TEEGES

Technovations of Electrical Engineering in Green Energy System

Research Article (2023) 2(2):36-50

برنامه‌ریزی بهینه یکپارچه توان اکتیو و راکتیو در ریزشبکه‌های هوشمند با امکان وقوع یک ساعت کارکرد جزیره‌ای

Integrated Optimal Active and Reactive Power Planning in Smart Microgrids with Possibility of One-Hour Islanding

Parastou KhademiAstaneh[1], *Assistant Professore*, Hossein Sheikh Shahrokh Dehkordi[1], *M.Sc.*

[1] *Department of Electrical Engineering, Rudehen Branch, Islamic Azad University, Rudehen, Tehran, Iran*

Abstract:

In power smart grids, equipment and electrical infrastructure and information smart grids in order to increase efficiency, improved reliability and reducing environmental pollution merged together. One of the basic challenges in such grids, increase uncertainty due to the use of distribution generation sources contain are renewable resources. In recent years has proposed the concept of the micro grid, it means a medium voltage distribution grid or low voltage grid includes distribution generation units, storage devices and different controlling loads with operational capability in both cases grid-connected and islanded. Because micro grid in the islanded, grid is with small power generation units, the smallest error it may be cause instability. It is therefore necessary so when passing through grid-connected to island make sure of sufficient storage in distribution generation generator according to their production capability curve in order to satisfy loads reactive and active power. The main focus of this research is on distribution generation unit's reactive and active power scheduling for sustainable and economic operation from a micro grid. The need for a sustainable transition from grid-connected to island in case of an error in grid is one of the most important constraints in the micro grids. Therefore, must to be investigated economic scheduling of distribution generation units a micro grid considering these constraints. It should be noted that consideration these constraints in reactive and active power scheduling of distribution generation units can bring on more economic benefits in the steady pass from grid-connected to island. So, in this research will be presented formulation related to planning reactive and active power of distribution generation units by maintaining the constraints that its objective function will be to minimize the cost of power generation.

Keywords: Smart grid, Micro grid, Grid-connected, Islanded, Reactive and active power scheduling.

Received: 09 February 2023
Revised: 22 March 2023
Accepted: 06 April 2023
Corresponding Author: Dr. Parastou KhademiAstaneh, parastou.khademi@iau.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2023.1979749.1063

فناوری‌های نوین مهندسی برق در سیستم انرژی سبز

TEEGES

مقاله پژوهشی

برنامه‌ریزی بهینه یکپارچه توان اکتیو و راکتیو در ریزشبکه‌های هوشمند با امکان وقوع یک ساعت کارکرد جزیره‌ای

پرستو خادمی آستانه[۱]، *استادیار*، حسین شیخ شاهرخ دهکردی[۱]، *کارشناسی ارشد*

۱- دانشکده مهندسی برق، واحد رودهن ، دانشگاه آزاد اسلامی، رودهن،تهران، ایران

چکیده: در شبکه‌های هوشمند برق، تجهیزات و زیرساخت‌های الکتریکی هوشمند به منظور افزایش بازده، بهبود قابلیت اطمینان و کاهش آلودگی‌های زیست محیطی با هم ادغام می‌گردند. در سال‌های اخیر مفهوم ریزشبکه به معنای یک شبکه توزیع ولتاژ متوسط یا ولتاژ پایین شامل واحدهای تولید پراکنده، ذخیره سازها و بارهای کنترل شونده مختلف با قابلیت بهره‌برداری در هر دو حالت متصل به شبکه و جزیره‌ای پیشنهاد گردیده است. چون ریزشبکه در حالت جزیره‌ای، شبکه‌ای با واحدهای تولید توان کوچک است، کوچکترین اغتشاشی ممکن است موجب ناپایداری آن شود .لذا ضرورت دارد تا در هنگام گذر از حالت متصل به شبکه به حالت جزیره‌ای از وجود ذخیره کافی در ژنراتورهای تولید پراکنده با توجه به منحنی قابلیت تولید آن‌ها به منظور تامین توان اکتیو و راکتیو بارهای مصرفی اطمینان حاصل شود. تمرکز اصلی این مقاله بر روی برنامه‌ریزی بهینه یکپارچه توان اکتیو و راکتیو در ریزشبکه‌های هوشمند با امکان وقوع ۱ ساعت کارکرد جزیره‌ای می‌باشد. ضرورت گذر پایدار از حالت متصل به شبکه به حالت جزیره‌ای در صورت وقوع خطا در شبکه از قیود بسیار مهم در ریزشبکه‌ها می‌باشد. بنابراین برنامه‌ریزی اقتصادی واحدهای تولید پراکنده یک ریزشبکه با در نظر گرفتن این قیود مورد بررسی قرار می‌گیرد. نتایج نشان می‌دهند در صورت در نظر گرفتن قید امنیت گذر پایدار ریزشبکه، هزینه بهره‌برداری از آن افزایش یافته ولی قابلیت اطمینان آن نیز بیشتر می‌گردد. هزینه‌های بهره‌برداری در مطالعات موردی محاسبه شده است. با شدیدتر شدن تعداد بازه‌های زمانی که ریزشبکه باید در حالت جزیره‌ای مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، هزینه بهره‌برداری نیز افزایش می‌یابد. همچنین با در نظر گرفتن نایقینی‌های موجود در مسئله، مدل دقیق‌تر شده ولی هزینه بهره‌برداری نیز افزایش می‌یابد.

واژه های کلیدی: ریزشبکه، حالت متصل به شبکه، حالت جزیره‌ای، برنامه‌ریزی توان اکتیو و راکتیو.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۱/۱۱/۲۰

