توزیع بار اقتصادی با هدف کاهش هزینه و بهبود قابلیت اطمینان با در نظر گرفتن عدم قطعیت

سعید ناصری[۱*]، مصطفی اسماعیل بیگ[۲] ، مجتبی نجفی[۳]

۱*: دانشجو دکتری مهندسی برق، دانشکده فنی مهندسی ، دانشگاه بوشهر، ا یران ،id.naseri@yahoo.com

۲: استادیار گروه برق، دانشکده فنی مهندسی ، دانشگاه آزاد اسلا می واحد بوشهر ، بوشهر ، ایران ، me_beag@yahoo.com

۳: استادیار گروه برق، دانشکده فنی مهندسی ، دانشگاه آزاد اسلا می واحد بوشهر ، بوشهر ، ایران ، mojtabanajafi2000@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۱٤۰۰/٤/٦ تاریخ پذیرش: ۱٤۰۰/٦/۱

چکیده

هدف از مسئله توزیع بار اقتصادی یافتن یک طرح مطلوب، برای خروجی نیروگاهها به منظور تامین بار مصرفی در یک افق زمانی مشخص می‌باشد، به طوری که تضمین می‌کند طرح پیشنهاد شده تقاضای بار را در سطح قابل قبولی از قابلیت اطمینان برآورده خواهد کرد. با پیدایش روش‌های مدیریت انرژی و مصرف توان الکتریکی، روند رشد بار کاهش یافته اما همچنان نیاز به بهینه سازی مسائل بهره برداری بهینه دربخشهای تولید، شبکه انتقال و توزیع برای تامین و انتقال توان از تولیدکنندگان به مصرف‌کنندگان وجود دارد. لذا حل مسئله توزیع بار اقتصادی به صورت بهینه و در سطح قابل قبولی از قابلیت اطمینان ضروری می‌باشد. هدف اصلی این مسئله کاهش هزینه بهره‌برداری می‌باشد. هزینه بهره‌برداری شامل هزینه عملکرد نیروگاهها و نگهداری شبکه می‌باشد. علاوه بر هزینه اهداف دیگری نظیر قابلیت اطمینان شبکه نیز وجود دارد که به صورت دقیق و جدی بررسی نشده‌اند، لذا در این مقاله این اهداف بررسی می‌شوند. در این مقاله یک چارچوب بهینه سازی چند هدفه ایمن برای دیسپاچینگ نیروگاهها پیشنهاد شده است.کمینه سازی هزینه، انرژی توزیع نشده به عنوان توابع هدف بهینه سازی در نظر گرفته شدند.

واژه‌های کلیدی: توزیع بار اقتصادی، بهینه سازی، هزینه بهره برداری، قابلیت اطمینان.

۱-مقدمه

در این مقاله شبکه قدرت ده ژنراتوره استاندارد *IEEE* مورد بررسی قرار می‌گیرد. اساس مسائل بهره برداری سیستمهای انتقال توان الکتریکی از تولیدکننده گان به مصرف‌کننده‌ها با هدف کاهش هزینه ها و برآورده کردن قیود مساوی و نامساوی می‌باشد. اخیراً اهدافی نظیر هزینه انرژی توزیع نشده*(ENS)* نیز در این مسئله بررسی شده است.

در این مقاله مسئله‌ی دیسپاچینگ تولیدکننده های انرژی الکتریکی به صورت تک هدفه و چندهدفه بررسی شده است و توابع هدف زیر در مسئله‌ی فوق در نظر گرفته شده‌اند.

- کاهش هزینه های بهره برداری
- افزایش قابلیت اطمینان (کاهش انرژی توزیع نشده *ENS*)
- عدم قطعیت

در نوسازی صنعت برق، یک بازار بزرگ و متنوعی ساخته است که جنبه های مختلف این صنعت را تغییر داده است. در طی این تغییر، یک بهینه سازی در خصوص تعداد منابع انرژی ، نرخ تولید برق و مسئله ی محیط زیست به دلیل نیاز روزافزون به انرژی لازم و ضروری میباشد. تابع هدف مسائل توزیع اقتصادی عملی، غیر خطی و غیر محدب با قید های برابری و نابرابری بزرگ می باشد. روشهای بهینه سازی قراردادی به دلیل واگرایی حل بهینه سازی موضعی، قادر به حل چنین مسائلی نمی باشد.

روش های بهینه سازی ابداع شده بخصوص بهینه سازی الگوریتمهای تکاملی در دهه ی اخیر به طور گسترده ای به عنوان ابزار بهینه

سازی در حل چنین مسائلی شناخته شده است.

مسئله ی توزیع اقتصادی در طراحی و عملکرد سیستم تامین انرژی به امر مهمی بدل شده است. مسئله ی اولیه و اساسی توزیع اقتصادی تامین نیاز انرژی همگانی از طریق تنظیم خروجی واحدهای تامین انرژی در مقابل کمترین هزینه ی وارده به واحدها است. تنظیم بهینه خروجی واحدها مستقیما سبب صرفه جویی هنگفت در هزینه ها می شود. اساسا مسئله توزیع بار اقتصادی به عنوان توزیع هزینه‌ی اقتصادی فرمولبندی شده بود اما به علت اصلاحیه‌ی هوای پاک در سال ۱۹۹۰ وجود توزیع انتشاری[1] به فرمول شدن توزیع انتشاری اقتصادی ترکیبی[2] منجر شد زیرا بهینه سازی این دو کمیت متضاد به صورت جداگانه به هدف مطلوبی نخواهد رسید.

روشهای سنتی زیادی برای حل مسئله بهینه سازی توزیع بار اقتصادی وجود دارد از قبیل : روش باندل[۱] ، برنامه نویسی غیرخطی [۲][۳]، برنامه نویسی خطی عددی ترکیبی [۴]، برنامه نویسی دینامیکی [۵]، برنامه نویسی درجه دوم [۶]، روش ساده سازی لاگرانژ [۷]، روش شار شبکه [۲] و روش جستجوی مستقیم [۸] همگی به عنوان روشهای بهینه سازی در حل مسئله توزیع بار اقتصادی مورد استفاده قرار گرفته‌اند.

عملا مسئله توزیع بار اقتصادی یک مسئله ی غیر خطی، غیر محدب است که به دلیل اثر شیر بخار و وجود قیود برابری و نابرابری فراوان دارای نقاط بهینه محلی زیادی است. روشهای سنتی قادر به حل اینگونه مسائل نبوده‌اند. زیرا به تخمینهای اولیه و همگرایی درون جوابهای بهینه محلی و پیچیدگی محاسباتی وابسته اند. روشهای حل ابداعی مدرن که توسط محققان بر اساس تحقیقات عملی و مفاهیم هوش مصنوعی از قبیل : الگوریتمهای تکاملی [۹]، الگوریتم ژنتیک [۱۰]، تبرید فلزات [۱۱]، بهینه سازی کولونی مورچه [۱۲]، جستجوی تابو [۱۳]، شبکه ی عصبی [۱۴]، بهینه سازی ازدحام ذرات [۱۵][۱۶] ارائه شده‌اند و جوابهای بهینه تری برا بدست می‌آورند.

