



ارزیابی فنی و اقتصادی نحوه تامین انرژی مصرف‌کنندگان از طریق سامانه

تولید همزمان برق و حرارت همراه با سلول‌های خورشیدی

محمدعلی اردکانی¹، محمد تبریزیان^{2*}، حمیدرضا شاهمیرزاد³

1- کارشناس ارشد مهندسی برق، واحد یادگار امام خمینی^(ه)، شهرری، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
 2- استادیار گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، واحد یادگار امام خمینی^(ه)، شهرری، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
 3- کارشناس ارشد مهندسی برق، واحد یادگار امام خمینی^(ه)، شهرری، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
 * mm_tabrizian@yahoo.com، 1815163111، تهران

چکیده

امروزه استفاده از سامانه‌های هیبریدی تامین انرژی به دلیل کاهش تلفات الکتریکی و حرارتی، کنترل هر چه بهتر منابع تولید پراکنده به منظور تغذیه بهتر بارهای سیستم، کاهش انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی و افزایش قابلیت اطمینان تامین بار حتی در زمان بروز خطا، رو به افزایش است. در این مطالعه، روشی بهینه و اقتصادی به منظور طراحی سیستم هیبرید تامین انرژی مبتنی بر منابع CHP و منابع فتوولتائیک برای تامین همزمان برق و حرارت مورد نیاز مصرف‌کنندگان پیشنهاد شده است. این روش با در نظر گرفتن هزینه‌های مختلفی نظیر هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه بهره‌برداری، هزینه سوخت، هزینه تعمیر و نگهداری ارائه شده است. برای حل مسئله بهینه‌سازی حاصل از الگوریتم ژنتیک به خاطر توانایی مناسب آن در حل مسائل پیچیده با تعداد متغیر زیاد، استفاده شده است. نتایج بدست آمده نشان می‌دهد که در طراحی سیستم مورد نظر برای تامین برق و حرارت، سیستم متصل به شبکه مورد مطالعه نسبت به حالت‌های مقایسه شده هزینه بهره‌برداری کمتری را می‌طلبد و امکان تبادل توان با شبکه بالادست به دلیل خرید توان الکتریکی مورد نیاز از شبکه در صورت کمبود تولید پنل‌های فتوولتائیک و فروش توان به شبکه در ساعات کم‌باری سیستم و مازاد تولید و همچنین ساعات پیک شبکه بالادست که قیمت خرید و فروش بالاتری دارد، هزینه‌های سیستم را به طرز چشمگیری کاهش می‌دهد.

کلیدواژه‌گان: تولید همزمان برق و حرارت (CHP)، سلول خورشیدی فتوولتائیک (PV)، ارزیابی فنی و اقتصادی

A Technical and economic evaluation of how to supply energy to consumers through the system of Combined Heat and Power with solar cells

Mohamadali Arkani¹, Mohamad Tabrizian^{2*}, Hamidreza Shahmirzad¹

1- Master of Electrical Engineering Yadegar-e-Imam Khomeini(Rah) Shahre-Rey Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran
 2- Assistant Professor, Department of Electrical Engineering, Yadegar-e-Imam Khomeini(Rah) Shahre-Rey Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran
 * P.O.B. 123456789 Tehran, Iran, email@address.ac.ir

Received: 21 August 2022 Accepted: 18 April 2023

Abstract

Today, hybrid energy supply systems are used due to the reduction of electrical and thermal losses, better control of DG sources to feed the system loads better, reduce the emission of environmental pollutants and increase in the reliability of load supply. In this research, an optimal and economical method to design a hybrid energy supply system based on CHP sources and photovoltaic sources to combine heat and power required by consumers, taking into account various costs such as initial investment cost, operating cost, Fuel costs, maintenance costs and various technical constraints such as production limitations of each source, power exchange. A Genetic algorithm has been used to solve the resulting optimization problem due to its ability to solve complex problems with many variables. The results show that in designing the system to supply electricity and heat, the system connected to the grid requires lower operating

costs than the other two modes and the possibility of exchanging power. That reduces system costs in the event of a shortage of photovoltaic panels and the sale of power to the grid during off-peak hours and during peak hours of the upstream grid, where electricity prices are higher.

Keywords: Combined Heat and Power (CHP), Photovoltaic Solar Cell (PV), Technical and Economic Evaluation

1- مقدمه

اقتصادی جهت طراحی سیستم هیبرید تامین انرژی مبتنی بر منابع تولید همزمان برق و حرارت (CHP) و منابع خورشیدی فتوولتاییک برای تامین همزمان برق و حرارت مورد نیاز مصرف‌کننده‌ها با ملاحظه آلودگی زیست محیطی و قیود فنی مناسب ارائه شده است.

تولید همزمان برق و حرارت یک روش صرفه‌جویی در انرژی است که در آن برق و حرارت به طور همزمان تولید می‌شوند. حرارت حاصل از تولید همزمان می‌تواند به منظور تامین گرمایش یا سرمایش مورد استفاده قرار گیرد. فرآیند تولید همزمان می‌تواند براساس استفاده از توربین‌های گاز، توربین‌های بخار، موتورهای احتراقی و غیره بنا نهاده شود و منبع تولید انرژی اولیه نیز شامل دامنه وسیعی است که می‌تواند سوخت‌های فسیلی، انرژی گرمایش زمین و انرژی خورشیدی باشد [5]. در فرآیندهای نیروگاهی مقدار زیادی حرارت در تجهیزات مختلف نظیر سیستم‌های خنک‌کننده و یا از طریق گازهای خروجی تلف می‌شود که بیشتر این حرارت قابل بازیافت است و می‌تواند برای نیازهای گرمایی استفاده شود و در نتیجه راندمان کل یک نیروگاه می‌تواند از 30 تا 50 درصد به مقدار 70 تا 90 درصد افزایش یابد. سیستم‌های CHP به دلیل کاربرد در زمینه‌های مختلف صنعتی، کشاورزی (به‌ویژه گلخانه‌ها)، تجاری و مسکونی در اندازه‌های مختلف مورد استفاده قرار می‌گیرند. ظرفیت سیستم CHP برحسب توان الکتریکی تولیدی آن بیان می‌شود و در یک طبقه‌بندی رایج در چهار گروه عمده مطابق جدول (1) تقسیم‌بندی می‌شود.

جدول 1 تقسیم بندی منابع CHP براساس میزان توان تولیدی

میزان توان تولیدی	نوع منبع تولید همزمان
>10MW	Large-Scale CHP
<1MW	Small-Scale CHP
<500KW	Mini-Scale CHP
<20KW	Micro-Scale CHP

گرچه دقیقاً نمی‌توان کاربرد CHP را بر مبنای این تقسیم‌بندی منطبق دانست، اما عموماً اندازه‌های بیش از چند مگاوات در بخش صنعت، کمتر از یک مگاوات در بخش تجاری و اندازه‌های کوچکتر در بخش خانگی استفاده می‌شود. نوع سوخت مورد نیاز سامانه تولید همزمان برق و حرارت براساس انواع مختلف سوخت‌ها و قیمت تمام شده آن تعیین می‌گردد. البته محدودیت‌های زیست‌محیطی نیز از جمله عوامل تأثیرگذار در انتخاب نوع سوخت است. در حال حاضر رایج‌ترین سوخت مصرفی در سامانه‌های تولید همزمان برق و حرارت شامل گاز طبیعی، گازمایع، گازوئیل و بیوگاز است. از میان سوخت‌های فوق‌الذکر، گاز طبیعی به عنوان سوخت اصلی در بسیاری از سامانه‌های تولید همزمان برق و حرارت مورد استفاده قرار می‌گیرد. نمونه مزایای فرآیند تولید همزمان برق و حرارت عبارت از: افزایش بازده انرژی، تأمین گرمای مطمئن، انعطاف‌پذیری مناسب، هزینه کمتر، استفاده هرچه بیشتر از فضای ساختمان‌ها، هزینه‌های پایین‌تر تعمیرات و

نیاز روز افزون به انرژی، افزایش نگرانی‌های زیست‌محیطی در سطح جامعه جهانی و پیشرفت پایدار در زمینه فناوری‌های انرژی‌های تجدیدپذیر باعث ایجاد ظرفیت‌ها و زمینه‌های جدیدی برای استفاده عمومی از منابع تجدیدپذیر به عنوان منبع تامین انرژی شده است. پیشرفت در زمینه فناوری باعث ایجاد زمینه مساعد برای تولید برق از منابع تجدیدپذیر شده است. تولید برق می‌تواند به دو شکل متصل به شبکه¹ و مجزا از شبکه² صورت پذیرد [1]. محدودیت‌های فنی و اقتصادی در بسیاری از نقاط دنیا و همچنین کشور ما ایران، باعث عدم اتصال آن‌ها به شبکه برق سراسری و محروم شدن مردم آن منطقه از نعمت برق شده است. از جمله محدودیت‌های فنی می‌توان به صعب‌العبور بودن و عدم دسترسی مناسب اشاره کرد. محدودیت‌های اقتصادی نیز عمدتاً به دلیل کم جمعیت بودن و دور بودن از مراکز تولید است. در این مناطق می‌توان با بهره‌گیری از منابع تجدیدپذیر بر محدودیت‌ها فائق شد تا ساکنان این مناطق نیز از نعمت برق بهره ببرند [2]. از جمله مزایای نیروگاه‌های تجدیدپذیر، می‌توان به کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی، هزینه‌های بهره‌برداری پایین، ایجاد تنوع در منابع تامین انرژی و بهبود پدافند غیر عامل اشاره کرد و البته معایبی نیز وجود دارد که مهم‌ترین آن هزینه‌های سرمایه‌گذاری بالاست. بنابراین، طراحان سیستم‌های قدرت برای به‌کارگیری آن‌ها باید به توجیه اقتصادی لازم برسند. از دیگر معایب انرژی‌های تجدیدپذیر عدم قطعیت ذاتی آنهاست. مشکلاتی نظیر فرسودگی زیرساخت‌های فیزیکی، اضافه بار خطوط و تجربه‌های خاموشی‌های سراسری در سال‌های گذشته در سراسر جهان باعث گرایش بهره‌برداران سیستم قدرت به راه‌حلهایی چون گسترش سیستم‌های ترکیبی تامین انرژی³، گسترش ریزشبکه‌ها⁴، توسعه شبکه‌های هوشمند⁵، استفاده از منابع توزیع شده انرژی (تجدیدپذیر و تجدیدناپذیر) و مقیاس کوچک و مدیریت سمت تقاضا به جهت افزایش بازدهی و قابلیت اطمینان سیستم قدرت منجر شده است.

