آن ارزیابی شده است.

<sup>۱</sup>Cournot

بهره‌برداری در تابع هدف و سایر عوامل در قالب محدودیت‌ها ارایه شده‌اند.

هدف این مدل مینیم کردن کل هزینه‌هاست و تابع هدف آن را می‌توان به شکل زیر نوشت:

$$\min \sum_{j,v} CC_{jv} Y_{jv} + \sum_{j,t,v,p} FC_{jtv} U_{jtv} \theta_p \quad (3-4)$$

$CC_{jv}$ : هزینه ظرفیت نیروگاه برق  $j$  به کار گرفته شده در فهرست  $v$

$FC_{jtv}$ : هزینه تولید هر واحد برق از نیروگاه  $j$  از فهرست  $v$  در سال  $t$

$\theta_p$ : نشان‌دهنده پهنا بلوک  $p$  بر روی منحنی تداوم بار

### ۳-۱-۲- محدودیت‌های مسئله

#### ۳-۱-۲-۱- محدودیت قابلیت اعتماد سیستم

به علت وجود عدم اطمینان در پیش‌بینی تقاضای بار مصرفی و به منظور کارکرد مطمئن سیستم قدرت، سعی می‌شود ظرفیت نیروگاه‌های نصب شده بیش از تقاضا برق در زمان اوج انتخاب شود. این ظرفیت اضافه، معمولاً ظرفیت ذخیره نامیده می‌شود و مقدار آن به شکل ظرفیت بزرگترین واحد سیستم و یا به شکل درصدی از تقاضای اوج، به نام ذخیره حاشیه‌ای در نظر گرفته می‌شود. با توجه به طول عمر نیروگاه‌ها، این محدودیت را می‌توان شکل زیر بیان کرد:

$$\sum_{j,v} a_{jv} Y_{jv} \geq Q_{tp} (1 + rm) \quad (3-6)$$

$$LER \quad (3-3)$$

$$= \Delta TC / \left( \sum_{t=t_h}^T \frac{E_t}{(1+r)^t} \right)$$

که مخرج سمت راست معادله را می‌توان به عنوان مجموع تنزیل شده تولید انرژی از نیروگاه برق آبی در طول دوره برنامه ریزی تفسیر کرد.

### ۳-۱-۱- مدل ریاضی توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها

مدل ریاضی توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها، دو متغیر تصمیم را بررسی و بهینه می‌کند. متغیر اول مربوط به ظرفیت نیروگاه‌های جدید است و دومین متغیر تصمیم نشانگر خروجی نیروگاه‌های موجود و جدید در نواحی مختلف منحنی تداوم بار و در سال‌های مختلف است که به شکل زیر نشان داده می‌شوند.

$Y_{jv}$ : متغیر تصمیم نشان دهنده ظرفیت نیروگاه  $j$  ( $j = 1, 2, \dots, J$ ) نصب شده در فهرست  $v$  ( $v = 1, 2, \dots, T$ )

$U_{jtv}$ : متغیر تصمیم نشان دهنده خروجی نیروگاه  $j$  مدل  $v$  ( $v = -v, \dots, 0, \dots, t$ ) در سال  $t$  ( $t = 1, 2, \dots, T$ ) در ناحیه  $P$  ( $p = 1, \dots, p$ ) بر روی منحنی تداوم بار (برحسب مگاوات)

### ۳-۱-۱-۱- تابع هدف

برای رسیدن به هدف بهینه در توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها، یک مدل برنامه‌ریزی خطی به‌عنوان راه حل مسئله معرفی می‌شود. در این مدل عواملی مانند هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های



ممکن است برخی دلایل فنی، اقتصادی و یا اجرایی در هر مرحله برنامه‌ریزی، اجازه ساخت بیشتر از یک ظرفیت مشخص را ندهد. در این میان تصمیم‌گیرندگان باید چنین محدودیت‌هایی را در حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت در نظر بگیرند. فرض کنید  $Y_j \max$  نشان‌دهنده حداکثر ظرفیت بالقوه نیروگاه نوع  $j$  بوده که منابع می‌توانند تامین نمایند و  $Y_j \min$  نشان‌دهنده حداقل ظرفیت نیروگاه‌های است که امکان خاموشی نداشته و در این حداقل باید تولید نمایند. در این صورت خواهیم داشت:

$$Y_{jv \min} \leq Y_{jv} \leq Y_{jv \max} \quad (11-3)$$

#### ۴. روش تحقیق

##### ۴-۱- جامعه آماری

جامعه آماری این مطالعه برق منطقه‌ای استان خوزستان است. شبکه برق خوزستان دارای ۷ نیروگاه برق آبی با ۳۹ واحد نیروگاهی به ظرفیت تقریبی ۷۹۷۰ مگاوات است. همچنین، انرژی تولیدی یک نیروگاه برق آبی با ۲ واحد نیروگاهی به ظرفیت تقریبی ۱۰۰ مگاوات در استان فارس در شبکه خوزستان تزریق می‌شود. در مجموع شبکه برق خوزستان با ۶۸ درصد قدرت نصب شده نیروگاهی برق آبی، صاحب جایگاه اول قدرت نصب شده نیروگاهی در ایران است. این استان با سه نیروگاه حرارتی بخش خصوصی با ۱۵ واحد نیروگاهی به ظرفیت نصب شده ۱۳۳۶ مگاوات و دو نیروگاه حرارتی بخش دولتی با ۱۰ واحد نیروگاهی به ظرفیت نصب شده ۲۳۸۹ مگاوات و نیروگاه حرارتی (در مجموع ۱۱۷۸۳ مگاوات) ۳۲

که در آن:

$a_{jv}$ : در دسترس بودن نیروگاه  $j$  در فهرست  $v$ .

