





دانشکده مهندسی مکانیک

گروه تبدیل انرژی

**تحلیل دینامیکی و ارزیابی اقتصادی استفاده از سیستم های تولید همزمان (CCHP) با سوخت گاز طبیعی (NG) در ساختمان های اداری و خانگی**

**دانشجو : مهدی فرهنگ لنگرودی**

استاد راهنما :

**دکتر محمود فرزانه گرد**

استاد مشاور:

**مهدی دیمی دشت بیاض**

پایان نامه ارشد جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد

تیر ۱۳۹۱

تقدیم به پدر و مادرم

که از محاسن صلابت

از رفتارشان محبت

و از صبرشان ایستادگی را آموختم

## تقدیر و تشکر

از پدر و مادر دلسوزم، برادرانم، خواهر عزیزم و همسر محترمشان آقای دکتر کریمی، به خاطر محبت و حمایت‌های بی‌دریغشان، کمال تشکر و سپاس را دارم.

از استاد ارجمندم، جناب آقای دکتر محمود فرزانه کرد و استاد مشاور گرامی ام جناب آقای مهندس مهدی دبیری دشت‌سیاض به خاطر راهنمایی‌های ارزشمندشان در کلیه مراحل انجام پایان‌نامه تقدیر و تشکر می‌نمایم.

در انتها از دوستان بسیار گرامی خانم ارغوان قبادی و آقایان مجتبی فرسناک، علی آهنگری رستی، داوود دلیری و جواد محمدیان که همیشه اینجانب را مورد لطف و محبت خود قرار داده و مخطاتی سرشار از صفا و صمیمیت را برایم به یادگار گذاشتند، تشکر فراوان دارم.



## تعهد نامه

اینجانب مهدی فرهنگ لنگرودی به شماره دانشجویی ۸۸۰۲۲۷۴ دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی مکانیک دانشکده مکانیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه تحلیل دینامیکی و ارزیابی اقتصادی استفاده از سیستم های تولید همزمان (CCHP) با سوخت گاز طبیعی (NG) در ساختمان های اداری و خانگی تحت راهنمایی دکتر محمود فرزانه گرد متعهد می شوم :

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است .
- در استفاده از نتایج پژوهشهای محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است .
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است .
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « Shahrood University of Technology » به چاپ خواهد رسید .
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه ، در مواردی که از موجود زنده ( یا بافتهای آنها ) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است .
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است .

### تاریخ

### امضای دانشجو

### مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج ، کتاب ، برنامه های رایانه ای ، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است ) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد . این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود .
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

## چکیده

امروزه سیستم‌های تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق به دلیل راندمان بالای صرفه جویی در انرژی و استقلال از شبکه برق به صورت جایگزین به طور گسترده مورد استفاده برای کاربرد های مختلف مسکونی، تجاری و صنعتی قرار می گیرند. این صرفه جویی در انرژی تا حد زیادی وابسته به نحوه عملکرد واحد تولید توان و اجزای مختلف سیستم و تغییرات تقاضای انرژی از طرف مصرف کننده می باشد. در این تحقیق از یک سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق برای بهینه سازی فنی اقتصادی سیستم انرژی در یک ساختمان خانگی نمونه در ناحیه خشک ایران (مشهد) نسبت به سیستم تولید مجزا با اتخاذ استراتژی‌ها و الگوریتم‌های مختلف به صورت ساعت به ساعت با توجه به تقاضاهای متغیر با زمان و دینامیکی سرمایش، گرمایش فضای ساختمان، آب گرم مصرفی و برق، استفاده شد. پارامترهای مهمی مانند هزینه انرژی، مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی سیستم، اختلاف هزینه انرژی نسبت به سیستم تولید مجزا، نسبت اختلاف هزینه انرژی، بازگشت سرمایه و ... در بهینه سازی سیستم‌های تولید همزمان مورد بررسی قرار گرفتند.

یک الگوریتم بهینه سازی پیشنهادی (ProOptAlgorithm) برای بهینه سازی سیستم تولید همزمان با تمرکز بر روی حالت‌های عملکردی مختلف ممکن در واحد تولید توان بر مبنای رابطه تبدیل انرژی سوخت به برق و سایر اجزای سیستم و جریان انرژی در تجهیزات مختلف سیستم در هر گام زمانی پیشنهاد شد که در هر گام زمانی هزینه انرژی را کمینه می کرد. همچنین با استفاده از الگوریتم ژنتیک (GA) و اتخاذ مدل شبکه‌ای جریان و با تعریف دو تابع هدف مختلف، بهینه سازی سیستم تولید همزمان با هدف کمینه کردن اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا انجام گرفت. استراتژی عملکرد واحد تولید توان بر مبنای دنبال کردن تقاضای انرژی الکتریکی (FEL) ساختمان مورد بررسی قرار گرفت. از استراتژی حداکثر توان خروجی واحد تولید توان و فروش برق مازاد به شبکه (MaxSEG) نیز برای بررسی فنی اقتصادی سیستم تولید همزمان استفاده شد. استراتژی حداکثر توان خروجی واحد تولید توان و ذخیره سازی برق مازاد در مدل ذخیره سازی

بلوک باتری (MaxSBBS) با هدف پیدا کردن مناسب‌ترین بلوک باتری از لحاظ ظرفیت باتری با در نظر گرفتن دو شرط امکان‌سنجی عملی مدل ذخیره‌سازی بلوک باتری مورد مطالعه قرار گرفت.

همان‌طور که قبلاً گفته شد، بهینه‌سازی فنی اقتصادی سیستم‌های تولید همزمان مستلزم در نظر گرفتن پارامترهای مختلفی در سیستم به طور همزمان می‌باشد، که این پارامترها روند مشابهی نداشته و کاهش یا افزایش در یک پارامتر باعث رفتارهای متفاوتی در پارامترهای دیگر می‌شود. نتایج نشان داد که از لحاظ وابستگی و تعامل با شبکه برق، الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی و استراتژی‌های FEL و MaxSBBS تقریباً به‌طور کامل مستقل از شبکه و بدون ارتباط با آن فعالیت کردند و در استراتژی MaxSEG مقدار  $51043.2 \text{ kWh}$  برق مازاد در سال به شبکه فروخته شد. از لحاظ ذخیره‌سازی حرارت تنها استراتژی‌های MaxSEG و MaxSBBS بدلیل فعالیت همیشگی واحد تولید توان در حداکثر توان خروجی، امکان ذخیره‌سازی داشتند. مصرف انرژی اولیه در استراتژی MaxSEG بیشترین مقدار را دارا می‌باشد و پس از آن الگوریتم ژنتیک قرار دارد و پس از آن‌ها با یک اختلاف زیاد الگوریتم پیشنهادی و استراتژی FEL و استراتژی MaxSBBS به‌ترتیب بیشترین مقدار را دارند و استراتژی MaxSBBS از این لحاظ کمترین مصرف را دارد. از دیدگاه هزینه انرژی، استراتژی MaxSEG بیشترین هزینه (حتی بیشتر از سیستم تولید مجزا) و پس از آن الگوریتم ژنتیک قرار دارد. الگوریتم پیشنهادی و استراتژی FEL پس از آن‌ها در مرتبه پایین‌تری قرار گرفته و استراتژی MaxSBBS کمترین مقدار هزینه انرژی را در این میان دارد. و متناسب با پارامتر هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی در استراتژی MaxSEG منفی (کمترین) و در استراتژی MaxSBBS بیشترین مقدار (۳,۶۹٪) در سال می‌باشد.

استراتژی MaxSBBS بیشترین راندمان (۶۶,۰۵٪) و پس از آن استراتژی MaxSEG (۶۵,۸۴٪)، استراتژی FEL (۶۴,۷٪)، الگوریتم پیشنهادی (۶۴,۵۷٪) و الگوریتم ژنتیک (تقریباً ۶۱,۳٪) قرار دارند. از لحاظ بازگشت سرمایه، استراتژی FEL و الگوریتم پیشنهادی به‌ترتیب بهترین بازگشت سرمایه را دارند.

## لیست مقالات مستخرج از پایان نامه

- فرهنگ م، فرزانه گرد م، دیمی دشت بیاض م، (۱۳۹۰)، "استفاده از الگوریتم ژنتیک با هدف بهینه-سازی فنی اقتصادی یک سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و توان برمبنای سوخت گاز طبیعی در یک نمونه ساختمان خانگی"، دومین کنفرانس انرژی‌های تجدیدپذیر و تولید پراکنده ایران، ص، دانشگاه تهران.
- فرهنگ لنگرودی م، فرزانه گرد م، دیمی دشت بیاض م، (۱۳۹۱)، "الگوریتم بهینه سازی فنی-اقتصادی یک سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق CCHP با موتور احتراق داخلی در یک ساختمان خانگی نمونه"، مجله علمی پژوهشی فنی و مهندسی مدرس-مکانیک (ارسال شده به داوران، در حال بررسی).

## فهرست مطالب

۱	فصل ۱: مقدمه
۲	۱-۱- مقدمه
۱۸	۱-۲- وضعیت و توسعه فناوری‌های CCHP
۱۹	۱-۳- محرک‌های اولیه
۲۱	۱-۴- موتورهای احتراق داخلی رفت و برگشتی - سیستم CCHP با موتور احتراق داخلی
۲۳	۱-۵- فناوری‌های حرارت-فعال
۲۵	فصل ۲: مروری بر کارهای انجام شده
۳۸	فصل ۳: بهینه‌سازی سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق CCHP
۳۹	۳-۱- مشخصات نمونه مطالعاتی
۳۹	۳-۱-۱- مشخصات ساختمان خانگی نمونه
۴۱	۳-۱-۲- تخمین بار گرمایشی هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه
۴۲	۳-۱-۳- تخمین بار سرمایشی هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه
۴۲	۳-۱-۴- تخمین بار الکتریکی هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه
۴۵	۳-۱-۲- مشخصات سیستم CCHP
۴۶	۳-۲- بهینه‌سازی سیستم انرژی
۴۶	۳-۲-۱- الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی (ProOptAlgorithm)
۵۲	۳-۲-۱-۱- قیدهای هزینه در الگوریتم بهینه‌سازی
۵۴	۳-۲-۱-۲- روابط حاکم بر الگوریتم در سیستم CCHP
۶۴	۳-۲-۱-۳- روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول
۶۵	۳-۲-۱-۴- اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه‌جویی سالیانه در هزینه انرژی، مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه

- ۶۸ ۲-۲-۳- بهینه‌سازی با الگوریتم ژنتیک (GA)
- ۷۰ ۱-۲-۲-۳- توصیف مدل شبکه‌ای جریان اصلاح شده
- ۷۵ ۲-۲-۲-۳- روابط حاکم بر الگوریتم در سیستم CCHP
- ۷۶ ۳-۲-۲-۳- روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول
- ۷۶ ۴-۲-۲-۳- اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه‌جویی سالیانه در هزینه انرژی،  
مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه
- ۷۸ ۳-۲-۳- استراتژی دنبال کردن تقاضای بار الکتریکی (FEL)
- ۷۹ ۱-۳-۲-۳- روابط حاکم بر استراتژی FEL در سیستم CCHP
- ۸۱ ۲-۳-۲-۳- روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول
- ۸۲ ۳-۳-۲-۳- اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه‌جویی سالیانه در هزینه انرژی،  
مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه
- ۸۳ ۴-۲-۳- استراتژی حداکثر توان الکتریکی واحد تولید توان و فروش برق به شبکه برق (MaxSEG)
- ۸۴ ۱-۴-۲-۳- روابط حاکم بر استراتژی MaxSEG در سیستم CCHP
- ۸۷ ۲-۴-۲-۳- روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول
- ۸۷ ۳-۴-۲-۳- اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه‌جویی سالیانه در هزینه انرژی،  
مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه
- ۸۹ ۵-۲-۳- استراتژی حداکثر توان الکتریکی واحد تولید توان و ذخیره‌سازی برق در مدل ذخیره‌سازی  
بلوک باتری (MaxSBBS)
- ۹۱ ۱-۵-۲-۳- روابط حاکم بر استراتژی MaxSBBS در سیستم CCHP
- ۱۰۰ ۲-۵-۲-۳- روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول

	۳-۲-۵-۳- اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه‌جویی سالیانه در هزینه انرژی،
۱۰۱	مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه
۱۰۲	۳-۲-۵-۴- معیار انتخاب مدل ذخیره‌سازی بلوک باتری
۱۰۳	<b>فصل ۴: نتایج بهینه‌سازی</b>
۱۰۴	۴-۱- الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی
۱۰۴	۴-۱-۱- هزینه‌های برق و گاز بر حسب ریال
۱۱۴	۴-۱-۲- هزینه‌های جهانی برق و گاز بر حسب دلار
۱۲۲	۴-۲- الگوریتم ژنتیک
۱۳۱	۴-۳- استراتژی FEL
۱۳۵	۴-۴- استراتژی MaxSEG
۱۴۰	۴-۵- استراتژی MaxSBBS
۱۴۲	۴-۵-۱- نتایج استراتژی MaxSBBS با مدل ذخیره‌سازی بلوک باتری با ظرفیت $19 \times 100 \text{ Ah}$
۱۴۸	۴-۶- مقایسه نتایج الگوریتم‌ها و استراتژی‌ها
۱۵۶	۴-۷- نتیجه‌گیری
۱۵۹	<b>منابع</b>

## فهرست اشکال

- شکل (۱-۱) سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق (CCHP) نمونه ۳
- شکل (۲-۱) دسته‌بندی CCHP و DER ۱۲
- شکل (۳-۱) سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق (CCHP) نمونه ۱۳
- شکل (۴-۱) جریان انرژی در حالت تامین انرژی به صورت سنتی ۱۵
- شکل (۵-۱) جریان انرژی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق (CCHP) نمونه ۱۵
- شکل (۶-۱) طرح کلی بازیافت حرارت در موتورهای رفت و برگشتی ۲۲
- شکل (۱-۳) پلان تیپ هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه ۴۱
- شکل های (۳-۲-الف، ۳-۲-ب، ۳-۲-ج و ۳-۲-د): به ترتیب تقاضاهای بارهای سرمایه‌اش، گرمایش فضای ساختمان، آب گرم مصرفی و برق هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه مورد مطالعه در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر). نمودار کوچک ضمیمه‌شده در شکل ۳-۲-د الگوی تقاضای بار برق را در بازه زمانی ۲۴ ساعت نشان می‌دهد.
- شکل (۳-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق (CCHP) در الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی ۴۳ و ۴۴
- ۴۷
- شکل (۴-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی ۴۸
- شکل (۵-۳) فلوچارت الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی ۴۹
- شکل (۶-۳) فلوچارت الگوریتم توزیع بهینه انرژی ۶۹
- شکل (۷-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق (CCHP) در الگوریتم ژنتیک ۷۰
- شکل (۸-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در الگوریتم ژنتیک ۷۱
- شکل (۹-۳) مدل شبکه‌ای جریان در سیستم CCHP در الگوریتم ژنتیک ۷۲
- شکل (۱۰-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق (CCHP) در استراتژی FEL ۷۸



- شکل (۱۱-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در استراتژی FEL ۷۹
- شکل (۱۲-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) در ۸۳
- استراتژی MaxSEG ۸۴
- شکل (۱۳-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در استراتژی MaxSEG ۸۴
- شکل (۱۴-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) در ۹۰
- استراتژی MaxSBBS ۹۰
- شکل (۱۵-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در استراتژی MaxSBBS ۹۰
- شکل (۱-۴) زمان هایی از سال که واحد تولید توان در حال فعالیت بوده است. عدد ۱ وضعیت فعال و عدد ۰ وضعیت غیر فعال را نشان می دهد. نمودار مقیاس کوچک ضمیمه شده، نمودار بزرگ نمایی شده بخشی از سال برای وضوح بیشتر می باشد. ۱۰۵
- شکل (۲-۴) نمودار راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر) ۱۰۵
- شکل (۳-۴) نمودار توان الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر) ۱۰۵
- شکل (۴-۴) انرژی الکتریکی وارد شده از شبکه برق در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر) ۱۰۶
- شکل (۵-۴) انرژی الکتریکی صادر شده به شبکه برق در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر) ۱۰۷
- شکل (۶-۴) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر) ۱۰۷
- شکل (۷-۴) انرژی حرارتی تولید شده توسط بویلر در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر) ۱۰۷
- شکل (۸-۴) انرژی حرارتی ذخیره شده در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر) ۱۰۸
- شکل (۹-۴) هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب ریال در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر) ۱۰۸

- شکل (۴-۱۰) اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر  
 ۱۰۹ حسب ریال در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)
- شکل (۴-۱۱) نسبت اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول  
 ۱۰۹ در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)
- شکل (۴-۱۲) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول  
 ۱۱۰ یک سال (از ژانویه تا دسامبر)
- شکل (۴-۱۳) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و  
 ۱۱۱ برق
- شکل (۴-۱۴) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و  
 ۱۱۱ برق
- شکل (۴-۱۵) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق و  
 ۱۱۱ سیستم تولید مجزای متداول
- شکل (۴-۱۶) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی  
 ۱۱۲
- شکل (۴-۱۷) راندمان کلی سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای  
 ۱۱۲ متداول در یک سال
- شکل (۴-۱۸) نمودار نقطه سر به سر (شکل راست) و بازگشت سرمایه (شکل چپ)  
 ۱۱۳
- شکل (۴-۱۹) وضعیت عملکرد واحد تولید توان در طول یک سال  
 ۱۱۵
- شکل (۴-۲۰) راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)  
 ۱۱۵
- شکل (۴-۲۱) توان الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا  
 ۱۱۵ دسامبر)
- شکل (۴-۲۲) برق وارد شده از شبکه برق (شکل سمت چپ) و صادر شده به شبکه برق (شکل  
 ۱۱۶ سمت راست) در طول یک سال
- شکل (۴-۲۳) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا  
 ۱۱۶

دسامبر)

- ۱۱۶ شکل (۲۴-۴) انرژی حرارتی تولید شده توسط بویلر در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)
- ۱۱۷ شکل (۲۵-۴) انرژی حرارتی ذخیره شده در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)
- ۱۱۸ شکل (۲۶-۴) هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب دلار (از ژانویه تا دسامبر)
- ۱۱۸ شکل (۲۷-۴) اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب دلار (از ژانویه تا دسامبر)
- ۱۱۸ شکل (۲۸-۴) نسبت اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول (از ژانویه تا دسامبر)
- ۱۱۹ شکل (۲۹-۴) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)
- ۱۲۰ شکل (۳۰-۴) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق
- ۱۲۰ شکل (۳۱-۴) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق
- ۱۲۱ شکل (۳۲-۴) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای متداول
- ۱۲۱ شکل (۳۳-۴) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی
- ۱۲۱ شکل (۳۴-۴) راندمان کلی سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال (شکل سمت راست) و بازگشت سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت

چپ)

- ۱۲۲ شکل (۳۵-۴) وضعیت عملکرد واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)
- ۱۲۲ شکل (۳۶-۴) وضعیت عملکرد واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)
- ۱۲۳ شکل (۳۷-۴) راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)
- ۱۲۳ شکل (۳۸-۴) راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)
- ۱۲۴ شکل (۳۹-۴) توان الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)
- ۱۲۴ شکل (۴۰-۴) توان الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)
- ۱۲۵ شکل (۴۱-۴) برق وارد شده از شبکه برق (شکل سمت چپ) و صادر شده به شبکه برق (شکل سمت راست) در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)
- ۱۲۵ شکل (۴۲-۴) برق وارد شده از شبکه برق (شکل سمت چپ) و صادر شده به شبکه برق (شکل سمت راست) در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)
- ۱۲۵ شکل (۴۳-۴) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان (شکل سمت چپ) و بویلر (شکل سمت راست) در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)
- ۱۲۶ شکل (۴۴-۴) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان (شکل سمت چپ) و بویلر (شکل سمت راست) در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)
- ۱۲۶ شکل (۴۵-۴) اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب دلار (شکل سمت چپ: تابع هدف اول و شکل سمت راست: تابع هدف دوم)
- ۱۲۶ شکل (۴۶-۴) نسبت اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب دلار (شکل سمت چپ: تابع هدف اول و شکل سمت راست: تابع هدف دوم)
- ۱۲۷ شکل (۴۷-۴) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (شکل سمت چپ: تابع هدف اول و شکل سمت راست: تابع هدف دوم)
- ۱۲۸ شکل (۴۸-۴) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و

- برق (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)
- شکل (۴-۴۹) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و  
 ۱۲۸ برق (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)
- شکل (۴-۵۰) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان (الگوریتم ژنتیک با تابع  
 ۱۲۹ هدف اول)
- شکل (۴-۵۱) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان (الگوریتم ژنتیک با تابع  
 ۱۲۹ هدف دوم)
- شکل (۴-۵۲-الف) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای  
 ۱۲۹ متداول (تابع هدف اول)
- شکل (۴-۵۲-ب) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای  
 ۱۳۰ متداول (تابع هدف دوم)
- شکل (۴-۵۳) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت چپ: تابع هدف اول و شکل  
 ۱۳۰ سمت راست: تابع هدف دوم)
- شکل (۴-۵۴) راندمان کلی سیستم تولید همزمان (با تابع هدف اول و دوم) و سیستم تولید مجزای  
 ۱۳۰ متداول در یک سال (شکل سمت راست) و بازگشت سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت  
 چپ)
- شکل (۴-۵۵) راندمان الکتریکی واحد تولید توان (شکل سمت چپ) و انرژی حرارتی ذخیره شده در  
 ۱۳۱ مخزن ذخیره‌سازی حرارت (شکل سمت راست) در طول یک سال
- شکل (۴-۵۶) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان (شکل سمت چپ) و بویلر (شکل  
 ۱۳۱ سمت راست) در طول یک سال
- شکل (۴-۵۷) اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت چپ) و نسبت اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت  
 ۱۳۲ راست) در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول
- شکل (۴-۵۸) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول  
 ۱۳۲

یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

- ۱۳۳ شکل (۴-۵۹) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق
- ۱۳۴ شکل (۴-۶۰) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول
- ۱۳۴ شکل (۴-۶۱) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی
- ۱۳۴ شکل (۴-۶۲) راندمان کلی سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال (شکل سمت راست) و بازگشت سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت چپ)
- ۱۳۵ شکل (۴-۶۳) برق صادر شده به شبکه برق (شکل سمت چپ) و حرارت ذخیره شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت (شکل سمت راست) در طول یک سال
- ۱۳۶ شکل (۴-۶۴) حرارت تولید شده توسط بویلر (شکل سمت چپ) و هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول (شکل سمت راست) در طول یک سال
- ۱۳۷ شکل (۴-۶۵) اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت چپ) و نسبت اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت راست) در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول
- ۱۳۷ شکل (۴-۶۶) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)
- ۱۳۸ شکل (۴-۶۷) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق
- ۱۳۸ شکل (۴-۶۸) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق
- ۱۳۹ شکل (۴-۶۹) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول
- ۱۳۹ شکل (۴-۷۰) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی

- شکل (۷۱-۴) راندمان کلی سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال  
 ۱۳۹ (شکل سمت راست) و بازگشت سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت چپ)
- شکل (۷۲-۴ الف) نمودار جریان شارژ بی‌بعد شده و بازگشت سرمایه بی‌بعد شده برای ظرفیت‌های  
 ۱۴۱ مختلف بلوک باتری- شکل (۷۲-۴ ب) بزرگنمایی شده شکل (۷۲-۴ الف)
- شکل (۷۳-۴) وضعیت عملکرد واحد تولید توان در طول یک سال  
 ۱۴۲ شکل (۷۴-۴ الف) وضعیت شارژ بلوک باتری را در طول سال نشان می‌دهد و شکل (۷۴-۴ ب)  
 ۱۴۳ بزرگنمایی شده بخشی از شکل (۷۴-۴ الف) می‌باشد
- شکل (۷۵-۴ الف) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان را در طول سال نشان می‌دهد و  
 ۱۴۳ و شکل (۷۵-۴ ب) بزرگنمایی شده بخشی از شکل (۷۵-۴ الف) می‌باشد  
 ۱۴۴ شکل (۷۶-۴) حرارت تولید شده توسط بویلر (شکل سمت چپ) و حرارت ذخیره شده (شکل سمت  
 ۱۴۴ راست) در طول سال
- شکل (۷۷-۴) اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت چپ) و نسبت اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت  
 ۱۴۴ راست) در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول
- شکل (۷۸-۴) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول  
 ۱۴۵ یک سال (از ژانویه تا دسامبر)
- شکل (۷۹-۴) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و  
 ۱۴۶ برق
- شکل (۸۰-۴) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و  
 ۱۴۶ برق
- شکل (۸۱-۴) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول  
 ۱۴۷ شکل (۸۲-۴) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی  
 ۱۴۷ شکل (۸۳-۴) راندمان کلی سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال  
 ۱۴۷ (شکل سمت راست) و بازگشت سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت چپ)

- ۱۴۸ شکل (۸۴-۴) درصد مشارکت واحد تولید توان در یک سال
- ۱۴۹ شکل (۸۵-۴) برق تولید شده توسط واحد تولید توان در یک سال
- ۱۴۹ شکل (۸۶-۴) برق وارد شده از شبکه برق در یک سال
- ۱۴۹ شکل (۸۷-۴) برق صادر شده به شبکه برق در یک سال
- ۱۵۰ شکل (۸۸-۴) حرارت تولید شده توسط واحد تولید توان در یک سال
- ۱۵۰ شکل (۸۹-۴) حرارت تولید شده توسط بویلر در یک سال
- ۱۵۱ شکل (۹۰-۴) حرارت ذخیره شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت در یک سال
- ۱۵۱ شکل (۹۱-۴) مصرف انرژی اولیه در یک سال
- ۱۵۲ شکل (۹۲-۴) هزینه انرژی در یک سال
- شکل (۹۳-۴) اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا در یک سال
- ۱۵۳ (صرفه جویی سالیانه در هزینه انرژی یا همان سود اقتصادی)
- ۱۵۳ شکل (۹۴-۴) نسبت اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا در یک سال
- ۱۵۴ شکل (۹۵-۴) هزینه سالیانه تعمیرات و نگهداری واحد تولید توان
- ۱۵۵ شکل (۹۶-۴) راندمان کلی
- ۱۵۵ شکل (۹۷-۴) بازگشت سرمایه ساده



## فهرست جداول

۲۰	جدول (۱-۱) مشخصات و پارامترهای محرک‌های اولیه در سیستم‌های تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق (CCHP)
۴۵	جدول (۱-۳) راندمان تجهیزات سیستم CCHP
۵۲ و ۵۳	جدول (۲-۳) تعرفه برق برای مصارف مسکونی در مناطق عادی (مشهد) برحسب ریال - $C_{iElecR}(t)$
۵۳	جدول (۳-۳) تعرفه گاز طبیعی برای مصارف مسکونی در اقلیم ۳ (مشهد) برحسب ریال - $C_{GasR}(t)$
۵۳ و ۵۴	جدول (۴-۳) هزینه برق وارد شده از / صادر شده به شبکه و هزینه گاز طبیعی برحسب دلار - $C_{iElecD}$ و $C_{eElecD}$ و $C_{GasR}$
۹۱	جدول (۵-۳) ظرفیت و قیمت هر باتری ۱۲ ولت استفاده شده در مدل ذخیره‌سازی باتری در استراتژی MaxSBBS

## فهرست علائم و اختصارات

$A_k$	مساحت پنجره یا در یا دیوار یا سقف یا کف ( $m^2$ )
AECS	صرفه‌جویی سالیانه در هزینه انرژی ( $\frac{Rls \text{ or } \$}{Year}$ )
AOMCost	هزینه سالیانه تعمیرات و نگهداری ( $\frac{Rls \text{ or } \$}{Year}$ )
BF	ضریب میان‌بر
$C_{eElecD}$	ضریب هزینه هر یک کیلووات‌ساعت برق صادر شده به شبکه برق (\$)
$C_{GasD}$	ضریب هزینه هر یک کیلووات‌ساعت انرژی سوخت گاز مصرف شده (\$)
$C_{GasR}$	ضریب هزینه هر یک کیلووات‌ساعت انرژی سوخت گاز مصرف شده (Rls)
$C_{iElecD}$	ضریب هزینه هر یک کیلووات‌ساعت برق وارد شده از شبکه برق (\$)
$C_{iElecR}$	ضریب هزینه هر یک کیلووات‌ساعت برق وارد شده از شبکه برق (Rls)
CE	هزینه انرژی (Rls or \$)
$CE_{CCHP}$	هزینه انرژی در سیستم CCHP (Rls or \$)
$CE_{CONV}$	هزینه انرژی در سیستم تولید مجزای متداول (Rls or \$)
CEE	هزینه برق صادر شده به شبکه برق (Rls)
$Cost_{Battery}$	هزینه مخزن ذخیره‌سازی برق (مجموع بلوک باتری‌ها) (Rls or \$)
$Cost_{Boiler}$	هزینه بویلر (Rls or \$)
$Cost_{Heat Exchanger}$	هزینه مبدل‌های حرارتی بازیافت حرارت از واحد تولید توان (Rls or \$)
$Cost_{PGU}$	هزینه واحد تولید توان (مجموعه موتور و ژنراتور) (Rls or \$)

$E_{Boiler}$	انرژی سوخت مصرف شده توسط بویلر (kW)
$E_{eElec}$	انرژی الکتریکی صادر شده به شبکه برق (kW)
$E_{iElec}$	انرژی الکتریکی وارد شده از شبکه برق (kW)
$E_{PGU}$	انرژی سوخت مصرف شده توسط واحد تولید توان (kW)
$E_{CD}$	اختلاف هزینه انرژی بین سیستم CCHP و سیستم تولید مجزای متداول (Rls or \$)
$E_{CDR}$	نسبت اختلاف هزینه انرژی بین سیستم CCHP و سیستم تولید مجزای متداول (%)
$ECF$	ضریب تبدیل "انرژی درمحل به انرژی اولیه" برای انرژی الکتریکی
$EL$	تقاضای بار الکتریکی ساختمان (kW)
$EL_{App}$	بار الکتریکی لوازم الکتریکی ساختمان (kW)
$EL_{cc}$	بار الکتریکی تجهیزات سرمایشی ساختمان (kW)
$EL_{hc}$	بار الکتریکی تجهیزات گرمایشی ساختمان (kW)
$EL_{Light}$	بار الکتریکی روشنایی ساختمان (kW)
$EL_{PGU}$	توان الکتریکی (برق) تولید شده توسط واحد تولید توان (kW)
$FCF$	ضریب تبدیل "انرژی درمحل به انرژی اولیه" برای انرژی سوخت گاز طبیعی
$GA_{y1}$	الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول
$GA_{y2}$	الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم
$h_{Charge}$	مدت زمان شارژ باتری (h)
$h_{Discharge}$	مدت زمان دشارژ باتری (h)

$h_{fg}$	گرمای نهان تبخیر آب ( $\frac{kJ}{kg}$ )
I	جریان (A)
$I_{Charge}$	جریان شارژ باتری (A)
$I_{Charge-Rated}$	حداکثر جریان مجاز شارژ باتری (A)
$I_{Discharge}$	جریان دشارژ باتری (A)
InvC	هزینه سرمایه‌گذاری اولیه (Rls or \$)
j	Mode عملکرد واحد تولید توان در الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی
$j_{opt}$	Mode بهینه عملکرد واحد تولید توان در الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی
n	تعداد Mode‌های عملکرد واحد تولید توان در الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی
$N_{Room}$	دفعات تعویض هوای اتاق
Node 1	گره شماره ۱ در مدل شبکه‌ای جریان، واحد تولید توان
Node 2	گره شماره ۲ در مدل شبکه‌ای جریان، تجهیزات گرمایشی تکمیلی (بویلر)
Node 3	گره شماره ۳ در مدل شبکه‌ای جریان، مخزن ذخیره‌سازی حرارت
Node 4	گره شماره ۴ در مدل شبکه‌ای جریان، انرژی الکتریکی فراهم شده توسط واحد تولید توان و شبکه برق
Node 5	گره شماره ۵ در مدل شبکه‌ای جریان، انرژی حرارتی فراهم شده توسط واحد تولید توان و بویلر
Node 6	گره شماره ۶ در مدل شبکه‌ای جریان، تجهیزات گرمایشی سیستم CCHP
Node 7	گره شماره ۷ در مدل شبکه‌ای جریان، تجهیزات گرمایشی سیستم CCHP
Node 8	گره شماره ۸ در مدل شبکه‌ای جریان، تقاضای بار الکتریکی ساختمان

Node 9	گره شماره ۹ در مدل شبکه‌ای جریان، تقاضای بار سرمایشی ساختمان
Node 10	گره شماره ۱۰ در مدل شبکه‌ای جریان، تقاضای بار گرمایشی آب‌گرم مصرفی ساختمان
Node 11	گره شماره ۱۱ در مدل شبکه‌ای جریان، تقاضای بار گرمایشی فضای ساختمان
Node 12	گره شماره ۱۲ در مدل شبکه‌ای جریان، اتلاف انرژی کل
$OCE_{CCHP}$	هزینه بهینه انرژی در سیستم CCHP (Rls or \$) در الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی
OMCost	هزینه تعمیرات و نگهداری (Rls or \$)
P	توان (W)
$PEC_{CCHP}$	مصرف انرژی اولیه در سیستم CCHP (kW)
$PEC_{CONV}$	مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید مجزای متداول (kW)
$q_{Battery}$	ظرفیت لحظه‌ای باتری (Ah)
$Q_{1CL}$	بار سرمایشی تابشی از طریق پنجره‌های ساختمان (kW)
$Q_{1SH}$	بار گرمایشی تلفات حرارت هدایتی از طریق پنجره‌ها، درها، سقف و کف ساختمان (kW)
$Q_{2CL}$	بار سرمایشی هدایتی از طریق پنجره‌های ساختمان (kW)
$Q_{2SH}$	بار گرمایشی تلفات حرارت از راه نفوذ یا تهویه هوا (kW)
$Q_{3CL}$	بار سرمایشی تشعشعی و هدایتی از طریق دیوارهای ساختمان (kW)
$Q_{4CL}$	بار سرمایشی هدایتی از طریق درها و پنجره‌های داخلی ساختمان (kW)
$Q_{5CL}$	بار سرمایشی محسوس ناشی از تهویه اتاق‌ها (kW)
$Q_{6CL}$	بار سرمایشی محسوس ناشی از ساکنین و لوازم گرم‌مازای ساختمان (kW)

$Q_{7CL}$	بار سرمایشی نهان ساختمان (kW)
$Q_{8CL}$	بار سرمایشی محسوس بقیه هوای خارج (kW)
$Q_{9CL}$	بار سرمایشی نهان بقیه هوای خارج (kW)
$Q_{App}$	بار سرمایشی محسوس لوازم گرمای ساختمان (kW)
$Q_{Battery}$	ظرفیت باتری (Ah)
$Q_{Boiler}$	حرارت تولید شده توسط بویلر (kW)
$Q_{Boiler}^{max}$	حداکثر حرارت تولید شده توسط بویلر (kW)
$Q_{CL}$	تقاضای بار سرمایشی ساختمان (kW)
$Q_{HL}$	تقاضای بار گرمایشی ساختمان (kW)
$Q_{HW}$	تقاضای بار گرمایشی آب گرم مصرفی ساختمان (kW)
$Q_{LP}$	بار سرمایشی نهان ساکنین ساختمان (kW)
$Q_{LV}$	بار سرمایشی نهان هوای خارج فراری از دستگاه تهویه مطبوع به ساختمان (kW)
$Q_{PGU}$	حرارت تولید شده (بازیافت شده) از واحد تولید توان (kW)
$Q_{PGU}^{max}$	حداکثر حرارت بازیافت شده از واحد تولید توان (kW)
$Q_{SH}$	تقاضای بار گرمایشی فضای ساختمان (kW)
$Q_{SP}$	بار سرمایشی محسوس ساکنین ساختمان (kW)
$Q_{st}$	حرارت ذخیره شده در مخزن ذخیره سازی حرارت (kW)
$RIs$	قیمت به ریال

SOC	وضعیت شارژ باتری (%)
SPB	بازگشت سرمایه ساده (Year)
SPB <sub>Rated</sub>	حداکثر بازگشت سرمایه ساده (Year)
t	زمان (h)
T <sub>dew</sub>	دمای نقطه شبنم (°C)
T <sub>HWS</sub>	دمای آب گرم مصرفی ساختمان (°C)
T <sub>iHWS</sub>	دمای آب شهر ورودی به ساختمان (°C)
T <sub>is</sub>	دمای طرح داخل ساختمان در تابستان (°C)
T <sub>iw</sub>	دمای طرح داخل ساختمان در زمستان (°C)
T <sub>o</sub>	دمای طرح خارج ساختمان (°C)
T <sub>Soil</sub>	دمای خاک (°C)
U <sub>k</sub>	ضریب کلی انتقال حرارت هدایت پنجره‌ها یا دیوار یا سقف یا کف ( $\frac{kW}{h m^2 \text{ } ^\circ C}$ )
V	ولتاژ (v)
v <sub>a</sub>	حجم مخصوص هوای خارج ( $\frac{m^3}{kg}$ )
V <sub>AC</sub>	حجم هوای لازم برای تهویه اتاق‌ها ( $\frac{m^3}{s}$ )
V <sub>Room</sub>	حجم اتاق (m <sup>3</sup> )
V <sub>Water</sub>	حجم واقعی آب گرم مصرفی ( $\frac{m^3}{s}$ )
x <sub>1</sub>	جریان انرژی الکتریکی وارد شده از شبکه برق (kW) در مدل شبکه‌ای جریان

- $x_2$  جریان انرژی سوخت مصرف شده توسط واحد تولید توان (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_3$  جریان انرژی سوخت مصرف شده توسط بویلر (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_4$  جریان انرژی الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_5$  جریان انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_6$  جریان انرژی حرارتی تولید شده توسط بویلر (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_7$  جریان انرژی الکتریکی به سمت ساختمان (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_8$  جریان انرژی حرارتی به سمت تجهیزات سرمایشی (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_9$  جریان انرژی گرمایشی آب‌گرم مصرفی به سمت ساختمان (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_{10}$  جریان انرژی حرارتی به سمت تجهیزات گرمایشی (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_{11}$  جریان انرژی گرمایشی سرمایشی به سمت ساختمان (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_{12}$  جریان انرژی گرمایشی فضای ساختمان به سمت ساختمان (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_{13}$  جریان انرژی الکتریکی صادر شده به شبکه برق (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_{14}$  اتلاف انرژی در واحد تولید توان (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_{15}$  اتلاف انرژی در بویلر (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_{16}$  اتلاف انرژی در تجهیزات سرمایشی (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_{17}$  اتلاف انرژی در تجهیزات گرمایشی (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $x_{18}$  جریان انرژی حرارتی به/از مخزن ذخیره‌سازی حرارت (kW) در مدل شبکه‌ای جریان
- $y_1$  تابع هدف اول در الگوریتم ژنتیک



$y_2$	تابع هدف دوم در الگوریتم ژنتیک
$\Delta t$	گام زمانی در شبیه‌سازی (h)
$\Delta T_e$	اختلاف دمای معادل ( $^{\circ}\text{C}$ )
$\Delta W$	اختلاف نسبت رطوبت هوای داخل و خارج
$\eta_{\text{Boiler}}$	راندمان بویلر
$\eta_{\text{ccc}}$	راندمان کلی تجهیزات سرمایشی
$\eta_{\text{ePGU}}$	راندمان الکتریکی واحد تولید توان (راندمان تبدیل انرژی سوخت به برق)
$\eta_{\text{hhc}}$	راندمان کلی تجهیزات گرمایشی
$\eta_{\text{hPGU}}$	راندمان حرارتی واحد تولید توان (راندمان تبدیل انرژی سوخت به حرارت)
$\eta_{\text{tot-CCHP}}$	راندمان کلی سیستم CCHP (%)
$\eta_{\text{tot-CONV}}$	راندمان کلی سیستم تولید مجزای متداول (%)
$\varphi$	اختلاف فاز بین جریان و ولتاژ
$\varphi_i$	رطوبت نسبی هوای داخل ساختمان در تابستان (%)
$\varphi_o$	رطوبت نسبی هوای خارج ساختمان در تابستان (%)
\$	دلار

# فصل ۱: مقدمه

کمیاب شدن منابع انرژی، گرم شدن کره زمین و غیره، تحقیقات را برای روش‌های مناسب‌تر برای تبدیل انرژی، کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و تضمین تأمین انرژی، موجب شده‌است. در ضمن، افزایش تقاضای سرمایه‌گذاری، گرمایش و برق در ساختمان‌ها بررسی مجدد تولید انرژی سنتی را مستلزم می‌شود. یک روش برای توسعه پایدار، اتخاذ فناوری ترکیبی سرمایه‌گذاری، گرمایش و برق (CCHP)<sup>۱</sup> است که به تولیدسه‌گانه<sup>۲</sup> یا سرمایه‌گذاری، گرمایش و برق ساختمان (BCHP)<sup>۳</sup> برای کاربرد در یک ساختمان، یا سیستم انرژی یکپارچه (IES)<sup>۴</sup> نیز مشهور است.

CCHP، تولید همزمان توان مکانیکی (اغلب به الکتریسیته تبدیل می‌شود) و گرمایش و یا سرمایه‌گذاری از یک منبع سوخت اولیه است و یک توسعه از تولید همزمان برق و گرما (CHP)<sup>۵</sup> می‌باشد که با فناوری‌های سرمایه‌گذاری حرارت-فعال<sup>۶</sup> کوپل می‌شوند که حرارت اتلافی را از CHP برای تولید سرمایه‌گذاری در یافت می‌کنند. در حالی که منفعت بردن از CHP به بیش از ۱۰۰ سال برمی‌گردد و به خوبی جا افتاده است، ولی توسعه CCHP کاملاً کند است و اغلب به چیلرهای جذبی<sup>۷</sup> ترکیبی با سیستم‌های تولید توان مقیاس بزرگ، محدود می‌شود (تا واسط سال ۱۹۸۰). توسعه و گسترش سریع فناوری‌های سرمایه‌گذاری حرارت-فعال به همراه کاهش قیمت آن‌ها در بازار و موفقیت تجاری فناوری‌های منابع انرژی پراکنده (زیر 10 MW) در دو دهه اخیر، در تقویت و گسترش کاربرد (استفاده) "در محل"<sup>۸</sup> فناوری CCHP، شریک بوده‌اند. CCHP یک فناوری نویدبخش است که برای تولید

<sup>1</sup> Combined Cooling, Heating and Power

<sup>2</sup> Trigenation

<sup>3</sup> Building Cooling, Heating and Power

<sup>4</sup> Integrated Energy System

<sup>5</sup> Combined Heat and Power

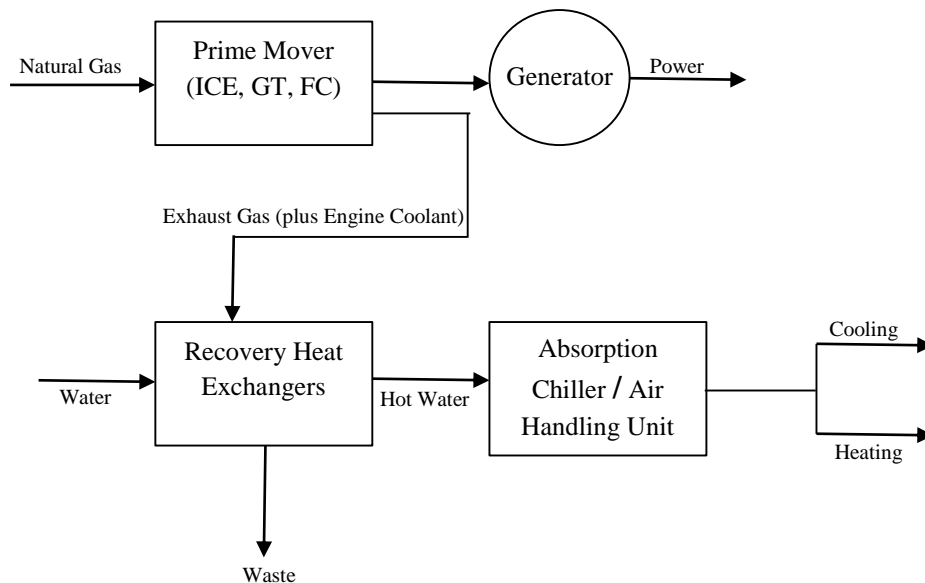
<sup>6</sup> Thermally Activated Cooling Technology

<sup>7</sup> Absorption/Adsorption Chiller

<sup>8</sup> On-Site

محلی سرمایه‌گذاری، گرمایش و برق در حال اقتصادی شدن است. بسیاری از مؤلفان نشان داده اند که سیستم CCHP دارای پتانسیل صرفه‌جویی در انرژی، راندمان بالا، رشد یافته و خصوصیات انتشار کم گازهای آلاینده می‌باشد. سرمایه‌گذاری حرارت-فعال که در سیستم‌های CCHP به کار می‌رود عمدتاً به سرمایه‌گذاری جذبی ارجاع داده می‌شود، یعنی حرارت اتلافی که در فرآیند تولید برق (توان) ایجاد می‌شود به عنوان نیروی محرک برای راندن یک دستگاه سرمایه‌گذاری جذبی به کار گرفته می‌شود.

بنابراین مقداری از تقاضای انرژی از تقاضای الکتریکی به تقاضای حرارتی تغییر می‌کند و مصرف انرژی اولیه (PEC)<sup>1</sup> کاهش پیدا می‌کند. پتانسیل اصلی کاربرد سرمایه‌گذاری در سیستم‌های CCHP برای ساختمان‌های عمومی، مانند بیمارستان‌ها، هتل‌ها، ساختمان‌های اداری و فروشگاه‌های مواد غذایی می‌باشد. همچنین یک جایگزین قابل قبول برای سیستم‌های گرمایش و سرمایش منطقه‌ای می‌باشد. یک سیستم CCHP نمونه در شکل (۱-۱) نشان داده می‌شود:



شکل (۱-۱) سیستم تولید همزمان سرمایه‌گذاری، گرمایش و برق (CCHP) نمونه

<sup>1</sup> Primary Energy Consumption

که شامل یک محرک اولیه<sup>۱</sup>، ژنراتور، مبدل بازیافت حرارت، چیلر جذبی و دستگاه هواساز می‌باشد. واحد تولید توان با گاز طبیعی (NG<sup>۲</sup>) فعالیت می‌کند و کار مکانیکی توسط ژنراتور به توان الکتریکی تبدیل می‌شود. در عین حال چیلر جذبی و دستگاه هواساز، توسط حرارت بازیافت شده از واحد تولید توان، توان سرمایشی در تابستان و توان گرمایشی در زمستان تولید می‌کند. بنابراین تقاضای انرژی برای توان سرمایشی و گرمایشی و برق در یک ساختمان (یا یک منطقه) ، می‌تواند به صورت همزمان توسط این سیستم برآورده شود [۱].

استفاده از سیستم‌های ترکیبی توان و گرمایش (CHP) به دلیل پتانسیل بالای آن در کاهش مصرف انرژی‌های اولیه (PEC)، هزینه و انتشار دی‌اکسیدکربن (CDE<sup>۳</sup>)، به سرعت در حال افزایش است. قسمت عمده این کاهش به دلیل تصرف گرمای خروجی برای برآورده کردن تقاضای گرمایش یک ساختمان است. هرچند، زمانی که سیستم CHP برای تأمین بار الکتریکی به فعالیت می‌پردازد، گرمای خروجی بازیافت شده برای برآورده کردن تقاضای گرمایش ممکن است کافی باشد و یا نباشد. زمانی که گرمای خروجی بازیافت شده از گرمای مورد نیاز بیشتر باشد، مقدار اضافی معمولاً به اتمسفر تخلیه می‌شود.

یک چشم انداز به انرژی سالانه نشان می‌دهد که ۸۷٪ از مصرف انرژی کل در آمریکا ناشی از احتراق سوخت فسیلی است (زغال سنگ، گاز طبیعی، سوخت‌های مایع). اخیراً افزایش مباحثات درباره تغییرات جهانی آب و هوا، تضمین انرژی و پایداری، این اجبار را بوجود می‌آورد که برای بهبود بهره‌برداری‌های موجود از انرژی و فناوری‌های تبدیل و تولید، بر روی استراتژی‌ها و برنامه‌ریزی‌های جدید تمرکز و توجه شود. به علاوه، افزایش تقاضای جهانی برای انرژی (مخصوصاً انرژی الکتریکی)، افزایش هزینه‌های انرژی و تشدید نگرانی‌های زیست-محیطی، عواملی هستند که برای بهبود و توسعه فناوری‌های جدید برای ترفیع دادن و ترقی در صرفه‌جویی در

---

<sup>1</sup> Prime Mover

<sup>2</sup> Natural Gas

<sup>3</sup> Carbon Dioxide Emissions

مصرف انرژی و کاهش انتشار گاز های آلاینده ، پیوسته فشار می آورند. بعضی از این فناوری ها شامل سیستم های ترکیبی توان، گرمایش و سرمایش (CCHP)، سیستم های ترکیبی توان و گرمایش (CHP) و سیکل های رنگین آلی (ORC)<sup>1</sup> می باشند. سیستم های CCHP و CHP انرژی الکتریکی را در محل تحویل می دهند که این فرآیند از طریق استفاده از یک محرک اولیه مانند موتور احتراق تراکمی یا جرقه ای یا یک توربین گاز که توان مکانیکی مفید را به یک ژنراتور الکتریکی تحویل می دهد، محقق می شود که به نوبه خود توان الکتریکی مفید را برای برآورده کردن یک تقاضای الکتریسیته معین فراهم می کند. تفاوت بین این سیستم ها و نیروگاه های تولید الکتریسیته، در بهره برداری از حرارت خروجی طرد شده از عامل محرک، به منظور برآورده کردن تقاضای گرمایش یک مکان می باشد. نیروگاه های مرسوم حدود ۳۰٪ انرژی در دسترس سوخت را به توان الکتریکی تبدیل می کنند. اکثر محتوای انرژی سوخت در نیروگاه به صورت گرمای اتلافی هدر می رود. ائتلاف انرژی های دیگری نیز در انتقال و توزیع توان الکتریکی به کاربر، رخ می دهد. ناکارآمدی و مسائل آلودگی در نیروگاه های مرسوم، انگیزه ها را برای توسعه در تولید برق "در محل" و "نزدیک محل"<sup>2</sup> ایجاد می کند. [۲]

نیاز روز افزون به توان الکتریکی و نیز انرژی لازم برای سرمایش و گرمایش ساختمان ها مسأله مهم جهانی رو به رشد می باشد. مشکلات اقتصادی، زیست محیطی، سیاسی و لجستیکی به همراه تولید بالای متمرکز توان الکتریکی ، غلبه بر این مشکلات را دشوارتر نموده است. سیستم های سرمایش، گرمایش و توان (CCHP) به دلیل راندمان انرژی بالا، آلودگی زیست محیطی کمتر و استقلال نسبی از شبکه های متمرکز توان، یک جایگزین کلیدی برای تولید انرژی الکتریکی و حرارتی به طور گسترده شناخته می شوند.

سیستم های CCHP به خوبی انرژی الکتریکی تولید می کنند و انرژی حرارتی را از جریان اتلافی بازیافت کرده تا سرمایش و یا گرمایش مفید به عنوان فرآورده فرعی تولید کنند. انرژی الکتریکی تولید شده توسط واحدهای

---

<sup>1</sup> Organic Rankine Cycle

<sup>2</sup> Near-Site

تولید توان (PGU<sup>۱</sup>)، برای لوازم الکتریکی و روشنایی ساختمان به کار می‌رود و تجهیزات گرمایشی و سرمایشی را به کار می‌اندازد. اگر PGU ها نتوانند انرژی الکتریکی لازم را تولیدکنند، اختلاف آن می‌تواند از شبکه برق (EG<sup>۲</sup>) واردشود. و اگر الکتریسیته اضافی وجود داشته باشد این مقدار اضافه می‌تواند به EG صادر و یا فروخته-شود. حرارت اتلافی در سیستم CCHP می‌تواند بازیافت‌شود و به انرژی گرمایشی و یا سرمایشی برای ساختمان تبدیل‌شود. اگر اجزای CCHP نتوانند انرژی حرارتی کافی را برای سرمایش و یا گرمایش فضای ساختمان بازیافت‌کنند، تجهیزات گرمایشی تکمیلی حرارت اضافی را برای سیستم فراهم می‌کنند. مراجع [۳ و ۴] یک توصیف فنی از مفصل و تحلیلی از عملکرد چندین PGU و اجزای حرارت-فعال را فراهم می‌سازند که می‌تواند در سیستم‌های CCHP مورد استفاده قرار گیرند.

عملکرد بهینه یک سیستم CCHP به دلیل تغییرات شرایط عملکرد مانند هزینه سوخت و هزینه الکتریسیته برای سیستم‌های تولید انرژی و تقاضای بار گرمایش و سرمایش و الکتریسیته در یک ساختمان، به آسانی قابل وصول نیست. توجه شود که هزینه الکتریسیته می‌تواند به صورت فصل به فصل یا براساس زمان در طول روز تغییر کند و حتی ممکن است در یک بازه زمانی کوتاه در شبانه روز اوج قیمت را داشته باشد. بنابراین برای اینکه سیستم‌های CCHP در کمترین هزینه و بیشترین راندمان عمل کنند، یک طرح بهینه‌سازی کامل و جامع لازم می‌باشد.

در عمل سیستم‌های CCHP اغلب به صورت دستی<sup>۳</sup> فعال می‌شوند. برای مثال، هزینه‌های بهینه سوخت استفاده شده در PGU ها از پیش محاسبه شده هستند و اگر هزینه‌های سوخت پایین‌تر از مقادیر مشخص شده باشند، PGU ها فعال می‌شوند. این نوع استراتژی یک عملکرد بهینه بر اساس هزینه را برای سیستم فراهم نمی‌کند [۵].

---

<sup>1</sup> Power Generation Unit

<sup>2</sup> Electric Grid

<sup>3</sup> Manually

امروزه یک پتانسیل رو به افزایش برای استفاده از سیستم‌های تولید همزمان در بخش مسکونی وجود دارد، زیرا قابلیت تولید انرژی گرمایشی و الکتریکی مفید از یک تک منبع با سوخت‌هایی مانند نفت یا گاز طبیعی را دارند، به همراه پتانسیل کاهش هزینه‌های کلی انرژی، به دلیل راندمان تبدیل انرژی بالاتری که نسبت به سیستم‌های تبدیل انرژی متداول و مرسوم دارند. در سیستم‌های تولید همزمان، راندمان تبدیل انرژی تا بیشتر از ۸۰٪ (بر پایه ارزش حرارتی پایین<sup>۱</sup>) افزایش می‌یابد در مقایسه با متوسط ۳۰٪-۳۵٪ در سیستم‌های تولید برق متداول از سوزاندن سوخت فسیلی و ۵۵٪ در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی مانند سیکل ترکیبی توربین گاز.

این افزایش در راندمان انرژی منجر به هزینه‌های مصرف انرژی کمتر و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای، در مقایسه با روش‌های مرسوم و متداول تولید گرما و الکتریسیته به صورت جداگانه، می‌شود. با در نظر گرفتن افزایش هزینه‌های انرژی، کاهش هزینه‌های کلی مصرف برای مصرف‌کننده‌ها، مخصوصاً بسیار حساس و حیاتی می‌شود. فناوری‌های مناسب برای سیستم‌های تولید همزمان در مصارف مسکونی شامل موتور احتراق داخلی رفت و برگشتی (ICE)<sup>۲</sup>، میکروتوربین<sup>۳</sup>، پیل سوختی<sup>۴</sup> و موتور استرلینگ احتراق خارجی<sup>۵</sup> بر پایه سیستم‌های تولید همزمان مسکونی، می‌باشد. با یک مرور کلی و مقایسه از این سیستم‌ها که توسط [۶ و ۷] ارائه شده است، نشان می‌دهد که موتورهای احتراق داخلی رفت و برگشتی (ICE) به دلیل فناوری خوب آن‌ها، ماهیت و ذات قدرتمند و قوی، قابلیت اطمینان و هزینه معقول، به عنوان محرک اولیه برای گزینه‌های کاربردهای تولید همزمان مسکونی هستند و همچنین نیاز به مراقبت مرتب و سرویس دهی برای اطمینان از قابلیت استفاده، ندارند. علاوه بر این فواید، پیشرفت تولید همزمان با موتورهای احتراق داخلی مصارف مسکونی توسط چندین سازنده اهمیت انتشار گازهای آلاینده را بسیار مورد توجه قرار داده‌اند. برای مثال شرکت Honda Motor یک واحد تولید همزمان با خروجی ۱ kW برق و ۳ kW حرارت را بر پایه موتور احتراق داخلی با سوخت گاز طبیعی

<sup>1</sup> Lower Heating Value (LHV)

<sup>2</sup> Reciprocating Internal Combustion Engine

<sup>3</sup> Micro Turbine

<sup>4</sup> Fuel Cell

<sup>5</sup> Reciprocating External Combustion Stirling Engine



مخصوص برای استفاده یک تک خانوار توسعه داده است و یک راندمان انرژی کل ۸۵٪ را گزارش کرد ( بر اساس ارزش حرارتی پایین ).

بدلیل پیشرفت‌ها در زمینه فناوری تولید همزمان و پتانسیل صرفه جویی در هزینه انرژی، تجارت تولید همزمان در مصارف خانگی، در بسیاری از مناطق جهان مانند آمریکای شمالی، اروپا و ژاپن شروع به گسترش یافتن کرده است.

تقابل بین تقاضای الکتریکی و گرمایشی یک ساختمان و یک واحد تولید همزمان، به دلیل عواملی مانند الگوی مصرف برق و آب گرم مصرفی خانگی (DHW)<sup>۱</sup>، تقاضای گرمایش فضای ساختمان، شرایط اقلیمی، مشخصات عملکرد تجهیزات تولید همزمان و استراتژی عملکردی و همچنین عملکرد سایر اجزای HVAC<sup>۲</sup>، بیانگر یک سیستم ترمودینامیکی پیچیده است. این پیچیدگی نیازمند مدل‌سازی عملکرد ساختمان و ابزار شبیه‌سازی‌ای است که قادر به محاسبه عملکرد گرمایشی ساختمان و تجهیزات تولید همزمان به صورت یک سیستم دینامیکی و جامع باشد [۸].

در ژاپن توان (برق) اکثر ساختمان‌های مسکونی از نیروگاه‌های تولید برق متمرکز توسط شبکه برق سراسری تأمین می‌شود. (۶۰٪ آن با سوزاندن سوخت فسیلی با راندمان متوسط ۴۵٪ و مابقی از نیروگاه‌های هسته‌ای و آبی به ترتیب با سهم ۲۲٪ و ۷٪ در سال ۲۰۰۷ تأمین می‌شوند)

به علاوه، حرارت اتلافی ایجاد شده در تاسیسات نیروگاه به دلیل فاصله زیاد از مصرف‌کننده‌های نهایی، نمی‌تواند به طور کارآمد مورد استفاده قرار گیرد. منابع هدر می‌روند و مقادیر زیادی گازهای گلخانه‌ای انتشار می‌یابد. بنابراین در سال‌های اخیر، ابداع و احداث چند سیستم انرژی پایدار گسترده (غیر متمرکز<sup>۳</sup>) برای ساختمان‌های مسکونی در میان گزینه‌های متفاوت مسکونی، به شدت پیشنهاد می‌شود. یک مثال برای فناوری تأمین انرژی

<sup>1</sup> Domestic Hot Water

<sup>2</sup> Heating, Ventilation and Air Conditioning

<sup>3</sup> Decentralized

مسکونی پراکنده همزمان، تولید ترکیبی برق و گرمایش در مقیاس ریز (micro-CHP) با حداکثر ظرفیت الکتریکی خروجی تقریباً 1 kW و 10 kW است. یک سیستم micro-CHP می‌تواند نیاز الکتریکی مسکن را تأمین کند، در حالی که حرارت اتلافی حاصله می‌تواند برای گرمایش فضا و آب گرم مصرفی استفاده شود. استفاده از واحدهای تولید پراکنده می‌تواند به صورت اساسی سیستم الکتریسیته را تغییر دهد و مصرف‌کننده را به تولید کننده برق تبدیل کند. در این روش انتظار می‌رود که برای شرکت‌های تأسیساتی، هزینه‌های توزیع و انتقال کاهش یابد. هرچند به منظور به‌کارگیری گسترده سیستم‌های micro-CHP یک تلاش در زمینه‌های مختلف مانند صنعت، امور مالی و سیاست و ... لازم است. بر اساس تحقیقات گذشته، در حال حاضر ۵ کشور ژاپن، آلمان، انگلستان، هلند و آمریکا فعال‌ترین کشورها در زمینه تحقیق و احداث سیستم‌های micro-CHP هستند. به ویژه آلمان و ژاپن که در حال رقابت برای برتری در بازار هستند. در آلمان قوانین ویژه‌ای برای تشویق استفاده از سیستم micro-CHP، شامل اشتراک تعرفه‌ها<sup>۱</sup> و پرداخت پاداش، تصویب شده است. در سال ۲۰۰۳ بیش از ۸۰۰۰ واحد micro-CHP با ظرفیت 5 kW از یک تولید کننده اصلی در ساختمان‌های خانگی بزرگ و تجاری آلمان تأسیس و نصب شد. دولت آلمان پیش‌بینی کرد که پیل سوختی خود را تا تعداد ۸۵۰۰۰۰ واحد افزایش- دهد که چیزی در حدود ۰.۵٪ از تعداد کل خانوار آلمان است.