هر مجموعه‌ای از سامانه‌های تولید برق که از منابع مختلف انرژی تغذیه می‌شوند و به صورت ترکیبی و مکمل با یکدیگر کار می‌کنند، تحت عنوان سیستم‌های تلفیقی یا ترکیبی (هیبرید) شناخته می‌شوند [3]. از آنجا که این سیستم‌ها از دو یا چند منبع مختلف انرژی تغذیه می‌شوند، در مقایسه با سیستم‌هایی که فقط دارای یک منبع برای تامین انرژی هستند، از قابلیت اطمینان بالاتری برخوردارند. توسعه سیستم‌های هیبریدی تامین انرژی و به طور کلی تر ریزشبکه‌ها به دلایلی از جمله مسائل زیست‌محیطی، ملاحظات بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری، کیفیت توان و صرفه‌جویی اقتصادی، آینده روشنی را برای صنعت برق ترسیم نموده است [6]. در این مقاله، پس از معرفی مختصر منابع تولید همزمان برق و حرارت (CHP)، راهکارهای بهینه و

1. Grid-connected
2. Stand-alone
3. Hybrid Energy System
4. Micro grids
5. Smart grids

نگهداری، کاهش هزینه‌های تامین انرژی اولیه برای مصرف کننده، تامین انرژی الکتریکی با کیفیت بهتر و امکان فروش برق تولید شده اضافی به شبکه سراسری است [6].

سیستم تولید همزمان برق و حرارت در صنایع و ساختمان‌های مختلف کاربرد دارند. صنایع بهترین گزینه جهت نصب سیستم تولید همزمان برق و حرارت است چون در آنها مصرف برق نسبتاً بالاست و نیاز به انرژی الکتریکی طی شبانه روز و نیاز همزمان به تامین گرمایش و سرمایش فضاهای متنوع کارخانجات و فرآیندها، اهمیت و حساسیت بالا به دسترسی و تامین برق مطمئن، اهمیت و حساسیت بالا نسبت به کیفیت برق مصرفی، شدت مصرف انرژی نسبتاً بالا، پایداری مصرف برق نسبت به سایر گزینه‌ها در استفاده از تولید همزمان برق و حرارت، بسیار اهمیت دارد. صنایع انرژی‌بر نظیر صنایع سیمان و فولاد، صنایع قندوشکر و صنایع غذایی، صنایع نساجی و رنگرزی، صنایع شیمیایی، صنایع پتروشیمی و ... بهترین گزینه جهت نصب سیستم تولید همزمان برق و حرارت است [7].

امروزه شاهد افزایش چشمگیر فعالیت‌ها و بودجه‌ی دولت‌ها و شرکت‌ها در امر تحقیق، توسعه و عرضه سیستم‌های انرژی تجدیدپذیر هستیم و این تلاش‌ها و صرف بودجه‌های مذکور در نهایت باعث کاهش قیمت تمام شده انرژی‌های تجدیدپذیر و رقابت‌پذیری با سیستم‌های انرژی سنتی موجود می‌گردد. یکی از مهمترین اهداف استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر، کاهش هزینه‌ها است. استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر جهت تامین برق مصرفی بارهای پراکنده و دور از شبکه در مناطق دور افتاده، راهکار مناسبی برای کاهش هزینه‌های اقتصادی ناشی از توسعه خطوط انتقال شبکه، کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی و افزایش بهره‌وری انرژی است. ورود منابع تجدیدپذیر در حوزه‌ی صنعت برق، تحولات شگرفی را ایجاد کرده است که این تحولات در همه بخش‌های شبکه خود را نشان داده است. با توجه به این‌که منابع تجدیدپذیر، فناوری نوین محسوب می‌شوند، بنابراین در بخش سرمایه‌گذاری باید هزینه‌های کلانی صرف شود و طراح سیستم‌های قدرت برای به‌کارگیری آن‌ها باید به توجیه اقتصادی لازم برسد. البته، هزینه‌ی بهره‌برداری از نیروگاه‌های تجدیدپذیر بسیار پایین‌تر از نیروگاه‌های سوخت فسیلی است و می‌تواند تا حدود زیادی هزینه‌ی بالای سرمایه‌گذاری اولیه را تعدیل بخشد [8]. طبیعی است نیروگاه‌های تجدیدپذیر باعث بروز تغییراتی در شبکه‌ی برق می‌شوند، ورود نیروگاه‌های تجدیدپذیر به شبکه برق، باعث چالش در هماهنگی بین تجهیزات حفاظتی می‌شود و بنابراین نیاز است که سیستم حفاظت شبکه تغییر نموده و تجهیزات موجود در آن مجدداً تنظیم شوند [9]. در روش‌های معمول برای تامین نیازهای الکتریکی و حرارتی، الکتریسته از شبکه توزیع سراسری و حرارت توسط سوزاندن سوخت در بویلرها و تجهیزات گرم‌آزا، به روش تولید جداگانه تامین می‌گردد. در این روش‌ها انرژی قابل توجهی از طریق گازهای داغ خروجی دودکش‌ها، برج‌های خنک‌کن، کندانسورها، خنک‌کننده‌ها در موتورهای احتراق داخلی و همچنین تلفات انتقال و توزیع الکتریسته در شبکه سراسری به هدر می‌رود که بیشتر این حرارت قابل بازیافت است و می‌تواند در تامین انرژی گرمایی مورد استفاده قرار گیرد [10]. در برابر این سیستم‌های متمرکز، روش‌های تولید غیرمتمرکز و مستقل با استفاده از فن‌آوری CHP با ترکیبی از تولید همزمان برق و حرارت قرار دارد. از لحاظ ترمودینامیکی این روش به معنی تولید همزمان دو شکل معمول انرژی یعنی الکتریکی و حرارتی، با استفاده از یک

منبع انرژی اولیه است. انرژی گرمایی از بازیافت تلفات حرارتی این مولدهای مستقل به دست می‌آید و این حرارت در بخش‌های مختلف صنعتی، تجاری و مسکونی به کار گرفته می‌شود [11]. در زمینه بهره‌برداری بهینه از منظر اقتصادی از سیستم‌های هیبرید تامین انرژی مبتنی بر منابع تجدیدپذیر، مطالعات بسیاری انجام شده است. در طراحی بهینه سیستم‌های ترکیبی به عبارتی تعیین ظرفیت بهینه تجهیزات سیستم، با منابع انرژی و راهبردهای مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد. طراحی این سیستم‌ها بیشتر از دید اقتصادی و با هدف کاهش هزینه‌های تولید انرژی و افزایش قابلیت اطمینان سیستم و تامین بار انجام شده است. استفاده از الگوریتم‌های هوشمند بهینه‌سازی نیز هدف تعدادی از مطالعات بوده و روز به روز از الگوریتم‌های جدیدتری با قدرت محاسباتی بالا برای بهینه‌سازی سیستم ترکیبی استفاده می‌شود. در مرجع [12] یک سیستم هیبریدی انرژی متشکل از پنل‌های خورشیدی، توربین باد و دیزل ژنراتور برای تولید برق در یک سایت خارج از شبکه کنترل شونده از راه دور در یکی از شهرهای کشور پاکستان پیشنهاد شده است. به منظور بهبود انرژی تولیدی خورشیدی از اطلاعات نزدیکترین ایستگاه هواشناسی و همچنین اطلاعات ماهواره‌ای خورشیدی ناسا استفاده شده است، سپس مدلی بهینه برای تولید انرژی این سایت پیشنهاد شده است. در مرجع [13] روشی برای تعیین ترکیب بهینه منابع تولید پراکنده در یک سایت دفاعی جدا از شبکه ارائه شده است، هدف اصلی از ارائه روش پیشنهادی افزایش قابلیت اطمینان سیستم هیبریدی تامین انرژی مورد نیاز با در نظر گرفتن قیود فنی شبکه در کنار عدم قطعیت منابع انرژی و اولویت قطع بارهای حساس لحاظ شده است. کفایت تامین انرژی مصرف کنندگان با حل مجموعه‌ای از مسائل پخش بار بهینه مورد ارزیابی قرار گرفته است. روش ارائه شده برای حل مسئله، مبتنی بر الگوریتم رقابت استعماری، کاهش سناریو و پخش بار بهینه است. در [14] بهره‌برداری از یک ریزشبکه نمونه بر مبنای استفاده از واحدهای CHP تشریح شده است. تفاوت این تحقیق با سایر مطالعات، در نظر گرفتن مشخصه‌های فنی واحدهای CHP، شامل نرخ شیب افزایشی و کاهش تولید و همچنین اثر نقطه زانویی² در مشخصه تولید این واحدها می‌باشد. همچنین در این مقاله روشی تطبیقی به منظور تعیین میزان رزرو گردان مورد نیاز ارائه شده است. مرجع [15] نیز به طور مشابه بهره‌برداری از ریزشبکه بر مبنای کاربرد CHP را مطرح نموده است که در آن انواع منابع تولید پراکنده الکتریکی و گرمایی و همچنین منابع ذخیره الکتریکی در تامین انرژی الکتریکی و گرمایی ریزشبکه مشارکت دارند و جهت حل مسئله بهینه‌سازی حاصله، الگوریتم PSO به کار گرفته شده است. در [16] مدل برنامه‌ریزی سرمایه‌گذاری در نیروگاه جدید از دیدگاه سرمایه‌گذار بخش خصوصی به منظور شرکت در بازار برق مورد بررسی قرار گرفته است. تابع هدف ارائه شده در این مدل با هدف بیشینه‌سازی ارزش فعلی خالص سرمایه‌گذار در طول دوره برنامه‌ریزی در نظر گرفته شده است. متغیرهای تصمیم‌گیری برای سرمایه‌گذاری، تعیین میزان ظرفیت بهینه سرمایه‌گذاری و زمان مناسب جهت نصب این ظرفیت است.

