

بهینه‌سازی میکروگریدها با توجه به کنترل کیفیت توان یک سیستم محلی

بهنام اصلان زاده^۱، مرتضی فرسادی^۲

^۱ کارشناسی ارشد برق قدرت، دانشگاه غیرانتفاعی غیردولتی کمال ارومیه

^۲ دانشیار گروه مهندسی برق قدرت، دانشگاه ارومیه

چکیده

یک ریز شبکه قدرت مجموعه‌ای از بارها و منابع تولید پراکنده است که قابلیت اتصال به شبکه بالادست و عملکرد خود گردان در حالت جزیره‌ای را داراست. در حالت جزیره‌ای ریز شبکه قدرت از بالادست جدا شده و قادر است بارهای موجود خود را تامین کند. با توجه با این که ماهیت ریز شبکه‌ها تا حدودی با شبکه قدیمی متفاوت است، بنابراین مسائل فنی و کنترلی آن تغییر خواهد کرد در حالت جزیره‌ای کنترل فرکانس و ولتاژ بر عهده ریز شبکه بوده و هرگونه تغییر حالت در سیستم باید تحت کنترل باشد تا تعادل بین تولید و مصرف حفظ شود. در این پژوهش برنامه‌ریزی برای میکروگرید منفرد که میکروگریدی متصل به شبکه ولتاژ پایین است، مدل می‌شود. در این ساختار، بهره‌بردار میکروگرید سعی می‌کند تا با ترکیبی از منابع داخلی میکروگرید، خرید یا فروش توان در تبادل با بازار بالادستی (بازار سطح توزیع)، ضمن تأمین بار داخلی و تامین بارهای مورد نیاز با بهترین کیفیت توان ممکنه سود خود را بیشینه کند. در این پژوهش در ابتدا میکرو گرید به صورت منفرد برنامه‌ریزی می‌شود و در مرحله دوم میکروگرید در تبادل با بازار انرژی مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد.

واژه‌های کلیدی: میکرو گرید، منابع تولید پراکنده، بازار برق، کیفیت توان، الگوریتم DAPSO، بهره‌برداری بهینه

۱- مقدمه

در سیستم‌های قدرت سنتی، سیستم توزیع به عنوان بخش واصل بین سیستم تولید و انتقال از یک طرف و مراکز بار مصرفی از طرف دیگر می‌باشد و به عنوان یک بخش پسیو تلقی می‌شود. با اتصال تولیدات پراکنده‌ای نظیر توربین‌های گازی، بادی و پیل‌های سوختی به سیستم توزیع این بخش از سیستم قدرت به یک عنصر اکتیو تبدیل شده است و این خود موجب شده تا بسیاری از مسائل سیستم‌های قدرت نظیر پخش بار، اتصال کوتاه، حفاظت، کنترل ولتاژ و قابلیت اطمینان تحت تاثیر این تولیدات قرار گیرد.

حضور گسترده منابع تولید پراکنده شبکه‌های توزیع گذشته را که حالت پسیو داشتند، اکنون به شبکه‌های اکتیو تبدیل کرده است. از طرفی روش بهره‌برداری سنتی از منابع تولید پراکنده به این صورت بوده است که در زمان قطع ناگهانی تعیین شده، منابع تولید پراکنده از مدار خارج می‌شوند. به این ترتیب این منابع در زمان‌های قطعی شبکه بالادست قابل استفاده نخواهند بود. دلیل این امر اینست که در شبکه‌های توزیع سنتی هیچ تدبیری جهت عملکرد جزیره‌ای منابع تولید پراکنده اندیشیده نشده است.

با توجه به حضور روز افزون منابع تولید پراکنده یکی از راه‌حل‌ها ارائه یک سیستم کنترلی با قابلیت عملکرد در زمان جزیره‌ای است. این موضوع منجر به طرح مفهوم جدیدی بنام ریز شبکه‌های قدرت در بخش توزیع شده است.

یک ریز شبکه قدرت مجموعه‌ای از بارها و منابع تولید پراکنده است که قابلیت اتصال به شبکه بالادست و عملکرد خود گردان در حالت جزیره‌ای را داراست. در حالت جزیره‌ای ریز شبکه قدرت از بالادست جدا شده و قادر است بارهای موجود خود را تامین کند. از مزیت‌های عملکرد در حالت ریز شبکه می‌توان به افزایش قابلیت اطمینانو کیفیت برق اشاره کرد. همین مسئله در سال‌های اخیر شرکت‌های تولید کننده برق را ترغیب کرده تا با بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع به صورت ریز شبکه قدرت (در زمان رخ داد خطا و یا خاموشی از قبل تعیین شده)، کیفیت برق عرضه شده خود را افزایش دهند. از آنجا که قطع منابع تولید پراکنده در زمان رخ داد خطا یا قطعی از قبل تعیین شده مناسب نیست، انتظار می‌رود بهره‌برداری بصورت ریز شبکه گزینه بسیار مناسبی باشد.

با توجه با این که ماهیت ریز شبکه‌ها تا حدودی با شبکه قدیمی متفاوت است، بنابراین مسائل فنی و کنترلی آن تغییر خواهد کرد در حالت جزیره‌ای کنترل فرکانس و ولتاژ بر عهده ریز شبکه بوده و هرگونه تغییر حالت در سیستم باید تحت کنترل باشد تا تعادل بین تولید و مصرف حفظ شود.

۱-۱- منابع انرژی پراکنده در ریز شبکه

همانطور که قبلاً اشاره شد، منابع تولید کننده انرژی در ریز شبکه‌ها، منابع انرژی پراکنده (DER) هستند. منابع DER به سه دسته کلی منابع تولید پراکنده (DG)، ذخایر پراکنده (DS) و پاسخگوی بار (DR) تقسیم می‌شوند. این منابع در نزدیکی بارها قرار می‌گیرند و حضور آنها منافع گوناگونی، از جمله کاهش تلفات و افزایش قابلیت اطمینان دارد.

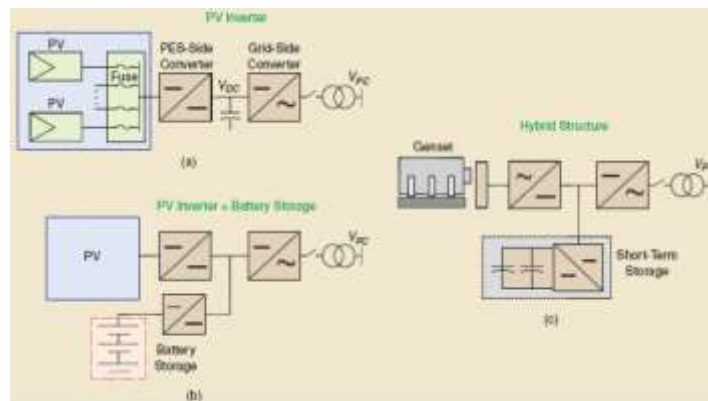
منابع DER از نظر سخت افزار به دو دسته عمده طبقه‌بندی می‌شوند:

- ۱) منابع قدیمی که از واحدهای چرخان تشکیل شده که در این منابع واسط اتصال با شبکه ماشین‌های الکتریکی هستند.
- ۲) منابعی که توسط ادوات الکترونیک قدرت توان را به شبکه تزریق می‌کنند. نحوه کنترل و بهره‌برداری از منابعی که واسط آنها با شبکه میکروگرید ادوات الکترونیک قدرت هستند با منابع تولید کننده ای که در آنها ماشین الکتریکی نقش واسط را بازی می‌کند،

متفاوت است. به این ترتیب رفتار دینامیکی و نحوه کنترل یک شبکه میکروگرید کاملاً با شبکه سنتی متفاوت خواهد بود. هر دو منابع تولید پراکنده قدیمی یک ژنراتور سنکرون قرار داشت که اولیه آن می‌توانست توربین بخار باری و غیره باشد. که در این حالت ماشین الکتریکی هم توان را از نوع مکانیکی به الکتریکی تبدیل می‌کرد و هم به عنوان واسط بین منبع و شبکه بود. ولی در بسیاری از منابع ادوات الکترونیک قدرت به عنوان واسط عمل می‌کنند که حضور ادوات الکترونیک قدرت خود موجب تشکیل لایه های جدید کنترلی می‌شود.

منابع DER می‌توانند به صورت ترکیبی هم استفاده شوند. که در این حالت مبدل‌های واسط در منابع فوق به صورت جهت‌دار هستند. که توانایی گرفتن و تحویل دادن توان در هر دو جهت را دارند. شکل شماره ۱ حالت ترکیبی منابع DER را نشان داده است.

از نظر کنترل عبور توان یک واحد تولید کننده توان می‌تواند قابل دیسپاچ و یا غیرقابل دیسپاچ باشد. توان یک واحد قابل دیسپاچ، توسط مرکز کنترل اصلی قابل کنترل می‌باشد. به عنوان مثال همانطور که در شکل ۱ مشاهده می‌شود یک منبع فقط شامل سیستم فتوولتائیک نمی‌تواند قابل دیسپاچ باشد ولی اگر در کنار همین منبع از یک سیستم ذخیره کننده انرژی استفاده شود، منبع فوق قابل دیسپاچ خواهد شد.



شکل ۱: ترکیب مختلف منابع تولید پراکنده

۱-۲- معرفی ریز شبکه‌ها

استفاده گسترده از منابع تولید پراکنده در صنعت برق، امکان تبدیل شبکه‌های توزیع را از حالت پسیو به حالت اکتیو فراهم می‌آورد. حقیقت شبکه توزیع اکتیو مفهوم جدیدی بنام ریزشبکه‌ها را ایجاد کرده است. ریزشبکه به مجموعه‌ای از بارها (خانگی، تجاری، صنعتی و یا ترکیبی از آنها) و انواع مختلف منابع تولید پراکنده (فتوولتائیک، توربین بادی، دیزل ژنراتور، پیل سوختی، میکروتوربین و باتری‌ها) اطلاق می‌شود که توانایی عملکرد خودگردان جهت تامین انرژی برق و در صورت امکان انرژی گرمایی را داشته باشد. ریزشبکه شامل یک یا چند فیدر سیستم توزیع است که توسط یک نقطه اتصال مشترک (PCC) به شبکه بالادست متصل می‌شود.