$im$ : حاشیه ذخیره مورد نظر

مقدار شاخص  $a_{jv}$  کوچک‌تر از یک بوده و با افزایش  $t$  کاهش می‌یابد، به طوری که بعد از سپری شدن طول عمر واحد  $j$ ، مقدار آن صفر می‌شود.

##### ۳-۱-۲- محدودیت تقاضا

کل برق تولید شده از واحدهای عملیاتی در یک زیردوره نباید کمتر از تقاضا در این زیردوره باشد.

$$\sum_{j,v} U_{jvtp} \geq Q_{tp} \quad (7-3)$$

$Q_{tp}$ : میزان تقاضا در سال  $t$  برای ناحیه بار  $p$  (برحسب مگا وات).

##### ۳-۱-۲- محدودیت در دسترس بودن نیروگاه

بار عرضه شده توسط هر نیروگاه نمی‌تواند از کل ظرفیت اسمی در دسترس آن بیشتر باشد.

$$U_{jvtp} \leq Y_{jv} a_{jv} \quad (8-3)$$

این محدودیت‌ها بایستی برای کلیه  $v = -v, \dots, 0, \dots, t$  و  $(j = 1, 2, \dots, J), p = 1, 2, 3, 4$  و  $(t = 1, 2, \dots, T)$  نوشته شوند متغیرهای سمت راست رابطه فوق نشان دهند مقادیر ظرفیت‌های عملی برای نیروگاه‌های موجود و نیروگاه‌های پیشنهادی است [۲۵].

##### ۳-۱-۲- محدودیت ظرفیت قابل ساخت

سد و نیروگاه گتوند یک پروژه برق آبی در حال توسعه است که به عنوان یکی از بزرگترین نیروگاه‌های برق آبی کشور می‌تواند شبکه برق منطقه‌ای خوزستان را تقویت کند. افق برنامه‌ریزی در این مطالعه، ۱۲ سال است (از سال ۱۳۹۲ تا ۱۳۰۴). سال ۱۳۹۰ به عنوان سال پایه به منظور محاسبه هزینه توسعه ظرفیت تولید در نظر گرفته شده است. نرخ تنزیل استفاده شده ۲۰ درصد است که همان نرخ اوراق مشارکت وزارت نیرو می‌باشد. نرخ رشد تقاضا ۶ درصد است که میانگین رشد تقاضای بار خوزستان در ۱۰ سال گذشته می‌باشد. همچنین، ذخیره حاشیه ۵ درصد است. اطلاعات مربوط به نیروگاه‌های منتخب در جدول ۱۲ پیوست آمده است.

#### ۴-۲- پیش‌بینی تقاضا

همان‌گونه که در جدول ۱ ملاحظه می‌شود، برنامه با توجه به رشد ۶ درصدی تقاضا، میزان تقاضا تا سال ۱۴۰۴ را در ۳ سطح بار پایه، بار میانی و بار پیک ارزیابی نموده است.

درصد قدرت نصب شده نیروگاهی کل کشور را تشکیل می‌دهد.

در سال ۱۳۹۰ نیروگاه‌های رامین، آبادان، خرمشهر و زرگان ۶۴ درصد و تمام نیروگاه‌های برق آبی ۳۳ درصد از کل انرژی تولید شده در حوزه مدیریت شرکت برق منطقه‌ای خوزستان را تولید نموده‌اند. کل انرژی ناخالص تولیدی این نیروگاه‌ها به ۲۹۰۵۰۶۶۴ مگاوات ساعت رسیده که نسبت به سال ۱۳۸۹ رشد ۷/۶۹ درصدی داشته است. همچنین، با مصرف داخلی ۸۴۳۱۹۴ مگاوات ساعت، کل انرژی خالص تولیدی در شبکه خوزستان برابر ۲۸۲۸۷۴۷۰ مگاوات ساعت بوده است که نسبت به سال قبل آن معادل ۷/۸۱ درصد رشد داشته است. حداکثر بار هم‌زمان در سال ۱۳۹۰ برابر با ۶۶۰۴ مگاوات بوده است که نسبت به سال قبل از رشد ۴/۷۴ درصد برخوردار است. نیروگاه‌های حرارتی ۵۶ درصد و برق آبی ۴۴ درصد انرژی را بر عهده داشته‌اند.

در این مطالعه، برای محاسبه رانت اقتصادی نیروگاه‌های برق آبی، یک مورد از پروژه‌های برق آبی استان خوزستان که به عنوان سد و نیروگاه گتوند شناخته می‌شود، در نظر گرفته شده است.

جدول ۱- پیش‌بینی تقاضا

میزان تقاضا در سال میانی دوره سرمایه‌گذاری (مگاوات)				دوره تقاضا بر روی منحنی تداوم بار
۱۴۰۲	۱۴۰۱	۱۳۹۸	۱۳۹۵	
۱۲۹۴۶	۱۲۲۱۳	۱۰۲۵۴	۸۶۱۰	حداکثر
۱۱۰۵۰	۱۰۴۲۴	۸۷۵۲	۷۳۴۹	میانی
۶۶۲۶	۶۲۵۱	۵۲۴۹	۴۴۰۷	بار پایه

مأخذ: محاسبات تحقیق

### ۴-۳- پیش‌بینی نیاز بار در سال‌های آتی

همواره ظرفیت نیروگاه‌های نصب شده باید بیش از تقاضای برق در زمان پیک انتخاب شوند تا در صورت خارج شدن نیروگاه از مدار به هر علتی، این مسئله باعث ایجاد خاموشی در شبکه نشود. در این مطالعه، با توجه به شرایط نیروگاه‌های

خوزستان این ذخیره حاشیه‌ای ۵ درصد تقاضای پیک در نظر گرفته شده است. بنابراین، با توجه به پیش‌بینی تقاضا و ذخیره حاشیه‌ای در نظر گرفته شده، میزان افزایش بار مورد نیاز نسبت به سال ۱۳۹۲ در جدول ۲ در سال‌های میانی سرمایه‌گذاری ارایه شده است.