در انگلستان، micro-CHP به عنوان یک جزء کلیدی در برنامه کاهش CO<sub>2</sub> در بخش مسکونی شناخته شده است. در سال ۲۰۰۲، حدود ۱۰۰۰ سیستم micro-CHP در حال فعالیت بود. به علاوه، انتظار می‌رود که تقریباً ۱۳،۵ خانوار بالقوه برای استفاده از واحدهای micro-CHP با ظرفیت 1-3 kW مناسب باشند.

در هلند، micro-CHP غالباً با موتور استرلینگ 1.2 kW در نزدیکی سال ۲۰۰۸ شروع به مطرح شدن کرد. در کنار کشورهای اروپایی بالا، دولت آمریکا اعتبار مالی ۱۰٪ برای یک سیستم micro-CHP پایدار و قابل ترقی

---

<sup>1</sup> Feed-In Tariffs

تجاری برای ساختمان‌های مسکونی آمریکا در نظر گرفت. به ویژه بعضی دولت‌های محلی مانند Maryland و Maine قوانینی را برای اجازه دادن به تولید سیستم‌های micro-CHP مسکونی در سال ۲۰۰۹ تصویب کرد.

در ژاپن، سیستم CHP مسکونی با موتورگازی در سال ۲۰۰۳ شروع به تجاری‌شدن کرد و بیش از ۹۰۰۰۰ واحد در این زمان به کار گذاشته شدند. هرچند اخیراً به جای موتورگازی که قبلاً استفاده می‌شد، سیستم پیل سوختی مسکونی توجه بیشتری را از جانب دولت و سازندگان به خود اختصاص داد. در این سال شش شرکت اصلی گاز ژاپن پیل سوختی الکترولیت پلیمری<sup>۱</sup> 300-1000 W را وارد بازار کردند به همراه ۳۰۰۰ واحد که در سال ۲۰۰۸ نصب شدند (بر پا شدند). دولت اهداف بلندی را برای واردکردن ۱,۲ میلیون واحد سیستم CHP با پیل سوختی در بخش مسکونی تا سال ۲۰۱۰، تنظیم کرد، زمانی که کل خانوار در حدود ۵۰ میلیون تخمین زده می‌شود. این پذیرفته شده است که micro-CHP فواید مهمی را برای تولیدکنندگان به خانوار و در کل به جامعه عرضه می‌کند و با ملاحظه به جنبه فنی، تأکید این نکته مهم است که برای مصرف کننده نهایی مسکونی، یک سیستم micro-CHP باید قیمت و هزینه کم و نیز عملکرد آسان برای استفاده داشته باشد. به علاوه، نباید توجه فقط بر روی خود سیستم باشد، بلکه بین خروجی سیستم CHP و پروفیل بار مصرفی به علاوه منافع متناظر زیست محیطی و اقتصادی باید تطبیق بهینه صورت گیرد [۹].

بنابراین همان‌طور که گفته شد تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) از تولید همزمان گرمایش و برق (CHP) مشتق می‌شود که یک فناوری ثابت‌شده و قابل‌اعتماد با سابقه‌ای بیش از ۱۰۰ سال می‌باشد و در نیروگاه‌های مقیاس بزرگ و کاربردهای صنعتی استفاده می‌شود. روش متداول برای فراهم کردن برق و حرارت، به ترتیب خرید برق از شبکه محلی و تولید گرما بوسیله سوزاندن سوخت در بویلر می‌باشد. اما در یک سیستم CHP با محصول فرعی حرارت، در تولید برق بر اساس احتراق، ۶۰-۸۰٪ از انرژی اولیه کل برای مصارف مختلف بازیافت می‌شود. به طور نمونه، CHP به صورت تولید ترکیبی انرژی الکتریکی (یا مکانیکی) و انرژی حرارتی

<sup>1</sup> Polymer Electrolyte Fuel Cells (PEFC)

مفید از یک منبع انرژی یکسان می‌باشد [۱۰]. یک تفاوت کوچک بین CHP و CCHP این است که در یک سیستم CCHP انرژی حرارتی یا الکتریکی/مکانیکی بیشتری برای فراهم کردن ظرفیت برای فرآیند سرمایه‌گذاری استفاده می‌شود. همان‌طور که قبلاً ذکر شد در بعضی از نوشتجات، سیستم CCHP به تولید سه‌گانه و یا سیستم‌های سرمایه‌گذاری، گرمایش و برق ساختمان (BCHP) نیز ارجاع داده می‌شود [۱۱-۱۳]. CCHP می‌تواند به صورت مفهومی بیشتر از آنچه که CHP است، تعریف گردد. در زمستان وقتی که هیچ‌گونه تقاضای سرمایه‌گذاری برای تهیه مطبوع ساختمان وجود ندارد، بسیاری از سیستم‌های CCHP به صورت واحد CHP مشاهده می‌شوند. به عبارت دیگر CHP همان CCHP بدون در نظر گرفتن هیچ‌گونه تجهیزات حرارت-فعال برای تولید توان سرمایه‌گذاری می‌باشد، اگرچه این تغییر ساختار سیستم را تا حدی تغییر خواهد داد.

در کل، توسعه اخیر سیستم‌های CCHP به ضرورت پیدایش منابع انرژی پراکنده (DER)<sup>۱</sup> مربوط می‌شود که یک مفهوم فنی و تکنیکی جدید در تامین انرژی می‌باشد. DER به صورت یک سیستم تولید برق مستقر در (یا نزدیک به) محل امکانات مصرف‌کننده تعریف می‌شود که به طور همزمان انرژی الکتریکی و حرارتی را برای مصرف‌کننده محلی در الویت ارجح فراهم می‌کند. فاکتورهای مسلمی مانند ظرفیت‌های اسمی مجاز مختلف، مالکیت سیستم، فناوری‌های به‌کار گرفته‌شده و انواع اتصالات با شبکه برق در یک تعریف عام از DER، حساس و بحرانی نیستند. DER به دو قسمت اصلی می‌تواند تقسیم شود [۱۴ و ۱۵]. قسمت اول سیستم‌های CHP و CCHP با راندمان بالا در صنعت و ساختمان‌ها، که از فناوری‌های محرک اولیه مانند موتورهای رفت و برگشتی، توربین‌های گاز، میکرو توربین‌ها، توربین‌های بخار، موتورهای استیرلینگ و پیل‌های سوختی استفاده می‌کنند. عرصه اصلی دیگر DER، سیستم‌های انرژی تجدید پذیر در-محل همراه با فناوری‌های بازیافتی شامل سیستم‌های فوتوولتائیک<sup>۲</sup> و زیست‌توده<sup>۳</sup>، ژنراتورهای توربین آب و توربین باد در-محل، به علاوه سیستم‌های

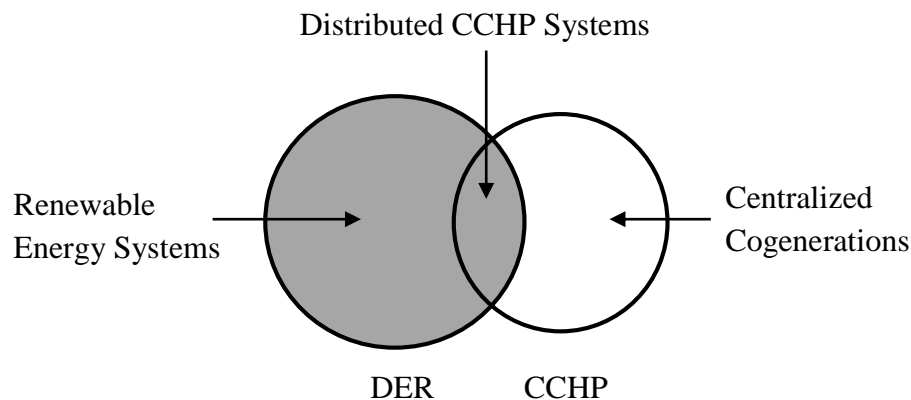
<sup>۱</sup> Distributed/Decentralized Energy Resources

<sup>۲</sup> Photovoltaic

<sup>۳</sup> Biomass

توان بخشی شده با کاهش فشار گاز، حرارت اگزوز فرآیندهای صنعتی و سایر فرآیندهای احتراقی با انرژی پایین می‌باشد.

به دلیل ارتباط بین CHP سنتی و DER جدید (شکل (۲-۱))، سیستم‌های CCHP به دو دسته طبقه بندی می‌شوند:



شکل (۲-۱) دسته‌بندی CCHP و DER [23]

۱. کاربردهای CCHP مقیاس-بزرگ سنتی<sup>۱</sup> در نیروگاه‌های متمرکز یا صنایع بزرگ.

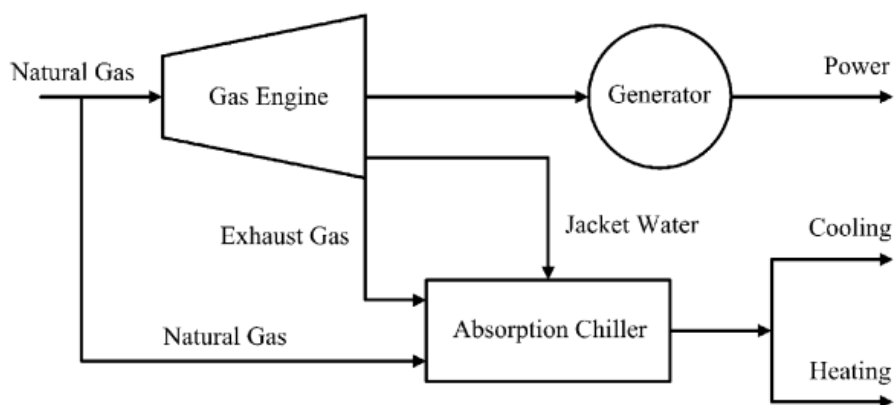
۲. واحدهای CCHP نسبتاً ظرفیت کوچک پراکنده با محرک‌های اولیه پیشرفته و فناوری‌های حرارت-فعال مقتضی با تقاضاهای چندگانه انرژی در بخش‌های تجاری، سازمانی، مسکونی و صنایع کوچک.

در اینجا مرز مشخصی بین دو دسته وجود ندارد. سیستم‌های CCHP می‌توانند گستره وسیعی از ظرفیت‌ها از 1 kW تا 500 MW را پوشش دهند. اکثر نیروگاه‌های متمرکز و صنایع که تولید همزمان به کار می‌برند، از 1 MW تجاوز می‌کنند. ظرفیت سیستم‌های CCHP پراکنده، در گستره کمتر از 1 kW در بخش مسکونی تا بیش از 10 MW در بیمارستان‌ها یا دانشگاه‌ها و همچنین به اندازه 300 MW برای تامین انرژی به یک ناحیه از یک شهر، تغییر می‌کند [۱۶ و ۱۷]. یک گزارش بدین صورت تعریف می‌کند که سیستم‌های بیشتر از 10 MW

<sup>1</sup> Traditional Large-Scale

"مقیاس بزرگ"<sup>۱</sup>، سیستم‌های بین 1 MW تا 10 MW به عنوان "متوسط"<sup>۲</sup>، سیستم‌های بین 20 kW تا 1 MW به عنوان "کوچک"<sup>۳</sup> و سیستم‌های کمتر از 20 kW "ریز"<sup>۴</sup> می‌باشد [۱۸].

یک سیستم CCHP نمونه دیگر در شکل (۳-۱) نشان داده شده است که شامل یک موتور گازسوز، یک ژنراتور و یک چیلر جذبی می‌باشد. موتور با سوخت گاز طبیعی گردانده می‌شود و انرژی مکانیکی توسط ژنراتور به توان الکتریکی تبدیل می‌شود. در همان زمان، چیلر جذبی برای تولید توان سرمایشی در تابستان و توان گرمایشی در زمستان، از حرارت گاز خروجی و آب خنک‌سازی بدنه موتور استفاده می‌کند. اگر حرارت اتلافی از موتور برای مصرف‌کننده کافی نباشد، یک محفظه احتراق در چیلر جذبی به عنوان مکمل می‌تواند گاز طبیعی را بسوزاند. بنابراین، تقاضای انرژی سرمایشی، گرمایشی و برق در یک ساختمان می‌تواند توسط این سیستم به طور همزمان برآورده شود.



شکل (۳-۱) سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) نمونه [23]

<sup>1</sup> Large-Scale

<sup>2</sup> Medium

<sup>3</sup> Small-Scale

<sup>4</sup> Micro

در مقایسه با حالت تامین انرژی در نیروگاه‌های متمرکز بزرگ و سیستم تهویه مطبوع محلی، سیستم‌های CCHP مورد توجه بیشتری قرار می‌گیرند به دلیل اینکه در کنار تمایل به توسعه و دورنمای امیدوارکننده، دارای فوایدی هستند که سیستم‌های تامین انرژی سنتی ندارند [۱۰-۱۸-۲۲].

مزیت اول اینکه، بهره‌برداری از انرژی<sup>۱</sup> سوخت به صورت چشمگیری از گستره ۷۰٪ تا بیش از ۹۰٪ در مقایسه با ۳۰-۴۵٪ در نیروگاه های متمرکز<sup>۲</sup> نوعی، بهبود یافته است. در کل، برای بدست آوردن همان مقدار انرژی الکتریکی و حرارت انرژی اولیه کمتری نیاز است. به علاوه به منظور صرفه‌جویی در انرژی اولیه، کاهش عظیمی در هزینه‌های خالص سوخت، صرفه‌جویی در انتقال و توزیع می‌تواند حاصل شود.

یک محاسبه تئوری از بهره‌برداری انرژی اولیه بر اساس حالت تامین انرژی سنتی و سیستم CCHP نمونه نشان داده شده در شکل (۱-۳)، را می‌توان در شکل‌های (۱-۴) و (۱-۵) دید. اگر مصرف‌کننده نهایی<sup>۳</sup>، ۳۳ واحد توان الکتریکی، ۴۰ واحد توان سرمایشی و ۱۵ واحد توان گرمایشی در یک روز تابستانی نیاز داشته باشد، در روش سنتی ۱۴۸ واحد انرژی اولیه مصرف می‌شود. نیروگاه متمرکز در راندمان ۳۳٪ فعالیت می‌کند و ۱۰۰ واحد از انرژی اولیه برای تولید ۳۳ واحد توان الکتریکی، مصرف می‌شود. بویلر سنتی ۱۸ واحد سوخت برای گرم کردن ۱۵ واحد آب گرم مصرفی با راندمان ۸۵٪ می‌سوزاند. تهویه مطبوع الکتریک-فعال<sup>۴</sup> با ۱۰ واحد از توان الکتریکی می‌تواند ۴۰ واحد توان سرمایشی با ضریب عملکرد<sup>۵</sup> (COP) برابر ۴ تولید کند. هرچند با در نظر گرفتن راندمان تولید برق در نیروگاه، در کل ۳۰ واحد انرژی اولیه برای سرمایش نیاز می‌باشد.

---

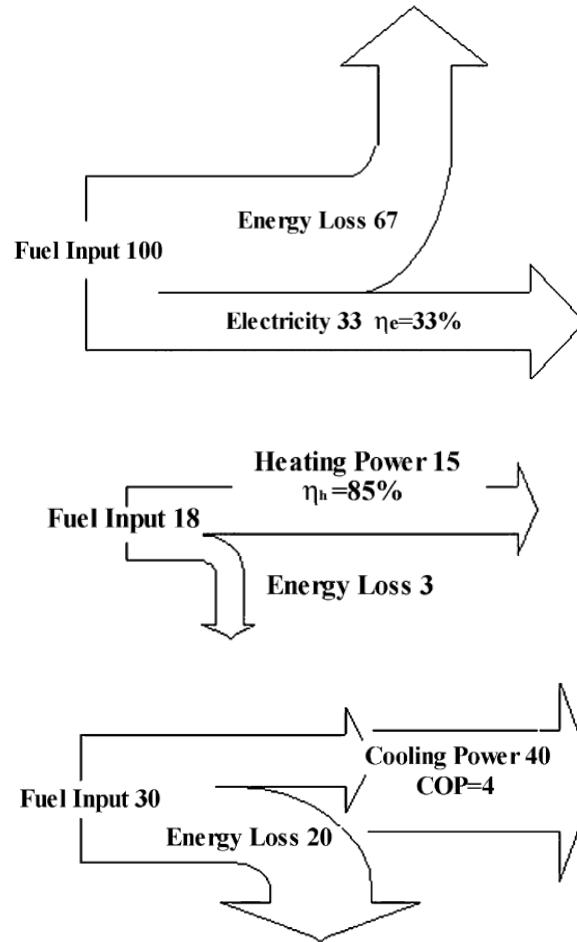
<sup>1</sup> Energy Utilization

<sup>2</sup> Centralized Power Plants

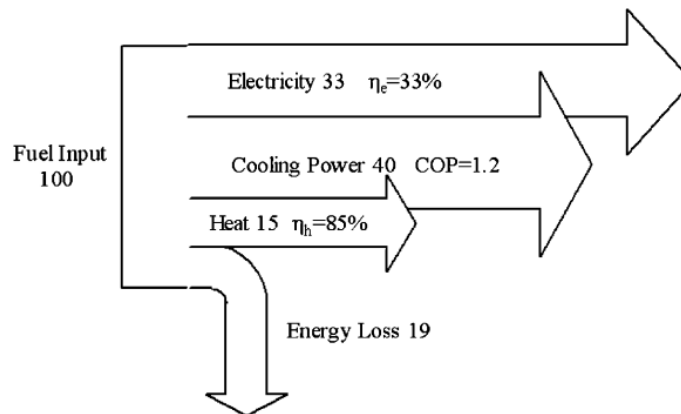
<sup>3</sup> End User

<sup>4</sup> Electrical Air-Conditioner Driven

<sup>5</sup> Coefficient Of Performance



شکل (۴-۱) جریان انرژی در حالت تامین انرژی به صورت سنتی [۲۳]



شکل (۵-۱) جریان انرژی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) نمونه [۲۳]



بر اساس یک سیستم CCHP نمونه نشان داده شده در شکل (۱-۳)، تنها ۱۰۰ واحد انرژی اولیه برای ۳۳ واحد توان الکتریکی، ۴۰ واحد توان سرمایشی و ۱۵ واحد توان گرمایشی در یک روز تابستانی لازم است. راندمان تولید برق سیستم CCHP مشابه نیروگاه متمرکز است، زیرا برق به صورت محلی بدون اتلاف در خطوط، توزیع مصرف می‌شود، اگرچه محرک‌های اولیه مقیاس کوچک نسبت به محرک‌های اولیه بزرگ در نیروگاه، راندمان کمتری دارند. کلید اصلی در بهره برداری کامل از انرژی در سیستم‌های CCHP بر بازیافت از حرارت اتلافی از محرک اولیه استوار است. ۳۴ واحد از حرارت اتلافی به شکل گاز اگزوز<sup>۱</sup> و خنک‌سازی دستگاه<sup>۲</sup> برای گرداندن چیلر جذبی با COP ۱,۲ مصرف می‌شود، بنابراین ۴۰ واحد توان سرمایشی بدست می‌آید. و ۱۸ واحد از حرارت اتلافی می‌تواند برای ۱۵ واحد گرمایش آب گرم مصرفی با راندمان ۸۵٪ مشابه راندمان یک بویلر، بازیافت شود. در مقایسه با حالت تامین انرژی سنتی، سیستم CCHP می‌تواند ۴۸ واحد انرژی اولیه در برآورده کردن همان تقاضای سرمایش، گرمایش و برق صرفه‌جویی کند.

مزیت دوم سیستم‌های CCHP پراکنده، کاهش در انتشار گازهای آلاینده است که از دو منظر دیده شده و با محرک‌های اولیه مختلف دسته‌بندی می‌شود. بعضی از محرک‌های اولیه با فناوری‌های جدید مانند پیل‌های سوختی و میکروتوربین‌ها انتشارات آلاینده کمتری نسبت به فناوری‌های سنتی در نیروگاه‌های متمرکز صادر می‌کنند (شامل  $\text{CO}_2$  و  $\text{NO}_x$ ). محرک‌های اولیه دیگری که در سیستم‌های CCHP با ظرفیت کمتر تجهیز می‌شوند نسبت به همتای بزرگتر در نیروگاه‌های متمرکز، تا حدودی  $\text{NO}_x$  و  $\text{CO}_2$  بیشتری به ازای هر kW برق تولیدی منتشر می‌کنند. با این حال ارتقا و ترفیع در راندمان انرژی در سیستم‌های CCHP باید مورد تشویق قرار گیرد، زیرا سوزاندن مقدار قابل توجهی سوخت کمتر برای برآورده کردن تقاضای مشابه منجر به کاهش چشم-گیر در انتشار می‌شود که مطمئناً انتشار اضافی‌ای که به دلیل کاهش ناچیز در راندمان تبدیل در محرک‌های اولیه مقیاس-کوچک است را خنثی می‌کند.

---

<sup>1</sup> Exhaust Gas

<sup>2</sup> Machine Coolant

آخرین مزیت ولی با اهمیت یکسان نسبت به فواید قبلی، این است که سیستم‌های CCHP قابلیت اطمینان<sup>۱</sup> شبکه تامین انرژی را افزایش می‌دهند. بطور آشکارا، سیستم‌های تولید/توزیع می‌توانند عملکرد بدی داشته باشند زیرا شرایط جوی و تروریسم (حملات نظامی) تهدیدات مهلکی برای نیروگاه‌های متمرکز هستند. سیستم CCHP به دلیل کوچکتر بودن و انعطاف‌پذیرتر و پراکنده‌بودن، می‌تواند بواسطه واکنش‌های کنترل‌شده و بازیافت سریع، از این تهدیدها جلوگیری کند. یک مطالعه درباره حمله ۱۱ سپتامبر اظهار می‌کند که یک سیستم که بیشتر بر پایه نیروگاه تولیدپراکنده باشد می‌تواند تا ۵ برابر کمتر نسبت به حملات سیستماتیک در مقایسه با نیروگاه متمرکز، حساس باشد [۱۹ و ۲۳].

یک سیستم CCHP نمونه از پنج عنصر اصلی تشکیل شده است: محرک اولیه، ژنراتور الکتریکی، سیستم بازیافت حرارت، تجهیزات حرارت-فعال و سیستم کنترل و مدیریت. بر طبق این فناوری‌ها، گزینه‌های محرک اولیه می‌تواند توربین‌های بخار، موتورهای احتراق داخلی رفت و برگشتی، توربین‌های احتراق، میکرو توربین‌ها، موتورهای استریلینگ و پیل‌های سوختی باشند که سه محرک اولیه آخر نسبتاً فناوری‌های توسعه یافته در دهه اخیر می‌باشند. هرکدام از این گزینه‌ها می‌توانند مقتضی با تقاضاهای مختلف و محدودیت‌های محل-به-محل، پروفیل‌های برق و حرارت محلی و انتشارات اقلیمی و مقررات آلودگی صوتی و قیدهای نصب و راه اندازی، انتخاب شوند. تجهیزات حرارت-فعال یکی دیگر از اجزای سیستم‌های CCHP هستند که به منظور سرمایه‌گذاری یا رطوبت زدایی<sup>۲</sup> می‌باشند. فناوری‌های حرارت-فعال تجاری سازی شده، شامل چیلرهای جذبی و رطوبت‌گیرها<sup>۳</sup>، به علاوه چیلرهای جذبی جدید (adsorption chillers) - در حال حاضر تقریباً کاملاً برای استفاده‌های تجاری می‌باشند که می‌تواند انتخاب دیگری برای سیستم‌های CCHP کوچک باشد. برخی از سیستم‌های موجود

---

<sup>1</sup> Reliability

<sup>2</sup> Dehumidification

<sup>3</sup> Desiccant Dehumidifiers

همچنین چیلرهای الکتریکی<sup>۱</sup> یا چیلرهای رانده شده با موتور<sup>۲</sup>، به صورت یکپارچه با محرک اولیه را برای برآوردن تقاضای سرمایش بکار می‌روند که با فناوری‌های حرارت-فعال ترکیب می‌شوند.

محرک‌های اولیه مختلف با اتصال به گزینه‌های متفاوت سرمایشی یا رطوبت‌زدا، می‌توانند از لحاظ نظری سیستم‌های CCHP مختلفی را نتیجه دهند، اما تنها چند حالت از این ترکیب‌ها به طور گسترده در بازارهای تجاری اتخاذ می‌شوند و امکان‌های محتمل دیگر، در حال بررسی برای غلبه بر مشکلات فنی و اقتصادی می‌باشند [۲۳].

اگرچه دولت‌ها در سرتاسر دنیا، متخصصین، تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان تصدیق می‌کنند که سیستم‌های CCHP، تمایل اخیر در توسعه در تامین انرژی هستند، ولی سهم تولید توان‌پراکنده (شامل CCHP) در بازار جهانی در سال‌های بین ۲۰۰۱ تا ۲۰۰۳ در حدود ۷٪ ثابت باقی مانده است [۱۹]. بازار CCHP پراکنده در آمریکا تا سال ۲۰۰۲ رشد قابل توجهی داشت اما پس از آن در مواجهه با قیمت بالای گاز طبیعی و مشکلات، به سرعت کاهش یافت. بازار CCHP پراکنده در اروپا در ۴ سال اخیر ثابت بوده است. اگرچه بازار در برخی از کشورهای در حال توسعه شامل چین، برزیل و هند در حال پدیدار شدن قرار دارد ولی احتمال می‌رود که پیشرفت و توسعه در این بازارهای تازه شروع به رشد، نیاز به زمان و تلاش بیشتری نسبت به بازارهای کشورهای توسعه یافته خواهد داشت. موانع از هر سمتی بوجود می‌آیند: عملکرد فناوری، هزینه‌ها، سیاست‌ها، تقاضاهای بازار و آیین‌نامه‌ها. سال ۲۰۰۴ می‌تواند به عنوان نقطه تحول رشد پایین در بازارهای جهانی CCHP دیده شود [۲۳].

## ۱-۲- وضعیت و توسعه فناوری‌های CCHP

---

<sup>1</sup> Electric Chillers

<sup>2</sup> Engine-Driven Chillers

فناوری‌های CCHP شامل اجزایی است که در ارتباط با تبدیل انرژی، بازیافت و مدیریت می‌باشند. در میان این فناوری‌ها، محرک‌های اولیه به طور واضح یک نقش کلیدی را ایفا می‌کنند و تا حدی امکان‌پذیری و در دسترس بودن سایر فناوری‌ها را تعیین می‌کنند. با توجه به اهمیت گزینه‌های حرارت-فعال، این جایگزین‌ها به طرز چشم‌گیری بهره‌برداری انرژی از سیستم‌های تبدیل انرژی را نسبت به سیستم‌های توان الکتریکی متداول تغییر می‌دهند [۲۳].

### ۱-۳-۱- محرک‌های اولیه

روش‌های مختلفی برای طبقه‌بندی فناوری‌های محرک‌های اولیه وجود دارد، بر اساس سوخت مصرف شده، رشد فنی، سهم بازار یا دامنه ظرفیت. اگرچه تعداد کمی از فناوری‌های نوظهور، نویدبخش به نظر می‌رسند ولی موتورهای احتراق داخلی رفت و برگشتی، توربین‌های بخار<sup>۱</sup> و توربین‌های احتراق<sup>۲</sup> که محرک‌های اولیه متداول در نظر گرفته می‌شوند، هنوز اکثر ظرفیت عمده در حال نصب را تشکیل می‌دهند. به علاوه پیل‌های سوختی، موتورهای استریلینگ و میکروتوربین‌ها، اکثراً با سوخت گاز، یک آینده امیدبخش را برای محرک‌های اولیه معرفی و ارائه می‌کنند [۱۸ و ۲۴-۲۶]. معرفی مختصر از پارامترهای اصلی و عملکرد این محرک‌های اولیه در جدول (۱-۱) [۲۳] ارجاع داده می‌شود.

---

<sup>1</sup> Steam Turbines

<sup>2</sup> Combustion Turbines

جدول (۱-۱) مشخصات و پارامترهای محرک‌های اولیه در سیستم‌های تولید همزمان گرمایش و برق (CCHP) [۲۳]

	Steam turbines	Diesel engines	Spark ignition engines	Combustion turbines	Micro-turbines	Stirling engines	Fuel cells
Capacity range	50 kW–500 MW	5 kW–20 MW	3 kW–6 MW	250 kW–50 MW	15–300 kW	1 kW–1.5M W	5 kW–2 MW
Fuel used	Any	Gas, propane, distillate oils, biogas	Gas, biogas, liquid fuels, propane	Gas, propane, distillate oils, biogas	Gas, propane, distillate oils, biogas	Any (gas, alcohol, butane, biogas)	Hydrogen and fuels containing hydrocarbons
Efficiency electrical (%)	7–20	35–45	25–43	25–42	15–30	~ 40	37–60
Efficiency overall (%)	60–80	65–90	70–92	65–87	60–85	65–85	85–90
Power to Heat ratio	0.1–0.5	0.8–2.4	0.5–0.7	0.2–0.8	1.2–1.7	1.2–1.7	0.8–1.1
Output heat Temperature (°C)	Up to 540	<sup>a</sup>	<sup>a</sup>	Up to 540	200–350 <sup>b</sup>	60–200	260–370
Noise	Loud	Loud	Loud	Loud	Fair	Fair	Quiet
CO <sub>2</sub> emissions (kg/MWh)	<sup>c</sup>	650	500–620	580–680	720	672 <sup>d</sup>	430–490
NO <sub>x</sub> emissions (kg/MWh)	<sup>c</sup>	10	0.2–1.0	0.3–0.5	0.1	0.23 <sup>d</sup>	0.005–0.01
Availability (%)	90–95	95	95	96–98	98	N/A	90–95
Part load performance	Poor	Good	Good	Fair	Fair	Good	Good
Life cycle (year)	25–35	20	20	20	10	10	10–20
Average cost investment (\$/kW)	1000–2000	340–1000	800–1600	450–950	900–1500	1300–2000	2500–3500
Operating and Maintenance cost (\$/kWh)	0.004	0.0075–0.015	0.0075–0.015	0.0045–0.0105	0.01–0.02	N/A	0.007–0.05

<sup>a</sup> Up to a third of the fuel energy is available in the exhaust at temperatures from 370 to 540 °C; other rejected heat is low temperature, often too low for most processes. (Jacket cooling water at 80–95 °C, lube oil cooling at 70 °C and intercooler heat rejection at 60 °C, all difficult to use in CHP.)

<sup>b</sup> 650 °C without recuperator.

<sup>c</sup> Emissions associated with a steam turbine are dependent on the source of the steam. Steam turbines can be used with a boiler firing any one or a combination of a large variety of fuel sources, or they can be used with a gas turbine in a combined cycle configuration. Boiler emissions vary depending on fuel type and environmental conditions.

<sup>d</sup> Stirling engine emission characteristics / STM 4–260. Gas-fired distributed energy resource technology characterizations.

۱-۴- موتورهای احتراق داخلی رفت و برگشتی- سیستم CCHP با موتور احتراق داخلی [۱۰] و

۱۵ و ۱۶ و ۲۷-۳۰]

دو نوع از موتورهای احتراق داخلی در حال حاضر مورد استفاده قرار می‌گیرند: موتورهای احتراق جرقه‌ای<sup>۱</sup> که عموماً با گاز طبیعی فعالیت می‌کنند و موتورهای احتراق تراکمی<sup>۲</sup> که می‌توانند از سوخت دیزل استفاده کنند. موتورهای رفت و برگشتی یک فناوری اثبات‌شده در یک گستره از ظرفیت‌ها و همچنین پایین‌ترین هزینه سرمایه‌گذاری اولیه به علاوه قابلیت راه‌اندازی و شروع به کار سریع و قابلیت اطمینان عملکرد خوب، راندمان بالا در عملکرد جزء-بار<sup>۳</sup> که به مصرف‌کننده یک منبع توان انعطاف‌پذیر را ارائه می‌دهد، پذیرا بودن دامنه مختلفی از مصارف انرژی، در تمامی سیستم‌های CCHP می‌باشد. موتورهای رفت و برگشتی رایج‌ترین تجهیزات تولید توان زیر 1 MW هستند. اگرچه موتورهای رفت و برگشتی یک فناوری رشدیافته هستند، ولی اشکالات آشکاری نیز دارند. ارتعاشات نسبتاً زیاد آنها نیازمند ضربه‌گیر (تکان‌گیر)<sup>۴</sup> و محافظ برای کاهش سر و صدا<sup>۵</sup> می‌باشد، تعداد زیادی اجزای متحرک، و تعمیر و نگهداری<sup>۶</sup> زود به زود، افزایش هزینه‌های تعمیر و نگهداری، به علاوه اینکه بهره‌برداری کامل از منابع حرارتی مختلف با سطوح دمای متفاوت در کاربردهای CCHP دشوار است و انتشار زیاد گازهای آلاینده یکی از جنبه‌های اساسی این فناوری می‌باشد که نیازمند بهبود می‌باشد. تولیدکنندگان بزرگی در سراسر دنیا به طور پیوسته در حال توسعه موتورهای جدید با انتشار پایین‌تر هستند، مانند گزینه‌های کنترل‌الاینده مثل تحریک‌کننده‌های کاهشی انتخابی<sup>۷</sup> (SCR) که برای کاهش انتشار مورد استفاده قرار گرفته است.

---

<sup>1</sup> Spark Ignition Engines

<sup>2</sup> Compression Ignition Engines

<sup>3</sup> Partial Load

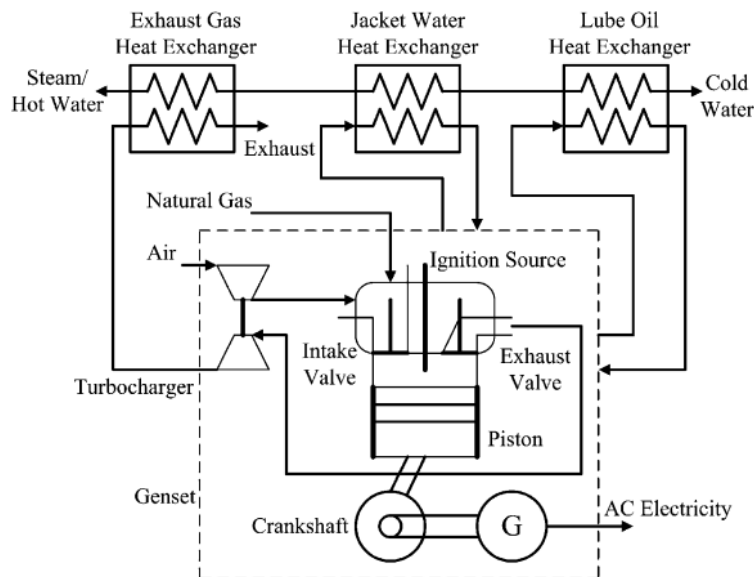
<sup>4</sup> Shock Absorption

<sup>5</sup> shielding measures for reducing acoustic noise

<sup>6</sup> Maintenance

<sup>7</sup> Selective Catalytic Reduction

سیستم‌های CCHP شامل هم واحدهای موجود و هم مدل‌های آزمایشی در آزمایشگاه‌ها، از محل به محل، با محرک‌های اولیه متفاوت، گزینه‌های سرمایه‌ی، فرم‌های اتصال، گستره ظرفیت مجاز، نرخ برق به حرارت، محدودیت‌های تقاضای مصرف‌کننده و ویژگی‌های مشابه، متغیر هستند. با توجه به دسته‌بندی سیستم‌های CCHP، واحدهای CCHP پراکنده ظرفیت-کوچک، گرایش کاربردهای آینده می‌باشند. موتورهای احتراق داخلی و چیلرهای الکتریکی و چیلرهای جذبی به دلیل رشدیافتگی و پایداری، فناوری‌های عمده و غالب در بازار CCHP پراکنده معاصر می‌باشند. موتورهای رفت و برگشتی به همراه چیلر جذبی برای استعمال‌های کاربردی کوچک بسیار موردپسند هستند. سیال خنک‌سازی بدنه موتور<sup>۱</sup> و سیستم روغن‌کاری<sup>۲</sup> و اگزوز موتور<sup>۳</sup> سه گزینه بازیافت حرارتی هستند که می‌توانند آب‌گرم را با استفاده از مبدل‌های حرارتی برای تقاضای گرمایش و سایر مصارف سرمایه‌ی تولیدکنند. این ترکیب در شکل (۶-۱) نشان داده می‌شود که درصد بالایی از سیستم‌های CCHP را با موتور احتراق داخلی به عنوان محرک اولیه، بیان می‌کند.



شکل (۶-۱) طرح کلی بازیافت حرارت در موتورهای رفت و برگشتی [۲۳]

<sup>1</sup> Jacket Cooling Fluids  
<sup>2</sup> Lubricating Oil System  
<sup>3</sup> Engine Exhaust

## ۱-۵- فناوری‌های حرارت-فعال

یک اختلاف مهم بین سیستم‌های CCHP و تولیدهمزمان متداول این است که سیستم‌های CCHP نه تنها برق و گرمایش، بلکه ظرفیت سرمایشی برای فرآیند تهویه مطبوع را فراهم می‌سازند. این گزینه سرمایشی می‌تواند باعث به کارگیری فناوری‌های حرارت-فعال، به خوبی فناوری‌های سنتی گردد. اما تحقیقات اخیر نشان می‌دهد که فناوری‌های حرارت-فعال مطلوب هستند، به طوری که راندمان کلی سیستم‌های CCHP با کاربرد آن‌ها ارتقا می‌یابد. علاوه بر راندمان بالای مصرف سوخت اولیه، فواید دیگری مانند کاهش الودگی و کاهش هزینه خالص نیز حاصل می‌شود. فناوری‌های حرارت-فعال عمده شامل چیلرهای جذبی (adsorption و absorption) می‌باشد. این سیستم‌های سرمایشی می‌تواند با بخار، آب گرم یا گاز آگروز گرم از محرک اولیه، فعالیت کنند. چیلرهای جذبی یکی از فناوری‌های حرارت-فعال تجاری شده می‌باشند که به طور وسیعی در سیستم‌های CCHP مورد استفاده قرار گرفته اند، و با اندکی تفاوت کلیدی مشابه چیلرهای تراکمی بخار<sup>۱</sup> می‌باشند. اختلاف اصلی این است که یک چیلر تراکمی از یک دستگاه چرخان (الکتروموتور، موتور، توربین احتراق یا توربین بخار) برای افزایش فشار بخار مبرد استفاده می‌کند در حالی که یک چیلر جذبی از حرارت برای فشرده کردن بخار مبرد تا یک فشار بالا استفاده می‌کند. بنابراین این "کمپرسور حرارتی"<sup>۲</sup> هیچ بخش متحرکی ندارد.

در یک سیکل جذب بعد از اینکه اواپراتور توان سرمایشی ایجاد کرد، بخار تولید شده در اواپراتور توسط جاذب مایع<sup>۳</sup> در جذب کن<sup>۴</sup> جذب می‌شود. جاذب تضعیف شده<sup>۵</sup> به همراه مبرد جذب شده، به ژنراتور پمپ می‌شود و مبرد با حرارت اتلافی بخار، آب گرم یا گاز آگروز، دوباره به صورت بخار آزاد می‌شود و این بخار در کندانسور

<sup>1</sup> Vapor Compression Chillers

<sup>2</sup> Thermal Compressor

<sup>3</sup> Liquid Absorbent

<sup>4</sup> Absorber

<sup>5</sup> Spent or Weak Absorbent



چگال می‌شود. جاذب تقویت‌شده<sup>۱</sup> سپس به جذب‌کن برمی‌گردد تا از نو بخار میرد را جذب‌کند [۲۲ و ۲۳ و ۳۰-۳۴].

---

<sup>1</sup> Strong Absorbent

## فصل ۲: مروری بر کارهای انجام شده

مقالات و تحقیقات بسیاری بر روی سیستم‌های تولید همزمان گرمایش و برق (CHP) و سیستم‌های تولید همزمان گرمایش و برق (CCHP) با کاربردهای خانگی، اداری، صنعتی و ... انجام گرفته‌اند و این سیستم‌ها را از لحاظ صرفه‌جویی در انرژی اولیه و هزینه و راندمان بالای آن‌ها و ساختارهای مختلف در طراحی و جنبه‌های دیگر فنی اقتصادی نسبت به سیستم‌های تولید مجزا مورد مطالعه قرار داده‌اند.

X.Q. Kong و همکاران [۳۵] به بررسی مدیریت بهینه انرژی در سیستم CCHP که شامل یک توربین گاز، یک چیلر جذبی و یک بویلر بازیافت حرارت می‌پردازد و با ارائه یک مدل برنامه‌نویسی خطی، استراتژی‌های بهینه‌سازی برای کمینه‌کردن هزینه کلی انرژی در سیستم CCHP را تعیین می‌کند. از یک دیدگاه نشان داده می‌شود که عملکرد بهینه سیستم وابسته به شرایط تقاضاهای بارهای سرمایش، گرمایش و برق می‌باشد و از نقطه نظر و نگاه هزینه انرژی نشان داده شد که در بعضی از زمان‌ها بهینه نیست که توربین فعالیت کند و این زمانی است که نسبت هزینه برق به گاز<sup>۱</sup> بسیار پایین است.

Hui Li و همکاران [۳۶] از موتورهای گازی و توربین‌های گازی به عنوان سیستم CCHP و از یک سیستم تولید مجزای<sup>۲</sup> مشخص با سوخت گاز به عنوان وضعیت مرجع<sup>۳</sup> برای مقایسه و بررسی میزان صرفه‌جویی در سوخت<sup>۴</sup> سیستم CCHP استفاده نمود. در سیستم CCHP محرک اولیه (موتور گاز یا توربین گاز) وظیفه تولید برق و از یک چیلر جذبی برای سرمایش و از مبدل حرارتی برای بازیافت حرارت اتلافی از محرک اولیه به منظور گرمایش استفاده می‌شود. در سیستم تولید مجزا نیروگاه سیکل ترکیبی با سوخت گاز، تقاضای برق مصرفی و نیاز مصرفی چیلر تراکمی برای تولید سرمایش را تامین می‌کند و از بویلر گازی برای تامین بار گرمایش استفاده می‌شود. آن‌ها در یک روش استاتیک با مقایسه سیستم CCHP و سیستم تولید مجزا، برای یک میزان تقاضای مصرف کننده مشخص، ظرفیت الکتریکی و حرارتی محرک اولیه (موتور گاز یا توربین گاز) را برای اینکه سیستم

<sup>1</sup> Electric-to-Gas Cost Ratio

<sup>2</sup> Conventional Separate Production System (SP System)

<sup>3</sup> Reference Situation

<sup>4</sup> Fuel Energy Saving Ratio (FESR)

CCHP حالت صرفه جویی در سوخت داشته باشد را مشخص کردند. آنها با بررسی عملکرد سیستم در مدهای گرمایش و سرمایش<sup>۱</sup> به این نتیجه رسیدند که خاصیت صرفه جویی در انرژی در سیستم های CCHP، یک ویژگی و خاصیت مشروط در این سیستم ها می باشد و سیستم های CCHP با ظرفیت الکتریکی بیشتر، پتانسیل صرفه جویی در انرژی بالاتری دارند.

Hycienth I. Onovwiona و همکاران [۸] با ارائه زیرمدل<sup>۲</sup> های ژنراتور و موتور احتراق داخلی (ICE)، سیستم ذخیره سازی الکتروشیمیایی (باتری) و سیستم ذخیره سازی آب گرم (مخزن آب گرم) به مدل سازی فنی-اقتصادی این سیستم تولید همزمان برای کاربرد مسکونی پرداخت. در این مقاله دو سناریوی عملکرد برای سیستم تولید همزمان در نظر گرفته شد، "سناریوی کنترل کننده اولویت الکتریکی"<sup>۳</sup> که مستلزم فعالیت ICE به منظور دنبال کردن تقاضای الکتریکی ساختمان است و "سناریوی کنترل کننده خروجی ثابت"<sup>۴</sup> که مستلزم فعالیت ICE در حداکثر راندمان الکتریکی است. در سناریوی "کنترل کننده اولویت الکتریکی" حرارت استخراج شده از ICE برای تقاضای گرمایش استفاده می شود و هرگونه کسری در برآورده کردن تقاضای الکتریکی و گرمایشی به ترتیب توسط شبکه برق و گرم کن پشتیبان جبران می شود. در سناریوی "کنترل کننده خروجی ثابت" برق خروجی از موتور در باتری ذخیره می گردد تا زمانی که باتری به حد ظرفیت بالایی خود برسد، در این نقطه موتور خاموش شده و تقاضای برق توسط باتری برآورده می شود تا زمانی که باتری تا حد پایین ظرفیت خود تخلیه شود، که در این صورت موتور روشن شده و باتری دوباره شارژ می شود و هرگونه کسری در برآورده کردن تقاضای برق در این سناریو توسط شبکه برق جبران می شود. نتایج آن ها اهمیت انتخاب مناسب سایز و اندازه ICE، انتخاب مناسب ظرفیت سیستم های ذخیره سازی برق و حرارت، و انتخاب صحیح سناریوی فعالیت در عملکرد پویای کل سیستم را نشان داد.

---

<sup>1</sup> Heating and Cooling Modes

<sup>2</sup> Sub-Model

<sup>3</sup> Electrical Priority Controller

<sup>4</sup> Constant Output Controller

Heejin Cho و همکاران [۵] با توسعه یک مدل شبکه‌ای جریان<sup>۱</sup> برای یک سیستم CHP نمونه، یک الگوریتم توزیع انرژی<sup>۲</sup> با هدف کمینه کردن هزینه انرژی بر مبنای قیده‌های راندمان انرژی<sup>۳</sup> در هر جزء<sup>۴</sup> سیستم را ارائه می‌دهد. این الگوریتم برای شبیه سازی عملکرد یک سیستم تولید همزمان گرمایش و برق مقیاس کوچک موجود (آزمایشگاه دانشگاه ایالت می‌سی‌سی‌پی<sup>۵</sup>) بر روی یک نمونه مطالعاتی استفاده شد. نتایج بهینه سازی این الگوریتم برای مدت زمان شبیه سازی ۲۴ ساعت با سه وضعیت عملکرد خط‌مبنای<sup>۶</sup> مورد مقایسه قرار گرفت. در این سیستم امکان خرید/فروش برق به شبکه وجود دارد و در صورت کمبود حرارت بازیافتی، بویلر تکمیلی وارد سیستم می‌شود ولی امکان ذخیره سازی در هیچ‌کدام از گام‌های زمانی شبیه سازی وجود ندارد. مقایسه نتایج بهینه سازی و خط‌مبناها که بیانگر شرایط مختلف ممکن فعالیت سیستم می‌باشند، پتانسیل بهره اقتصادی بهینه سازی عملکرد سیستم CHP را نشان می‌دهد.

P.J. Mago و همکاران [۳۷] به بهینه‌سازی سیستم‌های CCHP بر اساس معیارهای مختلف بهینه‌سازی مانند: صرفه‌جویی در انرژی، کاهش هزینه عملکرد و کمینه‌کردن اثرات زیست‌محیطی به طور همزمان پرداختند و با در نظر گرفتن استراتژی‌های پیروی از تقاضای الکتریکی<sup>۷</sup> (FEL) و پیروی از تقاضای گرمایشی<sup>۸</sup> (FTL) و همچنین یک استراتژی عملکردی بهینه پیروی دوگانه از تقاضاهای الکتریکی-گرمایشی<sup>۹</sup> (HETS) در سیستم‌های CCHP، ارزیابی و بهینه‌سازی را بر اساس مصرف انرژی اولیه (PEC)، هزینه عملکرد و انتشار دی‌اکسید-کربن (CDE) انجام دادند. نتایج نشان داد که سیستم‌های CCHP که با استفاده از هر کدام از معیارهای بهینه‌سازی فعالیت می‌کنند، عملکرد بهتری نسبت به سیستم‌های CCHP که با هیچ‌کدام از این معیارهای بهینه‌سازی فعالیت نمی‌کنند، دارند و در شهر ارزیابی شده، با در نظر گرفتن CCHP-FTL، مصرف انرژی اولیه بهینه و

---

<sup>1</sup> Network Flow Model

<sup>2</sup> Energy Dispatch Algorithm

<sup>3</sup> Energy Efficiency Constrains

<sup>4</sup> Component

<sup>5</sup> Mississippi State University (MSU)

<sup>6</sup> Baseline Operating Condition

<sup>7</sup> Following the Electric Load

<sup>8</sup> Following the Thermal Load

<sup>9</sup> Following a Hybrid Electric-Thermal Load

کاهش هزینه به ترتیب برابر ۷,۵٪، ۴,۴٪ می‌باشد درحالی‌که کاهش CDE بهینه با در نظر گرفتن CCHP-FTL برابر ۱۴,۸٪ است. همچنین بدست نشان داده شد که HETS از آنجایی‌که باعث کاهش خوبی در PEC، هزینه و CDE می‌شود، یک جایگزین خوب برای عملکرد سیستم‌های CCHP می‌باشد.

Heejin Cho و همکاران [۳۸] یک بهینه‌سازی برای عملکرد سیستم‌های CCHP برای شرایط اقلیمی مختلف بر اساس کمینه‌کردن سه تابع هدف هزینه عملکرد، مصرف انرژی اولیه (PEC) و انتشارات دی‌اکسیدکربن (CDE) با استفاده از یک الگوریتم توزیع بهینه انرژی<sup>۱</sup> ارائه می‌دهد. نتایج برای چند شهر انتخاب شده در آمریکا نشان می‌دهد که در کل یک روند مشترک بین این سه حالت بهینه‌سازی وجود ندارد به طوری که بهینه‌کردن یک پارامتر ممکن است باعث کاهش یا افزایش دو پارامتر دیگر گردد و تنها در یک شهر کاهش PEC باعث کاهش CDE شد و در سایر شهرها یا هزینه عملکرد افزایش یافت و یا CDE. در کل این نتیجه بدست آمد که اگر سیستم CCHP هزینه عملکرد را افزایش دهد درحالی‌که PEC و CDE تضمین گردند (افزایش نیابند)، به-کارگیری سیستم CCHP باید لحاظ گردد.

L. Fu و همکاران [۳۹] در یک مرکز آزمایشگاهی تحقیقاتی انرژی ساختمان<sup>۲</sup> در چین بر روی عملکرد و راندمان فناوری‌های جدید تولید پراکنده و تجهیزات حرارت-فعال به فعالیت پرداخته و ترکیبات مختلفی از موتور احتراق داخلی با سوخت گاز طبیعی و واحدهای بازیافت حرارت متفاوت مانند واحد بازیافت حرارت لوله گاز به آب<sup>۳</sup> (FWRU)، واحد بازیافت حرارت آب خنک‌سازی بدنه<sup>۴</sup> (JRU)، سیستم‌های رطوبت‌زدایی<sup>۵</sup> (LDS)، پمپ حرارتی چیلر جذبی دواثره با گاز اگزوز<sup>۶</sup> (EDAHP) و واحد بازیافت حرارت چگالش<sup>۷</sup> (CRU) را مورد بررسی قرار می‌دهد. نتایج آزمایشات نشان داد که پارامترهای عملکردی و راندمان کل سیستم، وابسته به ترکیبات

<sup>1</sup> Optimal Energy Dispatch Algorithm

<sup>2</sup> Building Energy Research Center (BERC)

<sup>3</sup> Flue Gas-to-Water Heat Recovery Unit (FWRU)

<sup>4</sup> Jacket Water Heat Recovery Unit (JRU)

<sup>5</sup> Liquid Desiccant Dehumidification Systems (LDS)

<sup>6</sup> Exhaust-Gas-Driven Double-Effect Absorption Heat Pump (EDAHP)

<sup>7</sup> Condensation Heat Recovery Unit (CRU)

مختلفی از این اجزا در فصل‌های مختلف سال می‌باشد و تحت یک ترکیب مشخص راندمان کل سیستم می‌تواند تا حد ۹۰٪ افزایش یابد. (ترکیب (ICE+ JRU+ EDAHP(+CRU)).

X.Q. Kong و همکاران [۴۰] یک سیستم میکرو CCHP شامل یک موتورگازی، یک چیلر جذبی، یک بویلرگازی، یک مبدل حرارتی و یک چیلر الکتریکی را مورد بررسی قرار داده با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی، یک مدل برنامه‌نویسی غیرخطی بهینه‌سازی هزینه<sup>۱</sup> برای تعیین بهینه‌ترین استراتژی عملکردی برای سیستم را ارائه داد و نشان داده شد که مدیریت انرژی و عملکرد بهینه سیستم میکرو CCHP وابسته به شرایط تقاضای بار و هزینه انرژی است. نتایج مشخص کرد که از دیدگاه هزینه انرژی، عملکرد موتورگازی هنگامی که نسبت هزینه برق به گاز<sup>۲</sup> بسیار پایین است، بهینه نیست و در EGCR های بالا، استراتژی عملکرد بهینه سیستم میکرو CCHP وابسته به هزینه انرژی است.

Yingjun Ruan و همکاران [۴۱] به تحلیل ویژگی‌های مصرف انرژی در چهار ساختمان تجاری نمونه (هتل، بیمارستان، فروشگاه و اداره) از لحاظ راندمان بهره‌برداری از انرژی، صرفه‌جویی در انرژی و اثرات زیست‌محیطی بر اساس رابطه‌ای بین اثر صرفه‌جویی در انرژی و نسبت حرارت به توان<sup>۳</sup> پرداخته و عملکرد سیستم را طبق ۱۲ گزینه مختلف شامل ترکیب ۴ فناوری تولیدپراکنده<sup>۴</sup> (توربین‌گاز، موتورگازی، موتور دیزل و پیل سوختی) و سه سناریوی مدیریت (دنبال‌کردن برق، دنبال‌کردن حرارت و حداکثر توان خروجی) مورد بررسی قرار داد. نتایج نشان داد که هتل‌ها بدلیل تقاضای بار گرمایشی پایدار و نسبت حرارت به توان مطلوب که سازگار با فناوری‌های در دسترس می‌باشد، برای سیستم‌های BCHP جالب‌تر هستند. به‌علاوه اینکه بعضی از فناوری‌های تولید پراکنده به‌دلیل اینکه ویژگی‌های فنی‌شان با مشخصات مصرف انرژی ساختمان مطابقت بیشتری دارد، برای یک نوع خاص از ساختمان‌ها نسبت به سایر ساختمان‌ها مناسب‌تر هستند.

<sup>1</sup> Non-Linear-Programming Cost-Minimization Optimization Model

<sup>2</sup> Electric-to-Gas Cost Ratio (EGCR)

<sup>3</sup> Heat-to-Power Ratio

<sup>4</sup> Distributed Generation (DG) Technology

Hongbo Ren و همکاران [۹] با در نظر گرفتن دو سیستم micro CHP نمونه با محرک اولیه موتور گاز و پیل سوختی و ارائه یک ابرساختار برای این سیستم در ساختمان‌های خانگی و برنامه‌ریزی دو مد عملکرد متفاوت، حداقل نمودن هزینه/حداقل نمودن انتشار گازهای آلاینده، به ارزیابی نسبت صرفه جویی در هزینه<sup>۱</sup> و نسبت کاهش انتشار<sup>۲</sup> سیستم‌های CCHP در مدت زمان یک سال پرداخت. در این سیستم micro CHP از گاز شهری برای تولید برق توسط محرک اولیه برای ارضای تقاضای برق و همچنین تقاضای برق مصرفی در تهویه مطبوع برای تولید سرمایش استفاده شد و در صورت کسری برق، این کمبود از طریق شبکه برق وارد می شود ولی امکان بازپس فروشی برق مازاد از سیستم به شبکه در کشور ژاپن وجود ندارد. حرارت بازیافت شده از محرک اولیه برای تقاضای گرمایش و آب گرم مصرفی به کار می رود و در حالتی که حرارت بازیافت شده کافی نباشد، از گرم کن تکمیلی استفاده می شود. نتایج آنها نشان داد که پیل سوختی برای ساختمان های خانگی هم از دیدگاه اقتصادی و هم زیست محیطی (هر دو مد عملکردی) گزینه بهتری می باشد.

Aaron Smith و همکاران [۴۲] تصمیم‌گیری درباره نتایج شبیه‌سازی کامپیوتری عملکرد سیستم‌های CCHP را برای بدست آوردن بینش به سطح اطمینان در پیش‌بینی‌ها، نیازمند به محاسبه عدم قطعیت می‌داند. از این رو یک مدل تحلیلی برای سیستم CCHP تحت استراتژی‌های عملکردی مختلف (FEL و FTL) با در نظر گرفتن عدم قطعیت<sup>۳</sup> در داده‌های مدل و داده‌های ورودی ارائه می‌دهد، هرچند که عدم قطعیت‌های تاکید شده در پارامترهای متغیر ورودی مانند بار گرمایشی، بهای گاز طبیعی و برق به آسانی در دسترس نیستند. به علاوه اینکه عدم قطعیت عملکرد موتور به دلیل غیرخطی بودن منحنی‌های راندمان موتور، به سختی مشخص می‌شود. آن‌ها با ارائه یک رویکرد جدید و عملی در تخمین عدم قطعیت در پارامترهای ذکر شده و استفاده از یک ساختمان اداری کوچک در GA، Atlanta، اهمیت استفاده از عدم قطعیت و تحلیل حساسیت<sup>۴</sup> در برنامه‌ریزی خطی<sup>۵</sup> را در

<sup>1</sup> Cost Saving Ratio (CSR)

<sup>2</sup> Emissions Reduction Ratio (ERR)

<sup>3</sup> Uncertainty

<sup>4</sup> Sensitivity Analysis

<sup>5</sup> Linear Programming (LP)



پیش‌بینی عملکرد سیستم CCHP نشان دادند و چگونگی تاثیر عدم قطعیت بر روی مصرف انرژی اولیه، هزینه عملکرد و انتشار دی‌اکسید کربن را مشخص نمودند. نتایج نشان داد که عدم قطعیت در PEC و CDE برای هر دو استراتژی حداقل بود ولی هزینه عملکرد به دلیل بالا بودن عدم قطعیت در بهای گاز طبیعی و برق، بسیار زیاد بود.

Nelson Fumo و همکاران [۴۳] در طراحی و بررسی عملکرد سیستم‌های CCHP، نوع و کیفیت انرژی مصرفی را در نظر می‌گیرد و این نوع و مقدار انرژی مصرفی "درمحل" را در ساختمان‌هایی که سیستم‌های سرمایش و گرمایش مجزا دارند را نسبت به سیستم‌های CCHP متفاوت می‌داند. بنابراین مصرف انرژی باید با استفاده از یک مرجع یکسان مقایسه شود که معمولاً همان انرژی اولیه اندازه‌گیری شده در منبع می‌باشد، که با استفاده از ضرایب تبدیل انرژی از منبع به درمحل، می‌توان انرژی منبع معادل را از مصرف انرژی درمحل تخمین زد. و با تعریف چهار شرایط عملکرد مختلف برای یک سیستم CCHP به منظور تضمین صرفه‌جویی در انرژی اولیه، روابط ریاضی متناظر با این شرایط عملکردی مختلف استنتاج شد. نتایج این مفهوم را رساند که عملکرد سیستم CCHP تحت یک شرایط خاص، صرفه‌جویی در انرژی اولیه را در تمامی زمان‌ها تضمین نمی‌کند ولی از آن‌جا که شبیه‌سازی سیستم CCHP می‌تواند اطلاعات عملکردی سیستم را در هر گام زمانی در اختیار ما قرار دهد، در گام‌های زمانی‌ای که مصرف انرژی افزایش می‌یابد و نامطلوب است، می‌توان با استفاده از روابط ریاضی استراتژی‌های عملکردی در معکوس کردن این شرایط نامطلوب اتخاذ و پیشنهاد کرد.