سلواکومار مسئله ی توزیع بار اقتصادی و آلودگی را به صورت چند هدفه با استفاده از PSO حل نمود [۱۷]. در اینجا دو هدف متضاد هزینه های اقتصادی و آلودگی توسط فاکتور پنالتی باهم ترکیب می شوند تا مسئله ی تک هدفه را پدید آورند. معرفی هزینه ی فاکتور پنالتی هزینه ی انتشار آلودگی را با هزینه ی سوختهای معمول می‌آمیزد.

ژاوو از PSO با فاکتور انقباظ و وزن لختی برای حل دینامیکی مسئله توزیع بار اقتصادی بر اساس قیمت در بازار رقابتی برق استفاده نمود [۱۸]. تابع هدف باید سود اجتماعی را بیشینه کند که به شکل اختلاف تابع سود مصرف کننده از تابع هزینه ی ژنراتورها می باشد. مقاله شامل تعادل انرژی، کمیت های هزینه ی ژنراتور، کمیت های هزینه مصرف کننده، حدود نرخ افزایش و کاهش توان نیروگاهها، محدوده ظرفیت خطوط و انتشار آلودگی به صورت قیود برابری و نابرابری در پروسه ی بهینه سازی می باشد.

ویکتوریه و ایاکومار برای حل مسئله توزیع بار اقتصادی از ترکیب PSO و برنامه نویسی سری درجه دو[3] (SQP) استفاده کردند. در این مقاله قیود مسئله عبارتند از : تعادل انرژی واقعی، حدود نرخ افزایش و کاهش توان نیروگاهها ، حد تولید و ولتاژ در باس بار، قیود خط انتقال و رزرو چرخان. روش آنها برای تعیین دقیق ناحیه جواب از الگوریتم PSO به عنوان ابزار بهینه سازی اصلی و SQP به عنوان بهینه سازی محلی بکار رفته است [۱۹]. پارک برای سرعت بخشیدن به بهینه سازی مسئله توزیع بار اقتصادی از PSO اصلاح شده ای استفاده نمود که درآن استراتژی کاهش فضای جستجوی دینامیک مشارکت داشت [۲۰]. بهینه سازی به روش الگوریتمهای تکاملی، جستجوی تصادفی بر مبنای جمعیت می باشد که تازه ترین پیشرفت در زمینه روشهای بهینه سازی فوق ابتکاری [۲۱] می باشند. یکی از این روشها الگوریتم ازدحام ذرات[4] میباشد که اولین بار توسط "ابرهارت و کندی" در ۱۹۹۵ به عنوان طرح ابتکاری نوینی مطرح گردید. موضوع اساسی تحقیق آنها این بود که رفتار جمعی دسته های ی پرندگان و ماهی ها را به طور گرافیکی مدلسازی نمایند. اما این مدل ابتدایی و اصلی تنها مسائل پیوسته ی غیر خطی را می تواند حل نماید. پیشرفت بیشتر در الگوریتم PSO می تواند در مورد حل عمومی بهینه سازی مسائل پیچیده ی مهندسی و علوم ابتکار ایجاد کند[۲۲].

---

[1] Emission dispatch

[2] Combined emission economic dispatch

[3] Sequential quadratic programming

[4] Particle swarm optimization

این مقاله مکانیزم رفتار اکتشافی مناسبی را برای رسیدگی به قیود برابری و استراتژی تطبیق موقعیت برای رسیدگی به قیود نابرابری در مسئله ی ED به کار برده است که در آن هر ذره نقطه جستجوی خودش را در الگوریتم PSO اصلاح می نماید. در این روش زمانی که عملکرد PSO پس ازچند تکرار بهبود نیابد، استراتژی کاهش فضا فعال می گردد .

در این مقاله یک چارچوب بهینه سازی چند هدفه ایمن برای دیسپاچینگ نیروگاهها پیشنهاد شده است که در آن مینیمم هزینه و انرژی توزیع نشده به عنوان توابع هدف بهینه سازی در نظر گرفته شدند. در جهت تحقق این هدف، یک سیستم تست شبکه قدرت استاندارد $IEEE$ مورد بررسی قرار گرفت. در بخش ۲ ساختارها و فرمولهای استفاده شده ,در بخش ۳ نتیجه شبیه سازی ها و در بخش چهار نتایج حاصل از این شبیه سازی ها وجود دارد که به منظور به دست آوردن نتایج دقیق‌تر، تمام شبیه سازی‌ها در نرم افزار $Matlab$ انجام پذیرفت.چارچوب پیشنهادی ارائه شده، به طراح شبکه قدرت این اجازه را می‌دهد که ملاحظات قابلیت اطمینان را در کنار دیگر مسائل مهم در نظر گرفته و مصالحه‌ای مابین توابع هدف برای طراحی شبکه‌ی قدرت برقرار نماید. رفتار متفاوت تابع هدف مربوط به شاخص قابلیت اطمینان نسبت به هزینه و اهمیت برقراری مصالحه مابین آن‌ها.امکان حاصل شدن نتایجی به دور واقعیت در صورت لحاظ نکردن عدم قطعیت پارامترهای مسئله بهینه‌سازی.بهبود شاخص قابلیت اطمینان شبکه‌ی قدرت می باشد.

۲-سیستم پیشنهادی

در این قسمت یک شبکه قدرت ده ژنراتور استاندارد $IEEE$ مورد بررسی قرار می‌گیرد. یکی از اصلی ترین پایه های مسائل بهره برداری سیستمهای انتقال که از تولیدکننده گان به مصرف‌کننده‌ها می باشد با هدف کاهش هزینه ها و برآورده کردن قیود مساوی و نامساوی می‌باشد. یکی از مهمترین موضوع هزینه انرژی توزیع نشده(ENS) بوده که در این مسئله بررسی شده است.

در این مقاله مسئله‌ی دیسپاچینگ تولیدکننده های انرژی الکتریکی به صورت تک هدفه و چندهدفه بررسی شده است و توابع هدف زیر در مسئله‌ی فوق در نظر گرفته شده‌اند.