جدول ۲- میزان افزایش بار مورد نیاز

میزان بار مورد نیاز در سال میانی دوره سرمایه‌گذاری (مگاوات)			
۱۴۰۴	۱۴۰۱	۱۳۹۸	۱۳۹۵
۹۳۶۶۷	۸۵۹۷/۰۵	۶۵۴۰/۱	۴۸۱۳/۹

مأخذ: محاسبات تحقیق

در این جدول نیاز توسعه ظرفیت نیروگاه‌های برق منطقه‌ای خوزستان در سال‌های آتی شناسایی شده است. شایان ذکر است که میزان بار ارایه شده در این جدول مربوط به خروجی نیروگاه‌هاست، که تأمین‌کننده نیاز شبکه است.

همان‌طور که در جدول ۳ آمده است حداقل هزینه کل برنامه ریزی توسعه ظرفیت بدون در نظر گرفتن نیروگاه گتوند در مدل ۱۵۱۱/۹۹ میلیارد ریال و با در نظر گرفتن آن ۱۴۲۷/۹۶ میلیارد ریال است. بنابراین، رانت اقتصادی نیروگاه در طول دوره برنامه‌ریزی ۸۴/۰۲۹ میلیارد ریال است. همچنین، رانت اقتصادی به ازای هر کیلو وات ساعت تولید برق از نیروگاه گتوند ۶۸۹۰۱ ریال به‌دست آمده است.

### ۴-۴- رانت نیروگاه برق آبی

اجرای برنامه توسعه ظرفیت نیروگاه‌های استان خوزستان نشان می‌دهد که نیروگاه گتوند در سال ۱۳۹۵ به شبکه برق خوزستان اضافه می‌شود.

جدول ۳- حداقل هزینه برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت و رانت اقتصادی

۱۵۱۱/۹۹	حداقل هزینه کل توسعه ظرفیت بدون در نظر گرفتن نیروگاه گتوند (میلیارد ریال)
۱۴۲۷/۹۶	هزینه کل توسعه ظرفیت با در نظر گرفتن نیروگاه گتوند (میلیارد ریال)
۸۴/۰۲۹	رانت اقتصادی (میلیارد ریال)
۶۸۹۰۱	رانت اقتصادی به ازای هر کیلو وات ساعت (ریال)

مأخذ: محاسبات تحقیق

#### ۴-۵- انتخاب نیروگاه‌های جدید برای توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها

همان‌گونه که در بحث معرفی مدل توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها بیان شد، یکی از متغیرهای تصمیم مدل، ظرفیت نیروگاه‌های جدید است. با توجه به داده‌های ورودی مدل در ارتباط با مشخصات نیروگاه‌های موجود و نیروگاه‌های پیشنهادی برای توسعه و همچنین، پیش‌بینی میزان

تقاضا و ذخیره حاشیه‌ای لازم در منطقه خوزستان، خروجی مدل در رابطه با نیروگاه‌های پیشنهادی جهت توسعه ظرفیت، میزان ظرفیت و زمان بهره برداری را بدون در نظر گرفتن نیروگاه گتوند و با در نظر گرفتن آن به شرح در جدول‌های ۴ و ۵ ارائه شده است.

جدول ۴- نیروگاه‌های پیشنهادی با در نظر نیروگاه گتوند برای توسعه ظرفیت، میزان ظرفیت و زمان بهره‌برداری

جمع	میزان توسعه ظرفیت در مراحل برنامه ریزی (مگاوات)				طرح نیروگاه
	۱۴۰۲	۱۴۰۱	۱۳۹۸	۱۳۹۵	
۱۶۰	۰	۰	۰	۱۶۰	آبادان: واحد ۵ (گازی)
۱۱۰۶۹/۶۴	۱۰۹۹/۵	۲۹۳۸	۲۴۶۶	۴۵۶۶/۱۴	آبادان: واحد ۶ (گازی)
۳۱۶	۰	۰	۰	۳۱۶	رامین: واحد ۷ (بخاری)
۳۱۶	۰	۰	۰	۳۱۶	رامین: واحد ۸ (بخاری)
۲۰۰۰	۰	۰	۰	۲۰۰۰	گتوند

مأخذ: محاسبات تحقیق

جدول ۵- نیروگاه‌های پیشنهادی بدون در نظر گرفتن نیروگاه گتوند جهت توسعه ظرفیت، میزان ظرفیت و زمان بهره برداری

جمع	میزان توسعه ظرفیت در مراحل برنامه ریزی (مگاوات)				طرح نیروگاه
	۱۴۰۴	۱۴۰۱	۱۳۹۸	۱۳۹۵	
۱۶۰	۰	۰	۰	۱۶۰	آبادان: واحد ۵ (گازی)
۱۲۴۹۸/۷۱	۱۰۹۹/۵	۲۹۳۸/۵	۲۴۶۶	۵۹۹۴/۷۱	آبادان: واحد ۶ (گازی)
۳۱۶	۰	۰	۰	۳۱۶	رامین: واحد ۷ (بخاری)
۳۱۶	۰	۰	۰	۳۱۶	رامین: واحد ۸ (بخاری)

مأخذ: محاسبات تحقیق

ظرفیت در نظر گرفته نمی شود باید ظرفیت واحد ۵ نیروگاه آبادان را افزایش داد. از نکات در خور توجه در این رابطه افزایش ظرفیت کل اضافه شده با در نظر گرفتن نیروگاه گتوند (۱۳۸۶۱/۶۴) مگاوات در مقابل (۱۳۲۹۰/۷۱) است و عدم انتخاب واحد ۷ نیروگاه بخاری رامین برای توسعه ظرفیت