Jiangjiang Wang و همکاران [۴۴] با بررسی عملکرد سیستم BCHP به صورت وابسته به شرایط جوی، مدل‌های تاثیرات زیست‌محیطی در سیستم‌های تولید مجزا و BCHP را ارائه می‌دهد و سه پی‌آمد مهم انرژی-زیست‌محیطی یعنی گرم‌شدن جهانی کره زمین<sup>۱</sup>، بارش اسیدی<sup>۲</sup> و کاهش لایه اوزون<sup>۳</sup> را به عنوان تاثیرات زیست‌محیطی در سیستم BCHP برای یک ساختمان تجاری واقع در پنج اقلیم هوای مختلف در چین، ارزیابی

---

<sup>1</sup> Global Warming

<sup>2</sup> Acid Precipitation

<sup>3</sup> Stratospheric Ozone Depletion

می‌کند. آلابندگی در سیستم B CHP بدلیل نیروگاه‌های متمرکز که برق اضافی را برای نیاز ساختمان فراهم می‌کنند بوجود می‌آید، از این رو نیروگاه‌های با سوخت زغالی و سوخت گازی برای بررسی تاثیرات زیست‌محیطی مورد مقایسه قرار گرفتند. نتایج نشان داد که پتانسیل کاهش انتشار آلاینده در سیستم B CHP هنگامی که از نیروگاه سوخت زغالی استفاده می‌شود، نسبت به سیستم تولید مجزا در مناطق گرم و معتدل بیشتر از مناطق بسیار سرد است، در عوض سیستم B CHP وقتی که نیروگاه سوخت گازی برق اضافه را برای سیستم فراهم می‌کند، در مناطق سرد انتشارات کمتری را نسبت به مناطق گرم دارد.

Pedro J. Mago و همکاران [۴۵] برای بررسی مصرف انرژی اولیه، هزینه‌های عملکرد و انتشار دی‌اکسیدکربن در سیستم C CHP نسبت به یک فناوری متداول، یک سیستم C CHP برای یک ساختمان اداری مدل‌سازی کرد. سیستم C CHP با محرک اولیه توربین تحت سه استراتژی عملکرد مختلف، پیروی از تقاضای برق (FEL)، پیروی از تقاضای گرمایشی (FTL) و پیروی از یک استراتژی فصلی<sup>۱</sup>، مورد ارزیابی قرار گرفت و هزینه سرمایه‌گذاری اولیه<sup>۲</sup> در دسترس برای سیستم C CHP با استفاده از دوره بازگشت سرمایه ساده<sup>۳</sup> تعیین گردید و با استفاده از "carbon credit" نشان داد که کاهش در انتشار دی‌اکسیدکربن سیستم C CHP می‌تواند به صورت منفعت اقتصادی تفسیر شود. نتایج نشان داد که عملکرد سیستم C CHP در ساختمان اداری واقع در Chicago باعث کاهش در هزینه عملکرد، PEC و CDE به ترتیب برابر ۲٫۶٪، ۱۲٫۱٪ و ۴۰٫۶٪ نسبت به وضعیت مرجع در هر سه استراتژی عملکردی مختلف می‌شود.

Zhi-Gao Sun و همکاران [۴۶] یک مطالعه آزمایشگاهی بر روی عملکرد یک سیستم ترکیبی سرمایه‌گذاری و برق کوچک<sup>۴</sup> با مجموعه ژنراتور-میکروتوربین گازی با توان الکتریکی ۲۴٫۵ کیلووات و چیلر جذبی با ظرفیت سرمایه‌گذاری ۵۲٫۷ کیلووات (با حرارت اگزوز میکروتوربین و بدون سوزاندن سوخت در چیلر) و ۱۳۶٫۲ کیلووات (با

<sup>1</sup> Following a Seasonal Strategy

<sup>2</sup> Capital Cost

<sup>3</sup> Simple Payback Period

<sup>4</sup> Small Combined Cold and Power (SCCP)

حرارت آگروز میکروتوربین و به همراه سوزاندن ۷۸,۹ کیلووات سوخت LPG در چیلر)، با ارزیابی دو پارامتر نرخ انرژی اولیه<sup>۱</sup> و صرفه جویی در انرژی اولیه انجام داد. نتایج نشان داد که با کاهش توان الکتریکی خروجی به کمتر از ۱۰ کیلووات، نرخ انرژی اولیه به سرعت کاهش می یابد و همچنین با کاهش توان الکتریکی خروجی، صرفه جویی در انرژی اولیه نیز کاهش می یابد و سیستم SCCP نسبت به سیستم انرژی متداول در توان الکتریکی خروجی کمتر از ۱۰ کیلووات صرفه جویی در انرژی اولیه ندارد.

P.J. Mago و همکاران [۴۷] یک سیستم میکرو CCHP را که فعالیت آن براساس پیروی دوگانه از تقاضای بار برق-گرما<sup>۲</sup> (FHL) می باشد را با سیستم میکرو CCHP که از تقاضای بار برق (FEL) و تقاضای بار گرمایش (FTL) پیروی می کند، از لحاظ مصرف انرژی درمحل<sup>۳</sup> (SEC)، مصرف انرژی اولیه (PEC)، هزینه عملکرد و انتشار دی اکسید کربن (CDE) مورد مقایسه و ارزیابی قرار داد. نتایج نشان داد که سیستم میکرو CCHP با استراتژی عملکردی FHL عملکرد بهتری نسبت به استراتژی های FEL و FTL دارد و کاهش بیشتری در PEC، هزینه عملکرد و CDE نسبت به هر دو استراتژی دیگر دارد.

Haitao Yun و همکاران [۴۸] با استفاده از یک مدل ریاضی با توابع هدف حداقل هزینه عملکرد روزانه<sup>۴</sup> و حداقل تعداد تجهیزات<sup>۵</sup>، یک تابع هدف غیرخطی را برای بررسی بهینه سازی یک سیستم انرژی پراکنده با تجهیزات ذخیره سازی انرژی وضع کرد. نتایج شبیه سازی در یک بیمارستان نمونه در Tianjin با دو وضعیت دیگر یعنی سیستم انرژی پراکنده بدون تجهیزات ذخیره سازی و سیستم موجود فعلی در بیمارستان مورد مقایسه قرار گرفت که سیستم انرژی پراکنده با تجهیزات ذخیره سازی از سیستم بدون تجهیزات ذخیره سازی بهتر بود و از سیستم موجود در بیمارستان از لحاظ اقتصادی بمراتب برتر بود.

---

<sup>1</sup> Primary Energy Rate (PER)

<sup>2</sup> Following a Hybrid Electric-Thermal Load

<sup>3</sup> Site Energy Consumption

<sup>4</sup> Daily Minimum Operation Cost

<sup>5</sup> Minimum Equipment Quantity

Jiang-Jiang Wang و همکاران [۴۹] جریان انرژی در سیستم CCHP و سیستم تولید مجزا را مورد تحلیل قرار داد و با در نظر گرفتن استراتژی پیروی از تقاضای برق و تقاضای حرارت و سه شاخص صرفه‌جویی در انرژی اولیه، راندمان انرژی و انتشارات دی‌اکسید کربن، عملکرد سیستم CCHP در یک ساختمان تجاری را ارزیابی کرد. تحلیل امکان‌سنجی<sup>۱</sup> مشخص کرد که عملکرد سیستم CCHP به‌شدت وابسته به تقاضای انرژی ساختمان است و نتایج نشان داد که سیستم CCHP با استراتژی پیروی از تقاضای برق در زمستان نسبت به تابستان مفیدتر است. تحلیل حساسیت<sup>۲</sup> نشان داد که ضریب عملکرد سرمایه‌ی و راندمان تولید برق، حساس‌ترین متغیرها در عملکرد زیست‌محیطی و انرژی سیستم CCHP هستند.

از آنجایی که انواع مختلفی از انرژی‌های پاک و تجدیدپذیر<sup>۳</sup> در سیستم‌های CCHP مورد توجه قرار گرفته و به‌کار گرفته شده‌اند، پیدا کردن روش تصمیم‌گیری عملی<sup>۴</sup> برای سیستم‌های CCHP با منابع انرژی مختلف، ضروری است. You-Yin Jing و همکاران [۵۰] یک مدل ارزیابی را که با تئوری فازی<sup>۵</sup> با فرآیند تصمیم‌گیری چند-هدفی<sup>۶</sup>، یکپارچه شده را برای دستیابی به فواید جامع سیستم‌های CCHP از لحاظ فنی، اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی پیشنهاد می‌کند و از تحلیل رابطه‌گری<sup>۷</sup> و روش وزنی ترکیبی<sup>۸</sup> برای بررسی عملکرد سیستم‌های CCHP با سوخت گاز طبیعی، پیل سوختی، انرژی زیست توده و سیکل ترکیبی گاز-بخار در مقایسه با سیستم تولید مجزا، استفاده می‌کند. و یک ساختمان مسکونی خط‌مبنا در پکن، چین را به عنوان یک نمونه برای دستیابی به سیستم CCHP بهینه جایگزین انتخاب می‌کند. نتایج نشان می‌دهد که سیستم CCHP سیکل ترکیبی گاز-بخار بهینه‌ترین طرح در میان پنج گزینه دیگر است.

---

<sup>1</sup> Feasibility Analysis

<sup>2</sup> Sensitivity Analysis

<sup>3</sup> Clean and Renewable Energy

<sup>4</sup> Practical Decision Making Methodology

<sup>5</sup> Fuzzy Theory

<sup>6</sup> Multi-Criteria

<sup>7</sup> Grey Relation Analysis

<sup>8</sup> Combination Weighting Method

Mingxi Liu و همکاران [۵۱] عملکرد و راندمان اقتصادی سیستم‌های CCHP، را بر اساس ساختار سیستم، استراتژی عملکرد و انتخاب ظرفیت تاسیسات بررسی کردند و یک ترکیب ساختاری از سیستم CCHP با چیلرهای پیوندی<sup>۱</sup>، شامل یک ترکیب از چیلر الکتریکی و جذبی پیشنهاد کردند که در آن نسبت سرمایه‌گذاری الکتریکی به بار سرمایشی<sup>۲</sup> طبق تقاضاهای بار الکتریکی و گرمایشی در هر ساعت بین صفر تا یک تغییر می‌کند و یک استراتژی عملکردی بر اساس تغییرات نسبت سرمایه‌گذاری الکتریکی به بار سرمایشی برای سیستم CCHP با ظرفیت واحد تولید توان (PGU) محدود و نامحدود<sup>۳</sup> مورد بررسی قرار گرفت و یک الگوریتم بهینه‌سازی برای این استراتژی عملکردی پیشنهادی، برای تعیین ظرفیت بهینه PGU اتخاذ شد. همچنین یک هتل در Victoria, BC, Canada برای بررسی امکان‌سنجی ساختار سیستم CCHP پیشنهادی و استراتژی عملکرد بهینه متناظر، به عنوان نمونه مورد مطالعه قرار گرفت و با یک سیستم تولید مجزا مورد مقایسه قرار گرفت. نتایج نشان داد که با استراتژی عملکرد پیشنهادی و ظرفیت بهینه PGU متناظر، سیستم CCHP ساختار یافته جدید در سه معیار ارزیابی مصرفی انرژی اولیه، هزینه سالانه و انتشار دی‌اکسید کربن، از سیستم تولید مجزا متداول بسیار بهتر عمل می‌کند.

در این تحقیق همان‌طور که در فصل بعد خواهیم خواند، با ارائه الگوریتم‌ها و استراتژی‌های مختلف به بهینه‌سازی سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق در یک آپارتمان خانگی یک و شش طبقه از لحاظ هزینه انرژی، مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی سیستم، اختلاف هزینه انرژی نسبت به سیستم تولید مجزا، نسبت اختلاف هزینه انرژی، بازگشت سرمایه و ... خواهیم پرداخت و رویکردی تقریباً جامع از مراجع مختلف به طور همزمان در این تحقیق به کار گرفته می‌شود. در این راستا یک الگوریتم جدید برای یافتن بهینه‌ترین حالت عملکرد برای سیستم تولید همزمان از لحاظ هزینه انرژی پیشنهاد می‌شود که نسبت به مراجع ذکر شده (به عنوان نمونه مرجع [۵]) با رویکردی متفاوت الگوریتمی برای غلبه بر غیرخطی بودن راندمان تبدیل سوخت به

<sup>1</sup> Hybrid Chillers

<sup>2</sup> Electric Cooling to Cool Load Ratio

<sup>3</sup> Unlimited and Limited PGU Capacity

برق محرک اولیه ارائه می‌دهد و با بررسی سیستم و پارامترهای آن در طول یک سال، دید جامع‌تری از عملکرد سیستم را در اختیار قرار می‌دهد.

همچنین با اصلاح مدل شبکه‌ای جریان و اضافه کردن مدل ذخیره‌سازی حرارت، و تعریف دو تابع هدف مختلف بر اساس اختلافات هزینه انرژی در سیستم‌های تولید همزمان و تولید مجزا، قابلیت الگوریتم ژنتیک در پیدا کردن بهینه‌ترین حالت با توجه به توابع هدف مورد بررسی قرار می‌گیرد. استراتژی دنبال کردن تقاضای بار الکتریکی و استراتژی حداکثر توان خروجی محرک اولیه نیز در این سیستم‌ها مورد مطالعه قرار می‌گیرد و در یک ایده جدید با پیدا کردن بهترین ظرفیت در مدل ذخیره‌سازی باتری برای ذخیره کردن برق تولیدی واحد تولید توان همزمان با مدل ذخیره‌سازی حرارت، این استراتژی نیز برای بررسی سیستم تولید تولید همزمان انتخابی مورد مطالعه قرار می‌گیرد.

**فصل ۳: بهینه‌سازی سیستم تولید  
همزمان سرمایش، گرمایش و برق  
CCHP**

### ۳-۱-مشخصات نمونه مطالعاتی

#### ۳-۱-۱-مشخصات ساختمان خانگی نمونه

در این تحقیق از یک ساختمان خانگی نمونه در ناحیه خشک ایران (مشهد) مطابق با عرض جغرافیایی  $36.16^{\circ}\text{N}$  و ارتفاع جغرافیایی 1000 m مطابق نقشه شکل (۳-۱) برای هر طبقه برای یک خانواده ۴ نفره استفاده شده که شامل ۶ پنجره و یک درب در جهات نشان داده شده و مساحت کف  $120\text{ m}^2$  و ارتفاع ۳ m می باشد. جنس دیوارهای خارجی با پرداخت خارجی به صورت آجر بیرونی و درونی<sup>۱</sup> با ضخامت 12 inch و با پرداخت داخلی گچ کاری شده<sup>۲</sup> با ضخامت 3/8 inch است. ضریب کلی انتقال حرارت هدایت برای دیوارهای خارجی  $0.31\text{ Btu}/(\text{hr})(\text{sq ft})(\text{deg F temp diff})$  می باشد [۵۲ و ۵۳]. جنس دیوارهای داخلی آجر مجوف<sup>۳</sup> با ضخامت 6 inch و هر دو طرف گچ کاری شده با ضخامت 3/8 inch است. ضریب کلی انتقال حرارت هدایت برای دیوارهای داخلی 0.28  $\text{Btu}/(\text{hr})(\text{sq ft})(\text{deg F temp diff})$  می باشد [۵۲ و ۵۳]. جنس کف از آجر کفر<sup>۴</sup> و لایه زیرکف سیمان با شن متراکم<sup>۵</sup> با ضخامت 6 inch و جنس سقف از شن و گچ با ضخامت 1/2 inch است. ضریب کلی انتقال حرارت هدایت برای کف و سقف داخلی  $0.57\text{ Btu}/(\text{hr})(\text{sq ft})(\text{deg F temp diff})$  می باشد [۵۲ و ۵۳]. پنجره ها به صورت قاب فلزی با دولایه شیشه معمولی رنگ روشن با فاصله 1/2 inch با کرکره داخلی<sup>۶</sup> با مساحت  $1.5\text{ m}^2$  است. ضریب کلی انتقال حرارت هدایت برای پنجره ها 0.65  $\text{Btu}/(\text{hr})(\text{sq ft})(\text{deg F temp diff})$  می باشد [۵۲ و ۵۳]. جنس درب به صورت فلزی با کتیبه شیشه-

<sup>1</sup> Solid Brick, Face & Common

<sup>2</sup> Gypsum Board

<sup>3</sup> Hollow Clay Tile

<sup>4</sup> Floor Tile

<sup>5</sup> Concrete Subfloor, Sand Agg.

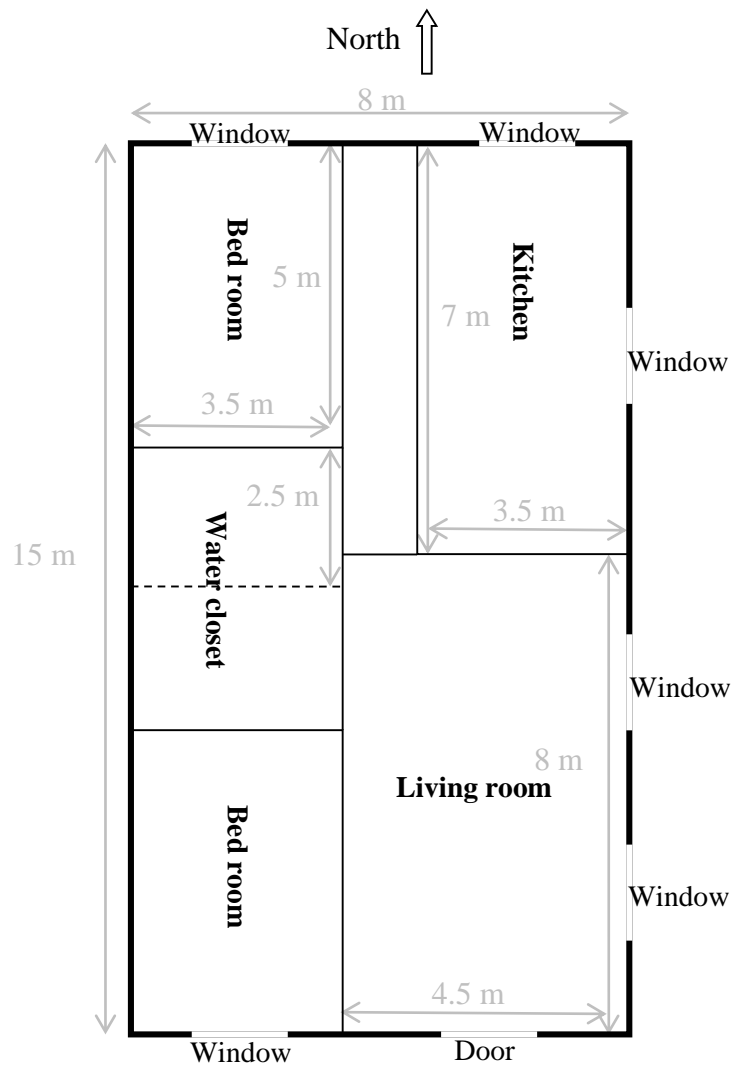
<sup>6</sup> Double pane steel sash ordinary light color glass with 1/2 inch air space and inside venetian blind



ای با مساحت  $4 \text{ m}^2$  است و ضریب کلی انتقال حرارت هدایت برای درب 1.15 می‌باشد [۵۲ و ۵۳]. دمای طرح داخل ساختمان در تابستان برابر  $T_{is} = 77 \text{ F}$ ، رطوبت نسبی هوای داخل ساختمان در تابستان برابر  $\phi_i = 50\%$  و دمای طرح داخل ساختمان در زمستان برابر  $T_{iw} = 75 \text{ F}$  می‌باشد [۵۲ و ۵۳]. رطوبت نسبی هوای خارج ساختمان در تابستان  $\phi_o$  و دمای طرح خارج ساختمان  $T_o$  در کل سال و دمای نقطه شبنم  $T_{dew}$  به صورت ساعت به ساعت برای منطقه موردنظر استخراج شده است [۵۴]. دمای آب گرم مصرفی ساختمان  $T_{HWS} = 140 \text{ F}$  می‌باشد [۵۲ و ۵۳] و دمای آب شهر ورودی به ساختمان  $T_{iHWS}$  به صورت رابطه تجربی پیشنهادی [۵۵] برابر دمای خاک در نظر گرفته شده است (رابطه (۱-۳))، که دمای خاک را برای اعماق بیشتر از یک متر در ایران به صورت تابعی از دمای محیط (دمای طرح خارج ساختمان  $T_o$ ) مطابق رابطه زیر پیشنهاد می‌کند:

$$T_{iHWS} = T_{Soil} = 0.0084 T_o^2 + 0.3182 T_o + 11.403 \quad (1-3)$$

تقاضاهای بارهای سرمایش، گرمایش فضای ساختمان، آب گرم مصرفی و برق آن به ترتیب توسط مراجع تاسیسات مکانیکی و برقی [۵۲ و ۵۳] برای یک سال با گام زمانی یک ساعت بر اساس تغییرات ساعت به ساعت دمای خشک، دمای نقطه شبنم و رطوبت نسبی، محاسبه شده است.



شکل (۱-۳) پلان تیپ هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه

۳-۱-۲- تخمین بار گرمایشی هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه [۵۲ و ۵۳]

$$Q_{HL} = (Q_{SH} + Q_{HW}) \quad (۲-۳)$$

$$Q_{SH} = (Q_{1SH} + Q_{2SH}) \quad (۳-۳)$$

$$Q_{1SH} = \sum U_k A_k (T_{iw} - T_o) \quad (۴-۳)$$

$$Q_{2SH} = \sum N_{room} v_{room} \times 0.0742 \times 0.214 \times (T_{iw} - T_o) \quad (۵-۳)$$

$$Q_{HW} = V_{Water} \times 8.33 \times (T_{HWS} - T_{iHWS}) \quad (6-3)$$

۳-۱-۳- تخمین بار سرمایشی هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه [۵۲ و ۵۳]

$$Q_{CL} = ((Q_{1CL} + Q_{2CL} + Q_{3CL} + Q_{4CL} + Q_{5CL} + Q_{6CL}) \times 1.016 + Q_{7CL} + Q_{8CL} + Q_{9CL}) \times 1.1 \quad (7-3)$$

$$Q_{1CL} = \text{مساحت پنجره} \times \text{ضریب ذخیره} \times \text{ضریب تصحیح} \times \text{حرارت اکتسابی از خورشید} \quad (8-3)$$

$$Q_{2CL} = \sum U_k A_k (T_o - T_{is}) \quad (9-3)$$

$$Q_{3CL} = \sum U_k A_k \Delta T_e \quad (10-3)$$

$$Q_{4CL} = 0 \quad (11-3)$$

$$Q_{5CL} = 1.08 \times V_{AC} \times (T_o - T_{is}) \times BF \quad (12-3)$$

$$Q_{6CL} = Q_{SP} + Q_{App} \quad (13-3)$$

$$Q_{7CL} = Q_{LP} + Q_{LV} = Q_{LP} + V_{AC} \times \Delta W \times BF \times \frac{60 \times h_{fg}}{7000 \times v_a} \quad (14-3)$$

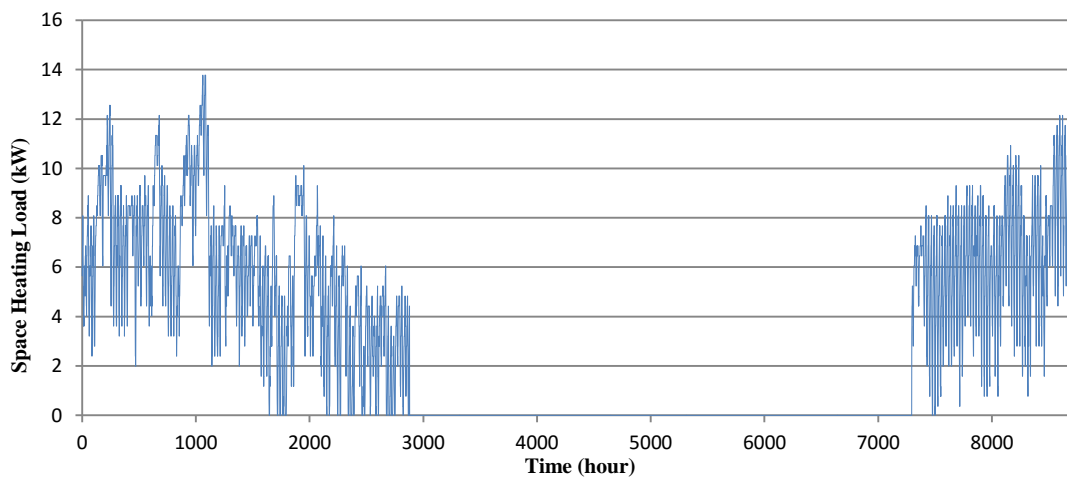
$$Q_{8CL} = 1.08 \times V_{AC} \times (T_o - T_{is}) \times (1 - BF) \quad (15-3)$$

$$Q_{9CL} = V_{AC} \times \Delta W \times (1 - BF) \times \frac{60 \times h_{fg}}{7000 \times v_a} \quad (16-3)$$

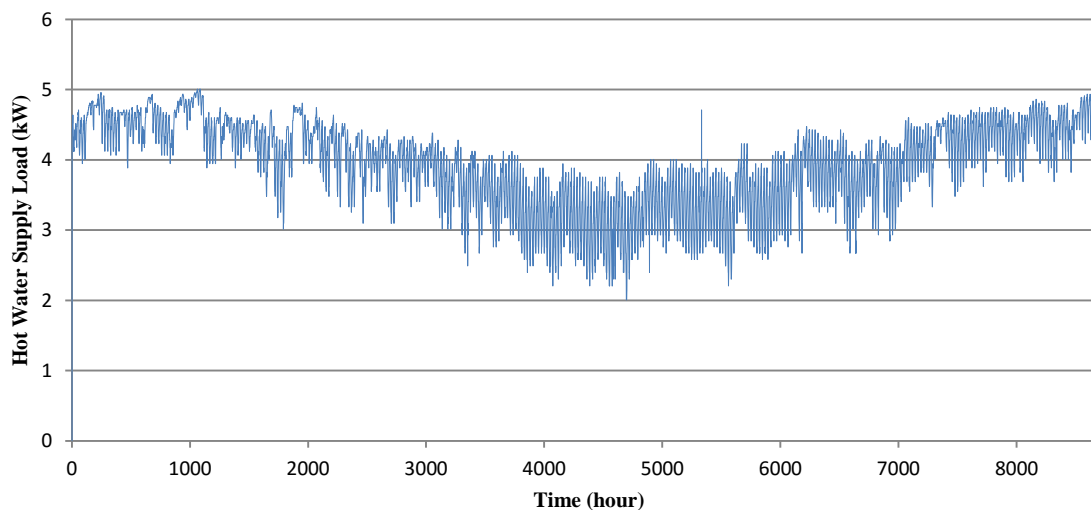
۳-۱-۴- تخمین بار الکتریکی هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه [۵۶]

$$EL = (EL_{Light} + EL_{App} + EL_{cc} + EL_{hc}) \quad (17-3)$$

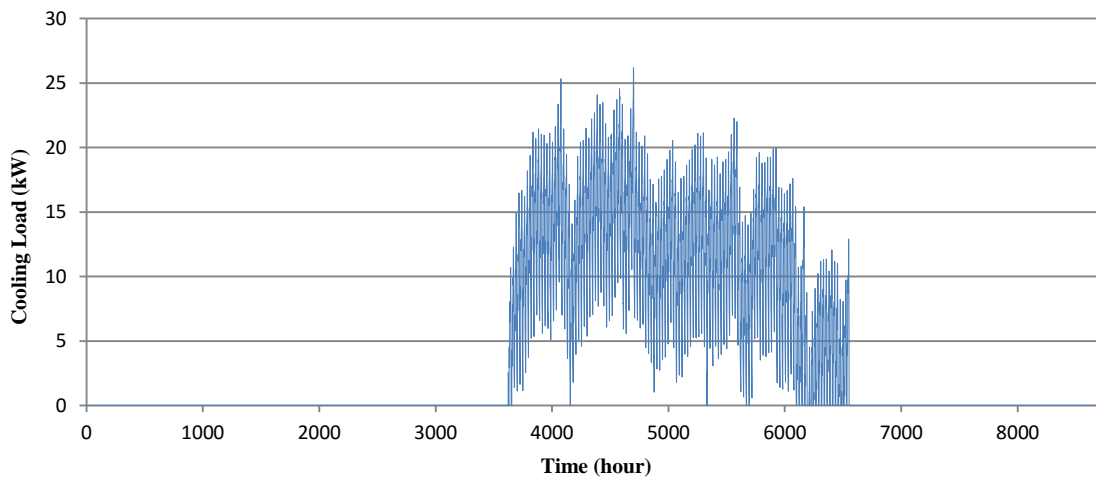
نتایج تخمین دینامیکی بارهای گرمایش فضای ساختمان، آب گرم مصرفی، سرمایش و الکتریکی هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه به صورت ساعت به ساعت طبق روابط بخش‌های ۳-۱-۳ و ۲-۱-۳ و ۴-۱-۳ برای یک سال از ژانویه تا دسامبر برای ساختمان مسکونی نمونه توصیف شده در بخش ۳-۱ در شکل‌های (۳-۲-الف تا ۳-۲-د) نشان داده می‌شود.



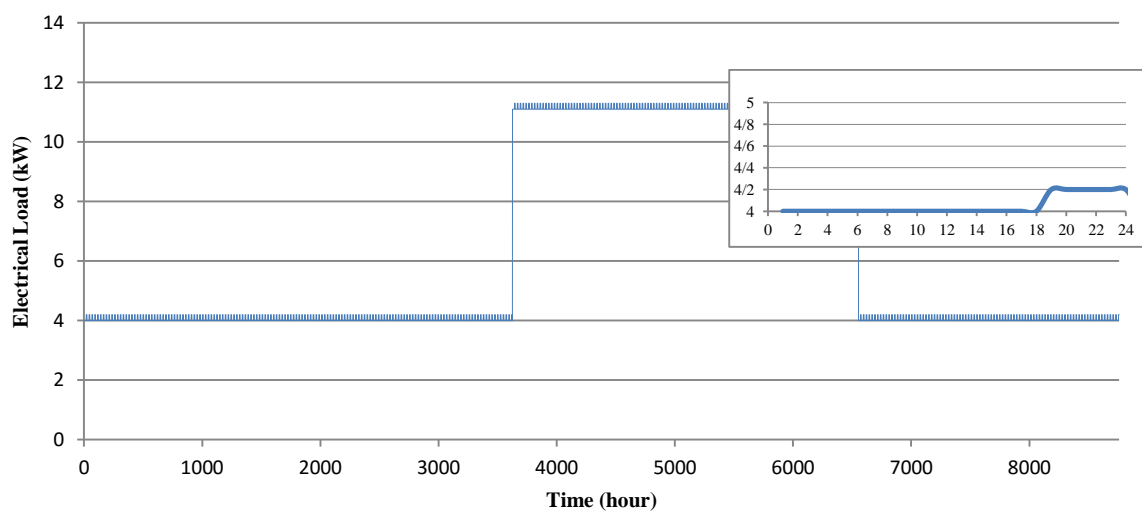
شکل (۳-۲-الف)



شکل (۳-۲-ب)



شکل (۳-۲-ج)



شکل (۳-۲-د)

شکل های (۳-۲-الف، ۳-۲-ب، ۳-۲-ج و ۳-۲-د): به ترتیب تقاضاهای بارهای گرمایش فضای ساختمان، آب گرم مصرفی، سرمایش و برق هر طبقه در ساختمان خانگی نمونه مورد مطالعه در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر). نمودار کوچک ضمیمه شده در شکل ۳-۲-د الگوی تقاضای بار برق را در بازه زمانی ۲۴ ساعت نشان می دهد.

### ۳-۱-۲- مشخصات سیستم CCHP

سیستم CCHP مورد مطالعه در این تحقیق که از مرجع [۵] اقتباس شده شامل یک موتور احتراق داخلی چهار سیلندر به همراه یک ژنراتور 15 kW به عنوان واحد تولید توان (PGU) برای تولید انرژی الکتریکی و حرارتی عمل می کند، با راندمان تبدیل انرژی سوخت به برق مطابق رابطه (۳-۱۸) که از طریق داده های آزمایشگاهی تخمین زده و برازش منحنی<sup>۱</sup> شده است و یک چیلر جذبی 10 ton که برای سرمایش استفاده می شود.

$$\eta_{ePGU} = -0.0011 EL_{PGU}^2 + 0.0287 EL_{PGU} + 0.0699 \quad (۳-۱۸)$$

موتور احتراق داخلی بوسیله سوخت گاز طبیعی، کار مکانیکی را برای ژنراتور فراهم می کند که ژنراتور کار مکانیکی را به انرژی الکتریکی تبدیل می کند. حرارت اتلافی از موتور از طریق دو مبدل حرارتی خنک سازی بدنه و لوله خروجی موتور، بازیافت می شود و از طریق چیلر جذبی و دستگاه هواساز برای سرمایش و گرمایش فضای ساختمان به کار می رود. و یک بویلر به عنوان تجهیزات گرمایشی تکمیلی<sup>۲</sup> (SHD) زمانی که حرارت بازیافت شده کافی نباشد، به کار می افتد. انرژی الکتریکی مصرفی تجهیزات سرمایشی و گرمایشی سیستم CCHP به ترتیب  $EL_{cc} = 7.03 \text{ kW}$  و  $EL_{hc} = 3.45 \text{ kW}$  می باشد [۵]. جزییات مربوط به راندمان تجهیزات CCHP در جدول (۳-۱) خلاصه شده است.

جدول (۳-۱) راندمان تجهیزات سیستم CCHP [۵]

رابطه (۳-۱۸)	راندمان تبدیل انرژی سوخت به برق موتور با سوخت گاز طبیعی
۰,۵۱	راندمان تبدیل انرژی سوخت به حرارت موتور با سوخت گاز طبیعی
۰,۹	راندمان بویلر (SHD)

<sup>۱</sup> Curve Fitting

<sup>۲</sup> Supplementary Heating Devices (SHD)

۰,۶	راندمان کلی تجهیزات سرمایشی <sup>۱</sup>
۰,۸۵	راندمان کلی تجهیزات گرمایشی <sup>۲</sup>

### ۳-۲-بهینه‌سازی سیستم انرژی

#### ۳-۲-۱-الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی (ProOptAlgorithm)

دیاگرام جریان<sup>۴</sup> سیستم CCHP و سیستم تولید مجزای متداول<sup>۵</sup> مورد مطالعه در این تحقیق در شکل های (۳-۳) و (۳-۴) به ترتیب نشان داده می شود. برای بررسی صرفه جویی در انرژی، به سیستم تولید مجزای متداول یک واحد تولید توان (PGU) شامل یک محرک اولیه و ژنراتور اضافه شد که تقاضای برق ساختمان را تامین کرده و در صورت کمبود یا مازاد بودن برق، امکان خرید یا فروش برق با شبکه سراسری برق وجود دارد. همچنین حرارت بازیافت شده از واحد تولید توان از طریق تجهیزات حرارت-فعال برای برآورده کردن نیاز سرمایش و گرمایش و آب گرم مصرفی ساختمان استفاده می شود و یک بویلر به عنوان تجهیزات گرمایشی تکمیلی (SHD) در مواقع کسری حرارت بازیافتی از واحد تولید توان و یا خاموش بودن موتور، فعال می شود. و همچنین یک مخزن برای ذخیره سازی حرارت مازاد بازیافت شده در صورت لزوم استفاده می شود که در مواقع کمبود انرژی حرارتی سیستم را تغذیه می کند (شکل (۳-۳)).

در سیستم تولید مجزای متداول، واحد تولید توان (PGU) حذف شده و نیاز برق ساختمان همواره مستقیماً از شبکه برق تامین می شود و بویلر نیز حرارت مورد نیاز برای تجهیزات حرارت-فعال را برای برآورده کردن نیاز سرمایش و گرمایش و آب گرم مصرفی ساختمان فراهم می سازد (شکل (۳-۴)).

<sup>1</sup> Cooling Components

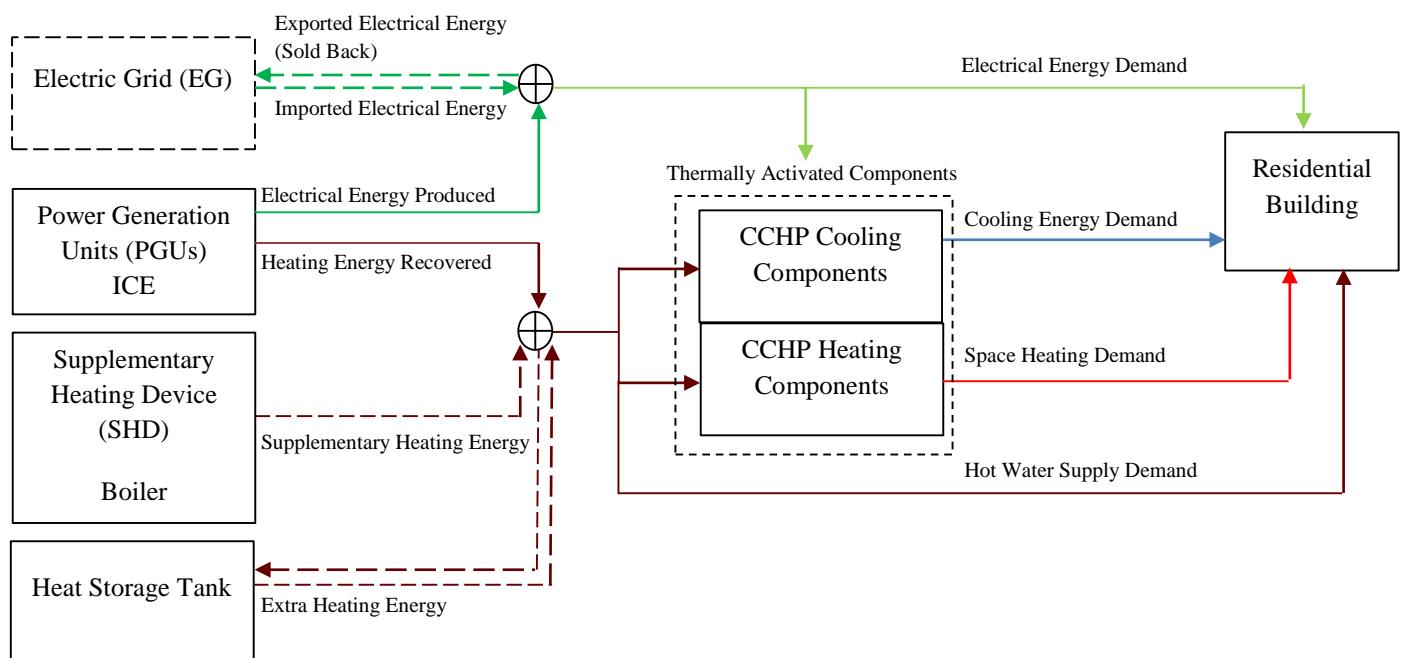
<sup>2</sup> Heating Components

<sup>3</sup> Proposed Optimization Algorithm

<sup>4</sup> Flow Diagram

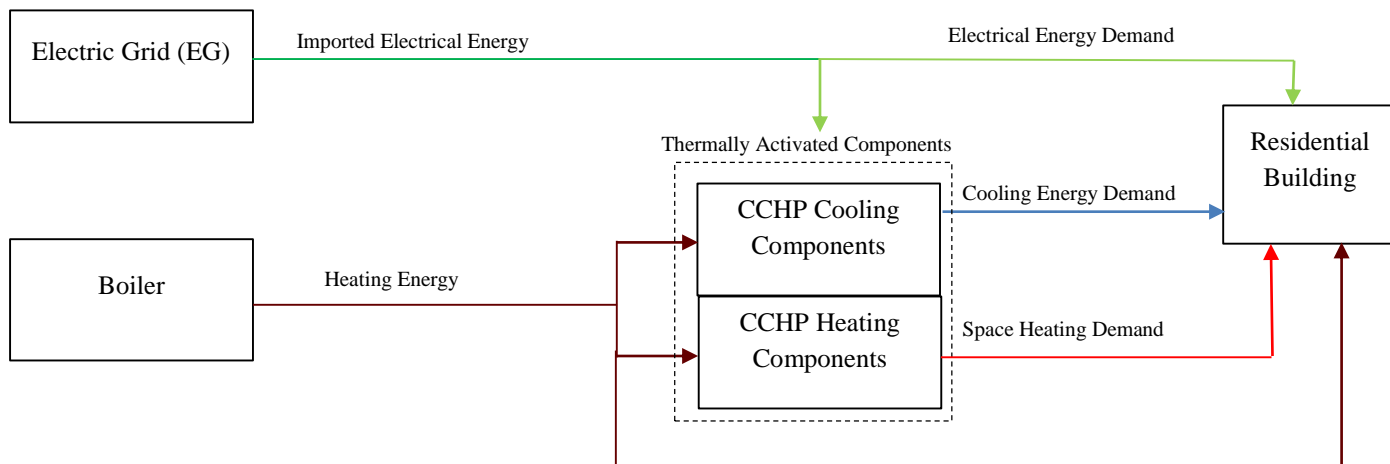
<sup>5</sup> Conventional Separate Production System

هدف این الگوریتم کمینه کردن هزینه های انرژی (گاز مصرفی توسط موتور و بویلر و برق خریداری شده از شبکه) در هر گام زمانی می باشد، به صورتی که در فلوچارت الگوریتم نشان داده شده در شکل (۳-۵) دیده می شود. همان طور که قبلا گفته شد، صرفه جو بودن سیستم های CCHP تا حد بسیار زیادی وابسته به عملکرد اجزای سیستم مخصوصا واحد تولید توان و اتخاذ رویکردی مناسب نسبت به انتخاب وضعیت مرجع (سیستم تولید مجزای متداول) جهت مقایسه می باشد. یعنی پیدا کردن وضعیتی برای عملکرد واحد تولید توان، بویلر، مخزن ذخیره سازی حرارت و شبکه برق از بین تمامی حالت های ممکن موجود برای عملکرد آن ها، به طوری که هزینه انرژی سیستم CCHP در هر گام زمانی نسبت به سیستم تولید مجزای متداول کمتر یا مساوی باشد.



شکل (۳-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) در الگوریتم بهینه سازی پیشنهادی





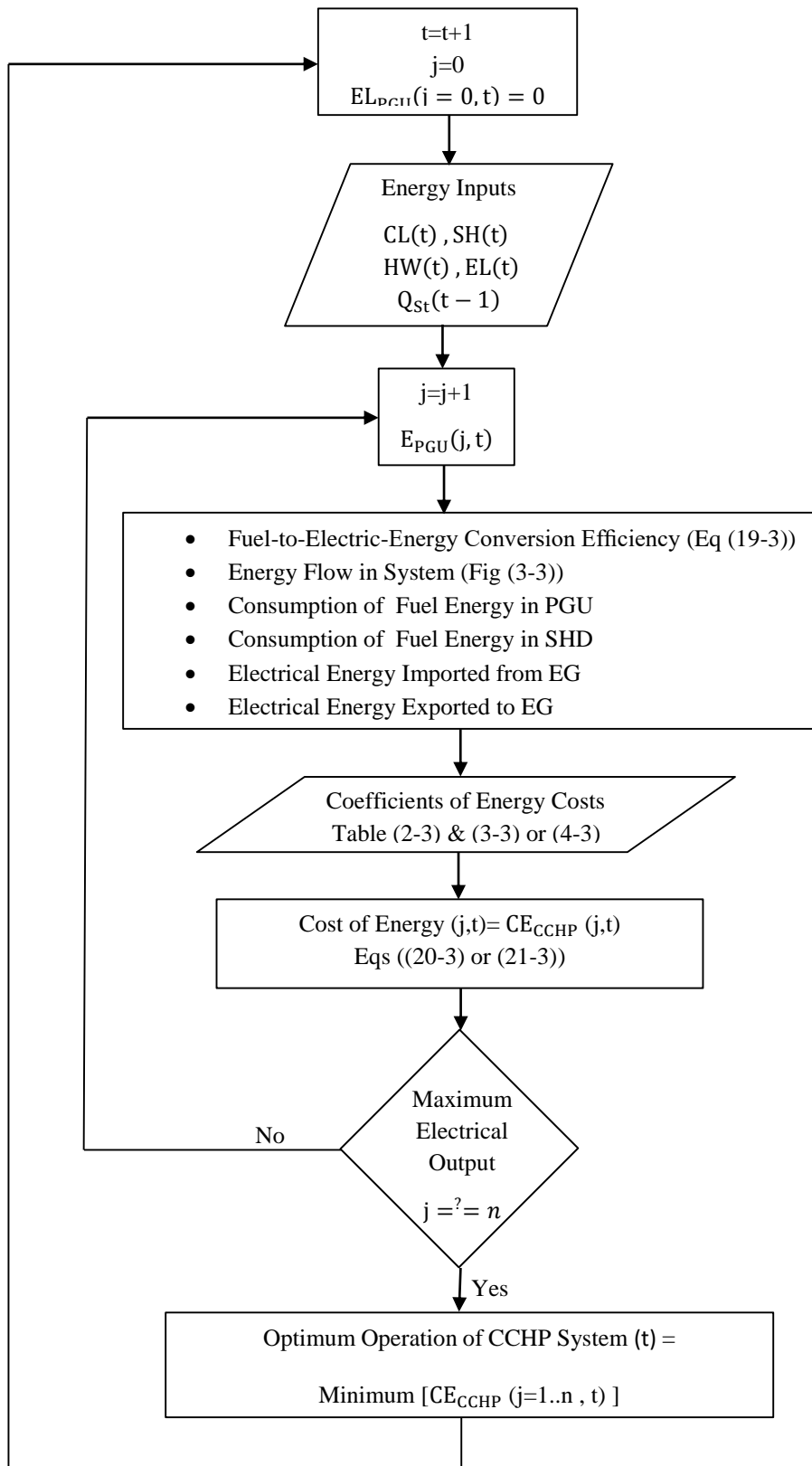
شکل (۴-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی

از این رو طبق فلوچارت الگوریتم نشان داده شده در شکل (۵-۳) ابتدا تقاضاهای انرژی سرمایه‌ش، گرمایش، آب گرم مصرفی و برق ساختمان و حرارت ذخیره‌شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت در هر گام زمانی  $t$  به صورت ورودی دریافت می‌شود سپس طبق تابع "راندمان تبدیل انرژی سوخت به الکتریسیته"<sup>۱</sup> واحد تولید توان سیستم CCHP (رابطه (۳-۱۸))، توان خروجی  $EL_{PGU}(j, t)$  از کمترین مقدار  $0 \text{ kW}$  ( $j=0$ ) تا بیشترین مقدار 15  $\text{kW}$  ( $j=n$ ) و متناسب با آن راندمان از 0% تا 25.29% طبق رابطه (۳-۱۹) تغییر می‌کند:

$$\eta_{ePGU}(j, t) = -0.0011 EL_{PGU}(j, t)^2 + 0.0287 EL_{PGU}(j, t) + 0.0699 \quad (۳-۱۹)$$

و در هر حالت ( $j=1..n$ ) با توجه به تقاضاهای انرژی ساختمان عملکرد سیستم CCHP بررسی می‌شود و مقدار تابع هزینه انرژی در هر گام زمانی  $t$  برای هر حالت ( $j=1..n$ ) برحسب ریال و دلار طبق روابط (۳-۲۰) و (۳-۲۱) محاسبه می‌شود:

<sup>1</sup> Fuel-to-Electric-Energy Conversion Efficiency [5]



شکل (۵-۳) فلوچارت الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی

$$CE_{CCHP}(j, t) = C_{iElecR}(t) \times E_{iElec}(j, t) + C_{GasR}(t) \times 0.108 \times E_{PGU}(j, t) + C_{GasR}(t) \times 0.108 \times E_{Boiler}(j, t) - CEE(j, t) \quad (20-3)$$

$$CE_{CCHP}(j, t) = C_{iElecD} \times E_{iElec}(j, t) + C_{GasD} \times E_{PGU}(j, t) + C_{GasD} \times E_{Boiler}(j, t) - C_{eElecD} \times E_{eElec}(j, t) \quad (21-3)$$

که  $C_{iElecR}(t)$  ضریب هزینه هر یک کیلووات ساعت برق وارد شده از شبکه برق برحسب ریال در گام زمانی  $t$  ام و  $C_{iElecD}$  ضریب هزینه هر یک کیلووات ساعت برق وارد شده از شبکه برق برحسب دلار و  $E_{iElec}(j, t)$  مقدار انرژی الکتریکی وارد شده از شبکه بر حسب کیلووات ساعت در گام زمانی  $t$  ام و توان خروجی  $j$  ام واحد تولید توان می باشد و  $C_{GasR}(t)$  ضریب هزینه هر یک مترمکعب انرژی سوخت گاز وارد شده به واحد تولید توان (PGU) برحسب ریال در گام زمانی  $t$  ام و  $0.108$  ضریب تبدیل هر یک کیلووات ساعت انرژی سوخت گاز به مترمکعب می باشد و  $C_{GasD}$  ضریب هزینه هر یک کیلووات ساعت انرژی سوخت گاز وارد شده به واحد تولید توان (PGU) برحسب دلار و  $E_{PGU}(j, t)$  مقدار انرژی سوخت وارد شده به واحد تولید توان (PGU) بر حسب کیلووات ساعت در گام زمانی  $t$  ام و توان خروجی  $j$  ام واحد تولید توان و  $C_{GasR}(t)$  ضریب هزینه هر یک مترمکعب انرژی سوخت گاز وارد شده به بویلر برحسب ریال در گام زمانی  $t$  ام و  $0.108$  ضریب تبدیل هر یک کیلووات ساعت انرژی سوخت گاز به مترمکعب می باشد و  $C_{GasD}$  ضریب هزینه هر یک کیلووات ساعت انرژی سوخت گاز وارد شده به بویلر برحسب دلار و  $E_{Boiler}(j, t)$  مقدار انرژی سوخت وارد شده به بویلر بر حسب کیلووات ساعت در گام زمانی  $t$  ام و توان خروجی  $j$  ام واحد تولید توان می باشد و  $CEE(j, t)$  هزینه برق صادر شده (فروخته شده) به شبکه برق برحسب ریال در گام زمانی  $t$  ام و توان خروجی  $j$  ام واحد تولید توان می باشد که طبق رابطه (3-22)، ۳۳۸ ریال به ازای هر کیلو وات ساعت برق تولیدی به علاوه یک چهارم قیمت گاز مصرفی استفاده شده در واحد تولید توان برای تولید هر یک کیلووات ساعت برق، محاسبه می شود.

$$CEE(j, t) = 338 \left[ \frac{Rls}{kWh} \right] E_{eElec}(j, t) + \frac{1}{4} C_{GasR}(t) E_{PGU}(j, t) \quad (22-3)$$

$E_{eElec}(j, t)$  مقدار انرژی الکتریکی صادر شده (فروخته شده) به شبکه برق بر حسب کیلووات-ساعت در گام زمانی  $t$  ام و توان خروجی زام واحد تولید توان می باشد. و  $C_{eElecD}$  ضریب هزینه هر یک کیلووات-ساعت برق صادر شده به شبکه برق بر حسب دلار و  $E_{eElec}(j, t)$  مقدار انرژی الکتریکی صادر شده به شبکه برق بر حسب کیلووات-ساعت در گام زمانی  $t$  ام و توان خروجی زام واحد تولید توان می باشد. جزییات بیشتر در مورد نحوه محاسبه هزینه های گاز و برق بر حسب ریال و دلار در بخش بعدی توضیح داده خواهد شد. بدین صورت در هر گام زمانی شبیه سازی، بهینه ترین توان خروجی واحد تولید توان و متناسب با آن بهینه ترین راندمان واحد تولید توان (رابطه (3-19)) و بهینه ترین جریان انرژی در بویلر و مخزن ذخیره سازی حرارت و شبکه برق بر اساس کمترین مقدار هزینه انرژی (رابطه (3-20) یا (3-21)) بدست می آید. این شبیه سازی برای  $n=150$  حالت به صورت ساعت به ساعت برای یک سال (8760 h) برای یک ساختمان خانگی مدل سازی شده است. توجه شود توان خروجی صفر (راندمان صفر درصد) همان سیستم تولید مجزای متداول را نتیجه می دهد، بنابراین حد پایین این الگوریتم همان عملکرد سیستم تولید مجزای متداول می باشد و در نتیجه این الگوریتم سیستم CCHP را همواره مقید می کند که هزینه انرژی ای کمتر یا مساوی سیستم تولید مجزای متداول داشته باشد. که هزینه انرژی سیستم تولید مجزای متداول بر حسب ریال و دلار طبق روابط (3-23) و (3-24) محاسبه می شود:

$$CE_{CONV}(t) = C_{iElecR}(t) \times E_{iElec}(t) + C_{GasR}(t) \times 0.108 \times E_{Boiler}(t) \quad (23-3)$$

$$CE_{CONV}(t) = C_{iElecD} \times E_{iElec}(t) + C_{GasD} \times E_{Boiler}(t) \quad (24-3)$$



۱۹۵۰	۵۰۰-۶۰۰
۲۱۵۰	بیشتر از ۶۰۰

جدول (۳-۳) تعرفه گاز طبیعی برای مصارف مسکونی در اقلیم ۳ (مشهد) برحسب ریال- $C_{GasR}(t)$

ضریب هزینه ریال ( $\frac{\text{ریال}}{\text{مکعب متر}}$ )	دامنه مصرف (متر مکعب)
۳۰۰	۰-۲۰۰
۵۰۰	۲۰۱-۳۰۰
۷۰۰	۳۰۱-۴۰۰
۹۰۰	۴۰۱-۵۰۰
۱۱۰۰	۵۰۱-۶۰۰
۱۶۰۰	۶۰۱-۷۰۰
۱۹۰۰	۷۰۱-۸۰۰
۲۲۰۰	۸۰۱-۹۰۰
۲۵۰۰	۹۰۱-۱۰۰۰
۲۸۰۰	۱۰۰۱-۱۱۰۰
۳۲۰۰	۱۱۰۱-۱۲۰۰
۳۵۰۰	بیشتر از ۱۲۰۰

جدول (۴-۳) هزینه برق وارد شده از / صادر شده به شبکه و هزینه گاز طبیعی برحسب دلار-  $C_{iElecD}$  و  $C_{eElecD}$  و  $C_{GasR}$  [۵]

ضریب هزینه هر یک کیلووات ساعت برق وارد شده از شبکه	$\frac{\text{دلار}}{\text{کیلووات ساعت}}$ ۰,۱
--	---

ضریب هزینه هر یک کیلووات ساعت انرژی سوخت گاز وارد شده به واحد تولید توان	$\frac{\text{دلار}}{\text{کیلووات ساعت}}$ ۰,۰۴۶۳
ضریب هزینه هر یک کیلووات ساعت انرژی سوخت گاز وارد شده به بویلر	$\frac{\text{دلار}}{\text{کیلووات ساعت}}$ ۰,۰۴۶۳
ضریب هزینه هر یک کیلووات ساعت برق صادر شده به شبکه برق	$\frac{\text{دلار}}{\text{کیلووات ساعت}}$ ۰,۰۲

### ۳-۲-۱-۲- روابط حاکم بر الگوریتم در سیستم CCHP

- If  $EL_{PGU}(j, t) = 0$  and  $Q_{st}(t-1) < (Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc})$

$$E_{iElec}(j, t) = EL(t) \quad (25-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = 0 \quad (26-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = 0 \quad (27-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = \frac{\left( (Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc}) - Q_{st}(t-1) \right)}{\eta_{Boiler}} \quad (28-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = E_{Boiler}(j, t)\eta_{Boiler} \quad (29-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (30-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = 0 \quad (31-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) = 0$  and  $Q_{st}(t-1) > (Q_{HW} + Q_{SH}/\eta_{hhc} + Q_{CL}/\eta_{ccc})$

$$E_{iElec}(j, t) = EL(t) \quad (32-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = 0 \quad (33-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = 0 \quad (34-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (35-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (36-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (37-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + Q_{SH}/\eta_{hhc} + Q_{CL}/\eta_{ccc} \right) \quad (38-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) < EL(t)$  and  $\left( EL_{PGU}(j, t) / \eta_{ePGU}(j, t) \right) \eta_{hPGU} < \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) < \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right)$

$$E_{iElec}(j, t) = EL(t) - EL_{PGU}(j, t) \quad (39-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (40-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left( EL_{PGU}(j, t) / \eta_{ePGU}(j, t) \right) \eta_{hPGU} \quad (41-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = \left( \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) - Q_{st}(t-1) \right) / \eta_{Boiler} \quad (42-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = E_{Boiler}(j, t) \eta_{Boiler} \quad (43-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (44-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = 0 \quad (45-3)$$



- If  $EL_{PGU}(j, t) < EL(t)$  and  $\left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} < \left|Q_{st}(t-1) - \left(Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}}\right)\right|$  and  $Q_{st}(t-1) > \left(Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}}\right)$

$$E_{iElec}(j, t) = EL(t) - EL_{PGU}(j, t) \quad (46-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (47-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} \quad (48-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (49-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (50-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (51-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{PGU}(j, t) + Q_{st}(t-1) - \left(Q_{HW} + \frac{Q_{SH}}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}}{\eta_{ccc}}\right) \quad (52-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) < EL(t)$  and  $\left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} > \left|Q_{st}(t-1) - \left(Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}}\right)\right|$  and  $Q_{st}(t-1) < \left(Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}}\right)$

$$E_{iElec}(j, t) = EL(t) - EL_{PGU}(j, t) \quad (53-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (54-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} \quad (55-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (56-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (57-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (57-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{PGU}(j, t) + Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + Q_{SH}/\eta_{hhc} + Q_{CL}/\eta_{ccc} \right) \quad (58-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) < EL(t)$  and  $\left( \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \right) \eta_{hPGU} > \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) > \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right)$

$$E_{iElec}(j, t) = EL(t) - EL_{PGU}(j, t) \quad (59-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (60-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left( \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \right) \eta_{hPGU} \quad (61-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (62-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (63-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (64-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{PGU}(j, t) + Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + Q_{SH}/\eta_{hhc} + Q_{CL}/\eta_{ccc} \right) \quad (65-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) = EL(t)$  and  $\left( \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \right) \eta_{hPGU} < \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) < \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right)$

$$E_{iElec}(j, t) = 0 \quad (66-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (67-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left( \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \right) \eta_{hPGU} \quad (68-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = \left( \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right) - (Q_{st}(t-1)) \right) / \eta_{Boiler} \quad (69-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = E_{Boiler}(j, t) \eta_{Boiler} \quad (70-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (71-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = 0 \quad (72-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) = EL(t)$  and  $\left( \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \right) \eta_{hPGU} < \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) > \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right)$

$$E_{iElec}(j, t) = 0 \quad (73-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (74-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left( \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \right) \eta_{hPGU} \quad (75-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (76-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (77-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (78-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{PGU}(j, t) + Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + \frac{Q_{SH}}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}}{\eta_{ccc}} \right) \quad (79-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) = EL(t)$  and  $\left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} > \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) < \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right)$

$$E_{iElec}(j, t) = 0 \quad (A0-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (A1-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} \quad (A2-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (A3-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (A4-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (A5-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{PGU}(j, t) + Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + \frac{Q_{SH}}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}}{\eta_{ccc}} \right) \quad (A6-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) = EL(t)$  and  $\left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} > \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) > \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right)$

$$E_{iElec}(j, t) = 0 \quad (A7-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (A8-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} \quad (A9-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (A0-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (A1-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = 0 \quad (92-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{PGU}(j, t) + Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + Q_{SH}/\eta_{hhc} + Q_{CL}/\eta_{ccc} \right) \quad (93-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) > EL(t)$  and  $\left( EL_{PGU}(j, t) / \eta_{ePGU}(j, t) \right) \eta_{hPGU} < \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) < \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right)$

$$E_{iElec}(j, t) = 0 \quad (94-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (95-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left( EL_{PGU}(j, t) / \eta_{ePGU}(j, t) \right) \eta_{hPGU} \quad (96-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = \left( \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) - (Q_{st}(t-1)) \right) / \eta_{Boiler} \quad (97-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = E_{Boiler}(j, t) \eta_{Boiler} \quad (98-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = EL_{PGU}(j, t) - EL(t) \quad (99-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = 0 \quad (100-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) > EL(t)$  and  $\left( EL_{PGU}(j, t) / \eta_{ePGU}(j, t) \right) \eta_{hPGU} < \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) > \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right)$

$$E_{iElec}(j, t) = 0 \quad (101-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (1.2-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left( \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \right) \eta_{hPGU} \quad (1.3-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (1.4-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (1.5-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = EL_{PGU}(j, t) - EL(t) \quad (1.6-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{PGU}(j, t) + Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + Q_{SH}/\eta_{hhc} + Q_{CL}/\eta_{ccc} \right) \quad (1.7-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) > EL(t)$  and  $\left( \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \right) \eta_{hPGU} > \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) < \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right)$

$$E_{iElec}(j, t) = 0 \quad (1.8-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (1.9-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left( \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \right) \eta_{hPGU} \quad (1.10-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (1.11-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (1.12-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = EL_{PGU}(j, t) - EL(t) \quad (1.13-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{PGU}(j, t) + Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + Q_{SH}/\eta_{hhc} + Q_{CL}/\eta_{ccc} \right) \quad (1.14-3)$$

- If  $EL_{PGU}(j, t) > EL(t)$  and  $\left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} > |Q_{st}(t-1) - (Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc})|$  and  $Q_{st}(t-1) > (Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc})$

$$E_{iElec}(j, t) = 0 \quad (115-3)$$

$$E_{PGU}(j, t) = \frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)} \quad (116-3)$$

$$Q_{PGU}(j, t) = \left(\frac{EL_{PGU}(j, t)}{\eta_{ePGU}(j, t)}\right) \eta_{hPGU} \quad (117-3)$$

$$E_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (118-3)$$

$$Q_{Boiler}(j, t) = 0 \quad (119-3)$$

$$E_{eElec}(j, t) = EL_{PGU}(j, t) - EL(t) \quad (120-3)$$

$$Q_{st}(j, t) = Q_{PGU}(j, t) + Q_{st}(t-1) - (Q_{HW} + Q_{SH}/\eta_{hhc} + Q_{CL}/\eta_{ccc}) \quad (121-3)$$

و هزینه انرژی بهینه سیستم CCHP برابر است با:

$$OCE_{CCHP}(t) = \text{minimum}(CE_{CCHP}(j, t)) \quad (122-3)$$

۳-۲-۱-۳- روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول

$$E_{iElec}(t) = EL(t) \quad (123-3)$$

$$E_{Boiler}(t) = \left(Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc}\right) / \eta_{Boiler} \quad (124-3)$$

$$Q_{Boiler}(t) = E_{Boiler}(t) \eta_{Boiler} \quad (125-3)$$

۳-۲-۱-۴- اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه جویی سالیانه در هزینه انرژی،  
 مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه

$$ECD(t) = CE_{CONV}(t) - OCE_{CCHP}(t) \quad (126-3)$$

$$ECDR(t) = \frac{CE_{CONV}(t) - OCE_{CCHP}(t)}{CE_{CONV}(t)} \times 100 \quad (127-3)$$

$$PEC_{CCHP}(t) = ECF \times E_{iElec}(j_{opt}, t) + FCF \times E_{PGU}(j_{opt}, t) + FCF \times E_{Boiler}(j_{opt}, t) \quad (128-3)$$

$$PEC_{CONV}(t) = ECF \times E_{iElec}(t) + FCF \times E_{Boiler}(t) \quad (129-3)$$

$$\eta_{tot-CCHP}(t) = \frac{EL(t) + Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) + Q_{CL}(t) + Q_{st}(j_{opt}, t) + E_{eElec}(j_{opt}, t)}{PEC_{CCHP}(t)} \quad (130-3)$$

$$\eta_{tot-CONV}(t) = \frac{EL(t) + Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) + Q_{CL}(t)}{PEC_{CONV}(t)} \quad (131-3)$$

که  $ECF = 3.34$  و  $FCF = 1.047$  به ترتیب متوسط جهانی ضرایب تبدیل "انرژی درمحل به انرژی اولیه" برای انرژی الکتریکی و انرژی سوخت گاز طبیعی می باشند [۴۳].