- کاهش هزینه های بهره برداری
- افزایش قابلیت اطمینان (کاهش انرژی توزیع نشده ENS)
- عدم قطعیت

هر سیستم یا عنصر مهندسی با مجموعه ای از کمیت‌ها بیان می‌شود که برخی از آن‌ها به صورت مجموعه ای از متغیرها در فرآیند طراحی تحت عنوان متغیرهای طراحی یا تصمیم گیری ظاهر می‌شوند . این متغیرها را با نام $(X=[x_1 \quad x_2 \quad \dots \quad x_n])$ نشان داده و مجموعه متغیرهای طراحی به صورت بردار طراحی $X = [x_1 \quad x_2 \quad \dots \quad x_n]^{-1}$ ارائه می‌شود.

قبل از بیان تعریف توابع هدف و قیود، لازم است که متغیر کنترلی در مسئله‌ی دیسپاچینگ تولیدکننده های انرژی الکتریکی تعریف شود. متغیر کنترلی در مسئله‌ی دیسپاچینگ تولیدکننده های انرژی الکتریکی وسیع می‌باشد و برای هر شبکه با توجه به نیازمندی‌های شبکه و همچنین وضعیت جغرافیایی خاص شبکه متفاوت می‌باشد. در این مقاله سعی بر آن شده که یک متغیر کنترلی نسبتاً جامع و بر روی شبکه تست مناسب ارائه شود.

- متغیر کنترلی مسئله دیسپاچینگ تولیدکننده های انرژی الکتریکی

$$X = [p_1 \quad p_2 \quad p_3 \quad \dots p_{Ng}] \qquad (۱)$$

که در رابطه فوق:

X : بردار کنترلی

p_i : امiتوان خروجی ژنراتور

Ng: تعداد ژنراتورها

۲-۱-۱- کاهش هزینه بهره برداری

مهمترین تابع هدف در دنیای مدرن امروز هزینه است.عموما کلیه مسایل مهندسی به بهینه سازی ختم میشوند و کمینه کردن هزینه (بهره برداری و سرمایه گذاری) یکی از ارجح ترین توابع هدف می‌باشد. در مسئله دیسپاچینگ تولیدکننده های انرژی الکتریکی بهینه سازی هزینه سوخت مصرفی ژنراتورها برای تامین توان مورد نیاز مصرف کننده گان به صورت رابطه زیر محاسبه می‌شود [۲۳].

$$Cost = \sum_{k=0}^{Ng} a_k.p_k^2 + b_k.p_k + c_k \quad (۲)$$

که در رابطه فوق a_k ، b_k و c_k ضرایب هزینه نیروگاه kام میباشند. $Cost$ مجموع هزینه سوخت برای بهره برداری شبکه می‌باشد. هزینه سوخت نیروگاههای بخاری به صورت یک معادله درجه دوم (سهمی) میباشد.

۲-۲- بهبود قابلیت اطمینان

قابلیت اطمینان یک سیستم عبارت است از احتمال عملکرد رضایت بخش آن سیستم تحت شرایط کار مشخص برای مدت زمان معین. قابلیت اطمینان سیستمهای الکتریکی به علت تأثیر زیاد بر روی هزینه برق و وابستگی زیاد به رضایت مشترکین، یکی از مهم‌ترین موضوعات در صنعت برق است. چون حدود اکثر مشکلات و مسائل قابلیت اطمینان همهٔ مشترکین مربوط به سیستم‌های تولید و توزیع است ، ارزیابی صحیح و بهبود قابلیت اطمینان سیستم‌های تولید ، حفاظتی برای بهبود قابلیت اطمینان است. برای بررسی و بهبود قابلیت اطمینان سیستم‌های تولید ، داشتن یک دید کلی از سیستم تولید و عناصر آن، آشنایی با مفاهیم قابلیت اطمینان و روش‌های بررسی و بهبود آن ضروری است. در ادامه مهمترین شاخص قابلیت اطمینان معرفی می‌شود.

۲-۲-۱- انرژی توزیع نشده (ENS)

$$ENS = \sum_{k=1}^{Ng} [(1 - pro_1)(1 - pro_2)..pro_k \dots (1 - pro_{Ng})] \times P_{load} \quad (۳)$$

در رابطه فوق pro_k احتمال از دست رفتن ژنراتور k ام می‌باشند. P_{load} مقدار تقاضای توان شبکه است [۲۴]. برای محاسبه انرژی توزیع نشده میبایست کلیه احتمالات مختلف تامین بار بررسی شود و مجموع آن به عنوان انرژی توزیع نشده تلقی میگردد.

۲-۳- عدم قطعیت[۵]

واژه *Uncertainty* به معنای عدم قطعیت و نامعلومی می‌باشد و *uncertain variable* به متغیری گفته می‌شود که چندین مقدار را به خود بگیرد [۲۵]. نمونه‌هایی از عدم قطعیت در برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از سیستم قدرت شامل عدم قطعیت در ظرفیت انتقال، میزان تقاضای بار، خروج غیر برنامه‌ریزی شده خطوط، قوانین بازار و قیمت‌ها می‌باشد.

روش‌های متفاوتی برای مدل‌سازی عدم قطعیت وجود دارد، در ادامه یک بررسی اجمالی بر روی روش‌های عدم قطعیت پرداخته می‌شود و در نهایت یک روش موثر و کارا مفصل‌تر بررسی می‌شود و برای مدل‌سازی پارامترهای عدم قطعیت مسئله مورد استفاده قرار می‌گیرد.

[5] Uncertainty

۲-۳-۱- مدل‌سازی عدم قطعیت پارامترها

توابع مختلفی برای در نظر گرفتن عدم قطعیت پارامترها تعریف می‌شود. به عنوان مثال می‌توان توزیع نرمال[۶]، توزیع نمایی[۷]، توزیع بتا[۸]، توزیع ویبال[۹] و توزیع گاما[۱۰] را بکار برد. در ابتدا به بررسی پارامترهای که دارای عدم قطعیت با توزیع نرمال هستند می پردازیم. *[۲۶]*.

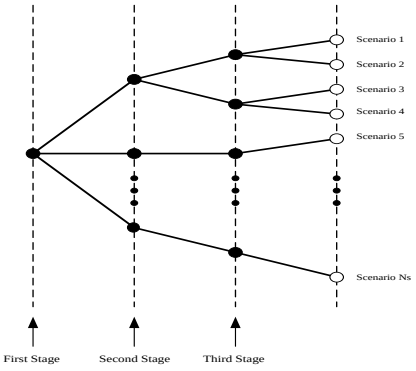
در روش‌های مدل‌سازی عدم قطعیت ابتدا تمامی پارامترهای عدم قطعیت به عنوان متغیر کنترلی وارد مسئله کرده و عدم قطعیت به میزان ۵ درصد مقدار متوسط در نظر گرفته می‌شود. 1.05 مقدار متوسط به عنوان حد بالا و0.95 مقدار متوسط به عنوان حد پایین در نظر گرفته می‌شود. به این صورت یک بازه برای هر پارامتر عدم قطعیت وارد مسئله شده، این مقدار مانند بقیه متغیرهای کنترلی برای حل مسئله مورد استفاده قرار می‌گیرد، و با توجه به مقادیر بدست آمده برای پارامترها و حل مسئله مقادیر توابع هدف محاسبه می‌شوند.