2- روش پیشنهادی

طراحی و بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های تولید همزمان برق و گرما یک مسئله بهینه‌سازی پیچیده است که نیازمند روش‌های حل پیشرفته و قوی است و دلیل عمده این موضوع وابستگی درونی برق و گرمای تولیدی در این سیستم‌ها است. در این بخش ابتدا به بیان راهبرد پیشنهادی برای تعیین

2-1- تابع هدف مسئله

در برنامه‌ریزی انجام شده برای طراحی سیستم هیبریدی فتوولتائیک و منابع تولید همزمان برق و حرارت، تابع هدف براساس کمینه‌سازی هزینه خالص فعلی⁴ (NPC) در نظر گرفته شده است. هزینه خالص فعلی را می‌توان به سه بخش هزینه نصب، هزینه بهره برداری و نگهداری و ارزش اسقاط تقسیم کرد. نحوه محاسبه هزینه خالص فعلی با استفاده از مجموع سه هزینه بالا که به سال اول بازگشت شده‌اند، طبق رابطه زیر است:

$$NPC = Cost_{inst} + Cost_{O\&M} + Salvage \quad (1)$$

در محاسبه هر یک از سه هزینه مطرح شده، مقدار نرخ بهره واقعی⁵ (RI) در محاسبه ضریب بازگشت سرمایه⁶ (CRF) که دارای مقادیر متفاوتی بوده، استفاده شده است. RI نرخ بهره واقعی است. نرخ بهره واقعی از اختلاف نرخ بهره اسمی و نرخ تورم بدست می‌آید که در رابطه (1) به آن اشاره شده است. در این تحقیق مقدار نرخ بهره اسمی و تورم ثابت فرض شده است.

$$RI = I - IR \quad (2)$$

که I نشان دهنده نرخ بهره اسمی⁷ و IR نشان دهنده نرخ تورم⁸ است.

2-2- هزینه نصب

این بخش از هزینه‌ها شامل هزینه زیرساخت‌های احداث سیستم تولید همزمان، هزینه نصب و دیگر هزینه‌هایی است که فقط در هنگام نصب وجود دارد. این هزینه‌ها برای محرک‌های اولیه و بویلرهای کمکی شامل دو بخش می‌شود. بخشی از هزینه نصب، مستهلک شونده⁹ است و بخش دیگر هزینه نصب غیر مستهلک شونده¹⁰ است. هزینه‌های مستهلک شونده پس از اتمام دوره‌ی طراحی دارای ارزش اسقاط بوده که مقدار این ارزش بستگی به طول عمر مفید واحد و سن واحد دارد و بخش غیر مستهلک شونده هزینه نصب واحدها پس از پایان دوره طراحی، هیچ ارزشی ندارد.

در رابطه (3) که نشان دهنده مقدار هزینه نصب اولیه واحد است، این دو هزینه از هم جدا شده‌اند و به وسیله متغیرهای باینری نصب، سال نصب مشخص شده و هزینه محاسبه شده برای سال نصب با استفاده از ضریب بازگشت سرمایه نصب، به سال اول منتقل می‌شود. بخش اول این رابطه مربوط به محرک اولیه، بخش دوم مربوط به بویلر کمکی و بخش سوم مربوط به صفحات خورشیدی است.

$$\sum_{y=1}^{N_y} \sum_{n=1}^{N_n} [(Inv_{CHP}^{dep} + Inv_{CHP}^{nondep}) \times (u_{y,n}^{CHP} + u_{y-1,n}^{CHP}) \times CRF_y^{inst}] + [(Inv_{Boi}^{dep} + Inv_{Boi}^{nondep}) \times (u_{y,n}^{Boi} + u_{y-1,n}^{Boi}) \times CRF_y^{inst}] + [(Inv_{PV}^{dep} + Inv_{PV}^{nondep}) \times (u_{y,n}^{PV} + u_{y-1,n}^{PV}) \times CRF_y^{inst}] \quad (3)$$

ضریب بازگشت سرمایه برای هزینه نصب نیز در رابطه (4) نشان داده شده است. همانطور که در این رابطه مشاهده می‌شود، فرض شده است که نصب هر تجهیز در هر سال، در ابتدای آن سال انجام می‌شود.

$$CRF_y^{inst} = \frac{1}{(1 + RI)^{y-1}} \quad (4)$$

ساختار بهینه سیستم CHP پرداخته و فرمول‌بندی ریاضی آن بیان می‌شود که بر اساس کمینه‌سازی هزینه‌هاست، سپس به بیان قیود موجود برای برنامه‌ریزی و بهره‌برداری این سیستم‌ها می‌پردازیم.

بررسی و ارزیابی کاربرد سیستم‌های تولید همزمان برق و حرارت براساس سه حالت زیر قابل انجام است:

الف- برنامه‌ریزی با محوریت تأمین حرارت مورد نیاز¹

ب - برنامه‌ریزی با محوریت تأمین برق مورد نیاز²

ج - برنامه‌ریزی با محوریت حداقل سازی هزینه کل سیستم عرضه انرژی³

در این مقاله، برنامه‌ریزی برای استفاده از واحدهای تولید همزمان برق و حرارت براساس حداقل کردن هزینه‌های سیستم عرضه‌کننده انرژی صورت گرفته است. منظور از هزینه‌های سیستم عرضه انرژی، مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره برداری و هزینه‌های سوخت است.

جهت ارائه یک طرح کامل باید پارامترهای زیادی مشخص شوند. انتخاب این پارامترها باید با توجه به تغییرات بار الکتریکی و حرارتی مصرف‌کننده و قیمت انرژی و سایر پارامترها صورت گیرد. در این مقاله، طراحی سیستم ترکیبی CHP و فتوولتائیک بر مبنای تقاضای برق و حرارت مصرف‌کننده در طول دوره طراحی صورت گرفته است. بدین ترتیب برای ارائه طرح مناسب باید تعداد محرک اولیه (موتور گازسوز) و برنامه کاری آن، تعداد بویلر کمکی و برنامه کاری آن و همچنین تعداد و سطح کل صفحات خورشیدی مشخص شود. تعیین این پارامترها باید در قالب حل یک مسئله بهینه‌سازی صورت گیرد. در این مطالعه، مسئله بهینه‌سازی حاصله براساس کمینه کردن هزینه‌ها با توجه به نرخ بازگشت سرمایه مدل می‌شود. فرض می‌شود که واحدهای تولید همزمان برق و حرارت عموماً دارای مشخصه خروجی بهم پیوسته - باشند. سایر مفروضات بکار رفته در این مطالعه نیز عبارتند از:

- محرک اولیه از نوع موتور گازسوز با سوخت گاز طبیعی است.
- فقط مقدار حرارت گرفته شده توسط سیستم بازیافت حرارتی مورد توجه بوده و نحوه‌ی استفاده از آن مورد نظر نیست.
- امکان خرید یا فروش برق به شبکه و یا دریافت حرارت از یک یا چند بویلر کمکی وجود دارد.
- قیمت متوسط خرید و فروش برق و همچنین قیمت‌های مربوط به سوخت برای هر ماه از سال معلوم است.
- منحنی‌های تقاضای بار الکتریکی و حرارتی برای هر ماه از سال به میزان متوسط و معلومی لحاظ می‌شود.
- ظرفیت نامی تجهیزات قابل نصب نظیر موتور گازسوز، بویلر و صفحات خورشیدی مشخص بوده و تعداد آنها جزو متغیرهای تصمیم‌گیری مساله است.

در ادامه این بخش، مدلی برای حل مسئله بهره‌برداری بلند مدت سامانه مبتنی بر منابع CHP و فتوولتائیک ارائه می‌گردد. هدف از مدل پیشنهادی، تعیین بهینه اجزای سیستم به گونه‌ایست که هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری در یک دوره بلندمدت کمینه شود. در این مطالعه افق برنامه‌ریزی بلندمدت معادل ۱۰ سال در نظر گرفته شده است.