دوره بازگشت سرمایه ساده<sup>۱</sup> (SPB) سیستم تولید همزمان طبق رابطه زیر محاسبه می شود [۵۹]:

$$\sum_{t=0}^{N_{min}=SPB} F_t \geq 0 \quad (132-3)$$

که  $F_t$  جریان خالص هزینه<sup>۲</sup> در هر گام زمانی است که شامل هزینه انرژی و هزینه سرمایه گذاری می باشد:

<sup>1</sup> Simple Payback Period (SPB)

<sup>2</sup> Net Flow Cash



$$F_t = [InvC_{CCHP} + OCE_{CCHP}(t)] - [InvC_{CONV} + CE_{CONV}(t)] \quad (133-3)$$

از آنجا که سیستم CCHP و بهینه سازی آن بر روی یک سیستم تولید مجزای متداول موجود نصب شده است بنابراین رابطه (133-3) به صورت رابطه زیر بازنویسی می شود که جریان خالص هزینه شامل مجموع اختلاف هزینه انرژی و اختلاف هزینه سرمایه گذاری اولیه می باشد. اختلاف هزینه سرمایه گذاری اولیه بین سیستم CCHP و سیستم تولید مجزای متداول شامل هزینه واحد تولید توان و مبدل های حرارتی نصب شده بر روی سیستم تولید مجزای متداول به علاوه هزینه تعمیرات و نگهداری منهای هزینه بویلرهایی که ممکن است در سیستم CCHP حذف شوند، می باشد. چون ظرفیت هر بویلر محدود بوده (  $Q_{Boiler}^{max} = 65.97 \text{ kW}$  ) و در سیستم CCHP بدلیل تامین حرارت توسط واحد تولید توان، ممکن است از تعداد بویلر ها نسبت به سیستم تولید مجزای متداول کاسته شود.

$$F_t = [OCE_{CCHP}(t) - CE_{CONV}(t)] + [InvC_{CCHP} - InvC_{CONV}] \\ = [-ECD(t)] + [Cost_{PGU} + Cost_{Heat\ Exchanger} - \sum Cost_{Boiler} + OMCost(t)] \quad (134-3)$$

که هزینه واحد تولید توان ( $Cost_{PGU}$ ) و مبدل های حرارتی ( $Cost_{Heat\ Exchanger}$ ) و بویلرها ( $Cost_{Boiler}$ ) و هزینه تعمیر و نگهداری ( $OMCost(t)$ ) به ترتیب طبق [60 و 61 و 62 و 23] می باشد. حال با قراردادن رابطه (134-3) در رابطه بازگشت سرمایه (3-132) و برابر صفر قراردادن آن و با فرض سود سالیانه ثابت و هزینه تعمیر و نگهداری سالیانه ثابت به ترتیب صورت روابط (3-136) و (3-137) خواهیم داشت:

$$\sum_{t=0}^{N_{min}=SPB} [-ECD(t)] + [Cost_{PGU} + Cost_{Heat\ Exchanger} - \sum Cost_{Boiler} + OMCost(t)] = 0 \quad (135-3)$$

$$\sum_{t=0}^{8760} ECD(t) = AESC \quad (136-3)$$

$$\sum_{t=0}^{8760} \text{OMCost}(t) = \text{AOMCost} \quad (137-3)$$

$$\text{SPB} \times (\text{AESC} - \text{AOMCost}) - \text{Cost}_{\text{PGU}} - \text{Cost}_{\text{Heat Exchanger}} + \sum \text{Cost}_{\text{Boiler}} = 0 \quad (138-3)$$

$$\text{SPB} = \frac{\text{Cost}_{\text{PGU}} + \text{Cost}_{\text{Heat Exchanger}} - \sum \text{Cost}_{\text{Boiler}}}{\text{AESC} - \text{AOMCost}} \quad (139-3)$$

### ۳-۲-۲- بهینه‌سازی با الگوریتم ژنتیک<sup>۱</sup> (GA)

الگوریتم ژنتیک یک روش برای حل کردن مسایل بهینه‌سازی با قید<sup>۲</sup> و بدون قید<sup>۳</sup> می‌باشد که بر اساس انتخاب اصلح صورت می‌گیرد. الگوریتم ژنتیک مکرراً یک جمعیت<sup>۴</sup> از حل‌های انفرادی<sup>۵</sup> را اصلاح می‌کند. در هر مرحله

---

<sup>1</sup> Genetic Algorithm (GA)

<sup>2</sup> Constrained

<sup>3</sup> Unconstrained

<sup>4</sup> Population

<sup>5</sup> Individual Solutions

الگوریتم ژنتیک منحصر به فردها<sup>۱</sup> را به صورت تصادفی از روی جمعیت کنونی به عنوان والدین<sup>۲</sup> انتخاب می کند تا از آن ها برای ایجاد فرزندان<sup>۳</sup> برای تولید نسل<sup>۴</sup> بعدی استفاده کند. با تولید نسل های پی در پی و متوالی، جمعیت به سمت یک حل بهینه نمو پیدا می کند. یک منحصر به فرد، هر نقطه ای است که می توان تابع سازگاری<sup>۵</sup> را به کار برد. مقدار تابع سازگاری برای هر منحصر به فرد، امتیاز<sup>۶</sup> آن می باشد. هر جمعیت، یک آرایه از منحصر به فردها است. مقدار سازگاری<sup>۷</sup> برای یک منحصر به فرد، مقدار تابع سازگاری برای آن منحصر به فرد است. بدلیل اینکه الگوریتم ژنتیک کمینه (حداقل) تابع سازگاری را پیدا می کند، بهترین مقدار سازگاری<sup>۸</sup>، کوچکترین مقدار سازگاری برای هر منحصر به فرد در جمعیت است. برای ایجاد تولید نسل بعدی، الگوریتم ژنتیک منحصر به فرد های خاصی را در جمعیت جاری انتخاب می کند که والدین نامیده می شوند و از آنها برای ایجاد منحصر به فردها در تولید نسل بعدی استفاده می کند که فرزندان نامیده می شود. به طور نمونه در الگوریتم محتمل تر این است والدینی انتخاب شوند که مقدار سازگاری های بهتری دارند [۶۳].

در این الگوریتم از توزیع انرژی برای ایجاد سیگنال های کنترلی برای عملکرد بهینه بر اساس هزینه در تجهیزات استفاده می شود. هدف این الگوریتم کمینه کردن هزینه انرژی، یعنی هزینه برق گرفته شده از شبکه و هزینه سوخت استفاده شده در PGU و SHD، و بیشینه کردن هزینه برق فروخته شده به شبکه بر اساس جریان انرژی در سیستم و قید های راندمان انرژی برای هر یک از تجهیزات سیستم است. به نوعی هدف این الگوریتم فراهم کردن سیگنال های عملکردی برای اجزای CCHP می باشد تا سیستم به اقتصادی ترین روش عمل کند. فلوچارت الگوریتم توزیع بهینه انرژی در شکل (۳-۶) نشان داده شده است.

---

<sup>1</sup> Individuals

<sup>2</sup> Parents

<sup>3</sup> Children

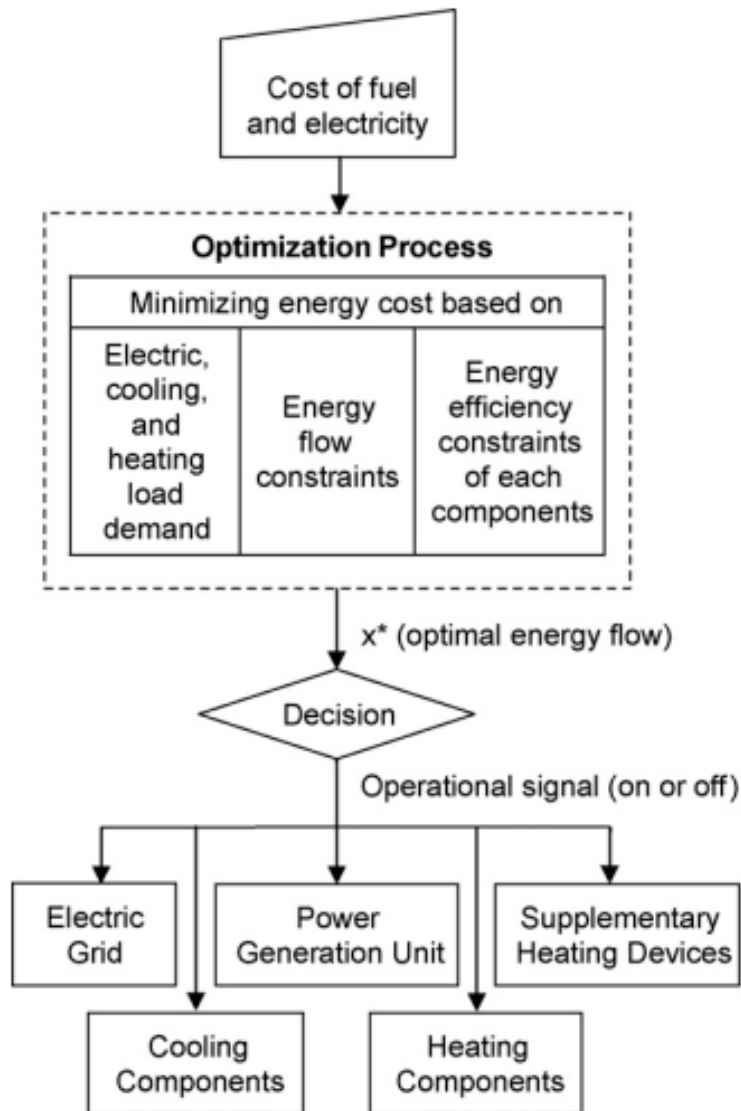
<sup>4</sup> Generation

<sup>5</sup> Fitness Function

<sup>6</sup> Score

<sup>7</sup> Fitness Value

<sup>8</sup> Best Fitness Value



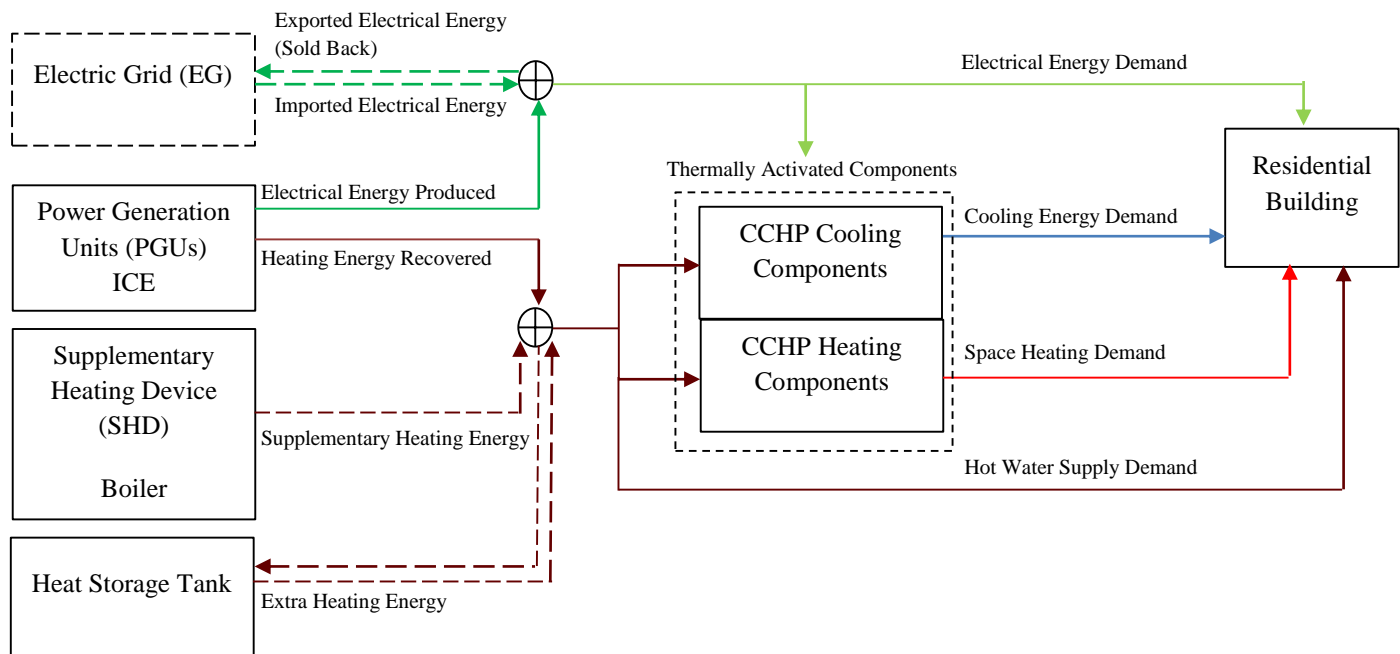
شکل (۳-۶) فلوجارت الگوریتم توزیع بهینه انرژی [۵]

دو فرض زیر در بهینه‌سازی با الگوریتم ژنتیک بکار رفته است:

- هرگونه انرژی حرارتی مازاد در هر گام زمانی<sup>۱</sup> از شبیه‌سازی بوسیله مدل مخزن ذخیره‌سازی حرارت برای گام زمانی بعد ذخیره می‌گردد، بنابراین هر گام زمانی وابسته به گام زمانی قبل می‌باشد و هرگونه انرژی الکتریکی مازاد به شبکه برق صادر می‌شود.
- سیستم CCHP قانون بقای انرژی<sup>۲</sup> را ارضا می‌کند.

### ۳-۲-۱- توصیف مدل شبکه‌ای جریان اصلاح شده

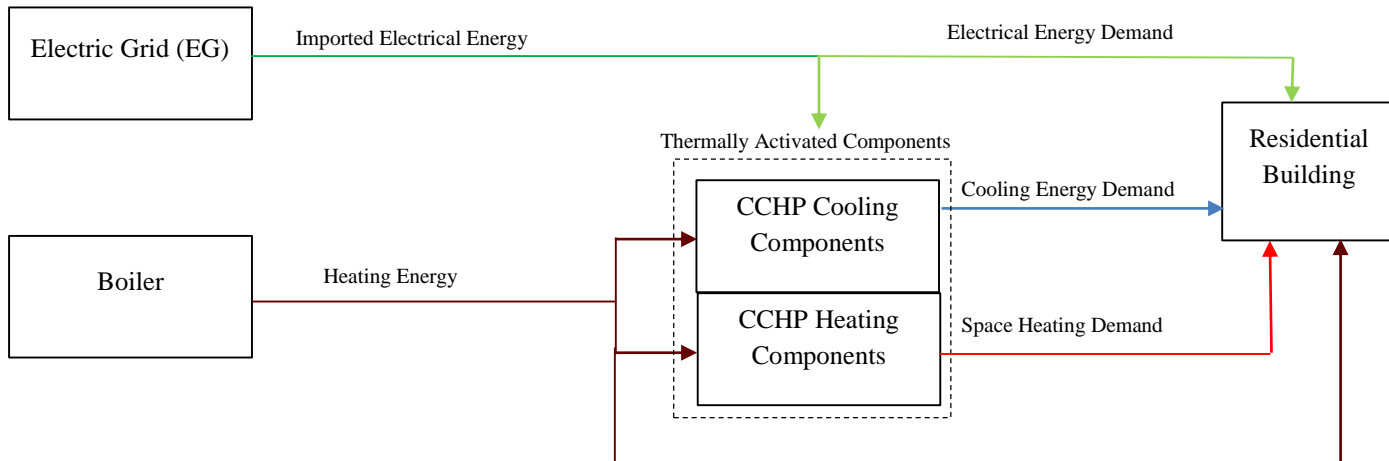
دیاگرام جریان سیستم CCHP و سیستم تولید مجزای متداول مورد مطالعه در این تحقیق در شکل های (۳-۷) و (۳-۸) به ترتیب نشان داده می‌شود. مدل های شبکه ای جریان معمولاً برای کمک کردن به تنظیم برنامه های خطی استفاده و ترتیب داده می‌شوند. یک مدل شبکه ای جریان از روی سیستم CCHP نمونه نشان داده در شکل (۳-۷) که بر اساس دیاگرام جریان انرژی توسعه یافته است، را می‌توان در شکل (۳-۹) مشاهده کرد.



شکل (۳-۷) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) در الگوریتم ژنتیک

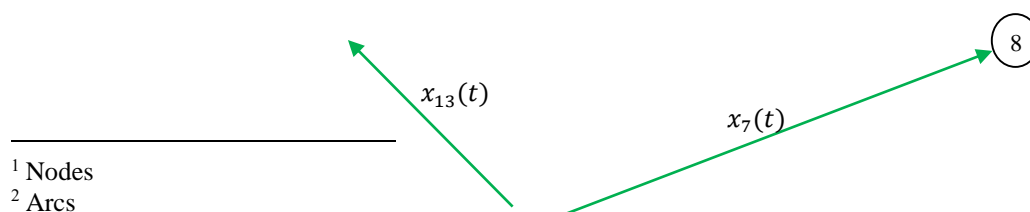
<sup>1</sup> Time Step

<sup>2</sup> Energy Conservation Law



شکل (۸-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در الگوریتم ژنتیک

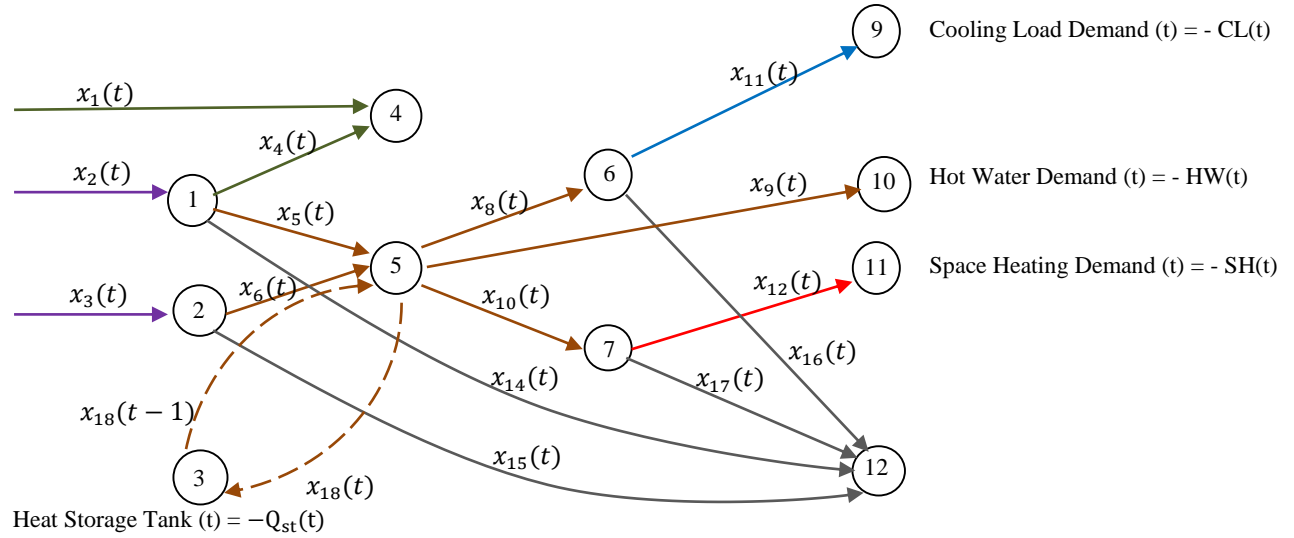
گره‌ها<sup>۱</sup> در این شبکه منابع انرژی و نقاط تقاضای انرژی را نشان می‌دهند و کمان‌ها<sup>۲</sup> در این شبکه نشان می‌دهند که چگونه انرژی جریان می‌یابد. فایده استفاده از مدل‌های شبکه‌ای جریان در مسائل سیستم انرژی، نشان دادن جریان انرژی، منبع انرژی و تقاضای انرژی و قیدهای راندمان است. به علاوه مدل شبکه‌ای جریان وضع کردن تابع هدف و قیدها را برای یک برنامه الگوریتم بهینه‌سازی آسان‌تر می‌کند. مدل شبکه‌ای جریان اصلاح شده برای سیستم CCHP نمونه در شکل (۷-۳)، به صورت شکل (۹-۳) مدل‌سازی شده است که با اضافه کردن یک مدل مخزن ذخیره‌سازی حرارت، مدل شبکه‌ای جریان در [۵] اصلاح گردیده است. که به سیستم این اجازه را می‌دهد تا بتواند در محدوده تقاضاهای سرمایش، گرمایش و برق و مخزن ذخیره‌سازی حرارت بهینه‌ترین عملکرد را داشته باشد، برخلاف [۵] که سیستم در هر گام زمانی نمی‌تواند فراتر از تقاضاهای سرمایش، گرمایش و برق عمل کند، که البته میزان مفید بودن این مدل شبکه‌ای جریان اصلاح شده و مدل مخزن ذخیره‌سازی حرارت، خود تابعی از میزان تقاضاها و ظرفیت موتور است.



<sup>1</sup> Nodes

<sup>2</sup> Arcs

Electrical Load Demand (t) = - EL(t)



شکل (۳-۹) مدل شبکه‌ای جریان در سیستم CCHP در الگوریتم ژنتیک

دو تابع هدف زیر به منظور کمینه کردن اختلاف هزینه انرژی بین سیستم CCHP و سیستم تولید مجزای متداول در الگوریتم ژنتیک فرض شده‌اند:

$$y_1(x) = \sum_{t=1}^{8760} \text{minimum}(CE_{CCHP}(t) - CE_{CONV}(t)) \quad (140-3)$$

$$y_1(x) = \sum_{t=1}^{8760} \text{minimum}(CE_{CONV}(t) - CE_{CCHP}(t)) \quad (141-3)$$

که:

$$CE_{CCHP}(t) = C_{iElec}x_1(t) + C_{GasD}x_2(t) + C_{GasD}x_3(t) - C_{eElec}x_{13}(t) \quad (142-3)$$

$$CE_{CONV}(t) = C_{iElec}EL(t) + C_{GasD} \left( \frac{Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right) / \eta_{Boiler} \quad (143-3)$$

که ضرایب هزینه در بخش ۳-۲-۱-۱ قبلا توضیح داده شده‌اند. معادلات (۳-۱۴۴) تا (۳-۱۵۵) بیانگر قیدهای روی جریان انرژی در مدل شبکه‌ای جریان (شکل ۳-۹) هستند که هر قید تضمین می‌کند جریان انرژی وارد شونده به هر گره برابر با تقاضا انرژی و جریان انرژی خارج شونده از آن است.

$$x_4(t) + x_5(t) + x_{14}(t) - x_2(t) = 0 \quad (۳-۱۴۴)$$

$$x_6(t) + x_{15}(t) - x_3(t) = 0 \quad (۳-۱۴۵)$$

$$x_{18}(t) - x_{18}(t-1) = Q_{st}(t) \quad (۳-۱۴۶)$$

$$x_7(t) + x_{13}(t) - x_1(t) - x_4(t) = 0 \quad (۳-۱۴۷)$$

$$x_8(t) + x_9(t) + x_{10}(t) + x_{18}(t) - x_5(t) - x_6(t) - x_{18}(t-1) = 0 \quad (۳-۱۴۸)$$

$$x_{11}(t) + x_{16}(t) - x_8(t) = 0 \quad (۳-۱۴۹)$$

$$x_{12}(t) + x_{17}(t) - x_{10}(t) = 0 \quad (۳-۱۵۰)$$

$$x_7(t) = EL(t) \quad (۳-۱۵۱)$$

$$x_{11}(t) = CL(t) \quad (۳-۱۵۲)$$

$$x_9(t) = HW(t) \quad (۳-۱۵۳)$$

$$x_{12}(t) = SH(t) \quad (۳-۱۵۴)$$

$$x_{14}(t) + x_{15}(t) + x_{16}(t) + x_{17}(t) = \text{Total Loss}(t) \quad (۳-۱۵۵)$$

یک کران بالا<sup>۱</sup> برای متغیرهای تصمیم‌گیری  $x_2(t)$  و  $x_3(t)$  وجود دارد که به ترتیب برابر با حداکثر مقدار انرژی

سوختی است که در یک گام زمانی واحد تولید توان  $(\frac{EL_{PGU}^{max}}{\eta_{ePGU}^{max}})$  و حداکثر مقدار انرژی سوختی است که در یک

گام زمانی بویلر  $(\frac{Q_{Boiler}^{max}}{\eta_{Boiler}})$  می‌توانند مصرف کنند. ولی برای متغیرهای تصمیم‌گیری  $x_1(t)$  و  $x_{13}(t)$  هیچ کران

<sup>۱</sup> Upper Bound



بالایی در نظر گرفته نمی‌شود. و همچنین برای متغیر  $x_7(t)$  یک کران پایین<sup>۱</sup> برابر  $EL(t)$  در نظر گرفته می‌شود و به دلیل مدل مخزن ذخیره‌سازی حرارت، برای متغیرهای  $x_9(t)$ ،  $x_{11}(t)$  و  $x_{12}(t)$  برخلاف [۵] هیچ کران بالایی لحاظ نمی‌شود ولی زمانی که هر کدام از تقاضاهای سرمایش، گرمایش، آب گرم مصرفی و برق در ساختمان برابر صفر باشند، کران بالا و پایین متغیرهای  $x_7(t)$ ،  $x_9(t)$ ،  $x_{12}(t)$ ،  $x_{11}(t)$  مساوی صفر قرار داده می‌شوند. سایر متغیرها هیچ گونه کرانی ندارند.

معادلات (۳-۱۵۶) و (۳-۱۵۷) بیان می‌کنند که  $100 \times \eta_{ePGU}$  از انرژی سوخت مصرف شده توسط واحد تولید توان تبدیل به انرژی الکتریکی و  $100 \times \eta_{hPGU}$  آن تبدیل به انرژی حرارتی می‌شود و مابقی،  $100 \times (1 - \eta_{ePGU} - \eta_{hPGU})$  تلف می‌شود.

$$x_4(t) - \eta_{ePGU}x_2(t) = 0 \quad (۳-۱۵۶)$$

$$x_5(t) - \eta_{hPGU}(t) = 0 \quad (۳-۱۵۷)$$

راندمان الکتریکی واحد تولید توان  $\eta_{ePGU}$ ، یک قید غیرخطی<sup>۲</sup> می‌باشد و خود تابعی از  $x_4(t)$  می‌باشد.

بنابراین در هر گام زمانی  $\eta_{ePGU}$  با یک حدس اولیه به عنوان ورودی وارد الگوریتم ژنتیک شده و با مقدار خروجی بدست آمده از  $\frac{x_4(t)}{x_2(t)}$  مورد مقایسه قرار می‌گیرد و در صورت اختلاف بیش از  $10^{-6}$ ، مقدار  $\frac{x_4(t)}{x_2(t)}$  به عنوان ورودی وارد الگوریتم می‌شود و این روند تا زمانی که اختلاف بین ورودی و خروجی کمتر از  $10^{-6}$  گردد، تکرار می‌شود.

معادله (۳-۱۵۸) بیان می‌کنند که  $100 \times \eta_{Boiler}$  از انرژی سوخت مصرف شده توسط بویلر، تبدیل به انرژی حرارتی می‌شود و مابقی،  $100 \times (1 - \eta_{Boiler})$  تلف می‌شود.

<sup>۱</sup> Lower Bound

<sup>۲</sup> Nonlinear Constraint

$$x_6(t) - \eta_{Boiler}x_3(t) = 0 \quad (158-3)$$

معادله (۱۵۹-۳) بیان می‌کنند که  $100 \times \eta_{ccc}$  از انرژی حرارتی مصرف شده توسط تجهیزات سرمایشی، تبدیل به انرژی سرمایشی می‌شود و مابقی،  $100 \times (1 - \eta_{ccc})$  تلف می‌شود.

$$x_{11}(t) - \eta_{ccc}x_8(t) = 0 \quad (159-3)$$

معادله (۱۶۰-۳) بیان می‌کنند که  $100 \times \eta_{hhc}$  از انرژی حرارتی مصرف شده توسط تجهیزات گرمایشی، تبدیل به انرژی گرمایشی می‌شود و مابقی،  $100 \times (1 - \eta_{hhc})$  تلف می‌شود.

$$x_{12}(t) - \eta_{hhc}x_{10}(t) = 0 \quad (160-3)$$

### ۳-۲-۲-۲- روابط حاکم بر الگوریتم در سیستم CCHP

$$E_{iElec}(t) = x_1(t) \quad (161-3)$$

$$E_{PGU}(t) = x_2(t) \quad (162-3)$$

$$E_{Boiler}(t) = x_3(t) \quad (163-3)$$

$$EL_{PGU}(t) = x_4(t) \quad (164-3)$$

$$Q_{PGU}(t) = x_5(t) \quad (165-3)$$

$$Q_{Boiler}(t) = x_6(t) \quad (166-3)$$

$$E_{eElec}(t) = x_{13}(t) \quad (167-3)$$

۳-۲-۲-۳- روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول

$$E_{iElec}(t) = EL(t) \quad (۱۶۸-۳)$$

$$E_{Boiler}(t) = \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) / \eta_{Boiler} \quad (۱۶۹-۳)$$

$$Q_{Boiler}(t) = E_{Boiler}(t)\eta_{Boiler} \quad (۱۷۰-۳)$$

۳-۲-۲-۴- اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه جویی سالیانه در هزینه انرژی،

مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه

$$ECD(t) = CE_{CONV}(t) - CE_{CCHP}(t) \quad (۱۷۱-۳)$$

$$ECDR(t) = \frac{CE_{CONV}(t) - CE_{CCHP}(t)}{CE_{CONV}(t)} \times 100 \quad (۱۷۲-۳)$$

$$\begin{aligned} PEC_{CCHP}(t) &= ECF \times E_{iElec}(t) + FCF \times E_{PGU}(t) + FCF \times E_{Boiler}(t) \\ &= ECF \times x_1(t) + FCF \times x_2(t) + FCF \times x_3(t) \end{aligned} \quad (۱۷۳-۳)$$

$$PEC_{CONV}(t) = ECF \times E_{iElec}(t) + E_{Boiler}(t) \quad (۱۷۴-۳)$$

$$\eta_{tot-CCHP}(t) = \frac{EL(t) + Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) + Q_{CL}(t) + Q_{st}(t) + E_{eElec}(t)}{PEC_{CCHP}(t)} \quad (۱۷۵-۳)$$

$$\eta_{tot-CONV}(t) = \frac{EL(t) + Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) + Q_{CL}(t)}{PEC_{CONV}(t)} \quad (۱۷۶-۳)$$

$$SPB = \frac{Cost_{PGU} + Cost_{Heat\ Exchanger} - \sum Cost_{Boiler}}{AESC - AOMCost} \quad (۱۷۷-۳)$$

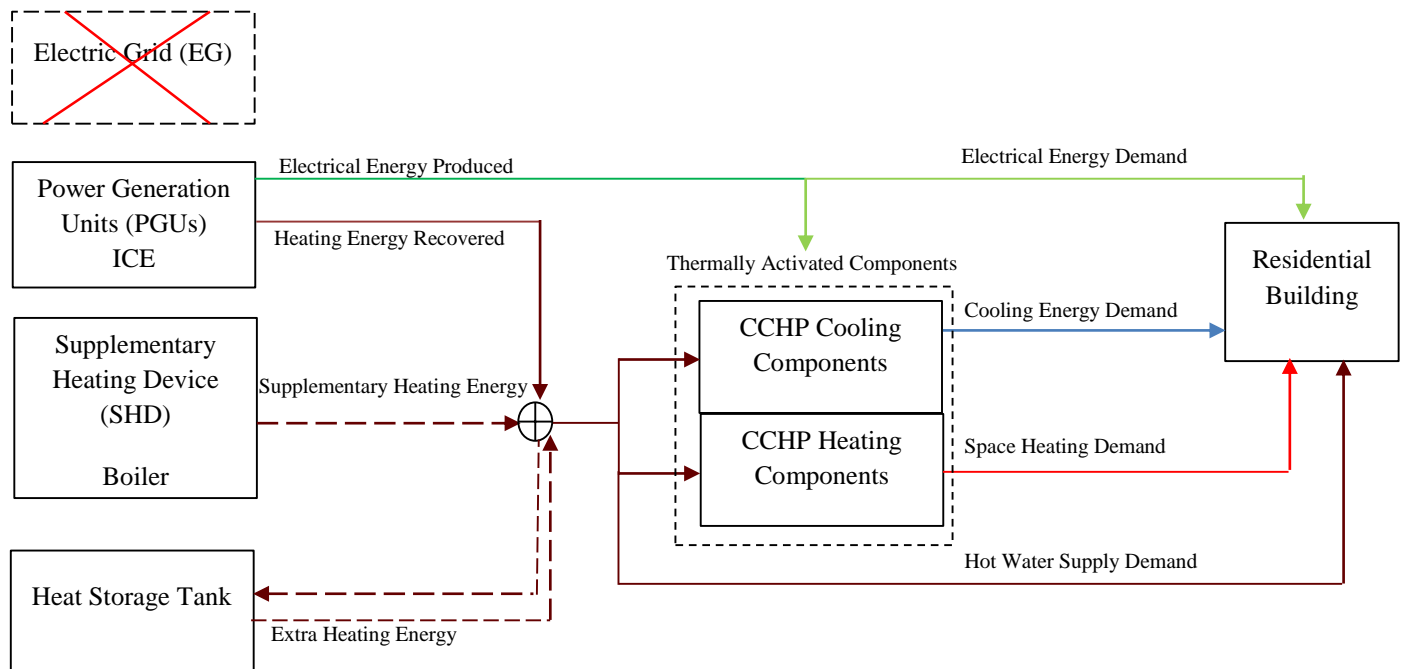
### ۳-۲-۳- استراتژی دنبال کردن تقاضای بار الکتریکی (FEL)<sup>۱</sup>

در این استراتژی سیستم CCHP طوری عمل می‌کند که واحد تولید توان با هدف دنبال کردن تقاضای برق ساختمان و تجهیزات حرارت-فعال فعالیت می‌کند و سیستم مستقل از شبکه برق بوده و برقی خریداری نمی‌شود. و حرارت بازیافتی از واحد تولید توان برای برآورده کردن نیازهای سرمایش و گرمایش توسط تجهیزات حرارت-فعال مصرف می‌شود. اگر حرارت بازیافتی از واحد تولید توان کمتر از نیازهای سرمایش و گرمایش باشد،

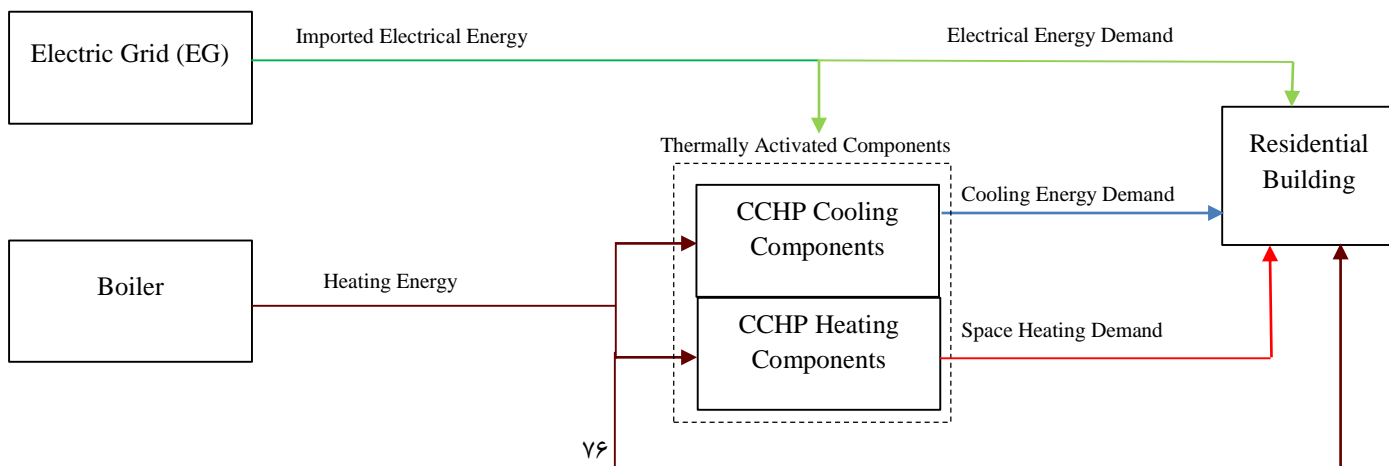
---

<sup>1</sup> Following Electric Load

حرارت اضافی توسط بویلر جبران می‌شود و اگر حرارت بازیافتی بیشتر از نیازهای سرمایش و گرمایش باشد، مازاد آن در مخزن ذخیره‌سازی حرارت برای گام زمانی بعدی ذخیره می‌گردد. سیستم CCHP توصیه شده و سیستم تولید مجزا در شکل (۳-۱۰) و (۳-۱۱) نشان داده می‌شود.



شکل (۳-۱۰) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) در استراتژی FEL



شکل (۱۱-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در استراتژی FEL

۱-۳-۲-۳- روابط حاکم بر استراتژی FEL در سیستم CCHP

$$E_{iElec}(t) = E_{eElec}(t) = 0 \quad (178-3)$$

$$EL_{PGU}(t) = EL(t) \quad (179-3)$$

$$\eta_{ePGU}(t) = -0.0011 EL_{PGU}(t)^2 + 0.0287 EL_{PGU}(t) + 0.0699 \quad (180-3)$$

$$E_{PGU}(t) = \frac{EL_{PGU}(t)}{\eta_{ePGU}(t)} \quad (181-3)$$

$$Q_{PGU}(t) = \left( \frac{EL_{PGU}(t)}{\eta_{ePGU}(t)} \right) \eta_{hPGU} \quad (182-3)$$

- If  $\left( \frac{EL_{PGU}(t)}{\eta_{ePGU}(t)} \right) \eta_{hPGU} < \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) / \eta_{hhc} + Q_{CL}(t) / \eta_{ccc} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) < \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) / \eta_{hhc} + Q_{CL}(t) / \eta_{ccc} \right)$

$$E_{Boiler}(t) = \frac{\left( \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) / \eta_{hhc} + Q_{CL}(t) / \eta_{ccc} \right) - Q_{st}(t-1) \right)}{\eta_{Boiler}} \quad (183-3)$$

$$Q_{Boiler}(t) = E_{Boiler}(j, t) \eta_{Boiler} \quad (184-3)$$

$$Q_{st}(t) = 0 \quad (185-3)$$

- If  $\left( \frac{EL_{PGU}(t)}{\eta_{ePGU}(t)} \right) \eta_{hPGU} < \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) / \eta_{hhc} + Q_{CL}(t) / \eta_{ccc} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) > \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) / \eta_{hhc} + Q_{CL}(t) / \eta_{ccc} \right)$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (186-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (187-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{PGU}}(j, t) + Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}} + Q_{\text{SH}}/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}/\eta_{\text{ccc}} \right) \quad (188-3)$$

- If  $\left( \frac{EL_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} > \left| Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}} \right) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) < \left( Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}} \right)$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (189-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (190-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{PGU}}(j, t) + Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}} + Q_{\text{SH}}/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}/\eta_{\text{ccc}} \right) \quad (191-3)$$

- If  $\left( \frac{EL_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} > \left| Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}} \right) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) > \left( Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}} \right)$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (192-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (193-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{PGU}}(j, t) + Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}} + Q_{\text{SH}}/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}/\eta_{\text{ccc}} \right) \quad (194-3)$$

هزینه انرژی سیستم CCHP برابر است با:

$$CE_{\text{CCHP}}(t) = C_{\text{GasD}} \times E_{\text{PGU}}(t) + C_{\text{GasD}} \times E_{\text{Boiler}}(t) \quad (195-3)$$

۳-۲-۳-۲- روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول

$$E_{iElec}(t) = EL(t) \quad (۱۹۶-۳)$$

$$E_{Boiler}(t) = \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) / \eta_{Boiler} \quad (۱۹۷-۳)$$

$$Q_{Boiler}(t) = E_{Boiler}(t)\eta_{Boiler} \quad (۱۹۸-۳)$$

$$CE_{CONV}(t) = C_{iElecD}E_{iElec}(t) + C_{GasD}E_{Boiler}(t) \quad (۱۹۹-۳)$$

که ضرایب هزینه در بخش ۳-۲-۳-۱-۱-۱ قبلا توضیح داده شده‌اند.

۳-۲-۳-۳- اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه‌جویی سالیانه در هزینه انرژی،

مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه

$$ECD(t) = CE_{CONV}(t) - CE_{CCHP}(t) \quad (۲۰۰-۳)$$

$$ECDR(t) = \frac{CE_{CONV}(t) - CE_{CCHP}(t)}{CE_{CONV}(t)} \times 100 \quad (۲۰۱-۳)$$

$$PEC_{CCHP}(t) = FCF \times E_{PGU}(t) + FCF \times E_{Boiler}(t) \quad (۲۰۲-۳)$$

$$PEC_{CONV}(t) = ECF \times E_{iElec}(t) + FCF \times E_{Boiler}(t) \quad (۲۰۳-۳)$$

$$\eta_{tot-CCHP}(t) = \frac{EL(t) + Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) + Q_{CL}(t) + Q_{st}(t)}{PEC_{CCHP}(t)} \quad (۲۰۴-۳)$$

$$\eta_{tot-CONV}(t) = \frac{EL(t) + Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) + Q_{CL}(t)}{PEC_{CONV}(t)} \quad (۲۰۵-۳)$$

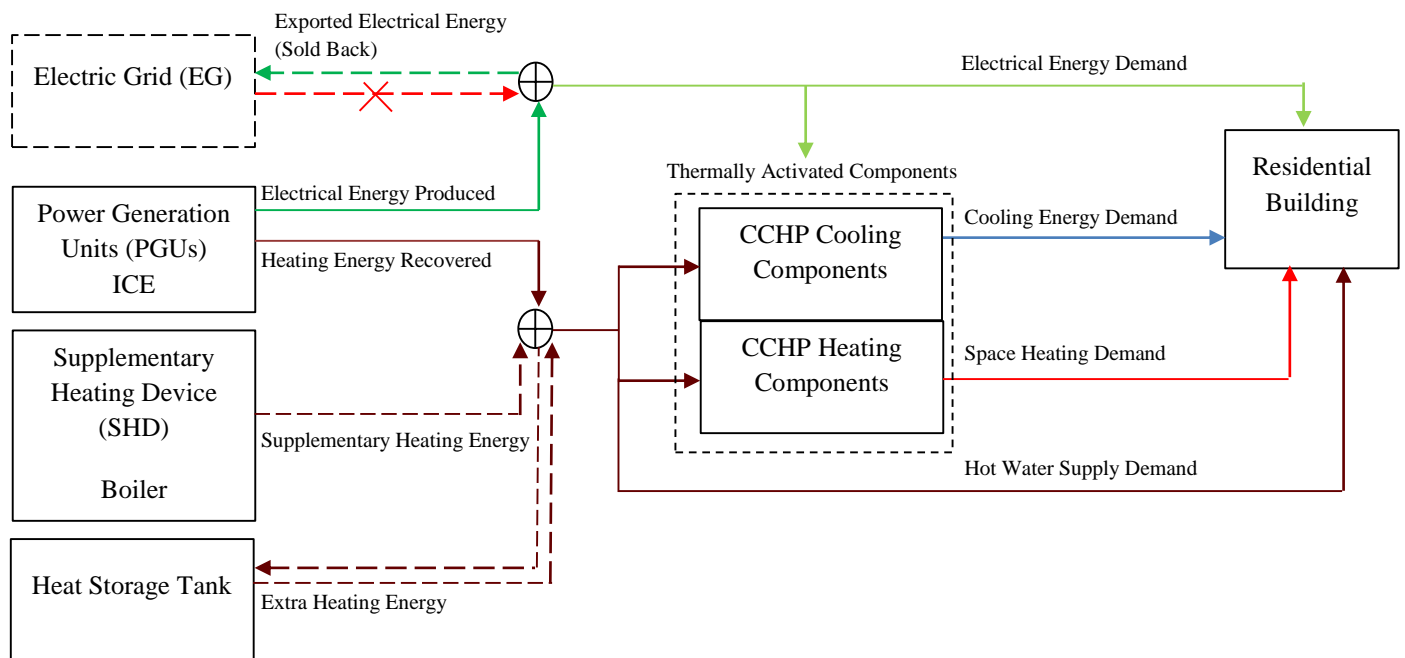
$$SPB = \frac{Cost_{PGU} + Cost_{Heat\ Exchanger} - \sum Cost_{Boiler}}{AESC - AOMCost} \quad (۲۰۶-۳)$$



### ۳-۲-۴- استراتژی حداکثر توان الکتریکی واحد تولید توان و فروش برق به شبکه برق (MaxSEG)<sup>۱</sup>

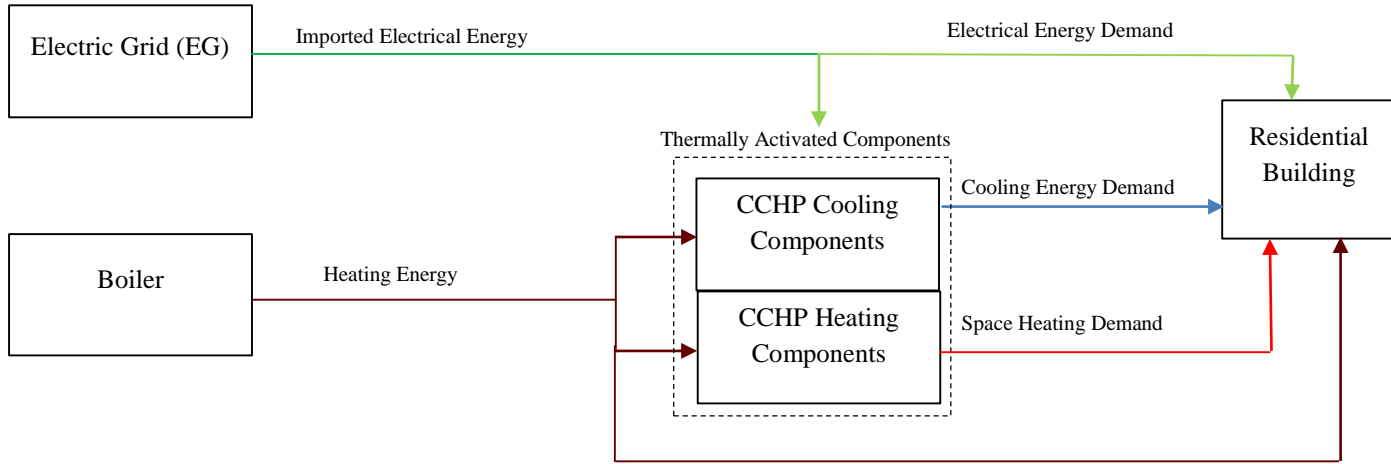
در این استراتژی واحد تولید توان در حداکثر توان الکتریکی خروجی ( $EL_{PGU}^{max}$ ) برای تامین تقاضای برق ساختمان فعالیت می‌کند و در صورتی که برق تولیدی توسط واحد تولید توان بیشتر از تقاضای برق باشد، مازاد آن به شبکه برق صادر می‌شود. حرارت بازیافتی از واحد تولید توان برای برآورده کردن نیازهای سرمایش و گرمایش توسط تجهیزات حرارت-فعال مصرف می‌شود. اگر حرارت بازیافتی از واحد تولید توان کمتر از نیازهای سرمایش و گرمایش باشد، حرارت اضافی توسط بویلر جبران می‌شود و اگر حرارت بازیافتی بیشتر از نیازهای سرمایش و گرمایش باشد، مازاد آن در مخزن ذخیره‌سازی حرارت برای گام زمانی بعدی ذخیره می‌گردد. سیستم CCHP توصیف شده و سیستم تولید مجزا در شکل (۳-۱۲) و (۳-۱۳) نشان داده می‌شود.

که البته ظرفیت واحد تولید توان از حداکثر تقاضای برق همواره بیشتر است و سیستم از لحاظ خریداری برق، از شبکه برق مستقل می‌باشد.



شکل (۳-۱۲) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) در استراتژی MaxSEG

<sup>1</sup> Maximum Power-Sell to Electric Grid



شکل (۳-۱۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در استراتژی MaxSEG

### ۳-۲-۴-۱- روابط حاکم بر استراتژی MaxSEG در سیستم CCHP

$$E_{iElec}(t) = 0 \quad (۲۰۷-۳)$$

$$EL_{PGU}(t) = EL_{PGU}^{max}(t) = 15 \text{ kW} \quad (۲۰۸-۳)$$

$$\eta_{ePGU}(t) = \eta_{ePGU}^{max}(t) = -0.0011 EL_{PGU}^{max}(t)^2 + 0.0287 EL_{PGU}^{max}(t) + 0.0699 \quad (۲۰۹-۳)$$

$$E_{PGU}(t) = E_{PGU}^{max}(t) = \frac{EL_{PGU}(t)}{\eta_{ePGU}(t)} = \frac{EL_{PGU}^{max}(t)}{\eta_{ePGU}^{max}(t)} \quad (۲۱۰-۳)$$

$$Q_{PGU}(t) = Q_{PGU}^{max}(t) = \left( \frac{EL_{PGU}^{max}(t)}{\eta_{ePGU}^{max}(t)} \right) \eta_{hPGU} \quad (۲۱۱-۳)$$

- If  $\left( \frac{EL_{PGU}(t)}{\eta_{ePGU}(t)} \right) \eta_{hPGU} < \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) < \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right)$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = \left( (Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}}) - (Q_{\text{st}}(t-1)) \right) / \eta_{\text{Boiler}} \quad (212-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = E_{\text{Boiler}}(t)\eta_{\text{Boiler}} \quad (213-3)$$

$$E_{\text{Elec}}(t) = 0 \quad (214-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = 0 \quad (215-3)$$

- If  $\left( \frac{E_{\text{LPGU}}(t)}{\eta_{\text{eLPGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hLPGU}} < \left| Q_{\text{st}}(t-1) - (Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}}) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) > (Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}})$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (216-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (217-3)$$

$$E_{\text{Elec}}(t) = 0 \quad (218-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{LPGU}}(t) + Q_{\text{st}}(t-1) - (Q_{\text{HW}} + Q_{\text{SH}}/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}/\eta_{\text{ccc}}) \quad (219-3)$$

- If  $\left( \frac{E_{\text{LPGU}}(t)}{\eta_{\text{eLPGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hLPGU}} > \left| Q_{\text{st}}(t-1) - (Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}}) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) < (Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}})$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (220-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (221-3)$$

$$E_{\text{Elec}}(t) = 0 \quad (222-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{LPGU}}(t) + Q_{\text{st}}(t-1) - (Q_{\text{HW}} + Q_{\text{SH}}/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}/\eta_{\text{ccc}}) \quad (223-3)$$

- If  $\left( \frac{EL_{PGU}(t)}{\eta_{ePGU}(t)} \right) \eta_{hPGU} > \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) > \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right)$

$$E_{Boiler}(t) = 0 \quad (224-3)$$

$$Q_{Boiler}(t) = 0 \quad (225-3)$$

$$E_{eElec}(t) = 0 \quad (226-3)$$

$$Q_{st}(t) = Q_{PGU}(t) + Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + \frac{Q_{SH}}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}}{\eta_{ccc}} \right) \quad (227-3)$$

هزینه انرژی انرژی سیستم CCHP برابر است با:

$$CE_{CCHP}(t) = C_{GasD} \times E_{PGU}(t) + C_{GasD} \times E_{Boiler}(t) - C_{eElecD} \times E_{eElec}(t) \quad (228-3)$$

۳-۲-۴-۲- روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول

$$E_{iElec}(t) = EL(t) \quad (229-3)$$

$$E_{Boiler}(t) = \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right) / \eta_{Boiler} \quad (230-3)$$

$$Q_{Boiler}(t) = E_{Boiler}(t) \eta_{Boiler} \quad (231-3)$$

$$CE_{CONV}(t) = C_{iElecD} E_{iElec}(t) + C_{GasD} E_{Boiler}(t) \quad (232-3)$$

که ضرایب هزینه در بخش ۳-۲-۱-۱-۱ قبلا مفصلا توضیح داده شده‌اند.

۳-۲-۳-۳- اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه جویی سالیانه در هزینه انرژی،

مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه

$$ECD(t) = CE_{CONV}(t) - CE_{CCHP}(t) \quad (233-3)$$

$$ECDR(t) = \frac{CE_{CONV}(t) - CE_{CCHP}(t)}{CE_{CONV}(t)} \times 100 \quad (234-3)$$

$$PEC_{CCHP}(t) = FCF \times E_{PGU}(t) + FCF \times E_{Boiler}(t) \quad (235-3)$$

$$PEC_{CONV}(t) = ECF \times E_{iElec}(t) + FCF \times E_{Boiler}(t) \quad (236-3)$$

$$\eta_{tot-CCHP}(t) = \frac{EL(t) + Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) + Q_{CL}(t) + E_{eElec}(t) + Q_{st}(t)}{PEC_{CCHP}(t)} \quad (237-3)$$

$$\eta_{tot-CONV}(t) = \frac{EL(t) + Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t) + Q_{CL}(t)}{PEC_{CONV}(t)} \quad (238-3)$$

$$SPB = \frac{Cost_{PGU} + Cost_{Heat\ Exchanger} - \sum Cost_{Boiler}}{AESC - AOMCost} \quad (239-3)$$

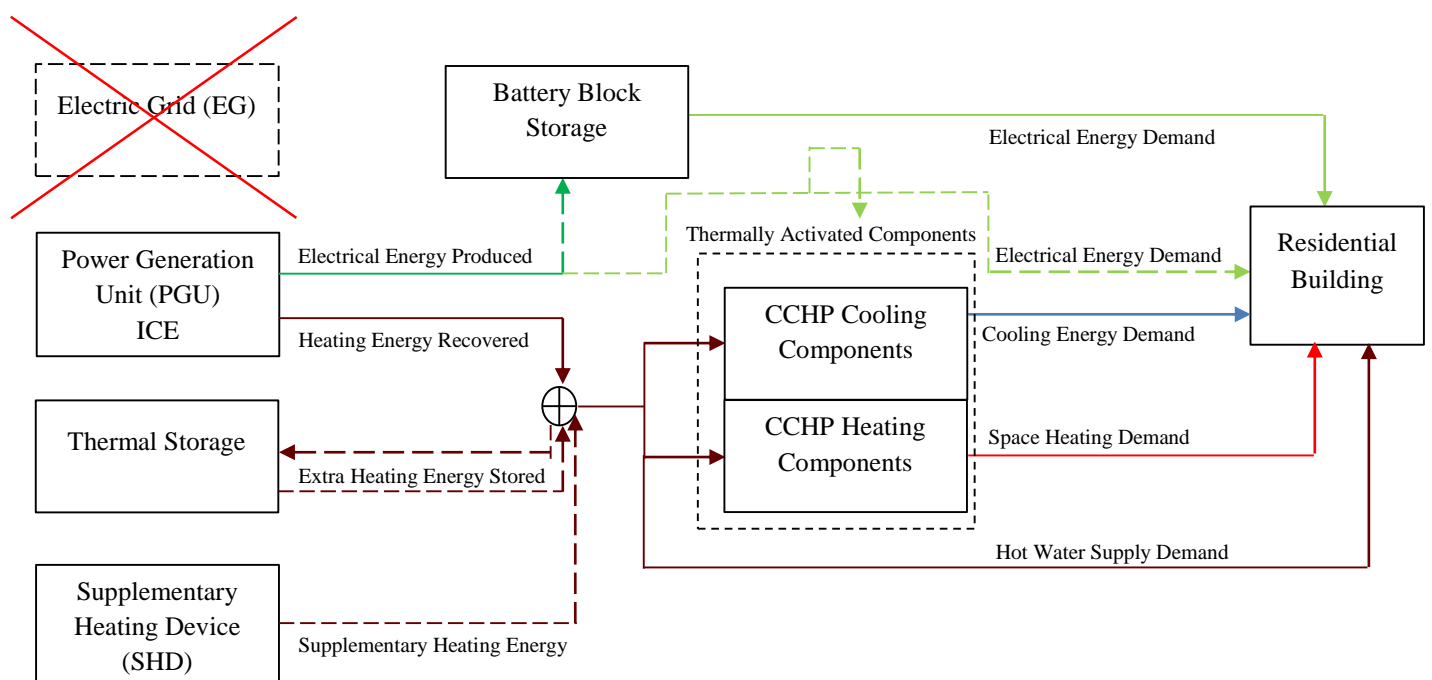
۳-۲-۵- استراتژی حداکثر توان الکتریکی واحد تولید توان و ذخیره‌سازی برق در مدل ذخیره‌سازی بلوک باتری (MaxSBBS)<sup>۱</sup>

در این استراتژی واحد تولید توان در حداکثر توان الکتریکی خروجی ( $EL_{PGU}^{max}$ ) فعالیت می‌کند و برق تولید شده برای تامین تقاضای برق ساختمان مصرف می‌شود و مازاد آن در مدل ذخیره‌سازی باتری ذخیره می‌گردد و حرارت بازیافتی از واحد تولید توان برای برآورده کردن نیازهای سرمایش و گرمایش توسط تجهیزات حرارت-فعال مصرف می‌شود. اگر حرارت بازیافتی از واحد تولید توان کمتر از نیازهای سرمایش و گرمایش باشد، حرارت اضافی توسط بویلر جبران می‌شود و اگر حرارت بازیافتی بیشتر از نیازهای سرمایش و گرمایش باشد، مازاد آن در مخزن ذخیره‌سازی حرارت برای گام زمانی بعدی ذخیره می‌گردد و این روند تا زمانی که وضعیت شارژ باتری ( $SOC(t)$ ) به حداکثر ظرفیت باتری ( $Q_{Battery}$ ) یا همان 100% شارژ شود. زمانی که وضعیت شارژ باتری به حداکثر رسید، واحد تولید توان غیر فعال شده و تقاضای برق ساختمان توسط برق ذخیره شده در باتری و حرارت لازم برای تجهیزات حرارت-فعال برای برآورده کردن تقاضاهای سرمایش و گرمایش توسط بویلر تامین می‌شود و این روند نیز تا زمانی که وضعیت شارژ باتری به حداقل (0%) دشارژ شود. و زمانی که باتری به حداقل

<sup>1</sup> Maximum Power-Save in Battery Block Storage

رسید، واحد تولید توان دوباره در حداکثر توان الکتریکی خروجی فعال می‌شود و این روند متناوبا تکرار می‌شود و سیستم مستقل از شبکه برق فعالیت خواهد کرد. سیستم CCHP توصیف شده و سیستم تولید مجزا در شکل (۱۴-۳) و (۱۵-۳) نشان داده می‌شود.

