

بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های تولید همزمان برق و حرارت با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی جستجوی کلاغ

هادی تقی‌نسب^{۱*}، حسن براتی^۲

^{۱*} - دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه برق، واحد دزفول، دانشگاه آزاد اسلامی، دزفول، ایران، Hadi.71t@gmail.com
^۲ - استادیار، گروه برق، واحد دزفول، دانشگاه آزاد اسلامی، دزفول، ایران، Barati216@gmail.com

چکیده: بهره‌وری انرژی از نیروگاه‌های قدرت کمتر از ۶۰ درصد می‌باشد، در صورتی که بهره‌وری از واحدهای CHP می‌تواند به اندازه ۹۰ درصد باشد. علاوه بر بهره‌وری بالا واحدهای CHP دارای کاهش آلاینده‌ی زیست‌محیطی در حدود ۱۳ تا ۱۸ درصد است. در این مقاله با هدف استفاده بهینه از نیروگاه‌های تولید همزمان برق و حرارت برای رسیدن به مقصد مطلوب اقتصادی برای GENCO و برای به حداکثر رساندن سود اقتصادی و به حداقل رساندن انتشارهای محیطی بر اساس ادغام سیستم‌های CHP با واحدهای تولید گرما (TG) متعارف در شبکه قدرت از الگوریتم بهینه‌سازی جستجوی کلاغ (CSA) جهت حل مسئله پخش بار اقتصادی (CHPED) و مسئله پخش بار اقتصادی/آلودگی (CHPEED) و همچنین مسئله پخش بار اقتصادی/آلودگی با مشارکت بازار خدمات برق در محیط نرم‌افزاری متلب شبیه‌سازی و نتایج آن برای هر سه حالت ارائه شده است. روش ارائه شده برای ده واحد نیروگاهی با مشخصه‌های متفاوت با بار متغیر مورد استفاده قرار گرفته است. نتایج حاصل از رویکرد CSA برای بهینه‌سازی، براساس مقایسه با نتایج الگوریتم کلونی مورچگان (ACO) و همچنین سایر الگوریتم‌هایی که در سایر مطالعات مورد بررسی قرار گرفته، معتبر هستند. هنگامی که واحدهای CHP با سیستم یکپارچه TG-۱۰ ادغام می‌شوند، نتایج حاصل از اجرای رویکرد CSA پیشنهادی بسیار امیدوار کننده است.

واژه‌های کلیدی: پخش بار اقتصادی/آلودگی، GENCO، نیروگاه CHP، الگوریتم CSA، الگوریتم ACO

۱- مقدمه

همزمان برق و حرارت با صرفه‌جویی در انرژی و به‌طور همزمان برای رفع نیازهای برق و حرارتی می‌تواند از لحاظ اقتصادی سودمند باشد، درحالی‌که کمک به کاهش انتشار مواد زیست‌محیطی [۱] و استفاده

با افزایش نگرانی در زمینه انتشار گازهای زیست‌محیطی حاصل از تولید برق با کمک سوخت فسیلی، استفاده از سیستم‌های تولید

۲- فرمول مسئله

شکل‌گیری توابع چند منظوره و محدودیت‌هایی برای به حداکثر رساندن سود اقتصادی و به حداقل رساندن انتشار زیست‌محیطی برای GENCO در این بخش ارائه شده است.

۴-

۲-۱- توابع هدف

توابع هدف جهت به حداکثر رسانی سود اقتصادی و به حداقل رساندن انتشار زیست‌محیطی برای GENCO:

۲-۱-۱- قدرت و گرما

در بازار برق برنامه‌ریزی شده، عملکرد موردنظر برای GENCO به منظور به حداکثر رساندن سود اقتصادی براساس تفاوت بین درآمد و هزینه کلی به صورت زیر تعریف شده است:

$$\text{Maximize } PF = RV - TC \quad (1)$$

که PF: سود (\$)، RV: درآمد (\$)، TC: هزینه کل (\$). است.

در حالی که GENCO می‌تواند برق را در هر دو بازار انرژی و خدمات فرعی عرضه کند، گرمای تولید شده از سیستم‌های توزیع همزمان برق و حرارت برای فروش در بازار گرما عرضه می‌شود. هنگامی که ذخایر مورد استفاده قرار می‌گیرد، بر اساس احتمال GENCO قیمت نقطه‌ای را برای ذخیره تولید را دریافت می‌کند [۱۰].

درآمد GENCO بر اساس فرمول زیر محاسبه می‌شود:

$$RV = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (P_{i,t} \cdot X_{i,t}) + \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T ((1-r) \cdot RP_t + r \cdot SP_t) \cdot R_{i,t} \cdot X_{i,t} + \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (H_{i,t} \cdot X_{i,t}) \quad (2)$$

P_i (MW) برق تولیدی از واحد ژنراتور i در طی یک ساعت است، SP_t (\$) پیش‌بینی قیمت بازار برق در زمان t است، $X_{i,t}$ حالت تعهد واحد i در ساعت t است، i شاخص واحد ژنراتور، N تعداد کل واحد تولیدی، r احتمال مربوط به تولید و ذخیره (بازار رزرو) است،

$R_{i,t}$ ذخیره چرخان سیستم در هر ساعت برحسب (MW/h)، $H_{i,t}$ (MW) سطح گرمادهی واحد i در ساعت t و HP_t (\$) پیش‌بینی قیمت گرما در زمان t است. در رابطه (۲) اولین اصطلاح نشان‌دهنده درآمد مورد انتظار از میزان فروش رفته توسط GENCO است، اصطلاح دوم، درآمد پیش‌بینی شده از مقدار ذخیره را نشان می‌دهد و آخرین اصطلاح نشان‌دهنده درآمد مورد انتظار از فروش گرما است. هزینه کل عملیات برای GENCO شامل هزینه‌های سوخت و هزینه‌های راه‌اندازی و خاموش شدن برای واحدهای بکارگیری شده TG و

مناسب از سیستم‌های تولید همزمان برق و حرارت نیازمند در نظر گرفتن ملاحظات برای طیف وسیعی از مسائل از قبیل فاکتورهای فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی به‌منظور دستیابی به اهداف (i) مهندسی سیستم بهینه با هدف اندازه‌گیری [۲] و (ii) برنامه‌ریزی عملیات مطلوب و برنامه‌ریزی در تعامل با بازارهای انرژی برای شرکت‌های تولید برق (GENCO) و مشتریان ضروری است. همچنین، سیستم‌های CHP می‌توانند توسط GENCO به منظور به حداکثر رساندن سود اقتصادی استفاده شوند که معمولاً به عنوان PBC (تعهد واحد مبتنی بر سود) شناخته می‌شوند [۳].

در سال‌های اخیر محققان زیادی از روش‌های مختلفی برای حل مسئله پخش بار اقتصادی/آلودگی در سیستم‌های قدرت استفاده کرده اند، به عنوان مثال در یک تحقیق برای تعیین بازده هزینه نسبی سیستم‌های CHP، یک پراکندگی پویا بر اساس الگوریتم برنامه‌ریزی پیوندی برای مسئله UC (تعهد واحد) در برنامه‌ریزی تولید CHP [۴] ارائه شده است. بررسی‌ها نشان می‌دهد که بهبود کلی ED (پخش بار اقتصادی) واحدهای CHP و تکنیک‌های ریاضی برای حل مسئله PBUC برای GENCO با واحدهای TG به عنوان برق معمولی نیروگاه‌ها (TG-PBUC) (تولید انرژی حرارتی) [۵، ۶] مورد توجه قرار گرفته شده است. در این مقاله مشارکت GENCO صرفاً در بازارهای برق [۷، ۸] و همچنین فرصت‌های فروش گرما و خدمات جانبی به‌طور همزمان از طریق استفاده از CHP با واحد (TG-CHP-PBUC) به منظور به حداکثر رساندن سود اقتصادی و به حداقل رساندن انتشار آلودگی زیست‌محیطی مورد توجه قرار گرفته است، در یک تحقیق دیگر ماگو و همکاران [۹] یک استراتژی بهره‌برداری بار ترکیبی حرارت - برق را به عنوان یک راه کار خوب برای بهره‌برداری از سیستم‌های تولید همزمان در زمینه‌ی کاهش مصرف انرژی اولیه، هزینه‌ی بهره‌برداری و انتشار کربن دی‌اکسید ارائه داده اند.

در ادامه مقاله در بخش دوم به بیان مسئله، فرمول‌بندی، معرفی قیود و محدودیت‌های موجود در سیستم قدرت برای مسئله مورد نظر ارائه شده است. روش و ساختار رویکرد CSA و کاربرد آن در مسئله TG-CHP-PBUC در بخش سوم توضیح داده شده است. در بخش چهارم حل مسئله مذکور و نتایج شبیه‌سازی مورد بحث قرار گرفته و نتیجه‌گیری از این پژوهش نیز در بخش پنجم بیان شده است. همچنین الگوریتم بهینه‌سازی فراشناختی الگوریتم کلونی مورچگان برای بررسی صحت رویکرد CSA مورد استفاده قرار می‌گیرد.

جداول A1 تا A5 در ضمیمه مقاله اطلاعاتی را برای شبیه‌سازی برنامه‌ریزی رسمی تخمین اقتصادی به همراه مقادیر پیش‌بینی شده برای تقاضای برق و حرارت، قیمت بازار برق، داده‌های TG و CHP و ضرایب انتشار فراهم می‌کند.

۴-۱-۲- واحدهای توزیع همزمان برق و حرارت (CHP):

فرض براین است که واحدهای توزیع همزمان برق و حرارت برای استفاده، از چرخه‌های بخار آب و توربین گاز به کار برده می‌شوند. این مساله واقعیت دارد، اگرچه از نظر نوع عملیات آنها ممکن است که متفاوت باشند، هر دو حالت با استفاده از یک منطقه عملیاتی تعیین شده توسط ABCDEF مدل‌سازی می‌شوند که تولید برق و تولید گرما را هر دو در نظر می‌گیرند، همانطور که در شکل (۱) نشان داده شده است فرمول مربوطه می‌تواند به عنوان مجموعه‌ای از محدودیت‌های نابرابری خطی [۱۲] و به صورت زیر باشد:

$$H_{i,t} + P_{i,t} \geq Z_{i,t} \quad i \in N, t \in T \quad (10)$$

بطوری که $Z_{i,t}$ ضریب منطقی برای اجرای قابل قبول نابرابری خطی برای واحد توزیع همزمان برق و حرارت در زمان t است. مشاهده شده است که عملکرد سیستم توزیع همزمان برق و حرارت با حداقل تزریق سوخت و حداکثر تولید گرما محدود می‌شود. یک روش برای مدل-سازی انواع مختلف واحدهای توزیع همزمان برق و حرارت با به کارگیری عملیاتی محدب و غیر محدب در مرجع [۱۳] ارائه شده است. در شکل (۱)، با توجه به مرجع (۱۳)، خط بین نقاط F و E تحت عنوان خط فشار است که در آن میزان مصرف خوب است. اگر گرما بیشتر مورد نیاز باشد، ممکن است یک شیر جهت کاهش آن باز گردد و بخشی از فشار بالای بخار وارد شده بر روی توربین کاهش یابد. این عملیات را به سمت نقاط D و E با بهره‌وری خوب می‌کشاند.

از طریق گردش به منطقه‌ی کنسانتره و حرکت به سمت نقطه‌ی C با نسبت مصرف نسبتاً بالاتر و در نتیجه بازدهی مرزی کمتر، می‌توان بخار بیشتری را از توربین استخراج نمود. در نهایت اگر نیاز به برق بیشتری باشد، می‌توان به سمت نقطه A و B حرکت کرد. هزینه‌های عملیاتی و انتشار واحدهای توزیع همزمان برق و حرارت توسط مرجع [۱۲] به شکل (۱) بیان می‌شود:

$$F(P_{i,t}) = a_i + b_i \cdot P_{i,t} + c_i (P_{i,t})^2 + d_i + H_{i,t} + e_i (H_{i,t})^2 + f_i \cdot P_{i,t} \cdot H_{i,t} \quad i \in N, t \in T \quad (11)$$

$$E(P_{i,t}) = (\alpha_i + \beta_i) \cdot P_{i,t} \quad i \in N, t \in T \quad (12)$$

a_i, b_i, c_i, d_i, e_i و f_i ضریب هزینه واحد CHP است.