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۰۱/۰۲

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۰۱/۱۷

نویسنده‌ی مسئول: دکتر پرستو خادمی آستانه، parastou.khademi@iau.ac.ir

DOI: http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2023.1979749.1063

CC BY

۱- مقدمه

افزایش استفاده از منابع تولیدپراکنده [۱]شامل منابع تجدیدپذیر با خروجی نامعلوم، چالش‌های متعددی را در ارتباط با شبکه آینده تحمیل خواهد نمود [۱]. به منظور حل مسائل مربوط به اتصال واحدهای تولید پراکنده به شبکه توزیع[۲]، مفهوم ریزشبکه[۳] پیشنهاد گردیده است [۲]. سیستم‌های قدرت سنتی، به علت بازده پایین انرژی، آلودگی محیط زیست و استفاده بیش از حد منابع سوخت فسیلی، مشکلاتی را ایجاد کرده‌اند. لذا گرایش قابل توجهی به سمت تولید توان به صورت محلی و درمقیاس کوچک (ریز منابع) و با استفاده از منابع تجدیدپذیر انرژی نظیر توان باد، سلول‌های فتوولتاییک[4] خورشیدی، بیوگاز، سلول‌های سوخت، سیستم‌های ترکیبی گرما و توان ریزمنابع و موتورهای استرلینگ، ایجاد شده است. این‌گونه از تولید توان را تولید پراکنده می‌نامند. علت این نام‌گذاری، تفاوت قائل شدن با تولید انرژی به صورت متمرکز در سیستم‌های قدرت سنتی است که در آن، انرژی الکتریکی توسط خطوط انتقال و توزیع به مصرف‌کنندگان نهایی می‌رسد. اکنون تعاریف مختلفی برای منابع تولید پراکنده ارائه شده است، اما طبق پژوهش‌های انجام شده، ویژگی‌های مشترکی برای منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شده است. از جمله اینکه تولیدات پراکنده، به صورت مرکزی و توسط سیستم قدرت، برنامه‌ریزی و دیسپاچ نمی‌شوند. تولیدات پراکنده، معمولا کمتر از ۵۰ مگاوات بوده و به شبکه‌های توزیع با سطوح ولتاژ۴۱۵/۲۳۰ تا ۱۴۵ متصل می‌شوند [۳]. یک ریزشبکه عبارتست از یک شبکه توزیع ولتاژ متوسط یا ولتاژ پایین که شامل واحدهای تولید پراکنده، ذخیره سازها و بارهای کنترل شونده مختلف بوده و می‌تواند در هر دو حالت متصل به شبکه[۵] و حالت جزیره‌ای[6] مورد بهره‌برداری قرار گیرد[۴]. در حالت جزیره‌ای، واحدهای تولید پراکنده متصل به ریزشبکه باید بتوانند تقاضای توان اکتیو و راکتیو بارهای مصرفی را تامین نمایند تا پایداری ریزشبکه حفظ گردد. به عبارتی دیگر قید تعادل توان اکتیو و راکتیو در ریزشبکه باید رعایت گردد. چون ریزشبکه در حالت جزیره‌ای، شبکه‌ای با واحدهای تولید توان کوچک است، کوچک‌ترین اغتشاشی ممکن است موجب ناپایداری آن شود. تاکنون پروژه‌های تحقیقاتی متعددی بر روی طراحی، کنترل و بهره‌برداری بهینه از ریزشبکه‌ها در سراسر جهان انجام گرفته است [۵]. در [۸-۶]، کنترل-کننده مرکزی و یک سیستم مدیریت انرژی به عنوان ابزاری برای استخراج حداکثر منافع از بهره‌برداری ریزشبکه و افزایش بازده استفاده از واحدهای تولید پراکنده پیشنهاد شده است. در [۹] بر طراحی سیستم مرکزی مدیریت انرژی ریزشبکه تمرکز نموده است و براساس برنامه‌ریزی روز پیش و یک روند اصلاحی بلادرنگ در زمان بهره‌برداری می‌باشد. یک الگوریتم مبتنی بر برنامه‌ریزی دینامیکی به منظور حل مسئله با تابع چندهدفه به منظور کاهش هزینه‌های اقتصادی و آلایندگی‌های دی‌اکسیدکربن استفاده گردیده است. در [۱۰] مدیریت بلادرنگ انرژی برای یک سیستم ریزشبکه شامل منابع تجدیدپذیر، ذخیره‌ساز انرژی و بار تجمیع شده انجام گردیده است .هدف از حل مسئله یادشده،کمینه‌سازی هزینه انرژی با ترکیب انرژی شارژ/تخلیه انرژی سیستم ذخیره‌ساز با در نظر گرفتن قیود رایج می‌باشد. در [۱۱] ریزشبکه‌ها و شرکت‌های توزیع هر کدام به صورت یک سیستم مستقل تعریف شده‌اند و فرآیند تبادل اطلاعات بین آن‌ها مورد مطالعه قرار گرفته است. از آن جایی که این شرکت‌ها به صورت فیزیکی به هم متصل می‌باشند، شرایط بهره‌برداری یکی از آن‌ها می تواند روی شرایط بهره‌برداری دیگری تاثیر بگذارد. مدل ریاضی پیشنهادی توسط این از یک مسئله بهینه‌سازی غیرمتمرکز تبعیت نموده و هدف از حل آن، بیشینه‌سازی سود هر یک از سیستم‌های مستقل است. در [۱۲] یک تابع چند هدفه به منظور دستیابی به یک مصالحه کارآمد بین هزینه بهره‌برداری کم و خدمت‌رسانی مناسب انرژی به مصرف‌کنندگان معرفی گردیده است. تابع هزینه شامل هزینه کل تبادل توان با شبکه اصلی، هزینه‌های راه اندازی و خاموشی، هزینه‌های بهره‌برداری ژنراتورهای تولید پراکنده، هزینه مربوط به پاسخگویی بار و هزینه‌های جریمه برای حذف داوطلبانه بار می‌باشد. هرچند این مرجع با پیشنهاد یک روش چند هدفه هزینه و قابلیت اطمینان ریزشبکه‌ها را به صورت هم‌زمان بهینه کرده است، اما برنامه‌ریزی توان راکتیو و نیز قیود امنیت گذر پایدار در مدل ارائه شده در نظر گرفته نشده است. در [۱۳] بهینه‌سازی عملکرد ریزشبکه با در نظر گرفتن قیود ولتاژ شبکه انجام گرفته است. شبیه‌سازی‌ها برای یک روز بهره‌برداری انجام شده تا بهینه بودن روش برنامه‌ریزی پیشنهادی نمایش داده شود. در [۱۴] یک روش جدید مدیریت توان اکتیو و راکتیو در ریزشبکه‌های جزیره‌ای با استفاده از روش سیستم‌های چند عاملی[۷] ارائه شده است. این مقاله یک استراتژی دو مرحله‌ای را برای اطمینان از عملکرد مناسب ریزشبکه‌های جزیره‌ای تحت شرایط عملیاتی مختلف پیشنهاد می‌کند. مرحله اول یک مرحله برنامه‌ریزی عملیاتی برای زمان‌بندی توان بهینه دارایی‌های ریزشبکه است. هدف به حداقل رساندن تلفات توان در صورتی است که انتظار می‌رود تولید بیشتر از تقاضا باشد، در غیر این صورت، هدف به حداقل رساندن بارها می‌باشد. مرحله دوم با هدف راه‌اندازی ریزشبکه به صورت بلادرنگ[۸] بر اساس توان‌های برنامه‌ریزی شده و رسیدگی به انحرافات احتمالی ناشی از خطاهای پیش‌بینی مرحله اول است. استراتژی