منابع تولید پراکنده در ریزشبکه واحدهای کوچکی هستند که معمولاً میزان تولید آنها حدود ۱۰۰ کیلووات تا ۱۰ مگاوات بوده و می‌توانند شامل منابع ذخیره‌سازی انرژی نیز باشند. ریزشبکه قادر است پدیده جدا شدن از شبکه که منجر به تشکیل ریز شبکه می‌شود، می‌تواند ناشی از رخداد‌های کلیدزنی برنامه‌ریزی شده (خواسته) و یا غیر برنامه‌ریزی شده (ناخواسته) باشد به فعالیت خود ادامه دهد. در ریزشبکه دو نوع کنترل کننده وجود دارد:

- (۱) کنترل کننده محلی، که عملکرد منبع تولید پراکنده را کنترل می‌کند.
- (۲) کنترل کننده مرکزی ریز شبکه، که وظیفه هماهنگی کنترل کننده‌های محلی، اعمال برنامه‌های بهره‌برداران و بهره‌برداری بهینه از ریز شبکه را بر عهده دارد.

۲- مروری بر کارهای انجام شده:

براساس آمارهای موجود [1] بیش از ۱۸٪ از انرژی تحویل شده در نیروگاه‌ها حد فاصل مراکز تولید و محل‌های مصرف به هدر می‌روند بعلاوه ارزش زیاد انرژی و محدودیت‌های منابع تولیدی و ملاحظات زیست محیطی استفاده بهینه از انرژی تولید شده و کاهش تلفات ضروری می‌گردد. از آنجا که بخش توزیع انرژی الکتریکی حدود ۷۵٪ از سهم تلفات را دارد لذا فعالیت در این بخش در کاهش تلفات دارای اثرگذاری بیشتر نسبت به سایر بخش‌های سیستم قدرت می‌باشد. یکی از راهکارهای کاهش تلفات که در مقایسه با سایر روش‌ها دارای کارایی بیشتری بوده و نسبت سود آن به سرمایه‌گذاری اولیه پیشینه می‌باشد. تجدید آرایش با بازآرایی شبکه توزیع می‌باشد که در خصوص تشریح آن بصورت کلی می‌توان گفت: در شبکه‌های توزیع ادوات کلیدزنی موسوم به نقاط مانور وجود دارند، بطوریکه در آرایش اولیه شبکه تعدادی از این کلیدها در حالت بسته و تعدادی در حالت باز قرار دارند بدیهی است که رسیدن به اهدافی خاص جهت بهینه‌سازی شبکه مورد نظر می‌تواند با تغییر وضعیت کلیدها موجود در شبکه‌های اولیه به آرایش بهینه‌ای دست یافت. در خصوص پیشینه مساله تجدید آرایش فیدر باید گفت این روش اولین بار در سال ۱۹۷۵ توسط امرلین وبک معرفی و مطرح شده است [2] و پس از آن روش‌های مختلفی بر پایه الگوریتم‌های متفاوت از جمله الگوریتم آبکاری فولاد با روش EPSO [3] بهینه‌سازی براساس تئوری گراف و ماتریس حساسیت جریان [4]، روش کلونی مورچگان [5] و الگوریتم ژنتیک [6] ارائه شده است. بازآرایی فیدر یک مسئله بهینه‌سازی است که می‌توان توابع هدف تک هدفه و چند هدفه مانند کمینه‌سازی تلفات، کمینه‌سازی بدترین افت ولتاژ، بهبود پروفیل ولتاژ، کمینه‌سازی دفعات قطع شبکه، بهبود شاخص تعادل بار و بازآرایی شبکه داشته باشد. قیود متفاوتی نیز در حل مسئله بازآرایی می‌توانند در نظر گرفته شود از جمله شعاعی بودن، برق دار بودن همه شینه‌ها، افت ولتاژ مجاز و معادلات پخش بار [7]، در سال‌های اخیر استفاده از تکنولوژی تولیدات پراکنده مد نظر قرار گرفته است. با این حال، بازآرایی یا تجدید آرایش در شبکه‌های سنتی توزیع به منظور کاهش تلفات توان، توازن توان بین مصرف کننده و منبع، بهبود کیفیت توان، ایزوله کردن خطا و بازآرایی سریع شبکه است [8-9] و همان‌طور که می‌دانیم ساختار و بهره‌برداری این گونه شبکه‌ها بصورت شعاعی است. ولی، با وجود تولیدات پراکنده آرایش شبکه فرق کرده و پخش بار نیز پیرو آن تغییر می‌کند. با این وجود، بازآرایی برای شبکه بدون حضور تولیدات پراکنده و با حضور آن متفاوت خواهد بود. [16-18] بسیاری از تحقیقات به اثر وجود میکروگریدها در شبکه توزیع پرداخته‌اند. مرجع [6] ارائه دهنده روش برنامه‌ریزی جهت پخش بار میکروگریدها می‌باشد. مرجع [7] یک برنامه‌ریزی غیر خطی برای پخش بار اقتصادی در حضور میکرو گریدها ارائه داده است. تحقیقات قبلی مبتنی بر تجدید آرایش یا پخش بار میکروگریدها بوده است [11, 13]. مقاله [12] نیز به ارائه یک روش یکپارچه مبتنی بر بازآرایی شبکه همراه با پخش بار میکروگریدها بصورت توأم پرداخته است و هردو آن مدنظر قرار گرفته است. با این حال، قابلیت اطمینان سیستم را در نظر نگرفته است. در مقاله فوق بازآرایی شبکه یا پخش بار در حضور میکروگریدها بررسی شده است اما قابلیت اطمینان یکی از آیتم‌های موثر شبکه توزیع در نظر نگرفته شده است. اما در این تحقیق اضافه کردن این آیتم در شبکه توزیع مد نظر می‌باشد.

[14] یک روش جامع برای طراحی شبکه توزیع و کنترل میکروگرید ارائه کرده است. ابتدا با استفاده از یک الگوریتم بهینه‌سازی طراحی شبکه توزیع با پیش‌بینی ۲۰ ساله انجام گرفته این طراحی شامل سطوح مختلف بار منحنی دوره‌ای بار و غیره می‌باشد سپس بهینه‌سازی DG به منظور بیشینه قابلیت اطمینان انجام شده است. سپس در بخش دوم بررسی چالش‌های موجود در کنترل میکروگرید در حضور DG مطرح شده است. در مرجع [15] کنترل و بهره‌برداری از ریز شبکه‌های یکپارچه در کنار بارها در بازار و با روش سیستم چند عاملی بررسی شده است. در [16] بحث کنترل و بهره‌برداری از ریز شبکه با در نظر گرفتن امکان پاسخگویی بار در شبکه توزیع متشکل از چند ریز شبکه مطالعه گردیده است. در [17] نیز بحث کنترل ولتاژ و فرکانس ریز شبکه‌های یکپارچه ارائه شده و مسئله به صورت مدل جامعی برای تخمین حالت در دو حالت وصل به شبکه و ایزوله ارائه شده است. برای حل این مسئله از الگوریتم‌های فراابتکاری استفاده شده است. هم‌چنین همان‌طور که در مراجع [18, 19] ارائه شده ریز شبکه‌ها می‌توانند به صورتی مدیریت شوند که با شبکه تبادل توان داشته باشد، به این صورت از نظر فنی و اقتصادی به صرفه‌تر می‌باشد. علاوه بر حضور منابع تولید انرژی در ریز شبکه استفاده از بارهای قابل کنترل در اصلاح برنامه مصرف از قابلیت‌های ریز شبکه به حساب می‌آیند. حضور برنامه‌های پاسخگویی بار از طریق تامین زیرساخت مخابراتی و اندازه‌گیری ریز شبکه‌ها امکان‌پذیر می‌باشد. هم‌چنین در [20] کنترل و بهره‌برداری از ریز شبکه‌های یکپارچه در کنار بارها در محیط بازار و با روش سیستم چند عاملی بررسی شده است. در پایان برای نشان دادن کارایی روش حالت‌های بر روی شبکه مورد نظر انجام گرفته و نتایج آن با دیگر حالت‌ها مقایسه شده است. در [21] جهت کاهش خطا در اشتراک‌گذاری توان و بهبود پایداری استفاده از یک ساختار کنترلی در سیستم ریز شبکه مستقل با بهره بالا مورد نیاز برای اشتراک‌گذاری مناسب توان در میان DGها پیشنهاد شده است. در [22] استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر با ظرفیت‌های کوچک قابل نصب در محل نصب مصرف، به عنوان راهی جهت کاهش آلودگی زیست محیطی، کاهش استفاده از منابع انرژی فسیلی و صرفه‌جویی در هزینه‌های انتقال ارائه گردیده است. استفاده از روش‌های پیشرفته و متناسب با نوع تکنولوژی‌های تولید انرژی در کنترل و بهره‌برداری سیستم قدرت جزء الزامات کنونی می‌باشد شبکه‌های الکتریکی هوشمند آینده‌ای از مدیریت شبکه‌های توزیع انرژی ارائه می‌دهند.

۳- برنامه‌ریزی میکروگرید در تبادل با بازار انرژی

در این بخش ابتدا برنامه‌ریزی میکروگرید منفرد برای تبادل با بازار انرژی مدل می‌شود. تابع هدف را می‌توان به شکل بیشینه‌سازی سود انتظاری از فروش انرژی به بارهای داخلی و تبادل با بازار بالادست در یک روز و بالا نگه داشتن کیفیت توان در سیستم به شکل زیر تعریف کرد.

$$\begin{aligned} & \text{Maximize } F \\ & F = A_1 * \text{profit} + A_2 * \text{QUALITY} \end{aligned} \quad (1-3)$$

که در آن A_1 ضریب وزنی تابع سود سیستم و A_2 ضریب وزنی تابع کیفیت توان سیستم می‌باشد. Profit مربوط به مقدار نرمالیزه شده تابع سود سیستم می‌باشد و تابع QUALITY مربوط به مقدار تابع کیفیت توان می‌باشد.