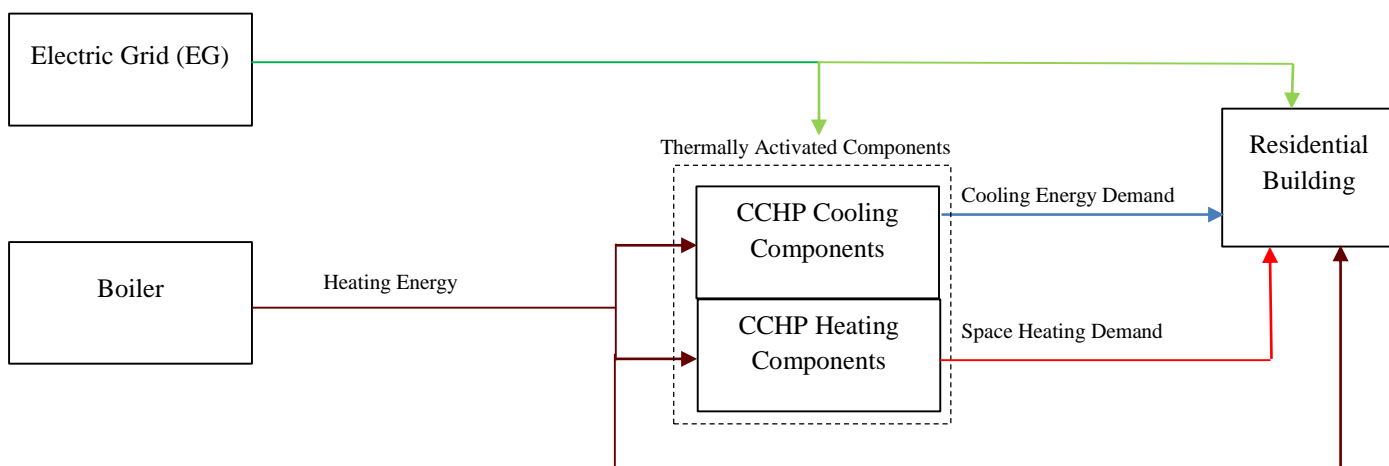
در این استراتژی به منظور پیدا کردن بهینه‌ترین ظرفیت باتری برای به‌کارگیری در مدل ذخیره‌سازی باتری، ۱۱ باتری ۱۲ ولت با ظرفیت مختلف مطابق جدول (۵-۳) [۶۴] انتخاب شده‌اند که در هر سیستم CCHP در مدل ذخیره‌سازی باتری، ۱۹ عدد باتری ۱۲ ولت به صورت سری برای رسیدن به ولتاژ ۲۲۰ ولت مطابق با تقاضای تجهیزات الکتریکی، نصب شده‌اند.



شکل (۱۴-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (CCHP) در استراتژی MaxSBBS

Imported Electrical Energy

Electrical Energy Demand



شکل (۱۵-۳) دیاگرام جریان سیستم تولید مجزای متداول در استراتژی MaxSBBS

جدول (۵-۳) ظرفیت و قیمت هر باتری ۱۲ ولت استفاده شده در مدل ذخیره‌سازی باتری در استراتژی MaxSBBS

ظرفیت باتری (آمپرساعت Ah)	5	10	15	20	30	40	50	75	100	185	245
قیمت (دلار \$)	15	30	37	56	83	92	137	155	225	350	450

### ۳-۲-۵-۱- روابط حاکم بر استراتژی MaxSBBS در سیستم CCHP

$$Q_{\text{Battery}} = I \times \Delta t \quad (۲۴۰-۳)$$

$$P = V \times I \times \cos\varphi \quad (۲۴۱-۳)$$

$$V = 220 \text{ v} \quad (۲۴۲-۳)$$

$$\cos\varphi = 0.85 \quad (۲۴۳-۳)$$



- If  $\text{SOC}(t) = 0 \xrightarrow{\text{Charging}} 100$  and  $\left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} < \left| Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}} \right) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) < \left( Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}} \right)$

$$E_{\text{iElec}}(t) = 0 \quad (244-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) = \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = 15 \text{ kW} \quad (245-3)$$

$$\eta_{\text{ePGU}}(t) = \eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t) = -0.0011 \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)^2 + 0.0287 \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) + 0.0699 \quad (246-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) \times 1000 - \text{EL}(t) = V \times I_{\text{Charge}} \times \cos\varphi \quad (247-3)$$

$$I_{\text{Charge}} = \frac{(15 \times 1000 - \text{EL}(t))}{220 \times 0.85} \quad (248-3)$$

$$h_{\text{Charge}} = \frac{Q_{\text{Battery}}}{I_{\text{Charge}}} \quad (248-3)$$

$$q_{\text{Battery}}(t) = q_{\text{Battery}}(t-1) + \frac{(15 \times 1000 - \text{EL}(t))}{220 \times 0.85} \times \Delta t \quad (249-3)$$

$$\text{SOC}(t) = \frac{q_{\text{Battery}}(t)}{Q_{\text{Battery}}} \times 100 \quad (250-3)$$

$$E_{\text{PGU}}(t) = E_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} = \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t)} \quad (251-3)$$

$$Q_{\text{PGU}}(t) = Q_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = \left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} \quad (252-3)$$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = \left( \left( Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t)/\eta_{\text{hhc}} + Q_{\text{CL}}(t)/\eta_{\text{ccc}} \right) - (Q_{\text{st}}(t-1)) \right) / \eta_{\text{Boiler}} \quad (253-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = E_{\text{Boiler}}(t) \eta_{\text{Boiler}} \quad (254-3)$$

$$E_{\text{eElec}}(t) = 0 \quad (255-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = 0 \quad (256-3)$$

- If  $\text{SOC}(t) = 0 \xrightarrow{\text{Charging}} 100$  and  $\left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} < \left| Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) > \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right)$

$$E_{\text{iElec}}(t) = 0 \quad (257-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) = \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = 15 \text{ kW} \quad (258-3)$$

$$\eta_{\text{ePGU}}(t) = \eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t) = -0.0011 \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)^2 + 0.0287 \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) + 0.0699 \quad (259-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) \times 1000 - \text{EL}(t) = V \times I_{\text{Charge}} \times \cos\varphi \quad (260-3)$$

$$I_{\text{Charge}} = \frac{(15 \times 1000 - \text{EL}(t))}{220 \times 0.85} \quad (261-3)$$

$$h_{\text{Charge}} = \frac{Q_{\text{Battery}}}{I_{\text{Charge}}} \quad (262-3)$$

$$q_{\text{Battery}}(t) = q_{\text{Battery}}(t-1) + \frac{(15 \times 1000 - \text{EL}(t))}{220 \times 0.85} \times \Delta t \quad (263-3)$$

$$\text{SOC}(t) = \frac{q_{\text{Battery}}(t)}{Q_{\text{Battery}}} \times 100 \quad (264-3)$$

$$E_{\text{PGU}}(t) = E_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} = \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t)} \quad (265-3)$$

$$Q_{\text{PGU}}(t) = Q_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = \left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} \quad (266-3)$$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (267-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (268-3)$$

$$E_{\text{eElec}}(t) = 0 \quad (269-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{PGU}}(t) + Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}} + \frac{Q_{\text{SH}}}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \quad (270-3)$$

- If  $\text{SOC}(t) = 0 \xrightarrow{\text{Charging}} 100$  and  $\left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} > \left| Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) < \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right)$

$$E_{\text{iElec}}(t) = 0 \quad (271-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) = \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = 15 \text{ kW} \quad (272-3)$$

$$\eta_{\text{ePGU}}(t) = \eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t) = -0.0011 \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)^2 + 0.0287 \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) + 0.0699 \quad (273-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) \times 1000 - \text{EL}(t) = V \times I_{\text{Charge}} \times \cos\varphi \quad (274-3)$$

$$I_{\text{Charge}} = \frac{(15 \times 1000 - \text{EL}(t))}{220 \times 0.85} \quad (275-3)$$

$$h_{\text{Charge}} = \frac{Q_{\text{Battery}}}{I_{\text{Charge}}} \quad (276-3)$$

$$q_{\text{Battery}}(t) = q_{\text{Battery}}(t-1) + \frac{(15 \times 1000 - \text{EL}(t))}{220 \times 0.85} \times \Delta t \quad (277-3)$$

$$\text{SOC}(t) = \frac{q_{\text{Battery}}(t)}{Q_{\text{Battery}}} \times 100 \quad (278-3)$$

$$E_{\text{PGU}}(t) = E_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} = \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t)} \quad (279-3)$$

$$Q_{\text{PGU}}(t) = Q_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = \left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} \quad (280-3)$$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (290-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (291-3)$$

$$E_{\text{eElec}}(t) = 0 \quad (292-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{PGU}}(t) + Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}} + \frac{Q_{\text{SH}}}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \quad (293-3)$$

- If  $\text{SOC}(t) = 0 \xrightarrow{\text{Charging}} 100$  and  $\left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} > \left| Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) > \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right)$

$$E_{\text{iElec}}(t) = 0 \quad (294-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) = \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = 15 \text{ kW} \quad (295-3)$$

$$\eta_{\text{ePGU}}(t) = \eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t) = -0.0011 \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)^2 + 0.0287 \text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) + 0.0699 \quad (296-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) \times 1000 - \text{EL}(t) = V \times I_{\text{Charge}} \times \cos\varphi \quad (297-3)$$

$$I_{\text{Charge}} = \frac{(15 \times 1000 - \text{EL}(t))}{220 \times 0.85} \quad (298-3)$$

$$h_{\text{Charge}} = \frac{Q_{\text{Battery}}}{I_{\text{Charge}}} \quad (299-3)$$

$$q_{\text{Battery}}(t) = q_{\text{Battery}}(t-1) + \frac{(15 \times 1000 - \text{EL}(t))}{220 \times 0.85} \times \Delta t \quad (300-3)$$

$$\text{SOC}(t) = \frac{q_{\text{Battery}}(t)}{Q_{\text{Battery}}} \times 100 \quad (301-3)$$

$$E_{\text{PGU}}(t) = E_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} = \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t)} \quad (302-3)$$

$$Q_{\text{PGU}}(t) = Q_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t) = \left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}^{\text{max}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}^{\text{max}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} \quad (303-3)$$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (304-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (305-3)$$

$$E_{\text{eElec}}(t) = 0 \quad (306-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{PGU}}(t) + Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}} + \frac{Q_{\text{SH}}}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \quad (307-3)$$

- If  $\text{SOC}(t) = 100 \xrightarrow{\text{Discharging}} 0$  and  $\left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} < \left| Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) < \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right)$

$$E_{\text{iElec}}(t) = 0 \quad (3.8-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) = 0 \quad (3.9-3)$$

$$\eta_{\text{ePGU}}(t) = 0 \quad (3.10-3)$$

$$\text{EL}(t) = V \times I_{\text{Discharge}} \times \cos\varphi \quad (3.11-3)$$

$$I_{\text{Discharge}} = \frac{\text{EL}(t)}{220 \times 0.85} \quad (3.12-3)$$

$$h_{\text{Discharge}} = \frac{Q_{\text{Battery}}}{I_{\text{Discharge}}} \quad (3.13-3)$$

$$q_{\text{Battery}}(t) = q_{\text{Battery}}(t-1) - \frac{\text{EL}(t)}{220 \times 0.85} \times \Delta t \quad (3.14-3)$$

$$\text{SOC}(t) = \frac{q_{\text{Battery}}(t)}{Q_{\text{Battery}}} \times 100 \quad (3.15-3)$$

$$E_{\text{PGU}}(t) = 0 \quad (3.16-3)$$

$$Q_{\text{PGU}}(t) = 0 \quad (3.17-3)$$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = \left( \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right) - (Q_{\text{st}}(t-1)) \right) / \eta_{\text{Boiler}} \quad (3.18-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = E_{\text{Boiler}}(t) \eta_{\text{Boiler}} \quad (3.19-3)$$

$$E_{\text{eElec}}(t) = 0 \quad (3.20-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = 0 \quad (3.21-3)$$

- If  $\text{SOC}(t) = 100 \xrightarrow{\text{Discharging}} 0$  and  $\left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} < \left| Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) > \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right)$

$$E_{\text{iElec}}(t) = 0 \quad (322-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) = 0 \quad (323-3)$$

$$\eta_{\text{ePGU}}(t) = 0 \quad (324-3)$$

$$\text{EL}(t) = V \times I_{\text{Discharge}} \times \cos\varphi \quad (325-3)$$

$$I_{\text{Discharge}} = \frac{\text{EL}(t)}{220 \times 0.85} \quad (326-3)$$

$$h_{\text{Discharge}} = \frac{Q_{\text{Battery}}}{I_{\text{Discharge}}} \quad (327-3)$$

$$q_{\text{Battery}}(t) = q_{\text{Battery}}(t-1) - \frac{\text{EL}(t)}{220 \times 0.85} \times \Delta t \quad (328-3)$$

$$\text{SOC}(t) = \frac{q_{\text{Battery}}(t)}{Q_{\text{Battery}}} \times 100 \quad (329-3)$$

$$E_{\text{PGU}}(t) = 0 \quad (330-3)$$

$$Q_{\text{PGU}}(t) = 0 \quad (331-3)$$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (332-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (333-3)$$

$$E_{\text{eElec}}(t) = 0 \quad (334-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{PGU}}(t) + Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}} + \frac{Q_{\text{SH}}}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \quad (335-3)$$

- If  $\text{SOC}(t) = 100 \xrightarrow{\text{Discharging}} 0$  and  $\left( \frac{\text{EL}_{\text{PGU}}(t)}{\eta_{\text{ePGU}}(t)} \right) \eta_{\text{hPGU}} > \left| Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \right|$  and  $Q_{\text{st}}(t-1) < \left( Q_{\text{HW}}(t) + \frac{Q_{\text{SH}}(t)}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}(t)}{\eta_{\text{ccc}}} \right)$

$$E_{\text{iElec}}(t) = 0 \quad (336-3)$$

$$\text{EL}_{\text{PGU}}(t) = 0 \quad (337-3)$$

$$\eta_{\text{ePGU}}(t) = 0 \quad (338-3)$$

$$\text{EL}(t) = V \times I_{\text{Discharge}} \times \cos\varphi \quad (339-3)$$

$$I_{\text{Discharge}} = \frac{\text{EL}(t)}{220 \times 0.85} \quad (340-3)$$

$$h_{\text{Discharge}} = \frac{Q_{\text{Battery}}}{I_{\text{Discharge}}} \quad (341-3)$$

$$q_{\text{Battery}}(t) = q_{\text{Battery}}(t-1) - \frac{\text{EL}(t)}{220 \times 0.85} \times \Delta t \quad (342-3)$$

$$\text{SOC}(t) = \frac{q_{\text{Battery}}(t)}{Q_{\text{Battery}}} \times 100 \quad (343-3)$$

$$E_{\text{PGU}}(t) = 0 \quad (344-3)$$

$$Q_{\text{PGU}}(t) = 0 \quad (345-3)$$

$$E_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (346-3)$$

$$Q_{\text{Boiler}}(t) = 0 \quad (347-3)$$

$$E_{\text{eElec}}(t) = 0 \quad (348-3)$$

$$Q_{\text{st}}(t) = Q_{\text{PGU}}(t) + Q_{\text{st}}(t-1) - \left( Q_{\text{HW}} + \frac{Q_{\text{SH}}}{\eta_{\text{hhc}}} + \frac{Q_{\text{CL}}}{\eta_{\text{ccc}}} \right) \quad (349-3)$$

- If  $SOC(t) = 100 \xrightarrow{\text{Discharging}} 0$  and  $\left( \frac{EL_{PGU}(t)}{\eta_{ePGU}(t)} \right) \eta_{hPGU} > \left| Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right) \right|$  and  $Q_{st}(t-1) > \left( Q_{HW}(t) + \frac{Q_{SH}(t)}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}(t)}{\eta_{ccc}} \right)$

$$E_{iElec}(t) = 0 \quad (350-3)$$

$$EL_{PGU}(t) = 0 \quad (351-3)$$

$$\eta_{ePGU}(t) = 0 \quad (352-3)$$

$$EL(t) = V \times I_{Discharge} \times \cos\varphi \quad (353-3)$$

$$I_{Discharge} = \frac{EL(t)}{220 \times 0.85} \quad (354-3)$$

$$h_{Discharge} = \frac{Q_{Battery}}{I_{Discharge}} \quad (355-3)$$

$$q_{Battery}(t) = q_{Battery}(t-1) - \frac{EL(t)}{220 \times 0.85} \times \Delta t \quad (356-3)$$

$$SOC(t) = \frac{q_{Battery}(t)}{Q_{Battery}} \times 100 \quad (357-3)$$

$$E_{PGU}(t) = 0 \quad (358-3)$$

$$Q_{PGU}(t) = 0 \quad (359-3)$$

$$E_{Boiler}(t) = 0 \quad (360-3)$$

$$Q_{Boiler}(t) = 0 \quad (361-3)$$

$$E_{eElec}(t) = 0 \quad (362-3)$$

$$Q_{st}(t) = Q_{PGU}(t) + Q_{st}(t-1) - \left( Q_{HW} + \frac{Q_{SH}}{\eta_{hhc}} + \frac{Q_{CL}}{\eta_{ccc}} \right) \quad (363-3)$$

هزینه انرژی سیستم CCHP برابر است با:



$$CE_{CCHP}(t) = C_{GasD} \times E_{PGU}(t) + C_{GasD} \times E_{Boiler}(t) \quad (364-3)$$

۳-۲-۵-۲-روابط حاکم بر سیستم تولید مجزای متداول

$$E_{iElec}(t) = EL(t) \quad (365-3)$$

$$E_{Boiler}(t) = \left( Q_{HW}(t) + Q_{SH}(t)/\eta_{hhc} + Q_{CL}(t)/\eta_{ccc} \right) / \eta_{Boiler} \quad (366-3)$$

$$Q_{Boiler}(t) = E_{Boiler}(t)\eta_{Boiler} \quad (367-3)$$

$$CE_{CONV}(t) = C_{iElecD}E_{iElec}(t) + C_{GasD}E_{Boiler}(t) \quad (368-3)$$

که ضرایب هزینه در بخش ۳-۲-۱-۱-۱ قبلاً توضیح داده شده‌اند.

۳-۲-۵-۳-اختلاف هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی، صرفه‌جویی سالیانه در هزینه انرژی،

مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی و بازگشت سرمایه

$$ECD(t) = CE_{CONV}(t) - CE_{CCHP}(t) \quad (369-3)$$

$$ECDR(t) = \frac{CE_{CONV}(t) - CE_{CCHP}(t)}{CE_{CONV}(t)} \times 100 \quad (370-3)$$

$$PEC_{CCHP}(t) = FCF \times E_{PGU}(t) + FCF \times E_{Boiler}(t) \quad (371-3)$$

$$PEC_{CONV}(t) = ECF \times E_{iElec}(t) + FCF \times E_{Boiler}(t) \quad (372-3)$$

$$\eta_{\text{tot-CCHP}}(t) = \frac{EL(t) + Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t) + Q_{\text{CL}}(t) + Q_{\text{st}}(t)}{PEC_{\text{CCHP}}(t)} \quad (373-3)$$

$$\eta_{\text{tot-CONV}}(t) = \frac{EL(t) + Q_{\text{HW}}(t) + Q_{\text{SH}}(t) + Q_{\text{CL}}(t)}{PEC_{\text{CONV}}(t)} \quad (374-3)$$

$$SPB = \frac{\text{Cost}_{\text{PGU}} + \text{Cost}_{\text{Heat Exchanger}} + \text{Cost}_{\text{Battery}}}{\text{AESC} - \text{AOMCost}} \quad (375-3)$$

۳-۲-۵-۴- معیار انتخاب مدل ذخیره‌سازی بلوک باتری

برای انتخاب مناسب‌ترین باتری دو شرط زیر باید رعایت گردند:

۱- شرط اول اینکه نکته اصلی در پرکردن سریع باتری این است که دمای باتری نباید از ۴۳ درجه سانتیگراد بیشتر شود که این مساله تابع جریان شارژ باتری است، که در روش پرکردن باتری با جریان ثابت، جریان شارژ نباید از ۰,۱ ظرفیت آمپر ساعتی باتری بیشتر شود [۶۶].

حال با فرض جریان ثابت در زمان شارژ باتری در هر گام زمانی در استراتژی MaxSBBS، خواهیم داشت:

$$I_{\text{Charge-Rated}} = 0.1 \times Q_{\text{Battery}} \quad (376-3)$$

$$I_{\text{Charge}} < I_{\text{Charge-Rated}} \quad (377-3)$$

$$\frac{I_{\text{Charge}}}{I_{\text{Charge-Rated}}} < 1 \quad (378-3)$$

۲- شرط دوم اینکه با فرض حداکثر بازگشت سرمایه برابر ۵ سال، بازگشت سرمایه سیستم CCHP با مدل ذخیره سازی باتری انتخابی باید کمتر از ۵ سال باشد.

$$SPB < SPB_{\text{Rated}} = 5 \quad (379-3)$$

$$\frac{SPB}{SPB_{\text{Rated}}} < 1 \quad (380-3)$$

که روابط (378-3) و (380-3) به ترتیب جریان شارژ بی بعد شده و بازگشت سرمایه بی بعد شده می باشند.

## فصل ۴: نتایج بهینه‌سازی

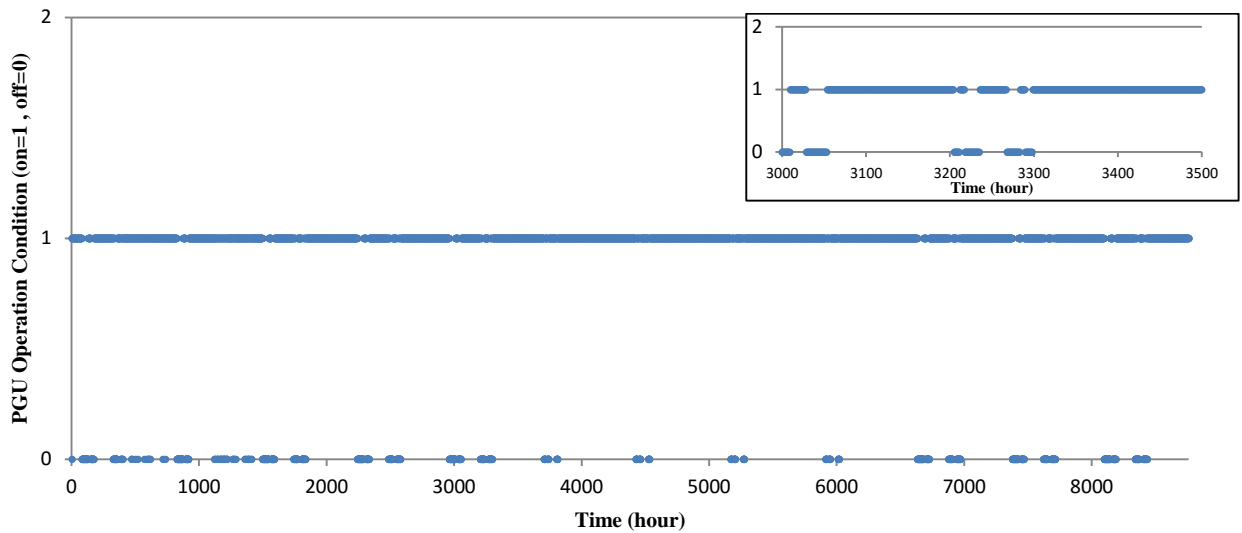
#### ۴-۱- الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی

۴-۱-۱- هزینه‌های برق و گاز برحسب ریال (جداول (۲-۳) و (۳-۳) و رابطه (۳-۲۲))

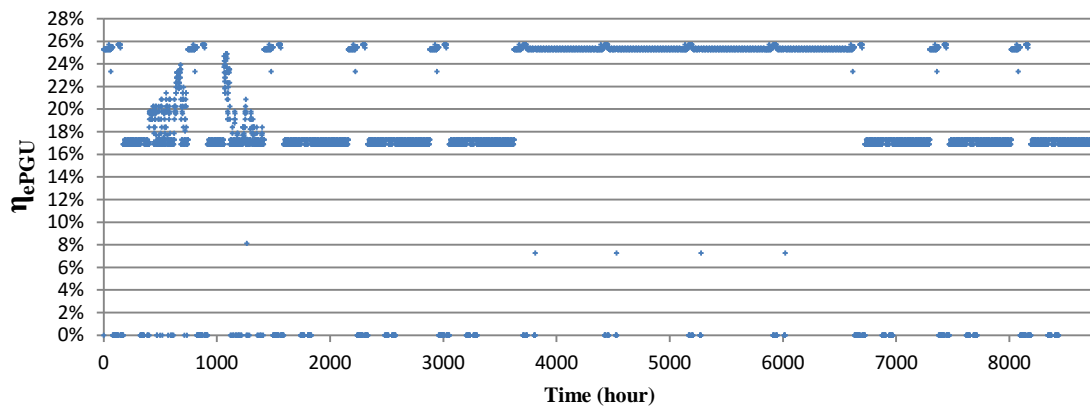
الگوریتم بهینه‌سازی ذکر شده در بخش ۳-۲-۱ برای شبیه‌سازی عملکرد سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق بر روی ساختمان مسکونی نمونه توصیف شده در بخش ۳-۱-۱ با در نظر گرفتن قیدهای راندمان و هزینه به ترتیب مطابق جداول (۳-۱)، (۳-۲) و (۳-۳) برای مدت زمان یک سال (از ژانویه تا دسامبر) با گام زمانی یک ساعت برای  $n=150$  حالت، به کار گرفته شد.

شکل (۴-۱) وضعیت عملکرد واحد تولید توان را در طول یک سال (ژانویه تا دسامبر) نشان می‌دهد که عدد "1" وضعیت روشن و عدد "0" وضعیت خاموش موتور را مشخص می‌کند. همان طور که دیده می‌شود در اکثر ساعات در طول سال موتور در وضعیت روشن قرار دارد (فعال است).

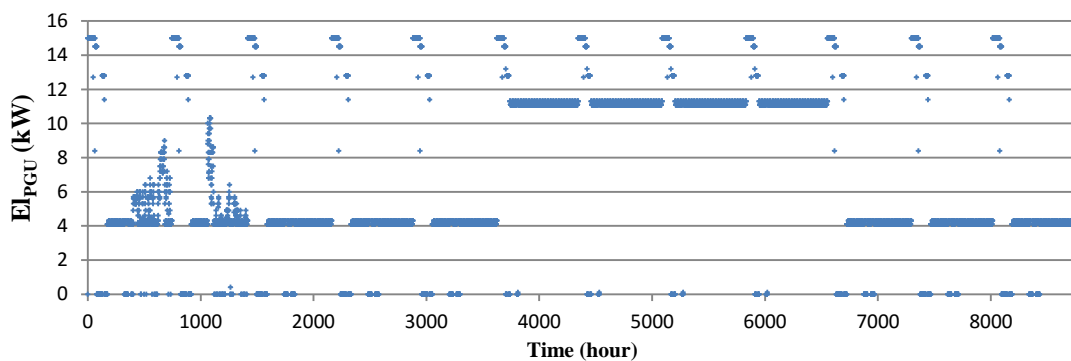
برای بررسی دقیق‌تر ظرفیت فعالیت واحد تولید توان در طول یک سال (ژانویه تا دسامبر)، تغییرات راندمان الکتریکی آن را می‌توان در شکل (۴-۲) مشاهده کرد که می‌توان دریافت که با توجه به تقاضاهای بار الکتریکی، گرمایش فضای ساختمان، آب گرم مصرفی و سرمایش (شکل‌های ۳-۲-الف، ۳-۲-ب، ۳-۲-ج و ۳-۲-د) در روزهای سرد سال (از ساعت ۱ تا ۲۸۸۱ و از ساعت ۷۲۹۸ تا ۸۷۶۰) راندمان بهینه واحد تولید توان به جز مواقعی که موتور خاموش است، اکثراً برابر ۱۷٪ (۲۸٪ بار) است به جز روزهای اول هر ماه که راندمانی برابر ۲۵٫۲۹٪ (۱۰۰٪ بار) وضعیت بهینه است که این امر به دلیل افزایش پلکانی هزینه برق و گاز می‌باشد و در روزهای فصل-های میانی سال (نه سرد و نه گرم) از ساعت ۲۸۸۲ تا ۳۶۲۵ و از ساعت ۶۵۵۴ تا ۷۲۹۷ نیز همین روند حکمفرما است و در روزهای گرم سال (از ساعت ۳۶۲۶ تا ۶۵۵۳) به دلیل بالا بودن تقاضای برق و انرژی حرارتی برای تجهیزات حرارت-فعال سیستم راندمان بهینه واحد تولید توان اکثراً نزدیک به حداکثر راندمان ۲۵٫۲۹٪ (۱۰۰٪ بار) است. در شکل (۴-۳) می‌توان توان (انرژی الکتریکی) تولید شده توسط واحد تولید توان متناسب با نمودار راندمان نشان داده شده در شکل (۴-۲)، را بر حسب کیلو وات مشاهده نمود. که به جز روزهای آغازین هر ماه (15 kW) موتور تقریباً تقاضای الکتریکی را دنبال می‌کند.



شکل (۱-۴) زمان هایی از سال که واحد تولید توان در حال فعالیت بوده است. عدد ۱ وضعیت فعال و عدد ۰ وضعیت غیر فعال را نشان می دهد. نمودار مقیاس کوچک ضمیمه شده، نمودار بزرگ نمایی شده بخشی از سال برای وضوح بیشتر می باشد.



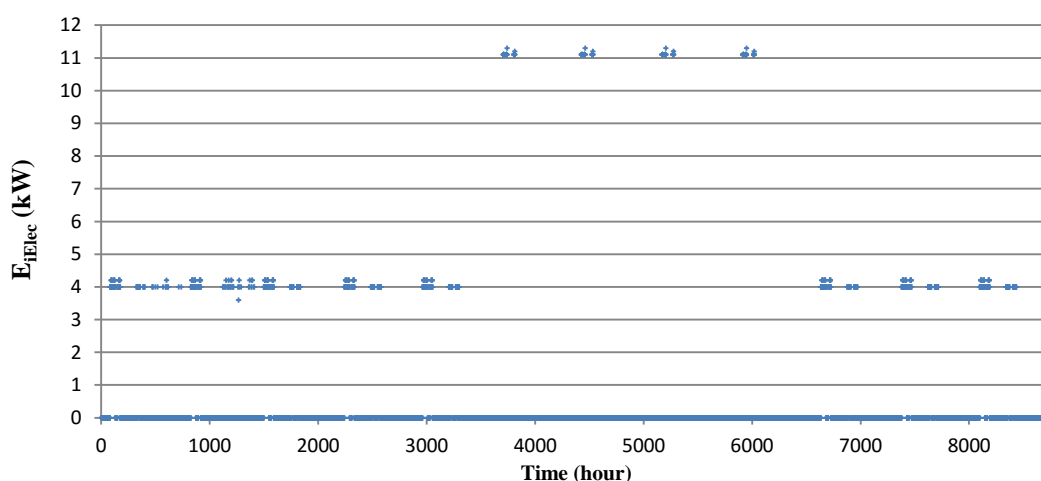
شکل (۲-۴) نمودار راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)



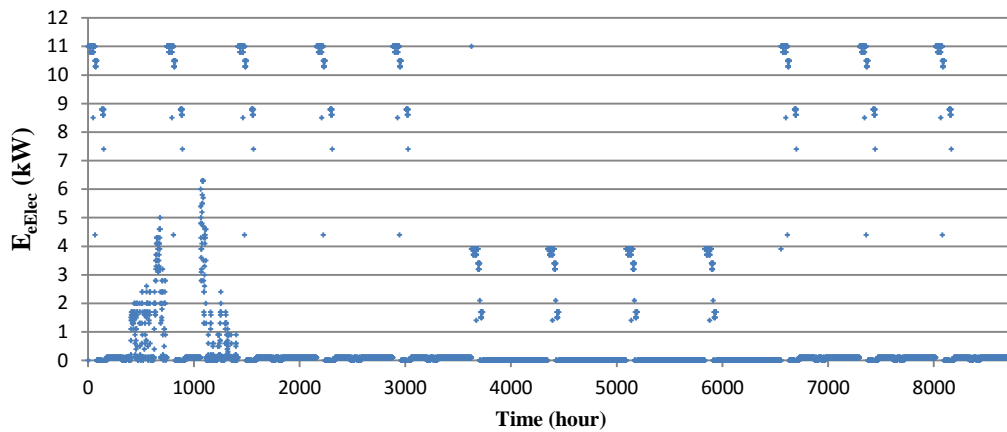
شکل (۳-۴) نمودار توان الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

در شکل‌های (۴-۴) و (۵-۴) مقدار انرژی الکتریکی (برق) بهینه وارد شده از و صادر شده (فروخته شده) به شبکه بر حسب kW در طول یک سال را می‌توان دید که واضح است تقاضای برق سیستم تقریباً مستقل از شبکه می‌باشد و برق ناچیزی از شبکه برای مصرف وارد می‌شود و تقریباً تمام تقاضای برق توسط واحد تولید توان برآورده می‌شود. انرژی حرارتی بهینه تولید شده توسط واحد تولید توان (بازیافت شده از موتور) و نیز توسط بویلر در طول یک سال به ترتیب در شکل‌های (۴-۶) و (۴-۷) نشان داده می‌شود که مشخص است که تقاضای گرمایش و آب گرم مصرفی و گرمایش لازم برای تجهیزات سرمایشی حرارت-فعال کاملاً توسط واحد تولید توان اکثراً تامین می‌شود و بویلر تقریباً سهم بسیار ناچیزی دارد. شکل (۴-۸) نیز میزان حرارت ذخیره شده را به صورت ساعت به ساعت در طول سال نشان می‌دهد.

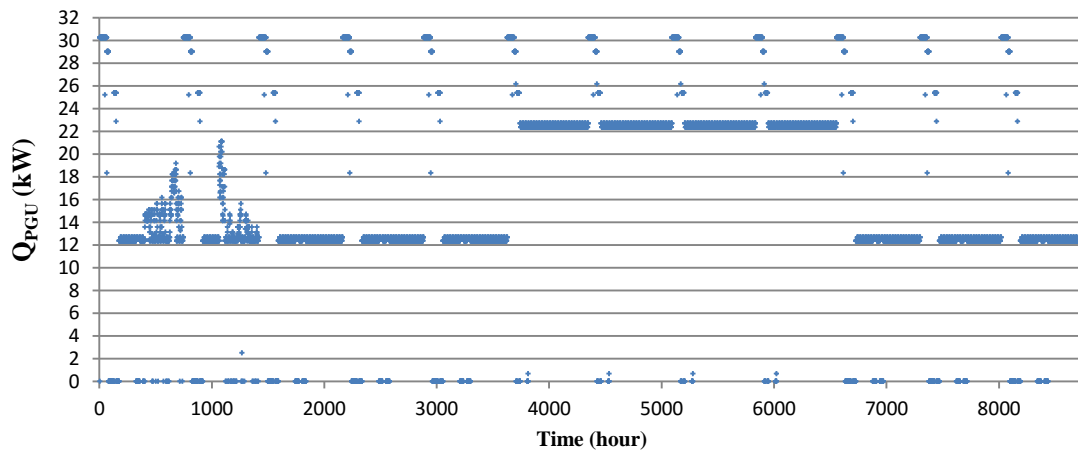
شکل (۴-۹) هزینه بهینه انرژی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (روابط (۳-۲۰) و (۳-۱۲۲)) و هزینه انرژی در سیستم تولید مجزای متداول (رابطه (۳-۲۳)) را در طول یک سال به طور همزمان بر حسب ریال (Rls) نشان می‌دهد که می‌توان دید که در اکثر زمان‌های سال سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق هزینه انرژی کمتری از سیستم تولید مجزای متداول دارد. و این اختلاف هزینه انرژی را به صورت ساعت به ساعت طبق رابطه (۳-۱۲۶) در شکل (۴-۱۰) و نسبت اختلاف هزینه انرژی را طبق رابطه (۳-۱۲۷) در شکل (۴-۱۱) می‌توان مشاهده کرد.



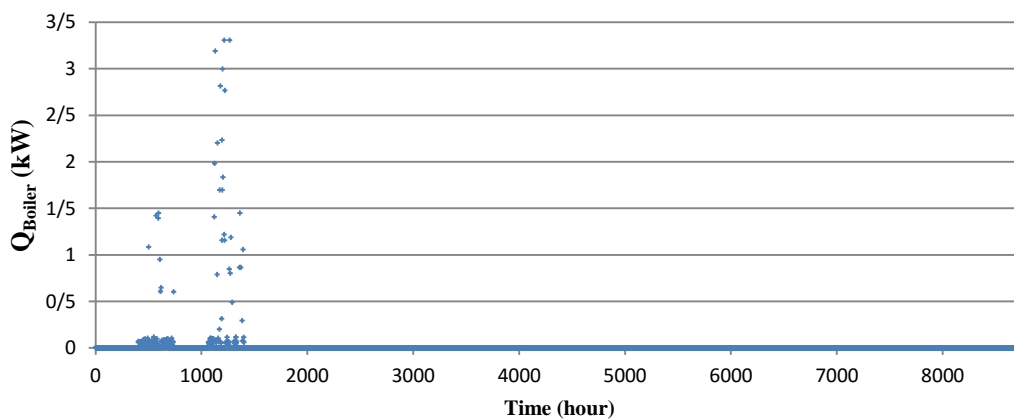
شکل (۴-۴) انرژی الکتریکی وارد شده از شبکه برق در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)



شکل (۴-۵) انرژی الکتریکی صادر شده به شبکه برق در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)



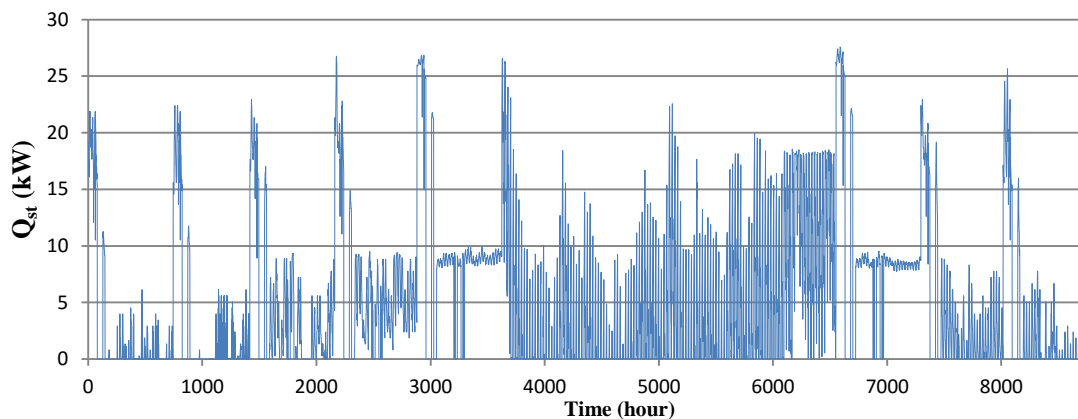
شکل (۴-۶) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)



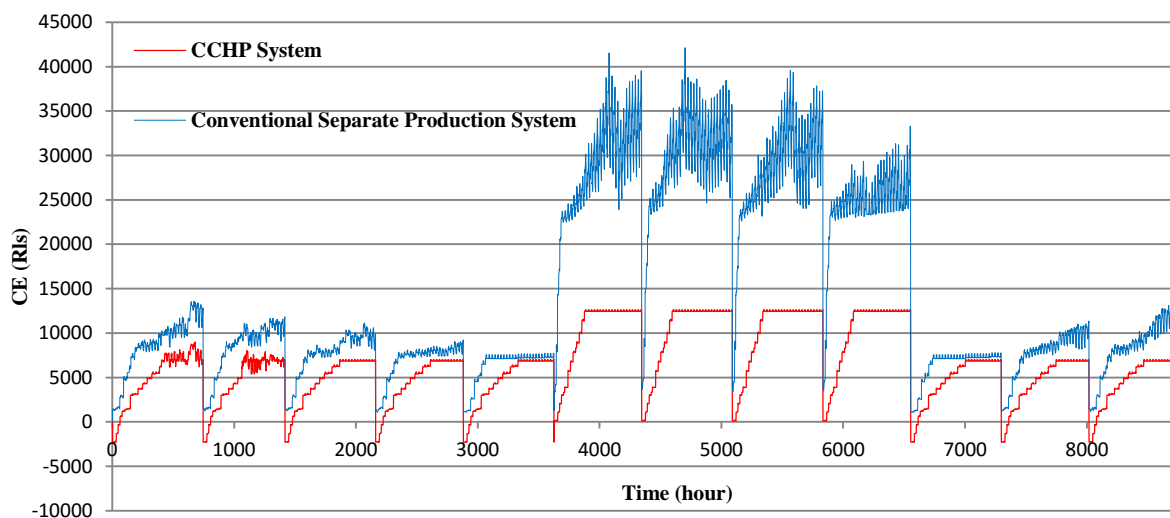
شکل (۴-۷) انرژی حرارتی تولید شده توسط بویلر در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)



نقاط جهش یافته در شکل (۴-۱۱) مربوط به زمان های اول هر ماه می باشد که به دلیل افزایش پلکانی هزینه ها، در رابطه (۳-۱۲۷) صورت کسر بزرگتر و مخرج آن کوچکتر شده و در نتیجه نسبت درصد بیشتری حاصل می شود (بیش از ۲۵۰٪) و در سایر زمان ها نسبت اختلاف هزینه انرژی تقریباً بین ۰٪ تا ۶۰٪ می باشد.

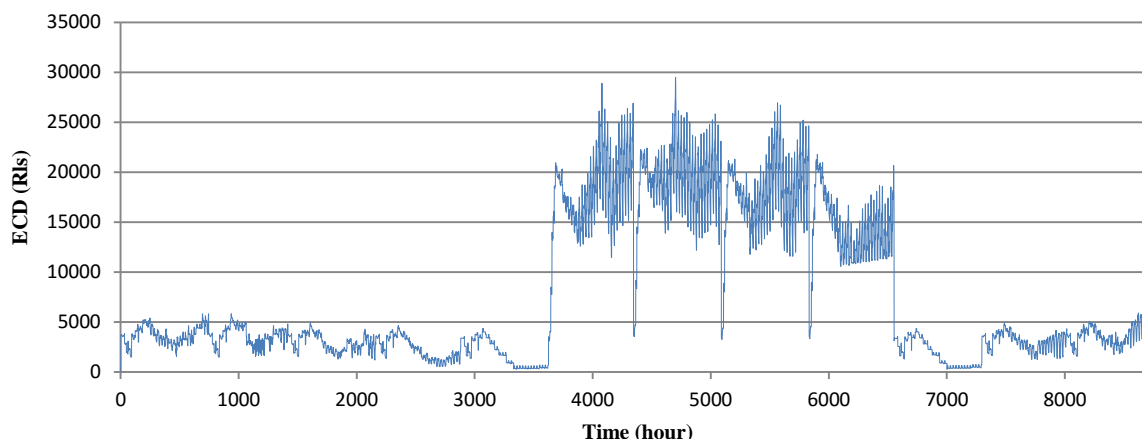


شکل (۴-۸) انرژی حرارتی ذخیره شده در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

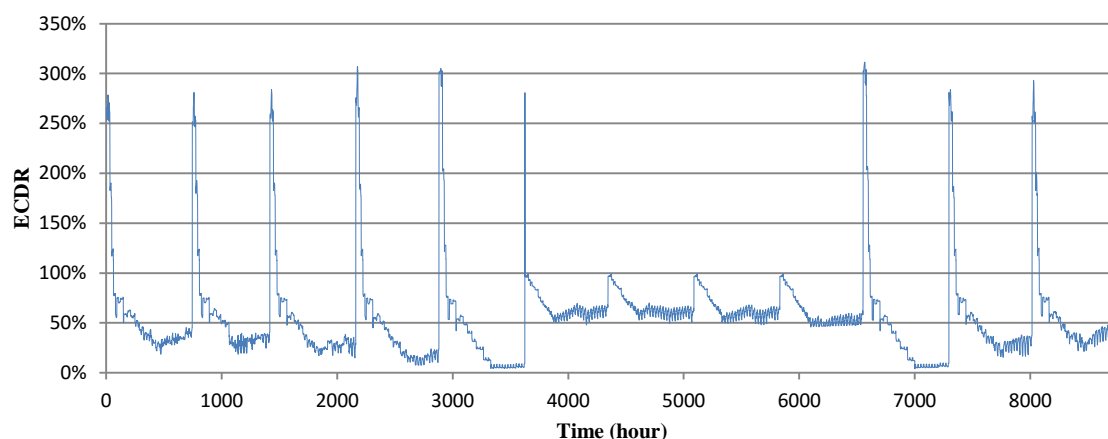


شکل (۴-۹) هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب ریال در طول یک سال (از ژانویه تا

دسامبر)

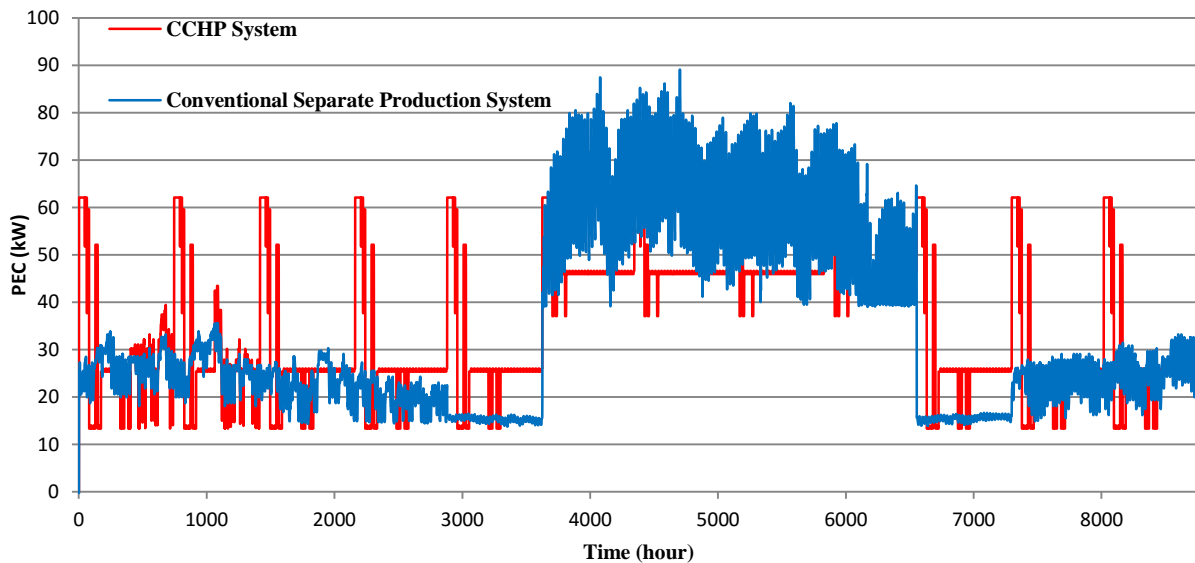


شکل (۴-۱۰) اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب ریال در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)



شکل (۴-۱۱) نسبت اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

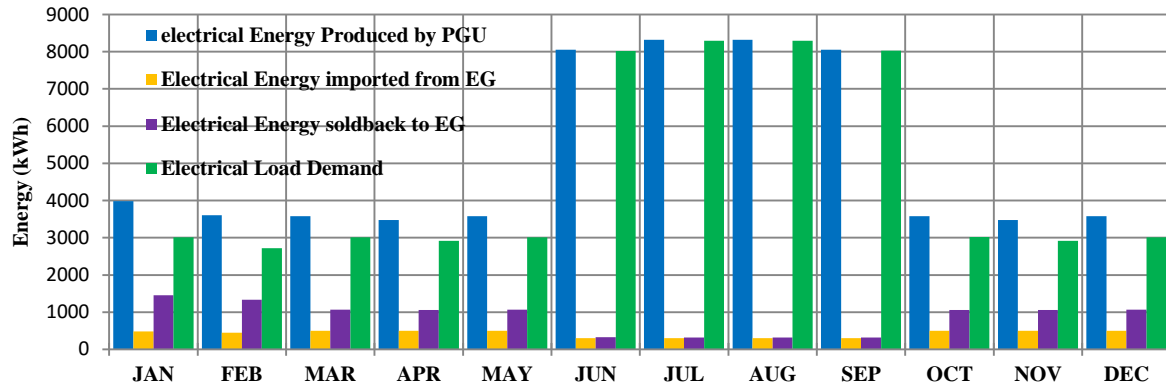
نمودار مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای متداول در شکل (۴-۱۲) در طول یک سال طبق روابط (۳-۱۲۸) و (۳-۱۲۹) نشان داده می‌شود که مشاهده می‌شود سیستم تولید همزمان در کل مقدار کمتری انرژی اولیه مصرف می‌کند که این پارامتر باید در بهینه‌سازی برای کاهش یافتن مورد توجه قرار گیرد. البته باید توجه کرد که در سیستم تولید همزمان، مصرف انرژی اولیه الکتریکی تقریباً برابر صفر است ولی در عوض انرژی اولیه سوخت گاز برای تولید انرژی الکتریکی مصرف شده است.



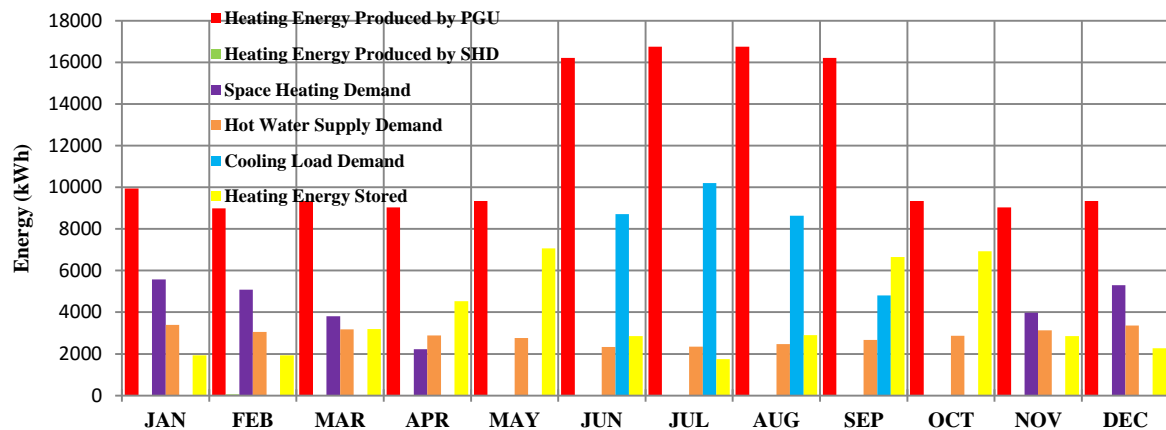
شکل (۴-۱۲) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

برای بررسی جامع‌تر عملکرد سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای متداول در طول سال، نمودارهای ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی و حرارتی در شکل های (۴-۱۳) و (۴-۱۴) مشاهده می شوند که در هر ماه میزان برق تولید شده توسط واحد تولید توان، برق وارد شده از / صادر شده به شبکه و تقاضای برق ساختمان در شکل (۴-۱۳) رسم شده است، که در فصل گرم سال بیشترین مقدار برق تولید می شود و در سایر فصول، تولید کمتر برق از لحاظ اقتصادی بهینه تر است. در شکل (۴-۱۴) نمودار انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان و بویلر، انرژی حرارتی ذخیره شده و تقاضاهای سرمایش، گرمایش، آب گرم مصرفی به صورت ماهیانه رسم گردیده است که در ماه های میان فصل (می و اکتبر) به دلیل عدم نیاز به تقاضای گرمایش و نه سرمایش، حرارت بیشتری ذخیره می شود. همچنین سهم بویلر همان طور که قبلا توضیح داده شد در طول سال برابر صفر است. نمودار ماهیانه هزینه مصرف انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب ریال در شکل (۴-۱۵) رسم شده است که افزایش هزینه انرژی در سیستم تولید مجزای متداول در ماه های گرم سال به دلیل افزایش مصرف برق و گاز و پلکانی بودن هزینه‌ها، را نشان می دهد که افزایش پلکانی هزینه برق در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق حذف می شود (به دلیل تامین کامل برق ساختمان توسط واحد تولید توان به جای خرید از شبکه) و نقش سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق در کاهش هزینه به

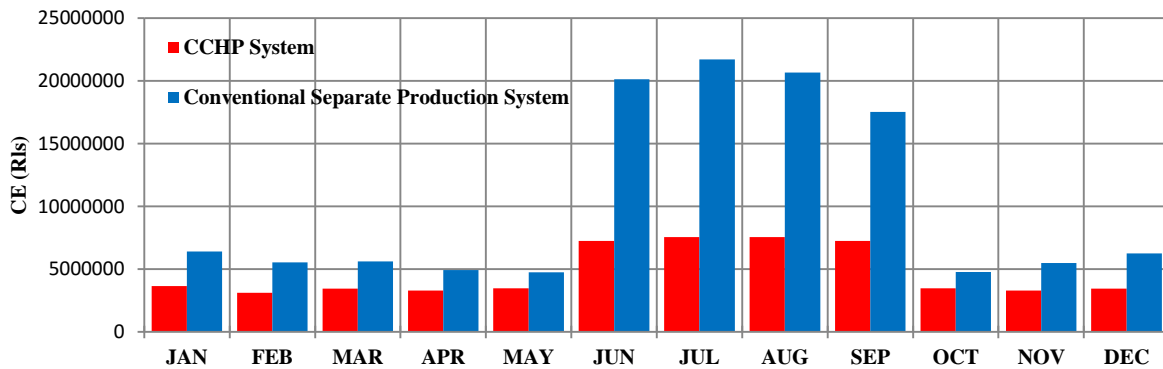
دلیل تولید همزمان برق و حرارت و استقلال از شبکه برق را مشخص می کند. در شکل (۴-۱۶) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی نمایش داده می شود که بین ۲۸٪ تا ۶۵٪ در طول سال تغییر می کند.



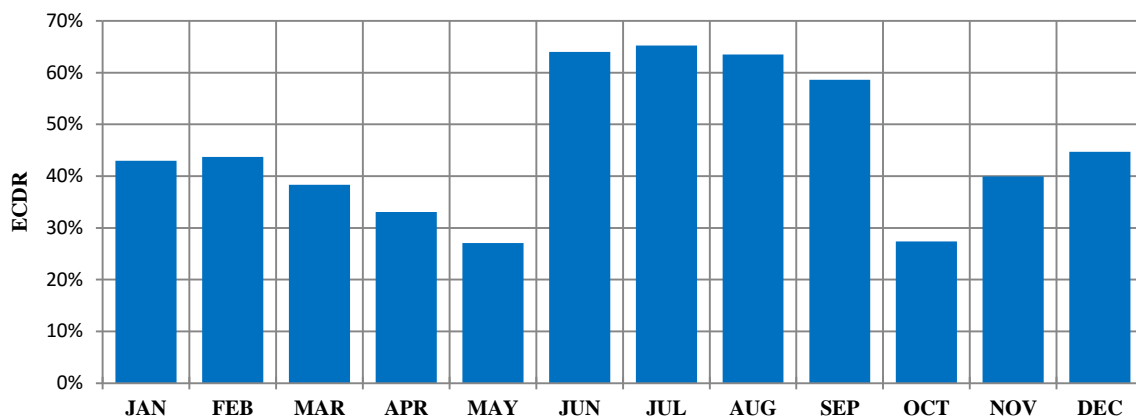
شکل (۴-۱۳) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق



شکل (۴-۱۴) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق



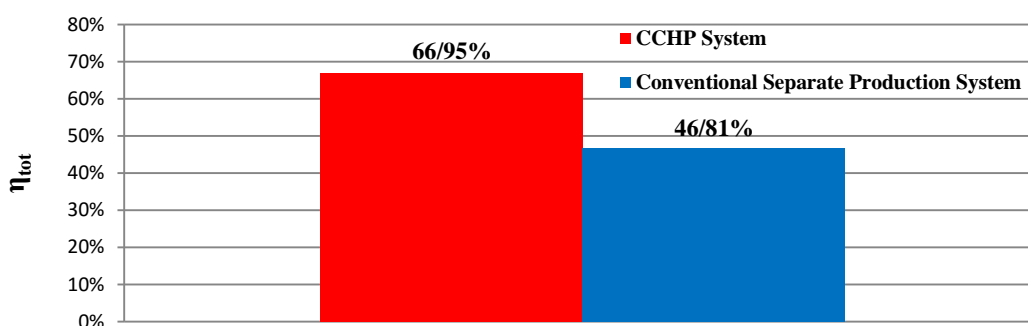
شکل (۴-۱۵) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای متداول



شکل (۴-۱۶) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی

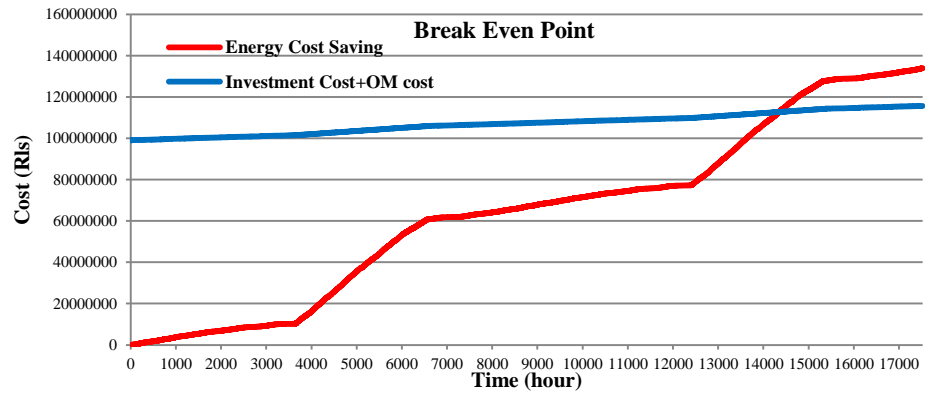
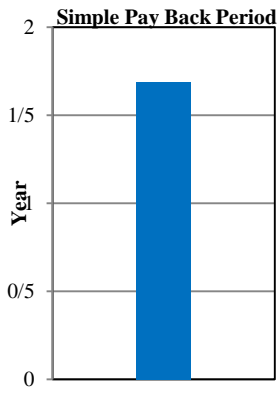
راندمان کلی سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای متداول مطابق روابط (۳-۳) و (۳-۱۳) و (۳-۱۳۱) در شکل (۴-۱۷) برای یک سال نشان داده شده است. که سیستم تولید همزمان راندمان کلی به مراتب بهتر از سیستم تولید مجزای دارد.

در شکل (۴-۱۸) نمودار نقطه سر به سر<sup>۱</sup> و بازگشت سرمایه (رابطه (۳-۱۳۹)) نشان داده می شود که بازگشت سرمایه ای تقریباً برابر یک سال و نیم بدست آمده است و همان طور که مشاهده می شود در نمودار نقطه سر به سر، شیب بیشتر نمودار در فصل گرم سال، سود بیشتر را در این زمان نسبت به سایر زمان های سال نشان می دهد.



شکل (۴-۱۷) راندمان کلی سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال

<sup>1</sup> Break Even Point

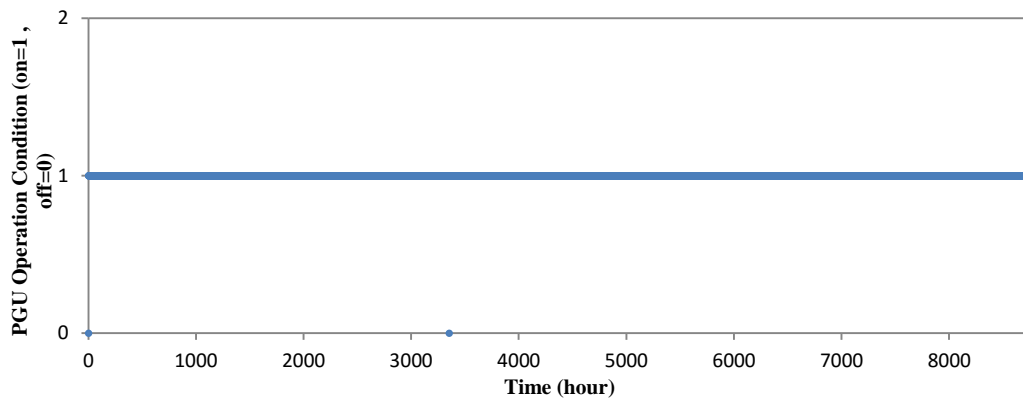


شکل (۴-۱۸) نمودار نقطه سر به سری (شکل راست) و بازگشت سرمایه (شکل چپ)

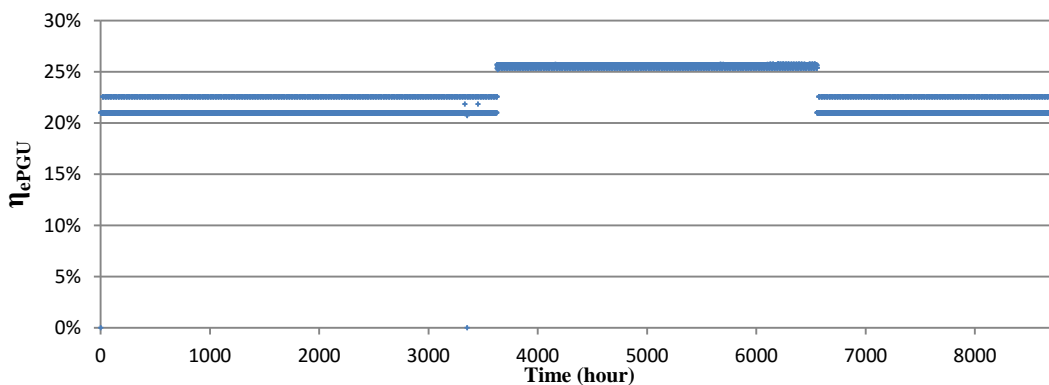
#### ۴-۱-۲- هزینه‌های جهانی برق و گاز برحسب دلار (جدول (۳-۴))

سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق توصیف شده در بخش ۳-۱-۲ برای یک ساختمان خانگی ۶ طبقه با پلان تیپ طبقات مطابق شکل (۳-۱) ذکر شده در بخش ۳-۱-۱، با در نظر گرفتن قیدهای راندمان و هزینه به ترتیب مطابق جداول (۳-۱) و (۳-۴) و الگوریتم بهینه سازی پیشنهادی بخش ۳-۲-۱، برای مدت زمان یک سال (از ژانویه تا دسامبر) با گام زمانی یک ساعت برای  $n=150$  حالت، به کار گرفته شد و عملکرد سیستم تولید همزمان در پاسخگویی به افزایش تقاضاها و قیمت جهانی برق و گاز از لحاظ فنی و اقتصادی مورد بررسی قرار گرفت.