4. Net Present Cost
5. Real Interest
6. Capital Recovery Factor
7. Interest
8. Inflation Rate
9. Depressional
10. Non Depressional

1. Heat-oriented
2. Power-oriented
3. Cost-oriented

پس از اتمام دوره طراحی واحدهای CHP، بویلر کمکی و PV نصب شده دارای ارزش اسقاط بوده که این ارزش ضریبی از هزینه نصب استهلاک شونده که وابسته به تعداد سال‌های استفاده از واحد است. ارزش اسقاط در سال آخر دوره طراحی ایجاد می‌شود که برای بازگشت آن به سال اول از ضریب بازگشت ارزش اسقاط استفاده می‌شود. ارزش اسقاط طبق رابطه (8) محاسبه می‌شود و رابطه (9) نیز ضریب بازگشت ارزش اسقاط را نشان می‌دهد.

$$Salvage = \sum_{n=1}^N CRF_y^{Sal} \times Inv_{CHP}^{dep} \times \left[\left(\frac{LifeTime_{CHP} - Age_n^{CHP}}{LifeTime_{CHP}} \right) + u_{y=Ny,n}^{CHP} - 1 \right] + \sum_{n=1}^N CRF_y^{Sal} \times Inv_{Boi}^{dep} \times \left[\left(\frac{LifeTime_{Boi} - Age_n^{Boi}}{LifeTime_{Boi}} \right) + u_{y=Ny,n}^{Boi} - 1 \right] + \sum_{n=1}^N CRF_y^{Sal} \times Inv_{PV}^{dep} \times \left[\left(\frac{LifeTime_{PV} - Age_n^{PV}}{LifeTime_{PV}} \right) + u_{y=Ny,n}^{PV} - 1 \right] \quad (8)$$

$$CRF_y^{Sal} = \frac{1}{(1+RI)^{Ny}} \quad (9)$$

در این روابط؛ CRF_y^{Sal} ، بیانگر ضریب بازگشت ارزش اسقاط $LifeTime_{CHP}$ ، نشان دهنده طول عمر مفید CHP؛ $LifeTime_{Boi}$ ، نشان دهنده طول عمر بویلر کمکی؛ $LifeTime_{PV}$ ، نشان دهنده طول عمر PV هستند و Ny ، نشانگر تعداد سال‌های دوره طراحی است.

2-5- قید تعادل عرضه و تقاضا برای برق و گرما در دوره برنامه‌ریزی

روابط (10) و (11) قیدهای مربوط به تعادل عرضه و تقاضا برای برق و حرارت را بیان می‌کنند.

$$D_{y,p}^{el} = P_{y,p}^{buy} - P_{y,p}^{sel} + \sum_{n=1}^N (P_{y,p,n}^{CHP} \times \eta_{CHP}^{el} + P_{y,p,n}^{PV,ave} \times u_{y,p,n}^{PV}), \forall y, \forall p \quad (10)$$

$$D_{y,p}^{th} + HeatWaste_{y,p} = \sum_{n=1}^N P_{y,p,n}^{CHP} \times \eta_{CHP}^{th} + \sum_{n=1}^N P_{y,p,n}^{Boi} \times \eta_{Boi}^{th}, \forall y, \forall p \quad (11)$$

در این روابط p, y, n ؛ به ترتیب نشان دهنده شماره واحد به کار رفته، سال مورد نظر و دوره مد نظر در سال مربوطه، $D_{y,p}^{th}$ و $D_{y,p}^{el}$ ، به ترتیب نشان دهنده میزان تقاضای الکتریکی و حرارتی بار بر حسب kW و $P_{y,p}^{sel}$ و $P_{y,p}^{buy}$ به ترتیب نشان دهنده مقدار برق خریداری شده و فروخته شده به شبکه بر حسب کیلووات، $P_{y,p,n}^{CHP}$ ، $P_{y,p,n}^{Boi}$ ، به ترتیب بیان کننده مقدار توان معادل سوخت ورودی به CHP و بویلر بر حسب کیلووات، $P_{y,p,n}^{PV,ave}$ پارامتر نشان دهنده مقدار توان الکتریکی تولیدی متوسط پیش بینی شده PV (عددی ثابت برای تمام دوره‌ها)، η_{CHP}^{th} و η_{CHP}^{el} ، به ترتیب بیانگر بازده الکتریکی و حرارتی CHP هستند که مستقل از هم بیان شده‌اند. η_{Boi}^{th} بیان کننده بازده حرارتی بویلر کمکی و $HeatWaste_{y,p}$ نیز توان حرارتی هدر رفته است.

2-6- قیود عملیاتی اجزای مختلف سیستم

در برنامه‌ریزی سیستم‌های تولید همزمان برق و حرارت، تعداد واحدهای تولید همزمان بر اساس میزان بار و رشد بار تعیین می‌شود و بر اساس نیاز ممکن است به تعداد واحدهای مختلف افزوده شود. همین دلیل موجب می‌شود، تعداد بویلرهای کمکی و PV نیز در سال‌های مختلف اضافه شود. در حالت عملکرد سیستم، امکان خرید و فروش برق با شبکه در هر دوره از هر سال به صورت همزمان وجود ندارد، بنابراین رابطه (12) مانع خرید یا فروش برق با شبکه برق به صورت همزمان می‌شود و براساس این

در این روابط؛ Inv_{PV}^{dep} ، Inv_{Boi}^{dep} ، Inv_{CHP}^{dep} به ترتیب نشان دهنده هزینه های نصب مستهلک شونده‌ی CHP و بویلر کمکی و پنل خورشیدی، Inv_{PV}^{nondep} ، Inv_{Boi}^{nondep} ، Inv_{CHP}^{nondep} نیز به ترتیب نشان دهنده هزینه های نصب غیرمستهلک شونده‌ی CHP، بویلر کمکی و پنل خورشیدی، CRF_y^{inst} نیز نشان دهنده‌ی ضریب بازگشت سرمایه برای هزینه نصب است.

2-3- هزینه بهره‌برداری و نگهداری

این هزینه شامل هزینه خرید برق از شبکه، هزینه سوخت، هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری و هزینه ثابت نگهداری از واحدها می‌شود، که بسته به میزان فروش برق به شبکه از مقدار این هزینه کاسته می‌شود. میزان سوخت مصرفی برحسب متر مکعب با استفاده از رابطه (5) بدست می‌آید.

$$G_{y,p} = \sum_{n=1}^N [P_{y,p,n}^{CHP} + u_{y,p,n}^{Boi}] \times P2G, \forall y, \forall p \quad (5)$$

که $P2G$ ، نشان دهنده‌ی ضریب تبدیل واحد انرژی به متر مکعب گاز طبیعی و $G_{y,p}$ ، نشان دهنده‌ی میزان سوخت مصرفی برحسب متر مکعب است. برای صفحات خورشیدی نیز تنها هزینه ثابت نگهداری و تعمیرات که عمدتاً مربوط به مبدل‌های الکتریکی آن است، در نظر گرفته شده است. رابطه (6) نشان دهنده نحوه محاسبه هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری است. همان طور که در رابطه ضریب بازگشت سرمایه برای هزینه بهره‌برداری و نگهداری در (7) نشان داده شده است، هزینه‌های متغیر و ثابت اشاره شده از سال نصب به بعد محاسبه می‌شود و فرض می‌شود که مجموع این هزینه‌ها در وسط هر سال انجام می‌شود.

$$Cost_{O\&M} = \frac{8760}{Np} \times \left\{ \sum_{y=1}^{Ny} \sum_{p=1}^{Np} CRF_y^{O\&M} \times \left(P_{y,p}^{buy} \times \pi_{y,p}^{buy} - P_{y,p}^{sel} \times \pi_{y,p}^{sel} \right) + \left(+G_{y,p} \times \pi_{y,p}^G \right) \right\} + \left\{ \sum_{y=1}^{Ny} \sum_{p=1}^{Np} \sum_{n=1}^N CRF_y^{O\&M} \left(Var\ Cost_{O\&M}^{buy} \times P_{y,p,n}^{buy} - \eta_{CHP}^{el} \right) + \left(+Var\ Cost_{O\&M}^{Boi} \times \pi_{y,p,n}^{Boi} \times \eta_{Boi}^{th} \right) \right\} + \sum_{y=1}^{Ny} \sum_{n=1}^N CRF_y^{O\&M} \times \left(+Fix\ Cost_{O\&M}^{CHP} \times \bar{P}^{CHP} \times u_{y,n}^{CHP} \right) + \left(+Fix\ Cost_{O\&M}^{Boi} \times \bar{P}^{Boi} \times u_{y,n}^{Boi} \right) + \left(+Fix\ Cost_{O\&M}^{PV} \times \bar{P}^{PV} \times u_{y,n}^{PV} \right) \quad (6)$$

$$CRF_y^{O\&M} = \frac{1}{(1+RI)^{y-0.5}} \quad (7)$$

در این روابط؛ Np ، نشان دهنده تعداد دوره‌ها در یک سال است که در اینجا هر ماه یک دوره فرض شده است. $\pi_{y,p}^{sel}$ نشان دهنده قیمت خرید یا فروش هر کیلووات ساعت برق از شبکه یا به شبکه؛ $\pi_{y,p}^{buy}$ ، نشان دهنده قیمت خرید هر متر مکعب گاز طبیعی؛ $Var\ Cost_{O\&M}^{CHP}$ ، نشان دهنده ضریب هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری برای هر CHP؛ $Var\ Cost_{O\&M}^{Boi}$ ؛ ضریب بویلر کمکی نصب شده در هر دوره؛ $Fix\ Cost_{O\&M}^{CHP}$ ، ضریب هزینه ثابت نگهداری برای هر CHP؛ $Fix\ Cost_{O\&M}^{Boi}$ ؛ ضریب هزینه ثابت بویلر کمکی؛ $Fix\ Cost_{O\&M}^{PV}$ ، ضریب هزینه ثابت سلول خورشیدی و $CRF_y^{O\&M}$ ضریب بازگشت سرمایه برای هزینه بهره‌برداری و نگهداری است.