تابع هدف سود سیستم

این قسمت از تابع هدف شامل سود سیستم می‌گردد که حاصل تفاضل درآمدهای ناشی از فروش انرژی به شبکه و هزینه‌های مورد نیاز جهت بهره‌برداری از شبکه می‌گردد که بر اساس رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

$$profit = \min pro / FP = \min pro / (Re - Ex) \quad (۲-۳)$$

$$Re = \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{i=1}^{N_{NU}} (P_{i,t}^{NU} \times \pi_{\beta,t}) + \sum_{i=1}^{N_{DU}} (P_{i,t}^{DU} \times \pi_{\beta,t}) + (P_i \times \pi_{\beta,t}) \right) \quad (۳-۳)$$

$$Ex = \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{i=1}^{N_{NU}} C_i^{NU} (P_{i,t}^{NU}) + \sum_{i=1}^{N_{DU}} C_i^{DU} (P_{i,t}^{DU}) + \sum_{i=1}^{N_{CL}} C_i^{CL} (P_{i,t}^{CL}) + (P_i \times \pi_{A,t}) + \sum_{i=1}^{N_{DU}} SC_i \times (1 - I_{i,t-1}) \right) \quad (۴-۳)$$

$$FP = \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{i=1}^{N_{NU}} (P_{i,t}^{NU} \times \pi_{\beta,t}) + \sum_{i=1}^{N_{DU}} (P_{i,t}^{DU} \times \pi_{\beta,t}) - \sum_{i=1}^{N_{NU}} C_i^{NU} (P_{i,t}^{NU}) + \sum_{i=1}^{N_{DU}} C_i^{DU} (P_{i,t}^{DU}) - \sum_{i=1}^{N_{CL}} C_i^{CL} (P_{i,t}^{CL}) + (P_i \times (\pi_{B,t} - \pi_{A,t})) - \sum_{i=1}^{N_{DU}} SC_i \times (1 - I_{i,t-1}) \right) \quad (۵-۳)$$

که در آن:

Minpro: کمترین میزان سود ممکن برای سیستم

$P_{i,t}^{DU}$: توان اکتیو واحد قابل برنامه‌ریزی نام در ساعت t (kW)

$P_{i,t}^{NU}$: توان اکتیو واحد غیرقابل برنامه‌ریزی نام در ساعت t (kW)

$P_{i,t}^{CL}$: میزان توان قطع شده بار قابل قطع i در ساعت t (kW)

P_t : توان مبادله شده با شبکه بالادست در ساعت t (kW)

$\pi_{A,t}$: قیمت انرژی در بازار بالادست در ساعت t (KWh / واحد پول)

$\pi_{B,t}$: قیمت انرژی در میکروگرید در ساعت t (KWh / واحد پول)

C_i^{DU} : تابع هزینه واحدهای قابل برنامه‌ریزی (h / واحد پول)

C_i^{NU} : تابع هزینه واحدهای غیرقابل برنامه‌ریزی (h / واحد پول)

C_i^{CL} : هزینه قطع بارهای قابل قطع (h / واحد پول)

SC_i : هزینه راه اندازی واحدهای تولید پراکنده (h / واحد پول)

$I_{i,t}$: متغیر باینری نشانگر وضعیت روشن یا خاموش بودن واحد در ساعت t

در تابع هدف بالا، جمله اول و دوم به ترتیب درآمد ناشی از فروش انرژی حاصل از واحدهای تولید پراکنده غیر قابل برنامه‌ریزی و قابل برنامه‌ریزی است. جمله سوم و چهارم هزینه تولید توان در واحدهای تولید پراکنده را نشان می‌دهد. جمله پنجم، هزینه قطع بار برای بارهای قابل قطع است و در واقع پولی است که باید به بارها پرداخت شود تا میزانی از بار خود را قطع کنند. جمله ششم نشان‌دهنده درآمد یا هزینه تبادل توان با شبکه بالادست است.

P_t توان مبادله شده میکروگرید با شبکه بالادست است، که به صورت متغیری در یک محدوده مثبت و منفی تعریف می‌شود. در صورت خرید از شبکه بالادستی، مثبت و در صورت فروش، منفی است. جمله آخر هم هزینه راه‌اندازی واحدهای تولید پراکنده است.

تابع هزینه هر یک از تولیدات پراکنده را می‌توان با یک تابع درجه دوم یا یک تابع درجه اول از خروجی توان حقیقی آنها تخمین زد. به طور معمول تابع هزینه واحدهای با قابلیت برنامه‌ریزی با تابع درجه دوم و واحدهای غیرقابل برنامه‌ریزی که عمده هزینه آنها تعمیر و نگهداری است، با تابع درجه اول مدل می‌شود. α ، β و λ ضرایب تابع هزینه تولیدات پراکنده هستند [۵۹].

$$C_i^{DU}(P_i^{DU}) = \alpha.P_i^{DU^2} + \beta.P_i^{DU} + \lambda \quad (۶-۳)$$

$$C_i^{NU}(P_i^{NU}) = \beta.P_i^{NU} + \lambda \quad (۷-۳)$$

هزینه قطع بارهای قابل قطع شرکت کننده در امر پاسخگویی بار را نیز می‌توان با یک تابع چند جمله‌ای تعریف کرد [۶۰]. در این مساله این هزینه به شکل زیر نمایش داده می‌شود.

$$C_i^{CL}(P_i^{CL}) = \alpha.P_i^{CL^2} + \beta.P_i^{CL} + \lambda \quad (۸-۳)$$

تابع هدف کیفیت توان سیستم

این قسمت مربوط به کیفیت توان سیستم می‌باشد که شامل ۲ بخش پروفیل ولتاژ و تلفات سیستم می‌باشد در این شرایط این قسمت از تابع هدف به صورت زیر محاسبه می‌گردد.

تابع هدف پروفیل ولتاژ

$$\text{Min } K_{p.v} = \sum_{i=1}^{n_c} |V_{ref} - V_i| \quad (۹-۳)$$

این قسمت از تابع هدف نشان دهنده میزان انحراف ولتاژ باس‌های مختلف شبکه از مقدار مرجع آن می‌باشد و میزان افت ولتاژ آن را در شبکه نشان می‌دهد و هدف اصلی ما در این قسمت از تابع هدف \min کردن آن به حداقل مقدار می‌باشد.

$$K_{n.p.v} = \frac{K_{p.v}}{K_{bprof}} \quad (۱۰-۳)$$

$K_{p.v}$: میزان افت ولتاژ پایه پروفیل

K_{bprof} : بیشینه میزان افت ولتاژ ممکن در سیستم

$K_{n.p.v}$: مقدار نرمالیزه پروفیل ولتاژ

V_{ref} : ولتاژ مرجع

V_i : ولتاژ باس i

تابع هدف تلفات خطوط

این قسمت از تابع هدف شامل میزان تلفات توان بر روی خطوط شبکه مورد مطالعه می‌باشد و هدف از این قسمت مینیمم کردن هر چه بیشتر میزان این تلفات در شبکه می‌باشد. برای محاسبه میزان توان تلفاتی از رابطه زیر استفاده می‌شود.

$$\min K_{p.loss} = \sum_{i=1}^{n_b} \sum_{j=1}^{n_b} \alpha(i, j) \times z(i, j) \times I^2(i, j) \quad (11-3)$$

$\alpha(i, j)$: متغیر تصمیم که نشان دهنده ارتباط یا عدم ارتباط بین باس‌ها است.

$$K_{n.p.loss} = \frac{K_{p.loss}}{K_{bloss}} \quad (12-3)$$

n_b : تعداد باس‌ها

$K_{p.loss}$: مقدار تابع هدف تلفات

K_{bloss} : بیشینه مقدار تابع هدف تلفات

$K_{n.p.loss}$: مقدار تابع هدف تلفات نرمالیزه شده

$Z(i, j)$: مقدار امپدانس خط ما بین باس‌های i, j

$I(i, j)$: مقدار جریانی که در بین دو باس i, j وجود دارد.

و در نهایت تابع کیفیت توان بر اساس رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

$$Quality = \frac{K_{n.pv} + K_{n.ploss}}{2} \quad (13-3)$$

۳-۱ قیود مساله

قیود مساله فوق برای ۲۴ ساعت بهره‌برداری به شکل زیر مدل می‌شود.