پیشنهادی با استفاده از یک رویکرد سلسله مراتبی[۹] برای اطمینان از عملکرد نزدیک به بهینه و پاسخ سریع در عملیات زمان واقعی طراحی شده است. در مرجع [۱۵] یک روش آنلاین برای مدیریت انرژی در ریزشبکه‌ها با در نظر گرفتن توان راکتیو ارائه شده است. این مقاله بر روی توسعه یک الگوریتم آنلاین برای بهینه‌سازی توزیع انرژی در زمان واقعی در ریزشبکه متمرکز شده است. با در نظر گرفتن هر دو توان اکتیو و راکتیو و محدودیت‌های عملیاتی سیستم، هدف ارائه مصرف برق با کیفیت بالا است. در هیچ کدام از مقالات ارائه شده کنترل توان اکتیو و راکتیو با در نظر گرفتن حالت جزیره‌ای برای ریزشبکه و با هدف کاهش هزینه صورت نگرفته است. در مراجع [۱۸-۱۶] روش‌های مختلفی برای برنامه‌ریزی بهره‌برداری از منابع پراکنده در ریزشبکه‌ها ارائه شده است. ولی در هیچ یک از این مقالات مدیریت همزمان توان اکتیو و راکتیو با در نظر گرفتن حالت جزیره‌ای انجام نشده است.

تمرکز اصلی این مقاله روی برنامه‌ریزی[۱۰] توان اکتیو و راکتیو واحدهای تولید پراکنده به منظور بهره‌برداری[۱۱] پایدار و اقتصادی از یک ریزشبکه می‌باشد. بهره‌برداری از یک ریزشبکه تفاوت‌های زیادی با یک سیستم قدرت سنتی دارد. یکی از این تفاوت‌های اساسی، ضرورت گذر پایدار از حالت متصل به شبکه به حالت جزیره‌ای در صورت وقوع خطا در شبکه می‌باشد. بنابراین باید برنامه‌ریزی اقتصادی از واحدهای تولید پراکنده یک ریزشبکه با در نظر گرفتن این قیود مورد بررسی قرار بگیرد. لازم به ذکر است که در نظر گرفتن این قیود در برنامه‌ریزی توان اکتیو و راکتیو واحدهای تولید پراکنده می‌تواند منافع اقتصادی بیشتری را در گذر پایدار از حالت متصل به شبکه به حالت جزیره‌ای به ارمغان آورد. بنابراین، دراین مقاله برنامه‌ریزی بهینه یکپارچه توان اکتیو و راکتیو در ریزشبکه‌های هوشمند با امکان وقوع ۱ ساعت کارکرد جزیره‌ای مورد بررسی قرار می‌گیرد. به عبارت دیگر نوآوری اصلی طرح پیشنهادی عبارتست از انجام هم‌زمان برنامه‌ریزی توان اکتیو راکتیو منابع تولید پراکنده جهت بهره‌برداری اقتصادی و ایمن از یک ریزشبکه و در نظر گرفتن قیود امنیت پایدار جهت گذر از حالت متصل به منفصل از سیستم قدرت برای ریزشبکه.

۲- مدل مسئله برنامه ریزی بهینه یکپارچه توان اکتیو و راکتیو در ریزشبکه های هوشمند

سیستم مدیریت توزیع، هسته اصلی و مرکزی بهره‌برداری بهینه از یک ریزشبکه هوشمند می‌باشد که در آن تمامی تصمیمات کنترلی گرفته می‌شود. پایش، بهینه‌سازی و کنترل عملکردهای ریزشبکه از طریق یک مجموعه نرم‌افزاری و سخت‌افزاری انجام می‌پذیرد که در واقع همان سیستم مدیریت توزیع می‌باشد. سیستم اسکادا داده‌های اندازه‌گیری شده را که از طریق زیرساخت اندازه‌گیری پیشرفته و توسط واحدهای کنترل از راه دور در نقاط مختلف ریزشبکه به دست می‌آیند را دریافت نموده و سپس به سیستم مدیریت توزیع تحویل می‌دهد. سیستم مدیریت توزیع اعمالی را که برای بهره‌برداری بهینه ریزشبکه نیاز می‌باشد را با استفاده از داده‌های دریافتی از ریزشبکه، پیش‌بینی‌های انجام گرفته و مطالعات پخش بار مشخص می‌کند و در این راستا تمامی قیود فنی و قراردادی ریزشبکه را نیز مد نظر قرار می دهد [۱۴]. در این پژوهش فرض می‌شود که کلیه اطلاعات و ورودی‌های لازم برای سیستم‌های مدیریت توزیع قابل دسترسی می‌باشد. با این فرض، مدل ارائه شده جهت برنامه‌ریزی توان اکتیو و راکتیو واحدهای تولید پراکنده با حفظ قیود بهره‌برداری پایدار و اقتصادی در یک ریزشبکه توسط نرم افزار بهینه‌سازی موجود در سیستم‌های مدیریت توزیع تهیه و اجرا می‌گردد.

۲-۱- تابع هدف

مسئله گذر پایدار ریزشبکه از حالت متصل به شبکه اصلی به جزیره ای در این قسمت با ارائه مدل و روابط ریاضی آن شامل تابع هدف و قیود مربوطه بیان می‌گردد. در شرایط گذر هدف اصلی بهره بردار ریزشبکه کمینه کردن عدم تعادل بین تولید و مصرف حالت جزیره‌ای و به عبارتی افزایش پایداری ریزشبکه می‌باشد. بنابراین:

$$Min\omega_s = \sum_t (SLP_{1.S}(t) + SLP_{2.S}(t) + SLQ_{1.S}(t) + SLQ_{2.S}(t)) \quad (۱)$$

غیر صفر بودن متغیر ω_s نشان دهنده عدم تعادل در طول دوره بهره‌برداری جزیره‌ای از ریزشبکه و به عبارتی ناپایداری آن می‌باشد. در رابطه (۱) پارامترها به صورت زیر تعریف می‌شوند:

$SLQ_{1.s}(t)$,$SLP_{1.s}(t)$: میزان بیشبود تولید توان اکتیو و راکتیو در دوره t ام بهره‌برداری جزیره‌ای ریزشبکه برای سناریوی sام

$SLQ_{2.s}(t)$,$SLP_{2.s}(t)$: میزان کمبود تولید توان اکتیو و راکتیو در دوره t ام بهره‌برداری جزیره‌ای ریزشبکه برای سناریوی sام

۲-۲- تابع هدف

بهره‌بردار ریزشبکه با استفاده از مدل ارائه شده در قسمت قبل برنامه‌ریزی توان اکتیو و راکتیو منابع تولید پراکنده، ذخیره ساز انرژی و توان مبادله شده با شبکه اصلی را تعیین می کند. متغیرهای محاسبه شده در این مرحله با بالانویس مشخص می‌شوند [۱۹]. با این فرض، قیود مسئله گذر پایدار عبارتند از:

قید تعادل توان اکتیو و راکتیو

جهت حفظ پایداری ریزشبکه باید در هر دوره از برنامه‌ریزی، تعادل لحظه‌ای بین تقاضای اکتیو و راکتیو بارهای ریزشبکه با تولید اکتیو و راکتیو منابع برقرار باشد. برآورده شدن این قید باعث می‌شود تا در کل دوره بهره‌برداری از ریزشبکه قطع بار اجباری رخ ندهد. بنابراین روابط ۲ باید برقرار باشند. P_{Grid} توان شبکه،P_{DG} توان مربوط به منابع پراکنده، P_B توان باتری و P_L توان مربوط به بار می‌باشد.

$$\begin{aligned} &P_{grid,s}(t)+\sum_{j=1}^{N_{DG}}P_{DG,s}(t)+\sum_{E=1}^{N_{ESS}}(P_{Bd,s}(e,t)+P_{Bc,s}(e,t))+SLP_{1.s}(t)-SLP_{2.s}=\sum_{n=1}^{N_{Bus}}P_{L,s}(n,t)\\ &Q_{grid,s}(t)+\sum_{j=1}^{N_{DG}}Q_{DG,s}(t)+SLQ_{1.s}(t)-SLQ_{2.s}=\sum_{n=1}^{N_{Bus}}Q_{L,s}(n,t)\end{aligned} \quad (۲)$$

قیود فنی منابع تولید پراکنده

جهت حفظ امنیت منابع تولید پراکنده موجود در ریزشبکه، برای هر کدام از آنها باید حداقل و حداکثر توان تولیدی، حداقل زمان روشن بودن، حداقل زمان خاموش بودن، نرخ افزایش تولید و نرخ کاهش تولید به عنوان قیود فنی در طی برنامه‌ریزی لحاظ گردند. این قیود به مشخصات فنی منابع مربوط هستند که در ادامه ابتدا برای منابع غیر تجدیدپذیر و سپس برای منابع تجدیدپذیر بررسی می‌شوند. در این مقاله، از دیزل ژنراتورها به عنوان منابع تولید پراکنده غیر تجدیدپذیر واقع در ریزشبکه استفاده می‌گردد. توان اکتیو و راکتیو تولیدی دیزل ژنراتورها در هر دوره از برنامه‌ریزی ریزشبکه با استفاده از قیود زیر محدود می‌گردند.

$$\begin{aligned} &\underline{P_{DG}(j)}\times u_S(j,t)\le P_{DG,s}(j,t)\le \overline{P_{DG}(j,t)}\times u_S(j,t)\\ &\underline{Q_{DG}(j)}\times u_S(j,t)\le Q_{DG,s}(j,t)\le \overline{Q_{DG}(j,t)}\times u_S(j,t)\end{aligned} \quad (۳)$$

به دلیل مسائل ترمودینامیکی و تنش‌های حرارتی، توان تولیدی دیزل ژنراتورها را باید با نرخ ثابتی افزایش یا کاهش داد. به عبارت دیگر توان تولیدی دیزل ژنراتورها را نمی‌توان در یک دوره برنامه‌ریزی به مقدار بیشینه و یا کمینه آن افزایش یا کاهش داد. بنابراین:

$$\begin{aligned} &P_{DG,s}(j,t)-P_{DG,s}(j,t-1)\le UR(j)\times\left(1-y_S(j,t)\right)+\underline{P_{DG}(j)}\times y_S(j,t)\\ &P_{DG,s}(j,t)-P_{DG,s}(j,t-1)\le DR(j)\times\left(1-z_S(j,t)\right)+\underline{P_{DG}(j)}\times z_S(j,t)\end{aligned} \quad (۴)$$

قیود مربوط به حداقل زمان روشن بودن و خاموش بودن دیزل ژنراتورها نیز به صورت زیر بیان خواهند شد:

$$\begin{aligned} &\sum_{h=t}^{t+UT(j)-1}u(j,h)\ge UT(j)\times y(j,t)\\ &\sum_{h=t}^{t+DT(j)-1}\left(1-u(j,h)\right)\ge DT(j)\times z(j,t)\end{aligned} \quad (۵)$$

قیود فنی بارهای قابل کنترل

بارهای قابل کنترل با بستن قراردادهایی با بهره‌بردار ریزشبکه، کنترل مقداری از بارهای خود را برای مدت زمانی مشخص به بهره‌بردار ریزشبکه واگذار می‌کنند و در برابر آن مقدار مشخصی هزینه از بهره‌بردار ریزشبکه دریافت می‌کنند. در این تحقیق جهت مدل‌سازی بارهای قابل کنترل از قیود زیر استفاده می‌شود.

$$\underline{P_L(d)} \times I_S(d,t) \le P_{L,S}(d,t) \le \overline{P_L(d)} \times I_S(d,t)$$
$$\sum_{t \in [\alpha_d, \beta_d]} P_{L,S}(d,t) = E(d) \quad (۶)$$

قیود فنی ذخیره ساز انرژی

در این مقاله، از باتری به عنوان ذخیره‌ساز انرژی استفاده شده است. به طور کلی باتری دارای سه حالت ممکن برای بهره‌برداری شامل شارژ، دشارژ و ایده‌آل می‌باشد. در حالت دشارژ باتری به ریزشبکه توان تزریق می‌کند. در حالت شارژ باتری از ریزشبکه توان دریافت می‌کند. درحالت ایدهآل نیز باتری هیچ مبادله توانی با شبکه توزیع انجام نمی‌دهد. لازم به ذکر است که فرض می‌شود باتری فقط قادر به مبادله توان اکتیو با ریزشبکه می‌باشد. قیود مورد استفاده در مدل‌سازی ذخیره‌ساز انرژی از نوع باتری در ادامه آورده شده‌اند:

$$0 \le P_{Bc,s}(e,t) \le \overline{P_{BC}} \times bS_{c,s}(e,t)$$
$$0 \le P_{Bd,s}(e,t) \le \overline{P_{Bd}} \times bS_{d,s}(e,t$$
$$SOC_s(e,t) = SOC_s(e,t-1) + \eta^c \times P_{Bc,s}(e,t) - \eta^d \times P_{Bd,s}(e,t)$$
$$\underline{SOC(e)} \le SOC_s(e,t) \le \overline{SOC(e)} \quad (۷)$$
$$bS_{c,s}(e,t) = bS_c(j,t) : \lambda_{bS_c}(j,t)$$
$$bS_{d,s}(e,t) = bS_d(j,t) : \lambda_{bSc}(j,t)$$
$$\sum_{h=t}^{t+DT(j)-1} (1-u(j,h)) \ge DT(j) \times z(j,t)$$

