نشریه علمی پژوهشی سد و نیروگاه برق آبی
سال دوم / شماره ششم / پاییز ۱۳۹۴

Journal of Dam and Hydroelectric PowerPlant
2nd Year / No. 6 / November 2015

برنامه‌ریزی هماهنگ نیروگاه‌های آبی- حرارتی و تلمبه‌ای ذخیره‌ای با استفاده از روش محدودیت اپسیلون

غضنفر شاهقلیان*[۱]
مجید معظمی[۲]
مهدی مددی[۳]

چکیده

هماهنگ‌کردن واحدهای تولیدی با یکدیگر در بازار رقابتی اهمیت زیادی برای کسب درآمد بیشینه دارد. در این مقاله برنامه‌ریزی به مدار آمدن واحدهای نیروگاهی با در نظر گرفتن واحدهای آبی زنجیره‌ای و حرارتی در حضور واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای مورد بررسی قرار گرفته است. این مسئله یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی با توابع هدف نامحدب و ناهموار به‌منظور کمینه کردن هزینه‌های بهره‌برداری و میزان انتشار گازهای آلاینده در افق بهره‌برداری با در نظر گرفتن قیود بهره‌برداری و هیدرولیکی واحدهای حرارتی، آبی زنجیره‌ای و تلمبه‌ای ذخیره‌ای است. با توجه به چندهدفه بودن مسئله برنامه‌ریزی از روش بهینه‌سازی چندهدفه مبتنی بر روش اپسیلون-محدود استفاده شده است. در این مقاله مدلی بر اساس انرژی ذخیره‌شده در واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای ارائه شده است. با استفاده از مدل ارائه‌شده، واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای به‌صورت یک واحد ذخیره متمرکز در نظر گرفته می‌شود که می‌تواند به‌صورت تولید و یا بار مصرفی به شبکه اضافه شود. هدف‌گذاری در این مقاله بر مبنای مدیریت صحیح منابع آب و بهره‌برداری بهینه از دبی خروجی از سدها و مساعدت واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای در نگه‌داشتن منابع انرژی محدود و کاهش آلودگی ناشی از واحدهای حرارتی است. نتایج شبیه‌سازی و مقایسه آن با روش‌های موجود، نشان‌دهنده توانایی روش پیشنهادی برای حل مسئله مورد بررسی است.

واژه‌های کلیدی

بهینه‌سازی چندهدفه، واحدهای آبی، نیروگاه تلمبه‌ای ذخیره‌ای.

۱*. استادیار، دانشکده مهندسی برق، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، اصفهان، ایران،shahgholian@iaun.ac.ir.
۲. استادیار، دانشکده مهندسی برق، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، اصفهان، ایران.
۳. دانش‌آموخته کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، اصفهان، ایران.
تاریخ دریافت: ۹۴/۰۲/۲۲ تاریخ پذیرش: ۹۴/۰۷/۲۴

مقدمه

امروزه نیروگاه‌های حرارتی و آبی بیشترین سهم را برای تأمین انرژی الکتریکی در جهان دارند که نیروگاه‌های آبی به‌عنوان یکی از مهم‌ترین منابع تأمین انرژی، موردتوجه جدی قرارگرفته‌اند. یکی از ویژگی‌های مهم تولید انرژی برق‌آبی پاک بودن انرژی تولیدی است و به‌جای مصرف سوخت‌های فسیلی که منجر به تولید گازهای آلاینده تخریب‌کننده محیط‌زیست می‌شوند، از آب به‌عنوان محرک اصلی استفاده می‌نماید. یکی دیگر از ویژگی‌های بسیار مهم و حیاتی این واحدها، سرعت بسیار بالای این واحدها در ورود و خروج آن‌ها به مدار و همچنین امکان تنظیم تولید آن‌ها در یک بازه وسیع و با پاسخ سریع است. بالا بودن پایداری این نیروگاه‌ها در مقایسه با نیروگاه‌های بخاری و هزینه کم نگهداری از مزایای دیگر این نوع نیروگاه‌ها است.

از واحدهای آبی می‌توان به‌عنوان واحدهای کنترل فرکانس، مانند سد دز ایران، استفاده کرد. واحدهای آبی در گروه واحدهای تولیدی انرژی محدود قرار می‌گیرند، زیرا میزان آب ذخیره‌شده در پشت سدها محدود بوده و ممکن است با استفاده نادرست و غیراصولی از آن‌ها خسارات غیرقابل جبرانی وارد نمایند. همچنین در واحدهای آبی زنجیره‌ای که خروجی یک سد به‌عنوان ورودی سد پایین‌دست محسوب می‌گردد، این مشکل شدیدتر خواهد شد، زیرا حجم مخزن هر یک از سدها دارای یک محدودیت ازنظر حجم آب ذخیره‌شده است.

یکی از راه‌های کنترل و بهره‌برداری بهینه از منابع آبی محدود و در راستای تولید انرژی احداث مخازن ذخیره آب به همراه سامانه‌های تولید انرژی و پمپاژ مصنوعی آب به مخزن تحت عنوان واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای است. در این واحد تولیدی در زمان کم‌باری و زمان‌هایی که قیمت‌های انرژی پایین است، آب به مخزن ذخیره سامانه پمپاژ می‌گردد و در زمان‌های اوج مصرف و زمان‌هایی که قیمت انرژی بالا است، آب موجود از طریق کانال تولید انرژی به سمت ذخیره اصلی که در پایین‌دست قرار دارد جریان می‌یابد (جوادی[1] و همکاران، ۲۰۱۱). به‌این‌ترتیب می‌توان با حجم مشخصی از آب، یک سامانه ذخیره-سازی انرژی الکتریکی در اختیار داشت که علاوه بر کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، پروفیل بار نیز تسطیح شده و ضریب بار کل بهبود خواهد یافت (باروسو[2] و همکاران، ۲۰۰۹).

مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها در یک محدوده زمانی، نظیر ۲۴ ساعت روز یا هفت روز هفته ممکن است مورد مطالعه قرار گیرد. این مسئله ازآنجاکه متغیرهای عدد صحیح در مسئله دخالت دارند (در حقیقت روشن و یا خاموش بودن یک واحد تولیدی) حل موضوع از طریق ریاضی را بسیار پیچیده می‌کنند (اوملس[3] و همکاران (۲۰۰۷) و جیانگ[4] و همکاران (۲۰۱۲)).