همان‌گونه که ملاحظه می‌شود، واحدهای ۷ و ۸ نیروگاه رامین، واحد ۵ نیروگاه آبادان و نیروگاه گتوند در سال ۱۳۹۵ باید به بهره‌برداری برسند و واحد ۶ نیروگاه آبادان در سال‌های ۱۳۹۵، ۱۳۹۸، ۱۴۰۱، ۱۴۰۲ باید توسعه پیدا کند. همچنین، هنگامی که نیروگاه گتوند در برنامه ریزی توسعه

در سال‌های آتی است که دلایل آن را می‌توان به شرح زیر بیان کرد:

۱- نیروگاه‌های برق آبی به علت محدودیت‌های آبی معمولاً در فصل‌های خشک سال بهره‌برداری نمی‌شوند. ضریب بهره‌برداری برای نیروگاه گتوند ۵۰ درصد در نظر گرفته شده که به علت افزایش ظرفیت بوده است.

۲- با توجه به این نکته که نیروگاه‌های بخاری بیشتر در بار پایه صرفه اقتصادی داشته و نیروگاه‌های گازی برای استفاده در بار پیک با صرفه هستند، خروجی مدل این واقعیت را نشان می‌دهد، که تا سال ۱۳۹۶ با روند رشد ۵ درصدی نیروگاه‌های بخاری موجود نیاز بار پایه منطقه را تأمین می‌کند.

۳- برق منطقه‌ای خوزستان نیز مانند بقیه مناطق کشور برنامه توسعه ظرفیت نیروگاه‌های بخاری را از دستور کار خود خارج کرده است و روند توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها در منطقه خوزستان به سمت نیروگاه‌های گازی و آبی است.

#### ۴-۶- نحوه بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌ها

یکی دیگر از متغیرهای تصمیم، مدل بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌هاست. نحوه بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌های موجود و واحدهای انتخاب شده جدید، که توسط مدل تعیین شده، برای تمام ناحیه بارها و برای ۴ سال میانی برنامه‌ریزی به ترتیب در جدول‌های ۵ و ۶ نشان داده شده است.

جدول ۶- خروجی نیروگاه‌ها در سال‌های میانی برنامه‌ریزی با در نظر گرفتن نیروگاه گتوند

۱۴۰۲		۱۴۰۱		۱۳۹۸		۱۳۹۵		نوع نیروگاه
خروجی	ناحیه بار	خروجی	ناحیه بار	خروجی	ناحیه بار	خروجی	ناحیه	
۸۶/۱	پایه	۸۶/۱	پایه	۸۶/۱	پایه	۸۶/۱	پایه	آبادان: واحد ۱ تا ۴
۱۱۲	متوسط	۱۱۲	متوسط	۸۹/۶	متوسط	۱۱۲	متوسط	آبادان: واحد ۵
						۲۲/۴	پایه	
						۱۱۸۵/۹	پیک	
-	پایه	۱۰۲۴/۴	پایه		پایه	۱۰۲۴/۴	پایه	آبادان: واحد ۶
۱۷۹۶/۹	متوسط	۲۱۷۱/۹	متوسط	۳۱۹۶/۳	متوسط	۲۰۱۰/۴	متوسط	
۱۷۷۳/۶۵	پیک	۱۴۴۶/۳	پیک	۱۲۱۳/۵	پیک	۱۱۸۵/۹	پیک	
۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	زرگان: واحد ۱
۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	متوسط	زرگان: واحد ۲
۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	متوسط	رامین: واحد ۱
۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	رامین: واحد ۲
۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	متوسط	رامین: واحد ۳
۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	رامین: واحد ۴، ۵ و ۶
۲۵۲/۸	متوسط	۲۵۲/۸	متوسط	۳۵/۷	پیک	۷۵/۱	پیک	رامین: واحد ۷
				۲۱۷/۱	متوسط			
۲۵۲/۸	متوسط	۲۵۲/۸	متوسط	۲۵۲/۸	پیک			رامین: واحد ۸
۸۱	پایه	۸۱	پایه	۸۱	پایه	۸۱	پایه	خرمشهر: واحد ۱ تا ۴
۱۱	پایه	۱۱	پایه	۱۱	پایه	۱۱	پایه	ملاصدرا: واحد ۱ و ۲
۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	کارون ۱: واحد تا ۸
۷/۹۸	پایه	۷/۹۸	پایه	۷/۹۸	پایه	۷/۹۸	پایه	کرخه: واحد ۱ تا ۳
۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	مسجد سلیمان: واحد ۱ تا ۸

۸۵	پایه	۸۵	پایه	۸۵	پایه	۸۵	پایه	عباس‌پور: واحد ۱ تا ۸
۲۶	پایه	۲۶	پایه	۲۶	پایه	۲۶	پایه	دز: واحد ۱ تا ۸
۱۰۰۰	پایه	۱۰۰۰	پایه	۱۰۰۰	پایه	۱۰۰۰	پایه	گتوند
۷/۹۸	پایه	۷/۹۸	پایه	۷/۹۸	پایه	۷/۹۸	پایه	کرخه: واحد ۱ تا ۳

مأخذ: محاسبات تحقیق

جدول ۷- خروجی نیروگاه‌ها در سال‌های میانی برنامه‌ریزی بدون در نظر گرفتن نیروگاه گتوند