قیود فنی شبکه الکتریکی

به منظور بهره برداری ایمن از ریزشبکه، ولتاژ شین‌ها و توان عبوری از فیدرها باید در محدوده مجاز خود قرار داشته باشند بنابراین:

$$|S(m,n,t)| \le S^{max}(m,n) \quad (۸)$$

$S(m,n,t)$ توان ظاهری عبوری ازفیدر واقع بین شین های m ام وn ام در دوره زمانی t و $S^{max}(m,n)$ بیشینه توان ظاهری مجاز عبوری از فیدر می‌باشد. برای توان ظاهری شبکه نیز می‌توان روابط زیر را نوشت:

$$|S_{grid}(t)| \le S_{grid}^{max} \quad (۹)$$

۲-۳- الگوریتم حل مبتنی بر روش بندرز

در این مقاله، از روش تجزیه بندرز برای جدا کردن مسئله برنامه‌ریزی ریزشبکه در حالت عادی (مسئله رهبر) و مسئله گذر پایدار ریزشبکه به حالت جزیره‌ای (مسئله پیرو) استفاده می‌شود. با استفاده از این روش بار محاسباتی حل کاهش یافته و رسیدن به پاسخ‌های بهینه در سریع‌ترین زمان ممکن فراهم می‌شود.

در این قسمت با معرفی روش بندرز، الگوریتم حل مسئله برنامه‌ریزی توان اکتیو و راکتیو واحدهای تولید پراکنده با حفظ قیود بهره‌برداری پایدار و اقتصادی در یک ریزشبکه ارائه می‌گردد. فلوچارت مربوط به الگوریتم حل مبتنی بر روش بندرز در شکل (۱) نشان داده شده است. در مسئله رهبر، برنامه‌ریزی ریزشبکه در حالت متصل به شبکه اصلی جهت تعیین توان اکتیو و راکتیو تولیدی منابع تولید پراکنده، ذخیره‌ساز انرژی، توان مبادله شده با شبکه اصلی و میزان توان مورد نیاز بارهای پاسخگو انجام می‌گیرد. سپس در مسئله پیرو، با حل مسئله گذر پایدار ریزشبکه به حالت جزیره‌ای در صورتی‌که عدم تعادل بار ایجاد نشود، برنامه‌ریزی انجام شده از نظر حفظ قیود بهره‌برداری پایدار و اقتصادی بهینه می‌باشد. به عبارت دیگر بهره‌بردار با استفاده از برنامه‌ریزی انجام شده، ضمن اطمینان از کمینه بودن هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه می‌تواند مطمئن باشد که در صورت عملکرد جزیره‌ای ریزشبکه در طول دوره برنامه‌ریزی نیازی به قطع بار اجباری ندارد. در صورتیکه عدم تعادل بار صفر نباشد، باید برش اول جهت اصلاح برنامه‌ریزی ریزشبکه در حالت متصل به شبکه اصلی ایجاد و به مسئله رهبر اضافه شود. برش اول به صورت زیر قابل محاسبه می‌باشد.

$$\omega_s + \sum_{j\epsilon DG}\lambda_u(j,t)\left(u(J,t)-u_s(J,t)\right) + \sum_{j\epsilon DG}\lambda_y(j,t)\left(y(J,t)-y_s(J,t)\right) + \sum_{j\epsilon DG}\lambda_z(j,t)\left(z(J,t)-z_s(J,t)\right) + \sum_{j\epsilon ESS}\lambda_{bS_c}(j,t)\left(bS_c(J,t)-bS_{c,s}(J,t)\right) + \sum_{j\epsilon Bus}\lambda_{bS_d}(j,t)\left(bS_d(J,t)-bS_{d,s}(J,t)\right) \quad (10)$$

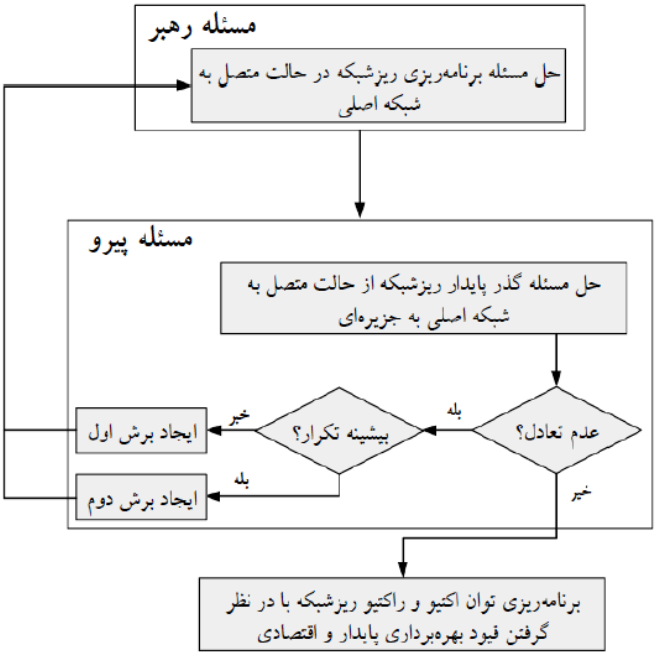
با استفاده از برش فوق می توان عدم تعادل به وجود آمده به دنبال جزیره‌ای شدن ریزشبکه را با اصلاح برنامه‌ریزی ریزشبکه در حالت متصل به شبکه اصلی رفع نمود .فرآیند تکرار الگوریتم تا جایی که عدم تعادل در تمام سناریوها حذف شود ادامه می‌یابد. اما، اگر با رسیدن به تعداد مشخصی از تکرار عدم تعادل در تمام سناریوها حذف نشود، در این صورت برنامه‌ریزی بارهای قابل کنترل نیز باید اصلاح گردد. این کار با استفاده از برش دوم که به صورت زیر است انجام می‌گیرد.

$$\omega_s + \sum_{j\epsilon DG}\lambda_u(j,t)\left(u(J,t)-u_s(J,t)\right) + \sum_{j\epsilon DG}\lambda_y(j,t)\left(y(J,t)-y_s(J,t)\right) + \sum_{j\epsilon DG}\lambda_z(j,t)\left(z(J,t)-z_s(J,t)\right) + \sum_{j\epsilon ESS}\lambda_{bS_c}(j,t)\left(bS_c(J,t)-bS_{c,s}(J,t)\right) + \sum_{j\epsilon Bus}\lambda_{bS_d}(j,t)\left(bS_d(J,t)-bS_{d,s}(J,t)\right) + \sum_{d\epsilon Bus}\lambda_I(d,t)\left(I(d,t)-I_s(d,t)\right) \quad (11)$$