• قیود تعادل بار و تولید

در تمامی ساعات باید میزان بار و تولید برای توان اکتیو و راکتیو در میکروگرید برابر باشد. در روابط زیر $q_{i,t}^{DU}$ و $q_{i,t}^{NU}$ به ترتیب توان راکتیو واحدهای غیرقابل برنامه‌ریزی و قابل برنامه‌ریزی، $Load_t$ و $Loadq_t$ هم بار اکتیو و راکتیو میکروگرید است. $Loss_t$ و $Lossq_t$ به ترتیب تلفات توان اکتیو و راکتیو است. همچنین تبادل توان راکتیو با شبکه بالادست با Q_t نشان داده می‌شود.

$$\sum_{i=1}^{N_{DU}} (P_{i,t}^{NU}) + \sum_{i=1}^{N_{DU}} (P_{i,t}^{DU}) + \sum_{i=1}^{N_{CL}} (P_{i,t}^{CL}) + P_t = P_{loadt} + P_{Losst} \quad (14-3)$$

• قید حداقل ذخیره مورد نیاز

بهره‌بردار میکروگرید باید در هر ساعت با در نظر گرفتن واحدهای روشن و تبادل با شبکه از یک حاشیه رزرو مورد نیاز اطمینان حاصل کند. Res_t میزان رزرو مورد نیاز میکروگرید است. به عنوان مثال ۱۰ درصد بار میکروگرید در نظر گرفته می‌شود. $P_{Max,t}^{DU}$ و $P_{i,t}^{NU,Max}$ به ترتیب بیشینه توان تولیدی واحدهای تولید پراکنده، بیشینه میزان قطع بار بارهای قابل کنترل و حداکثر تبادل با شبکه بالادست است.

$$\sum_{i=1}^{N_{DU}} (P_{Maxi,t}^{DU} - P_{i,t}^{DU}) I_{i,t} + \sum_{i=1}^{N_{CL}} (P_{Maxi,t}^{CL} - P_{i,t}^{CL}) I_{i,t} + (P_{Max,t} - P_t) \geq Res_t \quad (15-3)$$

• قیود حدود تولید واحدها

$$P_{dg} < P_{dg \max} \quad (۱۶-۳)$$

• قیود حداقل زمان فعالیت و توقف واحدهای قابل برنامه‌ریزی

در این روابط $T_{i,t}^{on}$ و $T_{i,t}^{off}$ مدت زمان روشن و خاموش بودن واحد i به طور پیوسته تا ساعت t و MU_i ، MD_i حداقل زمان فعالیت و توقف واحد i است.

$$(1 - I_{i,t}) \cdot MU_i \leq T_{i,t}^{on} \quad \text{if } I_{i,t-1} = 1 \quad (۱۷-۳)$$

$$I_{i,t} \cdot MU_i \leq T_{i,t}^{off} \quad \text{if } I_{i,t-1} = 0 \quad (۱۸-۳)$$

• قیود شیب افزایشی و کاهش‌ی واحدها

در روابط زیر RUP_i^{DU} و RDN_i^{DU} به ترتیب نرخ شیب افزایشی و کاهش‌ی واحد i می‌باشد.

$$P_{i,t+1}^{DU} - P_{i,t}^{DU} \leq RUP_i^{DU} \quad \text{if the output is increased} \quad (۱۹-۳)$$

$$P_{i,t}^{DU} - P_{i,t+1}^{DU} \leq RDN_i^{DU} \quad \text{if the output is decreased} \quad (۲۰-۳)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{CL} \leq P_{Maxi,t}^{CL} \quad (۲۱-۳)$$

$$|P_t| \leq P_{Max,t} \quad (۲۲-۳)$$

• قیود بیشینه بار قابل قطع و توان تبدالی با شبکه بالادست

$P_{Max,i,t}^{DU}$ بیشینه توان قطع بار i است. میکروگرید با بارهای قابل قراردادی منعقد می‌کند تا در صورت نیاز در ساعات معین و حداکثر تا بیشینه اعلام شده توسط بار، بار آن‌ها را قطع کند. همچنین $P_{Max,t}$ بیشینه توان تبدالی با شبکه بالادست است که باید در هر ساعت برای برنامه‌ریزی تولید لحاظ شود.

$$0 \leq P_{i,t}^{CL} \leq P_{Maxi,t}^{CL} \quad (۲۳-۳)$$

$$|P_t| \leq P_{Max,t} \quad (۲۴-۳)$$

• قیود امنیت میکروگرید

بهره‌بردار میکروگرید باید از امنیت میکروگرید حین برنامه‌ریزی اطمینان حاصل کند. به این منظور قید بیشینه توان خطوط و محدودیت ولتاژ شین‌ها را در نظر می‌گیرد. در روابط زیر $V_{i,t}$ ولتاژ شین i در هر ساعت و V_i^{Min} ، V_i^{Max} حدود بالا و پایین مجاز برای ولتاژ شین‌ها است. همچنین $S_{i-j,t}$ توان عبوری از هر خط متصل به شین i و j و S_{i-j}^{Max} حد مجاز بارگذاری خط است.

$$V_i^{Min} \leq V_{i,t} \leq V_i^{Max} \quad (۲۵-۳)$$

$$S_{i-j,t} \leq S_{i-j}^{Max} \quad (26-3)$$

- **قید حداقل ضریب توان برای اتصال به شبکه بالادست**

فرض می‌شود بهره‌بردار شبکه بالادست با بهره‌بردار میکروگرید توافق کرده است تا هنگامی که میکروگرید توان اکتیو و راکتیو جذب می‌کند و به عبارتی برای شبکه بالادست نقش بار را دارد، قید اتصال بار با ضریب توان معین را برآورده کند. از این رو می‌توان تبادل توان با شبکه بالادست را با قید زیر محدود کرد که در آن μ حداقل ضریب توان مجاز برای اتصال به شبکه بالادست و $\cos \varphi_t$ ضریب توان اتصال به شبکه بالادست در زمانی است که میکروگرید نقش بار را دارد.

$$\cos \varphi_t \geq \mu \quad \text{if } P_t, Q_t > 0 \quad (27-3)$$

- **قید حداکثر تلفات**

بهره‌بردار میکروگرید باید توجه داشته باشد که در برنامه‌ریزی با هدف یاد شده برای یک روز، در هر بازه زمانی، تلفات از یک حد معمول فراتر نرود. بنابراین در هر ساعت از ترکیب مورد نظر برای یک روز، باید قید زیر را برآورده کند. ζ در معادله زیر عددی کوچک‌تر از واحد به منظور انتساب درصدی قابل قبول برای تلفات در ساعت t برحسب بار در آن ساعت است.

$$P_{Loss_t} \leq \zeta P_{Load_t} \quad (28-3)$$

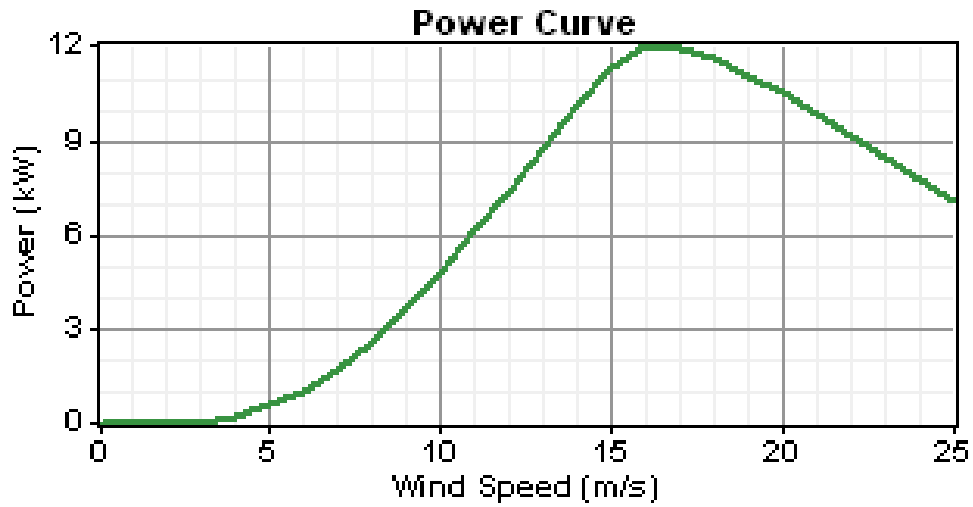
۴- شبیه سازی

در این مقاله دو حالت مختلف برای دستیابی به بهترین جواب ممکن بر روی شبکه نمونه، شبیه‌سازی انجام می‌شود که در حالت اول با فرض محدود بودن و جدا از شبکه بودن یک شبکه نمونه که شامل بارهای خانگی یک منطقه شهری می‌باشد انجام پذیرفت و سپس در ادامه مساله برنامه‌ریزی میکروگرید از دید بازار برق برای دستیابی به بیشترین سود ممکن و بهترین کیفیت توان، انجام می‌پذیرد.

۴-۱- حالت اول

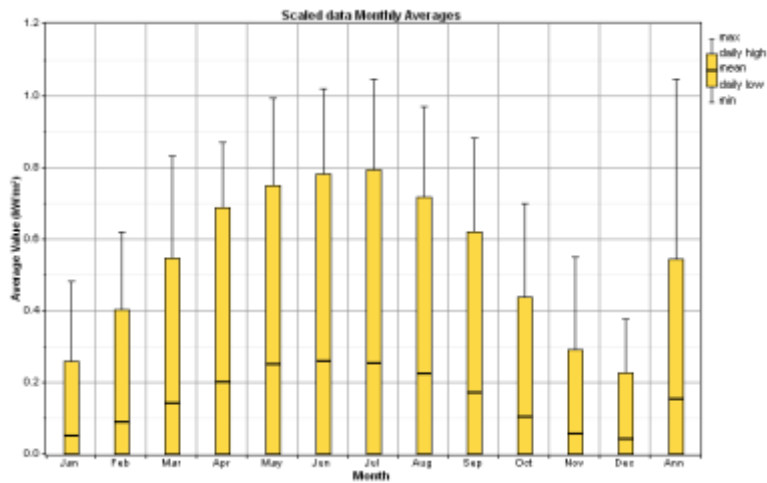
در این فصل در ابتدا یک میکروگرید در حالت مجزا از شبکه با ظرفیت روزانه ۱۲۱۱ کیلو وات در یک منطقه شهری که تمامی بارهای آن به صورت خانگی می‌باشد انجام می‌پذیرد. در این سیستم می‌توانیم از میکرو توربین گازی و توربین بادی در حد محدود (بخاطر شرایط منطقه‌ای) و پنل‌های خورشیدی و باتری استفاده کرد. در این حالت برای بهینه‌سازی مساله در این قسمت از الگوریتم DAPSO برای بهینه‌سازی شبکه استفاده می‌گردد.

در این سیستم از بین توربین‌های مختلف با مقادیر مختلف، توربین WES5T BWC Exel S انتخاب شد که نمودار توان-سرعت و همچنین اطلاعات مربوط به آن به صورت شکل ۲ است.