۲-۳-۲- مدل‌سازی آماری برای در نظر گرفتن عدم قطعیت در سیستم‌های قدرت

حل یک مسئله آماری به چهار روش مدل‌سازی مونت‌کارلو[۱۱]، تولید سناریو[۱۲] ، روش تخمین نقطه‌ای[۱۳] و درخت سناریو می‌باشد.در این مقاله از تولید درخت سناریو استفاده گردید.

۲-۳-۳- درخت سناریو چند مرحله ایی

در این روش مجموعه‌ایی از سناریوها به صورت مرحله به مرحله مرتب می‌شوند. درخت سناریو برای هر متغییر عدم قطعیت به صورت لایه مجزا تعریف می‌شود، و نهایتاً یک شبکه با ساختار شعاعی تشکیل می‌دهند و احتمال رخداد هر سناریو حاصلضرب احتمال لایه‌ها می‌باشد. شکل زیر نمونه‌ایی از یک درخت سناریو را نشان می‌دهد [۲۷].



شکل ۱: درخت سناریو سه مرحله‌ای [۲۷]

---

[6] Normal Distribution
[7] Exponential Distribution
[8] Beta Distribution
[9] Weibull Distribution
[10] Gamma Distribution
[11] Monte Carlo
[12] Scenario Generation
[13] Point Estimate Method
[14]Scenario Tree

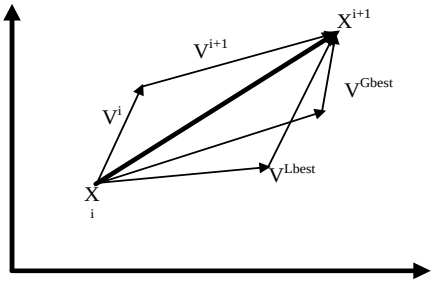
در این روش ابتدا تابع هدف به ازای هر سناریو محاسبه می‌شود سپس تابع هدف نهایی از رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$F = \sum_{n=1}^{N_S} prob_n \times F_n \quad (۴)$$

در رابطه فوق F_n مقدار تابع هدف به ازای سناریو nام، $prob_n$ احتمال رخداد سناریو nام می‌باشد و NS تعداد سناریوها می‌باشد.

۲-۴- الگوریتم گروه ذرات [14]

روش بهینه سازی گروه ذرات یکی از روش‌های تکاملی است که اولین بار توسط *Eberhart* و *Kennedy* برای حل مسایل بهینه‌سازی بکار برده شد و تاکنون قابلیت آن برای استفاده در مسائل بهینه سازی با توابع پیوسته به اثبات رسیده است [۲۸]. با توجه به شکل زیر اساس کار الگوریتم بهینه سازی گروه ذرات را می‌توان چنین توضیح داد:



شکل۲: اساس کار الگوریتم بهینه سازی ذرات[۲۸]

V^{Gbest} : سرعت در جهت بهینه سراسری.

V^{Lbest} : سرعت در جهت بهینه محلی.

V^{i+1}: : سرعت ذره در تکرار $i+1$ام.

V^{i}: سرعت ذره در تکرار iام.

X^{i} : موقعیت در تکرار iام.

X^{i+1} : موقعیت در تکرار $i+1$ام.

ابتدا جمعیت اولیه به صورت تصادفی انتخاب می‌شود.

$$X_i = \begin{bmatrix} x_{1,i} & x_{2,i} & \dots & x_{n,i} \end{bmatrix} \quad (۵)$$

$$V_i = \begin{bmatrix} v_{1,i} & v_{2,i} & \dots & v_{n,i} \end{bmatrix} \quad (۶)$$

سرعت V_iعامل جستجو در فضای جستجو می‌باشد. جمعیت اولیه در روند الگوریتم به صورت زیر اصلاح می‌شود:

$$V^{i+1} = \omega \times V^{i} + c_1 \times rand_1 \times \left(V^{Lbest}\right) + c_2 \times rand_2 \times \left(V^{Gbest}\right) \quad (۷)$$

$$V^{Lbest} = X^{Lbest} - X^{i} \quad (۸)$$

$$V^{Gbest} = X^{Gbest} - X^{i} \quad (۹)$$

[14] Particle Swarm Optimization algorithm (PSO)

X^{Gbest} :بهینه سراسری در تکرار iام.

X^{Lbest} :بهینه محلی در تکرار iام.

ω : ضریب اینرسی.

در نهایت هر ذره به صورت $X^{i+1} = X^{i} + V^{i+1}$ اصلاح می‌شود. مقادیر C_1 و C_2 مقادیری تصادفی هستند.

۲-۵- تکنیک دسته بندی فازی

در بسیاری از مسائل چند هدفه به دلیل آنکه توابع هدف از یک جنس نیستند و مقدار عددی آنها در محدوده‌های متفاوت می‌باشد، لازم است که با استفاده از تکنیکی مقادیر آنها را به محدوده‌های مشابه هم تبدیل شوند و سپس به منظور ارزشیابی راه حل، مقادیر تبدیل شده‌ی توابع هدف با هم ترکیب شوند.

در این مقاله به منظور تبدیل مقادیر توابع هدف به محدوده‌های مشابه، با استفاده از رابطه‌ی زیر مقدار تابع عضویت متناظر با هر تابع هدف محاسبه می‌شود.

$$\mu_{fk}(X) = \begin{cases} 1 & , \quad f_k(X) \le f_k^{\min} \\ 0 & , \quad f_k(X) \ge f_k^{\max} \\ \dfrac{f_k^{\max} - f_k(X)}{f_k^{\max} - f_k^{\min}} & , \quad f_k^{\min} \le f_k(X) \le f_k^{\max} \end{cases} \qquad (۱۰)$$

در رابطه فوق مقادیر $f_k^{\min}$ و $f_k^{\max}$ به ترتیب بیانگر مقادیر مینیمم و ماکزیمم تابع هدف f_k می‌باشند که با بهینه کردن هر تابع هدف به صورت جداگانه بدست می‌آیند.