روش‌های متفاوتی برای حل بهینه مسئله در مدار قرار دادن واحدها ارائه شده است. این روش‌ها را می‌توان به سه دسته روش‌های کلاسیک (مانند حل عددی، برنامه‌ریزی دینامیکی، برنامه‌ریزی خطی، روش لاگرانژ)، روش‌های غیر کلاسیک (مانند منطق فازی، شبکه عصبی، الگوریتم تجمعی ذرات) و روش‌های ترکیبی کلاسیک-غیرکلاسیک تقسیم‌بندی کرد. در تحقیق سالاما[5] و همکاران (۲۰۱۴) دو روش ابتکاری برای حل مسئله ۲۴ ساعتی تولید در مجموعه واحدهای آبی و حرارتی در حضور یک نیروگاه تلمبه‌ای ذخیره‌ای توسعه داده شده است. در تحقیق هلست[6] و همکاران (۲۰۱۳) نیز با بهره‌گیری از یک مدل تک‌هدفه ریاضی با استفاده از مدل پایه برنامه مشارکت واحدهای نیروگاهی، حل مسئله برنامه‌ریزی واحدهای آبی، تلمبه‌ای ذخیره‌ای و حرارتی در کنار یک مزرعه بادی موردتوجه قرار گرفته است. بااین‌حال، تابع تولید به شکل یک مدل ساده ریاضی توصیف شده است زیرا از روش بهینه‌سازی خطی برای رسیدن به جواب استفاده شده است. با توجه به عدم قطعیت موجود در توان قابل استحصال از واحدهای بادی و همچنین میزان آب ورودی واحدهای آبی، روش ارائه‌شده در این مرجع چالش‌های زیادی دارد. ژو[7] و همکاران (۲۰۱۳) یک روش برنامه‌ریزی نیمه-معین برای مسئله هماهنگی غیر محدب تولید واحدهای آبی–

[1] Javadi
[2] Barroso
[3] Ummels
[4] Jiang
[5] Salama
[6] Helseth
[7] Zhu

حرارتی در مقیاس وسیع ارائه کرده‌اند. یک روش هماهنگی تصادفی واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای بزرگ و توان بادی برای بازار برق روز پیش و هفته پیش با توجه به عدم قطعیت پیش-بینی توان بادی در تحقیق دین[1] و همکاران (۲۰۱۳) ارائه شده است. در این تحقیق تابع هدف بهینه‌سازی، هزینه بهره‌برداری بوده است. در تحقیق کرمی[2] و همکاران (۲۰۱۳) یک روش برنامه‌ریزی امنیت مقید آبی–حرارتی سناریو محور با در نظر گرفتن بی‌ثباتی توان تولیدی بادی ارائه شده است که در آن از روش برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح استفاده شده است. هدف این مسئله تعیین برنامه‌ریزی بهینه روزانه واحدها به‌منظور کمینه کردن هزینه بهره‌برداری جهت تأمین انرژی و خدمات جانبی با در نظر گرفتن امنیت شبکه است. در تحقیق حاجی نصیری[3] و همکاران (۲۰۱۴) از یک روش برنامه‌ریزی دوسطحی با استفاده از الگوریتم ذوب فلزات برای مسئله کلاسیک هماهنگی کوتاه‌مدت تولید بین واحدهای آبی – حرارتی با توجه به قیود AC شبکه و پایداری ولتاژ استفاده شده است.

در این تحقیق برنامه‌ریزی به مدار آمدن واحدهای نیروگاهی با در نظر گرفتن واحدهای آبی زنجیره‌ای و حرارتی در حضور واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای بررسی می‌شود. برای این منظور، مدلی بر اساس انرژی ذخیره‌شده در واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای ارائه شده است. با استفاده از مدل ارائه شده، واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای به‌صورت یک واحد ذخیره متمرکز در نظر گرفته می-شود که می‌تواند به‌صورت تولید و یا بار مصرفی به شبکه اضافه شود. هدف‌گذاری در این مقاله بر مبنای مدیریت صحیح منابع آب و بهره‌برداری بهینه از دبی خروجی سدها و مساعدت واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای در نگه‌داشتن منابع انرژی محدود و کاهش آلودگی ناشی از واحدهای حرارتی قرار داده شده است. با توجه به چندهدفه بودن مسئله برنامه‌ریزی از روش بهینه‌سازی چندهدفه مبتنی بر روش اپسیلون- محدود استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی بر روی سیستم آزمون نمونه نشان‌دهنده توانایی روش پیشنهادی در حل مسئله موردنظر است.

مواد و روش‌ها

بهره‌برداری بهینه از واحدهای آبی زنجیره‌ای و حرارتی در کنار واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای

در یک سامانه قدرت علاوه بر واحدهای حرارتی، واحدهای برق‌آبی و دیگر واحدهای تولیدی نظیر واحدهای بادی، زمین‌گرمایی و پیل سوختی نیز وجود دارند که همه این واحدها در تأمین بار شبکه مشارکت خواهند داشت. ازآنجاکه ظرفیت واحدهای آبی نسبت به سایر واحدهای غیرحرارتی قابل توجه است، لازم است تا در برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای تولیدی، تأثیر آن‌ها در برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت و میان‌مدت سامانه قدرت نیز لحاظ گردد. مهم‌ترین ویژگی واحدهای برق‌آبی محدودیت تولید انرژی توسط این قبیل واحدها است. سرعت سریع در ردگیری تغییرات توان شبکه، از مهم‌ترین مزیت‌های واحدهای برق‌آبی نسبت به سایر واحدهای تولیدی شبکه به شمار می‌رود. به‌علاوه واحدهای برق‌آبی به دلیل عدم انتشار گازهای آلاینده ازنظر زیست‌محیطی نیز موردتوجه بهره‌برداران قرار می‌گیرند. نکته حائز اهمیت در این حالت چگونگی مدیریت منابع آب و در نظر گرفتن محدودیت‌های تولید همین واحدها است که در ادامه به آن‌ها اشاره خواهد شد.

در این مدل، یک سامانه قدرت متشکل از مجموعه‌ای از واحدهای نیروگاهی مشتمل بر واحدهای حرارتی با سوخت فسیلی، واحدهای آبی و واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای مدنظر هستند. بهره‌برداری از این مجموعه نیروگاهی با رویکردهای مختلفی صورت می‌گیرد. یکی از مهم‌ترین چالش‌ها برای بهره‌بردار چنین سامانه‌ای مدیریت منابع انرژی محدود، نظیر واحدهای آبی شبکه است. از دیگر چالش‌های بهره‌برداری می‌توان به محدودیت انتشار گازهای آلاینده در کل سامانه یکپارچه تولید اشاره نمود. ازآنجاکه واحدهای حرارتی بخش عمده‌ای از انرژی موردنیاز سامانه را تأمین می‌نمایند و این قبیل واحدها به دلیل استفاده از سوخت‌های فسیلی آلاینده محیط‌زیست هستند، باید به‌گونه‌ای مدیریت شوند که میزان انتشار گازهای آلاینده در شبکه از حد مجاز تجاوز ننماید. در سامانه‌های قدرت بزرگ در کشورهای صنعتی این محدودیت به

[1] Deane
[2] Karami
[3] Hajinassiry

شکل بارزتری نمود پیدا می‌کند. چراکه در چنین مواردی پیمان‌های بین‌المللی در خصوص میزان انتشار گازهای آلاینده محیط‌زیست بر میزان مجاز آلایندگی آن‌ها نظارت بیشتری داشته و در صورت تخطی نیروگاه‌های حرارتی از حد مجاز ممکن است مشمول جرائمی نیز گردند. بااین‌حال، وجود منابع انرژی تجدیدپذیر که میزان آلایندگی زیست‌محیطی آن‌ها ناچیز بوده و می‌توانند به‌عنوان منابعی قابل اتکا در سامانه قدرت موردتوجه قرار گیرند، نظر بهره‌برداران و برنامه‌ریزان سامانه قدرت را به خود معطوف نموده است.