پس از ارایه توضیحات داده شده و تعیین مقدار ضرایب آنها واحدهای توزیع همزمان برق و حرارت بصورت شکل (۱) خواهد بود. از دیگر توابع هدفی که برای تولید همزمان برق و حرارت باید لحاظ گردد می-توان به واحدهای تک گرما اشاره کرد.

سیستم‌های توزیع همزمان برق و حرارت است که توسط فرمول زیر محاسبه می‌گردد:

$$TC = (1-r) \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T F(P_{i,t}, H_{i,t}) \cdot X_{i,t} + r \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T F(R_{i,t} + P_{i,t} + H_{i,t}) \cdot X_{i,t} + SU_{i,t} + SD_{i,t} \quad (3)$$

رابطه $F(P_{i,t}, H_{i,t})$ عملکرد مصرف سوخت برای واحد i در زمان t (\$) و $SU_{i,t}$ و $SD_{i,t}$ هزینه‌های راه‌اندازی و خاموش شدن واحد حرارتی i در زمان t است.

$SU_{i,t}$ و $SD_{i,t}$ براساس مساویات زیر تعیین می‌شود:

$$SU_{i,t} = ST_i \times X_{i,t} \times (X_{i,t} - X_{i,t-1}) \quad i \in N, t \in T \quad (4)$$

$$SD_{i,t} = SH_i \times X_{i,t-1} (X_{i,t-1} - X_{i,t}) \quad i \in N, t \in T \quad (5)$$

ST_i و SH_i هزینه‌های راه‌اندازی و خاموش شدن واحد i (\$) را به ترتیب نشان می‌دهد.

۲-۱-۲- انتشار آلودگی

هزینه انتشار به علت نیاز GENCOها برای کاهش میزان انتشار گازهای زیست‌محیطی در مقایسه با محدودیت‌های سالیانه برای واحدهای مبتنی بر سوخت فسیلی، مورد توجه قرار می‌گیرد. تابع هدف برای به حداقل رساندن انتشار به صورت زیر مطرح می‌گردد:

$$\text{Minimize } EF = h \times \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T E(P_{i,t}) \quad (6)$$

h فاکتور قیمت (\$/ton) است و $E(P_{i,t})$ میزان انتشار واحد i در زمان t (تن در ساعت) است. به حداکثر رساندن سود اقتصادی و به حداقل رساندن انتشار زیست‌محیطی، با توجه به معادله (۱) و معادله (۶)، هر دو به لحاظ مادی ارزشمند و قابل توجه هستند و بنابراین، می‌تواند به صورت ترکیبی به عنوان یک تابع هدف توسط فرمول زیر مطرح گردند:

$$\text{Minimize } OF = (1-w) \times EF - w \times PF \quad (7)$$

OF (\$) مربوط به تابع هدف کل است و w فاکتور وزن می‌باشد و مقادیر مرزی $w=0$ و $w=1$ به ترتیب به حداکثر رساندن عملکرد خالص و به حداقل رساندن انتشار خالص زیست‌محیطی هستند. توجه داشته باشید که اثرات تغییرات در توزیع سود اقتصادی و انتشار محصولات زیست‌محیطی در ادامه بررسی می‌گردند:

۳-۱-۲- واحد تولید حرارت (TG)

هزینه سوخت $F(P_{i,t})$ و انتشار $E(P_{i,t})$ ژنراتور i در زمان t برای واحد TG به صورت زیر مطرح می‌گردد [۸، ۱۱].

$$F(P_{i,t}) = a_i + b_i \cdot P_{i,t} + c_i \cdot (P_{i,t})^2 \quad i \in N, t \in T \quad (8)$$

$$E(P_{i,t}) = \alpha_i + \beta_i \cdot P_{i,t} + \gamma_i \cdot (P_{i,t})^2 \quad i \in N, t \in T \quad (9)$$

a_i, b_i, c_i ضرایب هزینه‌های واحد TG و $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ ضرایب مربوط به انتشار واحد i است. توجه داشته باشید که فرض بر این است که واحدهای TG با استفاده از هزینه‌های شناخته شده پایین و ضرایب ارزیابی برآورد شده زغال سنگ طبق جدول A5 محاسبه شده‌اند [۸].

۳-۲-۲- محدودیت تولید

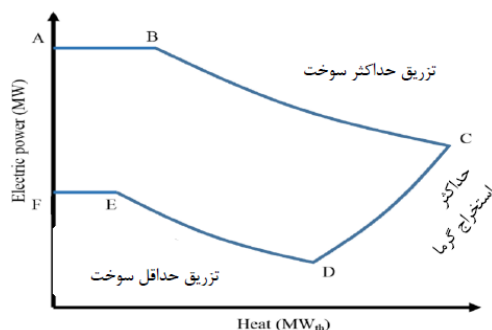
علاوه بر منطقه عملیاتی، ممکن برای واحدهای توزیع همزمان برق و حرارت، محدودیت‌های بالایی و پایین‌تر از TG و واحدهای گرمایشی به ترتیب زیر وجود داشته باشد [۱۰، ۱۲].

$$P_{i \min} \leq P_{i,t} \leq P_{i \max} \quad (18)$$

$$0 \leq R_{i,t} \leq P_{i \max} - P_{i \min} \quad (19)$$

$$H_{i \min} \leq H_{i,t} \leq H_{i \max} \quad (20)$$

به‌طوری که $P_{i \max}$ (MW) حداکثر تولید برق واحد i است، $H_{i \min}$ (MWth) و $H_{i \max}$ (MWth) و $P_{i \min}$ حداقل تولید برق واحد i و $H_{i \min}$ (MWth) و $H_{i \max}$ (MWth) حداکثر و حداقل خروجی گرمای واحد i است.



شکل (۱) واحدهای توزیع همزمان برق و حرارت [۱۴]

۵-۱-۲- واحدهای تک گرم

واحدهای تک گرمایشی، به صورت دیگ‌های بخاری هستند که برای انطباق با واحدهای توزیع همزمان برق و حرارت در رفع نیازهای گرمایشی استفاده می‌شوند. توابع هزینه و انتشار واحدهای گرما فقط توسط به صورت فرمول زیر بیان می‌گردند:

$$F(H_{i,t}) = (a_i + b_i \cdot H_{i,t} + c_i \cdot (H_{i,t})^2) \cdot P_{i,t} \quad i \in N, t \in T \quad (13)$$

$$E(H_{i,t}) = (\alpha_i + \beta_i) \cdot H_{i,t} \quad (14)$$

۳-۲-۲- محدودیت‌ها

مسئله TG-CHP-PBUC با در نظر گرفتن محدودیت‌های مختلف است که در ادامه بحث می‌شود.

۱-۲-۲- تقاضای برق و تعادل گرمایی

محدودیت تقاضای برق طبیعی به عنوان محدودیت تقاضای برق امن‌تر تغییر اسم داده است. در این مطالعه، مجموع برق خروجی واحدهای تولیدی اختصاص داده شده همیشه یا کمتر است یا تقاضای پیش‌بینی شده برق برابر با مقادیر نشان داده شده در جدول A1 است [۱۰، ۱۲].

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} X_{it} \leq PD_t \quad t \in T \quad (15)$$

PD_t (MW) تقاضای کل سیستم در زمان t است و برای گرمایش، تولید کل حرارت در زمان t را نشان می‌دهد که کل حرارت را تامین کند (HD_t)

$$\sum_{i=1}^N H_{i,t} X_{it} = HD_t \quad t \in T \quad (16)$$

۲-۲-۲- بررسی ذخایر چرخان

فرض شده است که ذخایر چرخان از واحدهای در مدار در دوره t کمتر از مقادیر ذخایر در دوره t یا برابر آن است (RD_t) [۱۰].

$$\sum_{i=1}^N R_{i,t} X_{it} \leq RD_t \quad t \in T \quad (17)$$

با توجه به رابطه بالا مقادیر ذخایر چرخان در سیکل ۲۴ ساعت برای ۱۰ واحد نیروگاهی محاسبه خواهیم کرد.

۴-۲-۲- حداقل زمان بالا و پایین

یک واحد باید حداقل تا زمان خاموش شدن یا راه‌اندازی مجدد آن، مرتباً روشن/خاموش در نظر گرفته شود [۱۰].

$$t_{up}(i) - t_i^{up} (X_{i,t-1} - X_{i,t}) \quad (21)$$

$$t_{down}(i) - t_i^{down} (X_{i,t-1} - X_{i,t}) \geq 0 \quad (22)$$

به طوری که t_{up}^{up} ، t_{up}^{down} و t_{down}^{down} به ترتیب زمان بالا، حداقل زمان بیداری، زمان پایین و کمترین زمان واحد i است.

مشاهده شده است که مسئله TG-CHP-PBUC متغیرهای واقعی و باینری (t , X_i , t , R_i , t , P_i)، در ارتباط با توابع هدف غیرصریح (PF و EF) و محدودیت‌های مختلف نابرابری است. با توجه به محدودیت‌های حداقل و حداکثر زمان و ویژگی‌های توزیع همزمان برق و حرارت، مسئله TG-CHP-PBUC ترکیبی از طبیعت است. در بخش بعد، یک رویکرد جستجو با الگوریتم کلاغ برای حل مسئله TG-CHP-PBUC برای به حداکثر رساندن سود اقتصادی و به حداقل رساندن انتشار محیط‌زیست GENCO مورد بحث قرار می‌گیرد.

۳- الگوریتم جستجوی کلاغ

در این مقاله، با توجه به رفتارهای هوشمندانه کلاغ‌ها، یک الگوریتم فرااکتشافی مبتنی بر جمعیت، یعنی الگوریتم جستجوی کلاغ توسعه داده می‌شود. الگوریتم جستجوی کلاغ توسط «علیرضا عسکرزاده» در سال ۲۰۱۶ بر اساس رفتار هوشمندانه کلاغ‌ها شکل گرفت [۱۴]. کلاغ‌ها می‌توانند چهره‌ها را تشخیص دهند و به یاد آورند، به‌طور موثری از ابزارها استفاده کنند، پازل‌ها را حل کنند، متدهای پیچیده را در ارتباط با یکدیگر به کار می‌برند، مواد غذایی خود را پنهان می‌کنند و بازی می‌کنند. CSA تلاش می‌کند تا این رفتار هوشمندانه از کلاغ‌ها را مدل‌سازی کند تا مشکلات بهینه‌سازی در فضای مهندسی را حل نماید. کلاغ‌ها، در حالت گروهی، نموده‌های جالب‌توجهی از هوش را به نمایش گذاشته و اغلب، امتیازات بسیار بالایی را در آزمون‌های هوش کسب می‌کنند. آن‌ها می‌توانند چهره‌ها را به خاطر بسپارند، از ابزار استفاده کنند، به روش‌های پیشرفته با یکدیگر ارتباط برقرار کرده و

کاهش یافته و الگوریتم جستجوی کلاغ به سمت کاوش فضای جستجو به صورت سراسری (ایجاد آرایش تصادفی) هدایت می‌گردد. بنابراین، استفاده از مقادیر بزرگ برای AP، میزان تنوع بخشی را افزایش می‌دهد [۱۶].

مواد غذایی را در طول فصول مختلف مخفی کرده و مجدداً بازیابند [۱۵].