۱۴۰۲		۱۴۰۱		۱۳۹۸		۱۳۹۵		نوع نیروگاه
خروجی	ناحیه بار	خروجی	ناحیه بار	خروجی	ناحیه بار	خروجی	ناحیه بار	
۸۶/۱	پایه	۸۶/۱	پایه	۸۶/۱	پایه	۸۶/۱	پایه	آبادان: واحد ۱ تا ۴
۱۱۲	متوسط	۱۱۲	متوسط	۱۱۲	متوسط	۱۱۲	پایه	آبادان: واحد ۵
		۱۱۲	پایه					
۲۳۹۹/۴	پایه	۱۰۲۴/۴	پایه	۱۰۲۲/۴	پایه	۲۹۴۲	پایه	آبادان: واحد ۶
۱۷۲۶/۲	متوسط	۲۲۸۳/۹	متوسط	۳۱۷۳/۹	متوسط	۱۳۸۳/۵	متوسط	
۱۷۷۳/۶۵	پیک	۱۴۴۶/۳	پیک	۱۲۱۳/۵	پیک	۱۱۸۵/۹	پیک	
۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	زرگان: واحد ۱
۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	پایه	۷۶/۸۵	متوسط	زرگان: واحد ۲
۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	متوسط	رامین: واحد ۱
۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	رامین: واحد ۲
۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	متوسط	رامین: واحد ۳
۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	۲۷۱/۷۶	پایه	رامین: واحد ۴، ۵ و ۶
۲۵۲/۸	متوسط	۲۵۲/۸	متوسط	۳۵/۷	پیک	۷۵/۱	پیک	رامین: واحد ۷
				۲۱۷/۱	متوسط			
۲۵۲/۸	متوسط	۲۵۲/۸	متوسط	۲۵۲/۸	پیک			رامین: واحد ۸
۸۱	پایه	۸۱	پایه	۸۱	پایه	۸۱	پایه	خرمشهر ۱: واحد ۱ تا ۴
۱۱	پایه	۱۱	پایه	۱۱	پایه	۱۱	پایه	ملاصدرا: واحد ۱ و ۲
۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	کارون: واحد ۱ تا ۸
۷/۹۸	پایه	۷/۹۸	پایه	۷/۹۸	پایه	۷/۹۸	پایه	کرخه: واحد ۱ تا ۳
۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	۵۲/۵	پایه	مسجد سلیمان: واحد ۱ تا ۸
۸۵	پایه	۸۵	پایه	۸۵	پایه	۸۵	پایه	عباس‌پور: واحد ۱ تا ۸
۲۶	پایه	۲۶	پایه	۲۶	پایه	۲۶	پایه	دز: واحد ۱ تا ۸

مأخذ: محاسبات تحقیق

۲- در توسعه ظرفیت سال ۱۳۹۵، نیروگاه واحد ۸ رامین جزو نیروگاه‌های جدید در برنامه انتخاب شده است. اما در بهره‌برداری در عمل از آن استفاده نشده است. علت این موضوع بحث

نکات در خور توجه در رابطه با نحوه بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌ها به شرح ذیل بیان می‌شود:

۱- استفاده از تمامی نیروگاه‌های موجود

#### ۴-۷-۱- اثر تغییر در قدرت پیش بینی تقاضا

تحلیل حساسیت با ۳ تقاضای متفاوت پیک برق در نظر گرفته شده است. نرخ رشد تقاضای سالانه سه حالت پایه با رشد ۶ و ۴/۵ درصد به عنوان رشد کم و ۷/۵ درصد به عنوان رشد بالا در نظر گرفته شده است. نتایج تجزیه و تحلیل در جدول ۸ آمده است.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود در حالت رشد پایین تقاضا رانت کل و رانت یک واحد تولید برق از نیروگاه برق آبی کاهش می‌یابد؛ اما هر دو در حالت رشد بالای تقاضا اگرچه هزینه توسعه ظرفیت با نیروگاه برق آبی افزایش یافته است رانت نیز افزایش داشته است. این می‌تواند به این علت باشد که با نرخ‌های متفاوت رشد بار، انواع ظرفیت استفاده نشده نیروگاه‌ها و برق تولید نشده با نیروگاه برق آبی متفاوت باشد، که به نوبه خود بر هزینه‌های عملیات نیروگاه‌ها تاثیر می‌گذارد. از طرفی با توجه به نتایج، نیروگاه‌های آبی بیشتر تامین کننده بار پایه هستند و رشد تقاضا باعث افزایش استفاده از سایر نیروگاه‌ها می‌شود.

ذخیره حاشیه‌ای است. یعنی توسعه این واحد در سال ۱۳۹۵ برای ایجاد قابلیت اعتماد سیستم است.

۳- استفاده از برخی از نیروگاه بسیار کم بوده است. علت این موضوع بحث ذخیره حاشیه‌ای سیستم است که برنامه بخشی از ظرفیت نیروگاه‌ها را به عنوان ذخیره حاشیه‌ای در نظر گرفته است.

۴- خروجی بیشتر نیروگاه‌های موجود در دو حالت، با و بدون وجود نیروگاه گتوند یکسان است.

۵- همه نیروگاه‌های برق آبی به علت هزینه‌های بهره‌برداری کمتر نسبت به نیروگاه‌های گازی و بخاری، در عمل در زمان بار پایه استفاده شده اند و نیروگاه گازی و بخاری به علت هزینه بهره‌برداری بالاتر در عمل در بار میانی و بار پیک بهره‌برداری شده است.

#### ۴-۷- تحلیل حساسیت

برای بررسی چگونگی تغییر رانت اقتصادی نیروگاه در نتیجه تغییر در شاخص‌های کلیدی، در این جا به تحلیل حساسیت با تغییر در شاخص‌های کلیدی پرداخته می‌شود.