اگرچه منابع آبی موجود در سامانه‌های قدرت در راستای کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و همچنین کاهش انتشار گازهای آلاینده در یک مجموعه مفید هستند اما محدودیت تولید انرژی در این قبیل واحدها بر عملکرد بهینه آن‌ها سایه افکنده است. مهم‌ترین مشکل در چنین سامانه‌هایی این است که منابع انرژی ذخیره‌شده در پشت سدهای آبی محدود بوده و در صورت آزاد شدن، قابلیت بازیابی ندارند. به این معنی که در صورت رهاسازی آب ذخیره‌شده در پشت سد، امکان تولید انرژی مجدد از آن فراهم نیست. اگرچه معمولاً بر روی یک رودخانه مجموعه‌ای از سدهای آبی نصب می‌گردد، اما نصب چنین سدهایی باهدف کنترل بیشتر بر جریان آب و دبی رودخانه صورت می‌گیرد و اگرچه از سیال موردنظر در چندین واحد آبی بهره‌برداری می‌شود اما موضوع چالش‌برانگیز یادشده همچنان پابرجا خواهد بود. به‌علاوه در چنین مجموعه‌هایی، به دلیل نیاز به آب شرب در پایین‌دست هر یک از سدهای آبی و همچنین حفظ جریان آبی در مسیر بین دو مخزن، موضوع بهره‌برداری بهینه از این مجموعه پیچیده‌تر می‌شود. موضوع بسیار مهمی که در این حالت باید مورد بازبینی قرار گیرد بحث آزادسازی آب برای جلوگیری از پرشدگی بیش‌ازحد مخازن سدهای پایین‌دست و بالادست است. لازم به توضیح است که در برخی موارد بهره‌برداران واحدهای آبی مجبور هستند برای جلوگیری از شکستگی دیواره‌های سد دریچه‌های اطمینان سد را باز نمایند تا مانع از بروز حادثه گردد. در چنین مواردی، به دلیل خروج آب از دریچه‌هایی که مجهز به توربین نیستند، آزادسازی آب همراه با تولید انرژی الکتریکی نخواهد بود.

راهکاری که در سامانه‌های قدرت واقعی برای مقابله با چالش یادشده پیشنهاد شده است، به چرخش درآوردن سیال در یک مسیر حلقه بسته است تا امکان بهره‌برداری از منابع آب به شکل مؤثر و مفید فراهم گردد. بدین‌وسیله می‌توان از یک حجم مشخص سیال بین دو مخزن به‌گونه‌ای بهره‌برداری نمود تا ضمن نگهداشت منابع مفید آب، حداکثر بهره‌برداری در خصوص استحصال انرژی الکتریکی نیز فراهم شود.

هنگامی‌که نیروگاه‌های برق‌آبی به‌صورت سری و یا موازی بسته می‌شوند خروجی آب از یک نیروگاه که در قسمت بالای رودخانه واقع است بر ورودی حوضچه نیروگاه بعدی تأثیر می‌گذارد که این موضوع مسئله بهره‌برداری را پیچیده‌تر می‌کند. مسئله بهره‌برداری بهینه از این منابع در حقیقت شامل برنامه‌ریزی هم‌زمان در استفاده از آب و بهره‌برداری بهینه از سامانه قدرت است. مشخصه بارزی که برنامه‌ریزی نیروگاه‌های آبی را از سایر نیروگاه‌ها متمایز می‌سازد تعداد زیاد و درعین‌حال قیود گوناگون است (کلمن[1] و همکاران، ۲۰۰۱). اغلب نیروگاه‌های آبی می‌توانند سریعاً با مدار، سنکرون شده و حداکثر تولید را داشته باشند. معمولاً این واحدها به‌عنوان ذخیره سامانه موردتوجه قرار می‌گیرند. برنامه‌ریزی نیروگاه‌های برق‌آبی شامل برنامه‌ریزی در مورد تولید توان با توجه به ذخیره آب، سرریز آب و دبی خروجی است.

در سامانه‌هایی که شامل واحدهای حرارتی و واحدهای آبی هستند، معمولاً هدف از برنامه‌ریزی، تعیین تولید واحدهای آبی و حرارتی با هدف کمینه کردن هزینه تولید واحدهای حرارتی است. واحدهای آبی با در نظر گرفتن محدودیت‌های انرژی و نیز هیدرولیکی مربوطه جهت تولید حداکثر انرژی به‌منظور کمینه کردن هزینه تولید واحدهای حرارتی برنامه-ریزی می‌شوند؛ بنابراین مشابه همان تابع هزینه سوختی که برای واحدهای حرارتی تعریف می‌شود می‌توان یک تابع ورودی- خروجی نیز برای واحدهای آبی تعریف نمود.

[1] Kelman

با توجه به افزایش هزینه تولید واحدهای حرارتی در ساعات اوج بار، معمولاً سعی می‌شود که واحدهای آبی بیشتر در ساعت‌های اوج بار مورد استفاده قرار گیرند.

با توجه به نوع بار، کاربرد نیروگاه‌های آبی را می‌توان به نیروگاه بار پایه، بار حداکثر و نیروگاه تلمبه‌ای ذخیره‌ای تقسیم‌بندی نمود. در نیروگاه بار پایه تقریباً بار ثابتی را تحت ضریب قدرت بالا تولید می‌کنند. این نوع نیروگاه‌ها دارای ظرفیت تولیدی بالایی هستند و باید دارای هزینه انرژی تولیدی پایینی باشند. نیروگاه‌های احداثی بر روی سدهای بدون مخزن و آبگیر از نوع نیروگاه‌های بار پایه هستند. نیروگاه بار اوج به‌منظور تأمین بار بیشینه شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرند. نیروگاه‌های احداثی بر روی سدها با مخزن آبگیر از این نوع نیروگاه‌ها هستند. این نیروگاه‌ها در زمان غیر از بار بیشینه آب را در پشت سدها ذخیره می‌کنند و در زمان بار بیشینه، از ذخیره آب استفاده می‌کنند و بدین‌جهت، عملکرد نیروگاه‌ها با ضریب قدرت کم همراه است (بیلینتون[1] و همکاران، ۱۹۸۷).

مدل‌سازی مسئله بهره‌برداری بهینه از واحدهای آبی زنجیره‌ای و واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای

مسئله بهره‌برداری از واحدهای آبی زنجیره‌ای و تلمبه‌ای ذخیره‌ای در کنار دیگر واحدهای حرارتی، یک مسئله بهینه‌سازی غیرخطی پیچیده است که در آن، علاوه بر قیود فنی واحدهای حرارتی، قیود هیدرولیکی مربوط به واحدهای آبی، قیود مربوط به جریان سیال در مجموعه واحدهای زنجیره‌ای و دیگر قیود الکتریکی شبکه قدرت موردتوجه قرار می‌گیرد (مددی[2] و همکاران، ۱۳۹۳). مسئله بهینه‌سازی موردنظر یک مسئله بهینه‌سازی چندهدفه به‌منظور کمینه کردن هزینه‌های بهره‌برداری و میزان انتشار گازهای آلاینده در افق بهره‌برداری است که بیان ریاضی آن‌ها به شرح زیر است.