2-4- ارزش اسقاطی

برای اینکه واحدهای منتخب به ترتیب نصب شوند و تعداد واحدها به درستی طی برنامه‌ریزی سیستم‌های تولید همزمان مشخص شود، از روابط (19) تا (21) به ترتیب برای محرک اولیه بویلر کمکی و پنل خورشیدی بهره گرفته می‌شود.

$$ui_{y,n}^{CHP} \geq ui_{y,n+1}^{CHP}, \forall y, \forall n \quad (19)$$

$$ui_{y,n}^{Boi} \geq ui_{y,n+1}^{Boi}, \forall y, \forall n \quad (20)$$

$$ui_{y,n}^{PV} \geq ui_{y,n+1}^{PV}, \forall y, \forall n \quad (21)$$

برای اینکه واحد نصب شده طی برنامه در طی سال‌های بعد دوباره نصب نشود، از روابط زیر به ترتیب برای محرک اولیه، بویلر کمکی و PV استفاده می‌شود:

$$ui_{y+1,n}^{CHP} \geq ui_{y,n}^{CHP}, \forall y, \forall n \quad (22)$$

$$ui_{y+1,n}^{Boi} \geq ui_{y,n}^{Boi}, \forall y, \forall n \quad (23)$$

$$ui_{y+1,n}^{PV} \geq ui_{y,n}^{PV}, \forall y, \forall n \quad (24)$$

برای محاسبه تعداد سال‌هایی از دوره طراحی که یک واحد نصب شده است، از روابط زیر به ترتیب برای محرک اولیه، بویلر کمکی و PV استفاده می‌شود:

$$Age_n^{CHP} = \sum_{y=1}^{Ny} ui_{y,n}^{CHP}, \forall n \quad (25)$$

$$Age_n^{Boi} = \sum_{y=1}^{Ny} ui_{y,n}^{Boi}, \forall n \quad (26)$$

$$Age_n^{PV} = \sum_{y=1}^{Ny} ui_{y,n}^{PV}, \forall n \quad (27)$$

نشان‌دهنده تعداد سال‌های به‌کارگیری محرک اولیه از سال نصب تا انتهای دوره طراحی، Age_n^{Boi} ، نشان‌دهنده تعداد سال‌های به‌کارگیری بویلر کمکی n ام از سال نصب تا انتهای دوره طراحی، Age_n^{PV} نیز نشان‌دهنده تعداد سال‌های به‌کارگیری PV n ام از سال نصب تا انتهای دوره طراحی است.

2-7- نرخ بازگشت سرمایه

از رابطه (28) نرخ بهره مجهول یا همان نرخ بازگشت سرمایه محاسبه می‌شود.

$$eq(i) = \sum_{y=1}^{Ny} \left(CRF_y^{Inst} \times Inst\ Cost\ t_y - CRF_y^{Sal} \times SalVal_y + CRF_y^{O\&M} \times (OM\ Cost\ t_y + Feul\ Cost\ t_y + ElecPurch\ Cost\ t_y) - ElecSell\ Re\ v_y - Surplus_y \right) \quad (28)$$

$$Solveeq(i) = 0$$

$Inst\ Cost\ t_y$ هزینه نصب تجهیزات در سال y ام، $SalVal_y$ در آمد حاصل از اسقاط تجهیزات در سال y ام، $O\&M\ Cost\ t_y$ هزینه بهره‌برداری و نگهداری از تجهیزات در سال y ام، $Feul\ Cost\ t_y$ هزینه مصرف سوخت در سال y ام، $ElecPurch\ Cost\ t_y$ هزینه خرید برق از شبکه در سال y ام، $ElecSell\ Re\ v_y$ در آمد فروش برق به شبکه در سال y ام، $Surplus_y$ مازاد مصرف‌کننده حاصل از مصرف برق و حرارت تولید شده توسط تجهیزات خود در سال y ام است. میزان سوخت مصرفی برحسب متر مکعب در هر ساعت نیز با استفاده از رابطه (29) بدست می‌آید.

رابطه در هر دوره باید برق فقط خریداری یا فقط به فروش برسد و یا هیچ کدام انجام نشود.

$$I_{y,p}^{buy} + I_{y,p}^{sel} \leq 1, \forall y, \forall p \quad (12)$$

در این رابطه، $I_{y,p}^{buy}$ نشان‌دهنده متغیر باینری خرید برق از شبکه (1: خرید فعال) و $I_{y,p}^{sel}$ نشان‌دهنده متغیر باینری فروش برق به شبکه (1: فروش فعال) است.

برای اینکه قید اشاره شده در رابطه (12) رعایت شود و نیز میزان توان الکتریکی خریداری شده و فروخته شده به شبکه در محدوده مشخصی باشد از رابطه (13) استفاده می‌شود.

$$\begin{cases} 0 \leq P_{y,p}^{buy} \leq \bar{P} \times I_{y,p}^{buy}, \forall y, \forall p \\ 0 \leq P_{y,p}^{sel} \leq \bar{P} \times I_{y,p}^{sel}, \forall y, \forall p \end{cases} \quad (13)$$

\bar{P} نشان‌دهنده حداکثر توان الکتریکی قابل خرید یا فروش از طریق شبکه است. رابطه (14) و (15) بیان‌کننده میزان توان ورودی به هر واحد محرک اولیه و بویلر است که نشان‌دهنده سوخت ورودی به آنها بوده و محدود به میزان بیشینه و کمینه توان الکتریکی تولیدی توسط واحد است. البته باید آن واحد نصب شده بوده و در حال فعالیت فرض شود، که این شرط نیز با استفاده از یک متغیر باینری برای هر واحد بررسی می‌شود. این متغیر باینری برای هر دوره در هر سال می‌تواند بعد از نصب تغییر کند، یعنی واحد فعال یا غیر فعال شود.

$$\left(\frac{P_{y,p}^{CHP} \times u_{y,p,n}^{CHP}}{\bar{P}^{CHP} \times u_{y,p,n}^{CHP}} \right) \leq P_{y,p,n}^{CHP} \leq \left(\frac{P_{y,p,n}^{Boi} \times u_{y,p,n}^{Boi}}{\bar{P}^{Boi} \times u_{y,p,n}^{Boi}} \right), \forall y, \forall p, \forall n \quad (14)$$

$$\left(\frac{P_{y,p,n}^{Boi} \times u_{y,p,n}^{Boi}}{\bar{P}^{Boi} \times u_{y,p,n}^{Boi}} \right) \leq P_{y,p,n}^{Boi} \leq \left(\frac{P_{y,p,n}^{PV} \times u_{y,p,n}^{PV}}{\bar{P}^{PV} \times u_{y,p,n}^{PV}} \right), \forall y, \forall p, \forall n \quad (15)$$

به ترتیب بیانگر کمینه و بیشینه توان خروجی الکتریکی برای سیستم CHP، $u_{y,p,n}^{CHP}$ نشان‌دهنده متغیر باینری فعال بودن واحد n ام محرک اولیه در دوره p ام سال y ام (1: واحد در حال کار)، $u_{y,p,n}^{Boi}$ به ترتیب بیان‌کننده حداقل و حداکثر توان حرارتی خروجی برای بویلر کمکی، $u_{y,p,n}^{Boi}$ نشان‌دهنده متغیر باینری فعال بودن واحد n ام بویلر در دوره p ام از سال y (1: واحد در حال کار)، رابطه (16) و رابطه (17) نیز با استفاده از متغیرهای باینری، قید لازم برای عدم فعالیت واحدهای نصب نشده محرک اولیه و بویلر کمکی را فراهم می‌کند. همچنین برای صفحات خورشیدی فرض شده است که این صفحات پس از نصب شدن به دلیل آنکه هزینه سوخت ندارند، حتما مورد بهره‌برداری قرار گیرند که این فرض در رابطه (18) نشان داده شده است.

$$ui_{y,n}^{CHP} \geq u_{y,p,n}^{CHP}, \forall y, \forall p, \forall n \quad (16)$$

$$ui_{y,n}^{Boi} \geq u_{y,p,n}^{Boi}, \forall y, \forall p, \forall n \quad (17)$$

$$ui_{y,n}^{PV} = u_{y,p,n}^{PV}, \forall y, \forall p, \forall n \quad (18)$$

$ui_{y,n}^{CHP}$ نشانگر متغیر باینری نصب بودن واحد n ام محرک اولیه در سال y (1: واحد نصب شده)، $ui_{y,n}^{Boi}$ نشان‌دهنده متغیر باینری نصب بودن واحد n ام بویلر کمکی در سال y (1: واحد نصب شده)، $ui_{y,n}^{PV}$ نشان‌دهنده متغیر باینری نصب بودن واحد n ام PV در سال y (1: واحد نصب شده) و $u_{y,p,n}^{PV}$ نشان‌دهنده متغیر باینری فعال بودن واحد n ام PV در دوره p ام از سال y (1: واحد در حال کار) است.