۳-۱- پیاده سازی الگوریتم جستجوی کلاغ در

مسئله بهینه سازی

فرض می‌کنیم که یک محیط d -بعدی شامل تعدادی کلاغ وجود دارد. تعداد کلاغ‌ها (اندازه دسته) برابر N و موقعیت مکانی کلاغ شماره i در زمان (تکرار) $iter$ در فضای جستجو به وسیله بردار $x^{i,iter}$ به ازای $(i = 1, 2, \dots, N; iter = 1, 2, \dots, iter_{max})$ مشخص می‌کند که $x^{i,iter} = [x_1^{i,iter}, x_2^{i,iter}, \dots, x_d^{i,iter}]$ و $iter_{max}$ تعداد کل تکرارها است. هر کلاغ دارای حافظه‌ای است که با استفاده از آن، موقعیت مکانی مخفیگاه خود را به خاطر می‌سپارد. در تکرار $iter$ ، موقعیت مکانی مخفیگاه کلاغ i با $m^{i,iter}$ نمایش داده می‌شود. این بهترین مکانی است که کلاغ i تاکنون کشف کرده است. در واقع، موقعیت مکانی بهترین تجربه هر کلاغ در حافظه آن ذخیره می‌گردد. کلاغ‌ها در محیط اطراف خود حرکت کرده و به جستجوی منابع غذایی (مخفیگاه‌ها) بهتر می‌پردازند. فرض کنید که در تکرار $iter$ ، کلاغ j خواهد مخفیگاه خود، یعنی $m^{j,iter}$ را بازرسی نماید. در این تکرار، کلاغ i تصمیم می‌گیرد که به منظور دستیابی به مخفیگاه کلاغ j ، آن را تعقیب نماید. در این حالت، دو وضعیت ممکن است پیش آید:

وضعیت ۱: کلاغ j نمی‌داند که کلاغ i در حال تعقیب آن است. در نتیجه، کلاغ i مخفیگاه کلاغ j را می‌یابد. در این حالت، موقعیت مکانی جدید کلاغ i به صورت زیر بدست می‌آید:

$$X^{i,iter} = X^{i,iter} + r_i \times fl^{i,iter} \times (m^{j,iter} - X^{i,iter}) \quad (23)$$

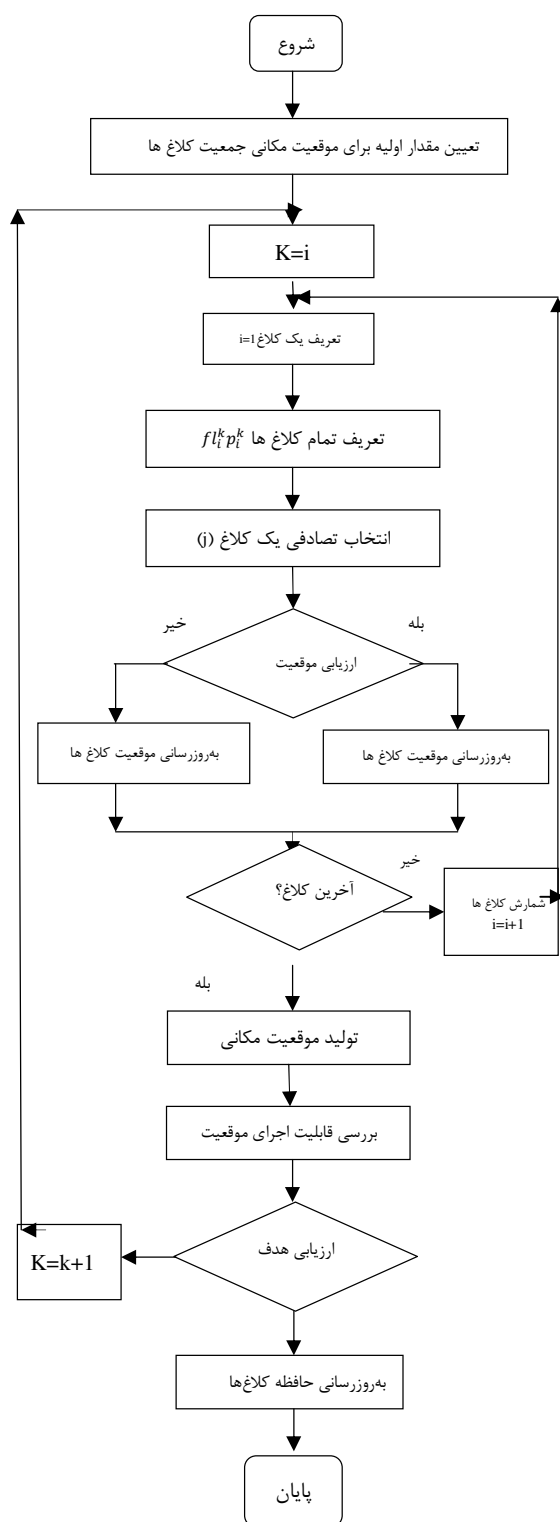
که r_i یک عدد تصادفی با توزیع یکنواخت بین دو عدد صفر و یک بوده و $fl^{i,iter}$ نشان‌دهنده طول پرواز کلاغ i در تکرار $iter$ است.

وضعیت ۲: کلاغ j می‌داند که کلاغ i در حال تعقیب آن است. در نتیجه، کلاغ j به منظور پیشگیری از مورد سرقت واقع شدن ذخایر خود، کلاغ i را، با رفتن به مکانی دیگر از فضای جستجو، فریب می‌دهد. به طور کلی، وضعیت‌های ۱ و ۲ را می‌توان به صورت رابطه زیر بیان نمود:

$$X^{i,iter+1} = \begin{cases} X^{i,iter} + r_i \times fl^{i,iter} \times (m^{j,iter} - X^{i,iter}) & r_i \geq AP^{j,iter} \\ \text{arandomposition} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (24)$$

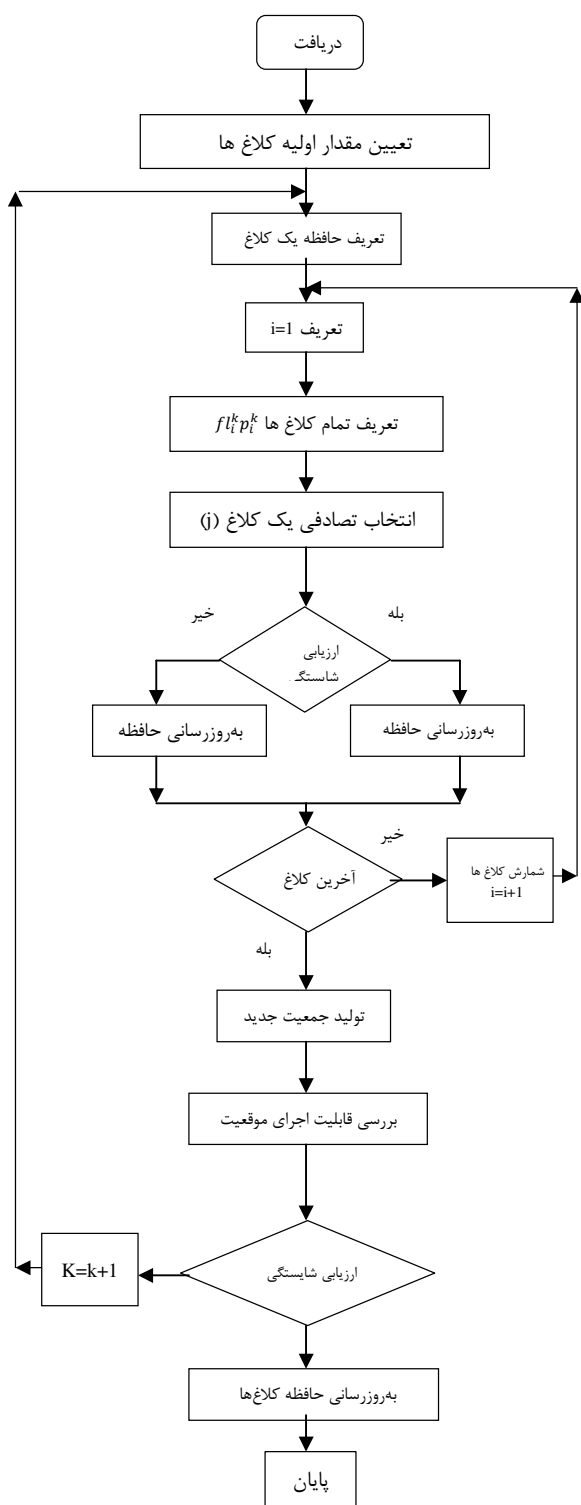
که r_i عددی تصادفی با توزیع یکنواخت بین اعداد صفر و یک است و $AP^{j,iter}$ نشان‌دهنده احتمال آگاه شدن کلاغ j در تکرار $iter$ است.

الگوریتم جستجوی کلاغ، دو مشخصه تنوع بخشی و گسترده سازی، اساساً به وسیله مؤلفه‌ای به نام احتمال آگاهی (AP) کنترل و تنظیم می‌شوند. با کاهش مقدار احتمال آگاهی، الگوریتم جستجوی کلاغ به سمت انجام جستجوی محلی در مکانی که در آن پاسخی شایسته یافت شده، سوق داده می‌شود. در نتیجه، استفاده از مقادیر کوچک برای AP، میزان گسترده سازی را افزایش می‌دهد. از سوی دیگر، با افزایش احتمال آگاهی، احتمال جستجوی مکان‌های مجاور پاسخ‌های فعلی



شکل (۲)، روندنمای الگوریتم جستجوی کلاغ [۱۷].

این فرآیندها به صورت روندنمایی در شکل زیر نشان داده شده است:



شکل (۳) روندنمای پیاده سازی الگوریتم جستجوی کلاخ برای حل مسئله

همانند الگوریتم ژنتیک، بهینه سازی ازدحام ذرات، الگوریتم جستجوی کلاخ نیز شامل حافظه ای است که پاسخ های مناسب در آن ذخیره می شود. در الگوریتم بهینه سازی ذرات، هر ذره به سمت بهترین موقعیتی که تاکنون توسط آن ذره و همچنین بهترین موقعیتی که به وسیله کل گروه یافت شده جذب می شود. در نتیجه، در هر تکرار، بهترین پاسخ هایی که تاکنون یافت شده اند، به صورت مستقیم مورد استفاده قرار می گیرد. در هر تکرار جستجوی کلاخ، هر کلاخ به صورت تصادفی یکی از اعضای دسته را انتخاب می کند (که حتی می تواند خودش را هم انتخاب کند) و به سمت مخفیگاه آن (بهترین پاسخ یافت شده توسط آن کلاخ) حرکت می کند. این یعنی اینکه در هر تکرار جستجوی کلاخ، بهترین موقعیت هایی که تاکنون یافت شده اند به صورت مستقیم برای یافتن بهترین مکان های ممکن، مورد استفاده قرار می گیرند [۱۷].

۳-۲- پیاده سازی الگوریتم CSA در حل مسئله

به منظور شبیه سازی مسئله بیان شده در بخش های قبلی، به شیوه زیر عمل می گردد:

۱- دریافت پایگاه داده ورودی شامل داده های مربوط به واحدهای سنتی، CHP و واحدهای حرارتی، داده های مربوط به پروفیل بار و قیمت ساعتی انرژی، تنظیم پارامترهای الگوریتم CSA شامل AP، طول پرواز (fi)، تعداد کلاخ ها و حداکثر تکرار.

۲- تعریف موقعیت اولیه حافظه کلاخ ها به صورت تصادفی در فاصله حد پایین تا حد بالای متغیرها. حافظه کلاخ ها (متغیرهای مسئله) به ترتیب شامل مقدار توان تولیدی واحدها برای ۲۴ ساعت و وضعیت روشن (صفر) یا خاموش بودن (یک) واحدها در هر ساعت می باشد.

۳- محاسبه مقدار شایستگی برای حافظه هر یک از کلاخ ها. در این مرحله، مقدار سود برای حافظه هر یک از کلاخ ها (x) محاسبه و به عنوان شایستگی کلاخ ها ذخیره می شود.

۴- تولید جمعیت (موقعیت) جدید. در این مرحله یک عدد تصادفی برای هر یک از کلاخ ها تولید می شود. اگر مقدار عدد تصادفی بزرگ تر از AP باشد، موقعیت جدید کلاخ تولید می شود. اگر مقدار عدد تصادفی کوچک تر از AP باشد، موقعیت جدید کلاخ به صورت تصادفی بین حد پایین و حد بالای متغیرها انتخاب می شود.

۵- محاسبه مقدار شایستگی برای موقعیت های جدید.

۶- ارزیابی مجاز بودن موقعیت جدید کلاخ ها. در این مرحله بررسی می شود که آیا موقعیت جدید کلاخ ها در محدوده حد پایین و بالای متغیرها هست یا خیر. در صورتی که موقعیت های جدید در محدوده حد پایین تا بالای متغیرها باشند و مقدار شایستگی آن از شایستگی حافظه کلاخ باشد، جایگزین حافظه کلاخ می شوند. این مرحله، به- روز رسانی حافظه نام دارد.

۷- تکرار مراحل ۴ الی ۶ به تعداد حداکثر تکرار تنظیم شده است.

۳-۳- اعتبارسنجی

برای نشان دادن مقیاس‌پذیری روش پیشنهادی و حساسیت خروجی به مقیاس GENCO، برای هر سه مورد، سیستم واحد TG-10 بزرگتر شده و مشکلات برای تعداد زیادی از GENCOها حل شده است. برای تأیید صحت رویکرد CSA، همان‌طور که قبلاً ذکر شد، عملکرد پیشنهادی CSA برای هر سه مورد با دیگر الگوریتم‌های بهینه‌سازی مانند ACO مقایسه شده است. کدهای منبع شبیه‌سازی برای هر سه مورد در محیط MATLAB توسعه داده شده و بر روی رایانه شخصی اجرا شده است. واحدهای تولیدی و اطلاعات تقاضا براساس منابع [۸، ۱۰] مطرح شده است.