تابع هزینه که در آن، کمینه‌سازی هزینه‌های مربوط به بهره‌برداری از مجموعه واحدهای نیروگاهی با سوخت فسیلی در افق برنامه‌ریزی ۲۴ ساعته مدنظر بوده، عبارت است از:

$$Min\, f_1 = \sum_{j=1}^{r}\sum_{i=1}^{N_s}\left[a_s(g)+b_s(g)P_s(g,t)+c_s(i)P_s^2(g,t)\left|d_s(g)\times\sin\left\{e_s(g)\times(P_s^{\min}(g)-P_s(g,t))\right\}\right|\right] + \sum_{j=1}^{r}\left[K_1+K_2(P_{p-s}^{s}(i,t)+P_{p-s}^{p}(i,t)\right] \quad (۱)$$

در این رابطه P_s و P_{p-s} = به ترتیب توان تولیدی واحدهای حرارتی و تلمبه‌ای ذخیره‌ای، e_s، d_s، s_c، b_s و σ_s= ضرایب تولید واحدهای حرارتی و K_1 و K_2 = به ترتیب هزینه ثابت و متغیر واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای هستند. با توجه به این موضوع که واحدهای بخاری موردنظر در این مطالعه دارای چندین شیر بخار هستند، تابع هزینه تولید در این قبیل واحدها دارای یک پارامتر سینوسی و نمایی در کنار تابع درجه دو تولید واحدهای حرارتی است. بخش دوم در این تابع هدف، مربوط به هزینه‌های تعمیر و نگهداری واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای است. این بخش از تابع هزینه به‌صورت یک رابطه خطی متناسب با میزان تولید واحد در مود تولید یا مصرف است. تابع آلایندگی عبارت است از:

$$Min\, f_2 = \sum_{i=1}^{r}\sum_{s=1}^{N_s}\left[10^{-2}(a_s(g)+\beta_s(g)P_s(g,t)+\gamma_s(i)P_s^2(g,t)+\omega_s(g)exp(\delta_s(g)P_s(g,t))\right] \quad (۲)$$

تابع هدف دوم، به کمینه‌سازی میزان انتشار گازهای آلاینده محیط‌زیست اختصاص یافته است. لازم به توضیح است که δ_s، ω_s، γ_s و β_s و α_s ضرایب آلودگی واحدهای حرارتی هستند. همان‌گونه که از متغیرهای مسئله نیز مشخص است، این بخش تنها به‌واسطه تولید در واحدهای حرارتی اختصاص دارد و ارتباطی با واحدهای آبی و تلمبه‌ای ذخیره‌ای تولید گازهای آلاینده محیط‌زیست ندارند. انتشار گازهای آلاینده به‌واسطه احتراق سوخت‌های فسیلی در نیروگاه‌های حرارتی حاصل می‌شود و معمولاً ترکیباتی از سولفور (SOx) و نیترات (NOx) را در بر می‌گیرد.

مهم‌ترین قید مسئله برنامه‌ریزی یادشده، قید تعادل بار یا توازن تولید و مصرف است. به‌این‌ترتیب، لازم است در هر یک از افق‌های کوچک زمانی مطالعه (در اینجا یک ساعت در نظر گرفته شده است) میزان تولید ساعتی کلیه واحدهای در دسترس، اعم از آبی، حرارتی و تلمبه‌ای ذخیره‌ای باید با مجموع بار سامانه در آن ساعت برابر باشد. قید تعادل تولید و مصرف به‌صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$\sum_{s=1}^{N_S}P_s(g,t)+\sum_{j=1}^{N_S}P_k(j,t)+\eta_g P_g(i,t)=P_d+\eta_p P_p(i,t) \qquad g=1,\dots,N_g, i=1, t=1,\dots,T \quad (۳)$$

[1] Billinton

[2] Madadi

یکی دیگر از مهم‌ترین قیود مسئله برنامه‌ریزی تولید در مجموعه نیروگاه‌های برق‌آبی، مدل‌سازی تابع تولید آن‌ها است. تابع تولید واحدهای آبی یک تابع کاملاً غیرخطی و چند متغیره است. تابع تولید در واحدهای آبی متناسب با حجم آب ذخیره‌شده پشت سد (V_h) و دبی خروجی از دریچه‌های توربین (Q_h) در نظر گرفته می‌شود. در رابطه بالا، η_g و η_p = بازدهی واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای به ترتیب در حالت‌های تولید و مصرف و P_h و P_d = توان تولیدی واحد آبی و تقاضای بار (به ترتیب).

کلیه واحدهای تولیدی بنا به محدودیت‌های فیزیکی و حرارتی خود مجبور هستند در محدوده مشخصی فعالیت نمایند. این موضوع برای واحدهای آبی بیشتر به دلیل مباحث مربوط به قیود هیدرولیکی واحد آبی است. قید مربوط به منحنی عملکرد واحدهای آبی و تلمبه‌ای ذخیره‌ای به‌صورت زیر در نظر گرفته می‌شود که در آن ضرایب C_1 تا C_6 ثابت‌های تابع تولید واحدهای موردنظر هستند:

$$P_k(j,t)=C_1V_k^2(j,t)+C_{2j}Q_k^2(j,t)+C_{3j}V_k(j,t)Q_k(j,t)+C_{4j}V_k(j,t)+C_{5j}Q_k(j,t)+C_{6j} \qquad j=1,\dots,N_k,\ t=1,\dots,T \qquad (۴)$$

$$P_{p-s}(j,t)=L_{1j}V_k^2(j,t)+L_{2j}Q_k^2(j,t)+L_{3j}V_k(j,t)Q_k(j,t)+L_{4j}V_k(j,t)+L_{5j}Q_k(j,t)+L_{6j} \qquad j=1,\dots,N_k,\ t=1,\dots,T \qquad (۵)$$

این تابع متناسب با حجم آب ذخیره‌شده پشت سد (V_h) و دبی خروجی از دریچه‌های توربین (Q_h) در نظر گرفته شده است.

سایر قیود شامل قید محدوده مجاز بهره‌برداری از واحد آبی، قید مربوط به افزایش تولید در ساعت بعد، قید مربوط به کاهش تولید در ساعت بعد، قید محدوده مجاز بهره‌برداری از واحد حرارتی، قید مربوط به عملکرد واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای در مد تولید، قید مربوط به عملکرد واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای در مد مصرف، قیود حاکم بر عملکرد تولید و مصرف واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای، قید محدودیت حجم مخزن، قید محدودیت دبی خروجی مخزن، قید دینامیک حجم مخزن، قیود تولید مثبت واحدهای نیروگاهی هستند که در تحقیق مددی و همکاران (۱۳۹۳) به‌طور کامل بیان شده است.