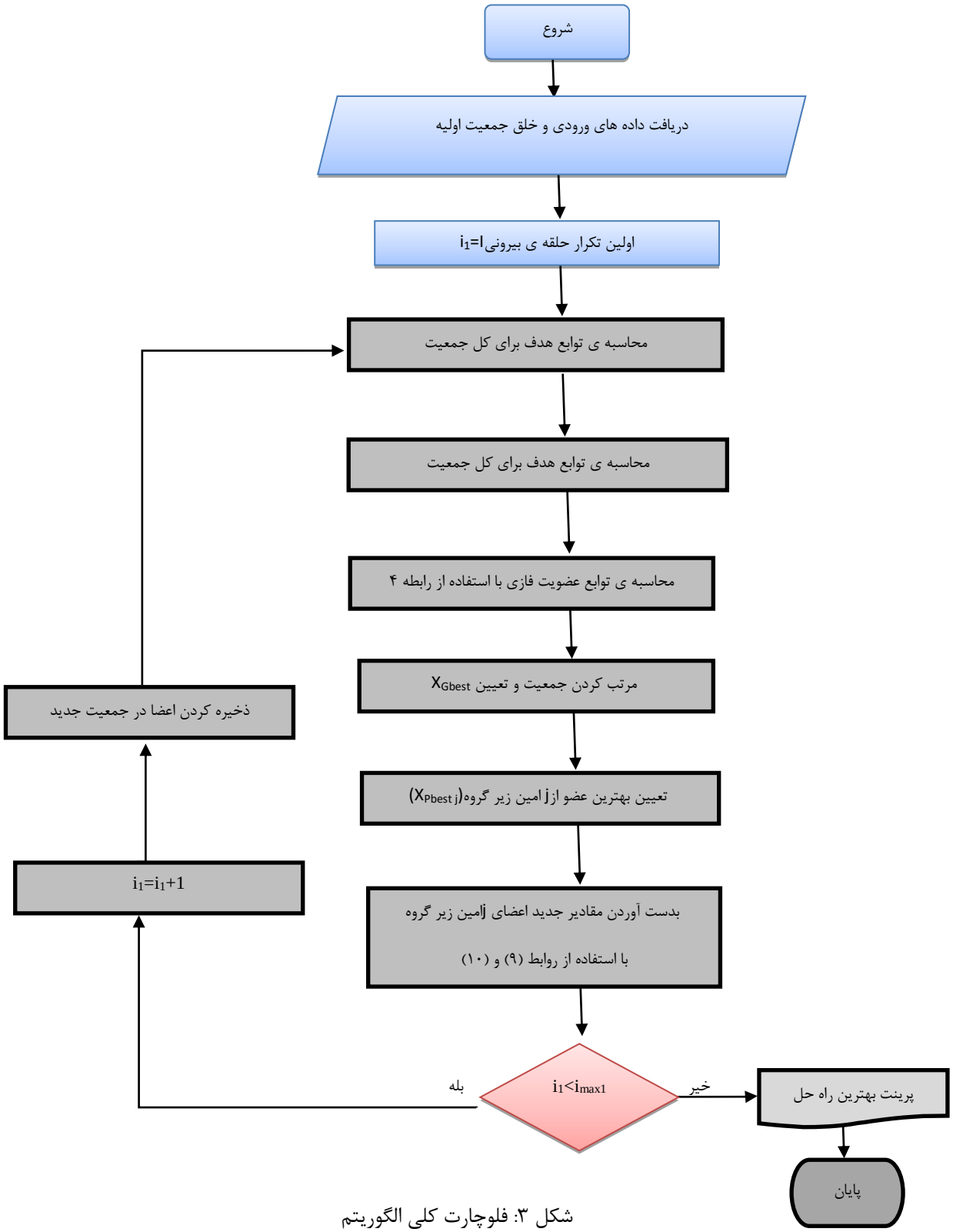
برای هر جواب موجود در مخزن، مقدار نرمالیزه شده توابع عضویت از رابطه‌ی زیر بدست می‌آید.

$$N_{\mu k}(X_j) = \frac{\sum_{k=1}^{N_{obj}} w_k \times \mu_{fk}(X_j)}{\sum_{j=1}^{m}\sum_{k=1}^{N_{obj}} w_k \times \mu_{fk}(X_j)} \qquad (۱۱)$$

در رابطه‌ی فوق m تعداد جوابها، N_{obj} تعداد توابع هدف و Wk ضریب وزنی مربوط به تابع هدف kام می‌باشند. در این مقاله هر دو تابع هدف (هزینه سوخت نیروگاها و هزینه انرژی توزیع نشده) هم جنس می‌باشند و میتوان آنها را با هم جمع نمود و به عنوان یک تابع هدف بهینه سازی کرد. لذا تابع هدف نهایی به صورت زیر ارائه می‌شود.

$$Total_Cost = C_E \times ENS + \sum_{k=0}^{Ng} a_k.p_k^2 + b_k.p_k + c_k \qquad (۱۲)$$

فلوچارت الگوریتم ارائه شده برای حل مسئله‌ی در شکل ۳ ترسیم شده است.



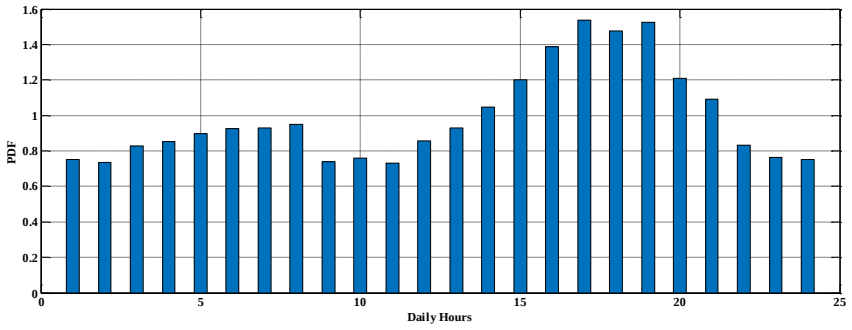
شکل ۳: فلوچارت کلی الگوریتم

۳-نتایج آزمایش

در این قسمت یک شبکه قدرت ده ژنراتوره استاندارد *IEEE* مورد بررسی قرار می‌گیرد. اطلاعات مربوط به محدوده مجاز کارکرد (*Pmin*و*Pmax*)، ضرایب قیمت (*a*، *b*و *c*)، نرخ افزایش و کاهش توان (*UL* و*LL*) و همچنین نرخ خروج نیروگاهها (*FOR*) در جدول ۱ زیر آورده شده است. منحنی ستونی در شکل ۴ تغیرات توان تقاضا شده از شبکه قدرت را نشان می‌دهد. محور عمودی در این شکل ضریب توان سمت تقاضا *(PDF)* را نشان میدهد. همانطور که در این شکل مشخص است پیک مصرف انرژی در ساعات مابین ۱۵ تا ۲۰ است و در ساعات انتهایی روز کمترین مصرف انرژی الکتریکی است.