جدول ۸- حساسیت رانت اقتصادی نیروگاه برق آبی به تغییر در نرخ رشد بار

نرخ رشد بار			هزینه‌های طرح توسعه ظرفیت
۴/۵ درصد	۶ درصد	۷/۵ درصد	
۱۳۴۱/۷۸	۱۵۱۱/۹۹	۱۶۹۸/۵۱	هزینه کل توسعه ظرفیت بدون در نظر گرفتن نیروگاه گتوند (میلیارد ریال)
۱۲۵۷/۷۹	۱۴۲۷/۹۶	۱۶۱۴/۴۶	هزینه کل توسعه ظرفیت با در نظر گرفتن نیروگاه گتوند (میلیارد ریال)
۸۳/۹۹	۸۴/۰۲۹	۸۴/۰۴۷	رانت کل اقتصادی (میلیارد ریال)
۶۸۸۶۸	۶۸۹۰۱	۶۸۹۱۶	رانت اقتصادی به ازای هر کیلو وات ساعت (ریال)

مأخذ: محاسبات تحقیق

#### ۴-۷-۲- اثر تغییر در نرخ تنزیل

همان‌طور که در جدول ۹ نشان داده شده است اگرچه رانت کل نیروگاه در طول دوره برنامه‌ریزی با افزایش نرخ تنزیل کاهش می‌یابد اما تجزیه و تحلیل حساسیت نشان می‌دهد رانت به ازای تولید

یک کیلو وات انرژی با نرخ تنزیل افزایش می‌یابد. این به این علت است که درصد کاهش در رانت کل کمتر از درصد کاهش در کل انرژی تولید شده توسط نیروگاه است.

جدول ۹- حساسیت رانت اقتصادی نیروگاه برق آبی به تغییر در نرخ تنزیل

نرخ تنزیل			هزینه‌های توسعه ظرفیت
۲۲ درصد	۲۰ درصد	۱۸ درصد	
۱۴۸۶/۱۷	۱۵۱۱/۹۹	۱۵۳۴/۵۲	هزینه کل توسعه ظرفیت بدون‌در نظر گرفتن نیروگاه گنوند (میلیارد ریال)
۱۴۰۴/۱۷	۱۴۲۷/۹۶	۱۴۴۸/۲۶	هزینه کل توسعه ظرفیت با در نظر گرفتن نیروگاه گنوند (میلیارد ریال)
۸۱/۹۹۴	۸۴/۰۲۹	۸۶/۲۶	رانت کل اقتصادی (میلیارد ریال)
۷۳۶۷۱	۶۸۹۰۱	۶۴۲۹۱	رانت اقتصادی به ازای هر کیلو وات ساعت (ریال)

مأخذ: محاسبات تحقیق

#### ۴-۷-۳- اثر تغییر در قابلیت دسترسی نیروگاه

چگونگی تغییر در رانت اقتصادی نیروگاه برق آبی گنوند به تغییر در دسترس بودن این نیروگاه در جدول ۱۰ آمده است. همان‌طور که به خوبی شناخته شده است، در دسترس بودن نیروگاه‌های برق آبی منوط به عدم قطعیت است. به همین علت در حالت پایه قابلیت دسترسی به این نیروگاه ۵۰ درصد و تجزیه و تحلیل حساسیت با منفی ۱۰ و مثبت ۱۰ از مقدار حالت پایه انجام شد. از جدول ملاحظه می‌شود که با کاهش قابلیت دسترسی نیروگاه رانت کل به و رانت هر تولید هر واحد برق به شدت کاهش پیدا می‌کند. در توضیح آن می‌توان گفت که چون نیروگاه برق آبی دارای هزینه

عملیات پایین‌تر نسبت به دیگر نیروگاه‌ها هستند، بیشتر تامین بار پایه را بر عهده دارند و نیروگاه‌های با هزینه عملیات بالاتر تامین‌کننده بار پیک هستند. با کاهش قابلیت دسترسی نیروگاه آبی، نیروگاه‌های تامین‌کننده بار پیک، برای تامین بار پایه در مدار قرار می‌گیرند که باعث افزایش هزینه‌های کل تولید می‌شود.

همچنین، با افزایش قابلیت دسترسی به نیروگاه برق آبی رانت کل و رانت کلیوات ساعت برق تولیدی به شدت افزایش می‌یابد. این به علت افزایش تولید توسط نیروگاه برق آبی و کاهش هزینه بهره‌برداری سایر نیروگاه‌هاست.

جدول ۱۰- حساسیت رانت اقتصادی نیروگاه برق آبی به تغییر در نرخ رشد بار

در دسترس بودن نیروگاه برق آبی (گنوند)			هزینه‌های توسعه ظرفیت
۶۰ درصد	۵۰ درصد	۴۰ درصد	
۱۵۱۱/۹۹	۱۵۱۱/۹۹	۱۵۱۱/۹۹	هزینه کل توسعه ظرفیت بدون در نظر گرفتن نیروگاه گنوند (میلیارد ریال)



۱۳۸۹/۴۰	۱۴۲۷/۹۶	۱۴۶۶/۵۵	هزینه کل توسعه ظرفیت با در نظر گرفتن نیروگاه گنوند (میلیارد ریال)
۱۲۲/۵۹	۸۴/۰۲۹	۴۵/۴۴۶	رانت کل اقتصادی (میلیارد ریال)
۷۶۱۴۷	۶۸۹۰۱	۴۲۳۳۹	رانت اقتصادی به ازای هر کیلو وات ساعت (ریال)

مأخذ: محاسبات تحقیق

#### ۴-۴-۴- اثر تغییر در قیمت سوخت‌ها

هزینه تمام شده تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی و گازی کاهش می‌یابد.

در حالت افزایش قیمت سوخت رانت کل افزایش اما روی یک کیلو وات ساعت انرژی برق آبی کاهش پیدا کرده است. در توضیح آن می‌توان گفت، با افزایش در قیمت سوخت تولید انرژی توسط نیروگاه‌های برق آبی موجود افزایش می‌یابد و چون تفاوت در هزینه تمام شده تولید برق در نیروگاه‌های برق آبی تقریباً مشابه است رانت یک واحد تولید افزایش نمی‌یابد.