جهت اصلاح برنامه‌ریزی بارهای قابل کنترل باید زمان شروع و انتهای مصرف انرژی آن‌ها در مسئله رهبر تغییر یابد. مقادیر تغییر یافته با Error! Bookmark not defined. نشان داده می‌شود. این تغییر باعث بر هم زدن آسایش بارهای قابل کنترل شده و برای این منظور باید به آن‌ها مقداری جریمه پرداخت شود. برای این منظور جریمه ضریب به همراه قیود آن به ترتیب به تابع هدف و قیود مسئله رهبر اضافه می‌گردند.

$$\sum_{d\epsilon Bus} K_d\Delta_d \quad \rightarrow \Delta_d = \left(\beta_d^{new}-\alpha_d^{new}\right)-\left(\beta_d-\alpha_d\right) \qquad ,\beta_d^{new}\geq\beta_d \qquad ,\alpha_d^{new}\geq\alpha_d \quad (12)$$

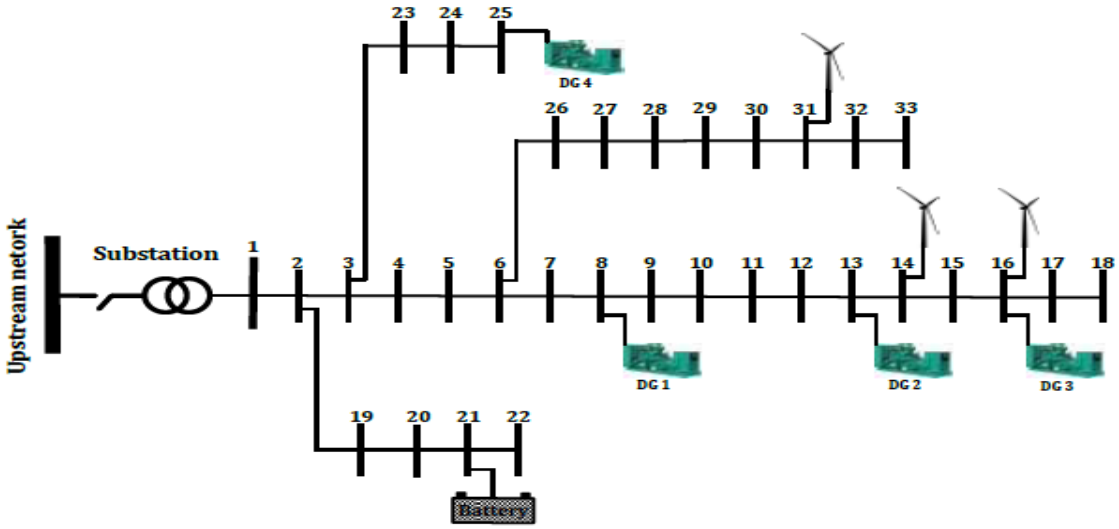
ضریب جریمه K_d بر اساس میزان اهمیت بارها تغییر می‌کند. هرچقدر این مقدار بیشتر باشد انعطاف‌پذیری کمتری از جانب بارهای قابل کنترل ارائه می‌شود و با کاهش آن میزان انعطاف‌پذیری ارائه شده از طرف بارهای پاسخگو افزایش می‌یابد. نحوه پیاده‌سازی در نرم‌افزار GAMS مطابق [۲۰] می‌باشد.



شکل (۱): فلوچارت الگوریتم حل مبتنی بر روش بندرز

۳- شبیه‌سازی و نتایج

الگوریتم پیشنهادی روی یک شبکه اصلاح شده ۳۳ شینهIEEE با تعریف مطالعات موردی مورد بررسی قرار گرفته است. دیاگرام تک خطی این شبکه در شکل (۲) نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود این شبکه شامل ۷ منبع تولید پراکنده است که چهار عدد از نوع توربین گازی و سه عدد دیگر از نوع توربین بادی و یک ذخیره‌ساز انرژی از نوع باتری می‌باشد. همچنین شبکه توزیع از طریق یک پست به شبکه بالادستی متصل شده که در صورت وقوع مشکلی در شبکه بالادستی می‌تواند از آن جدا گردد.



شکل(۲): دیاگرام تک خطی شبکه توزیع اصلاح شده ۳۳ شینهIEEE

داده های فنی این شبکه شامل مقاومت و راکتانس فیدرها و ظرفیت پست مستخرج از مرجع [۹] می‌باشد. همچنین بیشینه تغییرات ولتاژ شین ها ۵٪ در نظر گرفته می‌شود. لازم به ذکر است که مقادیر پریونت ولتاژ و توان در این مقاله، به ترتیب ۱۲/۶۶ کیلو ولت و ۱مگا ولت آمپر می‌باشند. داده‌های فنی و اقتصادی مربوط به توربین‌های گازی و توربین‌های بادی به ترتیب در جداول(۱) و (۲) ارائه شده‌اند[۷, ۹]. لازم به ذکر است که تمامی توربین‌های بادی نصب شده در این شبکه توزیع یکسان بوده و هزینه تولید انرژی آن‌ها در طول دوره برنامه‌ریزی صفر می‌باشد. همچنین توان راکتیو تولید شده توسط توربین‌های گازی در قیمتی برابر با بیشینه قیمت حاشیه‌ای تولید توان اکتیو ارائه می‌گردد.

جدول(۱):داده‌های فنی و اقتصادی توربین‌های گازی

unit	a_j ($)	b_j ($/Mh)	c_j ($/MW$h^2$)	STC ($)	MUT (h)	MDT (h)	DR (MW/h)	UR (MW/h)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (MW)	Qmin (MW)
DG1	۲۷	۸۷	۰/۰۰۲۵	۱۵	۲	۲	۱/۸	۱/۸	۵/۵	۱	۲/۵	۰
DG2	۲۵	۸۷	۰/۰۰۳۵	۱۰	۱	۱	۱/۵	۱/۵	۵	۰/۷۵	۲/۱	۰
DG3	۲۸	۹۲	۰/۰۰۳۵	۱۰	۱	۱	۱/۵	۱/۵	۵	۰/۷۵	۲/۱	۰
DG4	۲۶	۸۱	۰/۱۸۴	۱۵	۲	۲	۱/۸	۱/۸	۶/۱	۱	۲/۸	۰