مقادیر پیش‌بینی شده برای تقاضای برق و گرما، قیمت بازار برق، داده‌های واحد TG و CHP و ضرایب انتشار برای واحدهای TG-10 و واحد CHP نیز در بخش ضمیمه به استثنای مقدار 'r' در ۰/۰۵ برای مورد سه، مقادیر برای پارامترهای دیگر برای هر سه مورد یکسان هستند. بر اساس تقاضای پیش‌بینی شده و پیش‌بینی قیمت داده‌های بازار، از روش PBUC برای تعیین برنامه زمان‌بندی مطلوب برای یک افق زمانی ۲۴ ساعته با بار متغیر استفاده می‌شود.

۴-۱- حالت ۱: پخش بار اقتصادی در سیستم‌های (TG)

در این سیستم برای حل مسئله پخش بار اقتصادی با استفاده از روش بهینه‌سازی الگوریتم جستجوی کلاغ، ده واحد نیروگاهی با ظرفیت توان مختلف در نظر گرفته شده است. با اجرای برنامه کامپیوتری و نتایج حاصل از آن برای پخش بار اقتصادی شامل سهم تولید هر واحد در سیکل زمانی، هزینه سوخت، هزینه راه‌اندازی واحدها، درآمد و همچنین مقدار سودی می‌باشد که با استفاده از بهینه‌سازی سیستم برای هر ساعت از واحدها طبق جدول (۱) به دست می‌آید و مقادیر به دست آمده را با دیگر الگوریتم‌های تکاملی در جدول (۲) مقایسه شده است. نمودار مربوط به روند همگرایی و بهینه‌سازی نیز در شکل (۴) نشان داده شده است.

برتری رویکرد پیشنهادی CSA برای بهینه‌سازی در این مطالعه، نتایج حالت ۱ برای $w = 1.0$ را با TS-RP (جستجوی ممنوعه با اختلال تصادفی)، TS-IRP (جستجوی ممنوعه با بهبود اختلال تصادفی)، روش مولر، ACO (کلونی مورچگان)، DMU (روش ریاضی قطعی)، IPPD (بهبود تقاضای نیروی پیش‌تهیه شده)، موجود در مقالات مورد مقایسه قرار می‌گیرد که در جدول ۲ نشان داده شده است.

در حالت ۱ هزینه کلی سیستم در یک سیکل ۲۴ ساعت (\$۴۵۹۶) و درآمد سیستم در این بازه زمانی (\$۵۷۱۲۶۷) به دست آمده است که با توجه به مقادیر یاد شده مقدار سود به دست آمده (\$۱۰۵۳۰۶) است. شایان ذکر است که ضریب احتمال مربوط به تولید ذخیره برابر ($r=0$) و همچنین ضریب وزنی برای پخش بار اقتصادی برابر ($w=1$)، در نظر گرفته شده است.

برای تأیید عملکرد رویکرد CSA، نتایج حالت ۱ این مطالعه با آنهایی که از الگوریتم‌هایی که در سایر مطالعات مورد بررسی قرار گرفته‌اند، مقایسه شده است، علاوه بر این، یک الگوریتم بهینه‌سازی از جمله کلونی مورچگان برای بررسی صحت رویکرد CSA برای هر سه مورد به مسئله TG-CHP-PBUC اعمال می‌شود. اشاره شده که متغیرهای بهینه‌سازی شامل وضعیت واحد ($X_i(t)$)، تولید برق (t, P_i) و خروجی تولید گرما (t, H_i) می‌باشند.

۳-۱-۳- الگوریتم کلونی مورچگان

الگوریتم کلونی مورچه الهام گرفته شده از مطالعات و مشاهدات روی کلونی مورچه هاست. این مطالعات نشان داده که مورچه‌ها حشراتی اجتماعی هستند که در کلونی‌ها زندگی می‌کنند و رفتار آن‌ها بیشتر در جهت بقاء کلونی است تا در جهت بقاء یک جزء از آن. یکی از مهم‌ترین و جالب‌ترین رفتار مورچه‌ها، رفتار آن‌ها برای یافتن غذا است و به ویژه چگونگی پیدا کردن کوتاهترین مسیر میان منابع غذایی و آشپانه. این نوع رفتار مورچه‌ها دارای نوعی هوشمندی توده‌ای است که اخیراً مورد توجه دانشمندان قرار گرفته است [۱۸].

۴- نتایج شبیه‌سازی

برای بررسی اثرات TG-CHP-PBUC و برای به حداکثر رساندن سود و به حداقل رساندن انتشارهای محیطی، سه حالت در این مطالعه در نظر گرفته شده است. در حالت اول، GENCO تنها واحد TG شرکتی در بازار برق است که توسط مقالات موجود نیز مورد تأیید قرار گرفته است [۲۰، ۲۱]. مساله TG-PBUC برای حالت اول و برای بررسی موارد زیر در نظر گرفته شده است: تنها به منظور به حداکثر رساندن سود اقتصادی ($w=1$). به حداکثر رساندن انتشار محیطی ($w=0.5$).

توجه داشته باشید که با توجه به چرخش ذخیره‌سازی، حالت اول با توجه به اهداف اعتبارسنجی با کمک رویکرد CSA تعریف شده است و نتایج با مقادیر گزارش شده در پایگاه‌های اطلاعاتی دیگر و با الگوریتم‌های کار شده مختلف، مورد مقایسه قرار گرفته است. برای حالت دوم و سوم، GENCO که دارای واحدهای TG و CHP می‌باشد در نظر گرفته شده است. با این حال، برای هر سه حالت، GENCO که دارای قدرت تولیدی مشابه در بازار برق است مورد بررسی قرار گرفته است.

برای حالت دوم، علاوه بر بازار برق، GENCO توانایی مشارکت در بازار گرما را نیز دارد. در حالت سوم، اثرات بازار خدمات فرعی در مورد مشکل TG-CHP-PBUC مورد بررسی قرار گرفته است، جایی که ذخایر چرخشی برای قیمت پیش‌بینی شده محاسبه شده است و مشکل TG-CHP-PBUC با توجه به انتشار محیطی حل شده است.

جدول (۱) نتایج پخش بار اقتصادی با ده واحد نیروگاهی (TG)

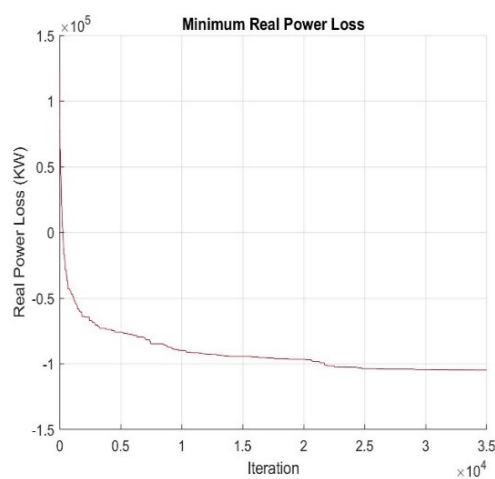
Hr	Electric power(MW)																
	demand		TG unit										Monetary value (\$)				
	re qui re d	com mitt ed	U1	U2	U3	U4	U5	U 6	U 7	U 8	U 9	U 1 0	Fuel cost	Start up cost	Total cost	Revenu e	Profit
۱	۷۰۰	۶۹۸/۵۵	۴۵۵	۲۴۰/۵۵	.	.	.	.	.	.	.	.	۱۸۲۸۱	.	۱۳۶۰۶	۱۵۴۰۶	۱۸۰۰/۸
۲	۷۵۰	۷۴۰/۷۴	۴۵۳/۹۲	۲۸۶/۸۱	.	.	.	.	.	.	.	.	۱۹۰۶۹	.	۱۴۳۹۴	۱۶۲۹۶	۱۹۰۲/۴۰
۳	۸۵۰	۸۴۸/۲۳	۴۵۴/۶۷	۳۹۳/۵۷	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۰۹۴۶	.	۱۶۲۷۱	۱۵۲۹۴	۳۳۲۲/۹۰
۴	۹۵۰	۹۰۸/۵۱	۴۵۴/۱۲	۴۵۴/۳۹	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۲۰۰۳	.	۱۷۳۲۸	۲۰۵۷۸	۳۲۴۹/۸۰
۵	۱۰۰۰	۹۱۰	۴۵۵	۴۵۵	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۲۰۲۸	.	۱۷۳۵۳	۲۱۱۵۸	۳۸۰۴/۲۰
۶	۱۱۰۰	۹۰۷/۴۳	۴۵۲/۴۹	۴۵۴/۹۳	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۱۹۸۵	.	۱۷۳۱۰	۲۰۸۲۵	۳۵۱۵
۷	۱۱۵۰	۹۰۵/۴	۴۵۳/۴۸	۴۵۱/۹۲	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۱۹۴۹	.	۱۷۲۷۴	۲۰۳۷۱	۳۰۹۷/۵۰
۸	۱۲۰۰	۱۰۳۹/۷	۴۵۵	۴۵۵	.	۱۲۹/۷۴	.	.	.	.	.	.	۲۴۲۰۴	۵۶۰	۲۰۷۶۹	۲۳۰۳۰	۲۲۶۰/۷۰
۹	۱۳۰۰	۱۱۸۸/۱	۴۵۳/۶۲	۴۵۵	.	۱۲۹/۱۹	۱۵۱/۳۲	.	.	.	.	.	۲۷۲۲۸	۹۰۰	۲۴۵۸۳	۲۷۰۹۰	۲۵۰۶/۷۰
۱۰	۱۴۰۰	۱۳۲۸/۳	۴۵۳/۴۵	۴۵۴/۹۳	۱۲۸/۲۲	۱۲۹/۷۳	۱۶۲	.	.	.	.	.	۲۹۶۳۴	۵۵۰	۲۷۳۳۹	۳۸۹۸۶	۱۱۶۴۷
۱۱	۱۴۵۰	۱۳۲۹/۳	۴۵۵	۴۵۵	۱۳۰	۱۲۸/۴۲	۱۶۰/۹	.	.	.	.	.	۲۹۶۴۷	.	۲۶۸۰۲	۴۰۰۷۹	۱۳۲۷۷
۱۲	۱۵۰۰	۱۳۳۰/۵	۴۵۴/۹۷	۴۵۴/۹۶	۱۲۸/۷۲	۱۳۰	۱۶۱/۸	.	.	.	.	.	۲۹۶۷۰	.	۲۶۸۲۵	۴۲۱۰۹	۱۵۲۸۵
۱۳	۱۴۰۰	۱۳۳۰/۳	۴۵۴/۷	۴۵۴/۹۹	۱۲۸/۹۲	۱۳۹/۹	۱۶۱/۸	.	.	.	.	.	۲۹۶۶۷	.	۲۶۸۲۲	۳۲۷۲۶	۵۹۰۳/۷۰
۱۴	۱۳۰۰	۱۳۲۸/۳	۴۵۳/۹۶	۴۵۴/۲۲	۱۲۹/۹۳	۹۸/۶	۱۶۱/۶	.	.	.	.	.	۲۹۱۲۳	.	۲۶۲۷۸	۳۱۸۰۹	۵۵۳۰/۹۰
۱۵	۱۲۰۰	۹۰۸/۰۹	۴۵۳/۸۵	۴۵۴/۲۴	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۱۹۹۶	۲۰۱۰	۱۹۳۳۱	۲۰۴۳۲	۱۱۰۱/۲۰
۱۶	۱۰۵۰	۹۰۹/۵۲	۴۵۵	۴۵۴/۵۲	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۲۰۲۰	.	۱۷۳۴۵	۲۰۲۸۲	۲۹۳۷/۴۰
۱۷	۱۰۰۰	۹۰۷/۹۳	۴۵۵	۴۵۲/۹۳	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۱۹۹۲	.	۱۷۳۱۷	۲۰۲۰۱	۲۸۸۴/۵۰
۱۸	۱۱۰۰	۹۰۲/۵۸	۴۵۲/۷۱	۴۴۹/۸۷	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۱۹۰۰	.	۱۷۲۲۵	۱۹۹۰۲	۲۶۷۶/۷۰
۱۹	۱۲۰۰	۹۰۴/۱۱	۴۵۵	۴۴۹/۱۱	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۱۹۲۵	.	۱۷۲۵۰	۲۰۰۷۱	۲۸۲۱/۳۰
۲۰	۱۴۰۰	۹۰۸/۹	۴۵۳/۹	۴۵۵	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۲۰۱۰	.	۱۷۳۳۵	۲۰۴۵۰	۳۱۱۵/۲۰
۲۱	۱۳۰۰	۹۰۸/۱۶	۴۵۵	۴۵۳/۱۶	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۱۹۹۶	.	۱۷۳۲۱	۱۹۹۷۹	۲۶۵۸/۵۰
۲۲	۱۱۰۰	۹۰۹/۱۳	۴۵۴/۱۳	۴۵۵	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۲۰۱۴	.	۱۷۳۳۹	۲۱۰۰۱	۳۶۶۲/۲۰
۲۳	۹۰۰	۸۹۸/۸۲	۴۴۴/۶۹	۴۵۴/۱۳	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۱۸۴۲	.	۱۷۱۶۷	۲۰۳۵۸	۳۱۹۱/۵۰
۲۴	۸۰۰	۷۹۷/۱۵	۴۵۲/۴۱	۳۴۴/۷۴	.	.	.	.	.	.	.	.	۲۰۰۵۵	.	۱۵۳۸۰	۱۸۵۳۴	۳۱۵۳/۹۰
	Total												۵۶۳۱۸۴	۴۰۲۰	۴۶۵۹۶۴	۵۷۱۲۶۷	۱۰۵۳۰۶