چگونه تغییر در قیمت سوخت‌های مورد استفاده نیروگاه‌ها بر روی رانت اقتصادی نیروگاه مورد نظر تاثیر می‌گذارد؟ برای پاسخ به این سؤال رانت اقتصادی نیروگاه برق آبی را برای تغییر منفی ۱۰ و مثبت ۱۰ درصد از قیمت سوخت‌ها در حالت پایه محاسبه شد که نتایج آن در جدول ۱۱ آمده است. همان‌طور که انتظار می‌رفت در حالت کاهش قیمت سوخت رانت کل و رانت به ازای تولید یک کیلو وات ساعت انرژی از نیروگاه برق آبی مورد نظر کاهش می‌یابد. زیرا با کاهش قیمت سوخت

جدول ۱۱- حساسیت رانت اقتصادی نیروگاه برق آبی به تغییر در قیمت سوخت

قیمت سوخت			هزینه‌های توسعه ظرفیت
۱۰٪ افزایش	پایه	۱۰٪ کاهش	
۱۵۱۹/۱	۱۵۱۱/۹۹	۱۵۰۴/۷۷	هزینه کل توسعه ظرفیت بدون در نظر گرفتن نیروگاه گنوند (میلیارد ریال)
۱۴۱۳/۹۱	۱۴۲۷/۹۶	۱۴۲۱/۹۱	هزینه کل توسعه ظرفیت با در نظر گرفتن نیروگاه گنوند (میلیارد ریال)
۸۵/۱۹۲	۸۴/۰۲۹	۸۲/۸۵۹	رانت کل اقتصادی (میلیارد ریال)
۶۳۴۹۳	۶۸۹۰۱	۶۱۷۵۵	رانت اقتصادی به ازای هر کیلو وات ساعت (ریال)

مأخذ: محاسبات تحقیق

#### ۵. نتیجه گیری

منطقه‌ای ارایه نمود. نتایج را می‌توان به شرح ذیل

دسته بندی کرد:

۱- حداقل هزینه کل برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت بدون در نظر گرفتن نیروگاه گنوند در مدل ۱۵۱۱/۹۹ میلیارد ریال و با در نظر گرفتن آن در مقایسه ۱۴۲۷/۹۶ میلیارد ریال است. بنابراین، رانت اقتصادی نیروگاه در طول دوره برنامه‌ریزی ۸۴/۰۲۹

مدل برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت برای محاسبه رانت اقتصادی نیروگاه گنوند در دو حالت، با و بدون نیروگاه ای نیروگاه بررسی شد. خروجی برنامه علاوه بر محاسبه رانت اقتصادی نیروگاه برق آبی نتایج مفیدی در رابطه با برنامه‌های آتی برق

نیروگاه‌های حرارتی اصفهان. پایان نامه چاپ نشده  
کارشناسی ارشد علوم اقتصادی دانشگاه اصفهان،  
اصفهان.

۲- ترازنامه انرژی کشور (سال‌های مختلف) ،  
معاونت انرژی، وزارت نیرو.

۳- جدیدالاسلامی زیدآبادی، مرتضی، بی‌جامی،  
احسان و ابراهیمی، اکبر (۱۳۹۰)، برنامه‌ریزی توسعه  
تولید با استفاده از الگوریتم اصلاح شده SFL،  
سیستم‌های هوشمند در مهندسی برق، سال دوم،  
شماره ۱.

۴- کاظمی، خلیل، رحیمی، غلامعلی، رحیمی و  
باقرزاده، آرزو (۱۳۸۴)، محاسبه بهای تمام شده  
تولید برق از منابع مختلف با در نظر گرفتن  
ملاحظات زیست محیطی. فصل‌نامه مطالعات  
اقتصاد انرژی، سال دوم، شماره ۷، صص. ۶۷-۴۶.

۵- گلدانی، سعید رضا، رحبی مشهدی، حبیب  
و قاضی، رضا (۱۳۹۰)، ارایه یک مدل تحلیلی برای  
برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید در محیط رقابتی بر  
مبنای تعادل دینامیکی عرضه و تقاضای انرژی،  
نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران، سال هشتم،  
شماره اول.

۶- وزارت نیرو، شرکت برق منطقه‌ای خوزستان  
"آمار برق منطقه‌ای خوزستان" (سال‌های مختلف).

۷- وزارت نیرو، شرکت برق منطقه‌ای  
خوزستان، معاونت برنامه‌ریزی و تحقیقات  
(سال‌های مختلف).

میلیارد ریال است. همچنین، رانت اقتصادی به ازای  
هر کیلو وات ساعت تولید برق از نیروگاه گتوند  
۶۸۹۰۱ ریال به دست آمده است.

۲- دورنمای توسعه صنعت برق به سمت  
نیروگاه‌های گازی و آبی است. در نتیجه بیشتر  
سوخت مصرفی در نیروگاه‌ها نیز در آینده گاز  
طبیعی خواهد بود.

۳- همه نیروگاه‌های برق آبی به علت  
هزینه‌های بهره‌برداری کمتر نسبت به نیروگاه‌های  
گازی و بخاری، در عمل در زمان بار پایه استفاده  
شده اند. نیروگاه گازی و بخاری به علت هزینه  
بهره‌برداری بالاتر در عمل در بار میانی و بار پیک  
بهره‌برداری شده اند. بنابراین، در صورتی که با  
برنامه‌های تشویقی، فرهنگی و سایر آن بتوان میزان  
بار پیک را به زمان بار میانی و بار پایه انتقال نمود،  
مسئله بسیاری از هزینه‌های سرمایه‌گذاری و  
بهره‌برداری کاهش یافته و منابع ملی در جای  
مناسب و بهینه استفاده خواهد شد.

تجزیه و تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که  
رانت اقتصادی ایجاد شده از طریق تولید برق از  
منابع آبی نسبت به نرخ رشد بار، نرخ تنزیل، قیمت  
سوخت و قابلیت دسترسی نیروگاه برق آبی حساس  
است.