قیود محدودیت انرژی تولیدی در واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای

علاوه بر قیود یادشده، در این مقاله قید محدودیت انرژی تولیدی در واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای نیز در نظر گرفته شده است. در این ساختار واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای به‌صورت یک واحد ذخیره متمرکز در نظر گرفته می‌شود که می‌تواند به‌صورت تولید و یا بار مصرفی به شبکه اضافه شود.

یکی از مهم‌ترین محدودیت‌های واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای محدودیت مربوط به میزان انرژی قابل‌تولید توسط این قبیل واحدهای تولیدی است. ازآنجاکه واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای در گروه واحدهای انرژی محدود قرار می‌گیرند، باید قیود مربوط به محدودیت انرژی آن‌ها مدل‌سازی گردد. ارتباط میزان انرژی و قابلیت تولید آن یعنی توان واحدهای تولیدی تلمبه‌ای ذخیره‌ای، نیز به‌صورت یک قید دینامیک باید مدل‌سازی گردد.

$$E(i,t)=E(i,t-1)-P_{P-S}^{S}(i,t)+\eta_P P_{P-S}^{P}(i,t) \qquad i=1,t=1,\dots,T \qquad (۶)$$

در رابطه فوق، انرژی در ساعت tام، وابسته به میزان انرژی در ساعت قبل، میزان توان تولیدی در همان ساعت یعنی انرژی استحصال‌شده از واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای و توان خالص اختصاص‌یافته برای پمپاژ آب (منبع انرژی) به مخزن ذخیره‌ساز انرژی است. به‌علاوه، بیشینه میزان انرژی قابل ذخیره نیز در قالب رابطه زیر مدل شده است:

$$E(i,t)\le E^{max}(i,t) \qquad i=1,t=1,\dots,T \qquad (۷)$$

میزان انرژی ذخیره‌شده در ساعات ابتدایی و انتهایی افق برنامه‌ریزی نیز یکی دیگر از مسائل مرتبط با واحدهای تلمبه‌ای ذخیره‌ای است که به شکل روابط زیر قابل مدل‌سازی است:

$$E(i,t)\le E^{i} \qquad i=1,t=1 \qquad (۸)$$

$$E(i,t)\le E^{f} \qquad i=1,t=T \qquad (۹)$$

که در آن، انرژی در ساعت ابتدا و انتها با بالانویس‌های i و f مشخص شده‌اند. معمولاً، میزان انرژی در ابتدا و انتهای افق برنامه‌ریزی برابر با یکدیگر در نظر گرفته می‌شود تا حجم آب درون مخزن قابلیت بهره‌برداری در کلیه ایام سال را داشته باشد، هرچند ممکن است بنا به دلایلی این شرایط از دیدگاه بهره‌بردار واحد موردنظر اجرایی نباشد.

یکی از مقاصد احداث سدهای مخزنی علاوه بر تولید انرژی، کنترل جریان‌های سیلابی در حوضه آبریز سد و نیز ذخیره آب برای مقابله با خشکسالی است. همچنین عواملی همچون پایداری سازه‌ای سد و محدودیت‌های زیست‌محیطی نیز بر کمینه و بیشینه حجم مجاز مخازن در هر بازه تأثیر می‌گذارند. به‌این‌ترتیب حجم هر یک از مخازن در هر بازه زمانی، باید بین حد بالا و پایین قرار داشته باشد.

کمینه خروجی آب از دریچه توربین نیز به دلیل مشکلات مکانیکی و ایجاد جریان‌های گردابی محدود است. همچنین، مخازن چندمنظوره، مصارف دیگری نظیر شرب، صنعت و کشاورزی نیز دارند که اهمیت آن‌ها معمولاً بیشتر از تولید انرژی بوده و میزان تخلیه از مخازن باید به نحوی تنظیم شود که این مصارف نیز تأمین گردند، همچنین در بعضی از موارد، حداکثر خروجی از دریچه توربین به دلیل جلوگیری از ایجاد تلاطم در دریاچه سد، محدود می‌شود. در این مدل برای منظور نمودن کلیه محدودیت‌های فوق، لازم است متغیر تصمیم مربوط به میزان تخلیه از دریچه توربین نیروگاه آبی iام در بازه tام، بین حد فوقانی Q_{it}^{max} و حد تحتانی Q_{it}^{min} قرار گیرد.

در مطالعات برنامه‌ریزی معمولاً از تبخیر آب صرف‌نظر می‌شود و به همین دلیل فرض می‌شود که مجموع حجم آب موجود در مخزن در ابتدای هر بازه زمانی و میزان ورودی به مخزن در طی بازه زمانی، برابر با حجم آب موجود در مخزن در انتهای بازه زمانی و میزان خروجی از مخزن در طی بازه زمانی باشد. با توجه به اینکه در حالت اتصال هیدرولیکی نیروگاه‌ها در یک شبکه زنجیره‌ای، خروجی و سرریز از هر مخزن بالادست، وارد مخزن پایین‌دست آن خواهد گردید و درنتیجه باید به ورودی مخزن پایین‌دست اضافه گردد، رابطه موازنه ورودی و خروجی فوق، تنها در مورد مخازن غیر زنجیره‌ای معتبر است.

روش اپسیلون-محدود در حل مسائل بهینه‌سازی چندهدفه

روش برنامه‌ریزی ریاضی چندهدفه یک روشی تحلیلی بوده و در مسائل برنامه‌ریزی چندهدفه کاربرد زیادی دارد. در مسائل برنامه‌ریزی چندهدفه بیشتر از یک تابع هدف وجود دارد و معمولاً یک جواب بهینه وجود ندارد که به‌طور هم‌زمان تمامی توابع هدف را بهینه سازد؛ بنابراین معمولاً مجموعه‌ای از جواب‌ها برای مسئله به دست می‌آید که جواب پارتو نامیده می‌شود. هرچند که هر یک از جواب‌های پارتو درواقع برای یکی از توابع هدف جواب بهینه است، اما دست‌کم یکی از توابع هدف دیگر را از جواب بهینه دور می‌نماید. دو روش مرسوم برای حل برنامه‌ریزی چندهدفه روش ضرایب وزنی و روش محدودیت- اپسیلون هستند و روش محدودیت- اپسیلون در مقایسه با روش ضرایب وزنی مشکل مقیاس توابع را ندارد (اسماعیلی[1] و همکاران (۲۰۱۱) و امجدی[2] و همکاران (۲۰۰۹)).