جدول (۲)، سود حاصل در الگوریتم‌های مختلف:

Method	Profit (\$)
TS-RP [22]	۱۰۱۰۸۶۰۰
TS-IRP [22]	۱۰۳۲۶۱۰۰
Muller method [23]	۱۰۳۲۹۶۰۰
ACO [24]	۱۰۳۸۹۰۰۰
DMP [25]	۱۰۴۳۲۹۰۰
IPPD [26]	۱۰۵۱۶۴۰۰
CSA	۱۰۵۳۰۶۰۰

۴-۲- حالت ۲: پخش بار اقتصادی/آلودگی (CHP)

با انجام برنامه‌ی کامپیوتری و نتایج بدست آمده پخش بار بر اساس توابع اقتصادی/آلودگی شامل سهم تولید توان نیروگاه‌ها برای هشت نیروگاه TG و دو نیروگاه CHP می‌باشد. سایر نتایج بدست آمده برای هزینه‌ی سوخت، درآمد، مقدار آلودگی و همچنین مقدار سود



شکل (۴)، روند همگرایی کل سیستم TG

CHP با واحدهای TG فرصتی برای GENCO برای شرکت در بازار گرما در کنار بازار خدمات برق برای سود اقتصادی بالاتر از طریق فروش گرما به قیمت قابل توجه و تقاضا در کاهش انتشار مواد زیست محیطی است. در ادامه نیز نمودار روند همگرایی و بهینه‌سازی کل سیستم با استفاده از الگوریتم CSA در شکل (۵) نشان داده می‌شود

حاصل با استفاده از بهینه‌سازی سیستم برای هر ساعت می‌باشد که در جدول (۳) تنظیم و نتایج حاصله را با الگوریتم بهینه‌سازی کلونی مورچگان (ACO) در جدول (۴) مقایسه می‌شود. برای این بخش مقدار ضریب احتمال تولید و ذخیره را ($F=0$) و مقدار ضریب وزنی را ($W=0.5$) در نظر می‌گیریم.

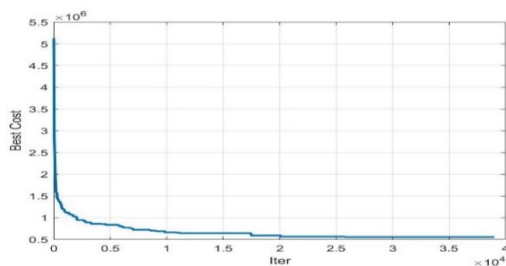
واحدهای CHP-5 و CHP-6 جایگزینی برای واحدهای U5 و U6 مربوط به پخش بار اقتصادی و یک واحد گرمایشی مستقیم بدون در نظر داشتن بازار خدمات فرعی معرفی شده است. ادغام سیستم‌های

جدول (۳)، نتایج پخش بار اقتصادی/آلودگی

Hr	Electric power (MW)										Heat (MW _{th})			Monetary value (\$)				Emission
	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	CHP-5	CHP-6	Heat only	Fuel cost	Total cost	Revenue	Profit	
۱	۰	۱۷۳/۱۳	۱۲۹/۶۶	۰	۹۷/۱۴	۷۶/۹۳	۰	۳۵/۹۱	۲۸/۷۸	۵۵	۹/۷۳	۱۰۶/۸۸	۲۹۲/۹۲	۲۸۲۶۳	۲۸۲۶۳	۴۳۵۲۰	۱۵۲۵۷	۲۷۹/۳۳
۲	۲۰۳/۳۷	۳۱۰/۸۱	۰	۶۲/۴۴	۹۶/۴۴	۰	۰	۰	۳۶/۶۴	۰	۱۳/۹	۴۰/۴۷	۳۴۹/۸۵	۲۸۶۷۱	۳۴۵۱۱	۴۵۵۲۶	۱۱۰/۱۵	۵۰۹/۵۰
۳	۳۳۲/۱۳	۰	۲۴/۶۵	۰	۹۸	۰	۳۵/۱۹	۴۱/۸۵	۱۱/۸۰	۰	۴/۷۱	۴۰/۴۷	۳۵۰	۲۶۱۲۳	۳۲۵۲۳	۴۱۸۰۲	۹۲۷۸	۴۵۴/۴۱
۴	۳۶۰/۳۷	۰	۹۱/۱۴	۰	۸۶/۷۴	۵۰/۴۹	۰	۰	۰	۱۷/۵۴	۷۰/۹۵	۸۴/۰۵	۲۷۹/۸۸	۲۶۵۰۳	۲۷۰۲۳	۴۵۹۱۵	۱۸۸۹۲	۵۳۵/۲۳
۵	۳۵۵/۰۱	۴۲۹/۹	۰	۰	۸۱/۲۶	۰	۵۷/۹۷	۰	۲۸/۳۵	۳۲/۴۴	۱۰۳/۲۷	۴۰/۴۷	۳۰۱/۴۳	۳۳۸۲۵	۳۹۸۳۵	۵۵۸۶۶	۱۶۰/۳۱	۹۷۳/۸۹
۶	۴۰۱/۴۲	۰	۰	۱۳۰	۹۴/۲۳	۱۰۰/۳۷	۰	۰	۰	۲۹/۴۵	۲۶/۸۵	۱۲۷/۱۱	۲۸۸/۹۹	۳۰۵۹۷	۳۶۶۱۷	۵۰۱۱۷	۱۳۵۰۰	۶۴۸/۶۷
۷	۲۹۵/۷	۴۱۵/۱۲	۹۶/۲۲	۱۳۰	۸۶/۳۲	۰	۸۶/۲۷	۲۹/۳۰	۰	۷۳/۴۶	۴۰/۴۷	۳۴۸/۵۸	۳۶۹۶۷	۴۳۰۰۷	۵۹۶۲۸	۱۶۶۲۱	۸۸۶/۲۵	۸۸۶/۲۵
۸	۲۴۴/۰۵	۴۵۴/۹۵	۶۸/۸۴	۱۳۰	۸۱	۰	۲۵	۵۲/۶۲	۱۴/۱۹	۵۵	۱۰۴/۸	۴۰/۴۷	۳۵۰	۳۷۷۵۸	۳۷۸۱۸	۶۱۵۸۴	۳۳۷۶۶	۸۸۱/۶۱
۹	۴۰۴/۳۹	۳۱۲/۸۴	۱۲۴/۸۸	۱۳۰	۹۱/۱۲	۴۸/۲۸	۶۹/۶۲	۱۸/۸۴	۱۰	۲۵/۶۱	۴۵/۱۹	۸۲/۱۵	۳۵۰	۳۹۸۸۷	۴۰۰۵۷	۶۳۴۹۵	۳۳۴۳۸	۸۹۹/۵۹
۱۰	۴۵۵	۴۳۱/۴۲	۷۳/۱۴	۴۴/۳۶	۹۳/۸۸	۹۲/۸۱	۸۱/۹۱	۲۲/۱۱	۵۱/۲۸	۳۵/۴۲	۲۸/۹۴	۱۲۰/۵۹	۳۳۷	۴۴۰۴۴	۴۴۰۴۴	۷۶۵۴۶	۳۳۵۰۲	۱۱۹۴/۷۰
۱۱	۴۵۲/۴۷	۴۲۵/۷۲	۱۳۱/۲	۵۰/۳۱	۸۳/۰۲	۵۴/۴۷	۸۴/۹۶	۰	۳۱/۱۹	۰	۹۲/۸۸	۸۷/۴۹	۳۰۴/۰۲	۴۰۴۵۱	۴۰۵۱۱	۷۵۱۴۲	۳۴۶۳۲	۱۳۱۸/۶۰
۱۲	۴۱۰/۷۵	۴۵۲/۷۳	۱۳۰	۱۲۷/۱۸	۸۶/۴	۸۸/۴۷	۳۲/۲۴	۰	۱۰	۰	۷۳	۱۱۶/۸۴	۲۸۹/۹۲	۴۰۸۰۴	۴۰۸۰۴	۷۷۸۴۳	۳۷۰۳۹	۱۲۲۵/۸۰
۱۳	۴۰۰/۳۵	۴۵۵	۱۰۵/۹۱	۶۱/۶۴	۹۶/۸۳	۱۰۲/۶۷	۰	۱۰	۰	۰	۱۱/۵۸	۱۲۹/۰۹	۳۳۷/۸۴	۳۹۸۷۶	۴۰۱۹۶	۶۵۷۲۷	۳۵۵۳۱	۱۱۶۰/۴۰
۱۴	۲۶۰/۰۱	۴۱۶	۱۱۴/۸۳	۸۷/۹۷	۸۹/۰۷	۴۳/۹۳	۶۵/۳۷	۴۹/۰۳	۵۱/۸۹	۰	۵۷/۳۸	۷۸/۳۹	۳۳۲/۰۸	۳۸۹۳۶	۳۹۲۳۶	۶۳۵۵۲	۲۴۳۲۶	۸۰۶/۶۰
۱۵	۴۵۱/۱۹	۲۶۹/۷۶	۰	۱۱۳/۹۱	۸۶/۴۴	۴۲/۸۷	۷۴/۱۶	۰	۲۸/۲۶	۴۶/۴۱	۷۲/۷۶	۷۷/۴۸	۳۱۵/۱۲	۳۷۲۳۸	۳۷۸۴۸	۵۹۴۸۱	۲۱۶۳۳	۹۰۵
۱۶	۴۳۳/۶	۱۵۰	۸۹/۶۲	۱۳۰	۸۴/۸۲	۰	۷۳/۲۴	۰	۰	۰	۸۲/۲۷	۴۰/۴۷	۳۱۹/۹۵	۳۲۹۴۷	۳۲۷۲۷	۵۴۱۹۷	۲۰۴۷۰	۷۶۶/۵۱
۱۷	۲۵۵/۷۷	۴۰۵/۲۴	۲۰	۰	۹۰/۲۰	۰	۸۱/۱۶	۴۳/۲۶	۳۷/۹۰	۱۶/۷۸	۵۰/۵۸	۴۰/۴۷	۳۴۷/۲۵	۳۴۴۸۵	۳۵۱۳۵	۵۳۵۸۰	۱۸۴۴۵	۷۴۴/۴۴
۱۸	۱۵۰	۴۱۴/۹۳	۰	۵۶/۷۹	۸۴/۲۱	۰	۰	۰	۲۰/۵۱	۵۵	۸۵/۹۰	۴۰/۴۷	۳۲۵/۵۳	۳۰۳۸۹	۳۱۷۸۹	۵۰۶۷۲	۱۸۸۸۲	۶۶۷/۲۰
۱۹	۴۲۱/۱۵	۲۲۷/۲۴	۱۳۰	۸۳/۴۴	۸۹/۲۵	۱۱۰	۴۲/۱۶	۰	۵۲/۶۶	۵۵	۵۶/۲۲	۱۳۵/۴۲	۳۰۳/۳۸	۳۹۹۸۹	۴۰۹۶۹	۶۲۶۵۷	۲۱۶۸۸	۷۷۵/۹۲
۲۰	۴۵۵	۴۴۵/۴۶	۱۳۰	۱۱۲/۷۷	۸۵/۴۳	۰	۶۴/۰۷	۱۰	۰	۴۵/۹۱	۷۸/۷۱	۴۰/۴۷	۳۲۵/۱۲	۴۰۲۴۵	۴۰۴۷۵	۶۳۲۲۳	۲۲۷۴۸	۱۲۹۷/۶۰
۲۱	۴۴۴/۸۶	۲۸۸/۱۷	۱۰۱/۸۵	۱۰۱/۶۵	۸۴/۳۲	۶۴/۷۴	۰	۰	۵۵	۴۹/۶۴	۸۵/۲۴	۹۶/۳۵	۲۸۸/۹۲	۳۸۱۸۳	۳۸۶۷۳	۶۱۰۰۴	۲۲۳۳۱	۹۲۲/۵۹
۲۲	۴۵۵	۴۵۳/۲۶	۰	۰	۹۱/۹۳	۰	۰	۴۳/۸۶	۰	۰	۴۰/۴۲	۴۰/۴۷	۳۵۰	۳۴۵۶۰	۳۵۹۳۰	۵۶۰۰۴	۲۰۰۷۴	۱۲۷۵/۳۰
۲۳	۳۴۱/۱۲	۲۴۲/۱۱	۶۹/۵۹	۰	۹۲/۸۷	۰	۰	۰	۲۳/۱۴	۳۴/۱۲	۳۴/۸۸	۴۰/۴۷	۳۴۱/۹۴	۳۰۳۲۵	۳۰۹۶۵	۴۹۰۶۷	۱۸۱۰۲	۶۰۳/۴۴
۲۴	۴۵۰/۰۱	۰	۱۳۰	۰	۹۷/۹۲	۰	۰	۱۰	۲۸/۱۰	۱۰	۳۴/۳۳	۴۰/۴۷	۳۲۷/۳۶	۲۸۲۸۰	۳۳۳۱۰	۴۶۵۲۵	۱۳۲۱۶	۷۵۹/۰۶
Total														۸۲۹۳۴۶	۸۸۳۲۵۶	۱۳۸۶۷۲۳	۴۹۹۴۱۷	۲۰۳۹۲