شکل ۲: منحنی توان-سرعت مربوط به توربین بادی انتخاب شده (مدل BWC-Excel-S)

همچنین میزان تابش خورشید در ماه های مختلف سال نیز به صورت شکل ۳ می باشد.



شکل ۳: منحنی میانگین انرژی خورشیدی تولیدی در هر ماه با توجه به میزان تابش افتاب در منطقه مورد مطالعه

[۲۲]

جدول ۱: داده های مالی برای تخمین هزینه های DG

PV	WT	MT	
۲۰	۱۲/۵	۱۲/۵	طول عمر (سال)
۴۲۰۰-۱۰۰۰۰	۸۰۰-۵۰۰۰	۸۰۰-۲۰۰۰	هزینه اسمی (\$/kW)
۷۰۰۰	۲۵۰۰	۱۵۰۰	هزینه نصب (\$/kW)
۲۰	۱۰	۱۰	مدت زمان استهلاک (سال)
۷۱۲/۹۲	۳۷۲/۵۷	۲۲۳/۵۴	هزینه استهلاک (\$/kW - year)

فرض شده که میکروتوربین با گاز طبیعی و بازدهی 8.8 kWh/m^3 کار می‌کند. قیمت سوخت برابر $0.8 \text{ \$/L}$ در نظر گرفته شده است [15]. بازدهی میکروتوربین برای سوزاندن گاز طبیعی 26% فرض شده است. [16] برای محاسبه طول عمر منابع DG و هزینه‌های نصب، داده‌های [16]، [17] و [18] مورد استفاده قرار گرفته‌اند. هزینه‌های استهلاک و نصب در جدول ۱ به شکل خلاصه ارائه شده است. در تمامی موارد نرخ بهره ۸٪ فرض شده است. به منظور اتخاذ اعداد واقعی، برای واحدهای مصرف‌کننده سوخت، راندمان الکتریکی و همچنین مدت زمان استهلاک تأسیسات آنها مد نظر قرار گرفته که در جدول ۱ پیوست، بحث شده است.

برای واحدهای مصرف‌کننده سوخت، این هزینه به شکل یکنواخت بر روی ساعات کار آنها توزیع شده است. فرض شده که MT در 90% سال و یا ۷۸۸۴ ساعت کار می‌کنند. برای DG‌های بر پایه استاندارد هزینه سالیانه بر طبق تولیدات آنها محاسبه شده است. بنابراین هر kWh تولید شده توسط این منابع باید در برابر هزینه‌های استهلاک و نصب، ارزیابی شوند.

جدول ۲: هزینه‌های مربوط به پیل خورشیدی و باتری و مبدل بر حسب (\$)

المان	مقدار	هزینه اولیه	هزینه جایگزینی	تعمیرات و نگهداری
پنل‌های خورشیدی	۱ کیلو وات	۷۰۰۰	۷۰۰۰	۰
باتری	۰.۲ کیلو وات	۶۰	۵۰	۴
مبدل	۴ کیلو وات	۳۶۰۰	۳۶۰۰	۴۰

۴-۲- نتایج حالت اول

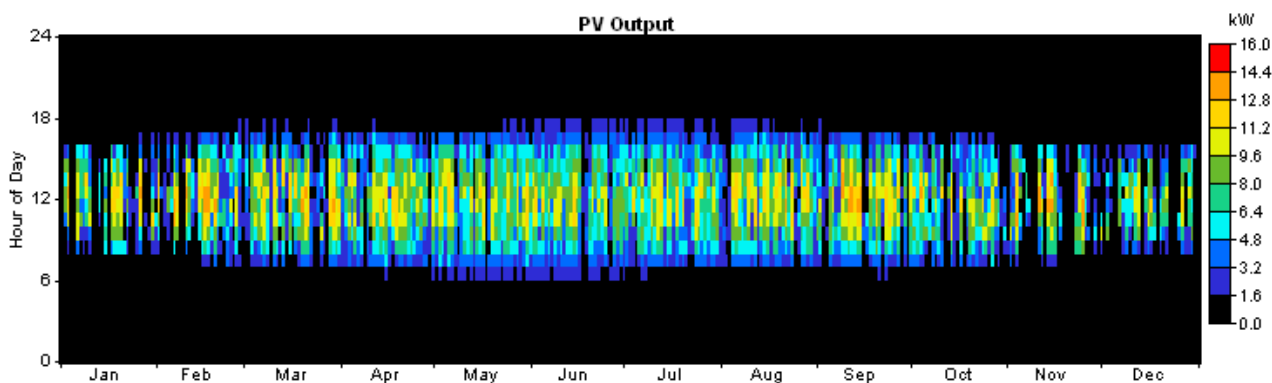
با توجه به مدل ارائه شده و حل مساله با استفاده از الگوریتم‌های ارائه شده در این منطقه پنل‌های خورشیدی به مقدار ۵.۱۲ کیلو وات و توربین بادی به تعداد ۳ عدد با ظرفیت کل ۳۰ کیلو وات و یک میکرو توربین با ظرفیت ۶۰ کیلو وات نصب می‌گردد. از طرفی در این سیستم به تعداد ۵۰ عدد باتری و یک مبدل ۲۰ کیلو وات نصب می‌گردد. برای تمامی المان‌ها هزینه نصب لحاظ شده ولی هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه تعویض برای پنل خورشیدی لحاظ نگردیده است. از طرفی به خاطر اینکه هزینه بهره‌برداری و سوخت در میکرو توربین‌ها وجود دارد بنابراین این هزینه برای سایر المان‌ها صفر در نظر گرفته شده است. در این حالت نیز سیستم با کمترین هزینه ممکن و با در نظر گرفتن هیچگونه خاموشی برای مشترکین انجام پذیرفته است. تمامی نتایج در جدول ۳ ارائه گردیده است. در این بخش برای طراحی و مدلسازی سیستم از نرم افزار HOMER استفاده می‌گردد.

جدول ۳: نتایج بدست آمده حاصل از انجام مدلسازی

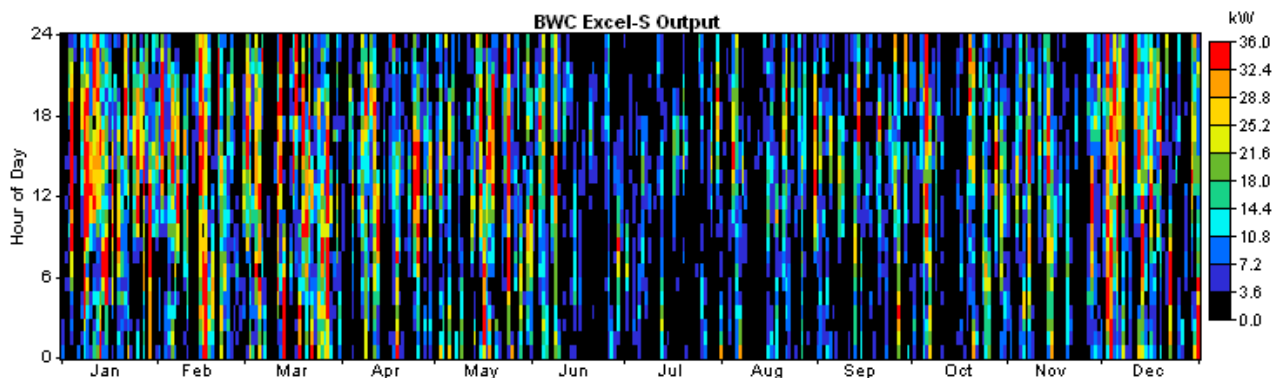
ردیف	المان	تعداد و ظرفیت نصب شده	هزینه نصب (\$)	هزینه جایگزینی و تعویض (\$)	هزینه تعمیر و نگهداری (\$)	هزینه سوخت (\$)	هزینه کل المان (\$)
۱	پنل‌های خورشیدی	۵.۱۲ KW	62,500	0	0	0	62,500
۲	توربین‌های بادی	۳ عدد	87,000	16,091	12,810	0	115,901
۳	میکرو توربین‌ها	۶۰ KW	36,000	528,936	105,065	425,722	1,095,723
۴	باتری	۵۰	22,000	72,265	4,270	0	98,535

23,674	0	0	5,674	18,000	۲۰ KW	مبدل	۵
1,396,333	425,722	122,145	622,966	225,500	مجموع		۶

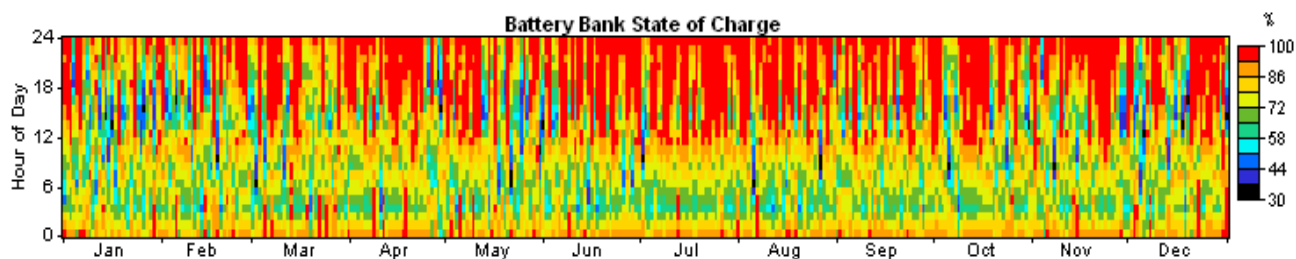
در شکل های ۳ تا ۶ میزان انرژی تولید شده توسط پنل های خورشیدی و توربین های بادی و باتری در طول سال در ساعات مختلف ارایه گردیده است.