در این مقاله روش برنامه‌ریزی ریاضی چندهدفه برای حل مسئله هماهنگی کوتاه‌مدت نیروگاه‌ها پیشنهاد شده و برای حل مسئله برنامه‌ریزی بهینه تولید از روش محدودیت- اپسیلون استفاده شده است. قالب مسئله بهینه‌سازی چندهدفه به روش محدودیت- اپسیلون به‌صورت زیر است:

$$\begin{aligned} & M \text{ in } f_1(x) \\ & subject\ \ to \quad f_2(x) \le e_2 \end{aligned} \qquad (۱۰)$$

برای بکار بردن روش محدودیت- اپسیلون باید بازه تغییرات توابع هدف f2 را مشخص نمود تا e_2 در این بازه‌ها مقداردهی شوند. رایج‌ترین روش برای محاسبه این بازه‌ها، استفاده از جدول نتیجه نهایی (بازدهی) است که در ادامه شرح داده خواهد شد (ماوروتاس و همکاران، ۲۰۰۹). اگر مسئله بهینه‌سازی موردنظر دارای p تابع هدف باشد، آنگاه p-۱ تابع هدف باید به‌عنوان قید در نظر گرفته شود. اصولاً برای تهیه جدول نتیجه نهایی برای p تابع هدف، در ابتدا مقدار بهینه هر یک از توابع هدف به‌طور جداگانه محاسبه می‌گردد. برای تابع هدف iام این مقدار با f^*_i نامیده می‌شود. سپس برای جوابی که تابع هدف iام (f_i) را بهینه نموده است، ($i= 1, 2, \ldots, p$)، مقدار سایر توابع هدف دیگر محاسبه می‌گردد. برای مسئله هماهنگی کوتاه‌مدت نیروگاه‌های آبی و تلمبه‌ای ذخیره‌ای، f_1 به‌عنوان تابع هدف اصلی و f_2 به‌عنوان قید در نظر گرفته شده است. مسئله بهینه‌سازی چندهدفه هماهنگی کوتاه‌مدت نیروگاه‌ها به روش محدودیت-

[1] Esmaili
[2] Amjady

اپسیلون به‌صورت زیر بیان می‌شود (ماوروتاس[1] و همکاران، ۲۰۰۹):

$$\text{Min } f_1(x) \text{ subject to } f_2(x) \qquad (۱۱)$$

در مسئله هماهنگی کوتاه‌مدت نیروگاه‌های آبی و حرارتی، بازه تغییرات برای تابع هدف f_2 مشخص می‌شود، زیرا، f_1 تابع هدف اصلی است. سپس بازه تغییرات توابع هدف f_2 به q_2 قسمت تقسیم‌بندی می‌شوند. بنابراین شبکه‌ای از نقاط (q_2-1) حاصل می‌گردد. با در نظر گرفتن مقادیر بیشینه و کمینه برای تابع هدف f_2، (q_2+1) نقطه وجود داشته و بنابراین، مسئله بهینه‌سازی باید به (q_2+1) مسئله کوچک‌تر تبدیل شود که جواب هرکدام از آن‌ها باید به دست آورده شود.

پس از به‌دست‌آوردن کلیه جواب‌های پارتوی مسئله، تصمیم‌گیرنده باید از میان جواب‌های پارتو به‌دست‌آمده با توجه به اولویت‌ها و همچنین کاربردهای متفاوت، یکی از جواب‌های پارتو را به‌عنوان جواب نهایی مسئله هماهنگی نیروگاه‌ها انتخاب نماید. بدین منظور در این مقاله روشی برای انتخاب جواب نهایی هماهنگی کوتاه‌مدت نیروگاه‌های آبی و حرارتی استفاده شده است. در روش یادشده برای انتخاب بهترین جواب، استفاده از یک رهیافت فازی با تابع عضویت خطی برای تصمیم‌گیرنده استفاده شده است. تابع عضویت روش فازی پیشنهادی به‌صورت رابطه (۱۲) تعریف می‌شود (آقایی[2] و همکاران، ۲۰۱۱).

$$\mu_{n=1}^{r} = \begin{cases} 0 & f_n^r \le f_n^{SN} \\ \dfrac{f_n^r - f_n^{SN}}{f_n^U - f_n^{SN}} & f_n^{SN} \le f_n^r \le f_n^U \\ 1 & f_n^r \ge f_n^U \end{cases} \qquad (۱۲)$$

که در آن f_i^k= مقدار تابع هدف f_i در جواب پارتوی kام و μ_i^k= تابع عضویت f_i در جواب پارتوی kام. μ_i^k درواقع نشان‌دهنده میزان بهینگی تابع هدف در جواب پارتوی kام است.

پس از فازی شدن توابع هدف، به‌منظور رده‌بندی طرح‌های موجود از روش فاصله از میزان مطلوبیت از طرح موردنظر بهره‌بردار استفاده می‌شود. بر این اساس، فاصله هر یک از توابع عضویت نسبت به مقادیر مطلوب سنجیده می‌شود:

$$\mu^k = \frac{\sum_{i=1}^{p} w_i \mu_i^k}{\sum_{i=1}^{p} w_i} \qquad (۱۳)$$

تابع عضویت کلی جواب پارتوی kام را μ^k نامیده که طبق رابطه (۱۳) محاسبه می‌شود که در آن w_i ضریب وزنی تابع هدف iام است. مقادیر ضرایب وزنی توسط تصمیم‌گیرنده تعیین می‌گردد. به‌عنوان‌مثال اگر مسائل اقتصادی برای تصمیم‌گیرنده در اولویت باشد، ضریب وزنی بزرگی به f_1 اختصاص می‌دهد؛ اما اگر آلودگی تولیدی مدنظر باشد، ضریب وزنی کوچکی را برای f_1 اختصاص می‌دهد. جواب نهایی مسئله، جواب پارتو با بیشترین مقدار μ^k خواهد بود. توضیحات بیشتر دراین‌باره در تحقیق مددی و همکاران (۱۳۹۳) قابل‌دسترسی است.

نتایج

برای شبیه‌سازی روش پیشنهادی از شبکه آزمون استاندارد معرفی‌شده در تحقیق باسو[3] و همکاران (۲۰۱۰) استفاده و نرم‌افزار GAMS استفاده شده است. در شبکه موردنظر واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای وجود خارجی ندارد ولی در این مقاله، یک واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای در نظر گرفته شده است. شبکه شامل چهار واحد برق‌آبی زنجیره‌ای و سه واحد حرارتی است (اطلاعات شبکه در تحقیق مددی و همکاران (۱۳۹۳) موجود است).

کمینه و بیشینه واحد تولیدی آبی به ترتیب صفر و ۵۰۰ مگاوات و میزان کاهش و افزایش تولید در هر ساعت ۱۴۰ مگاوات است. برای واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای با توجه به مدهای کاری واحد، کمینه تولید عدد منفی ۱۰۰- است و مفهوم آن این است که در حالت پمپاژ آب، توان واحد ۱۰۰ مگاوات است. همچنین بیشینه تولید آن ۱۲۵ مگاوات و میزان کاهش و افزایش تولید در هر ساعت ۵۰ مگاوات است. برای سه واحد حرارتی کمینه تولید به

[1] Mavrotas
[2] Aghaei
[3] Basu

ترتیب ۲۰، ۴۰ و ۵۰ مگاوات و بیشینه تولید به ترتیب ۱۷۵، ۳۰۰ و ۵۰۰ مگاوات است. میزان کاهش و افزایش تولید در هر ساعت برای سه واحد به ترتیب ۲۵، ۳۰ و ۳۵ مگاوات است.