جدول(۲): داده‌های فنی توربین های بادی

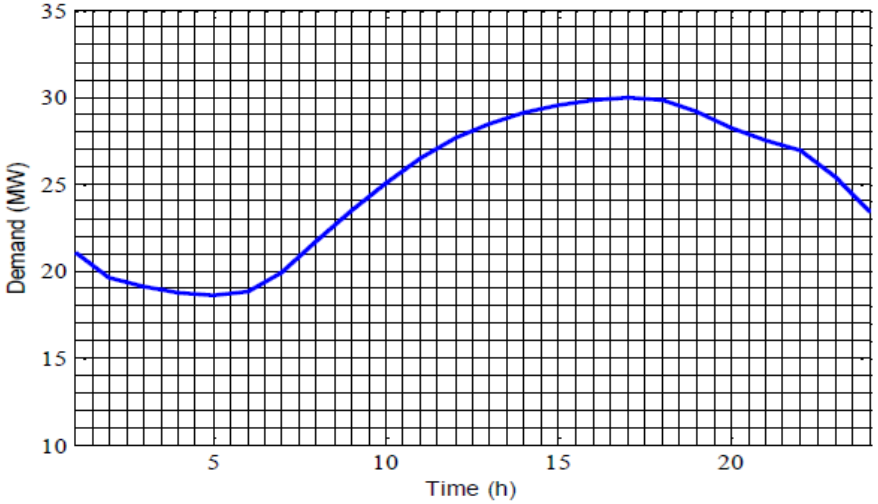
سرعت باد برای خروج توربین بادی (متر بر ثانیه)	سرعت باد برای شروع تولید توان نامی (متر بر ثانیه)	سرعت باد برای شروع تولید توان (متر بر ثانیه)	توان نامی (مگا وات)
۲۵	۱۳	۳	۳

ذخیره‌ساز انرژی مورد استفاده در این شبکه توزیع از نوع باتری لیتیوم-یون بوده که اطلاعات فنی آن در جدول(۳) داده شده است.

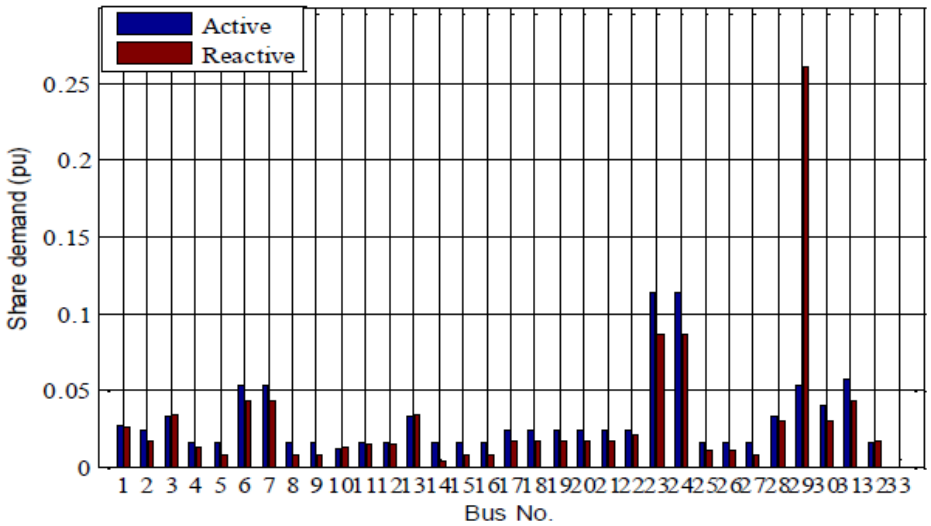
جدول(۳): داده‌های فنی ذخیره‌ساز انرژی(مگاوات بر ساعت)

پیشینه ظرفیت شارژ	کمینه ظرفیت شارژ	نرخ دشارژ	نرخ شارژ	ظرفیت نامی
۳/۹	۰/۱	۰/۸	۰/۸	۴

پروفیل توان اکتیو مورد نیاز شبکه توزیع در شکل(۳) نشان داده شده است. برای محاسبه توان راکتیو مورد نیاز بارهای شبکه توزیع فرض شده است که همه بارها دارای ضریب باری برابر با ۰/۹ پس فاز می‌باشند. لازم به ذکر است که برای تعیین توان اکتیو و راکتیو در هر شین از شبکه توزیع، از ضرایب تقسیم توان که در شکل (۴) نشان داده شده است استفاده می‌گردد [۲۱].

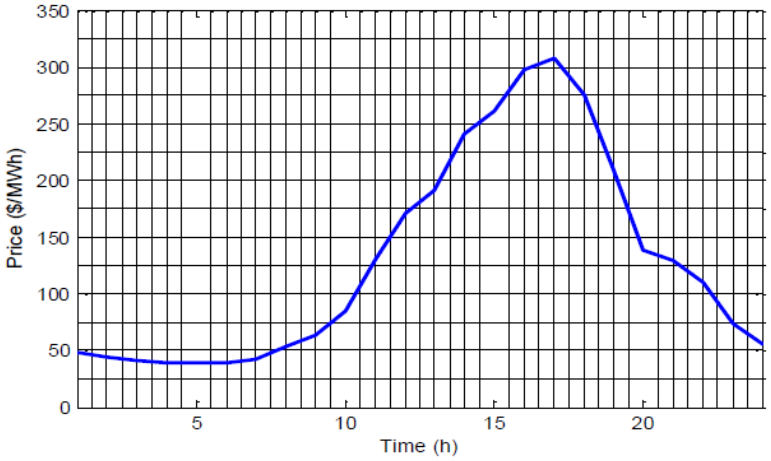


شکل (۳): پروفیل توان اکتیو مورد نیاز شبکه توزیع[۲۱]

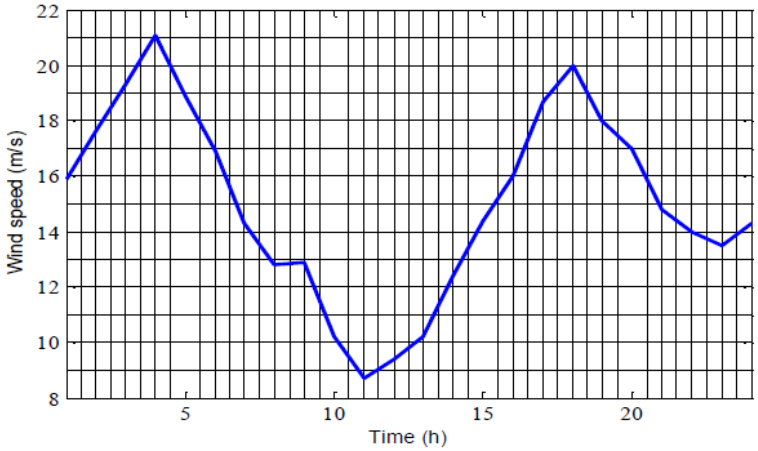


شکل(۴): ضرایب تقسیم بار شبکه توزیع بین شین‌های آن[۲۱]

قیمت خرید توان اکتیو از بازار عمده فروشی برق در شکل (۵) نشان داده شده است. همچنین فرض می‌شود که قیمت خرید توان راکتیو از شبکه بالادستی برابر با ۴۰٪ توان اکتیو خریداری شده از بازار برق باشد[۲۲]. پروفیل سرعت باد در طول دوره برنامه‌ریزی در شکل(۶) نشان داده شده است.