جدول۱: اطلاعات نیروگاهها

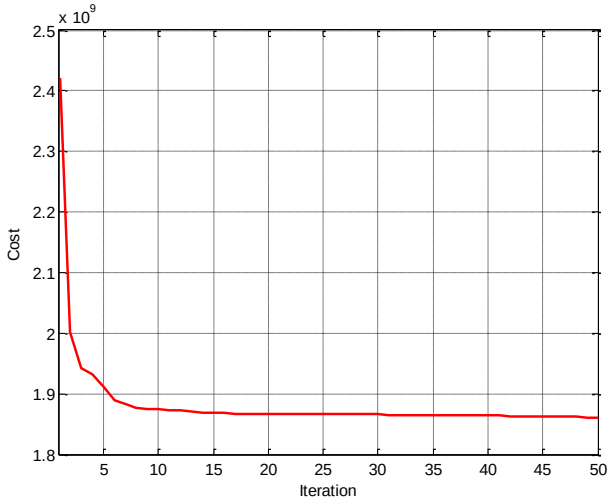
No.	Pmax	Pmin	UL	LL	a	b	C	FOR
1	455	150	120	160	1000	16.1	0.00048	0.11
2	455	150	120	160	970	17.2	0.00031	0.11
3	130	20	20	50	700	16.6	0.00025	0.08
4	130	20	20	50	680	16.5	0.002115	0.1
5	162	25	25	50	450	19.7	0.00398	0.04
6	80	20	20	50	370	22.2	0.00712	0.04
7	85	25	25	50	480	27.7	0.00079	0.04
8	55	10	10	20	660	25.9	0.00413	0.04
9	55	10	10	20	665	27.2	0.00222	0.04
10	55	10	10	20	670	27.7	0.00173	0.04



شکل۴: تغیرات توان تقاضا شده از شبکه قدرت

۳-۱ سناریو اول: حل مسئله دیسپاچینگ نیروگاهها بدون در نظر گرفتن قابلیت اطمینان

در این سناریو نیروگاهها به گونه ایی وارد سرویس می شوند که هزینه مصرف سوخت کمترین شود. در این سناریو هزینه قابلیت اطمینان لحاظ نشده است. شکل ۵ منحنی همگرایی تابع هزینه را نشان میدهد که به مقدار بهینه ۱۸۶۳۴۶۹۳۰۳ دلار در روز همگرا شده است. همچنین جدول ۲ مقادیر خروجی نیروگاهها را در ۲۴ ساعت روز به ازای تغیرات بار نشان میدهد.



شکل۵: نمودار همگرایی تابع هزینه بدون در نظر گرفتن قابلیت اطمینان

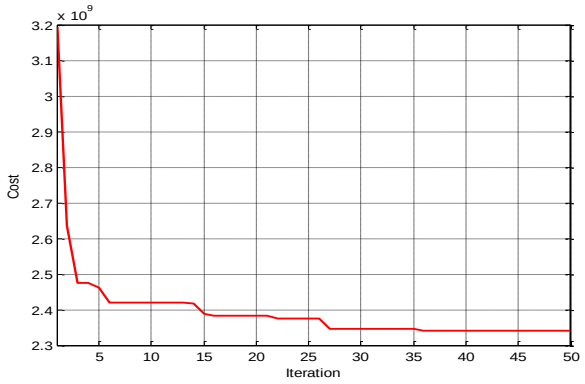
جدول۲: توان خروجی نیروگاهها در طول ۲۴ ساعت بدون در نظر گرفتن قابلیت اطمینان

Hour	توان نیروگاهها بر اساس مگاوات									
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10
1	150	150	79.98	20	73.62	20	25	41.77	10	37.12
2	153.80	154.82	20.72	56.08	86.97	20.88	26.72	10.53	10.58	55
3	150	150	20	116.69	85.11	20	25	41.35	10	53.31
4	150.66	150.05	20	82.81	113.97	20.66	83.65	10	10.06	49.03
5	150	150	69.61	78.26	106.75	79.32	25	48.41	10	10
6	152.97	152.21	86.63	79.28	121.97	20.22	25.58	55	10.12	46.04
7	150	150	82.71	77.91	106.45	20	70.02	47.64	10	36.92
8	150.33	150.33	48.98	92.19	50.39	76.18	84.50	52.36	10.02	55
9	150	150	20.18	20.02	135.59	67.75	25	10	10.03	10
10	151.08	150.67	20.05	20.12	117.01	20.18	25.06	55	10.11	45.47
11	150	150.84	20.09	63.75	86.62	20.016	25	10	10	54.95

12	150	150	49.23	72.36	121.57	20	25	39.97	10	54.39
13	150	150	75.48	81.3	125.73	20	80.11	10	10	49.76
14	150.21	150.002	105.43	88.4	129.27	20.50	85	55	10.0001	54.96
15	161.43	161.9	129.56	129.62	161.78	23.31	84.65	54.89	10	54.83
16	179.64	192.08	129.80	129.9	162	80	84.99	55	55	54.21
17	237.01	255.14	130	130	162	80	85	55	55	55
18	215.67	227.88	130	130	162	80	85	55	55	55
19	234.87	249.18	130	130	162	80	85	55	55	55
20	158.32	159.92	130	130	162	80	85	10.032	10.62	55
21	151.52	150	20	109.21	147.23	78.85	74.08	53.63	49.84	49.31
22	150	150	44.85	75.23	74.96	66.97	82.70	10	10	10
23	150	150	20	97.66	25	79.35	65.93	10.07	10	10
24	150.05	150.05	50.66	20.007	54.49	79.6	26.30	10.003	11.2	55

۳-۲ سناریو دوم: حل مسئله دیسپاچینگ نیروگاهها با در نظر گرفتن هزینه و قابلیت اطمینان

در این سناریو نیروگاهها به گونه ایی وارد سرویس می شوند که مجموع هزینه مصرف سوخت و هزینه قابلیت اطمینان کمترین شود. شکل ۶ منحنی همگرایی تابع کل هزینه (هزینه مصرف سوخت و هزینه قابلیت اطمینان) را نشان میدهد که به مقدار بهینه ۲۳۴۱۲۳۰۶۹۷ دلار در روز همگرا شده است. همچنین جدول ۳ مقادیر خروجی نیروگاهها را در ۲۴ ساعت روز به ازای تغیرات بار نشان میدهد. همانطور که مشخص است مقادیر توان خروجی نیروگاهها با مقادیر سناریو قبلی متفاوت است.