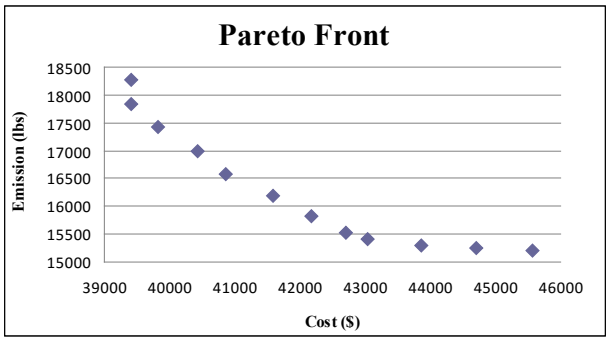
اطلاعات مربوط به مجموعه جواب‌های بهینه پارتو در جدول (۱) ارائه شده است. ازآنجاکه در این مطالعه فرض بر این است که حجم آب مخزن تلمبه‌ای ذخیره‌ای در انتهای دوره مطالعه دقیقاً برابر حجم اولیه آب درون مخزن باشد، این شرط به‌طور کامل برآورده شده است. همان‌گونه که از نتایج شبیه‌سازی نیز مشخص است، واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای در ساعات کم‌باری اقدام به خرید از بازار برق در راستای افزایش حجم آب درون مخزن نموده تا در ساعات پیک بار، با آزادسازی آن، هزینه بهره‌برداری از شبکه را به شکل مطلوبی کاهش دهد. این موضوع از دیدگاه مسائل مرتبط با مدیریت انرژی در شبکه‌های قدرت نیز مطابقت کامل دارد.

نتایج شبیه‌سازی بر روی سامانه موردمطالعه با در نظر گرفتن توابع هدف هزینه بهره‌برداری و آلودگی در شکل (۱) نشان داده شده است. منحنی پارتوی حاصل از شبیه‌سازی شامل ۱۲ نقطه بهینه بوده که لازم است از میان این مجموعه بهینه، یکی از طرح‌ها به‌عنوان طرح نهایی برای بهره‌برداری انتخاب شود.

جدول (۱): تعدادی از پاسخ‌های بهینه پارتو

	Z_1	Z_2	μ_1	μ_2	Tot
۱	۴۵۵۹۱	۱۵۲۲۶	۰	۱	۱
۵	۴۴۰۹۸	۱۵۳۲۱	۰/۴۷	۰/۹۷	۱/۴۴
۹	۴۲۷۱۲	۱۵۵۲۰	۰/۹۱	۰/۹۱	۱/۸۱
۱۹	۴۲۴۱۱	۱۸۲۷۹	۱	۰	۱

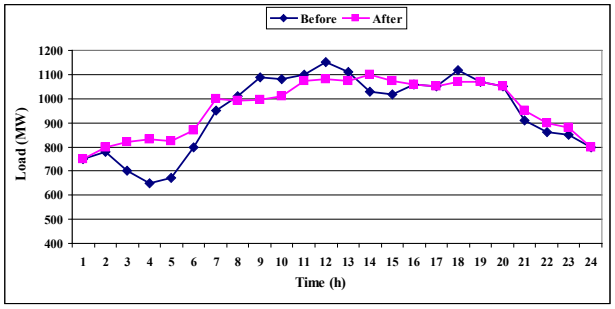
معیار انتخاب در این مقاله بر اساس تصمیم‌سازی منطق فازی و با انتخاب μ=۰/۵ برای هر یک از توابع هدف در کلاس فازی انتخاب شده است. بر این اساس حالت ۹ به‌عنوان جواب بهینه انتخاب شده است. جدول (۲) نتایج تولید ساعتی واحدهای آبی، حرارتی و تلمبه‌ای ذخیره‌ای را برحسب مگاوات نشان می‌دهد. شکل (۲) منحنی بار سامانه قبل و بعد از نصب واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای در شبکه را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود حضور واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای باعث مسطح شدن پروفیل بار شده است از دیدگاه مدیریت بار نیز حائز اهمیت است. طرح بهینه برای بهره‌برداری اگرچه پروفیل بار را بهبود می‌بخشد اما به دلیل غیر ایده‌آل بودن سامانه ذخیره‌ساز انرژی (بازدهی واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای ۸۰٪ در نظر گرفته شده است)، میزان انرژی کل سامانه در افق ۲۴ ساعته، به میزان ٪ ۲/۰۵۶ افزایش را نشان می‌دهد. این افزایش بار کل در سامانه ضریب بار سامانه را از ۰/۸۲۱ به ۰/۸۷۶ رسانیده است که مطلوبیت لازم را ایجاد می‌نماید.



شکل (۱): منحنی پارتو مربوط به شبیه‌سازی مدل چندهدفه

جدول (۲): نتایج تولید ساعتی واحدهای آبی، حرارتی و تلمبه‌ای ذخیره‌ای

P_1	G_3	G_2	G_1	H_4	H_3	H_2	H_1	H_{our}
۶۵/۵۵۴	۱۶۳/۶۲۵	۲۲۸/۷۵۰	۱۷۵	۲۶۹/۳۳۵	۳۸/۵۲۶	۶۶/۵۸۸	۸۲/۶۲۱	۹



شکل (۲): منحنی بار سامانه قبل و بعد از نصب واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای

روش پیشنهادی در شرایط یکسان با روش ارائه‌شده در تحقیق اسماعیل نژاد و همکاران (۲۰۱۴) مقایسه شده و نتایج آن در جدول (۳) ارائه شده است. لازم به ذکر است که در تحقیق ایشان قیود محدودیت انرژی تولیدی در واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای در

نظر گرفته نشده است. همان‌طور که نتایج جدول (۳) نشان می‌دهد، هزینه بهره‌برداری در روش پیشنهادی نسبت به هزینه تحقیق اسماعیل نژاد و همکاران (۲۰۱۴) کاهش یافته است ولی زمان شبیه‌سازی به دلیل افزودن قیود محدودیت انرژی تولیدی در واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای افزایش یافته است.

جدول (۳): نتایج مقایسه روش پیشنهادی و روش مرجع (اسماعیل نژاد و همکاران، ۲۰۱۴)

الگوریتم	زمان اجرای برنامه (ثانیه)	هزینه
اپسیلون محدود (اسماعیل نژاد و همکاران، ۲۰۱۴)	۱۲/۴۵	۴۰۸۵۴/۲۸۰
پیشنهادی	۱۲۳	۳۸۴۲۵/۶

نتایج روش پیشنهادی بدون در نظر گرفتن واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای با روش DE در تحقیق باسو و همکاران (۲۰۱۰) در شرایط کاملاً یکسان مقایسه شده است. جدول (۴) مقایسه‌ای بین زمان اجرای روش پیشنهادی و روش‌های DE، MODE، RCGA را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که در تحقیق ایشان هر دو تابع هدف با یکدیگر همسنگ شده و سپس با یکدیگر جمع شده‌اند. ضریب همسنگ‌سازی معادل ۱ واحد پول به ازای هر تن آلایندگی لحاظ شده است. نتایج این مقایسه نشان می‌دهد که روش پیشنهادی دارای سرعت بالاتری نسبت به سایر روش‌های یادشده در جدول (۴) بوده و هزینه کل بهره‌برداری را کاهش داده است.