جدول (۴)، مقایسه نتایج بدست آمده با الگوریتم ACO

Method	Total cost (\$)	Profit (\$)	Emission(ton/hr)
ACO	۷۵۶۱۳۲	۳۵۱۰۱۲	۱۱۳۴۷
CSA	۸۸۳۲۵۶	۴۹۹۴۱۷	۲۰۳۹۲



شکل (۵)، روند همگرایی کل سیستم CHP

۳-۴- حالت ۳: بخش بار اقتصادی/آلودگی با مشارکت بازار خدمات برق

در این بخش PBUC برای واحدهای TG و CHP با مشارکت در بازار خدمات برق است. فرض بر این است که GENCO میتواند علاوه بر بازار حرارت و انرژی در بازار خدمات فرعی نیز مشارکت داشته باشد. با توجه به ساختار رقابتی در بازار برق، GENCO میتواند برای فروش انرژی الکتریکی و ذخیره سازی بر اساس بخش های پیش بینی شده انتخاب شود. در این حالت GENCO نرخ ذخیره سازی برای هر واحد ذخیره برای گام زمانی که ذخیره تخصیص داده شده و مورد استفاده

قرار نمی گیرد را دریافت کند. هنگامی که ذخایر استفاده می شود، GENCO قیمت نقدی برای فروش فوری ذخیره تولیدی را دریافت می کند. جدول (۵) نتایج مربوط به این بخش را نشان می دهد. در این بخش مقدار ضریب احتمال تولید و ذخیره را ($I=0.05$) و مقدار ضریب وزنی را ($W=0.5$) در نظر میگیریم که شامل ده واحد نیروگاهی TG و CHP می باشد که باهم ادغام شده است. کل درآمد حاصل از تولید نیروگاه ها برابر \$ ۱۲۲۹۴۴۰ و مقدار کل آلودگی برابر 20694 (ton/hr) می باشد.

جدول (۵)، بخش بار اقتصادی/آلودگی با مشارکت بازار خدمات برق

Hr		Electric power (MW)										Heat (MWth)			Monetary value (\$)				Emission
		Reserve (MW)																	
			U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	CHP-5	CHP-6	Heat only	Fuel cost	Total cost	Revenue	
1	P	۱۷۲/۹۷	.	۷۸/۰.۸	۷۲/۷۹	۹۵/۷۹	۵۶/۴۳	۶۳/۹۳	۱۷/۴۷	۲۹/۸۷	۲۸/۸۷	۱۷/۷۰	۸۹/۱۸	۲۰.۴/۰.۴	۲۶۱۹۰	۲۶۱۹۰	۳۶۶۵۸	۱۰.۴۶۸	۲۳۹/۴۶
	R	۱۶/۵۰	.	۸/۲۹	۲/۲۳	۲/۹۷	۱۱/۷۰	۴/۶۴	۶/۹۰	۵/۵۳	۷/۳۱	.	.	.	.	.	.	.	
۲	P	۲۶۲/۱۱	۱۶۰/۲۴	۷۸/۰.۸	۷۹/۷۲	۹۵/۷۹	۵۶/۴۳	۶۳/۹۳	۱۷/۴۷	۲۹/۸۷	۲۸/۸۷	۳۷/۴۷	۱۰.۳/۲۷	۲۰.	۲۶۳۲۷	۳۱۶۴۷	۳۹۹۲۲	۸۲۷۵	۳۹۱/۸۳
	R	.	۱۴/۶۸	۸/۲۹	۲/۲۳	۲/۹۷	۱۱/۷۰	۴/۶۴	۶/۹۰	۵/۵۳	۷/۳۱	.	.	.	.	.	.	.	
۳	P	۱۵۰	۳۶۰/۳۹	۱۱۲/۹۹	۲۰	۹۸	.	.	۱۰	۵۳/۵۹	.	۴/۷۱	۴۰/۴۷	۲۶۲/۶۶	۲۸۳۴۰	۲۸۵۴۰	۴۱۳۷۶	۱۲۸۳۵	۵۷۰/۶۹
	R	۵۹/۲۹	۳۷/۷۶	.	۱۲/۶۶	۲/۹۷	.	.	۰/۷	.	.	.	.	.	.	.	.	.	
۴	P	۲۱۹/۲۲	۴۵۵	.	.	۹۵/۷۸	۵۸/۰.۲	۴۸/۲۱	۱۹/۷۰	.	۲۰/۱۳	۱۷/۷۴	۹۰/۵۶	۲۴۲/۲۹	۳۱۷۰.۶	۳۳۳۰.۶	۴۶۶۹۳	۱۳۳۸۷	۸۲۹/۴۹
	R	۵۳/۱۰	۱۱/۷۰	.	.	۲/۷۲	.	۹/۹۴	۳/۹۳	.	.	.	.	.	.	.	.	.	
۵	P	۱۵۰	۴۲۷/۵۲	۲۰	.	۸۱	۹۰/۲۲	.	۵۵	۳۲/۷۶	۵۵	۱۰.۴/۸۰	۱۱۸/۳۵	۲۰۰/۸	۳۳۰۱۷	۳۳۸۵۷	۵۲۳۳۳	۱۸۴۷۶	۶۸۹/۸۹
	R	۷/۵۳	۵۳/۳۲	۱۷/۶۳	.	.	۰/۴۵	.	۴/۹۰	۶/۰.۵	۴/۹۵	.	.	.	.	.	.	.	
۶	P	۳۲۵/۷۶	۳۴۷/۸۴	۶۸/۳۴	۸۱/۳۰	۹۶/۰.۲	.	۷۷/۷۰	۵۵	۱۴/۸۳	.	۱۶/۳۶	۴۰/۴۷	۲۹۷/۵۹	۳۴۴۱۳	۳۵۴۳۳	۵۰۷۱۰	۱۵۲۷۷	۷۴۴/۴۳
	R	۲۸/۷۹	۲۶/۸۳	۱/۹۶	۱۳/۳۴	۲/۹۵	.	۰/۰.۰.۲	۳/۸۰	۷/۸۵	.	.	.	.	.	.	.	.	
۷	P	۱۷۶/۳۹	۷۳۳۹۱	۱۰.۶/۸۸	۱۲۹/۵۶	۸۶/۸۹	۴۵/۴۰	۷۴/۰.۳	.	.	.	۷۰/۰.۷	۷۹/۶۶	۳۱۱/۹۹	۳۴۸۴۳	۳۵۰۷۳	۵۶۹۱۳	۲۱۸۴۰	۶۹۹/۴۷
	R	۱۴/۷۳	۳۱/۸۵	.	۱۹/۲۳	۰/۸۰	۴/۰.۱	۳/۳۲	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	
۸	P	۴۲۵/۷۴	۲۸۴/۶۹	.	۱۳۰	۹۲/۱۵	۱۰.۶/۸۷	.	۵۵	.	۱۴/۶۲	۳۹/۱۳	۱۳۲/۷۲	۲۲۷/۹۹	۳۶۰.۶۱	۳۶۹۳۱	۵۴۱۵۴	۱۷۲۲۲	۸۸۴/۱۳
	R	۴۹/۹۴	۱۵/۶۳	.	۱۸/۹۱	۲/۳۲	۷/۵۷	.	۷/۰.۹	.	۲/۰.۳	.	.	.	.	.	.	.	
۹	P	۴۱۶/۳۴	۳۷۷/۹۶	.	۱۰.۴/۲۹	۸۱	۱۱۰	۲۵/۶۴	۲۱/۱۵	۵۵	۲۷/۷۳	۱۰.۴/۸۰	۱۳۵/۴۲	۲۱۶/۵۷	۳۹۲۳۰	۳۹۵۲۰	۶۱۵۹۹	۲۲۰۷۹	۹۵۵/۵۰
	R	۴۱/۱۲	۳۲/۶۱	.	۱/۷۴	۱/۱۵	۹/۹۵	۵/۳۲	۶/۰.۳	۰/۴۹	۷/۶۷	.	.	.	.	.	.	.	
۱۰	P	۴۵۵	۴۵۵	۱۳۰	۱۲۴/۰.۳	۸۶/۹۲	۶۱/۷۱	.	۵۴/۷۴	.	۱۰	۶۹/۹۰	۹۳/۷۴	۲۰.۴/۳۸	۳۸۹۳۳	۳۹۷۷۳	۶۷۶۶۱	۲۷۸۸۸	۱۳۳۷/۸۰
	R	۳۲/۶۹	۲۴/۸۰	۱۷/۶۹	۱۴/۰.۵	۰/۶۵	۵/۹۵	.	۷/۶۴	.	۱/۷۵	.	.	.	.	.	.	.	
۱۱	P	۴۴۹/۵۸	۴۲۶/۸۱	۴۴/۶۰	۹۴/۸۶	۸۶/۱۰	۶۹/۷۳	۳۲/۱۷	۲۶/۹۱	۴۸/۱۰	.	۷۴/۷۵	۱۰۰/۶۶	۲۰.	۳۷۹۵۵	۳۸۲۷۵	۶۶۳۳۹	۲۸۰.۶۴	۱۱۷۹/۲۰
	R	۲۹/۵۷	۴۳/۵۹	۱۲/۴۷	۱۴/۰.۹	۲/۷۷	۱۱/۸۸	۱/۳۸	۷/۷۹	۷/۳۸	.	.	.	.	.	.	.	.	
۱۲	P	۹/۴۳۳	۴۴۷/۴۱	۷۹/۱۰	۱۱۳/۸۶	۸۵/۶۹	۱۰.۶/۲۲	۷۸/۴۷	۵۵	۲۲/۹۶	.	۷۷/۱۷	۱۳۲/۱۶	۲۴۲/۲۲	۴۲۹۹۶	۴۲۹۹۶	۷۸۴۴۲	۳۵۴۴۶	۱۲۱۸/۳۰
	R	۳۹/۷۸	۳/۷۹	.	۱۹/۲۳	۱/۱۷	۰/۸۸	۴/۸۱	۵/۵۶	۰/۹۵	.	.	.	.	.	.	.	.	
۱۳	P	۴۵۵	۴۵۵	۲۰	۱۳۰	۸۲/۷۲	۱۱۰	۷۵/۵۵	۵۵	.	.	۹۴/۶۳	۱۳۵/۴۲	۲۴۵/۳۲	۴۲۴۶۳	۴۲۴۹۳	۶۹۲۰.۷	۲۶۷۱۳	۱۳۰.۴/۶۰
	R	۳۸/۲۳	۳۳/۴۴	۱۹/۲۳	۳/۲۴	۱/۷۱	۱/۳۶	۹/۸۱	۱/۱۱	.	.	.	.	.	.	.	.	.	
۱۴	P	۳۵۵/۹۴	۴۵۵	۲۲/۹۵	۴۰/۱۱	۸۷/۰.۸	.	۷۵/۸۱	۵۵	۵۲/۰.۴	۴۳/۱۲	۶۸/۹۸	۴۰/۴۷	۲۲۹/۳۱	۳۶۳۰.۹	۳۶۵۳۹	۵۴۱۵۳	۱۷۶۱۵	۱۰۰/۱۹/۸۰
	R	۷/۶۴	.	۱۷/۹۳	۰/۷۱	۰/۴۶	.	۱/۲۲	.	۷/۸۶	۳/۷۱	.	.	.	.	.	.	.	
۱۵	P	۴۱۶/۹۱	۲۵۵/۹۹	۱۱۲/۵۵	۱۲۰/۱۸	۹۷/۳۲	۱۱۰	۸۵	.	.	.	۸/۶۷	۱۳۵/۴۲	۲۱۵/۵۳	۳۷۴۴۶	۳۷۷۰.۶	۵۳۵۶۶	۱۵۸۶۰	۸۴۴/۴۸
	R	۴/۶۴	۵۳/۳۲	۱۹/۲۳	۰/۰.۲	۱	۱۱/۸۷	۳/۱۶	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	
۱۶	P	۱۶۸/۶۸	۴۳۱/۷۴	۱۱۰/۶۲	۶۸/۳۳	۸۸/۹۷	۱۱۰	۶۸/۷۳	.	.	.	۵۷/۸۵	۱۳۵/۴۲	۲۲۶/۵۳	۳۵۵۳۶	۳۵۵۳۶	۵۴۴۱۵	۱۸۸۷۹	۷۵۰/۴۴
	R	۲۰/۷۹	۹/۹۰	۱۲/۶۶	.	۱/۰.۱	۴/۳۳	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	