شکل ۴: میانگین انرژی تولیدی در طول سال در ساعات مختلف توسط پنل های خورشیدی



شکل ۵: میانگین انرژی تولیدی در طول سال در ساعات مختلف توسط توربین های بادی

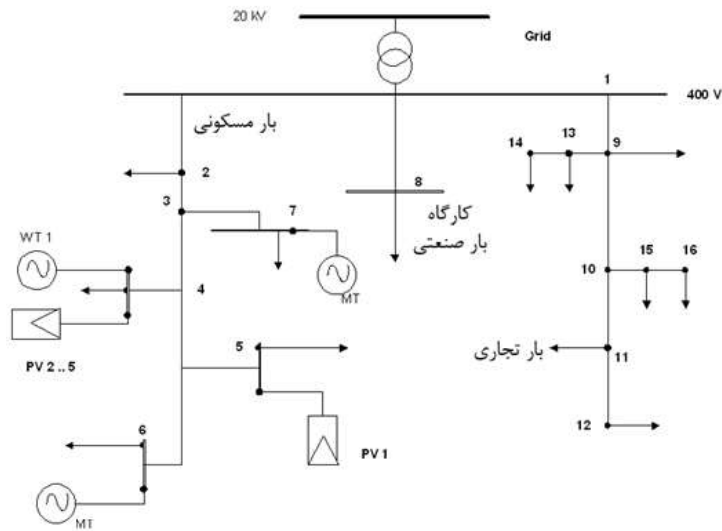


شکل ۶: میانگین انرژی تولیدی توسط باتری در طول سال در ساعات مختلف

۴-۳- حالت دوم

برای نشان دادن کارایی مدل ارایه شده برای برنامه ریزی میکروگرید در محیط تجدید ساختار یافته از دید بازار برق و در تعامل با شبکه بالادست و از دید افزایش سود سیستم و بهبود کیفیت توان، مسئله بهینه سازی بر روی یک شبکه موردی LV که در مرجع [3] ارایه شده اجرا می گردد که در شکل ۷ نشان داده شده است. شبکه از سه نوع بار تشکیل یافته که یکی از آنها برای منطقه ای

عموماً مسکونی است؛ دیگری تغذیه کننده‌ای صنعتی بوده که کارگاهی کوچک را تغذیه می‌کند و سومی تغذیه کننده‌ای بار مصارف تجاری می‌باشد. در شکل ۸، منحنی‌های بار برای هر منبع تغذیه کننده و کلیت میکروگرید برای یک روز کاری معمولی در ماه اکتبر نشان داده شده است. کل انرژی مورد تقاضا برای چنین روزی 3189 kWh است. برای تمام بارها، فرض می‌شود ضریب قدرت^۱ مساوی بوده و برابر 0.85 به فرم پس فاز^۲ است. در واقع این شبکه گسترش یافته شبکه موردی در حالت اول می‌باشد و منابعی که در حالت اول برای آن طراحی شدند، نیز در این حالت مورد استفاده قرار می‌گیرند. منابع گوناگون DG نظیر میکروتوربین (MT)، یک توربین بادی با باتری (WT) با کاپلینگ مستقیم و تعدادی PV در تغذیه کننده مسکونی نصب شده است که در حالت اول تعیین گردیدند. فرض بر این است که در ضریب قدرت واحد، تمام منابع DG قدرت اکتیو^۳ تولید می‌کنند که به این معنی است که نه تقاضای قدرت راکتیو^۴ را دارند و نه آن را تولید می‌نمایند. در این بخش مراحل شبیه‌سازی مسئله با استفاده از نرم افزار MATLAB و الگوریتم DAPSO انجام می‌پذیرد و نتایج مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرند.



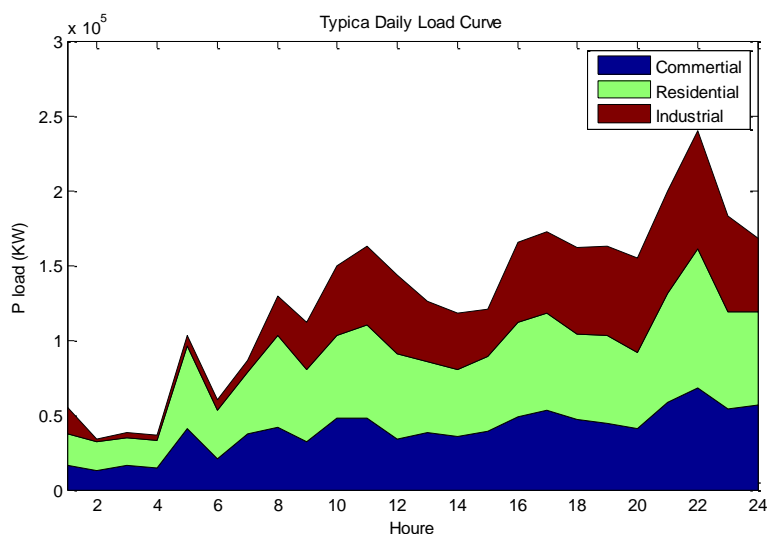
شکل ۷: مطالعه موردی شبکه LV [۲۲]

¹Power factor

²Lagging

³Active power

⁴Reactive power



شکل ۸: منحنی بار رایج برای هر کدام از تغذیه کننده های شبکه مورد مطالعه

مقادیر X و R خطوط با قدرت پایه 100 kVA و ولتاژ پایه 400 V محاسبه شده‌اند. هزینه شروع فقط برای واحدهای مصرف-کننده سوخت مد نظر بوده است. برای محاسبه هزینه شروع MT ، قیمت سوخت در مدت زمان شروع در ظرفیت کامل و در نصف راندمان آن در محاسبات وارد شده است.

جدول ۴: اطلاعات خطوط شبکه مورد مطالعه

$X(pu)$	$R(pu)$	باس انتها	باس مبدا
۰۱ .۰	۰۰۲۵ .۰	۱	شبکه
۰۰۰۱ .۰	۰۰۰۱ .۰	۲	۱
۰۰۳۷۵ .۰	۰۱۲۵ .۰	۳	۲
۰۰۳۷۵ .۰	۰۱۲۵ .۰	۴	۳
۰۰۳۷۵ .۰	۰۱۲۵ .۰	۵	۴
۰۰۳۷۵ .۰	۰۱۲۵ .۰	۶	۵
۰۰۴۳۷۵ .۰	۰۲۱۸۷۵ .۰	۷	۶
۰۰۸۷۵ .۰	۰۳۳۱۲۵ .۰	۸	۷
۰۰۵ .۰	۰۰۷۵ .۰	۹	۸
۰۱۰۶۲۵ .۰	۰۱۵ .۰	۱۰	۹
۰۰۵۶۲۵ .۰	۰۲۱۲۵ .۰	۱۱	۱۰
۰۰۵۶۲۵ .۰	۰۲۱۲۵ .۰	۱۲	۱۱
۰۰۵۶۲۵ .۰	۰۱۰۶۲۵ .۰	۱۳	۱۲
۰۰۵۶۲۵ .۰	۰۱۰۶۲۵ .۰	۱۴	۱۳

۰۰۶۲۵ .۰	۰۲۳۱۲۵ .۰	۱۵	۱۴
۰۰۶۲۵ .۰	۰۲۳۱۲۵ .۰	۱۶	۱۵

جدول ۵ محدوده بیشینه و کمینه عملکرد منابع DG را نشان می‌دهد. کمینه عملکرد فنی MT از نتایج تجربی ارائه شده در [10] اخذ شده و از این رو عملکرد آن در عملیات پیوسته پایا خواهد بود. بیشینه زمان شروع آن اندکی بیش از ۲ دقیقه است که به وضوح از گام زمانی ۱۵ دقیقه ای انتخاب شده کمتر می‌باشد. [10]

جدول ۶ ضرایب هزینه مفروض برای منابع DG بر حسب \$ و به ازای هر kWh و h را نشان می‌دهد. در همین جدول، هر کجا میسر بوده، هزینه‌های شروع هم آورده شده است. در این تحقیق، برای ساده‌تر کردن آنالیز، فرض شده است تمام واحدها فقط در حالت الکتریکی کار می‌کنند و در بازه زمانی مورد بررسی، نیازی به حرارت نمی‌باشد. همانطور که ملاحظه می‌گردد یک میکرو توربین نیز علاوه بر DG های بدست آمده در حالت اول در سیستم اضافه شده است.

جدول ۵: منابع نصب شده DG

شماره شناسایی واحد	نوع واحد	مینیمم قدرت (kW)	ماکزیمم قدرت (kW)
۱	MT1	۶	۳۰
۲	MT2	۶	۶۰
۳	WT	۰	۳۰
۴	PV1	۰	۳
۵	PV2	۰	۲/۵
۶	PV3	۰	۲/۵
۷	PV4	۰	۲/۵
۸	PV5	۰	۲/۵

همان‌طور که در جدول مشاهده می‌گردد ظرفیت منابع خورشیدی و بادی همان ظرفیت‌های قبلی هستند و در این حالت دو میکرو توربین به سیستم اضافه گردیده است که به بخش‌های مختلف سیستم نصب گردیده است و همچنین پنل‌های خورشیدی که عمدتاً به صورت پشت بامی هستند، در اینجا مورد استفاده قرار گرفته‌اند.

جدول ۶: هزینه های منابع DG

نوع واحد	$b_i (\$/kWh)$	$c_i (\$/h)$	هزینه راه اندازی بر حسب \$
MT1	۴/۳۷	۸۵/۰۶	۹
MT2	۲/۸۴	۲۵۵/۱۸	۹
WT	۱۰/۶۳	۰	۰
PV1	۵۴/۸۴	۰	۰
PV2	۵۴/۸۴	۰	۰
PV3	۵۴/۸۴	۰	۰

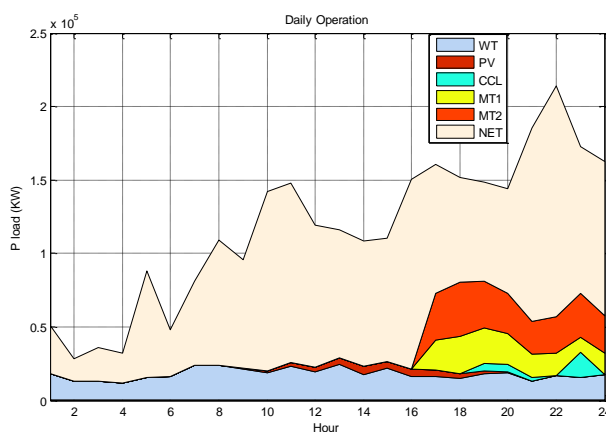
۰	۰	۵۴/۸۴	PV4
۰	۰	۵۴/۸۴	PV5

داده‌های نرمال شده قدرت واقعی باد و تولیدات PV از یک سیستم واقع در یک منطقه کوهستانی مورد بررسی قرار گرفته است.