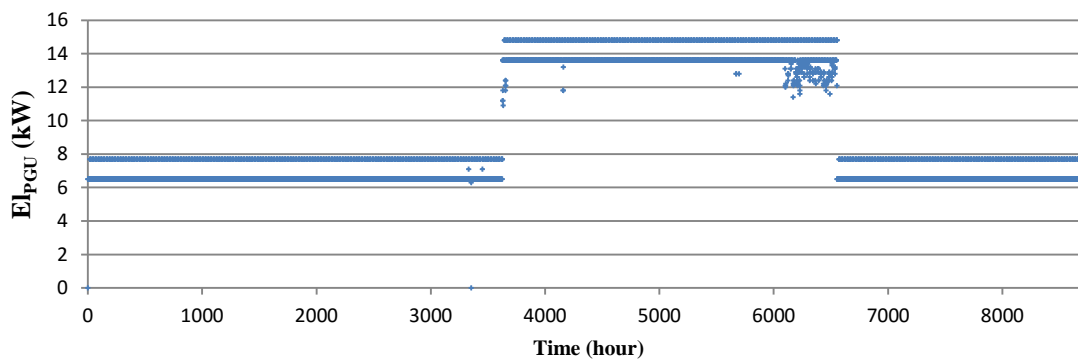
شکل (۴-۱۹) وضعیت عملکرد واحد تولید توان را در طول یک سال نشان می‌دهد که در کل سال موتور در حال فعالیت می‌باشد، شکل (۴-۲۰) راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال را نشان می‌دهد که با توجه به تقاضای برق ساختمان راندمان بهینه بین ۲۱٪ تا ۲۵,۲۹٪ تغییر می‌کند. توان الکتریکی تولیدی واحد تولید توان در شکل (۴-۲۱) دیده می‌شود که متناظر با راندمان الکتریکی واحد تولید توان، بین ۶,۵ کیلووات تا ۱۵ کیلووات در حال تغییر است و به نوعی الگوریتم بهینه‌سازی، با توجه به تقاضاهای ساختمان، عملکرد بهینه واحد تولید توان را در دنبال کردن تقاضای الکتریکی می‌داند. برق وارد شده از و صادر شده به شبکه برق برابر صفر می‌باشد، که با فرض جهت دهی سیستم توسط الگوریتم به سمت دنبال کردن تقاضای الکتریکی ساختمان، این روند قابل پیش‌بینی می‌باشد (شکل (۴-۲۲)).



شکل (۴-۱۹) وضعیت عملکرد واحد تولید توان در طول یک سال

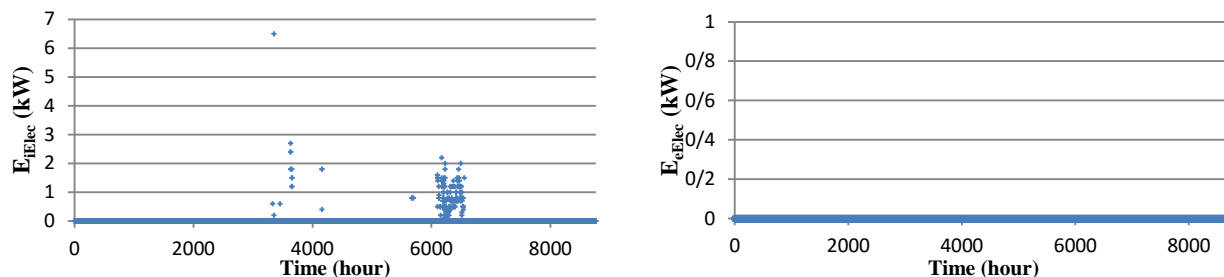


شکل (۴-۲۰) راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)



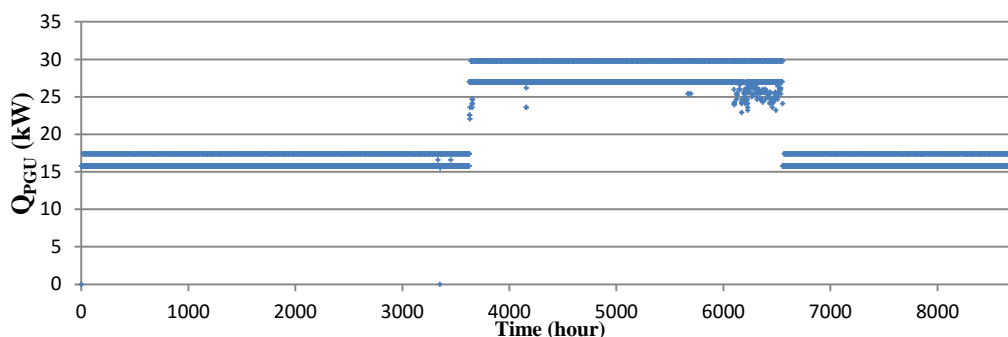
شکل (۴-۲۱) توان الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)



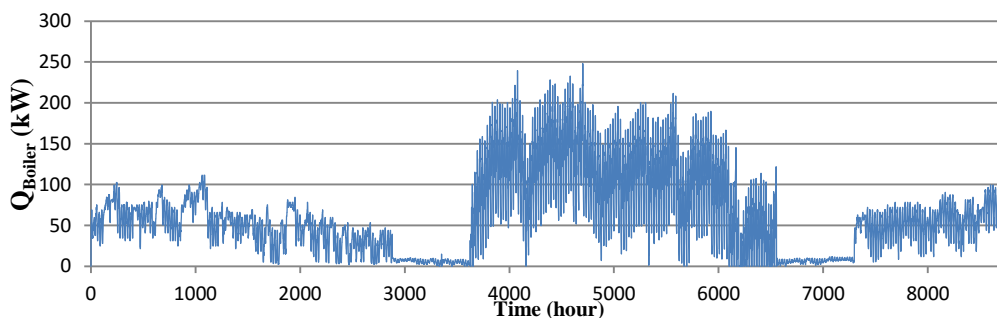


شکل (۴-۲۲) برق وارد شده از شبکه برق (شکل سمت چپ) و صادر شده به شبکه برق (شکل سمت راست) در طول یک سال

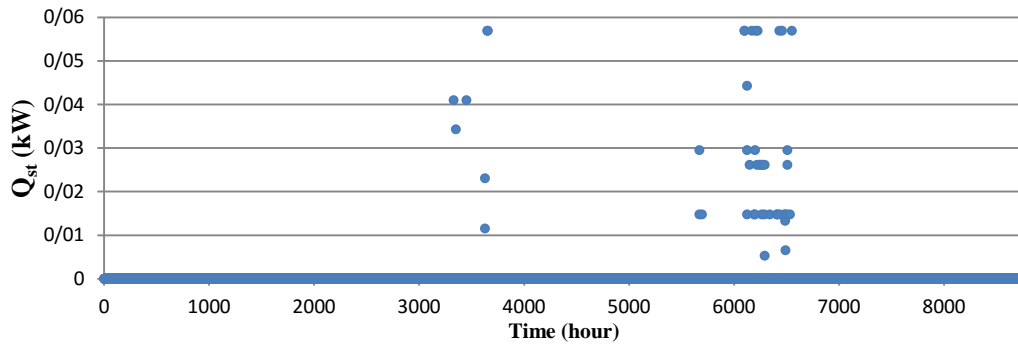
حرارت بهینه تولید شده توسط واحد تولید توان (بازیافتی از موتور) و بویلر در شکل‌های (۴-۲۳) و (۴-۲۴) نشان داده می‌شود. حرارت ذخیره شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت در شکل (۴-۲۵) دیده می‌شود که بدلیل بالا بودن تقاضای حرارت در ساختمان ۶ طبقه و عملکرد اتخاذ شده توسط الگوریتم برای واحد تولید توان، حرارت مازاد ناچیزی ذخیره می‌گردد.



شکل (۴-۲۳) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

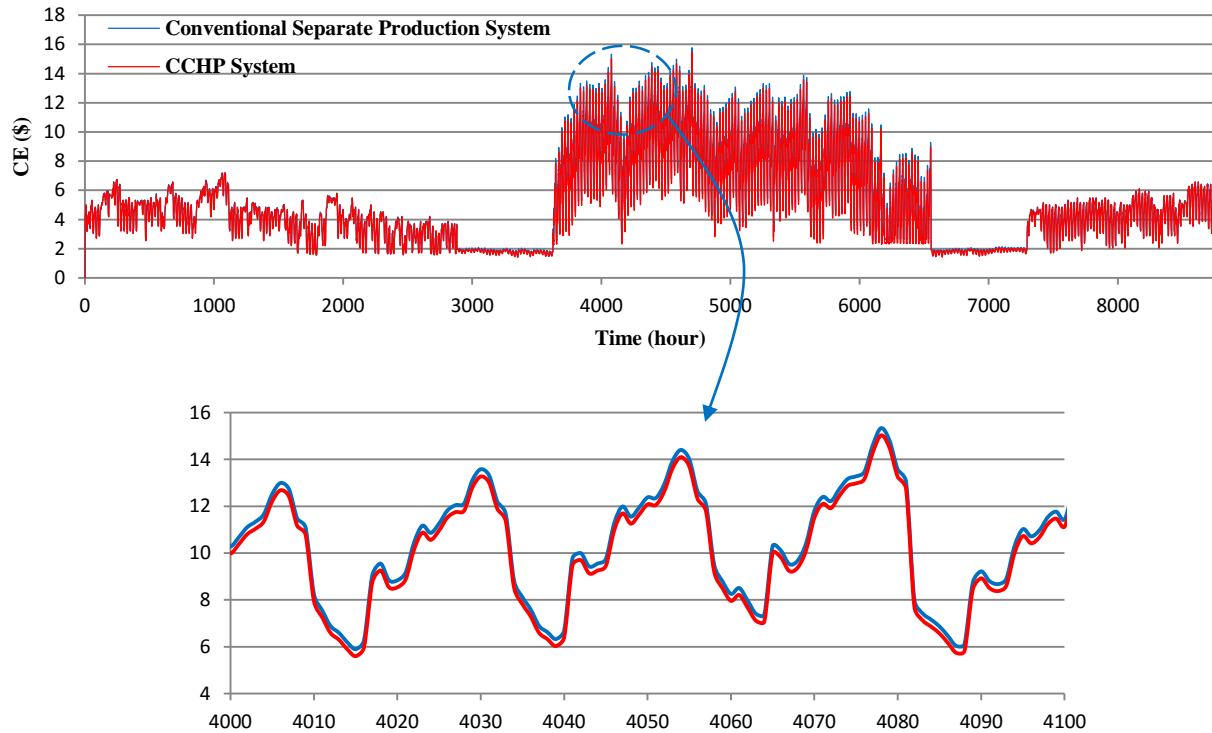


شکل (۴-۲۴) انرژی حرارتی تولید شده توسط بویلر در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)



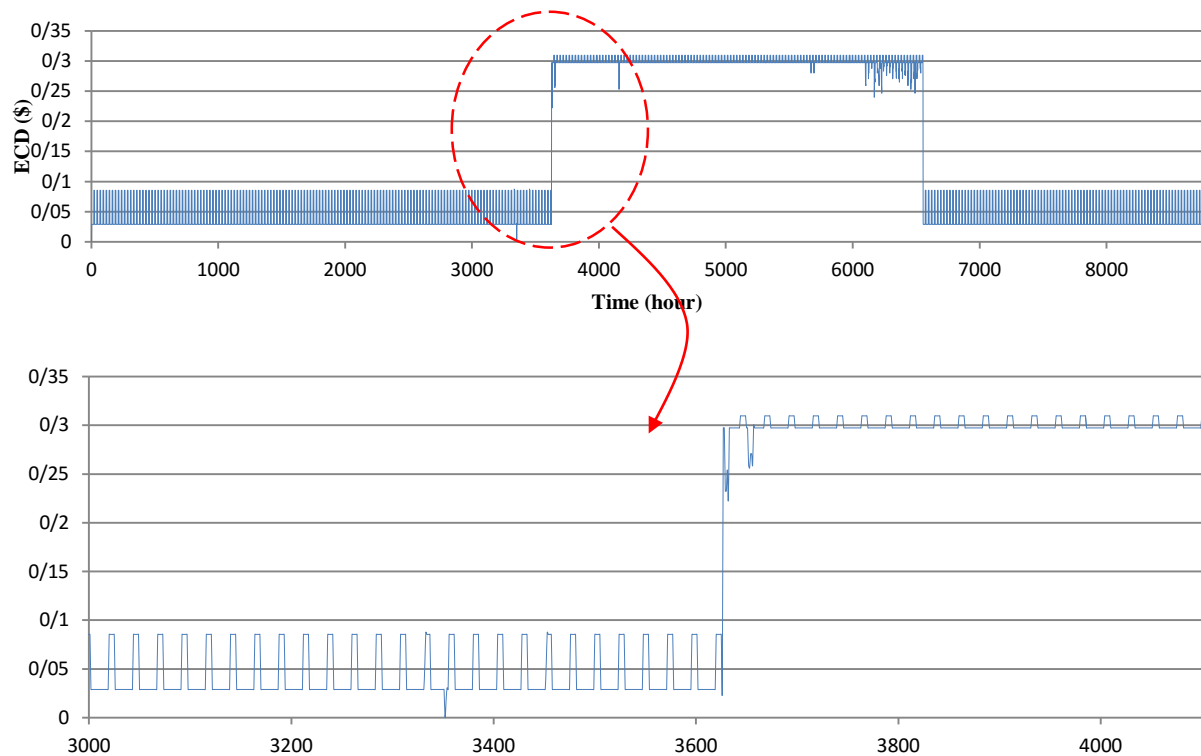
شکل (۴-۲۵) انرژی حرارتی ذخیره شده در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

هزینه بهینه انرژی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق (روابط (۳-۲۱) و (۳-۱۲۲)) و هزینه انرژی در سیستم تولید مجزای متداول (رابطه (۳-۲۴)) را در طول یک سال به طور همزمان بر حسب دلار (\$) در شکل (۴-۲۶) نشان داده می‌شود که همان‌طور که در شکل بزرگ‌نمایی شده با وضوح بیشتر دیده می‌شود، هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان همواره کمتر از هزینه انرژی در سیستم تولید مجزای می‌باشد.

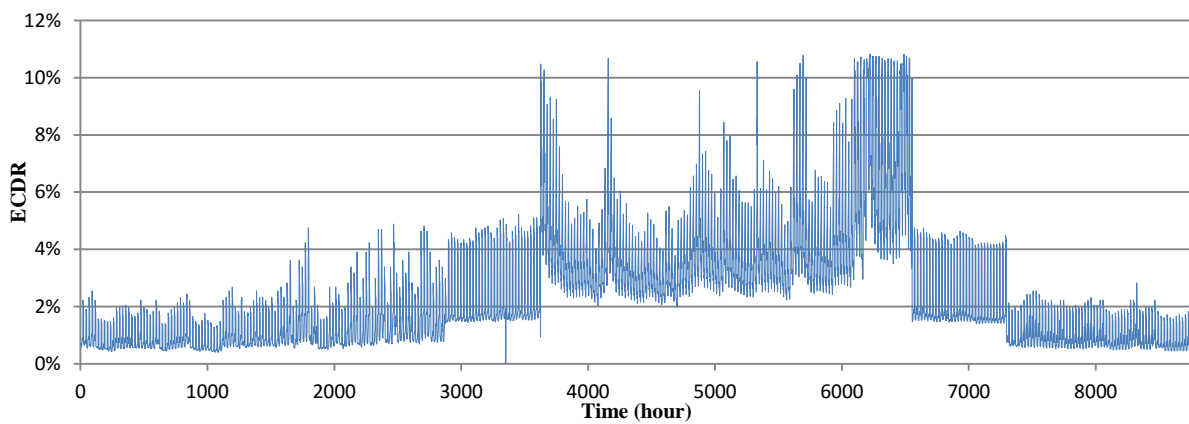


شکل (۴-۲۶) هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب دلار (از ژانویه تا دسامبر)

اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا بر حسب دلار (رابطه ۳-۱۲۶) در شکل (۴-۲۷) نشان داده می‌شود و نسبت این اختلاف هزینه انرژی (رابطه ۳-۱۲۷) را می‌توان در شکل (۴-۲۸) مشاهده نمود که بین ۱٪ تا ۱۱٪ در طول سال تغییر می‌کند.

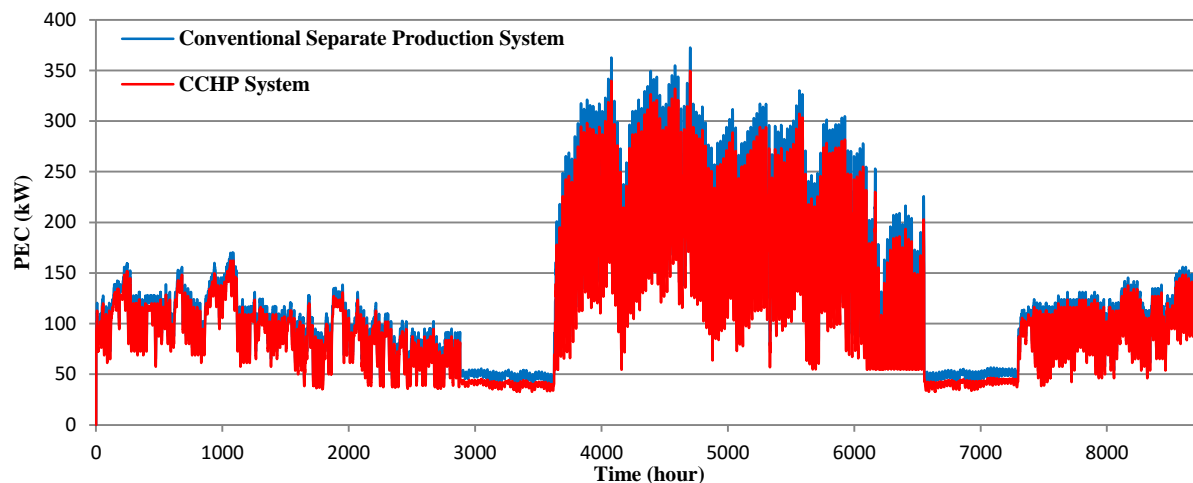


شکل (۴-۲۷) اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب دلار (از ژانویه تا دسامبر)



شکل (۴-۲۸) نسبت اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول (از ژانویه تا دسامبر)

مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان (رابطه ۳-۱۲۸) و سیستم تولید مجزا (رابطه ۳-۱۲۹) در شکل (۴-۲۹) به تصویر کشیده شده است که تقریباً سیستم تولید همزمان مصرف انرژی کمتری در اکثر زمان‌ها دارد.

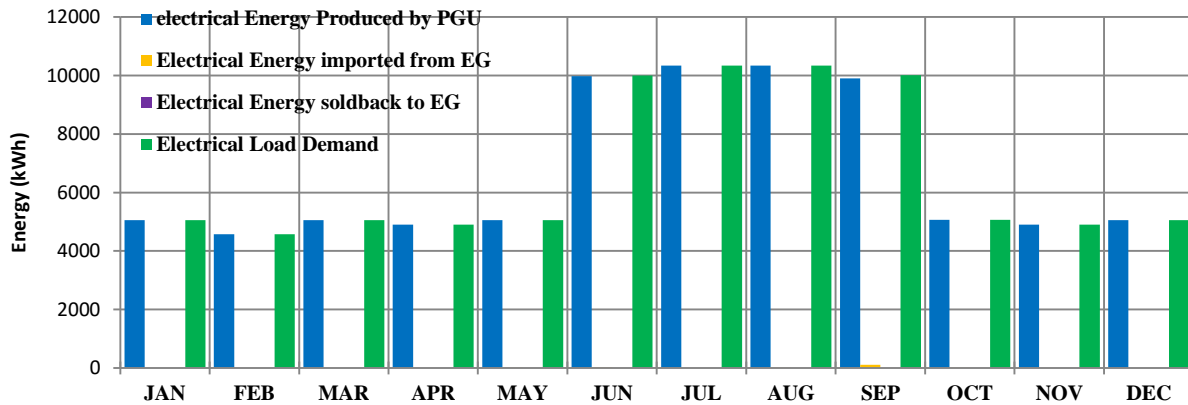


شکل (۴-۲۹) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

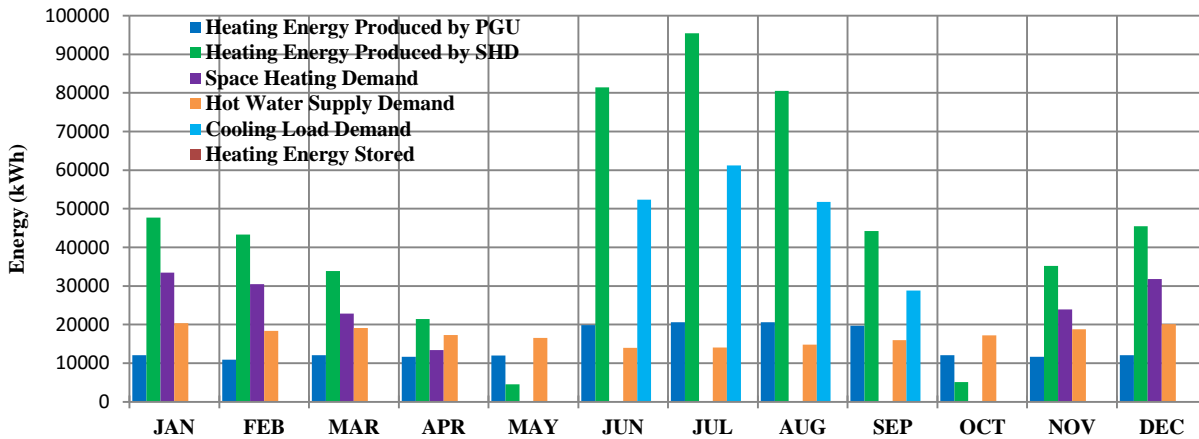
نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان در شکل (۴-۳۰) نشان داده می‌شود که شامل تقاضای انرژی الکتریکی، انرژی الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان، انرژی الکتریکی وارد شده از و صادر شده به شبکه برق در هر ماه می‌باشد. عملکرد بهینه سیستم تولید همزمان بدین گونه است که واحد تولید توان تقاضای الکتریکی ساختمان ۶ طبقه را دنبال می‌کند و تقریباً برقی از شبکه وارد و یا به شبکه صادر نمی‌شود. در شکل (۴-۳۱) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان مشاهده می‌گردد که شامل تقاضاهای انرژی گرمایشی فضای ساختمان، سرمایش، آب گرم مصرفی، حرارت تولید شده توسط واحد تولید توان، حرارت تولید شده توسط بویلر و حرارت ذخیره شده در بویلر در هر ماه می‌باشد.

شکل (۴-۳۲) هزینه مصرف انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا را در هر ماه بر حسب دلار نشان می‌دهد که اختلاف هزینه انرژی در فصل‌های گرم سال مشهودتر است و نسبت اختلاف هزینه متناظر با

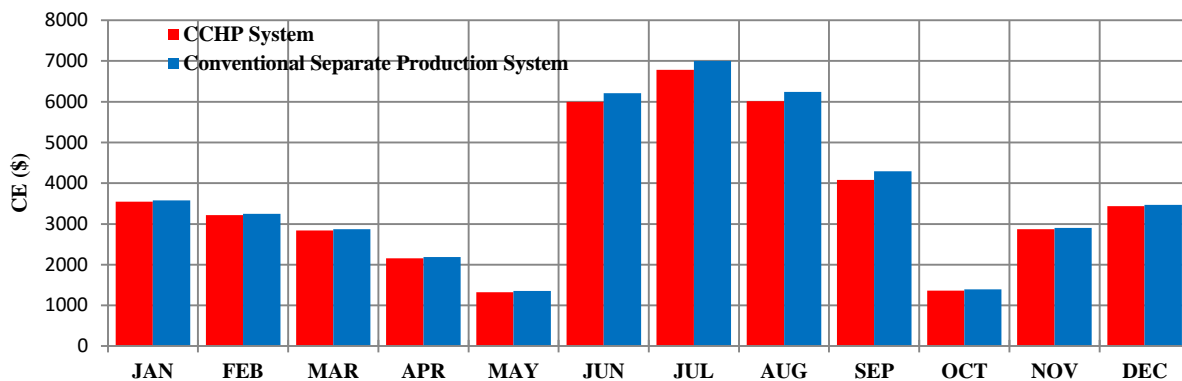
آن را می‌توان در شکل (۳۳-۴) دید که بین ۱٪ در فصول سرد تا ۵٪ در فصول گرم سال تغییر می‌کند. راندمان کلی سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا (روابط (۳-۱۳۰) و (۳-۱۳۱)) در طول یک سال و بازگشت سرمایه (رابطه (۳-۱۳۹)) در شکل (۳۴-۴) رسم شده‌اند.



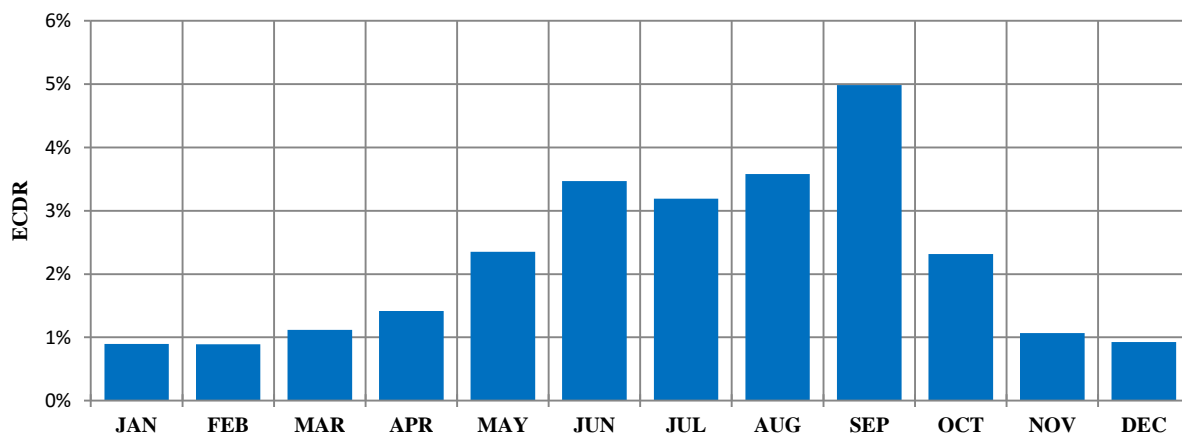
شکل (۳۰-۴) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق



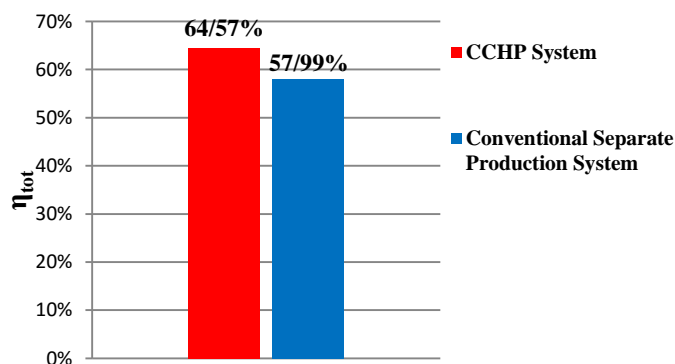
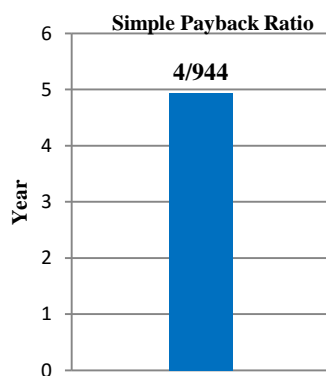
شکل (۳۱-۴) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق



شکل (۳۲-۴) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای متداول



شکل (۳۳-۴) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی



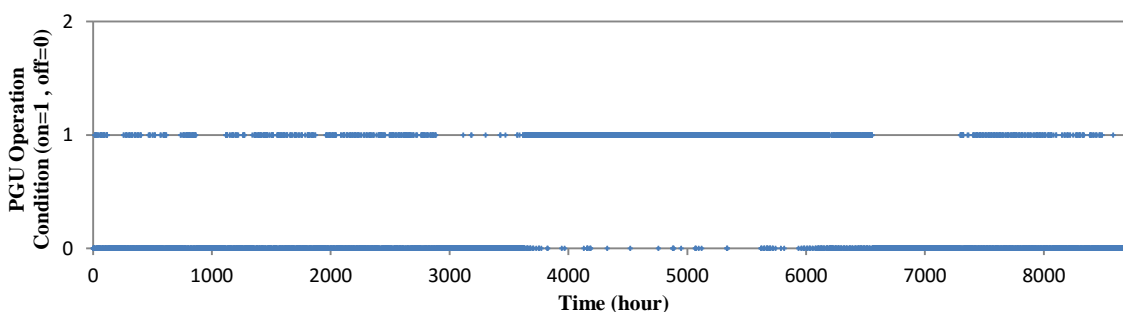
شکل (۳۴-۴) راندمان کلی سیستم تولید همزمان سرمایه‌اش، گرمایش و برق و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال (شکل سمت چپ)

سمت راست) و بازگشت سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت چپ)

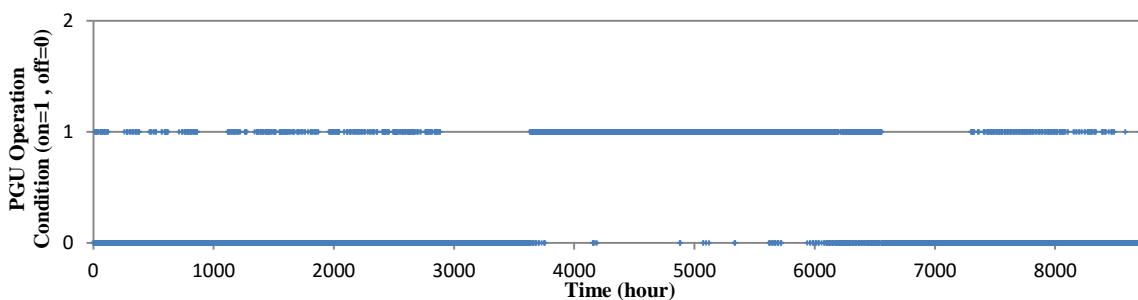
## ۲-۴- الگوریتم ژنتیک

الگوریتم ژنتیک توصیف شده در بخش ۲-۲-۳ با دو تابع هدف مختلف با استفاده از مدل شبکه‌ای جریان برای بهینه‌سازی عملکرد سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق بر روی ساختمان مسکونی ۶ طبقه نمونه توصیف شده در بخش ۱-۱-۳ با در نظر گرفتن قیدهای راندمان و هزینه به ترتیب مطابق جداول (۱-۳) و (۳-۴) برای مدت زمان یک سال (از ژانویه تا دسامبر) با گام زمانی یک ساعت، به کار گرفته شد.

در شکل‌های (۳۵-۴) و (۳۶-۴) وضعیت عملکرد واحد تولید توان را در طول یک سال به ترتیب برای تابع هدف اول و دوم نشان می‌دهد که عملکرد تقریباً مشابه یکدیگر دارند و همان‌طور که مشاهده می‌شود، عملکرد واحد تولید توان را در طول یک سال نشان می‌دهد که با این الگوریتم واحد تولید توان اکثراً در فصل گرم سال (از ساعت ۳۶۲۶ تا ساعت ۶۵۵۳) در حال فعالیت است.

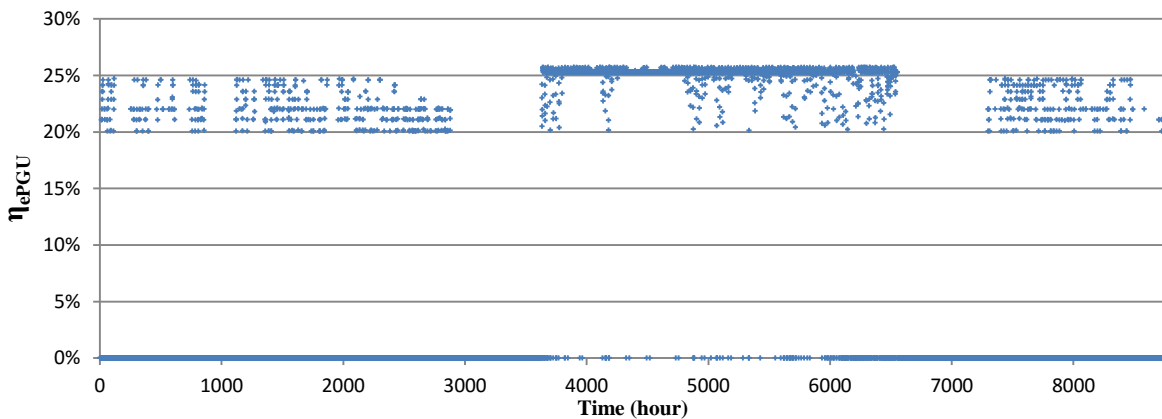


شکل (۳۵-۴) وضعیت عملکرد واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)

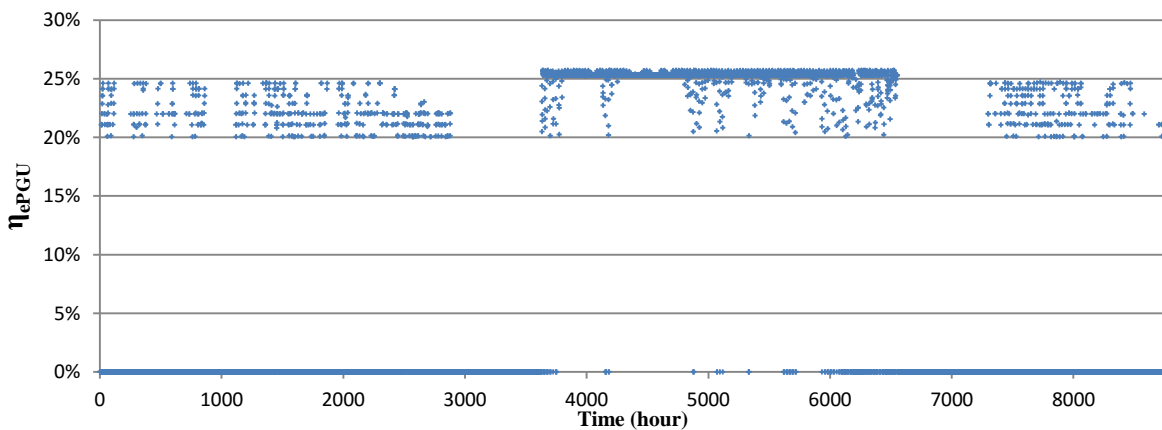


شکل (۳۶-۴) وضعیت عملکرد واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)

شکل‌های (۳۷-۴) و (۳۸-۴) راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر) را به ترتیب برای تابع هدف اول و دوم نشان می‌دهد که در هر دو حالت تقریباً راندمان الکتریکی در فصل سرد سال (از ساعت ۱ تا ۲۸۸۱ و از ساعت ۷۲۹۸ تا ۸۷۶۰) برابر صفر و در زمان‌های کمی در این فصل بین ۲۰٪ تا ۲۵٪ متغیر است، همچنین راندمان الکتریکی در هر دو حالت در فصول نه گرم و نه سرد سال (از ساعت ۲۸۸۲ تا ۳۶۲۵ و از ساعت ۶۵۵۴ تا ۷۲۹۷) کاملاً برابر صفر بوده و در گرم سال (از ساعت ۳۶۲۶ تا ۶۵۵۳) راندمان الکتریکی اکثراً برابر بیشترین مقدار یعنی ۲۵٫۲۹٪ می‌باشد. توان الکتریکی (برق) متناظر با این راندمان‌ها در شکل‌های (۳۹-۴) و (۴۰-۴) به ترتیب برای تابع هدف اول و دوم نمایش داده می‌شود.

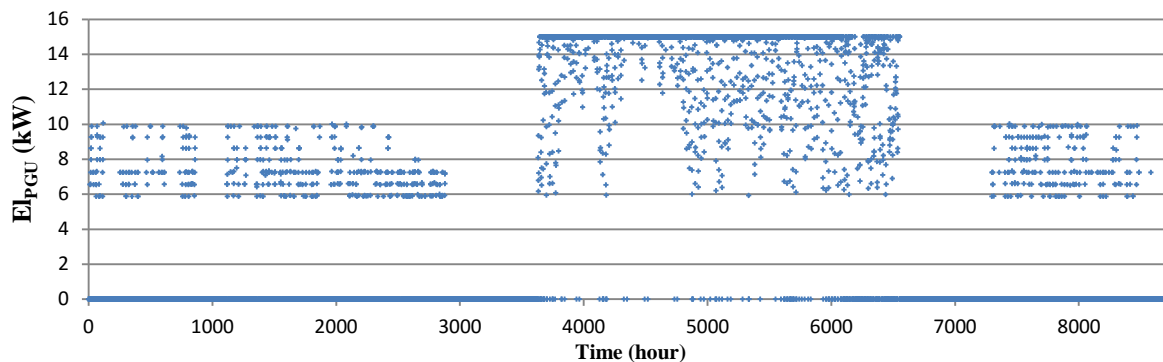


شکل (۳۷-۴) راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)

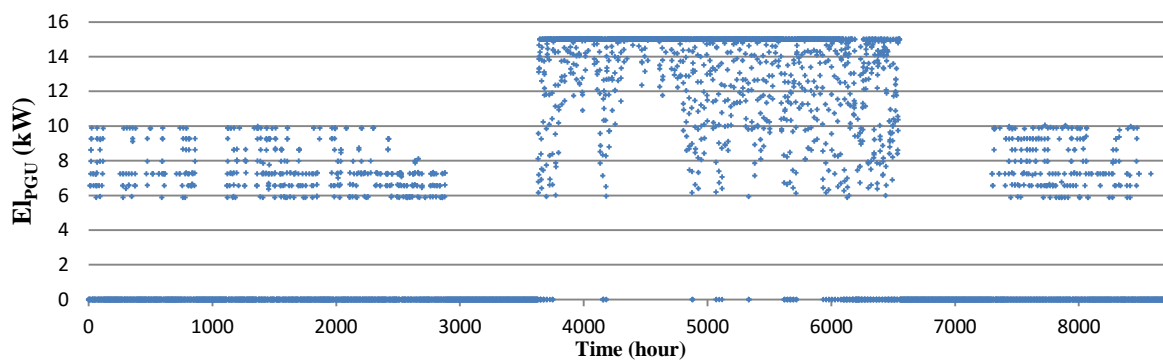


شکل (۳۸-۴) راندمان الکتریکی واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)



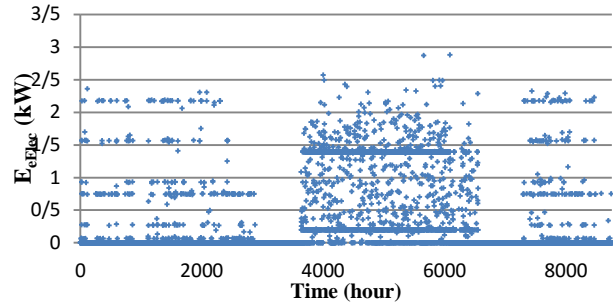
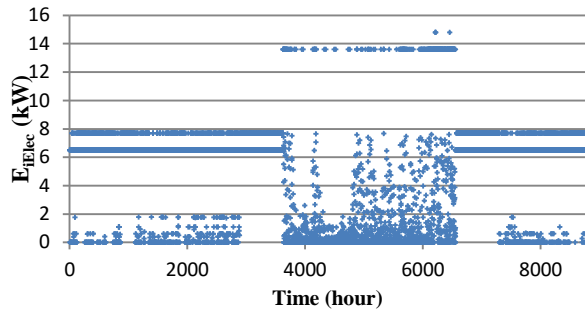


شکل (۴-۳۹) توان الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)

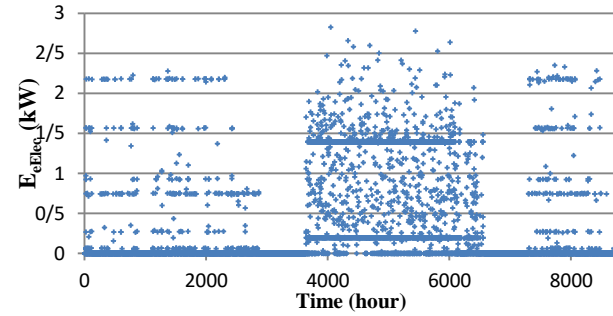
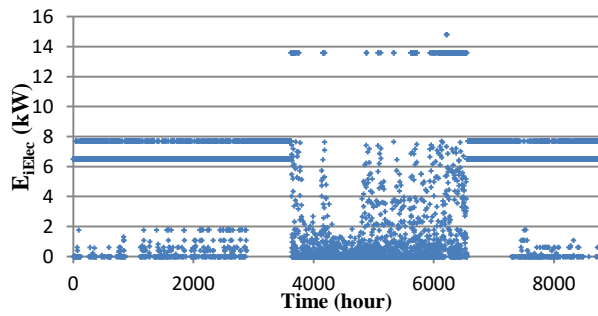


شکل (۴-۴۰) توان الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)

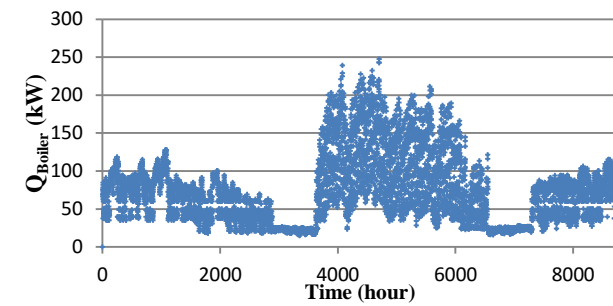
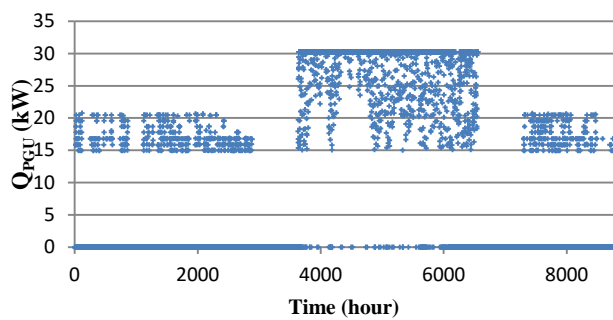
برق وارد شده از و صادر شده به شبکه به ترتیب برای تابع هدف اول و دوم در شکل‌های (۴-۴۱) و (۴-۴۲) نشان داده می‌شود. که در هر دو تابع هدف در فصول غیرگرم سال (از ساعت ۱ تا ۳۶۲۵ و از ساعت ۶۵۵۴ تا ۸۷۶۰) اکثراً برق از شبکه وارد می‌شود برخلاف فصل گرم (از ساعت ۳۶۲۶ تا ۶۵۵۳) که این مقدار بسیار ناچیز است. همچنین تقریباً تنها در فصل گرم برق به شبکه صادر می‌شود. حرارت بهینه تولید شده توسط واحد تولید توان (بازیافتی از موتور) و بویلر به ترتیب برای تابع هدف اول و دوم در شکل‌های (۴-۴۳) و (۴-۴۴) نشان داده می‌شود. حرارت ذخیره شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت برای تابع هدف اول و دوم بدلیل بالا بودن تقاضای حرارت در ساختمان ۶ طبقه و عملکرد اتخاذ شده توسط الگوریتم برای واحد تولید توان، بسیار ناچیز است.



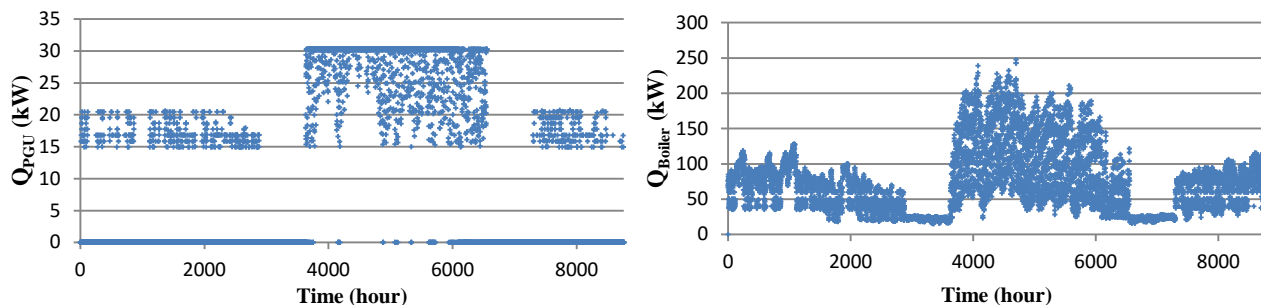
شکل (۴-۴۱) برق وارد شده از شبکه برق (شکل سمت چپ) و صادر شده به شبکه برق (شکل سمت راست) در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)



شکل (۴-۴۲) برق وارد شده از شبکه برق (شکل سمت چپ) و صادر شده به شبکه برق (شکل سمت راست) در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)

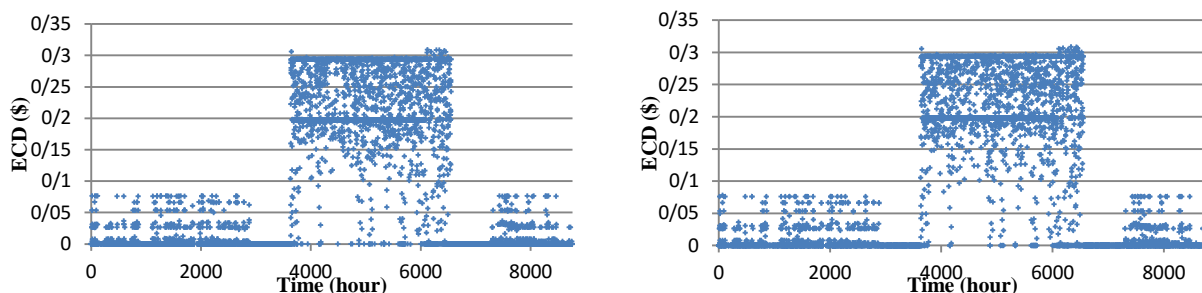


شکل (۴-۴۳) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان (شکل سمت چپ) و بویلر (شکل سمت راست) در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)

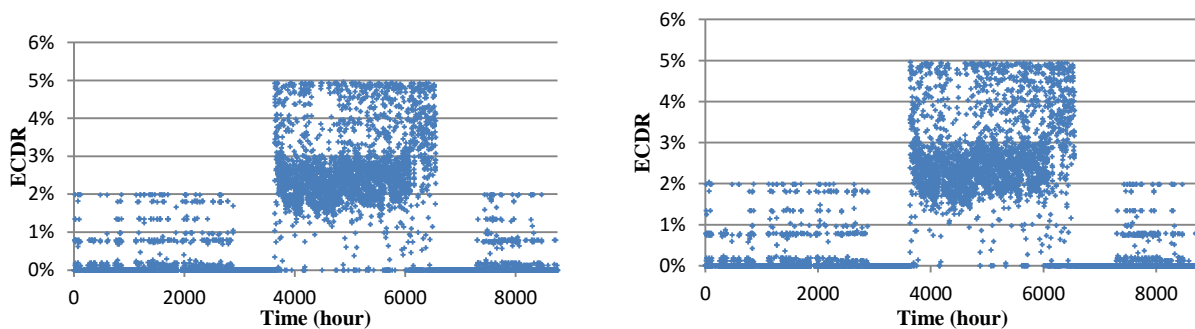


شکل (۴-۴) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان (شکل سمت چپ) و بویلر (شکل سمت راست) در طول یک سال (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)

اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا بر حسب دلار (رابطه (۳-۱۷۱)) در شکل (۴-۴) نشان داده می‌شود و نسبت این اختلاف هزینه انرژی (رابطه (۳-۱۷۲)) را می‌توان در شکل (۴-۴) مشاهده نمود که در روزهای غیرگرم سای تقریباً برابر صفر و در روزهای گرم سال بین ۰.۲٪ تا ۰.۵٪ در طول سال تغییر می‌کند.

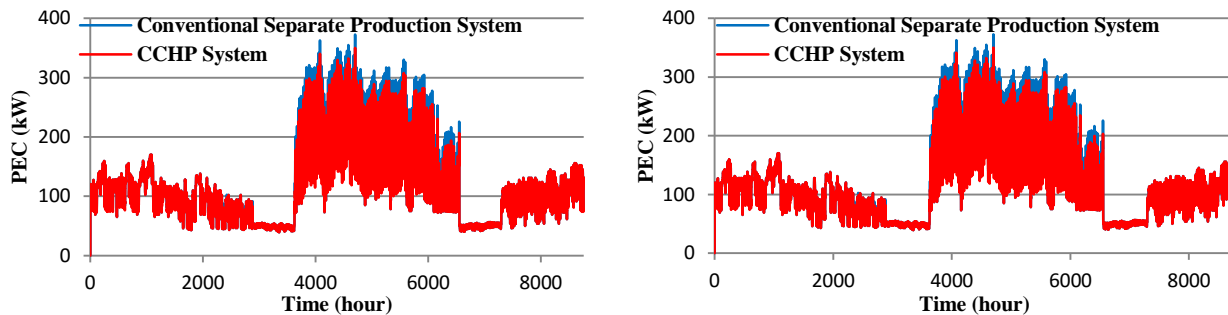


شکل (۴-۴) اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب دلار (شکل سمت چپ: تابع هدف اول و شکل سمت راست: تابع هدف دوم)



شکل (۴-۴) نسبت اختلاف هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول بر حسب دلار (شکل سمت چپ: تابع هدف اول و شکل سمت راست: تابع هدف دوم)

مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان (رابطه ۳-۱۷۳)) و سیستم تولید مجزا (رابطه ۳-۱۷۴)) با تابع هدف اول و دوم در شکل (۴-۴۷) به تصویر کشیده شده است که تقریباً در هر دو حالت سیستم تولید همزمان تنها در فصل گرم سال مصرف انرژی کمتری دارد.



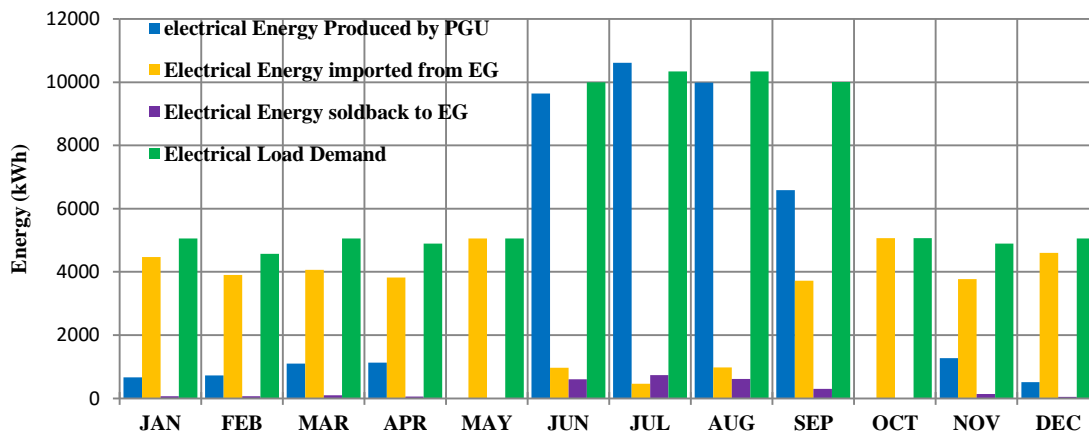
شکل (۴-۴۷) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (شکل سمت چپ):

تابع هدف اول و شکل سمت راست: تابع هدف دوم)

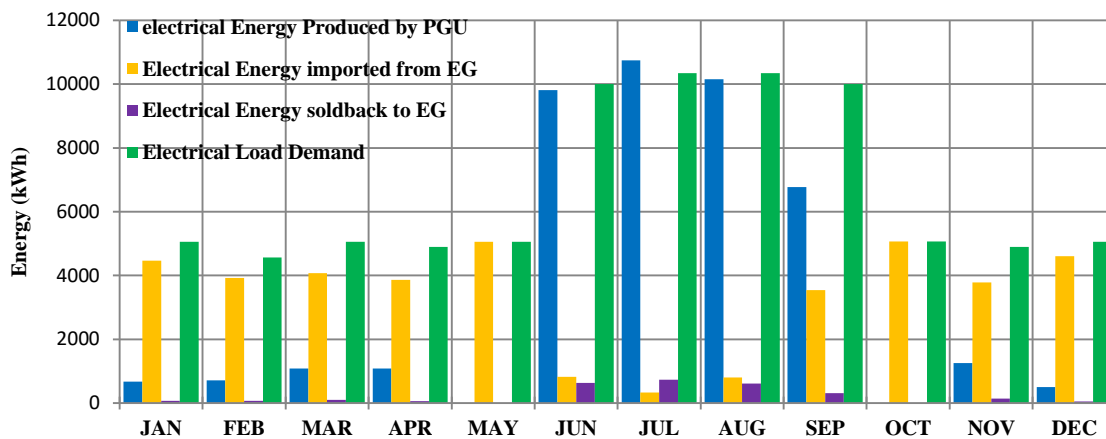
بالانس ماهیانه انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان برای تابع هدف اول و دوم به ترتیب در شکل‌های (۴-۴۸) و (۴-۴۹) نشان داده می‌شود که روندی متفاوت با الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی در بخش قبل دارد و واحد تولید توان تنها در فصل گرم (ماه‌های ژوئن، جولای، آگوست و سپتامبر) مشابه با الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی تقاضای برق را دنبال می‌کند و در سایر فصول برق بیشتر از شبکه وارد می‌شود. میزان برق تولید شده توسط واحد تولید توان با تابع هدف دوم مقداری از برق تولید شده توسط واحد تولید توان با تابع هدف اول بیشتر است که متناسب با آن برق وارد شده از شبکه برق تغییر می‌کند.

بالانس ماهیانه انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان برای تابع هدف اول و دوم به ترتیب در شکل‌های (۴-۵۰) و (۴-۵۱) نشان داده می‌شود. در شکل‌های (۴-۵۲ الف) و (۴-۵۲ ب) هزینه ماهیانه انرژی در سیستم تولید همزمان (رابطه ۳-۱۴۲)) و سیستم تولید مجزا (رابطه ۳-۱۴۳)) بر حسب دلار به ترتیب برای تابع هدف اول و دوم نشان داده می‌شود که اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا در فصل گرم محسوس‌تر است.

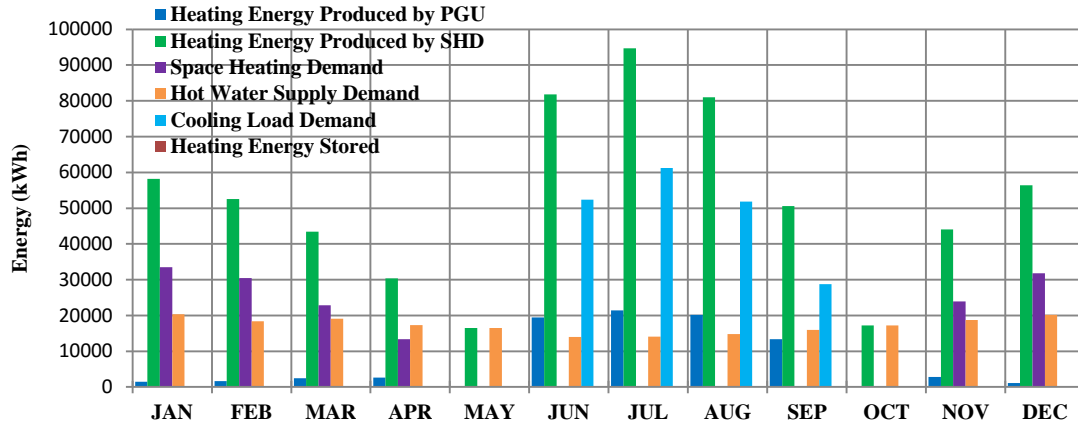
نسبت اختلاف هزینه ماهیانه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا در ماه (رابطه ۳-۱۷۲))  
 برای تابع هدف اول و دوم به ترتیب در شکل (۴-۵۳) قابل مشاهده است که نسبت اختلاف هزینه انرژی در تابع  
 هدف اول در فصل گرم سال از تابع هدف دوم بیشتر است.