ادامه جدول (۵)

Hr		Electric power (MW)										Heat (MWth)			Monetary value (\$)				Emission
		Reserve (MW)																	
			U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	CHP-5	CHP-6	Heat only	Fuel cost	Total cost	Revenue	
۱۷	P	۳۹۵/۹۵	۲۵۶/۶۴	۱۰۶/۰۶	۸۷/۴۳	۸۸/۱۱	.	۲۵	۲۶/۵۵	.	.	۶۲/۹۳	۴۰/۴۷	۲۱۱/۵۵	۳۰۵۳۴	۳۰۷۳۴	۴۵۲۴۰	۱۴۵۰۶	۷۵۶/۸۹
	R	۲۰/۳۳	۳۲/۲۰	۲/۳۱	۱۴/۱۵	۲/۹۷	.	۶/۷۶	۲/۶۲	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
۱۸	P	۴۵۵	۲۸۳/۶	.	۳۲	۹۶/۵۶	.	۶۲/۵۱	۱۰	۱۵/۱۴	۵۵	۱۳/۱۶	۴۰/۴۷	۲۷۶/۴۴	۳۲۸۸۶	۳۳۴۹۶	۴۶۶۹۲	۱۳۱۹۷	۹۰۴/۶۳
	R	۵۳/۳۲	.	.	۱/۲۹	۲/۹۱	.	.	.	۰/۱۲	۵/۸۶	.	.	.	.	.	.	.	.
۱۹	P	۳۰۳/۳	۳۷۸/۲۷	۳۴/۵۳	۸۰/۵۰	۸۹/۵۷	۹۰/۶۹	.	۵۵	۳۲/۶۶	۴۶/۶۱	۵۴/۲۹	۱۱۸/۷۵	۲۶۳/۴۰	۳۷۱۵۳	۳۸۱۳۳	۵۶۹۶۳	۱۸۸۳۰	۷۵۳/۷۳
	R	۳۹/۴۱	۳۲/۶۲	.	۱۹/۲۳	۰/۰۳	.	.	.	۴/۱۸	۷/۸۶	.	.	.	.	.	.	.	.
۲۰	P	۳۰۲/۶۶	۴۴۸/۰۹	۱۰۰/۶۵	۸۵/۲۱	۸۲/۲۰	۴۰	۸۲/۴۲	۵۲/۵۵	۵۵	.	۹۷/۷۳	۷۴/۹۹	۲۵۹/۰۶	۳۸۸۸۳	۳۹۱۷۳	۶۰۰۵۰	۲۰۸۷۷	۹۴۴/۱۴
	R	۱۲/۷۷	۴/۷۸	۱۷/۳۸	۱/۷۸	۱/۸۸	۰/۷۰	۹/۱۳	۰/۰۹	۴/۰۴	.	.	.	.	.	.	.	.	.
۲۱	P	۴۵۵	۴۰۴/۳۲	۹۴/۴۹	۱۳۰	۸۱	۱۰۰/۶۴	۲۵	.	.	.	۱۰۴/۸۰	۱۲۷/۳۴	۲۱۱/۰۲	۳۸۹۰۰	۳۸۹۶۰	۶۱۱۸۴	۲۲۲۲۴	۱۱۹۷/۶۰
	R	۳/۱۳	۹/۹۷	۰/۴۵	۲/۷۱	۱/۹۰	۱۲/۲۳	۱۰/۱۲	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
۲۲	P	۳۲۱/۱۳	۴۵۵	۲۰	.	۸۶/۷۰	۱۰۴/۱۵	۳۳/۳۵	۵۴/۹۰	.	۲۳/۹۱	۷۱/۲۳	۱۳۰/۳۷	۲۰۰/۷۵	۳۶۲۰۵	۳۶۸۲۵	۵۵۱۶۵	۱۸۳۴۰	۹۶۸/۱۹
	R	۳/۸۲	.	۱۵/۱۶	.	۰/۶۴	۱۲/۲۳	۳/۲۳	۵/۷۹	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
۲۳	P	۴۱۷/۰۲	۱۶۸/۶۵	۸۶/۶۵	.	۹۱/۴۶	.	۸۴/۷۸	.	۴۸/۸۴	.	۴۳/۱۷	۴۰/۴۷	۲۲۰/۰۸	۲۹۹۰۴	۳۰۱۶۴	۴۲۸۰۲	۱۲۳۳۸	۷۰۱/۵۶
	R	۱۲/۳۸	۳۱/۵۷	۳/۲۱	.	.	.	۱۰/۴۸	.	۲/۷۰	.	.	.	.	.	.	.	.	.
۲۴	P	.	۴۵۳/۶۲	۱۲۱/۰۴	۸۲/۴۳	۸۴/۷۸	.	.	۴۵/۵۱	.	.	۸۲/۵۳	۴۰/۴۷	۲۰۰	۲۷۴۰۷	۳۲۷۸۷	۴۲۲۰۹	۹۴۲۲	۷۶۷/۶۱
	R	.	۳۹/۴۶	۵/۹۸	۱۶/۱۱	۰/۴۱	.	.	۷/۸۶	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
Total															۸۳۳۶۴۷	۸۵۴۰۹۷	۱۲۹۴۴۶	۴۴۰۳۶۴	۲۰۶۹۴

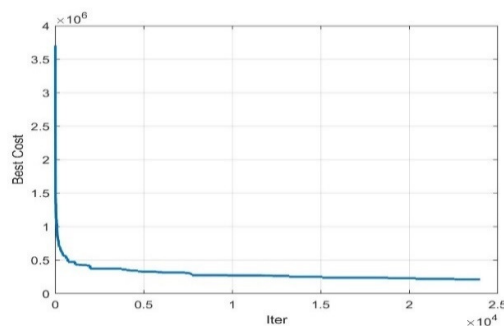
۵- نتیجه گیری

در سه دهه اخیر پس از افزایش عمده بهای سوخت، اهمیت بحث سوخت جایگزین، افزایش کارایی انرژی و کاهش آلودگی زیست-محیطی، تمایل به استفاده از فن‌آوری‌های جدید از جمله تولید همزمان برق و حرارت افزایش یافته است. با بازیافت مقداری از حرارت در مبدل‌های حرارتی، بازدهی کل سیستم به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌یابد و در عین حال با تولید توان مورد تقاضا سیستم قدرت حرارت مورد نیاز مراکز تجاری صنعتی و عمومی نیز تامین می‌گردد. همچنین در سیستم‌هایی با حضور CHP نیروگاه‌ها آلودگی کمتری در حالت مشابه بدون حضور نیروگاه‌های CHP دارند که علت آن تابع آلودگی این نیروگاه می‌باشد.

فرمول‌بندی مسئله پخش بار اقتصادی در واحدهای CHP با در نظر گرفتن محدودیت‌های مربوط به پخش بار الکتریکی و نیز بخش-های حرارتی به منظور بیشینه‌سازی سود و کمینه‌سازی میزان آلودگی با استفاده از روش بهینه‌سازی جستجوی کلاغ و پیاده‌سازی روی سیستم‌های قدرت نمونه در محیط نرم افزاری MATLAB به عنوان یک راهکار جدید ارائه گردید.

در این مقاله برای حل مسئله بهینه‌سازی از الگوریتم CSA استفاده شده است. مسئله موجود برای سه حالت پخش بار CHPED، پخش بار CHPEED و همچنین پخش بار CHPEED با مشارکت

نتایج حاصله را با الگوریتم بهینه سازی کلونی مورچگان (ACO) در جدول (۶) مقایسه می‌شود. تمامی نتایج پخش بار سیستم و بهینه سازی آن مربوط به الگوریتم ACO با استفاده از برنامه‌ی کامپیوتری MATLAB در این مطالعه بدست آمده است. در ادامه نیز نمودار روند همگرایی و بهینه سازی کل سیستم با استفاده از الگوریتم CSA در شکل (۶) نشان داده می‌شود



شکل (۶)، روند همگرایی کل سیستم با مشارکت خدمات برق

جدول (۶)، مقایسه نتایج بدست آمده با الگوریتم ACO

Method	Total cost (\$)	Profit (\$)	Emission(ton/h)
ACO	۷۷۹۷۹۳	۳۴۰۳۹۵	۱۸۰۹۷
CSA	۸۵۴۰۹۷	۴۴۰۳۶۴	۲۰۶۹۴

چرخان، محدودیت تولید و همچنین حداقل زمان روشن و خاموش شدن واحدها در نظر گرفته شده است.

بازار برق تقسیم شده است که برای هر سه حالت توانستیم با استفاده از الگوریتم جستجوی کلاغ نتایج قابل قبولی را ارایه دهیم که این روش در مقایسه با دیگر الگوریتم‌های مورد مطالعه عملکرد بهتری را نشان داد. در مسئله پخش بار برای هر سه حالت محدودیت‌های مختلفی از جمله محدودیت‌های تقاضای برق و تعادل گرمایی، ذخایر

ضمایم

جدول A1. پارامترهای ده واحد نیروگاهی TG [۱۱]

Hr	Forecasted electricity demand (MW)	Forecasted spinning reserve (MW)	Forecasted electricity price (\$/MW)	Forecasted heat demand (MWth)	Hr	Forecasted electricity demand (MW)	Forecasted spinning reserve (MW)	Forecasted electricity price (\$/MW)	Forecasted heat demand (MWth)
۱	۷۰۰	۷۰	۲۲/۱۵	۴۰۱	۱۳	۱۴۰۰	۱۴۰	۲۴/۶۰	۴۷۴
۲	۷۵۰	۷۵۰	۲۲/۰۰	۴۰۷	۱۴	۱۳۰۰	۱۳۰	۲۴/۵۰	۴۷۰
۳	۸۵۰	۸۵	۲۳/۱۰	۴۱۷	۱۵	۱۲۰۰	۱۲۰	۲۲/۵۰	۴۶۲
۴	۹۵۰	۹۵	۲۲/۶۵	۴۳۱	۱۶	۱۰۵۰	۱۰۵	۲۲/۳۰	۴۴۳
۵	۱۰۰۰	۱۰۰	۲۳/۲۵	۴۳۸	۱۷	۱۰۰۰	۱۰۰	۲۲/۲۵	۴۳۵
۶	۱۱۰۰	۱۱۰	۲۲/۹۵	۴۵۰	۱۸	۱۱۰۰	۱۱۰	۲۲/۰۵	۴۵۰
۷	۱۱۵۰	۱۱۵	۲۲/۵۰	۴۵۵	۱۹	۱۲۰۰	۱۲۰	۲۲/۲۰	۴۶۲
۸	۱۲۰۰	۱۲۰	۲۲/۱۵	۴۶۲	۲۰	۱۴۰۰	۱۴۰	۲۲/۵۰	۴۷۴
۹	۱۳۰۰	۱۳۰	۲۲/۸۰	۴۷۲	۲۱	۱۳۰۰	۱۳۰	۲۲/۰۰	۴۶۸
۱۰	۱۴۰۰	۱۴۰	۲۹/۳۵	۴۷۴	۲۲	۱۱۰۰	۱۱۰	۲۳/۱۰	۴۴۹
۱۱	۱۴۵۰	۱۴۵	۳۰/۱۵	۴۷۸	۲۳	۹۰۰	۹۰	۲۲/۶۵	۴۳۰
۱۲	۱۵۰۰	۱۵۰	۳۱/۶۵	۴۸۳	۲۴	۸۰۰	۸۰	۲۳/۲۵	۴۱۴