شکل۶: نمودار همگرایی تابع هزینه با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان

جدول۳: توان خروجی نیروگاهها در طول ۲۴ ساعت با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان

Hour	توان نیروگاهها بر اساس مگاوات									
	P1	**P2**	**P3**	**P4**	**P5**	**P6**	**P7**	**P8**	**P9**	**P10**
1	150.55	150.11	107.04	20.007	25	20.009	70.85	10.008	43.9	10
2	150	150	67.86	20	25	20	63.86	47.12	42.31	10
3	150	150	94.23	70.7	93.164	20	25.08	21.5	36.59	10.14
4	155.37	151.02	27.81	117.2	26.28	21.3	84.5	45.14	52.07	10.14
5	185.96	176.65	72.26	35.64	93.53	80	25.03	37.64	10.01	10.64
6	153.69	163.65	130	20.1	25.1	56.46	80.74	54.89	55	10.4
7	154.85	151.93	130	20.31	51.02	38.08	85	55	54.99	10.46
8	150.17	150.16	120.94	119.02	25	20.003	76.71	48.87	49.40	10
9	152.05	150.68	103.95	20.13	51.51	20	67.99	12.07	10.09	10.06
10	150	150	20	38.91	110.8	20	68.6	36.01	10.44	10
11	150	150	20	107.76	25	20	25	46.15	37.38	10
12	150	150	20	91.27	119.17	71.06	25	45.81	10	10.21
13	150	150	126.02	125.46	25	20	82.64	53.35	10	10
14	150	151.47	129.412	129.41	29.17	55.28	84.61	54.75	54.75	10
15	152.07	160.18	130	130	126.48	23.26	85	54.99	55	55
16	191.67	223.43	130	130	162	80	85	55	55	10.55
17	150	432.67	129.67	129.67	161.59	79.8	84.78	11.07	54.86	10
18	156.15	287.4	130	130	162	80	85	55	55	55
19	300.51	183.54	130	130	162	80	85	55	55	55
20	189.35	166.76	128.87	130	35.91	80	85	55	55	55
21	154.83	158.19	130	130	25.43	80	85	55	55	10.24
22	151.48	150.63	20.53	20.4	139.86	20.16	71.51	47.59	42.40	10.12
23	150	150	124.33	20	25	20	25	44.60	49.09	10
24	150	160.34	81.39	21.26	67.48	20	25.89	16.44	54.66	10

نمودار همگرایی تابع هزینه با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان مقدار تابع هزینه کل به میزان ۲۹ درصد کاهش یافته است با توجه به نتایج شبیه سازی، نکات برجسته در این مقاله را می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

رفتار متفاوت تابع هدف مربوط به شاخص قابلیت اطمینان نسبت به هزینه و اهمیت برقراری مصالحه مابین آن‌ها.امکان حاصل شدن نتایجی به دور واقعیت در صورت لحاظ نکردن عدم قطعیت پارامترهای مسئله بهینه‌سازی.بهبود شاخص قابلیت اطمینان شبکه‌ی قدرت می باشد.

۴-نتیجه گیری

یکی ازمسائل مهم درشبکه های توزیع که همواره مورد توجه متخصصان و طراحان بوده است، مسئله‌ی دیسپاچینگ نیروگاهها است . همان طورکه در قسمتهای قبل اشاره شدتاکنون روش‌های زیادی برای حل مسئله‌ی دیسپاچینگ نیروگاهها ارائه شده است و از اعمال مسئله‌ی فوق بر روی شبکه های قدرت تاکنون اهداف مختلفی مورد بررسی قرارگرفته شده است. با وجود شیوه‌های مختلف مدیریت هزینه و تامیین بار هرچند میزان رشد تقاضای توان الکتریکی کندتر شده است ، اما همچنان نیاز به بهره برداری بهینه وجود دارد.در این مقاله یک چارچوب بهینه سازی چند هدفه ایمن برای دیسپاچینگ نیروگاهها ارائه گردید. کمینه سازی هزینه، انرژی توزیع نشده به عنوان توابع هدف بهینه سازی در نظر گرفته شدند.

در جهت تحقق این هدف، یک سیستم تست شبکه قدرت استاندارد *IEEE* مورد بررسی قرار گرفت. به منظور به دست آوردن نتایج دقیق‌تر، تمام شبیه سازی‌ها در نرم افزار *Matlab* انجام پذیرفت.

چارچوب پیشنهادی ارائه شده، به طراح شبکه قدرت این اجازه را می‌دهد که ملاحظات قابلیت اطمینان را در کنار دیگر مسائل مهم در نظر گرفته و مصالحه‌ای مابین توابع هدف برای طراحی شبکه‌ی قدرت برقرار نماید.

با توجه به نتایج شبیه سازی، نکات حاصل شده از آن موارد زیر اشاره حاصل می گردد:

۱) رفتار متفاوت تابع هدف مربوط به شاخص قابلیت اطمینان نسبت به هزینه و اهمیت برقراری مصالحه مابین آن‌ها.
۲) امکان حاصل شدن نتایجی به دور واقعیت در صورت لحاظ نکردن عدم قطعیت پارامترهای مسئله بهینه‌سازی.
۳) بهبود شاخص قابلیت اطمینان شبکه‌ی قدرت می باشد.

مراجع

[1] A. J. Mezger and K. C. de Almeida, “Short term hydrothermal scheduling with bilateral transactions via bundle method,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 29, no. 5, pp. 387–396, Jun. 2007, doi: 10.1016/j.ijepes.2006.10.002.
[2] S. J. P. S. Mariano, J. P. S. Catalão, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, “Profit-based short-term hydro scheduling considering head-dependent power generation,” 2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proc., pp. 1362–1367, 2007, doi: 10.1109/PCT.2007.4538514.
[3] J. L. Martínez Ramos, A. Troncoso Lora, J. Riquelme Santos, and A. Gómez Expósito, “Short-term hydro-thermal coordination based on interior point nonlinear programming and genetic algorithms,” 2001 IEEE Porto Power Tech Proc., vol. 3, no. 2, pp. 78–83, 2001, doi: 10.1109/PTC.2001.964887.
[4] G. W. Chang et al., “Based Approaches on Short-Term Hydro Scheduling,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 16, no. 4, pp. 743–749, 2001.
[5] S. Wi, R. I. An, S. Chang, I. Fong, and B. L. Peter, “Downloaded from https://iranpaper.ir,” vol. 5, no. 3, 1990.
[6] E. C. Finardi, E. L. Da Silva, and C. Sagastizábal, “Solving the unit commitment problem of hydropower plants via lagrangian relaxation and sequential quadratic programming,” Comput. Appl. Math., vol. 24, no. 3, pp. 317–341, 2005, doi: 10.1590/S0101-82052005000300001.
[7] C. Samudi, G. P. Das, P. C. Ojha, T. S. Sreeni, and S. Cherian, “Hydro thermal scheduling using particle swarm optimization,” Transm. Distrib. Expo. Conf. 2008 IEEE PES Powering Towar. Futur. PIMS 2008, pp. 3–7, 2008, doi: 10.1109/TDC.2008.4517221.
[8] H. M. Z. Iqbal, A. Ashraf, and A. Ahmad, “Power economic dispatch using particle swarm optimization,” 2015 Power Gener. Syst. Renew. Energy Technol. PGSRET 2015, 2015, doi: 10.1109/PGSRET.2015.7312202.
[9] P. Venkatesh, R. Gnanadass, and N. P. Padhy, “Comparison and application of evolutionary programming techniques to combined economic emission dispatch with line flow constraints,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 2, pp. 688–697, 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.811008.