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{buy} \leq \bar{P} \times I_t^{buy}, \forall t \\ 0 \leq P_t^{sel} \leq \bar{P} \times I_t^{sel}, \forall t \end{cases} \quad (34)$$

\bar{P} نشان دهنده‌ی حداکثر توان الکتریکی قابل تبادل با شبکه است. روابط (35) و (36) میزان توان ورودی در هر ساعت به هر واحد محرک اولیه و بویلر، محدود به میزان حداکثر و حداقل توان الکتریکی تولیدی توسط واحد است.

$$\begin{aligned} \left(\frac{P_t^{CHP} \times u_{t,n}^{CHP}}{\eta_{CHP}^{el}} \right) \leq P_{t,n}^{CHP} \leq \\ \left(\bar{P}^{CHP} \times u_{t,n}^{CHP} / \eta_{CHP}^{th} \right), \forall t, \forall n \end{aligned} \quad (35)$$

$$\begin{aligned} \left(\frac{P_t^{Boi} \times u_{t,n}^{Boi}}{\eta_{Boi}^{el}} \right) \leq P_{t,n}^{Boi} \leq \\ \left(\bar{P}^{Boi} \times u_{t,n}^{Boi} / \eta_{Boi}^{th} \right), \forall t, \forall n \end{aligned} \quad (36)$$

$u_{t,n}^{CHP}$ نشان دهنده متغیر باینری فعال بودن واحد n ام محرک اولیه در ساعت t (1: واحد فعال)، $u_{t,n}^{Boi}$ نشان دهنده متغیر باینری فعال بودن واحد n ام بویلر در ساعت t (1: واحد فعال) است. بنابراین برای بهینه‌سازی انجام شده در این بخش، فقط واحدهایی از محرک اولیه، بویلر کمکی و PV که نصب شده‌اند، موجود بوده که این قید با روابط زیر اعمال می‌شود.

$$UJ_n^{CHP} \geq u_{t,n}^{CHP}, \forall t, \forall n \quad (37)$$

$$UJ_n^{Boi} \geq u_{t,n}^{Boi}, \forall t, \forall n \quad (38)$$

$$UJ_n^{PV} = u_{t,n}^{PV}, \forall t, \forall n \quad (39)$$

UJ_n^{CHP} پارامتر باینری نصب بودن واحد n ام محرک اولیه (1: واحد موجود) حاصل از حل مدل قبل، UJ_n^{Boi} پارامتر باینری نصب بودن واحد n ام بویلر کمکی (1: واحد موجود) حاصل از حل مدل قبل و UJ_n^{PV} پارامتر باینری نصب بودن واحد n ام PV (1: واحد موجود) حاصل از حل مدل قبل را نشان می‌دهد.

3- شبیه سازی و نتایج عددی

روش ارائه شده برای طراحی سیستم ترکیبی خورشیدی و منبع تولید همزمان برق و حرارت در دو حالت بهره‌برداری متصل به شبکه سراسری و مستقل از آن به منظور تامین توان الکتریکی و حرارت مورد نیاز یک بار مسکونی مطابق شکل (1) ارائه شده است. در سیستم پیشنهادی همانطور که در شکل (1) نشان داده شده است، بار حرارتی مورد نیاز سیستم از طریق منبع تولید همزمان برق و حرارت تامین می‌شود و بار الکتریکی مورد نیاز با استفاده از ترکیب پنل‌های فتوولتاییک و منبع CHP تامین می‌گردد. با توجه به ماهیت پنل‌های فتوولتاییک و عدم قطعیت ذاتی این منابع به دلیل نوسان در میزان تابش خورشید و دمای محیط، از باتری نیز به منظور پشتیبانی بار الکتریکی سیستم استفاده شده است، تا در صورت کمبود توان تولیدی توسط منابع فتوولتاییک، باتری این کمبود را جبران نماید.

$$G'_t = \sum_{n=1}^N [P_{t,n}^{CHP} + P_{t,n}^{Boi}] \times P2G, \forall t \quad (29)$$

$P2G$ نشان دهنده ی ضریب تبدیل واحد انرژی به متر مکعب گاز طبیعی و G'_t نشان دهنده ی میزان سوخت مصرفی برحسب متر مکعب در هر ساعت است. رابطه (30) نحوه محاسبه هزینه بهره برداری را که باید کمینه شود، نشان می‌دهد.

$$\begin{aligned} Cost_{O\&M} = \sum_{t=1}^T \left(P_t^{buy} + \pi_t^{buy} - P_t^{sel} \times \pi_t^{sel} \right) + \\ \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \left(Var\ Cos\ t_{O\&M}^{CHP} \times P_{t,n}^{CHP} \times \eta_{CHP}^{el} \right) \\ \left(+ Var\ Cos\ t_{O\&M}^{Boi} \times P_{t,n}^{Boi} \times \eta_{Boi}^{th} \right) \end{aligned} \quad (30)$$

به ترتیب نشان دهنده قیمت خرید و فروش برق به شبکه در هر ساعت، π_t^{sel} نشان دهنده قیمت خرید هر متر مکعب گاز طبیعی، $Var\ Cos\ t_{O\&M}^{Boi}$ ، $Var\ Cos\ t_{O\&M}^{CHP}$ به ترتیب نشان دهنده ضریب هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری برای هر CHP و بویلر کمکی موجود در یک ساعت در طی بهینه‌سازی بهره‌برداری، از واحدهای تولیدی و تجهیزات و امکان ارتباط با شبکه برق در حضور بازار به گونه‌ای بهره برده می‌شود که مقدار هزینه بهره‌برداری روزانه کمینه شود. قیمت برق خریداری شده و فروخته شده نیز یکسان فرض شده است.

2-8- قید تعادل عرضه و تقاضا برای برق و گرما در بهره برداری

روابط زیر قیدهای مربوط به تعادل عرضه و تقاضا طی بهره‌برداری را نشان می‌دهد.

$$D_t^{el} = P_t^{buy} - P_t^{sel} + \sum_{n=1}^N (P_{t,n}^{CHP} \times \eta_{CHP}^{el} + P_{t,n}^{PV,pre} \times u_{t,n}^{PV}), \forall t \quad (31)$$

$$D_t^{th} + HeatWaste_t = \sum_{n=1}^N P_{t,n}^{CHP} \times \eta_{CHP}^{th} + \sum_{n=1}^N P_{t,n}^{Boi} \times \eta_{Boi}^{th}, \forall t \quad (32)$$

D_t^{th} ، D_t^{el} به ترتیب نشان دهنده تقاضای بار الکتریکی و حرارتی مصرف کننده در ساعت t و $P_{t,n}^{PV,pre}$ پارامتر نشان دهنده مقدار توان الکتریکی تولیدی پیش بینی شده PV است.

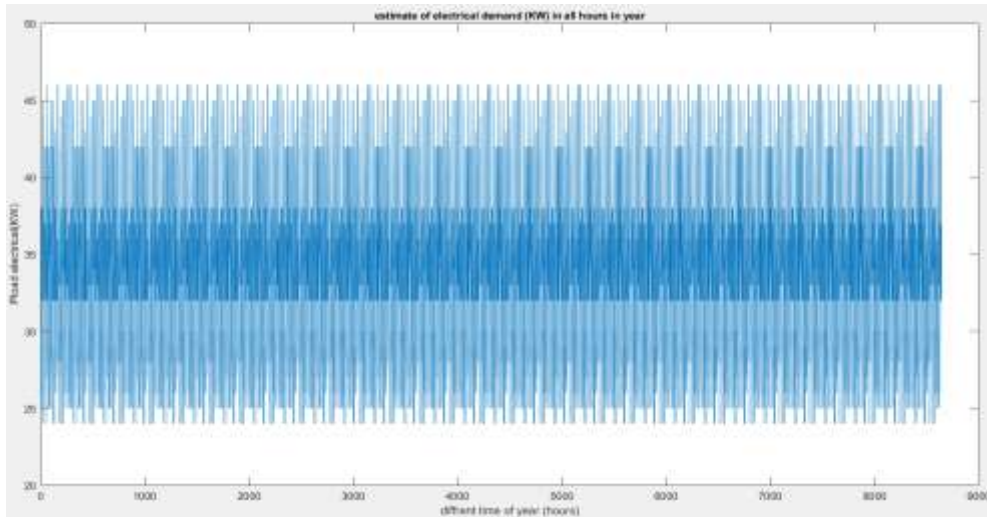
2-9- قیود عملیاتی اجزای مختلف سیستم در مدل بهره‌برداری

روزانه

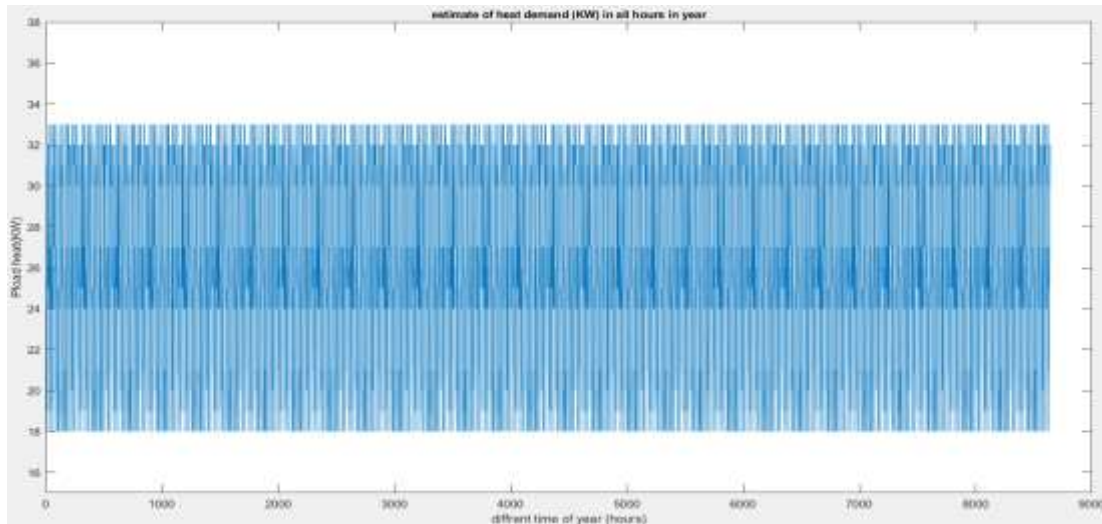
رابطه زیر مانع خرید یا فروش برق با شبکه برق به صورت همزمان می‌شود و براساس این رابطه در هر ساعت باید برق فقط خریداری یا فقط بفروش برسد و یا هیچ کدام انجام نشود.