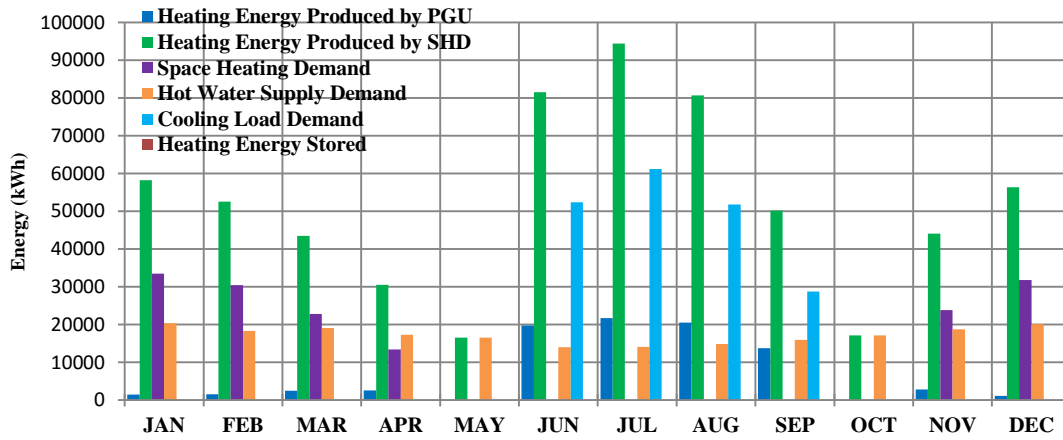
شکل (۴-۴۸) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)



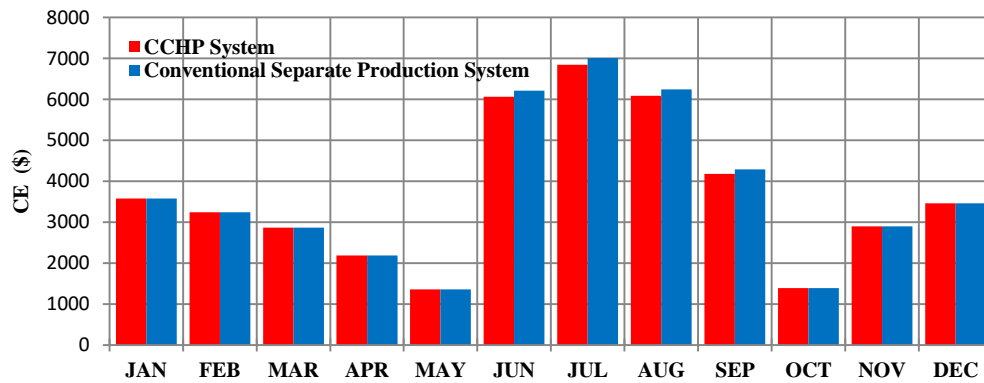
شکل (۴-۴۹) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)



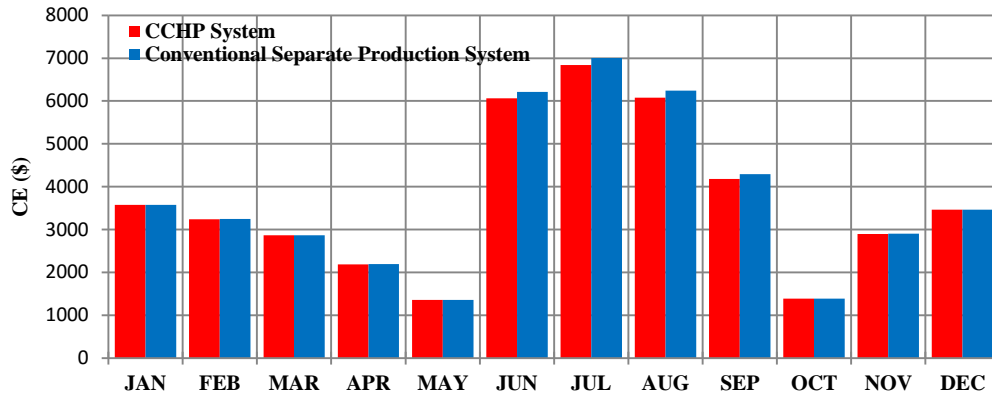
شکل (۴-۵۰) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول)



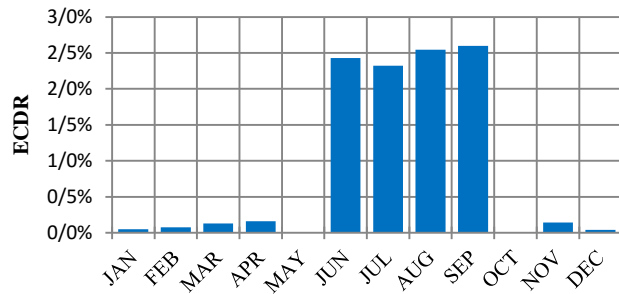
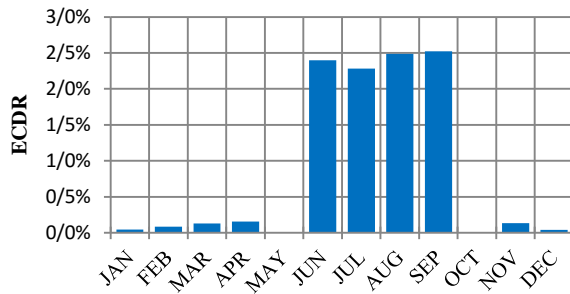
شکل (۴-۵۱) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان (الگوریتم ژنتیک با تابع هدف دوم)



شکل (۴-۵۲-الف) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول (تابع هدف اول)

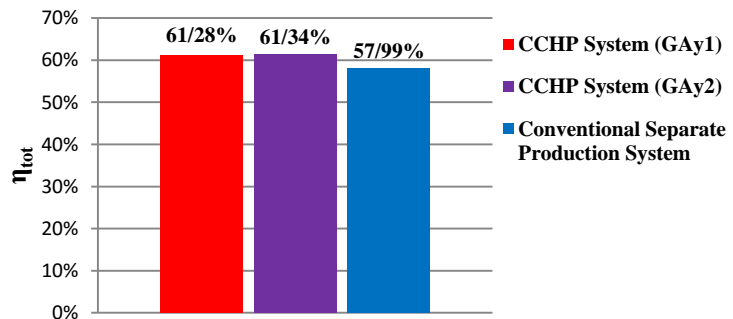
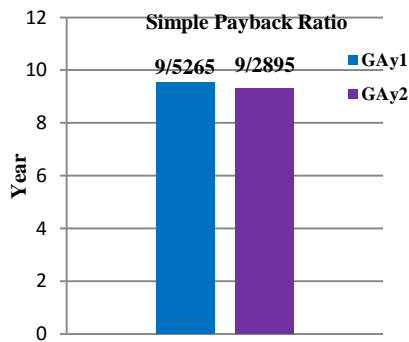


شکل (۴-۵۲) ب) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول (تابع هدف دوم)



شکل (۴-۵۳) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت چپ: تابع هدف اول و شکل سمت راست: تابع هدف دوم)

راندمان کلی سیستم تولید همزمان (رابطه (۳-۱۷۵)) در الگوریتم ژنتیک با تابع هدف اول و دوم و راندمان کلی سیستم تولید مجزا (رابطه (۳-۱۷۶)) در طول یک سال و بازگشت سرمایه در شکل (۴-۵۴) رسم شده‌اند.

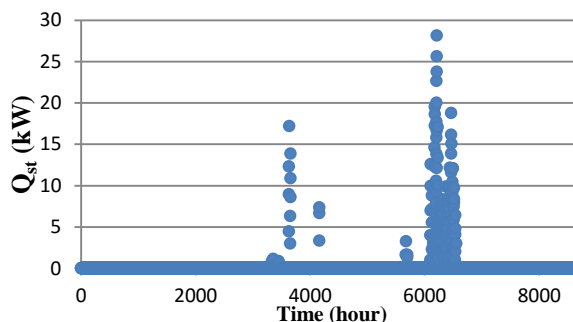
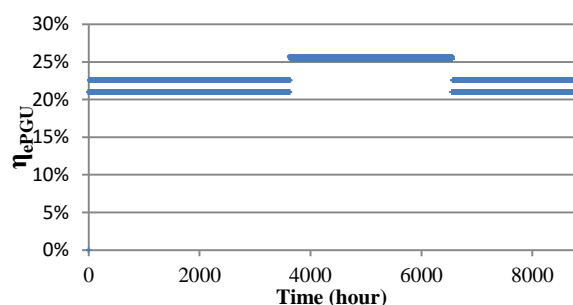


شکل (۴-۵۴) راندمان کلی سیستم تولید همزمان (با تابع هدف اول و دوم) و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال (شکل)

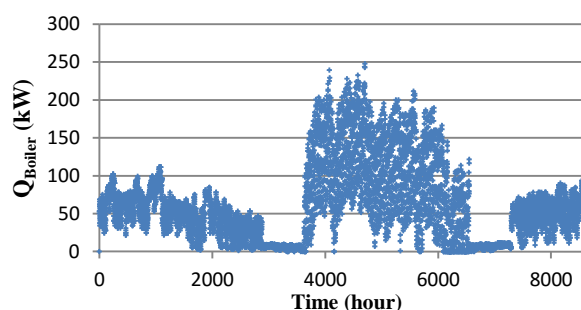
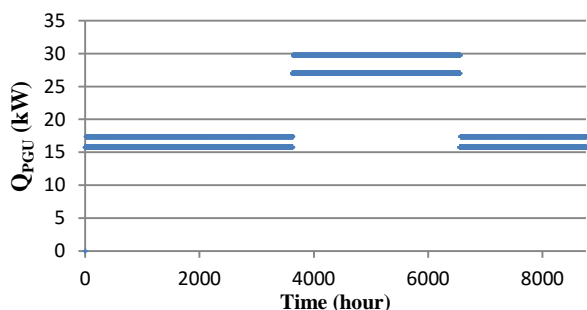
سمت راست) و بازگشت سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت چپ)

### ۳-۴- استراتژی FEL

در این استراتژی توصیف شده در بخش (۳-۲-۳) به دلیل اینکه عملکرد واحد تولید توان بر مبنای دنبال کردن ساعت به ساعت تقاضای الکتریکی ساختمان ۶ طبقه در طول یک سال است، واحد تولید توان همواره در حال فعالیت بوده و همچنین هیچ‌گونه برقی از شبکه برق وارد یا به شبکه صادر نمی‌شود، شکل (۴-۵۵) راندمان الکتریکی واحد تولید توان و حرارت ذخیره شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت را نشان می‌دهد و حرارت تولید شده توسط واحد تولید توان و بویلر در طول یک سال به صورت شکل (۴-۵۶) می‌باشد.



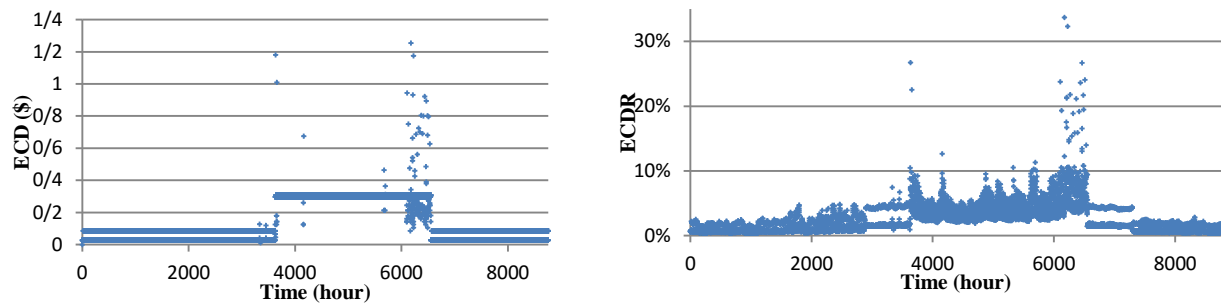
شکل (۴-۵۵) راندمان الکتریکی واحد تولید توان (شکل سمت چپ) و انرژی حرارتی ذخیره شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت (شکل سمت راست) در طول یک سال



شکل (۴-۵۶) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان (شکل سمت چپ) و بویلر (شکل سمت راست) در طول یک سال

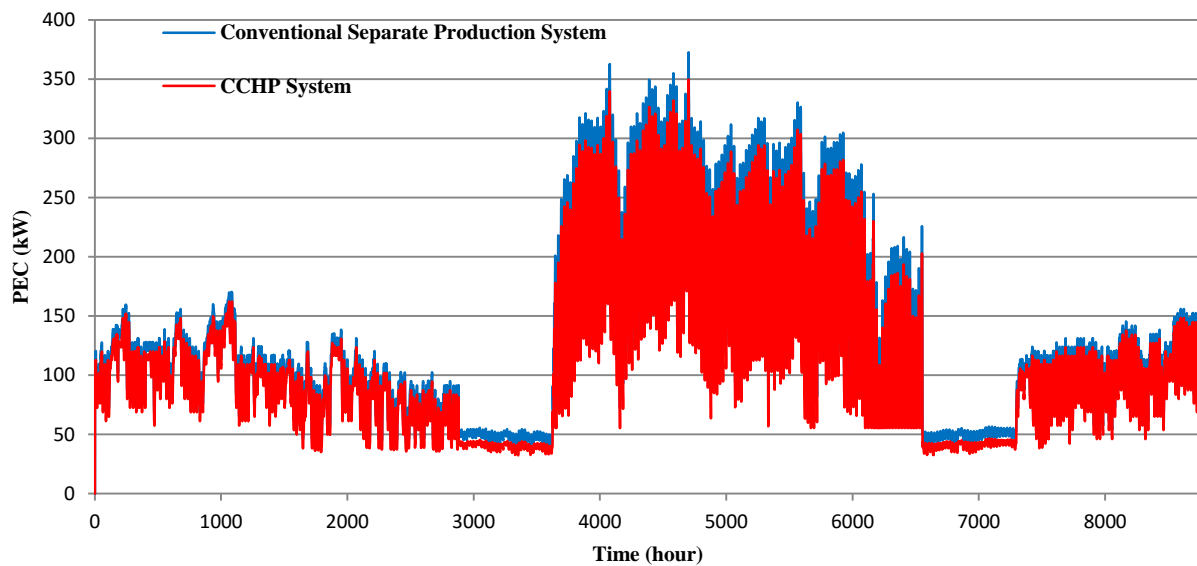


اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا در استراتژی FEL برحسب دلار (رابطه (۲۰۰-۳)) و نسبت این اختلاف هزینه انرژی (رابطه (۲۰۱-۳)) در شکل (۴-۵۷) قابل مشاهده است که این نسبت در تابستان تا ۱۰٪ و حتی در زمانهایی بیش از ۱۰٪ رسیده است. در شکل (۴-۵۸) نمودار مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان (رابطه (۲۰۲-۳)) و سیستم تولید مجزا (رابطه (۲۰۳-۳)) رسم شده است که تقریباً سیستم تولید همزمان مصرف انرژی کمتری در اکثر زمانها دارد.



شکل (۴-۵۷) اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت چپ) و نسبت اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت راست) در سیستم تولید

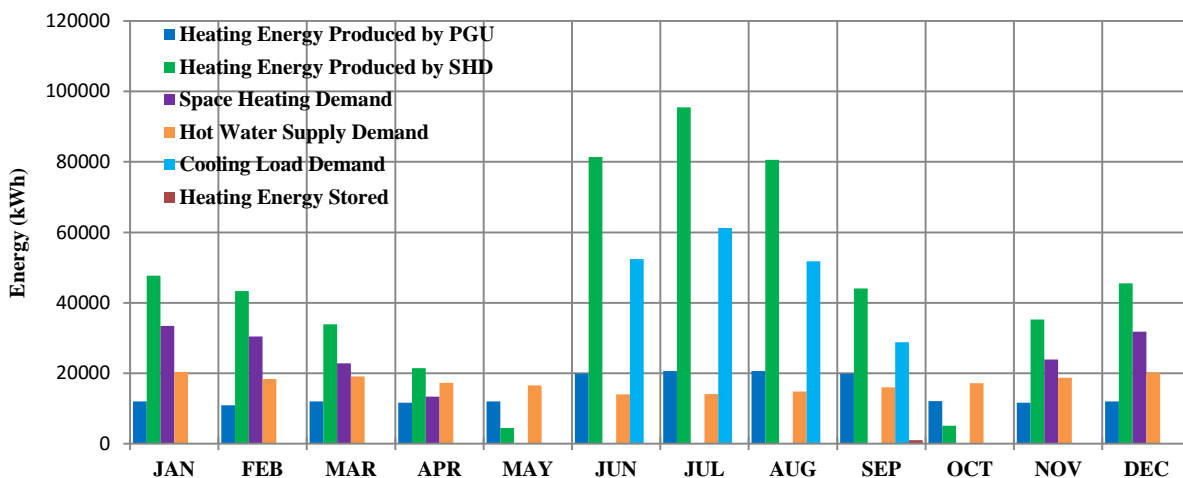
#### همزمان و سیستم تولید مجزای متداول



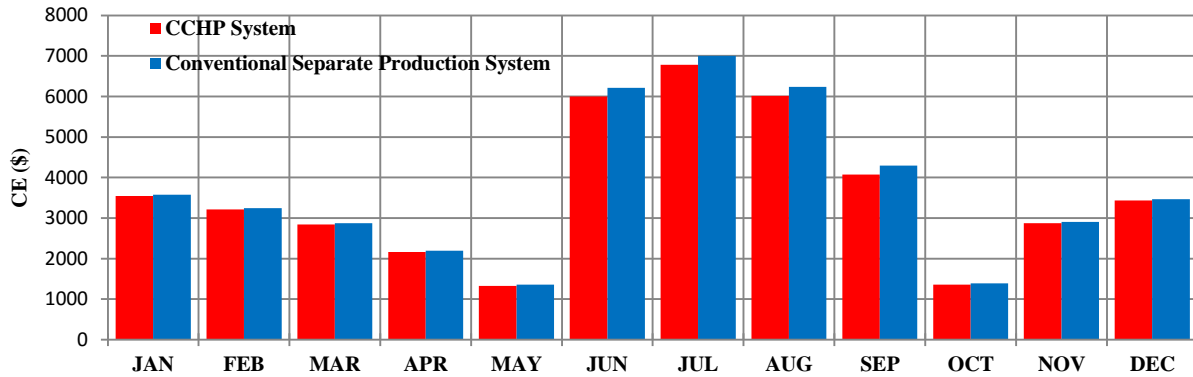
شکل (۴-۵۸) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

بالانس ماهیانه انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان در استراژی FEL بدین صورت است که در هر ماه میزان برق تولید شده توسط واحد تولید توان دقیقا برابر تقاضای ماهیانه برق می‌باشد و هیچ برقی از شبکه وارد یا به شبکه صادر نمی‌شود. بالانس ماهیانه انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان در این استراژی در شکل (۴-۵۹) نشان داده می‌شود. در شکل (۴-۶۰) هزینه ماهیانه انرژی در سیستم تولید همزمان (رابطه (۳-۱۹۵)) و سیستم تولید مجزا (رابطه (۳-۱۹۹)) بر حسب دلار نشان داده می‌شود که کاهش هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان نسبت به سیستم تولید مجزا در فصل گرم سال بیشتر از سایر زمان‌ها است. نسبت اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا (رابطه (۳-۲۰۱)) در شکل (۴-۶۱) نشان داده می‌شود که همانطور که گفته شد این نسبت اختلاف در فصل گرم ب بیشترین مقدار خود می‌رسد و در فصل‌های سرد سال کمترین مقدار را دارد.

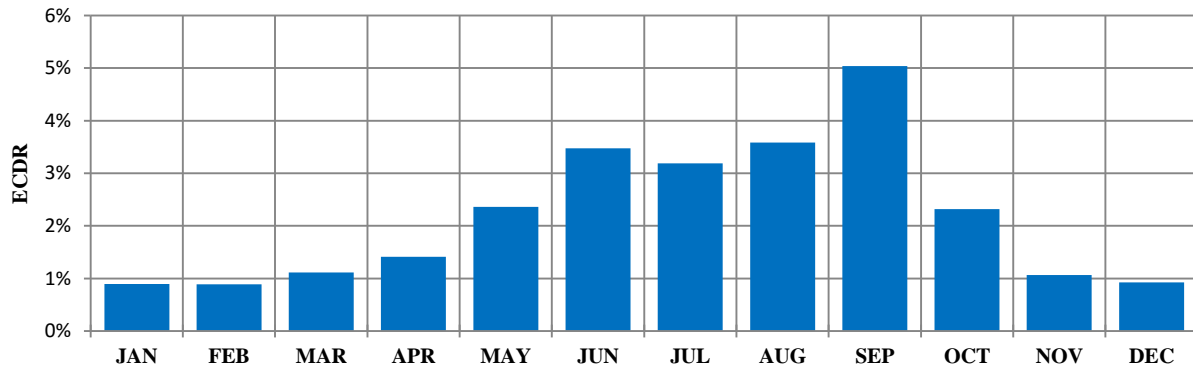
راندمان کلی سیستم تولید همزمان (رابطه (۳-۲۰۴)) و راندمان کلی سیستم تولید مجزا (رابطه (۳-۲۰۵)) در طول یک سال و بازگشت سرمایه در شکل (۴-۶۲) رسم شده‌اند.



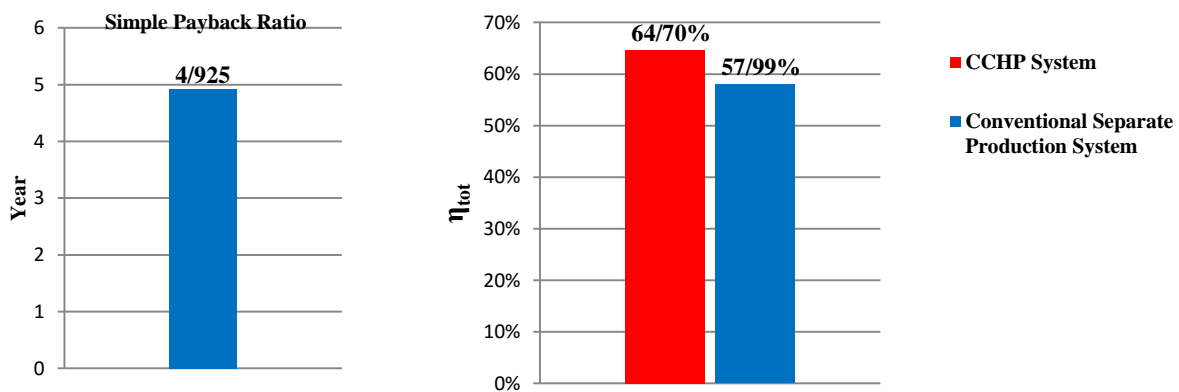
شکل (۴-۵۹) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق



شکل (۴-۶۰) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول



شکل (۴-۶۱) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی

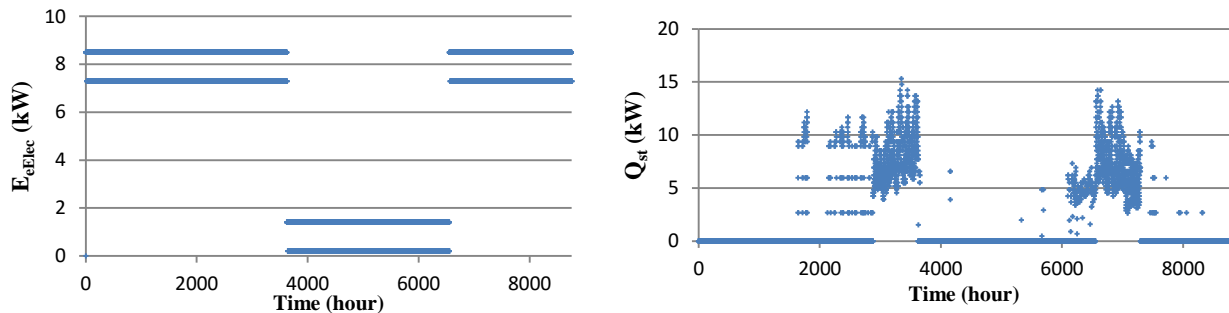


شکل (۴-۶۲) راندمان کلی سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال (شکل سمت راست) و بازگشت

سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت چپ)

#### ۴-۴-استراتژی MaxSEG

در این استراتژی (ذکر شده در بخش ۳-۲-۴) واحد تولید توان همواره در حداکثر توان الکتریکی خروجی ( $EL_{PGU}^{max} = 25.29\%$ ) برای تامین تقاضای برق ساختمان ۶ طبقه فعالیت می‌کند و برق مازاد به شبکه برق فروخته می‌شود ولی هیچ برقی از شبکه وارد نمی‌شود. شکل (۴-۶۳) انرژی الکتریکی صادر شده به شبکه و حرارت ذخیره شده را در طول یک سال از ژانویه تا دسامبر نشان می‌دهد که در فصل‌های غیرگرم سال انرژی الکتریکی بین ۷,۵ تا ۸,۵ کیلووات به شبکه صادر می‌شود و در فصل گرم بدلیل تقاضای بیشتر انرژی الکتریکی، کمتر از ۲ کیلووات برق صادر می‌شود. همچنین به دلیل فعالیت دائمی واحد تولید توان حداکثر توان الکتریکی خروجی، حررات تولید شده و بازیافتی از واحد تولید توان همواره برابر حداکثر مقدار خود (  $Q_{PGU}^{max} = 30.25 \text{ kW}$  ) می‌باشد و با کاهش یافتن زیاد تقاضای انرژی حرارتی در فصل‌های نه گرم نه سرد سال (از ساعت ۲۸۸۲ تا ۳۶۲۵ و از ساعت ۶۵۵۴ تا ۷۲۹۷)، حرارت زیادی در مخزن ذخیره‌سازی حرارت ذخیره می‌گردد.



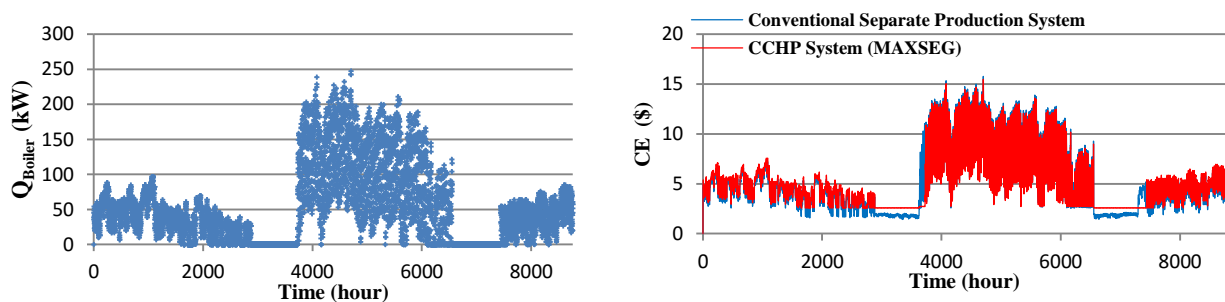
شکل (۴-۶۳) برق صادر شده به شبکه برق (شکل سمت چپ) و حرارت ذخیره شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت (شکل سمت

راست) در طول یک سال

در شکل (۴-۶۴) سمت چپ حرارت تولید شده توسط بویلر و در سمت راست هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (رابطه (۳-۲۲۸)) و هزینه انرژی در سیستم تولید مجزای متداول (رابطه (۳-۲۳۲)) را در طول یک سال به طور همزمان بر حسب دلار (\$) نشان داده می‌شود که تنها در فصل گرم هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان کمتر از هزینه انرژی در سیستم تولید مجزا است و در سایر زمان‌ها هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان بسیار بیشتر می‌باشد.

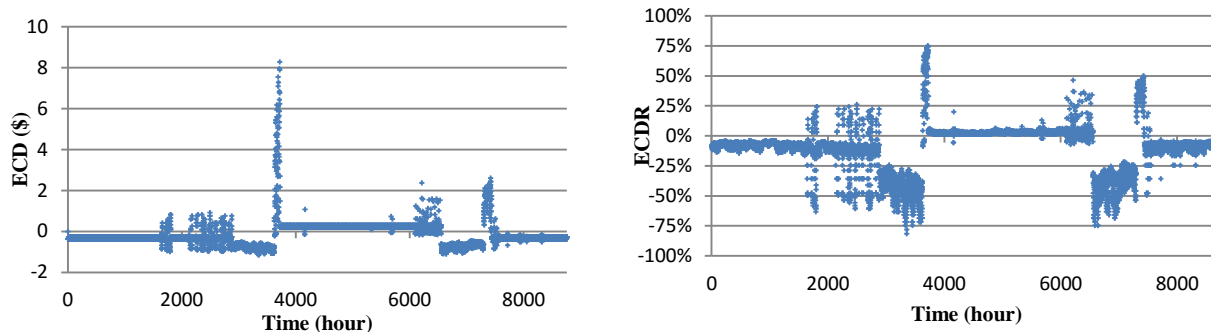
در شکل (۴-۶۵) سمت چپ اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا بر حسب دلار (رابطه (۳-۲۳۳)) و سمت راست نسبت اختلاف هزینه انرژی (رابطه (۳-۲۳۴)) قابل مشاهده است که مشخص است سیستم تولید همزمان به جز در فصل گرم در سایر زمان‌ها اختلاف هزینه و نسبت اختلاف هزینه انرژی منفی دارد و در فصل‌های نه گرم نه سرد سال (از ساعت ۲۸۸۲ تا ۳۶۲۵ و از ساعت ۶۵۵۴ تا ۷۲۹۷) به کمترین مقدار خود می‌رسد و نقاط افزایش ناگهانی در این مقادیر به دلیل ذخیره‌سازی حرارت رخ داده است.

شکل (۴-۶۶) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق (رابطه (۳-۲۳۵))، و سیستم تولید مجزای متداول (رابطه (۳-۲۳۶)) را نشان می‌دهد که تنها در فصل گرم سال سیستم تولید همزمان مصرف انرژی اولیه نسبت به سیستم تولید مجزا دارد.



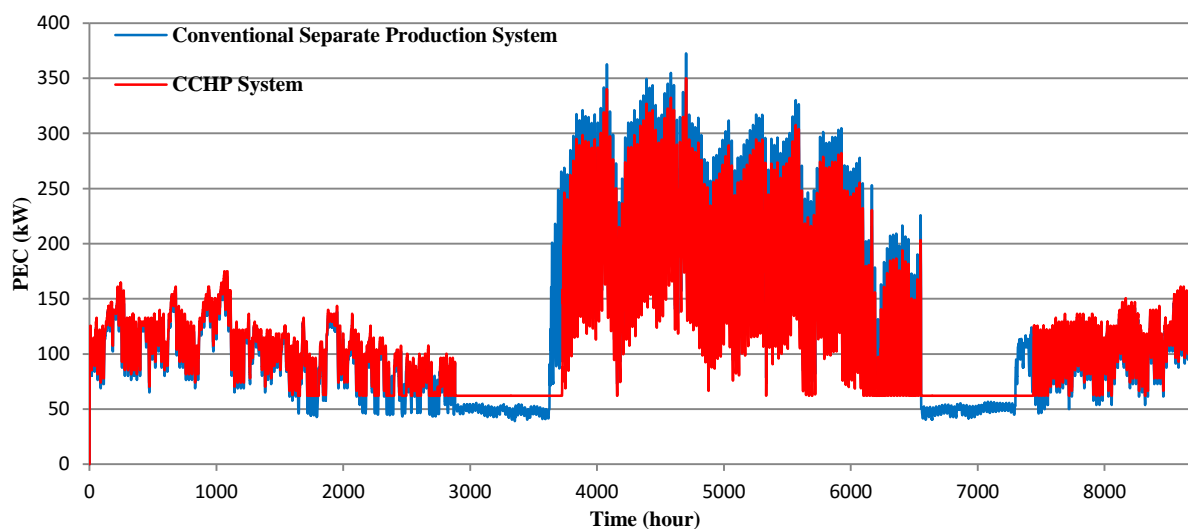
شکل (۴-۶۴) حرارت تولید شده توسط بویلر (شکل سمت چپ) و هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای

متداول (شکل سمت راست) در طول یک سال



شکل (۴-۶۵) اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت چپ) و نسبت اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت راست) در سیستم تولید

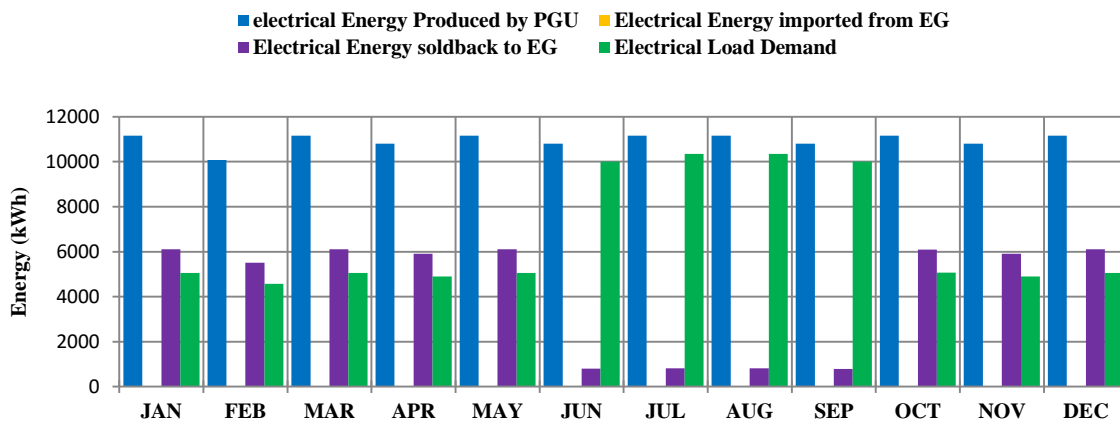
همزمان و سیستم تولید مجزای متداول



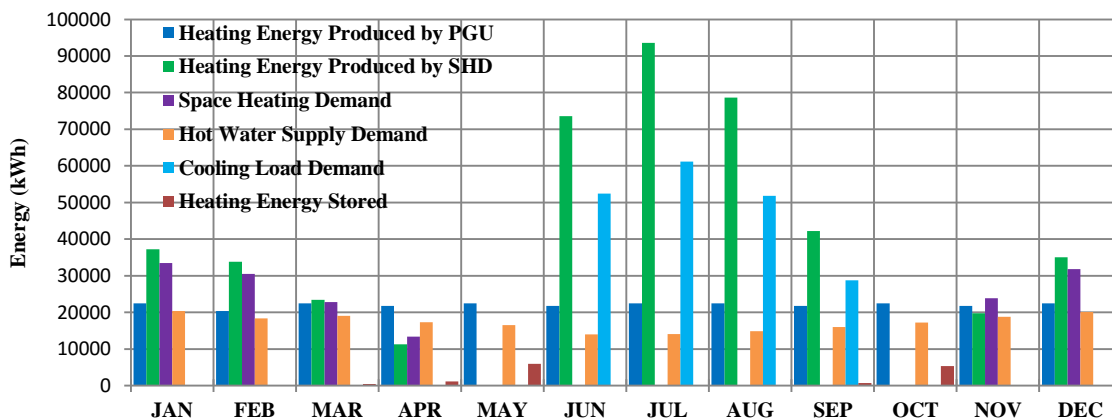
شکل (۴-۶۶) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

بالانس ماهیانه انرژی الکتریکی و حرارتی در سیستم تولید همزمان، به ترتیب در شکل‌های (۴-۶۷) و (۴-۶۸) نشان داده می‌شود و شکل (۴-۶۹) به ترتیب هزینه ماهیانه انرژی در سیستم تولید همزمان (رابطه (۳-۲۲۸)) و سیستم تولید مجزا (رابطه (۳-۲۳۲)) بر حسب دلار نشان می‌دهد که تنها در فصل گرم هزینه انرژی در

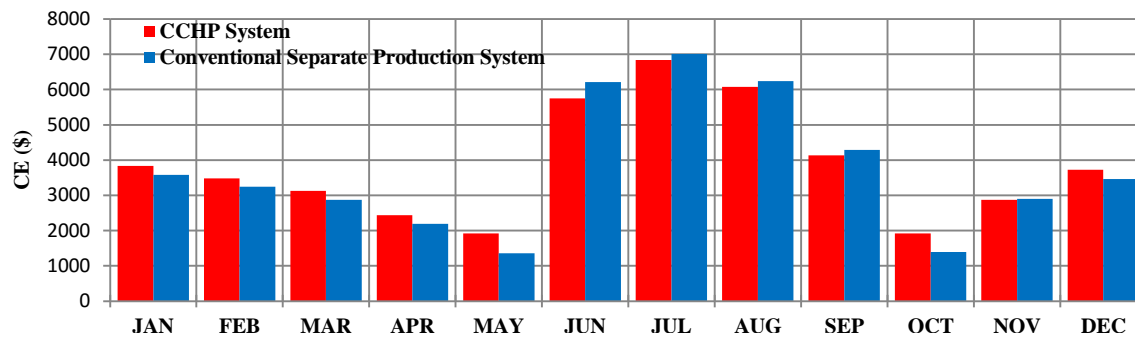
سیستم تولید همزمان کمتر از سیستم تولید مجزا می‌باشد و شکل (۴-۷۰) نسبت این اختلاف هزینه انرژی را به صورت ماهیانه نمایش می‌دهد. همچنین راندمان کلی سیستم تولید همزمان (رابطه (۳-۲۳۷)) و راندمان کلی سیستم تولید مجزا (رابطه (۳-۲۳۸)) در طول یک سال و بازگشت سرمایه در شکل (۴-۷۱) رسم شده‌اند. با توجه به اینکه سیستم تولید همزمان راندمان بسیار بهتری از لحاظ انرژی دارد، ولی از لحاظ هزینه انرژی، صرفه‌جویی در هزینه نسبت به سیستم تولید مجزا نداشته و بنابراین بازگشت سرمایه نخواهد داشت و از لحاظ ریاضی مقدار بینهایت خواهد داشت.



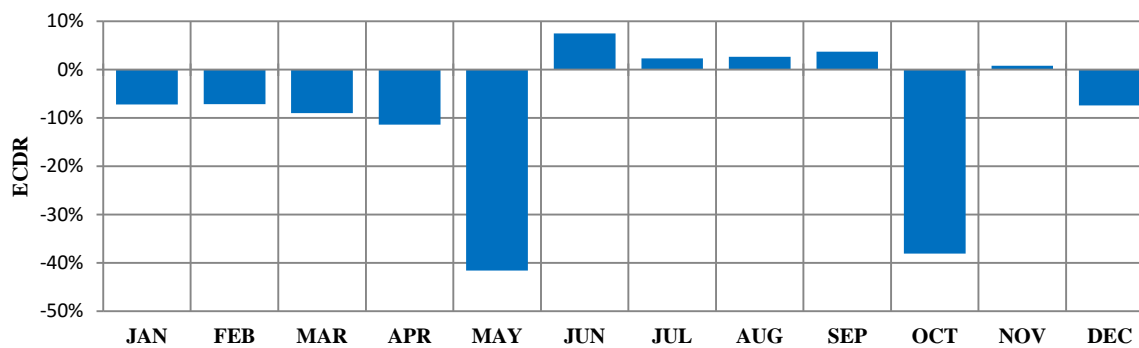
شکل (۴-۶۷) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق



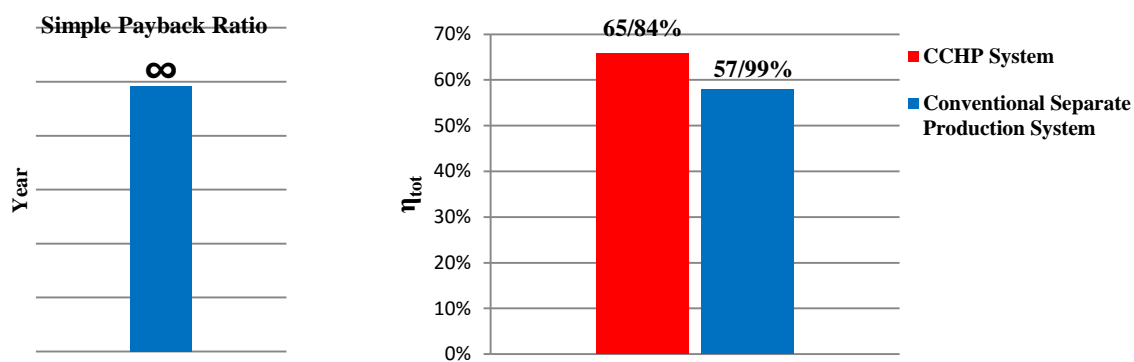
شکل (۴-۶۸) نمودار ماهیانه بالانس انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق



شکل (۴-۶۹) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول



شکل (۴-۷۰) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی



شکل (۴-۷۱) راندمان کلی سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال (شکل سمت راست) و بازگشت

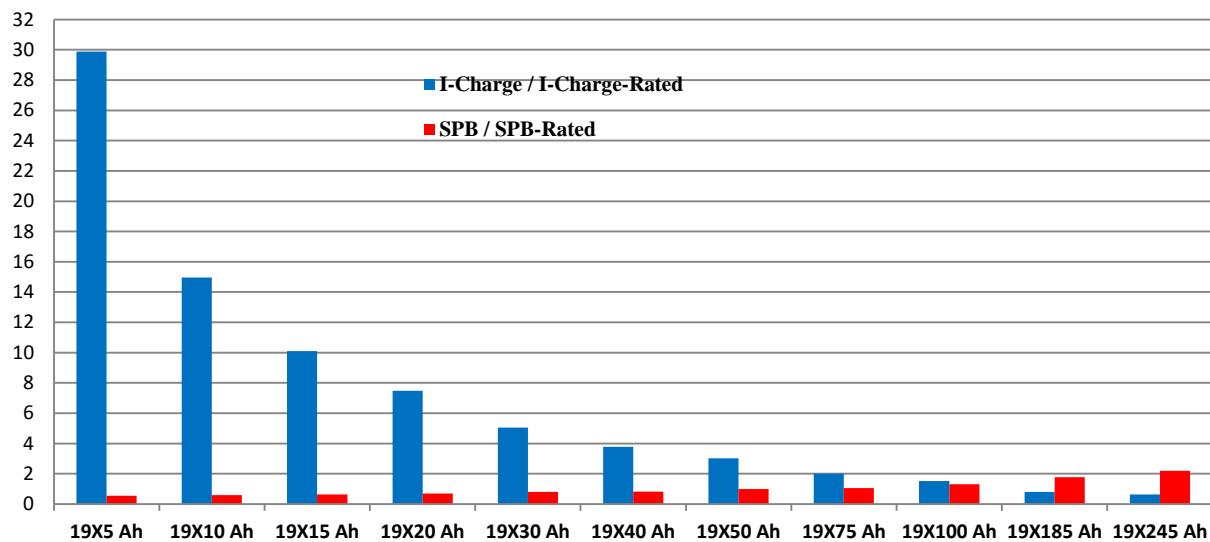
سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت چپ)



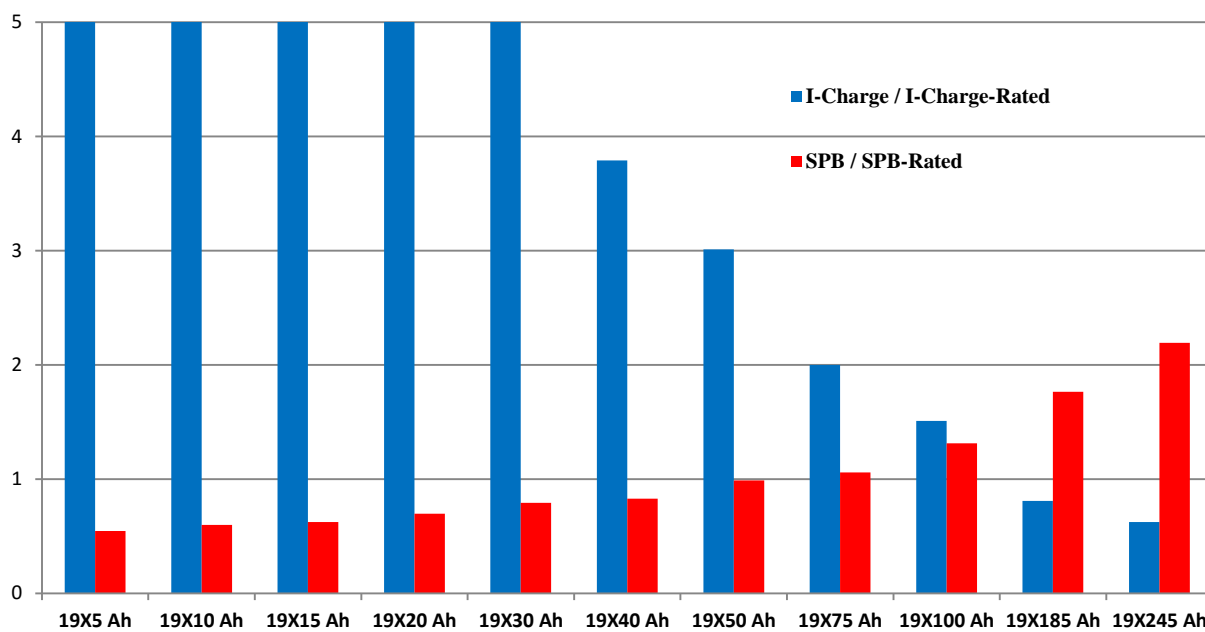
#### ۴-۵-استراتژی MaxSBBS

استراتژی بیان شده در بخش (۳-۲-۵) با ۱۱ بلوک باتری مختلف با ظرفیت مختلف مطابق جدول (۳-۵) به عنوان مدل ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی (باتری) برای شبیه‌سازی و مدل‌سازی سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق به کار گرفته شد. در هر بلوک باتری مدی ذخیره‌سازی تعداد ۱۹ باتری ۱۲ ولت به صورت سری برای رسیدن به ولتاژ ۲۲۰ ولت مطابق با تقاضای تجهیزات الکتریکی، نصب شده‌اند. بنابراین برای مدل‌سازی سیستم تولید همزمان با استراتژی MaxSBBS برای ساختمان خانگی نمونه ۶ طبقه (بخش (۳-۱-۱))، ۱۱ بلوک باتری ۲۲۰ ولت با ظرفیت مختلف (از ۱۹ × ۵ آمپر ساعت تا ۱۹ × ۲۴۵ آمپر ساعت) برای پیدا کردن مناسب‌ترین و عملی‌ترین بلوک باتری با در نظر گرفتن دو شرط (روابط (۳-۳۷۸) و (۳-۳۸۰)) ذکر شده در بخش (۳-۲-۵-۴) به کار گرفته شد.

نتایج با در نظر گرفتن شروط  $\frac{I_{Charge}}{I_{Charge-Rated}} < 1$  و  $\frac{SPB}{SPB_{Rated}} < 1$  به ترتیب در شکل (۴-۷۲) به طور همزمان برای ظرفیت‌های مختلف بلوک باتری نشان داده می‌شود که همان‌طور که در شکل (۴-۷۲-الف) مشخص است با افزایش ظرفیت بلوک باتری جریان شارژ بی‌بعد کاهش و بازگشت سرمایه بی‌بعد افزایش می‌یابد. و در شکل بزرگنمایی شده (۴-۷۲-ب) می‌توان دید تنها بلوک باتری که هر دو شرط را با هم تقریباً ارضا می‌کند، بلوک باتری با ظرفیت  $19 \times 100 \text{ Ah}$  می‌باشد.



شکل (۴-۷۲-الف)



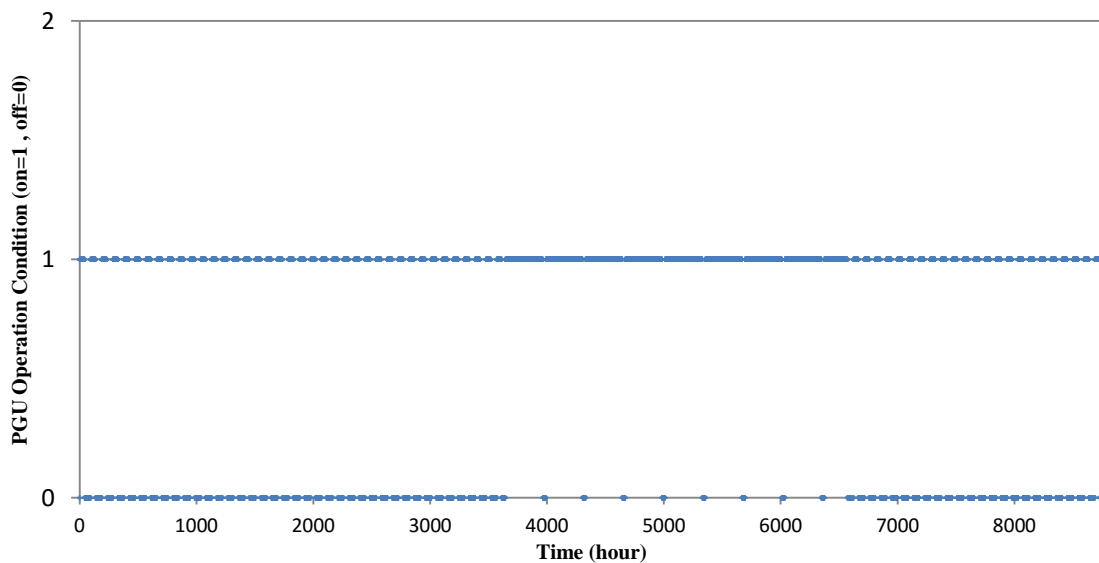
شکل (ب-۴-۷۲-ب)

شکل (۴-۷۲-الف) نمودار جریان شارژ بی‌بعد شده و بازگشت سرمایه بی‌بعد شده برای ظرفیت‌های مختلف بلوک باتری - شکل (۴-۷۲-ب)

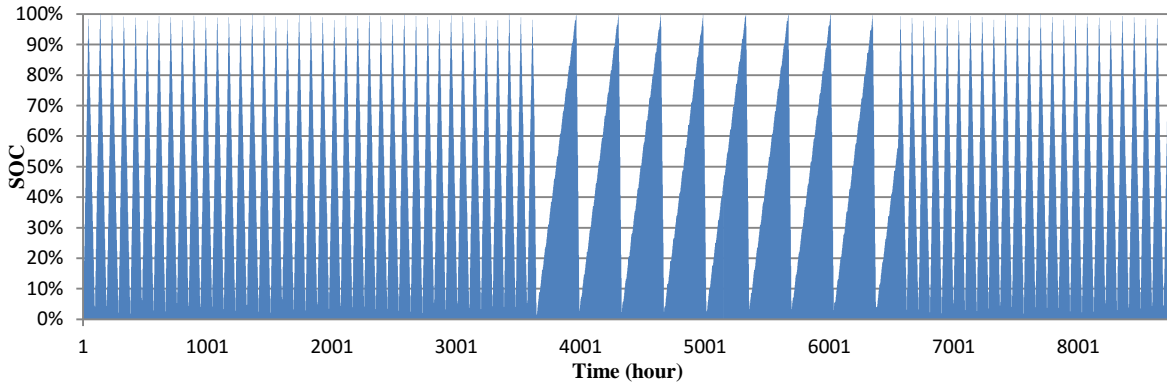
بزرگنمایی شده شکل (۴-۷۲-الف)

#### ۴-۵-۱- نتایج استراتژی MaxSBBS با مدل ذخیره‌سازی بلوک باتری با ظرفیت $19 \times 100 \text{ Ah}$

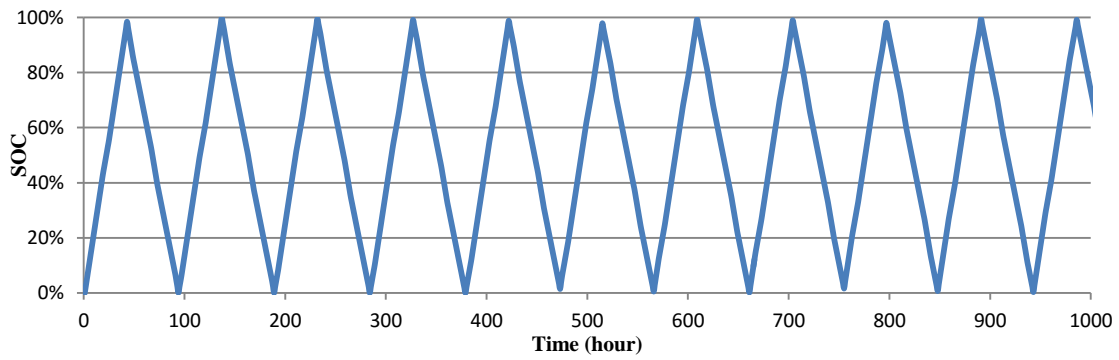
شکل (۴-۷۳) وضعیت عملکرد واحد تولید توان را در طول سال و شکل (۴-۷۴-الف) وضعیت شارژ (SOC) بلوک باتری را نشان می‌دهد و در شکل (۴-۷۴-ب) نمودار بزرگنمایی شده وضعیت شارژ در یک بازه زمانی مشخص با وضوح بهتر نشان داده می‌شود. حرارت تولید شده توسط واحد تولید توان در شکل (۴-۷۵) و حرارت تولید شده توسط بویلر و حرارت ذخیره شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت در شکل (۴-۷۶) به ترتیب در سمت چپ و راست نمایش داده شده‌اند. در شکل (۴-۷۷) سمت چپ اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا برحسب دلار (رابطه (۳-۳۶۹)) و سمت راست نسبت اختلاف هزینه انرژی (رابطه (۳-۳۷۰)) قابل مشاهده است. که در زمان‌هایی که باتری در حال شارژ شدن است هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان بیشتر و زمانی که باتری در حال دشارژ شدن است هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان کمتر از سیستم تولید مجزا است.



شکل (۴-۷۳) وضعیت عملکرد واحد تولید توان در طول یک سال

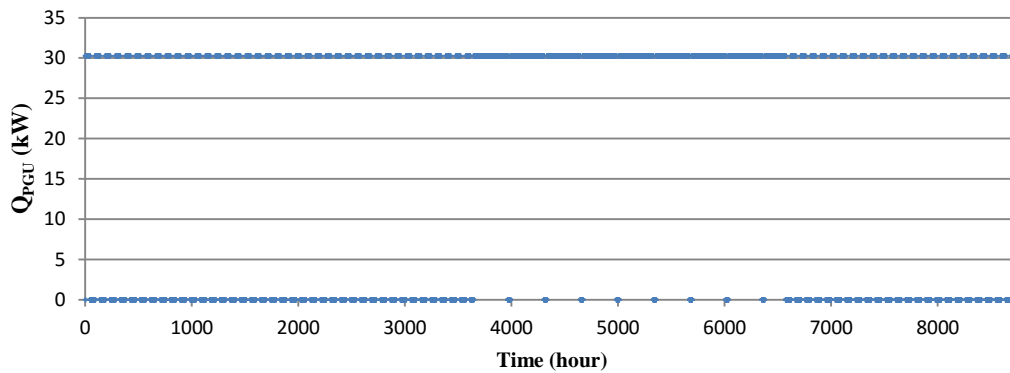


شکل (۴-۷۴-الف)

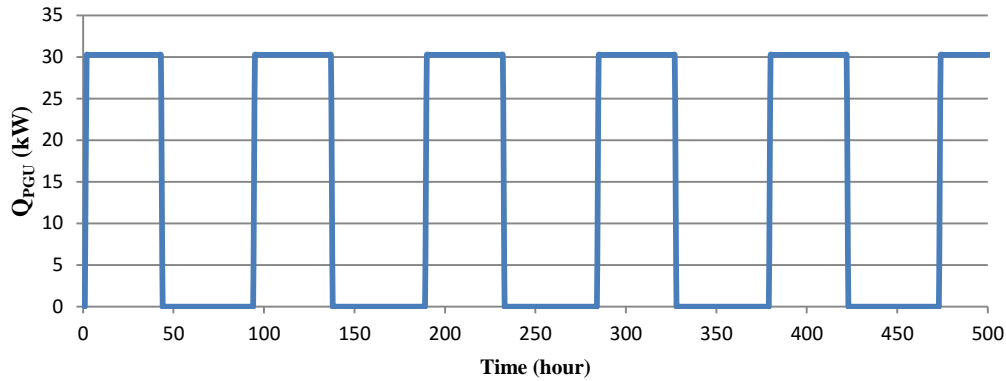


شکل (۴-۷۴-ب)

شکل (۴-۷۴-الف) وضعیت شارژ بلوک باتری را در طول سال نشان می‌دهد و شکل (۴-۷۴-ب) بزرگنمایی شده بخشی از شکل (۴-۷۴-الف) می‌باشد

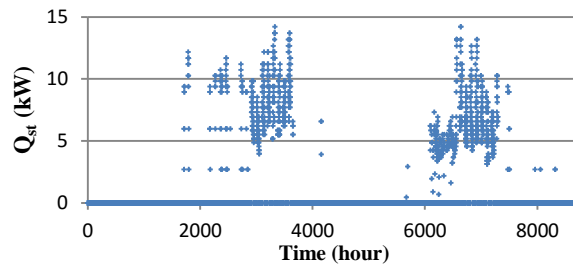
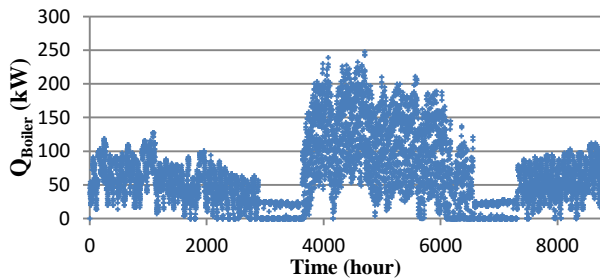


شکل (۴-۷۵-الف)

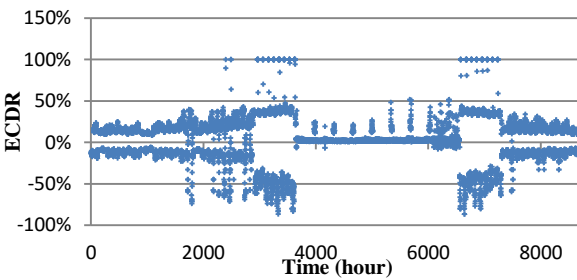
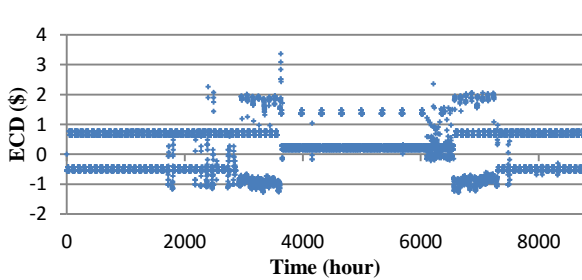


شکل (۴-۷۵-الف)

شکل (۴-۷۵-الف) انرژی حرارتی تولید شده توسط واحد تولید توان را در طول سال نشان می‌دهد و شکل (۴-۷۵-ب) بزرگنمایی شده بخشی از شکل (۴-۷۵-الف) می‌باشد



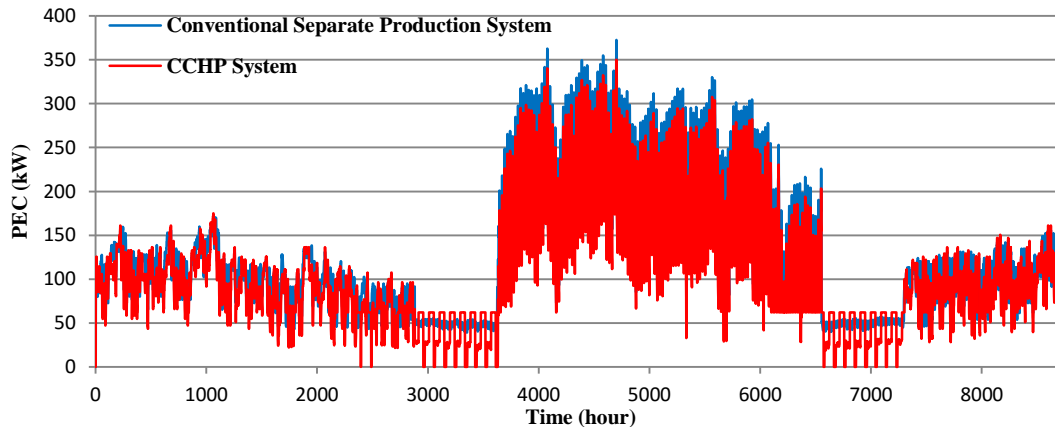
شکل (۴-۷۶) حرارت تولید شده توسط بویلر (شکل سمت چپ) و حرارت ذخیره شده (شکل سمت راست) در طول سال



شکل (۴-۷۷) اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت چپ) و نسبت اختلاف هزینه انرژی (شکل سمت راست) در سیستم تولید

همزمان و سیستم تولید مجزای متداول

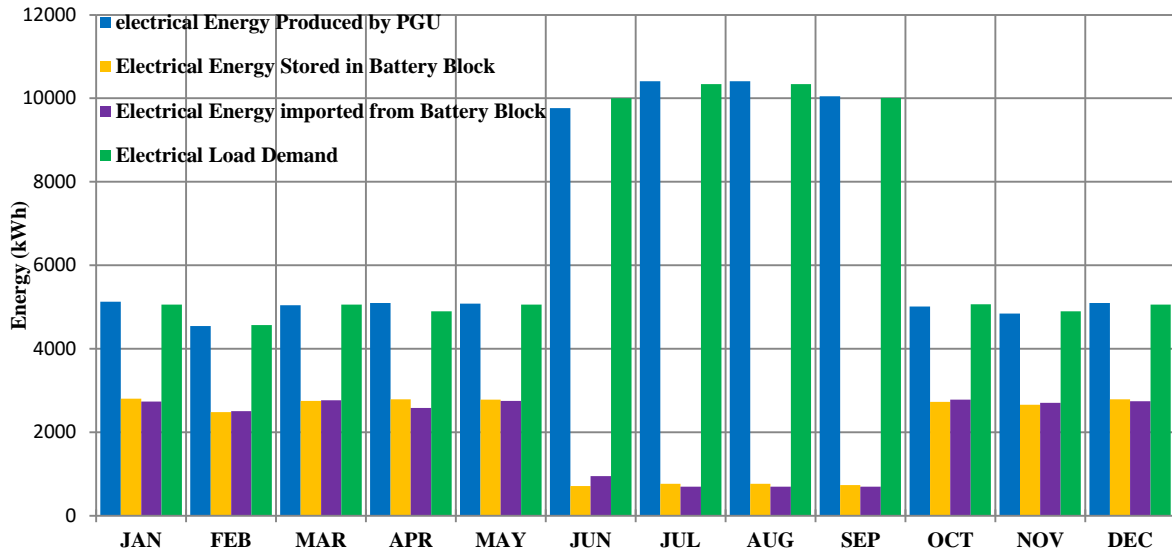
شکل (۴-۷۸) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق (رابطه (۳-۳۷۱))، و سیستم تولید مجزای متداول (رابطه (۳-۳۷۲)) را نشان می‌دهد که به جز در فصل‌های نه گرم نه سرد سال (از ساعت ۲۸۸۲ تا ۳۶۲۵ و از ساعت ۶۵۵۴ تا ۷۲۹۷) که مصرف انرژی اولیه نوسان دارد، در سایر زمان‌ها در سیستم تولید همزمان همواره کمتر از سیستم تولید مجزای است.