[10] D. C. Walters and G. B. Sheble, “Genetic algorithm solution of economic dispatch with valve point loading,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 8, no. 3, pp. 1325–1332, 1993, doi: 10.1109/59.260861.
[11] M. Basu, “A simulated annealing-based goal-attainment method for economic emission load dispatch of fixed head hydrothermal power systems,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 27, no. 2, pp. 147–153, 2005, doi: 10.1016/j.ijepes.2004.09.004.
[12] M. Dorigo and C. Blum, “Ant colony optimization theory: A survey,” Theor. Comput. Sci., vol. 344, no. 2–3, pp. 243–278, 2005, doi: 10.1016/j.tcs.2005.05.020.
[13] R. A. Gallego, R. Romero, and A. J. Monticelli, “Tabu search algorithm for network synthesis,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, no. 2, pp. 490–495, 2000, doi: 10.1109/59.867130.
[14] M. Ghiassi, H. Saidane, and D. K. Zimbra, “A dynamic artificial neural network model for forecasting time series events,” Int. J. Forecast., vol. 21, no. 2, pp. 341–362, 2005, doi: 10.1016/j.ijforecast.2004.10.008.
[15] L. Wang and C. Singh, “Reserve-constrained multiarea environmental/economic dispatch based on particle swarm optimization with local search,” Eng. Appl. Artif. Intell., vol. 22, no. 2, pp. 298–307, 2009, doi: 10.1016/j.engappai.2008.07.007.
[16] R. Roy and S. P. Ghoshal, “A novel crazy swarm optimized economic load dispatch for various types of cost functions,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 30, no. 4, pp. 242–253, 2008, doi: 10.1016/j.ijepes.2007.07.007.
[17] A. I. S. Kumar, K. Dhanushkodi, J. J. Kumar, and C. K. C. Paul, “Particle swarm optimization solution to emission and economic dispatch problem,” IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON, vol. 1, pp. 435–439, 2003, doi: 10.1109/tencon.2003.1273360.
[18] B. Zhao and Y. J. Cao, “Multiple objective particle swarm optimization technique for economic load dispatch,” J. Zhejiang Univ. Sci., vol. 6 A, no. 5, pp. 420–427, 2005, doi: 10.1631/jzus.2005.A0420.
[19] T. A. A. Victoire and A. E. Jeyakumar, “Reserve constrained dynamic dispatch of units with valve-point effects,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 3, pp. 1273–1282, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.851958.
[20] M. Neyestani, M. M. Farsangi, H. Nezamabadipour, and K. Y. Lee, “A modified particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost functions,” IFAC Proc. Vol., vol. 42, no. 9, pp. 267–272, 2009, doi: 10.3182/20090705-4-SF-2005.00048.
[21] K. Y. Lee and M. A. El-Sharkawi, “Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems,” Mod. Heuristic Optim. Tech. Theory Appl. to Power Syst., pp. 1–586, 2007, doi: 10.1002/9780470225868.
[22] Y. P. Zhou, L. J. Tang, J. Jiao, D. D. Song, J. H. Jiang, and R. Q. Yu, “Modified particle swarm optimization algorithm for adaptively configuring globally optimal classification and regression trees,” J. Chem. Inf. Model., vol. 49, no. 5, pp. 1144–1153, 2009, doi: 10.1021/ci800374h.
[23] B. G. Mehr and A. L. A. Mohamare, “Economic Dispatch of Thermal Units considering Valve-point Effect using Learning Backtracking Search Optimization Algorithm” vol. 8, no. 4, 2017.
[24] T. L. Laubst, “Reliability evaluation of power systems, Roy Billington and Ronald N. Allan, Plenum Press, New York and London, 1984,” Qual. Reliab. Eng. Int., vol. 1, no. 2, pp. 141–141, 1985, doi: 10.1002/qre.4680010220.
[25] H. Heitsch and W. Römisch, “Scenario reduction algorithms in stochastic programming,” Comput. Optim. Appl., vol. 24, no. 2–3, pp. 187–206, 2003, doi: 10.1023/A:1021805924152.
[26] N. A. Belyaev, N. V. Korovkin, O. V. Frolov, and V. S. Chudnyi, “Methods for optimization of power-system operation modes,” Russ. Electr. Eng., vol. 84, no. 2, pp. 74–80, 2013, doi: 10.3103/S1068371213020028.
[27] Y. Lei et al., “Multi-stage stochastic planning of regional integrated energy system based on scenario tree path optimization under long-term multiple uncertainties,” Appl. Energy, vol. 300, p. 117224, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.117224.
[28] K. Vaisakh and L. R. Srinivas, “Genetic evolving ant direction HDE for OPF with non-smooth cost functions and statistical analysis,” Expert Syst. Appl., vol. 38, no. 3, pp. 2046–2062, 2011, doi: 10.1016/j.eswa.2010.07.142.

Economic Dispatch Problem for Minimizing Cost and Improving Reliability Consifering Uncertainty

Saeed Naseri[1]*, Mostafa Ismail Bey[2] , Mojtaba Najafi[3]

1 *: PhD Student in Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Bushehr University, Iran, id.naseri @ yahoo.com
2: Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Islamic Azad University, Bushehr Branch, Bushehr, Iran, me_beag@yahoo.com
3: Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Islamic Azad University, Bushehr Branch, Bushehr, Iran, mojtabanajafi2000@yahoo.com

Abstract

Obtaining of optimal scheme for power plants to support power networks load demand is the main propose of dynamic economic dispatch problem (ED). In this regard the proposed scheme would have a suitable reliability level rather than load supporting. Although demand side management and energy management methods have a positive effect to reduce load growing, but using optimal operation in generation, transmission and distribution systems is essential. Therefore, obtaining optimal solution for supporting demand loads and suitable reliability level is required. The main purpose of ED problem is reducing operational cost. Operational cost consists of power plants operational cost and networks maintenance. Reliability is one of the purpose which is not evaluated seriously. Therefore, in this Article reliability will be evaluated as a separate objective function.

Keywords: Economic dispatch, Optimization, Operational Cost, Reliability