## منابع

۱- آخوندی یزدی، نادر (۱۳۸۵). مدل توسعه  
ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی: مطالعه موردی

- 19- Limbu, T. K. , Shrestha, R. M. , (2004). Evaluation Of Economic Rent Of Hydropower: A Case Of Nepal, Australasian Universities Power Engineering Conference, Brisbane, Australia.
- 20- Rothman, R. (2000) , Measuring And Apportioning Rents From Hydroelectric Power Development World Bank Discussion Paper No. 419. The World Bank, Washington, Dc.
- 21- Santopietro, g. d. , (1998). Alternative methods for estimating resource rent and depletion cost: the case of argentinasyf. Resources policy, 24 (1) pp. 39-48.
- 22- Shrestha, M. R. , Abeygunawardana, A. M. A. K. , (2009) , Evaluation Of Economic Rent Of Hydropower Projects. Energy Policy. 37, Pp. 1886-1897.
- 23- Shrestha, M. R. , marpaung, c. o. p. , (2006). Integrated resource planning in the power sector and economy-wide changes in environmental emission. Energy policy, 34. Pp. 3801-3811.
- 24- Zhang. R. , Zhang. L. , xiao. y. , kaku. i. , (2012). The activity- based aggregate production planning with capacity expansion in manufacturing. Computers and industrial engineering. 62. Pp. 491-503.
- 25- Turvay. R. , Anderson. d. , (1997). electricity economics essays and case studies. Chapter 13. Published for the world bank the Johns Hopkins university press Baltimore and london.
- 26- Xiaotong. L. , yimei. L. , xiaoli. z. , ming. z. , (2012). Generation and transmission expansion planning based on game theory in power engineering. Systems engineering procedia. 4. Pp. 79-86.
- ۸- وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر، ۴۵ سال صنعت برق ایران در آیینہ آمار (۱۳۹۰).
- ۹- وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، (سال‌های مختلف).
- ۱۰- وزارت نیرو، کتابخانه دیجیتال شرکت مادر تخصصی توانیر.
- 11- Amundsen, E. S. , Andersen, C. , Sannarnes, J. G. , (1992). Rent Taxes On Norwegian Hydropower Generation. The Energy Journal 13 (1) , Pp. 97-116.
- 12- Amundsen, E. S. , Tjotta, S. , (1993). Hydroelectric Rent And Precipitation Variability: The Case Of Norway.
- 13- Amundsen. E. s. , (1997). Gas power production, surplus concepts and the transformation of hydro electric rent into resource rent. Resource and energy economics. 19. Pp. 241-259.
- 14- Banfi, s. filippini, m. (2010). resource rent taxation and benchmarking- a new perspective for the swiss hydropower sector. Energy Policy. 38, Pp. 2302-2308.
- 15- Banfi, S. , Filippini, M. , Mueller, A. , (2005). An Estimation Of The Swiss Hydropower Rent. Energy Policy 33 (7) , Pp. 927-937.
- 16- Bernard, J. T. , Bridges, G. E. , Scott, A. , (1982). An EvacuationsOf The Potential Canadian Hydroelectric Rents. University Of British Columbia, Vancouver.
- 17- Bozorgzadeh, E. , (2012) , Hydropower Development In Iran: Vision And Strategy. ComprehensiveEnergy Economics 15 (2) , Pp. 81-91.
- 18- Gillen, D. , Wen, J. , (2000). Taxing Hydroelectricity In Ontario. Canadian Public Policy 26 (1) , Pp. 35-49.

پیوست

جدول ۱۲- اطلاعات نیروگاه‌های منتخب

ردیف	نام نیروگاه	تعداد	نوع	ظرفیت	ظرفیت	قابلیت	هزینه سرمایه	هزینه هر واحد تولید	عمر مفید
۱	رامین	۶	بخاری	۳۱۶	۱۸۹۸	۰/۸۶	۲۱۰۰۰۰۰۰۰۰	۹۰۷۸۴۹۰	۲۵
۲	آبادان	۴	گازی	۱۲۳	۴۹۲	۰/۷۰	۴۷۲۵۰۰۰۰۰	۸۷۶۳۶۳۲	۲۰
۳	زرگان	۲	بخاری	۱۴۵	۲۹۰	۰/۵۳	۲۱۰۰۰۰۰۰۰۰	۹۰۷۸۴۹۰	۲۵
۴	زرگان	۲	گازی	۳۲	۶۴	۰/۷۰	۴۷۲۵۰۰۰۰۰	۸۷۶۳۶۳۲	۲۰
۵	خرمشهر	۴	گازی	۱۱۷	۴۶۸	۰/۷۰	۴۷۲۵۰۰۰۰۰	۸۷۶۳۶۳۲	۲۰
۶	شهید عباس	۸	آبی	۲۵۰	۲۰۰۰	۰/۳۴	۲۰۷۹۰۰۰۰۰	۲۵۹۱۱۸	۳۵
۷	مسجد سلیمان	۸	آبی	۲۵۰	۲۰۰۰	۰/۲۱	۲۰۷۹۰۰۰۰۰	۲۵۹۱۱۸	۳۵
۸	کارون ۳	۸	آبی	۲۵۰	۲۰۰۰	۰/۲۱	۲۰۷۹۰۰۰۰۰	۲۵۹۱۱۸	۳۵
۹	دز	۸	آبی	۶۵	۵۲۰	۰/۴۰	۲۰۷۹۰۰۰۰۰	۲۵۹۱۱۸	۳۵
۱۰	کرخه	۳	آبی	۱۳۳/۳	۳۹۹/۹	۰/۰۶	۲۰۷۹۰۰۰۰۰	۲۵۹۱۱۸	۳۵
۱۱	ملاصدرا	۲	آبی	۵۰	۱۰۰	۰/۲۲	۲۰۷۹۰۰۰۰۰	۲۵۹۱۱۸	۳۵