جدول A2. پارامترهای واحدهای متعارف TG [۱۱]

Unit	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10
	۴۵۵	۴۵۵	۱۳۰	۱۳۰	۱۶۲	۸۰	۸۵	۵۵	۵۵	۵۵
	۱۵۰	۱۵۰	۲۰	۲۰	۲۵	۲۰	۲۵	۱۰	۱۰	۱۰
	۱۰۰۰	۹۷۰	۷۰۰	۶۸۰	۴۵۰	۳۷۰	۴۸۰	۶۶۰	۶۶۵	۶۷۰
	۱۶/۱۹	۱۷/۲۶	۱۶/۵	۱۶/۵	۱۹/۷	۲۲/۲۶	۲۷/۷۴	۲۵/۹۵	۲۷/۲۷	۲۷/۷۹
	۰/۰۰۰۴۸	۰/۰۰۰۳۱	۰/۰۰۲	۰/۰۰۲۱۱	۰/۰۰۳۹۸	۰/۰۰۷۱۲	۰/۰۰۰۷۹	۰۰۴۱۳	۰/۰۰۲۲۲	۰/۰۰۱۷۳
	۸	۸	۵	۵	۶	۳	۳	۱	۱	۱
	۸	۸	۵	۵	۶	۳	۳	۱	۱	۱
ST\$SH	۴۵۰۰	۵۰۰۰	۵۵۰	۵۶۰	۹۰۰	۱۷۰	۲۶۰	۱۳۰	۳۰	۳۰
Ini. state	۸	۸	-۵	-۵	-۶	-۳	-۳	-۱	-۱	-۱

جدول A3. پارامترهای مربوط به واحدهای CHP [۶]

Unit							
CHP-5	۲۶۵۰	۱۴/۵	۰/۰۳۴۵	۴/۲	۰/۰۳۰	۰/۰۳۱	۰/۰۰۰۱۵
CHP-6	۱۲۵۰	۳۶/۰	۰/۰۴۳۵	۰/۶	۰/۰۲۷	۰/۰۱۱	۰/۰۰۰۱۵

economic dispatch considering valve-point effects", Energy 2013 vol 52–pp.320–32.

[7] Khorram. E, Jaberipour. M, 2011," Harmony search algorithm for solving combined heat and power economic dispatch problems", Energy Convers Manag 2011 vol 52(2) –pp.1550–4.

[8] Padhy NP, 2003," Unit commitment problem under deregulated environment-a review. In: Power Engineering Society General Meeting", IEEE 2003.

[9] P. J. Mago and L. M. Chamra, "Analysis and optimization of CCHP systems based on energy, economical and environmental considerations, "Energy Build., vol. 41, pp. 1099-1106, Oct. 2019.

[10] Venkatesan T, Sanavullah M, 2013," SFLA approach to solve PBUC problem with emission limitation," Int J Electr Power Energy Syst 2013 vol 46–pp.1–9.

[11] Attaviriyapap. P, Kita H, Tanaka E, Hasegawa J, 2003," A hybrid LR-EP for solving new profit-based UC problem under competitive environment", Power Syst IEEE Trans 2003 vol 18–pp.229–37.

[12] Sharma D, Trivedi A, Srinivasan D, Thillainathan L, 2013," Multi-agent modeling for solving profit based unit commitment problem", Appl Soft Comput 2013 vol 13–pp.3751–61.

[13] Niknam T, Azizipanah-Abarghooee R, Roosta A, Amiri B, 2012," A new multiobjective reserve constrained combined heat and power dynamic economic emission dispatch", Energy 2012 vol 42–pp.530–45.

[14] Makkonen S, Lahdelma R, 2006," Non-convex power plant modelling in energy optimization", Eur J Oper Res 2006 vol 171(3) –pp.1113–26.

[15] Abdolmohammadi HR, Kazemi A, 2013," A Benders decomposition approach for a combined heat and power economic dispatch", Energy Convers Manag 2013 vol 71–pp.21–31.

[16] Ozy, S & Dogan, A, 2013,"Incremental artificial bee colony with local search to economic dispatch problem with ramp rate limits and prohibited operating zones", Energy Convers Manag 2013 vol 65–pp.397–407.

[17] Amjadi, N & Ansari, R M, 2013,"Hydrothermal unit commitment with AC constraints by a new solution method based on benders decomposition", Energy Convers Manag 2013 vol 65–pp.57–65

[18] Frederick Ducatelle, Adaptive Routing in Ad Hoc Wireless Multi-hop Networks, Universita della Svizzera italiana, Lugano, Switzerland, 2007

[19] Almoataz Y. Abdelaziz, Ahmed Fathy, 2017,"A novel approach based on crow search algorithm for optimal selection of conductor size in radial distribution networks", Engineering Science and Technology, an International Journal 2017 vol 20–pp.391–402.

[20] Christopher Columbus C, Simon SP, 2012," Profit based unit commitment: a parallel ABC approach using a workstation cluster", Comput Electr Eng 2012 vol 38–pp.724–45.

[21] Chandram K, Subrahmanyam N, Sydulu M, 2009," Improved Pre-prepared power demand table and Muller's method to solve the profit based unit commitment problem", J Electr Eng Technol 2009 vol 4–pp.159–67

جدول A4. ضرایب انتشار آلودگی [۱۰]

Unit	α (ton/h)	β (ton/MW h)	γ (ton/MW ² h)
۱	۱۰/۳۳۹۰۸	-۰/۲۴۴۴۴	۰/۰۰۳۱۲
۲	۱۰/۳۳۹۰۸	-۰/۲۴۴۴۴	۰/۰۰۳۱۲
۳	۳۰/۰۳۹۱۰	-۰/۴۰۶۹۵	۰/۰۰۵۰۹
۴	۳۰/۰۳۹۱۰	-۰/۴۰۶۹۵	۰/۰۰۵۰۹
۵	۳۲/۰۰۰۰۶	-۰/۳۸۱۳۲	۰/۰۰۳۴۴
۶	۳۲/۰۰۰۰۶	-۰/۳۸۱۳۲	۰/۰۰۳۴۴
۷	۳۳/۰۰۰۵۶	-۰/۳۹۰۲۳	۰/۰۰۴۶۵
۸	۳۳/۰۰۰۵۶	-۰/۳۹۰۲۳	۰/۰۰۴۶۵
۹	۳۵/۰۰۰۵۶	-۰/۳۹۵۲۴	۰/۰۰۴۶۵
۱۰	۳۶/۰۰۰۱۲	-۰/۳۹۸۶۴	۰/۰۰۴۷۰

جدول A5. پارامترهای فقط واحد حرارتی [۶]

Heat only unit	۹۵۰/۰۰۰۰	۲/۰۱۰۹	۰/۰۳۸۰	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۱۰

مراجع

- [1] Karki. S. Kulkarni, M. Mann, MD & Salehfar, H, 2007," Efficiency improvements through combined heat and power for on-site distributed generation technologies", Cogener Distributed Generation J 2007 vol 22–pp.19–34.
- [2] Ahmadi. P. Dincer, I, 2010," Exergoenvironmental analysis and optimization of a cogeneration plant system using multimodal genetic algorithm (MGA)", Energy 2010 vol 35(12) –5161–72.
- [3] Rong. A, Lahdelma, R, 2007," Efficient algorithms for combined heat and power production planning under the deregulated electricity market", Eur J Oper Res 2007 vol 176–pp.1219–45.
- [4] Tsay. M-T, 2003," Applying the multi-objective approach for operation strategy of cogeneration systems under environmental constraints", Int J Electr Power Energy Syst 2003 vol 25(3) –pp.219–26.
- [5] Rong. A, Hakonen. H, Lahdelma. R. 2009," A dynamic regrouping based sequential dynamic programming algorithm for unit commitment of combined heat and power systems", Energy Convers Manag 2009 vol 50–pp.1108–15
- [6] Bahmani-Firouzi B, Farjah E, Seifi A," A new algorithm for combined heat and power dynamic

- [22] JA Victoire, TAA, 2005,"Unit commitment by a tabu-search based hybrid optimization technique", IEEE Proce Generation Transm Distribution 2005 vol 152–pp.563.570.
- [23] Chandram K, Subrahmanyam N, Sydulu M, 2008,"New approach with Muller method for profit based unit commitment. In: Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century", IEEE 2008, p.1–8
- [24] Columbus, CC & Chandrasekaran, K, 2012,"Simon SPNodal ant colony optimization for solving profit based unit commitment problem for GENCOs", Appl Soft Comput 2012 vol 12–pp.145–160
- [25] Ni L & ZHANG, 2018,"Optimal operation of electricity, natural gas and heat systems considering integrated demand responses and diversified storage devices", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy 2018 Vol 6–pp.3–423.
- [26] Chandram, K. Subrahmanyam, N & Sydulu, M, 2009,"Improved Pre-prepared power demand table and Muller's method to solve the profit based unit commitment problem", J Electr Eng Technol 2009 vol 4–pp.159–167.

رزومه



هادی تقی نسب در آبدانان متولد شده است (۱۳۷۱). تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق- قدرت از دانشگاه آزاد اسلامی واحد ماهشهر (۱۳۹۴)، کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت از دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول (۱۳۹۷)

سپری کرده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت، تولیدات پراکنده و بهینه‌سازی و کنترل توان راکتیو است.



حسن براتی در دزفول متولد شده است (۱۳۴۸). تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق- الکترونیک از دانشگاه صنعتی اصفهان (۱۳۷۱)، کارشناسی- ارشد مهندسی برق- قدرت از دانشگاه تبریز (۱۳۷۵) و دکتری مهندسی برق- قدرت

از دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران (۱۳۸۷) سپری کرده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه بهره- برداری از سیستم‌های قدرت، ادوات FACTS، کیفیت توان است و در حال حاضر استادیار گروه برق دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول می- باشد.

Optimal Operation of CHP Combined Heat Generation Systems Using the Crow Search Optimization Algorithm

H. taghinasab^{1,*}, H. barati²

^{1,*}MSc student, Electrical Power Department, Faculty of Engineering, Dezful Branch, Islamic Azad University, Dezful, Iran, Hadi.71t@gmail.com

²Assistant Professor of Electrical Power, Faculty of Engineering, Dezful Branch, Islamic Azad University, Dezful, Iran, barati216@gmail.com

Abstract:Energy efficiency of power plants is less than 60%. However, the efficiency of the CHP units can be up to 90 %. CHP units in addition to high efficiency, They reduce environmental pollutants by 13 to 18 percent. The purpose of this thesis is to use the simultaneous power and power generation plants to reach the optimal economic destination for Genco And to maximize economic profit And to minimize environmental releases based on the integration of CHP systems with conventional heat generating units on the power grid The Crow Search Optimization algorithm (CSA) is used to solve the economic load distribution problem (CHPED) And the problem of the economic load distribution (CHPEED) as well as the problem of economic load distribution with the participation of electricity services market in MATLAB software simulation and its results for all three modes are presented. The proposed method is used for ten power plants with different characteristics with variable load The results of the Csa approach for optimization based on comparison with the results of the Ant colony algorithm as well as other algorithms considered in other studies are valid. When the CHP units are integrated with the integrated system of 10 TG, the results of the implementation of the proposed approach are very promising.

Keywords: Economic dispatch, Contamination, GENCO, CHP plant, CSA algorithm, ACO algorithm