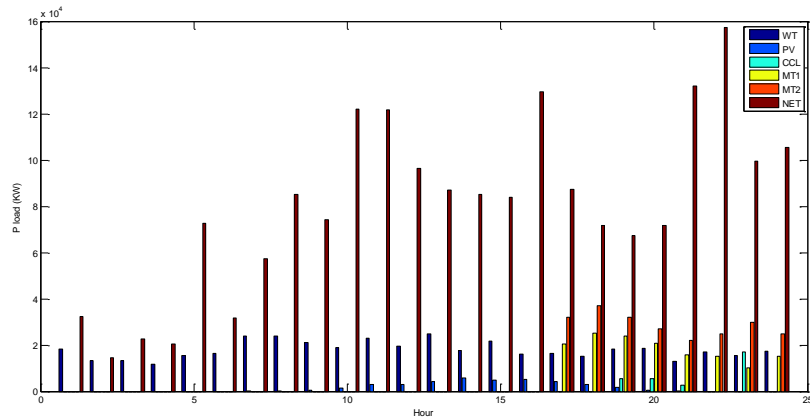
۴-۴- نتایج حاصل از حالت دوم

جهت نشان دادن کارایی مدل ارایه شده شبکه با ۲ سناریو مختلف بهره‌برداری می‌شود که در سناریو اول که همان حالت پایه‌ای است (سناریو ۱) کل بار سیستم از طریق شبکه بالادستی تامین می‌گردد و در سناریو دوم بارهای سیستم از طریق شبکه بالادستی و منابع تولید پراکنده موجود در سیستم که شامل منابع خورشیدی، میکروتوربین‌ها و توربین‌های بادی و باتری‌ها و در حضور بارهای قابل قطع در سیستم می‌باشد که در بخش قبلی به آنها اشاره گردید.

نتایج حاصل از آنالیز فوق نشان می‌دهد که بدون نصب DG، سود واقعی در روز مورد بررسی، ۲۰۶/۲۶ دلار می‌باشد که این سناریوی پایه است. جداول ۷ و ۸ نتایجی از همان روز را زمانی که دو روال مورد اشاره در این بخش اجرایی می‌شوند، نشان می‌دهد. در شکل ۹، برنامه اقتصادی واحد‌ها برای این روز نشان داده شده است. ملاحظه می‌شود بین ۱۶:۰۰ و ۲۴:۰۰، الگوریتم تولید محلی DG را ترجیح می‌دهد. برای مابقی زمان‌ها، هزینه‌های DG از قیمت‌های بازار بیشتر است و برای همین MGCC از شبکه بالادست، توان اکتیو می‌گیرد. در این نمودار توان خورشیدی و بادی به صورت تمام ظرفیت کار می‌کنند و میکروتوربین‌ها از ساعت ۱۶ که قیمت انرژی گران می‌شود به شبکه وصل می‌شوند و همان‌طور که ملاحظه می‌گردد از ساعت ۱۶ الی ۲۰ نیز مقداری از بارهای قابل قطع نیز خاموش شده‌اند که این به علت به صرفه بودن خاموشی آنها و دادن جریمه به آنها می‌باشد. در این سناریو سود حاصل برای فروشنده برابر ۲۶۰/۹۸۰ دلار می‌باشد که ۵۴/۷۲ دلار سود بیشتر برای ما دارد.



شکل ۹: عملکرد روزانه بهره‌برداری از سیستم جهت تامین بارها



شکل ۱۰: عملکرد روزانه بهره‌برداری از سیستم جهت تامین بارها بر طبق متد سناریو دوم

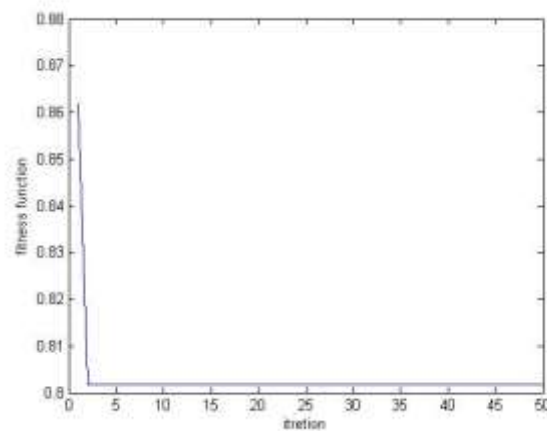
جدول ۷: نتایج سیستم به ازای خط مشی های بازار

ردیف	آیتم	بهربرداری از سیستم بدونه DG	بهربرداری از سیستم در حضور DG
۱	توان تولید شده توسط منابع تولید پراکنده غیر قابل برنامه‌ریزی (وات) $(P_{i,t}^{NU})$	۰	۴۶۷۸۲۷
۲	درآمد بدست آمده توسط منابع تولید پراکنده غیر قابل برنامه‌ریزی $(P_{i,t}^{NU} \times \pi_{\beta,t}) (\$)$	۰	۹۵.۱۱۶
۳	توان تولید شده توسط منابع تولید پراکنده قابل برنامه‌ریزی (وات) $(P_{i,t}^{DU})$	۰	۷۷۷۵۶۹
۴	درآمد بدست آمده توسط منابع تولید پراکنده قابل برنامه‌ریزی $(P_{i,t}^{DU} \times \pi_{\beta,t}) (\$)$	۰	۳۹.۱۹۴
۵	توان مبادله شده با شبکه بالاسری در طول شبانه روز (وات) (P_t)	۲۸۰۴۸۸۰	۱۵۲۸۶۵۵
۶	درآمد بدست آمده از توان مبادله شده با شبکه بالاسری $(P_t \times (\pi_{\beta,t} - \pi_{\alpha,t})) (\$)$	۳۱۴.۱۶۴	۸۹.۱۸۴
۷	هزینه کل تعمیر و نگهداری و راه اندازی منابع تولید پراکنده $(SC_i \times (1 - I_{i,t-1})) (\$)$	۰	۸۰۲.۳۷۳
۸	هزینه مربوط به بارهای قابل قطع $(C_i^{CL} (P_{i,t}^{CL})) (\$)$	۰	۷۰۷۲.۷
۹	میزان تلفات شبکه $K_{n,loss}$	۴.۲۸۶۹	۱۹.۱۹۳
۱۰	میزان پروفیل ولتاژ شبکه $K_{n,pv}$	۳۲۰۷.۸	۹۶۰۶.۱
۱۱	سود کل سیستم $profit (\$)$	۳۱۴.۱۶۴	۴۹۰۲.۱۸۹

۷۴۱۷.۰	۱	مقدار نرمالیزه شده تابع هدف اول <i>profit</i>	۱۲
۸۶۱۶.۰	۷۲۷.۶	مقدار نرمالیزه شده تابع هدف دوم <i>Quality</i>	۱۳
۸۰۱۶۹.۰	۸۳۶۳۷.۰	مقدار تابع هدف F	۱۴

مورد دیگری که در اینجا مشاهده می‌گردد این است که در بازار برق سود میکرو گرید و مشترکین به شدت به قیمت بازار وابسته است و نحوه این قیمت‌گذاری سیستم را دچار تجدید ساختار می‌نماید. همچنین با بهره‌برداری بهینه سیستم در این حالت میزان کیفیت توان سیستم به شدت بهبود یافته است.

در شکل ۱۱ مسیر همگرایی مساله با استفاده از الگوریتم مربوطه ارایه گردیده است و همانطور که ملاحظه می‌گردد مساله در تکرار ۴ به همگرایی رسیده است. این همگرایی نشان‌دهنده قدرت این نرم‌افزار در بهینه‌سازی این مساله است.



شکل ۱۱: مسیر همگرایی الگوریتم

در ادامه درستی سنجی نتایج مساله با استفاده از ۳ الگوریتم IPSO و DAPSO و PSO انجام می‌پذیرد و نتایج به دست آمده در جدول ۸ مورد مقایسه قرار می‌گیرند. همانطور که ملاحظه می‌گردد الگوریتم DAPSO نتایج دقیق‌تر و بهتری نسبت به سایر الگوریتم‌ها ارائه می‌دهد و سود حاصله در جواب به دست آمده توسط این الگوریتم بالاترین مقدار را داراست. از طرفی این الگوریتم سریع‌تر از سایر الگوریتم‌ها همگرا می‌گردد.