$$I_t^{buy} + I_t^{sel} \leq 1, \forall t \quad (33)$$

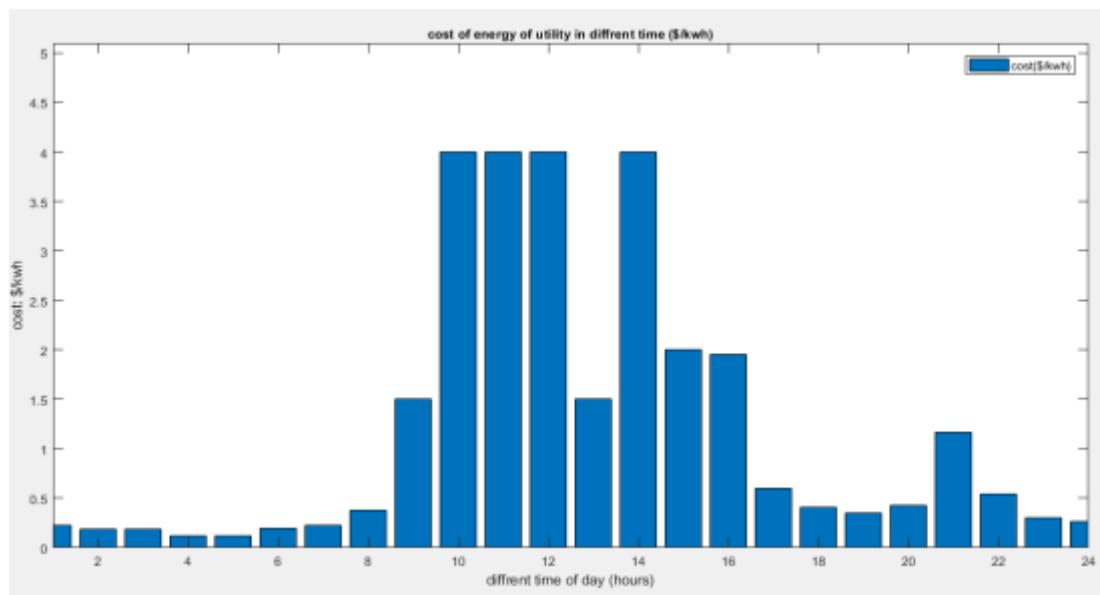
I_t^{buy} نشان دهنده ی متغیر باینری خرید برق از شبکه در ساعت t (1: خرید فعال)، I_t^{sel} نشان دهنده ی متغیر باینری فروش برق به شبکه در ساعت t (1: فروش فعال) است. برای اینکه میزان توان الکتریکی خریداری شده و فروشی به شبکه در محدوده مشخصی باشد از رابطه (34) استفاده می‌شود.



شکل 4 متوسط مصرف روزانه بار الکتریکی در یک سال



شکل 5 متوسط مصرف روزانه بار حرارتی در یک سال



شکل 6 نمودار قیمت تبادل انرژی با شبکه بالادست

میزان بار حرارتی مورد نیاز سیستم نیز طبق پیش بینی‌های انجام شده در یک روز نمونه از مهرماه در بازه زمانی کوتاه مدت 24 ساعت در شکل (3) نشان داده شده است. نمودار قیمت تبادل توان با شبکه بالادست در شکل (6) نشان داده شده است، همانطور که در این شکل مشاهده می‌شود، قیمت خرید توان از شبکه بالادست در بازه میان‌باری و یا قیمت فروش توان از ریزش‌بکه به شبکه بالادست در بازه میان‌باری بیشتر از بازه‌های کم‌باری است. همانطور که در قسمت‌های قبل نیز بیان گردید، پارامترهای مهم در طراحی این سیستم تلفیقی، هزینه اجزای مختلف سیستم (پنل‌های فتوولتائیک و منابع) نظیر هزینه اولیه، نصب و راه‌اندازی و بهره‌برداری است که اطلاعات این تجهیزات در جدول‌های (2) و (3) نشان داده شده است.

بالادست، مورد بهره‌برداری قرار گرفته است. به منظور حل این مسئله بهینه‌سازی از الگوریتم ژنتیک که از توانایی مناسبی برای حل مسائل غیرخطی و پیچیده با تعداد قیود زیاد برخوردار است، به کمک نرم‌افزار متلب (MATLAB) استفاده گردید، سناریوهای مورد مطالعه عبارتند از:

سناریوی اول: در این سناریو سیستم هیبرید معرفی شده به صورت کاملاً مجزا (ایزوله) از شبکه بالادست در نظر گرفته شده است. در این حالت منبع تولید همزمان برق و حرارت به تنهایی وظیفه تامین انرژی گرمایی مورد نیاز بارهای سیستم را در ساعات مختلف برعهده دارد و انرژی الکتریکی مورد نیاز به صورت ترکیبی، با استفاده از منبع CHP و پنل‌های فتوولتائیک تامین می‌شود، با توجه به عدم قطعیت در توان تولیدی منابع فتوولتائیک، از باتری به عنوان سیستم پشتیبان و برآورده کننده قید تعادل توان الکتریکی استفاده شده است.

سناریوی دوم: در این سناریو فرض بر این است که همان سیستم هیبریدی بهینه بدست آمده در سناریوی اول را به شبکه بالادست متصل شده است و سیستم با شبکه بالادست تبادل توان نیز دارد. در این طرح نیز

جدول 2 مشخصات فنی-اقتصادی پنل‌های فتوولتائیک

ظرفیت (کیلووات)	هزینه خرید، نصب و راه اندازی (دلار بر واحد)	هزینه سالیانه تعمیر و نگه داری (دلار بر واحد)	عمر تجهیز (سال)
1	3000	100	10

جدول 3 مشخصات منبع تولید همزمان برق و حرارت

ظرفیت (کیلووات ساعت)	بازده شارژ (%)	بازده حرارتی (%)	هزینه خرید، نصب و راه اندازی (دلار بر واحد)	هزینه سالیانه تعمیر و نگهداری (دلار بر واحد)	عمر تجهیز (سال)
15	25	45	150+23000	600	10

به منظور ارزیابی فنی و اقتصادی طراحی سیستم هیبرید تامین انرژی، سیستم مورد نظر در دو حالت جدا از شبکه سراسری و متصل به شبکه

ساعات پرباری، میزان هزینه‌های بهره‌برداری به طرز چشمگیری کاهش یافته است.

جدول 5 مقایسه هزینه های کل سیستم هیبرید بهینه در دو حالت جدا از شبکه و متصل به شبکه بالا دست

سناریو	اول	دوم	میزان کاهش هزینه‌ها
هزینه بهره‌برداری (واحد پول)	417/279	237/575	179/704

همان‌طور که در جدول (6) مشاهده می‌شود، با در نظر گرفتن امکان تبادل توان با شبکه بالادست (خرید و فروش توان به شبکه)، نسبت به حالت طراحی جدا از شبکه با توجه به بهبود قابلیت اطمینان سیستم و امکان تامین توان از شبکه بالادست نیاز به سیستم ذخیره‌ساز (باتری) کمتری داریم، همچنین تعداد پنل‌های فتوولتاییک مورد نیاز نیز با توجه به امکان خرید توان از شبکه بالادست کاهش می‌یابد.

جدول 6 تعداد تجهیزات نصب شده در بهینه‌سازی انجام شده در سناریوی سوم

تعداد	نوع تجهیز
23	پنل‌های فتوولتاییک
9	باطری
5	منبع تولید همزمان

جدول 7 مقایسه هزینه‌های کل سیستم هیبرید در حالت‌های مختلف

سناریو	اول	دوم	سوم
هزینه بهره‌بردار (دلار)	417/279	237/575	196/713

همان‌طور که در جدول (7) نشان داده شده است، طراحی یک سیستم تامین انرژی بهینه هیبرید در حالت جدا از شبکه سراسری به دلیل لزوم تامین مطلوب و با قابلیت اطمینان مناسب بارهای حرارتی و الکتریکی نسبت به حالت اتصال این سیستم به شبکه بالادست هزینه بیشتری را طلب می‌کند، همچنین امکان تبادل توان (خرید و فروش) با شبکه بالادست به دلیل امکان خرید توان در زمان مورد نیاز و سپس فروش توان در ساعتی که با مزاد تولید مواجه هستیم، هزینه‌های بهره‌برداری را به طرز چشمگیری کاهش می‌دهد. طراحی یک سیستم بهینه متصل به شبکه نسبت به سیستم بهینه جدا از شبکه و سیستم بهینه طراحی شده جدا از شبکه که به شبکه بالادست متصل شده است، هزینه کل کمتری دارد. نتایج بدست آمده نشان می‌دهد که در طراحی سیستم مورد نظر برای تامین برق و حرارت، سیستم بهینه متصل به شبکه نسبت به دو حالت دیگر هزینه کل بهره‌برداری کمتری را می‌طلبد و امکان تبادل توان با شبکه بالادست به دلیل خرید توان الکتریکی مورد نیاز از شبکه در صورت کمبود تولید پنل‌های فتوولتاییک و فروش توان به شبکه در ساعات کم‌باری سیستم و مزاد تولید و همچنین ساعات پیک شبکه بالادست که قیمت خرید و فروش بالاتری دارد، هزینه‌های سیستم را به طرز چشمگیری کاهش می‌دهد. با توجه به هزینه بالاتر منابع

مشابه سناریوی اول منبع تولید همزمان برق و حرارت به تنهایی وظیفه تامین انرژی گرمایی مورد نیاز بارهای سیستم را در ساعات مختلف برعهده خواهد داشت و انرژی الکتریکی مورد نیاز به صورت ترکیبی با استفاده از منبع CHP و پنل‌های فتوولتاییک و شبکه بالادست تامین می‌شود، با توجه به عدم قطعیت در توان تولید منابع فتوولتاییک، از باتری نیز به عنوان سیستم پشتیبان و برآورده کننده قید تعادل توان الکتریکی استفاده گردیده است. در این طرح باتری این امکان را به بهره بردار می‌دهد که در صورت وجود مزاد توان در سیستم هیبرید مورد نظر و در ساعات پرباری شبکه بالادست که حاضر است برق را به قیمت بالاتری بخرد، بتوانیم انرژی الکتریکی را به شبکه بالادست بفروشیم.