جدول (۴): نتایج عددی مقایسه‌ای با بهره‌گیری از روش پیشنهادی

الگوریتم	زمان اجرای برنامه (ثانیه)	هزینه
باسو و) DE (همکاران، ۲۰۱۰	۲۴۲۴/۴	۰۵E+۱/۶۱
باسو و) MODE (همکاران، ۲۰۱۰	۲۹۷۵/۲	۰۵E+۱/۲۷
باسو و) RCGA (همکاران، ۲۰۱۰	۳۲۶۱/۴	۰۵E+۱/۶۰
باسو و) NSGA-II (همکاران، ۲۰۱۰	۴۳۰۱/۱	۰۵E+۱/۲۷
پیشنهادی	۱۱۱	۰۵E+۰/۹۸

نتیجه‌گیری

تصمیم‌گیری برای شرکت یا عدم شرکت هر یک از واحدهای تولیدی در بازار انرژی منوط به حل یک برنامه بهینه‌سازی غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح است. از طرف دیگر، ماهیت غیرخطی عواملی همچون منحنی غیرخطی تولید توان که تابعی از ذخیره آب حوضچه سد و میزان دبی خروجی است، در مسئله برنامه‌ریزی نیروگاه‌های آبی، منجر به غیرخطی شدن مسئله برنامه‌ریزی می‌گردد.

در این مقاله هماهنگ کردن واحدهای حرارتی و آبی برای یک افق ۲۴ ساعتی با هدف کمینه کردن هزینه بهره‌برداری و کمینه‌سازی آلودگی بررسی شده که مسئله بهینه‌سازی موردنظر به‌صورت یک مسئله چندهدفه و با روش اپسیلون-محدود شبیه‌سازی گردید. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در نظر گرفتن قیود مدیریت انرژی در واحد تلمبه‌ای ذخیره‌ای باعث کاهش هزینه‌های بهره‌برداری می‌شود و ضمن ارائه طرح‌های متنوع بهره‌برداری، امکان بهره‌گیری از خبرگی بهره‌بردار سامانه قدرت در زمینه انتخاب طرح نهایی تولید را نیز فراهم می‌آورد؛ بنابراین در تصمیم‌گیری نهایی از مدل تصمیم‌سازی فازی جهت انتخاب یک طرح اجرایی با نظر بهره‌بردار سامانه قدرت فراهم خواهد بود.

مراجع

۱- مددی، م.، شاهقلیان، غ.، معظمی، م. (۱۳۹۳). "بهره‌برداری بهینه از واحدهای تلمبه ذخیره‌ای و آبی در کنار واحدهای حرارتی." کنفرانس ملی- مهندسی برق ایران، دانشگاه صنعتی شریف، پردیس بین‌الملل کیش، آذر ۱۳۹۳.

2- Aghaei, J., Amjadi, N. and Shayanfar, H. A. (2001). "Demand-side reserve in stochastic market clearing of joint energy/reserve auctions." *European Transactions on Electrical Power.* 21(1), 565-580.

3- Esmaeel Nezhad, A., Javadi, M. S. and Rahimi, E. (2014). "Applying augmented ε-constraint approach and lexicographic optimization to solve multi-objective hydrothermal generation scheduling considering the impacts of pumped-storage units." *Electrical Power and Energy Systems.* 55(February 2014), 195–204.

4- Amjady, N., Aghaei, J. and Shayanfar, H. A. (2009). "Stochastic multiobjective market clearing of joint energy and reserves auctions ensuring power system security." *IEEE Transactions on Power Systems.* 24(4), 1841-1854.

5- Barroso, L. A., Porrua, F., Pereira, M. V. and Bezerra, B. (2009). "Solving the major challenges in transmission asset investment in the competitive environment: The Brazilian case." Proceeding of the IEEE/PES, pp. 1-8.

6- Basu, M. (2010). "Economic environmental dispatch of hydrothermal power system." *Electrical Power and Energy Systems.* 32(6), 711-720.

7- Billinton, R., Oteng-Adjei, J. and Ghajar, R. (1987). "Comparison of two alternate methods to establish an interrupted energy assessment rate." *IEEE Transactions on Power Systems.* 2(3), 751-757.

8- Deane J. P., McKeogh E. J. and Gallachóir B. P. Ó. (2013). "Derivation of intertemporal targets for large pumped hydro energy storage with stochastic optimization." *IEEE Transactions on Power Systems.* 28(3), 2147–2155.

9- Esmaili, M., Amjady, N. and Shayanfar, H. A. (2011). "Multi objective congestion management by modified augmented e-constraint method." *Appllied Energy.* 88(3), 755-766.

10- Hajinassiry, M., Amjady, N. and Sharifzadeh, H. (2014). "Hydrothermal coordination by bi-level optimization and composite constraint handling method." *Electrical Power and Energy Systems.* 62(November 2014), 476-489.

11- Helseth, A., Gjelsvik, A., Mo, B. and Linnet, Ú. (2013). "A model for optimal scheduling of hydro thermal system including pumped-storage and wind power." *IET Generation, Transmission & Distribution.* 7(12), 1426–1434.

12- Javadi, M. S., Meskarbashi, A., Azami, R., Hematipour, G. and Javadinasab, A. (2011). "Emission controlled security constrained unit commitment considering hydro-thermal generation units." *International Review of Modeling and Simulation.* 4(6), 3243-3250.

13- Jiang, R., Wang, J. and Guan, Y. (2012). "Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro." *IEEE Transactions on Power Systems.* 27(2), 800-810.

14- Karami, M., Shayanfar, H. A., Aghaei, J. and Ahmadi, A. (2013). "Scenario-based security-constrained hydrothermal coordination with volatile wind power generation." *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 28(December 2013), 726–737.

15- Kelman, R., Augusto, L., Barroso, N. and Pereira, M. V. (2001). "Market power assessment and mitigation in hydrothermal systems." *IEEE Transactions on Power Systems.* 16(3), 354-359.

16- Mavrotas, G. (2009). "Effective implementation of the e-constraint method in multi-objective mathematical programming problems modified augmented." *Applied Mathematics and Computation.* 213(2), 455-465.

17- Salama, M. M. Elgazar, M. M., Abdelmaksoud, S. M. and Henry, H. A. (2014). "Short term pumped storage scheduling using two proposed techniques." *International Journal of Energy and Environment.* 5(2), 219-238.

18- Ummels, B. C., Gibescu, M., Pelgrum, E., Kling, W. L. and Brand, A. J. (2007). "Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch." *IEEE Transactions on Energy Conversion.* 22(1), 44-51.

19- Zhu, Y., Jian, J., Wu, J. and Yang, L. (2013). "Global optimization of non-convex hydro-thermal coordination based on semi definite programming." *IEEE Transactions on Power Systems.* 28(4), 3720–3728.