جدول ۸: نتایج بدست آمده توسط الگوریتم ارایه شده

ردیف	آیتم	PSO	IPSO	DAPSO
۱	توان تولید شده توسط منابع تولید پراکنده غیر قابل برنامه‌ریزی (وات) $(P_{i,t}^{NU})$	۴۶۷۸۲۷	۴۶۷۸۲۷	۴۶۷۸۲۷
۲	درآمد بدست آمده توسط منابع تولید پراکنده غیر قابل برنامه‌ریزی (\$) $(P_{i,t}^{NU} \times \pi_{\beta,t})$	۹۵۶.۱۱۶	۹۵۶.۱۱۶	۹۵.۱۱۶
۳	توان تولید شده توسط منابع تولید پراکنده قابل برنامه‌ریزی (وات) $(P_{i,t}^{DU})$	۹۴۰۵۹۵	۷۳۲۲۵۱	۷۷۷۵۶۹

۴	درآمد بدست آمده توسط منابع تولید پراکنده قابل برنامه‌ریزی (\$) $(P_{i,t}^{DU} \times \pi_{\beta,t})$	۱۴۸.۲۳۵	۰۶۲.۱۸۳	۳۹.۱۹۴
۵	توان مبادله شده با شبکه بالاسری در طول شبانه روز (وات) (P_t)	۱۳۵۱۶۶۱	۱۵۵۹۹۴۴	۱۵۲۸۶۵۵
۶	درآمد بدست آمده از توان مبادله شده با شبکه بالاسری (\$) $(P_i \times (\pi_{\beta,t} - \pi_{\alpha,t}))$	۶۹۵.۱۶۵	۸۳.۱۷۹	۸۹.۱۸۴
۷	هزینه کل تعمیر و نگهداری و راه اندازی منابع تولید پراکنده (\$) $(SC_i \times (1 - I_{i,t-1}))$	۹۰۶.۴۱۳	۶۵.۳۶۲	۸۰۲.۳۷۳
۸	هزینه مربوط به بارهای قابل قطع (\$) $(C_i^{CL} (P_{i,t}^{CL}))$	۱۹۹.۱۱	۲۱۴.۱۱	۷۰۷۲.۷
۹	میزان تلفات شبکه $K_{n,loss}$	۳.۵۵۵۳	۱۶۰.۲۰۱	۱۹.۱۹۳
۱۰	میزان پروفیل ولتاژ شبکه $K_{n,pv}$	۹۸۵۴۴.۱	۹۴۷۷۹۰.۱	۹۶۰۶.۱
۱۱	سود کل سیستم (\$) $profit$	۴۷۶.۱۷۵	۵۱۳.۱۷۸	۴۹۰۲.۱۸۹
۱۲	مقدار نرمالیزه شده تابع هدف اول $profit$	۸۴۲۳.۰	۸۰۳۵۵.۰	۷۴۱۷.۰
۱۳	مقدار نرمالیزه شده تابع هدف دوم $Quality$	۷۳۵۱۳.۰	۸۴۹۷۱.۰	۸۶۱۶.۰
۱۴	مقدار تابع هدف F	۸۳۸۷۲.۰	۸۲۶۶.۰	۸۰۱۶۹.۰

همانطور که در جدول ۸ ملاحظه می‌گردد بر روی سیستم مورد مطالعه آزمایش را بر اساس بهینه‌سازی با استفاده از الگوریتم‌های PSO و IPSO و DAPSO انجام داده‌ایم و در این حالت همان‌طور که ملاحظه می‌گردد نتایج بدست آمده با استفاده از الگوریتم DAPSO برای تابع هدف برابر ۸۰۱۶۹.۰ می‌باشد که این بهترین و کمینه‌ترین مقدار برای سیستم در مقایسه با نتایج سایر الگوریتم‌ها (برای PSO ۸۲۶۶.۰ و برای PSO برابر ۸۳۷۲.۰ می‌باشد) را دارا می‌باشد. در این حالت در بهره‌برداری از سیستم برای مقدار نرمالیزه شده تابع هدف سود نتیجه DAPSO که برابر ۷۴۱۷.۰ می‌باشد بهترین پاسخ می‌باشد و برای تابع هدف دوم یا همان تابع هدف کیفیت توان بهترین مقدار مربوط به الگوریتم PSO می‌باشد که برابر با ۷۳۵۱.۰ می‌باشد و در نهایت عامل اصلی مقایسه ما تابع هدف کل می‌باشد که در این حالت نیز ملاحظه می‌گردد که الگوریتم DAPSO بهترین مقدار را دارا می‌باشد.

۵- نتیجه گیری

در این مقاله برنامه‌ریزی برای میکروگرید منفرد که میکروگریدی متصل به شبکه ولتاژ پایین است، مدل می‌شود. در این ساختار، بهره‌بردار میکروگرید سعی می‌کند تا با ترکیبی از منابع داخلی میکروگرید، خرید یا فروش توان در تبادل با بازار بالادستی (بازار سطح توزیع)، ضمن تامین بار داخلی و تامین بارهای مورد نیاز با بهترین کیفیت توان ممکن سود خود را بیشینه کند. در این تحقیق در ابتدا میکروگرید به صورت منفرد برنامه‌ریزی می‌شود و در مرحله دوم میکروگرید در تبادل با بازار انرژی مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد.

بنابراین با توجه به قیود فنی و اقتصادی واحدهای تولید پراکنده، بارهای قابل قطع و همچنین قیود امنیتی میکروگرید برنامه ای از تولید برای روز آینده ارائه می‌شود. واحدهای تولید پراکنده غیر قابل برنامه‌ریزی، به صورت بار منفی در هر بازه برنامه‌ریزی مدل می‌شود. همچنین در نظر گرفته می‌شود که میکروگرید برق را با قیمت قراردادی به بارهای داخلی می‌فروشد. در نهایت برای شبکه کوچک که قسمتی از میکروگرید را تشکیل می‌دهد یک نیروگاه محلی طراحی شد و سپس برای شبکه گسترش یافته که شبکه اولیه عضوی از آن بود در حالت متصل به شبکه برنامه‌ریزی گردید و در نهایت برنامه‌ای از نحوه تامین بارهای میکرو گرید ارایه گردید که در آن از شبکه بالادست و منابع قابل برنامه‌ریزی مانند: میکرو توربین‌ها و منابع غیر قابل برنامه‌ریزی مانند: منابع بادی و خورشیدی و باتری با هدف بهینه شدن سود حاصله استفاده شد.

منابع و ماخذ

- [۱] توزیع نیروی برق در سال ۱۳۸۵. - آمار تفصیلی صنعت برق ایران .
- [2]. Merlin, A. , Back, H. , “ Serch for A Minimal-loss Operating Tree Configuration in Urban Power Distribution Systems” Proc. Of 51th Power System Computer Conf. (Pssc), Cambridge, 1975, pp. 1-18.
- [3]. امیررضا یاری، عباس فتاحی و بابک مظفری "کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ با استفاده از بازآرایی شبکه توزیع به روش . EPSO بهینه‌سازی و انجام شبیه سازی بر روی بخشی از شبکه شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ"
- [4]. A. B. Morton and I. M. Y. Mareels, "An Efficient Brute force Solution to the Network Reconfiguration Problem", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 15, No. 3, July 2000, pp. 996-1000
- [5]. E. Carpaneto and G Chicco, "Ant Colony Search-based System", IEEE MELECON 2004, May 12-15, 2004, Dubrovnik, Croatia
- [6] Baran. M. E. , Wu, F. F. , “ Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Balancing” IEEE Trans on PWRD, Vol. 4, No. 2, Ap. 1989.
- [7]. shirmohammadi, D and Hong, D. W. (1989). “Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction” IEEE Trans. On PWRD, Vol. 4, No. 2.
- [8]. J. W. Taylor and R. Buizza, “Neural network load forecasting with weather ensemble predictions,” IEEE Trans. Power Syst. , vol. 17, no. 3, pp. 626–632, Aug. 2002.
- [9]. J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, “An economic dispatch model incorporating wind power,” IEEE Trans. Energy Convers. , vol. 23, no. 2, pp. 603–611, Jun. 2008.
- [10]. M. Y. El-Sharkh, M. Tanrioven, A. Rahman, and M. S. Alam, “Cost related sensitivity analysis for optimal operation of a grid-parallel PEM fuel cell power plant,” J. Power Sources, vol. 161, pp. 1198–1207, 2006.
- [11]. E M Carreno, R Romero and F A Padilha, An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem, IEEE Trans. on Power Systems, 2008, 23(4): 1542-1551.
- [12]. S Tan, J. Xin Xu, S Kumar Panda, Optimization of Distribution Network Incorporating Distributed Generators: An Integrated Approach, IEEE Trans. on Power Sys, 2013, vol 28, NO. 3

- [13]. Prommee, W.; Ongsakul, W.; “Optimal multi-distributed generation placement by adaptive weight particle swarm optimization” Control, Automation and Systems, 2008. ICCAS 2008. International Conference on ,December 2008, pages 1663 – 1668
- [14]. Parmita Mohanty. “optimal planning and desing of distributed generation based microgrids” The energy and resources institute (TERI)
- [15]. T. logenthiran, D. srinivasan, A. Khambadkone, “ Multi-agent System for energy resource scheduling of integrated microgrids in a distributed system” ,Electric power systems Research, Elsevier, vol. 81, pp. 138-148, agu 2010.
- [16]. T. logenthiran, D. srinivasan, A. Khambadkone, H. N. Aung “multi-agent system for real time operation of a microgrid in real time digital simulator” , smart grid, IEEE transaction on vol . 3, pp. 925-933,2012.
- [17]. A. G. Madureira, et al. , “ advanced control and management functionalities for multi-microgrid” ,European Transactions on Electrical power, vol. 21,pp. 1159-1177,2011.
- [18]. A. Soroudi, M. Ehsan, H. Zareipour, A practical eco-environmental distribution network planning model including fuel cells and nonrenewable distributed energy resources, Renewable Energy, 36 (2011) 179-188.
- [19]. A. G. Tsikalakis, N. D. Hatziaargyriou, Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation, IEEE Trans. on enegyconv, 23(1), 2008.
- [20]. T. Logenthiran, D. Srinivasan “multi-agent system for energy resource scheduling of integrated microgrids in a distributed system” Electric Power systems research , Elsevier , Vol81, pp 138-148, agu 2010
- [21]. C. Wang, Z Xia and S. X. Wang “Research on the Multiple Feedback loop Control scheme for invertors of the micro source in microgirid” Transaction of china eletrotechnical society Vol 24, No 2, 100-107, 2009
- [22]. Anthony R. Metke and Randy L. Ekl,”*Security Technology for Smart Grid Networks*”, IEEE Transation on Smart Grid, Vol 1. No1, June 2010.