سناریوی سوم: در این سناریو، کل طراحی سیستم هیبریدی و حل مسئله بهینه‌سازی حاصله با فرض اتصال به شبکه سراسری و تبادل توان با شبکه بالادست صورت گرفته است که طبعاً نتایج حاصله با سناریوهای قبلی متفاوت خواهد بود.

با توجه به اینکه تنها تامین کننده بارهای حرارتی مورد نیاز سیستم، منابع CHP هستند، باید تعداد کافی از این منابع برای تامین اوج (پیک) بار حرارتی ($Q_{load,max}$) موجود باشد. لذا این نکته حتماً باید در نظر گرفته شود که توان تولیدی تعداد کافی از منابع CHP با توجه به بیشینه توان تولیدی و بازده حرارتی از بار حرارتی بیشینه بیشتر باشد. که این مسئله در رابطه (40) نشان داده شده است.

$$n_{chp} \times \eta_{heat.chp} \times P_{chp,rated} \geq Q_{chp} \frac{Q_{load,max}}{\eta_{heat.chp} \times P_{chp,rated}} \quad (40)$$

به ترتیب به n_{chp} و $P_{chp,rated}$ و $\eta_{heat.chp}$ ، $Q_{load,max}$ حرارتی بیشینه مورد نیاز، بازده حرارتی منابع تولید همزمان برق و حرارت، بیشینه توان تولیدی توسط این منابع و تعداد این منابع است.

جدول (4)، نتایج تعداد تجهیزات نصب شده در سناریوی اول که با هدف بهره‌برداری بهینه اقتصادی انجام شده است را نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این جدول مشاهده می‌شود، با توجه به ظرفیت توان تولیدی هر پنل، تعداد لازم پنل‌هایی که باید برای تامین بار نصب شوند، نسبت به دیگر تجهیزات زیاد می‌شود. با توجه به هزینه بالاتر (هزینه اولیه خرید، تعمیر و نگهداری و ...) منابع تولید همزمان برق و حرارت، تعداد محاسبه شده این منابع کمتر است. برای ذخیره‌سازی مناسب و پشتیبانی بار الکتریکی در مواقع اوج بار نیز از سیستم ذخیره‌ساز (باتری) به تعداد کافی استفاده شده است.

جدول 4 تعداد تجهیزات نصب شده در بهینه‌سازی انجام شده در سناریوی اول

تعداد	نوع تجهیز
37	پنل‌های فتوولتاییک
14	باتری
5	منبع تولید همزمان

در جدول (5) نتایج مربوط به میزان کاهش هزینه‌ها و همچنین میزان سود بهره‌بردار ناشی از اتصال سیستم به شبکه بالادست نشان داده شده است. همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد، در سناریوی دوم که ریزش‌شکه حاصل از سناریوی اول، به شبکه بالادست متصل شده است، به دلیل خرید توان از شبکه بالادست در ساعات کم‌باری و فروش توان به شبکه بالادست در

- [11] R. Easow, P. Muley, Micro-Trigeneration: The Best Way for Decentralized Power, Cooling and Heating, *Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES)*, 2010 IEEE Conference, pp. 459-466, 2010.
- [12] M. Khurum Abbas, Qadeer-ul-Hasan, Economic Power Generation for an off-grid site in Pakistan, *Power Generation System and Renewable Energy Technologies* 2015.
- [13] R. Ghafarpour, A. Jam, A. M. Ranjnar, Selecting the optimal combination of distributed generation resources to increase energy security in defense sites with a passive defense approach, *New defense sciences and technologies*, Vol. 3, 2016.
- [14] S. y. Obara, S. Watanabe, B. Rengarajan, Operation method study based on the energy balance of an independent microgrid using solar-powered water electrolyzer and an electric heat pump, *Energy*, vol. 36, pp. 5200-5213, 2011.
- [15] Z. Wu, W. Gu, R. Wang, X. Yuan, and W. Liu, Economic optimal schedule of CHP microgrid system using chance constrained programming and particle swarm optimization, in *Power and Energy Society General Meeting IEEE*, pp. 1-11, 2011.
- [16] D. Sharma, K. Bhattacharya, A planning model for investor firms in the generation sector and financial analysis, *IEEE Power & Energy Society*, 26-30 July 2009.

تولید همزمان برق و حرارت نسبت به منابع دیگر، با توجه به بهینه‌سازی انجام شده تعداد این منابع کمتر بدست آمده است و همچنین با توجه به نوسان در توان تولیدی و ظرفیت نامی پایین‌تر منابع فتوولتاییک، تعداد منابع فتوولتاییک مورد نیاز برای تامین بار الکتریکی سیستم نیز به صورت مطلوبی نسبت به دیگر منابع بیشتر است.

4- نتیجه گیری

در این مطالعه، راهکاری بهینه و اقتصادی به منظور طراحی سیستم هیبرید تامین انرژی مبتنی بر منابع تولید همزمان برق و حرارت (CHP) و منابع فتوولتاییک برای تامین همزمان برق و حرارت مورد نیاز مصرف‌کننده‌ها با در نظر گرفتن آلودگی‌های زیست محیطی و قیود فنی مناسب ارائه گردید. همان‌طور که بیان شد به منظور حل مسئله بهینه‌سازی پیشنهادی از الگوریتم ژنتیک که توانایی مناسبی برای حل مسائل غیرخطی و پیچیده با تعداد قیود زیاد دارد، استفاده شد. طراحی سیستم مورد نظر در حالت‌های مختلفی نظیر طراحی بهینه سیستم به صورت جدا از شبکه و سپس اتصال سیستم با ترکیب بهینه بدست آمده به شبکه بالادست، و همچنین طراحی بهینه سیستم به صورت متصل به شبکه مطالعه گردید. نتایج بدست آمده نشان می‌دهد که در طراحی سیستم مورد نظر برای تامین برق و حرارت، سیستم بهینه متصل به شبکه نسبت به دو حالت دیگر هزینه کل بهره‌برداری کمتری را می‌طلبد و امکان تبادل توان با شبکه بالادست نیز به دلیل خرید توان الکتریکی مورد نیاز از شبکه در صورت کمبود تولید پنل‌های فتوولتاییک و فروش توان به شبکه در ساعات کم‌باری سیستم و مازاد تولید و همچنین ساعات اوج (پیک) بار شبکه بالادست که قیمت خرید و فروش بالاتری دارد، هزینه‌های سیستم را به طرز چشمگیری کاهش می‌دهد.

5- مراجع

- [1] T. S. Ustun, C. Ozansoy, A. Zayegh, Recent developments in microgrids and example cases around the world: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, pp. 4030-4041, 2011.
- [2] H. Aalami, H. Ramezani, Presentation of a New Algorithm for the Operation of DG Resources in Electrical Interconnection Grids over the Critical Conditions, *Passive Defence Sci. & Tech*, Vol. 3, pp. 231-241, 2012. (In Persian)
- [3] M. Shaaban, Y. Atwa, E. El-Saadany, *A MultiObjective Approach for Optimal DG Allocation*, 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), pp. 1-7, 2011.
- [4] R. Swisher, C. De Azua, J. Clendenin, Strong winds on the horizon: wind power comes of age, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 89, No. 12, 1757-1764, 2001.
- [5] D.E. Villarreal, M. Klein, High Efficiency Combined Heat and Power Solutions, *EIC Climate Change Technology Conference IEEE*, pp. 1-11, 2006.
- [6] Qi. Zhang, Y. Tian, W. Liu, T. Du, J. Cai, Development the Combined Heat and Power in Process Industry for Improving Energy Utilization Efficiency, *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pp. 1-4, 2010.
- [7] J. Knowles, Overview of small and micro combined heat and power (CHP) systems, *A volume in Woodhead Publishing Series in Energy*, pp. 3-16, 2011.
- [8] P. Agrawal, Microgrid Research at DOE, *Symposium on Microgrids*, Berkeley, 2005.
- [9] M. H. Bollen, F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*, Wiley-IEEE Press, 2011.
- [10] G. Thomas, B. Hedman, F. Zalzman, Creating Markets for Combined Heat and Power and Clean Distributed Generation in New York State, *Environmental Monitoring, Evaluation and Protection in New York: Linking Science and Policy*, Vol. 123, No. 3, pp. 451-462, June 2003.