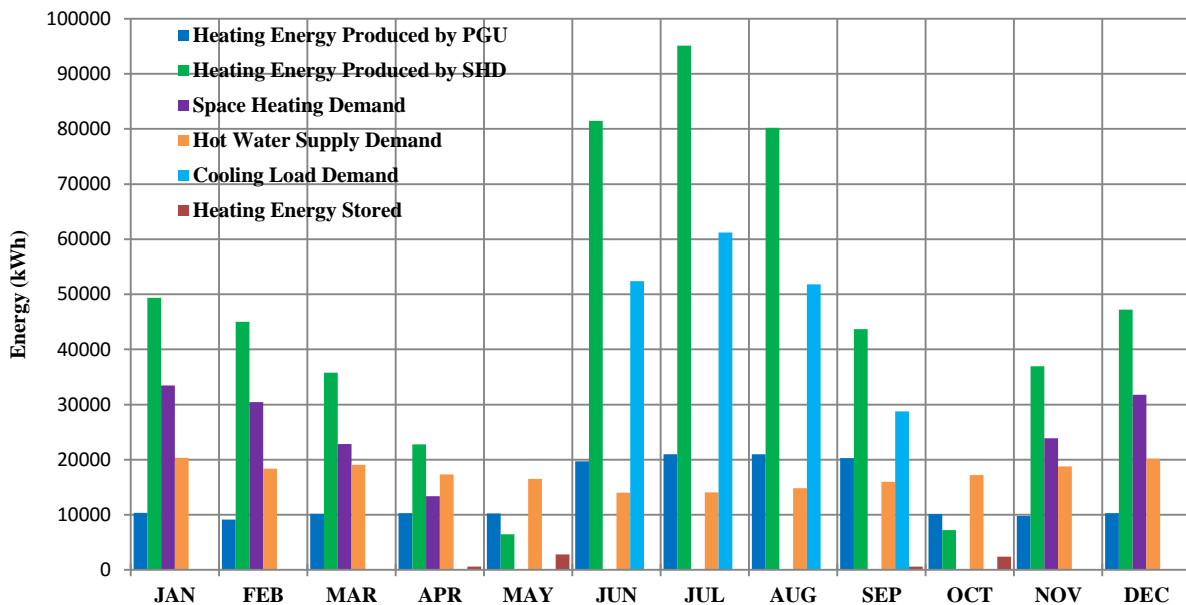
شکل (۴-۷۸) مصرف انرژی اولیه در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در طول یک سال (از ژانویه تا دسامبر)

در این هیچ‌گونه برقی از شبکه برق وارد یا به شبکه صادر نمی‌شود. بنابراین بالانس ماهیانه انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان در شکل (۴-۷۹) نشان داده می‌شود که شامل برق تولید شده توسط واحد تولید توان، برق ذخیره شده در بلوک باتری، برق وارد شده از بلوک باتری و تقاضای برق ساختمان ۶ طبقه در هر ماه می‌باشد. شکل (۴-۸۰) بالانس ماهیانه انرژی حرارتی در سیستم تولید همزمان را به تصویر می‌کشد. هزینه ماهیانه انرژی در سیستم تولید همزمان (رابطه (۳-۳۶۴)) و سیستم تولید مجزا (رابطه (۳-۳۶۸)) بر حسب دلار را می‌توان در شکل (۴-۸۱) مشاهده کرد که سیستم تولید همزمان هزینه انرژی کمتری در هر ماه دارد و شکل (۴-۸۲) نیز نسبت این اختلاف هزینه انرژی را به صورت ماهیانه نمایش می‌دهد که در فصول نه گرم و نه سرد به

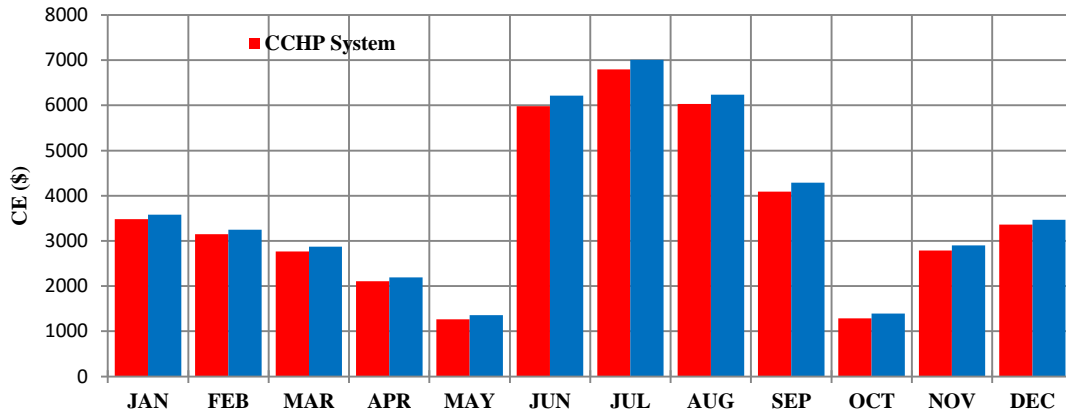
بیشترین مقدار خود (۷٪) می‌رسد. همچنین در شکل (۴-۸۳) راندمان کلی سیستم تولید همزمان (رابطه ۳-۳) و راندمان کلی سیستم تولید مجزا (رابطه ۳-۳۷۴) در طول یک سال و بازگشت سرمایه رسم شده‌اند.



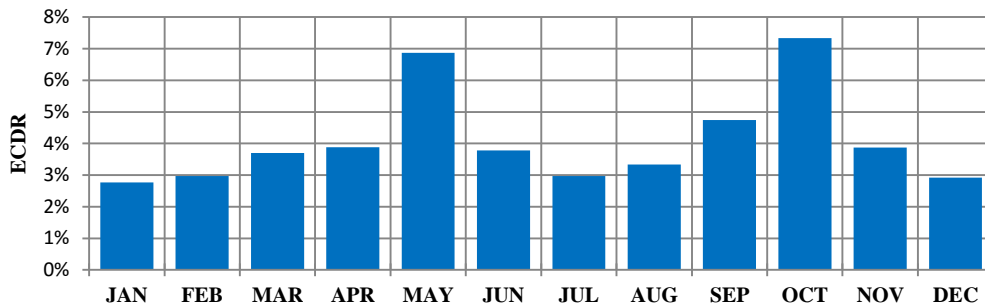
شکل (۴-۷۹) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق



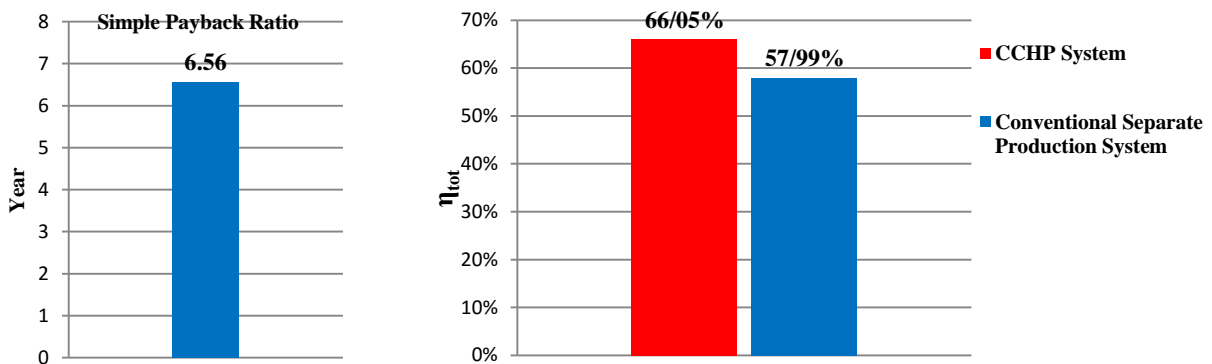
شکل (۴-۸۰) نمودار ماهیانه بالانس انرژی الکتریکی در سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق



شکل (۴-۸۱) نمودار ماهیانه هزینه انرژی در سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول



شکل (۴-۸۲) نمودار ماهیانه نسبت اختلاف هزینه انرژی



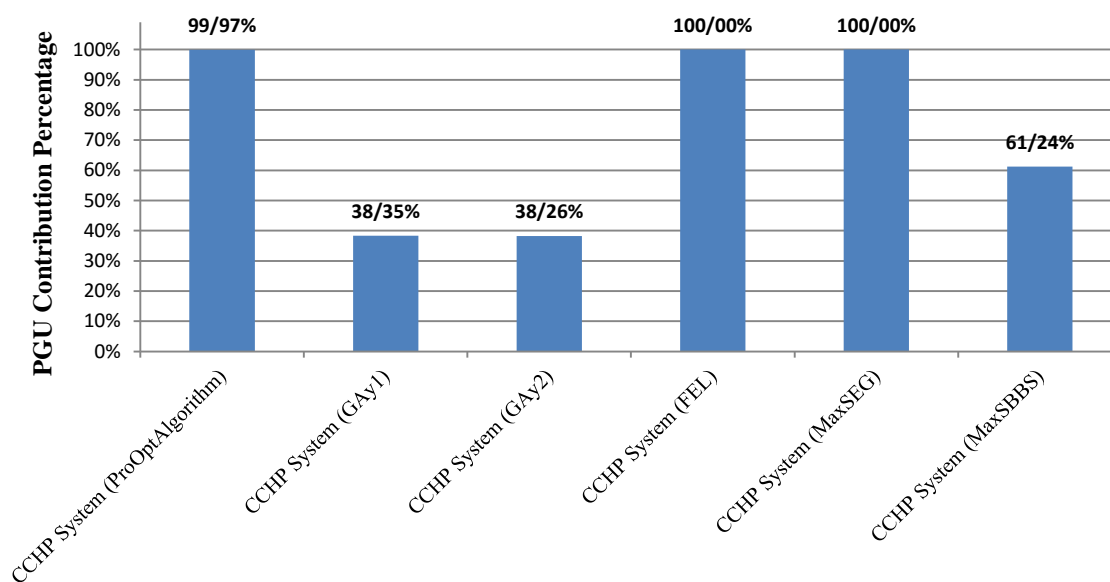
شکل (۴-۸۳) راندمان کلی سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزای متداول در یک سال (شکل سمت راست) و بازگشت

سرمایه سیستم تولید همزمان (شکل سمت چپ)

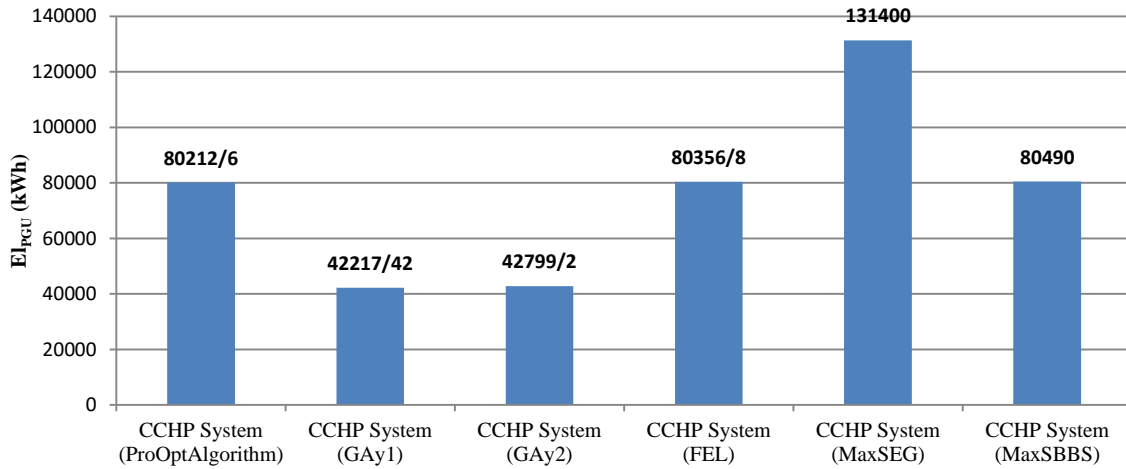


#### ۴-۶- مقایسه نتایج الگوریتم‌ها و استراتژی‌ها

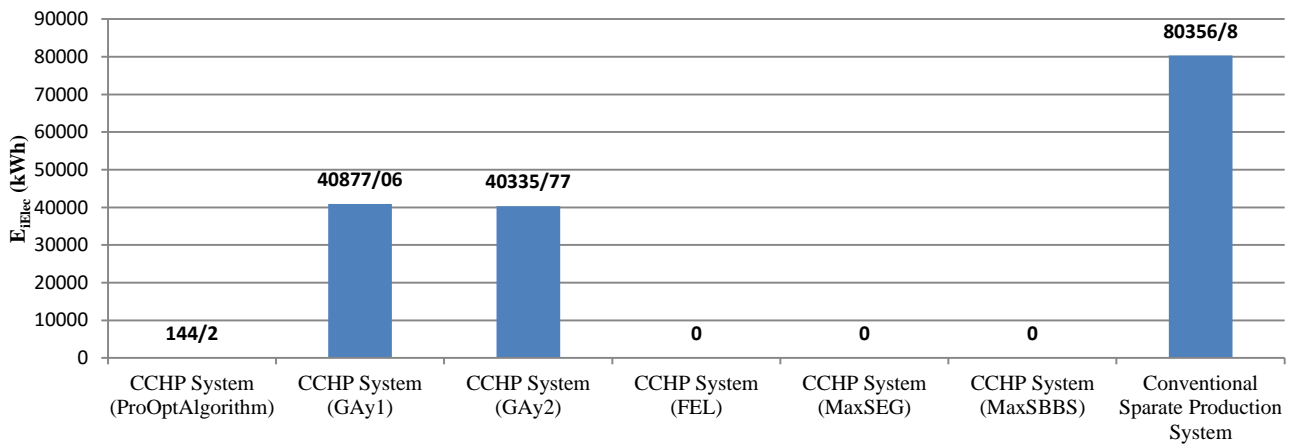
شکل (۴-۸۴) درصد مشارکت واحد تولید توان را در الگوریتم‌ها و استراتژی‌ها مختلف در یک سال نشان می‌دهد که استراتژی FEL و MaxSEG و الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی بیشترین مقدار را دارند. در شکل (۴-۸۵) برق تولید شده توسط واحد تولید توان در یک نشان داده می‌شود که استراتژی MaxSEG بیشترین مقدار و الگوریتم ژنتیک با توابع هدف اول و دوم کمترین مقدار را دارند. در شکل (۴-۸۶) می‌بینیم که برق وارد شده از شبکه برق در طول یک سال تنها در الگوریتم ژنتیک با توابع هدف اول و دوم مقدار قابل توجهی دارد و بیشترین مقدار برق صادر شده به شبکه برق در یک سال همان‌طور که انتظار می‌رفت مربوط به استراتژی MaxSEG می‌باشد (شکل (۴-۸۷)).



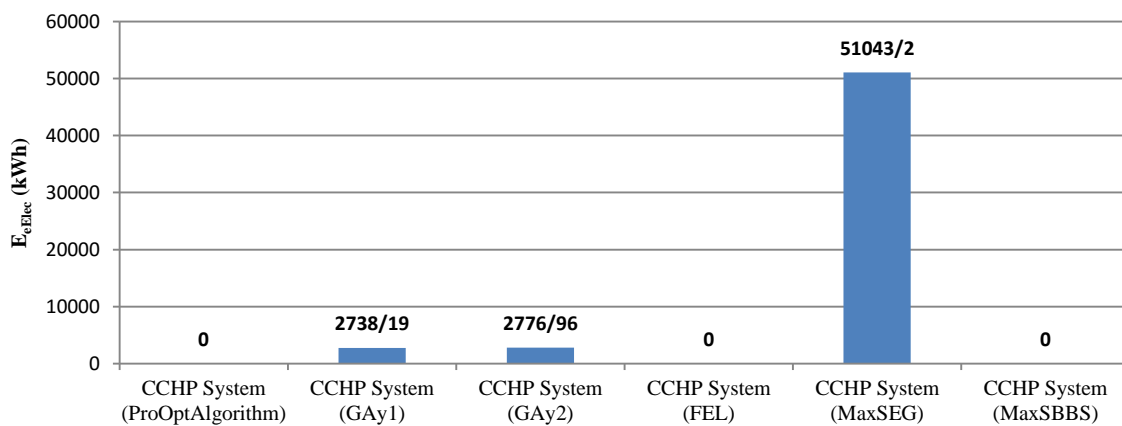
شکل (۴-۸۴) درصد مشارکت واحد تولید توان در یک سال



شکل (۴-۸۵) برق تولید شده توسط واحد تولید توان در یک سال

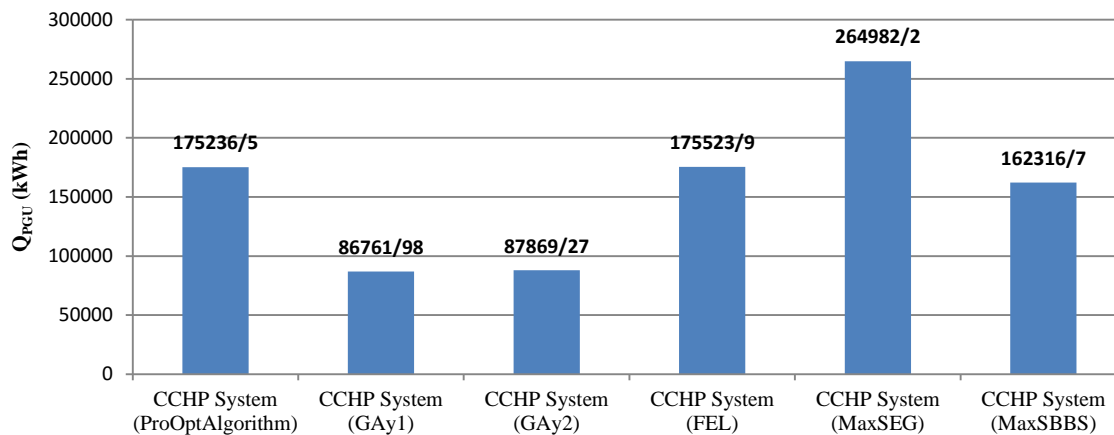


شکل (۴-۸۶) برق وارد شده از شبکه برق در یک سال

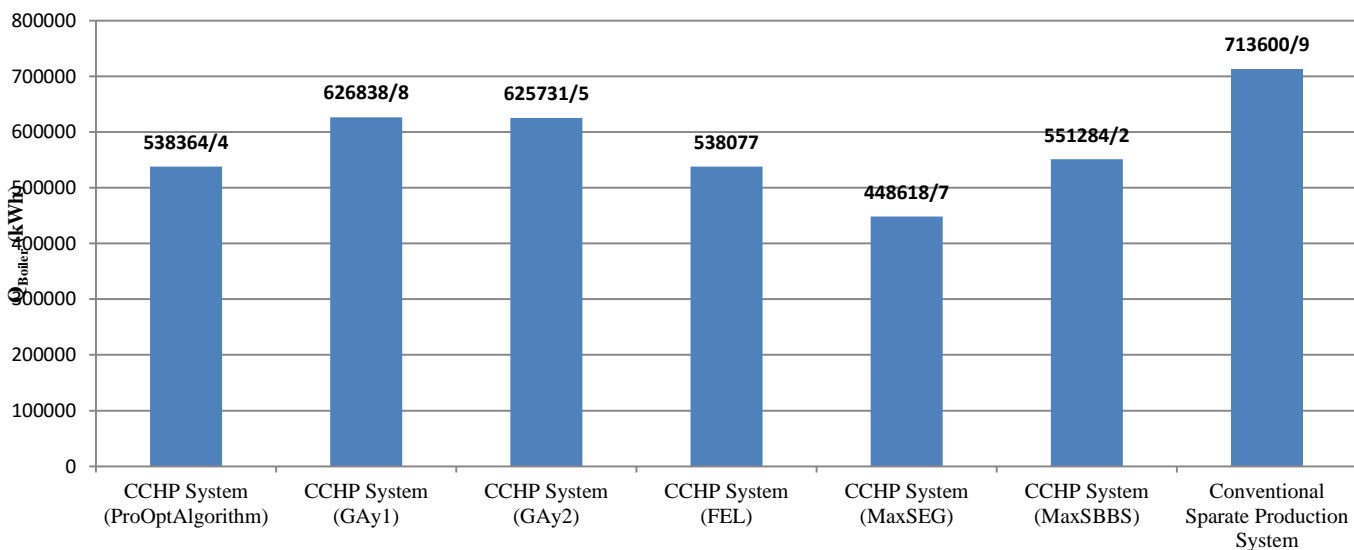


شکل (۴-۸۷) برق صادر شده به شبکه برق در یک سال

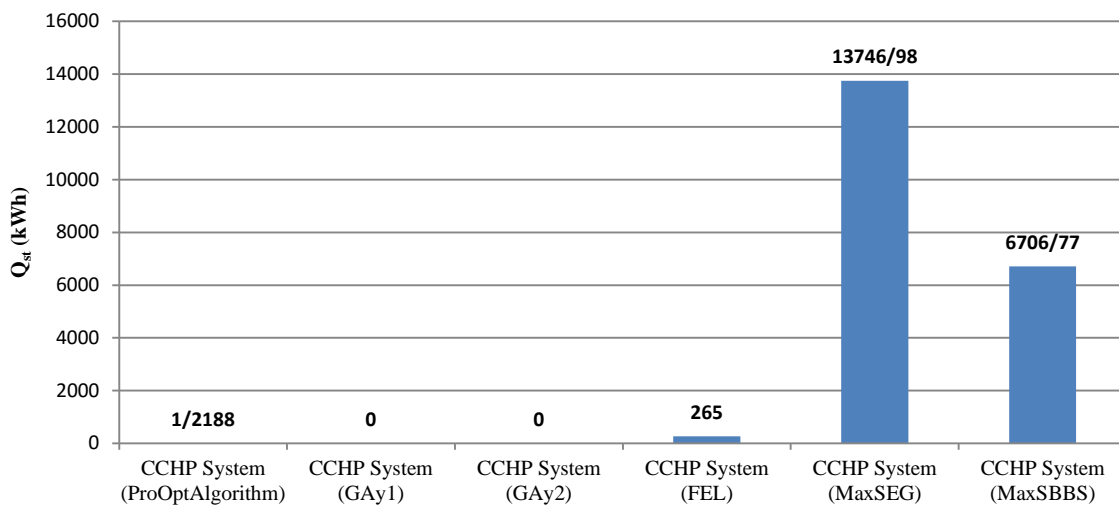
شکل‌های (۴-۸۸) و (۴-۸۹) به ترتیب حرارت شده توسط واحد تولید توان و بویلر را در یک سال نشان می‌دهند که با افزایش تولید حرارت توسط واحد تولید توان، حرارت تولید شده توسط بویلر کاهش می‌یابد. در استراتژی-های MaxSEG و MaxSBBS به دلیل عملکرد موتور در حداکثر توان خروجی، بیشترین مقدار ذخیره‌سازی حرارت در زمان‌هایی که تقاضا کاهش می‌یابد رخ داده است (شکل (۴-۹۰)).



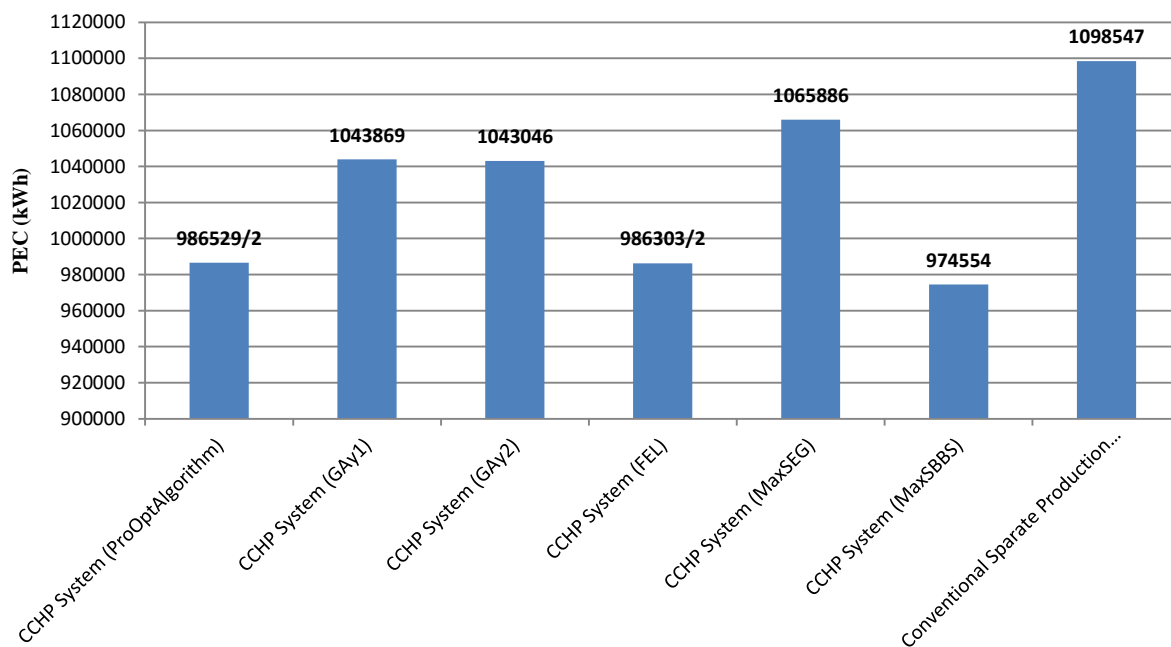
شکل (۴-۸۸) حرارت تولید شده توسط واحد تولید توان در یک سال



شکل (۴-۸۹) حرارت تولید شده توسط بویلر در یک سال

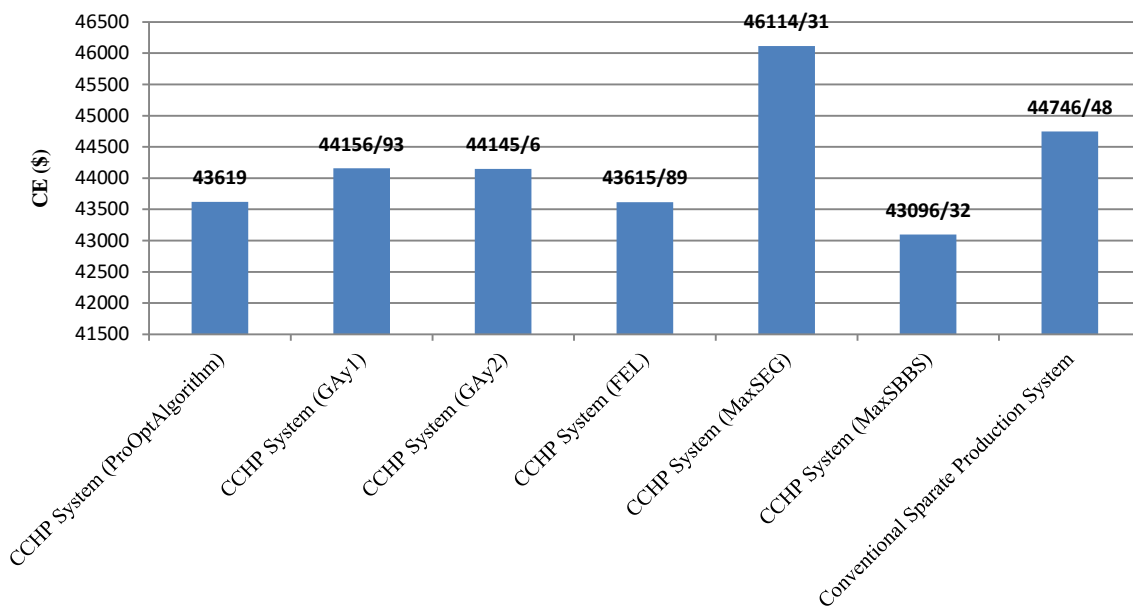


شکل (۴-۹۰) حرارت ذخیره شده در مخزن ذخیره‌سازی حرارت در یک سال



شکل (۴-۹۱) مصرف انرژی اولیه در یک سال

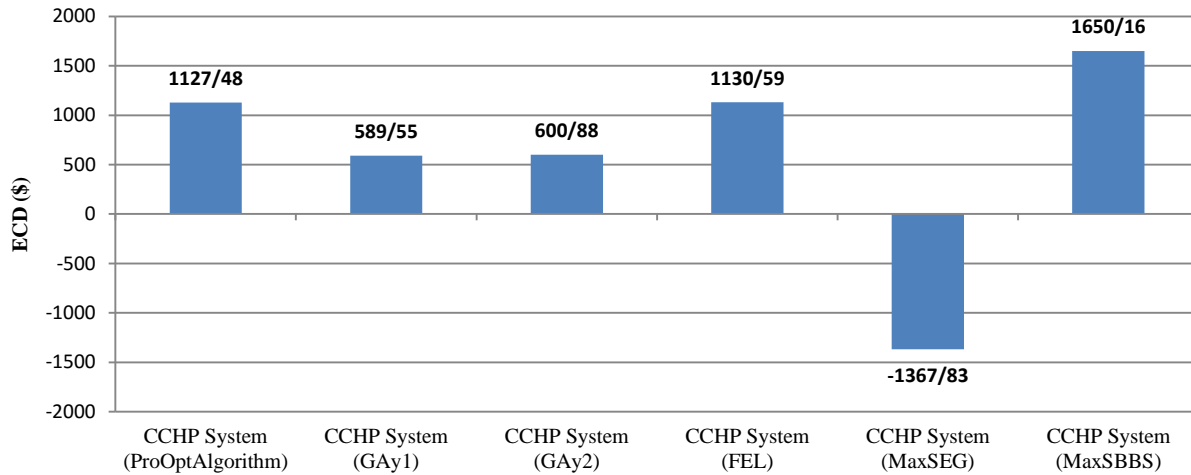
در شکل (۴-۹۱) مصرف انرژی اولیه در استراتژی‌های MaxSBBS و FEL و الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی کمترین مقدار را دارد که یک پارامتر مهم در بهینه‌سازی سیستم‌های تولید همزمان می‌باشد. پارامتر مهم دیگر در سیستم‌های تولید همزمان، هزینه انرژی می‌باشد که در استراتژی MaxSBBS و در استراتژی MaxSEG بیشترین مقدار را دارد، به طوری که مقدار آن حتی از مقدار هزینه انرژی در سیستم تولید مجزا نیز بیشتر است (شکل (۴-۹۲)).



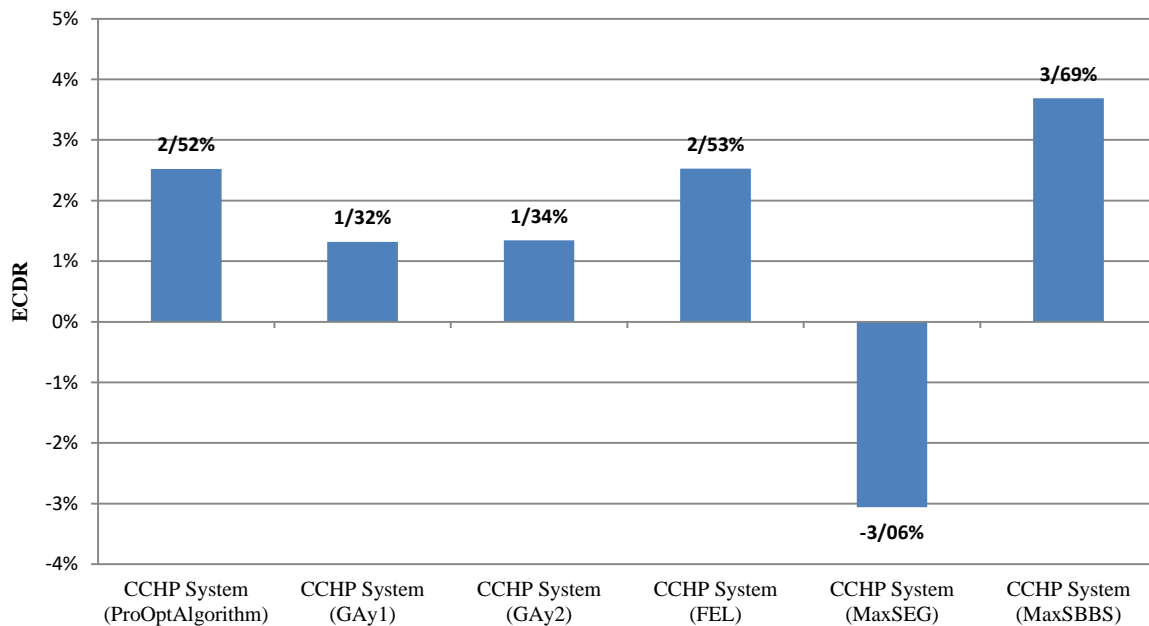
شکل (۴-۹۲) هزینه انرژی در یک سال

اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان سرمایه‌ش، گرمایش و برق، و تولید مجزا در یک سال که در واقع همان صرفه‌جویی سالیانه در هزینه انرژی یا سود است، در شکل (۴-۹۳) نشان داده می‌شود که استراتژی MaxSBBS بیشترین صرفه‌جویی را داشته در حالی که استراتژی MaxSEG هیچ صرفه‌جویی‌ای نداشته و سیستم موجب ضرر اقتصادی می‌شود. نسبت اختلاف هزینه انرژی در شکل (۴-۹۴) دیده می‌شود که بیشترین

نسبت مربوط به استراتژی MaxSBBS با ۳,۶۹٪ و سپس استراتژی FEL و الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی با تقریباً ۲,۵٪ می‌باشد.



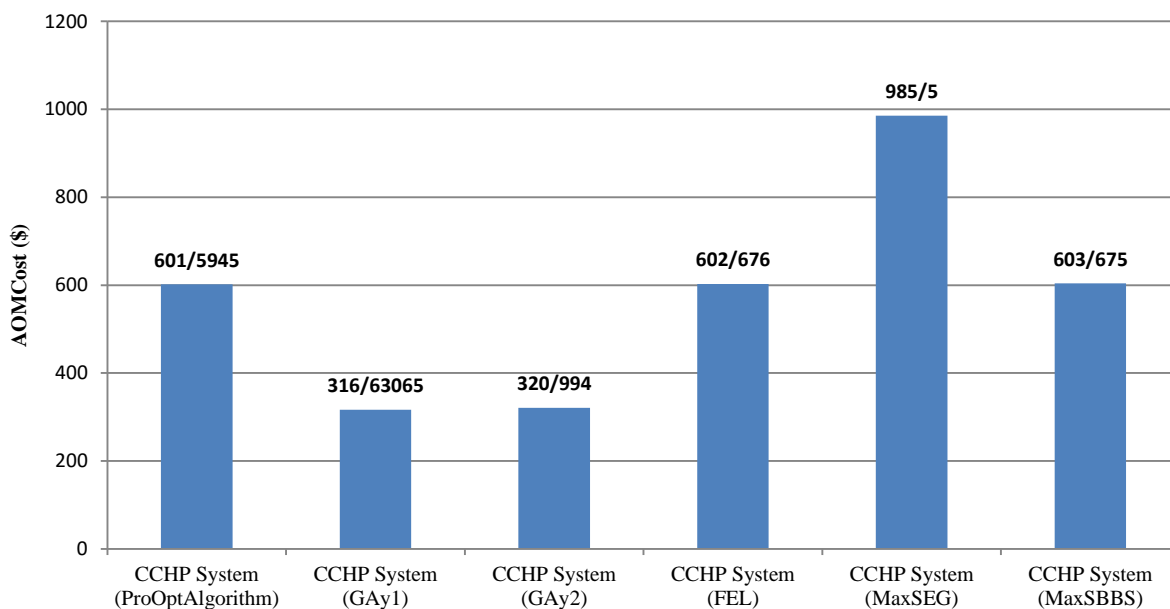
شکل (۴-۹۳) اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا در یک سال (صرفه جویی سالیانه در هزینه انرژی یا همان سود اقتصادی)



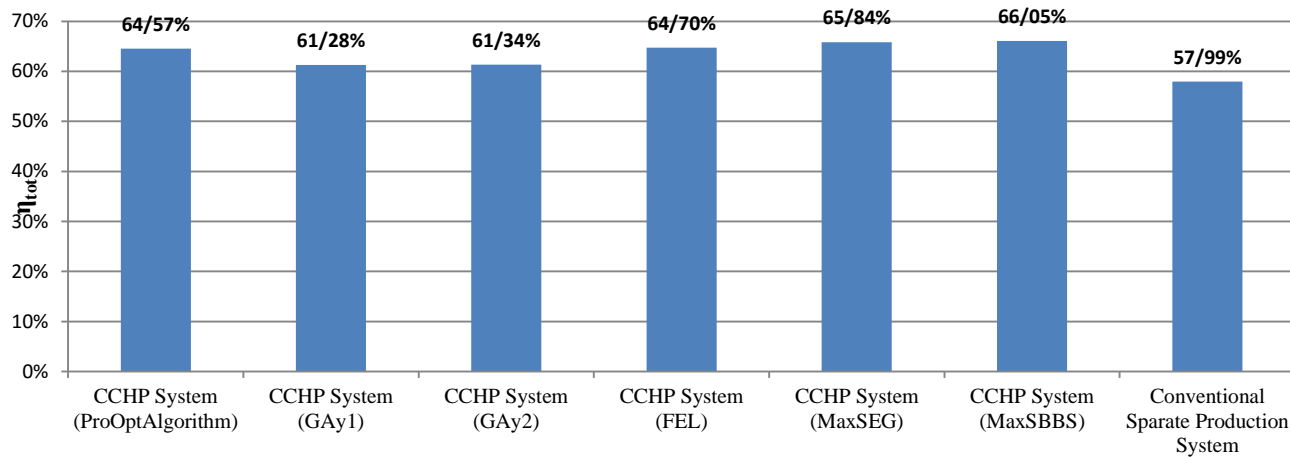
شکل (۴-۹۴) نسبت اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا در یک سال

هزینه سالیانه تعمیرات و نگهداری واحد تولید توان در شکل (۴-۹۵) نمایش داده می‌شود که این هزینه تابعی از توان الکتریکی تولید شده توسط واحد تولید توان در سال می‌باشد. شکل (۴-۹۶) راندمان کلی استراتژی‌ها و الگوریتم‌ها را طبق تعریف آن در فصل سوم نشان می‌دهد که استراتژی MaxSBBS بیشترین راندمان کلی را دارا می‌باشد و سایر استراتژی‌ها و الگوریتم‌ها مقادیری کمتر دارند که همگی مقدار بیشتری نسبت به راندمان کلی در سیستم تولید مجزا دارند.

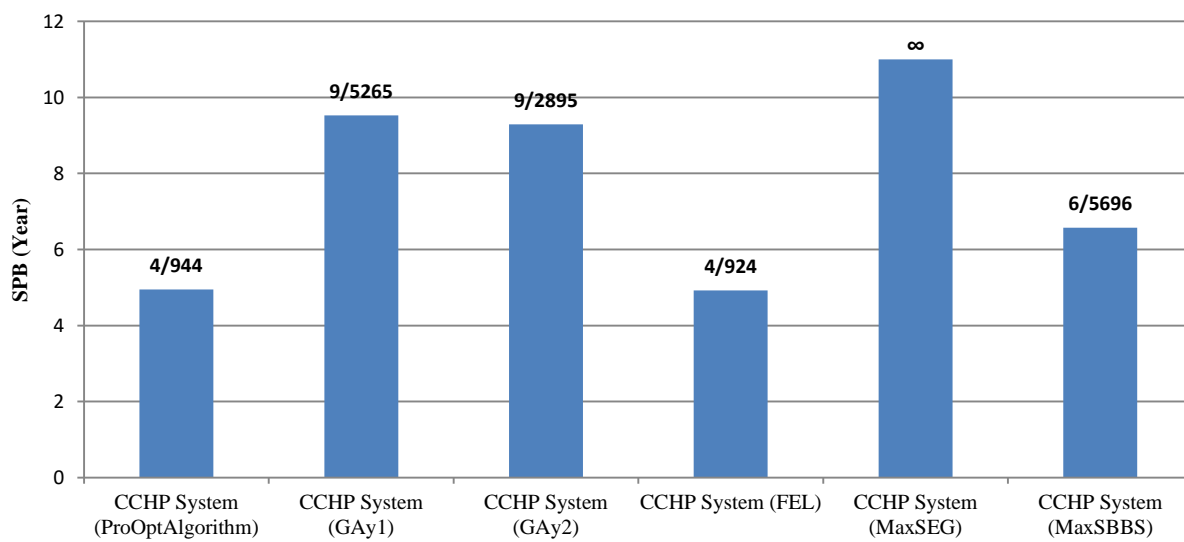
بازگشت سرمایه سیستم‌های مختلف را می‌توان در شکل (۴-۹۷) مشاهده کرد که استراتژی FEL کمترین مقدار بازگشت سرمایه با ۴,۹۲۴ سال را دارد و پس از آن الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی با ۴,۹۴۴ سال قرار دارد. استراتژی MaxSBBS بدلیل نداشتن صرفه اقتصادی در هزینه انرژی، بازگشت سرمایه‌ای ندارد و مقدار آن بی‌نهایت فرض شده است.



شکل (۴-۹۵) هزینه سالیانه تعمیرات و نگهداری واحد تولید توان



شکل (۹۶-۴) راندمان کلی



شکل (۹۷-۴) بازگشت سرمایه ساده



در این تحقیق از یک سیستم تولید همزمان سرمایش، گرمایش و برق برای بهینه‌سازی فنی اقتصادی سیستم انرژی در یک ساختمان خانگی نمونه در ناحیه خشک ایران (مشهد) نسبت به سیستم تولید مجزا با اتخاذ استراتژی‌ها و الگوریتم‌های مختلف به صورت ساعت به ساعت با توجه به تقاضاهای متغیر با زمان و دینامیکی سرمایش، گرمایش فضای ساختمان، آب‌گرم مصرفی و برق، استفاده شد. پارامترهای مهمی مانند هزینه انرژی، مصرف انرژی اولیه، راندمان کلی سیستم، اختلاف هزینه انرژی نسبت به سیستم تولید مجزا، نسبت اختلاف هزینه انرژی، بازگشت سرمایه و ... در بهینه‌سازی سیستم‌های تولید همزمان مورد بررسی قرار گرفتند.

یک الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی برای بهینه‌سازی سیستم تولید همزمان با تمرکز بر روی حالت‌های عملکردی مختلف ممکن در واحد تولید توان بر مبنای رابطه تبدیل انرژی سوخت به برق وسایل اجزای سیستم و جریان انرژی در تجهیزات مختلف سیستم در هر گام زمانی پیشنهاد شد که در هر گام زمانی هزینه انرژی را کمینه می‌کرد. همچنین از الگوریتم ژنتیک با استفاده از مدل شبکه‌ای جریان با تعریف دو تابع هدف مختلف، بهینه‌سازی سیستم تولید همزمان با هدف کمینه کردن اختلاف هزینه انرژی بین سیستم تولید همزمان و سیستم تولید مجزا انجام گرفت. استراتژی عملکرد واحد تولید توان بر مبنای دنبال کردن تقاضای انرژی الکتریکی ساختمان مورد بررسی قرار گرفت. از استراتژی حداکثر توان خروجی واحد تولید توان و فروش برق مازاد به شبکه نیز برای بررسی فنی اقتصادی سیستم تولید همزمان استفاده شد. استراتژی حداکثر توان خروجی واحد تولید توان و ذخیره‌سازی برق مازاد در مدل ذخیره‌سازی بلوک باتری با هدف پیدا کردن مناسب‌ترین بلوک باتری از لحاظ ظرفیت باتری با در نظر گرفتن دو شرط امکان‌سنجی عملی مدل ذخیره‌سازی بلوک باتری مورد مطالعه قرار گرفت.

همان‌طور که قبلاً گفته شد، بهینه‌سازی فنی اقتصادی سیستم‌های تولید همزمان مستلزم در نظر گرفتن پارامتر-های مختلفی در سیستم به طور همزمان می‌باشد، که این پارامترها روند مشابهی نداشته و کاهش یا افزایش در یک پارامتر باعث رفتارهای متفاوتی در پارامترهای دیگر می‌شود.

از لحاظ درصد مشارکت واحد تولید توان در طول سال، در الگوریتم پیشنهادی و استراتژی FEL و MaxSEG تقریباً ۱۰۰٪ مشارکت و الگوریتم ژنتیک و استراتژی MaxSBBS به ترتیب تقریباً ۳۸,۳٪ و ۶۱,۳٪ مشارکت وجود داشت. از لحاظ وابستگی و تعامل با شبکه برق، الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی و استراتژی‌های FEL و MaxSBBS تقریباً به‌طور کامل مستقل از شبکه و بدون ارتباط با آن فعالیت کردند و در استراتژی MaxSEG مقدار 51043.2 kWh برق مازاد در سال به شبکه فروخته شد. از لحاظ ذخیره‌سازی حرارت تنها استراتژی‌های MaxSEG و MaxSBBS بدلیل فعالیت همیشگی واحد تولید توان در حداکثر توان خروجی، امکان ذخیره‌سازی داشتند. مصرف انرژی اولیه در استراتژی MaxSEG بیشترین مقدار را دارا می‌باشد و پس از آن الگوریتم ژنتیک قرار دارد و پس از آن‌ها با یک اختلاف زیاد الگوریتم پیشنهادی و استراتژی FEL و استراتژی MaxSBBS قرار می‌گیرند. استراتژی MaxSBBS از این لحاظ کمترین مصرف را دارد. از دیدگاه هزینه انرژی، استراتژی MaxSEG بیشترین هزینه (حتی بیشتر از سیستم تولید مجزا) و پس از آن الگوریتم ژنتیک قرار دارد. الگوریتم پیشنهادی و استراتژی FEL پس از آن‌ها در مرتبه پایین‌تری قرار گرفته و استراتژی MaxSBBS کمترین مقدار هزینه انرژی را در این میان دارد. و متناسب با پارامتر هزینه انرژی، نسبت اختلاف هزینه انرژی در استراتژی MaxSEG منفی و در استراتژی MaxSBBS بیشترین مقدار (۳,۶۹٪) در سال می‌باشد.

راندمان کلی سیستم تولید همزمان به نوعی بیانگر بهترین استفاده از منابع انرژی اولیه توسط کل سیستم و واحد تولید توان می‌باشد و تابعی از بهترین عملکرد واحد تولید توان در هر گام زمانی و بهترین جریان انرژی در سیستم با توجه به تقاضاها بدون در نظر گرفتن هزینه انرژی می‌باشد و صرفاً از نقطه نظر بهره‌برداری از انرژی، سیستم را بررسی می‌کند. از این لحاظ استراتژی MaxSBBS بیشترین راندمان (۶۶,۰۵٪) و پس از آن

استراتژی MaxSEG (۶۵,۸۴٪)، استراتژی FEL (۶۴,۷٪)، الگوریتم پیشنهادی (۶۴,۵۷٪) و الگوریتم ژنتیک (تقریباً ۶۱,۳٪) قرار دارند. بازگشت سرمایه که در برگزیده پارامترهای صرفه‌جویی در هزینه انرژی، هزینه‌های تعمیر و نگهداری و سرمایه‌گذاری اولیه است، سیستم را از لحاظ مقرون‌به‌صرفه بودن بررسی می‌کند. از این لحاظ استراتژی FEL و الگوریتم پیشنهادی به ترتیب بهترین بازگشت سرمایه را دارند.

بنابراین به عنوان پیشنهاد برای کارهای آینده می‌توان با در نظر گرفتن یک تابع هدف کلی که تمامی این پارامترها را به طور همزمان بررسی و بهینه می‌کند، عملکرد سیستم تولید همزمان را طوری طراحی کنیم که در هر گام زمانی بهترین استراتژی یا الگوریتم را اتخاذ کند. و همچنین با تغییر کاربرد ساختمان، می‌توان این سیستم‌ها را در کاربردهای مختلف تجاری، اداری، صنعتی و ... با سیستم تولید مجزا مورد مقایسه قرار داد.

ترکیب سیستم‌های تولید همزمان با محرک‌های اولیه مختلف با سیستم‌های انرژی تجدیدپذیر، رویکرد نوین دیگری در افزایش بهره‌وری از منابع انرژی و طراحی سیستم‌های جدید و کارآمدتر می‌باشد.

# منابع

- [1] J. Deng, R.Z. Wang, (2011), “A review of thermally activated cooling technologies for combined cooling, heating and power systems” *Progress in Energy and Combustion Science*, 37, pp. 172-203.
- [2] Pedro J. Mago, Anna Hueffed, (2010), “Analysis and optimization of the use of CHP–ORC systems for small commercial buildings” *Energy and Buildings*, 42, pp. 1491–1498.
- [3] Mississippi Micro-CHP and Bio-fuel Center, Cooling, Heating, and Power for Buildings (CHP-B) Instructional Module, Mississippi State, MS, USA, 2005,[http://microchp.msstate.edu/pdf/chp-b\\_instructional\\_module.pdf](http://microchp.msstate.edu/pdf/chp-b_instructional_module.pdf).
- [4] Mississippi Micro-CHP and Bio-fuel Center, Micro-Cooling, Heating, and Power Instructional Module, Mississippi State, MS, USA, 2005,<http://microchp.msstate.edu/pdf/m-CHP%20Instructional%20Module.pdf>.
- [5] Heejin Cho, Rogelio Luck, (2009), “Cost-optimized real-time operation of CHP systems” *Energy and Buildings*, 41, pp. 445–451.
- [6] H.I. Onovwiona, V.I. Ugursal, (2005), “Residential cogeneration systems: review of the current technology” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10, 5, pp. 389–431.
- [7] I. Knight, V.I. Ugursal, Residential cogeneration systems: a review of the current technologies, A Report of Annex 42 of the International Energy Agency, Energy Conservation in Buildings and Community Systems Programme, April 2005.
- [8] Hycienth I. Onovwiona, V. Ismet Ugursal, (2007), “Modeling of internal combustion engine based cogeneration systems for residential applications” *Applied Thermal Engineering*, 27, pp. 848–861.
- [9] Hongbo Ren, Weijun Gao, (2010), “Economic and environmental evaluation of micro CHP systems with different operating modes for residential buildings in Japan” *Energy and Buildings*, 42, pp. 853–861.
- [10] COGEN Europe (The European Association for the Promotion of Cogeneration, [www.cogen.org](http://www.cogen.org)). The European educational tool on cogeneration, 2nd ed. December 2001.
- [11] Institute for Promotion of Innovative Technologies (Italy), Wen Guo. The state-of-the art of tri-generation and its application in tertiary sector.

- [12] Energy and Environmental Analysis, Inc. Market potential for advanced thermally activated BCHP in five national account sectors. May 2003.
- [13] Hawaii Commercial Building Guidelines for Energy Efficiency: Chapter 9. Building cooling, heating and power generation systems.
- [14] Shipley AM, Neal Elliott R. (The American Council for an Energy-Efficient Economy). Distributed energy resources and combined heat and power: a declaration of terms. April 2000.
- [15] WADE (World Alliance of Decentralized Energy, [www.localpower.org](http://www.localpower.org)). Guide to decentralized energy technologies. 2002.
- [16] Resource Dynamics Corporation. Assessment of distributed generation technology applications. February 2001.
- [17] Ackermann T, Andersson G, (2001), “Distributed generation: a definition” *Electric Power Syst Res*, 57, pp. 195–204.
- [18] COGEN Europe ([www.cogen.org](http://www.cogen.org)). A guide to cogeneration. March 2001.
- [19] WADE ([www.localpower.org](http://www.localpower.org)). The real benefits of decentralized energy.
- [20] Masepohl T. The National Renewable Energy Laboratory (NREL). On-site power systems for laboratories. 2003.
- [21] EPA (US Environmental Protection Agency, [www.epa.gov](http://www.epa.gov)). Introduction to CHP catalog of technologies: introduction to CHP technologies.
- [22] Midwest CHP Application Center (University of Illinois at Chicago) and Avalon Consulting, Inc. Combined heat and power resource guide. September 2003.
- [23] D.W. Wu, R.Z. Wang, (2006), “Combined cooling, heating and power: A review” *Progress in Energy and Combustion Science*, 32, pp. 459–495.
- [24] IEA (The International Energy Agency). Distributed Generation in liberalized electricity markets. 2002.
- [25] COGEN Europe ([www.cogen.org](http://www.cogen.org)). Decentralized generation technologies-potentials, success factors and impacts in the liberalized EU energy markets. Final report, October 2002.
- [26] Navarro E, Diaz A. European network for the integration of renewables and distributed generation (the ENIRDGnet project partially supported by the European Commission under the

5<sup>th</sup> RTD Framework Program-Thematic priority: ‘energy environment and sustainable development’, under contract no ENK5-CT-2001-20528). 2004.

[27] The National Renewable Energy Laboratory (NREL), The Department of Energy (DOE), Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) and the Gas Research Institute (GRI). Gas-fired distributed energy resource technology characterizations. October 2003.

[28] Alanne K, Saari A (Laboratory of Construction Economics and Management, Helsinki University of Technology), (2004), “Sustainable small-scale CHP technologies for buildings: the basis for multi-perspective decision-making” *Renew Sustain Energy Rev*, 8, pp. 401–31.

[29] EPA (www.epa.gov) Technology characterization: reciprocating engines. March 2002.

[30] Resource Dynamics Corporation. Cooling heating and power for industry a market assessment. August 2003.

[31] Fairchild P (Oak Ridge National Laboratory). Integrated energy systems: technologies, program structure, and applications. April 2002.

[32] European Commission, Directorate-General for Energy. Energy savings by CHCP plants absorption chillers in the hotel sector. May 2001.

[33] Srihirin P, Aphornratana S, (2001), “A review of absorption refrigeration technologies” *Renew Sustain Energy Rev*, 5 pp. 343–72.

[34] Resource Dynamics Corporation. Integrated energy systems (IES) for buildings: a market assessment. August 2002.

[35] X.Q. Kong, R.Z. Wang, (2005), “Energy optimization model for a CCHP system with available gas turbines” *Applied Thermal Engineering*, 25, pp. 377–391.

[36] Hui Li, Lin Fu, (2006), “Energy utilization evaluation of CCHP systems” *Energy and Buildings*, 38, pp. 253–257.

[37] P.J. Mago, L.M. Chamra, (2009), “Analysis and optimization of CCHP systems based on energy, economical, and environmental considerations” *Energy and Buildings*, 41, pp. 1099–1106.

[38] Heejin Cho, Pedro J. Mago, (2009), “Evaluation of CCHP systems performance based on operational cost ,primary energy consumption, and carbon dioxide emission by utilizing an optimal operation scheme” *Applied Energy*, 86, pp. 2540–2549.

[39] L. Fu, X.L. Zhao, (2009), “Laboratory research on combined cooling, heating and power (CCHP) systems” *Energy Conversion and Management*, 50, pp. 977–982.

- [40] X.Q. Kong, R.Z. Wang, (2009), “Optimal operation of a micro-combined cooling, heating and power system driven by a gas engine” *Energy Conversion and Management*, 50, pp. 530–538.
- [41] Yingjun Ruan, Qingrong Liu, (2009), “Optimal option of distributed generation technologies for various commercial buildings” *Applied Energy*, 86, pp. 1641–1653.
- [42] Aaron Smith, Rogelio Luck, (2010), “Analysis of a combined cooling, heating, and power system model under different operating strategies with input and model data uncertainty” *Energy and Buildings*, 42, pp. 2231–2240.
- [43] Nelson Fumo, Louay M. Chamra, (2010), “Analysis of combined cooling, heating, and power systems based on source primary energy consumption” *Applied Energy*, 87, pp. 2023–2030.
- [44] Jiangjiang Wang, Zhiqiang John Zhai, (2010), “Environmental impact analysis of BCHP system in different climate zones in China” *Energy*, 35, pp. 4208-4216.
- [45] Pedro J. Mago, Anna K. Hueffed, (2010), “Evaluation of a turbine driven CCHP system for large office buildings under different operating strategies” *Energy and Buildings*, 42, pp. 1628–1636.
- [46] Zhi-Gao Sun, Nuo-Lin Xie, (2010), “Experimental studying of a small combined cold and power system driven by a micro gas turbine” *Applied Thermal Engineering*, 30, pp. 1242–1246.
- [47] P.J. Mago, L.M. Chamra, (2010), “Micro-combined cooling, heating and power systems hybrid electric-thermal load following operation” *Applied Thermal Engineering*, 30, pp. 800–806.
- [48] Haitao Yun, Weiyi Li, (2011), “Optimization and Analysis of Distributed Energy System with Energy Storage Device” *Energy Procedia*, 12, pp. 958 – 965.
- [49] Jiang-Jiang Wang, You-Yin Jing, (2011), “Performance comparison of combined cooling heating and power system in different operation modes” *Applied Energy*, 88, pp. 4621–4631.
- [50] You-Yin Jing, He Bai n, (2012), “A fuzzy multi-criteria decision-making model for CCHP systems driven by different energy sources” *Energy Policy*, 42, pp. 286–296.



[51] Mingxi Liu, Yang Shi, (2012), "A new operation strategy for CCHP systems with hybrid chillers" *Applied Energy*, 95, pp. 164–173.

[۵۲] طباطبائی، مهندس سید مجتبی، (۱۳۷۱) "محاسبات تاسیسات ساختمان" چاپ دوم، انتشارات روزبهاران، تهران.

[53] "Carrier handbook of air conditioning system design and electrical installation", New York, N. Y., McGRAW-HILL BOOK COMPANY.

[54] [www.wunderground.com](http://www.wunderground.com)

[55] Farzaneh-Gord M., Arabkoohsar A., (2011), "Feasibility of employing solar energy in natural gas pressure drop stations" *Journal of the Energy Institute*, 84, pp. 165-173.

[۵۶] شایقی، حسین، (۱۳۸۳) "خلاصه مباحث تاسیسات برقی به انضمام مجموعه سؤالات آزمونهای تاسیسات برقی نظام مهندسی ساختمان (با پاسخ تشریحی) از اولین دوره تا سال ۸۲" چاپ اول، موسسه فرهنگی یاوریان (انتشارات).

[57] [www.moe.org.ir](http://www.moe.org.ir).

[58] [www.nigc.ir](http://www.nigc.ir).

[59] Educogen, The European educational tool on cogeneration, University of Dundee, December 2001.

[60] <http://www.abrahamindustrial.com/buy/details.asp?id=1593>.

[61] <http://www.blueridgecompany.com/hydronic/heat-exchangers/flat-plate-exchangers/101>.

[62] <http://www.blueridgecompany.com/radiant/hydronic/713/laars-mighty-therm-2-boilers>.

[63] Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox for use with MATLAB<sup>®</sup>, User's Guide, Version 2, <http://www.matlabsite.com>, <http://www.mathworks.com>.

[64] <http://www.batterymart.com>.

[65] <http://www.buchmann.ca/toc.asp>.

## **Abstract**

Nowadays cogeneration systems are widely being used as an alternative for various applications such as residential, commercial and industrial because of its high potential of energy saving and independence from electrical network grid. This energy saving is highly dependent on operation of power generation unit and other components of the system and variation of energy demands of especial consumer. In this study a Combined Cooling, Heating and Power system has been used for hourly techno-economic optimization of energy system respect to conventional separate production system in a sample residential apartment in desert region of Iran (Mashhad) adopting different algorithms and strategies according to dynamic and time varying cooling, space heating, hot water and power demands. Important parameters has been investigated in optimization of cogeneration system, such as cost of energy, primary energy consumption, overall efficiency of the system, energy cost difference respect to conventional separate production system, energy cost difference ratio, payback ratio and etc.

A proposed optimization algorithm (ProOptAlgorithm) has been proposed for optimization of the cogeneration system focusing on different possible modes of operation in power generation unit based on fuel to electric energy conversion relationship and other components of the system and energy flow in different components of the system in each time step of optimization process which minimize the cost of energy in each step. In addition, optimization of cogeneration system has been performed by usage of Genetic Algorithm (GA) and implementation of network flow model and definition of two different objective functions with the aim of minimizing the energy cost difference between cogeneration system and separate production system. Strategy of operation on the basis of following electric energy demand of the apartment (FEL) has been studied. Strategy of maximum power output of power generation unit and selling back (export) the surplus electricity to the network grid (MaxSEG) was used to for techno-economic examination of the cogeneration system. Strategy of maximum power output of power generation unit and storing the surplus electricity in battery block storage model (MaxSBBS) was studied to find the most appropriate battery block in terms of capacity regard to the two practical feasibility conditions of the battery block storage model.

As mentioned before, techno-economic optimization of cogeneration systems requires simultaneous consideration of various parameters that they have not similar trend and increase or

decrease in one parameter lead to different behaviors in other parameters. Results show that from aspect of dependency and interaction with electric grid, proposed optimization algorithm, FEL and MaxSBBS strategies approximately operate quite independence from electric grid and there was almost no interaction with electric grid. And in MaxSEG strategy the amount of 51043.2 kWh surplus electricity per year was sold back to electric grid. Only MaxSEG and MaxSBBS strategies had the capability of storing heating energy because of continuous operation of power generation unit in maximum power output. MaxSEG strategy has the highest amount of primary energy consumption and thereafter there is GA and after them with a great difference, proposed optimization algorithm and FEL strategy and MaxSBBS strategy have the highest primary energy consumption, respectively. So the MaxSBBS has the least consumption. MaxSEG strategy has the highest cost of energy and then there is GA. After them, there are proposed algorithm and FEL strategy and MaxSBBS has the least amount of cost of energy. And correspond with parameter of cost of energy, energy cost difference ratio in MaxSEG is negative (least amount) and in MaxSBBS has highest amount (3.69%) in a year.

MaxSBBS strategy has the highest efficiency (66.05%) and thereafter there are MaxSEG strategy (65.84%), FEL strategy (64.7%), proposed algorithm (64.57%) and GA (61.3%) respectively. In terms of payback ratio, FEL strategy and proposed algorithm have the best payback ratio respectively.



**Shahrood University of Technology**  
**Faculty of Mechanical Engineering**

**Dynamic analysis and economical feasibility of usage of cogeneration systems  
(CCHP) by natural gas (NG) in official and residential apartments**

**Mehdi Farahnak Langroudi**

**Supervisor:**  
**Dr. Mahmood Farzaneh Gord**

**Advisor:**  
**Mehdi Deymi Dashtebayaz**

**Jul 2012**