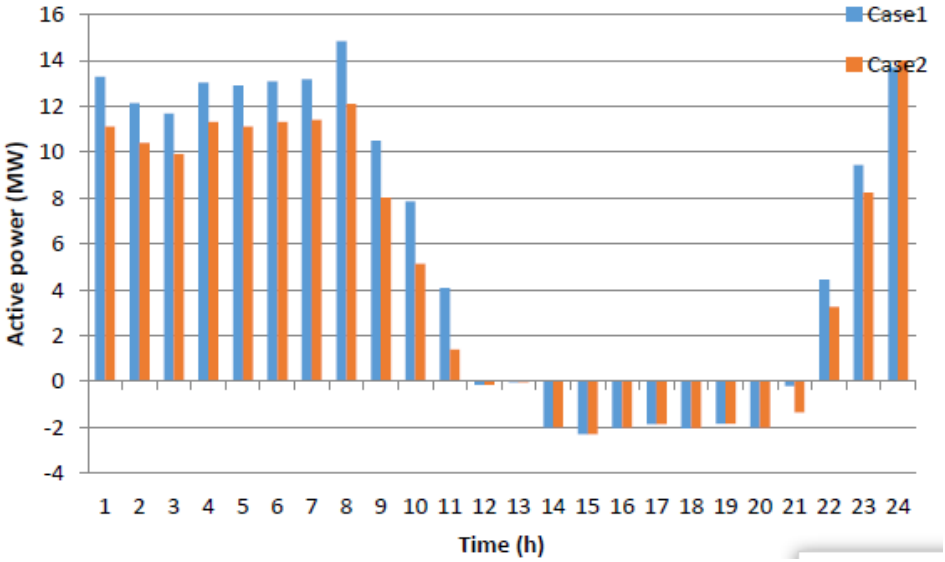
شکل(۵): قیمت عمده فروشی توان اکتیو در بازار[۲۲]



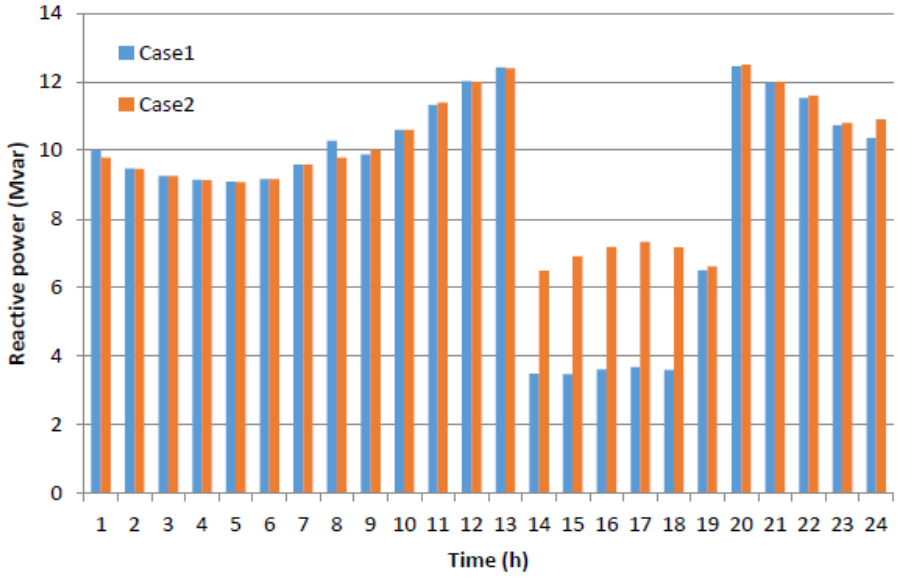
شکل (۶): سرعت وزش باد[۲۲]

بارهای پاسخگوی موجود در شبکه توزیع تنها شامل بارهای قابل انتقال می‌باشند. برای این منظور فرض می‌گردد که ۲۰٪ بارهای موجود در شین‌های ۲۶ تا ۳۳ از شبکه توزیع در این برنامه شرکت می‌کنند و توسط بهره‌بردار در طول دوره برنامه‌ریزی ریزشبکه به گونه‌ای برنامه‌ریزی می‌گردند که انرژی مصرفی مورد نیاز آن‌ها ثابت باشد. لازم به ذکر است که توان راکتیو بارهای قابل انتقال متناسب با ضریب بار آن‌ها و توان اکتیو منتقل شده در هر دوره محاسبه می‌گردد[۲۳].

کلیه شبیه‌سازی‌ها در نرم‌افزار GAMS در قالب یه مسئله خطی آمیخته با اعداد صحیح کد نویسی شده و با حل کننده قدرتمند CPLEX بهینه‌سازی شده است. همچنین برای رسم شکل‌ها از نرم‌افزار MATLAB استفاده شده است. در سناریوی اول فرض می‌گردد که ریزشبکه همواره در طول دوره بهره‌برداری به شبکه بالادستی متصل می‌باشد. در واقع از این مطالعه موردی به عنوان محکی برای مقایسه نتایج به دست آمده در مطالعات موردی بعدی استفاده خواهد شد (Case 1). در سناریوی دوم که هدف اصلی مقاله می‌باشد، فرض می‌گردد که ریزشبکه در طول دوره بهره‌برداری ممکن است به دلیل بروز حادثه‌ای برای مدت زمان یک ساعت از شبکه بالادستی جدا باشد (Case2). برنامه‌ریزی توان اکتیو و راکتیو مبادله شده بین ریزشبکه و شبکه بالادستی در طول دوره ۲۴ ساعته به ترتیب در شکل‌های(۶) و (۷) نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل(۶) مشاهده می‌شود میزان توان اکتیو مبادله شده بین ریزشبکه با شبکه بالادستی در تمامی ساعت‌ها کاهش یافته است. دلیل امر در نظر گرفتن احتمال کارکرد جزیره‌ای ریزشبکه برای مدت زمان یک ساعت است که باعث می‌شود بهره‌بردار با خرید توان کمتر از شبکه بالادستی و تهیه بیشتر آن از طریق منابع داخلی ریزشبکه، کارکرد ایمن ریزشبکه در طول دوره بهره‌برداری را تضمین کند .از طرفی با توجه به شکل (۷) مشاهده می‌گردد که بهره‌بردار مقدار توان راکتیو خریداری شده از شبکه بالادستی را افزایش داده است. دلیل این امر آزاد کردن ظرفیت منابع داخلی ریزشبکه برای تولید توان اکتیو و راکتیو در صورت وقوع جزیره‌ای شدن در طول دوره بهره‌برداری است.

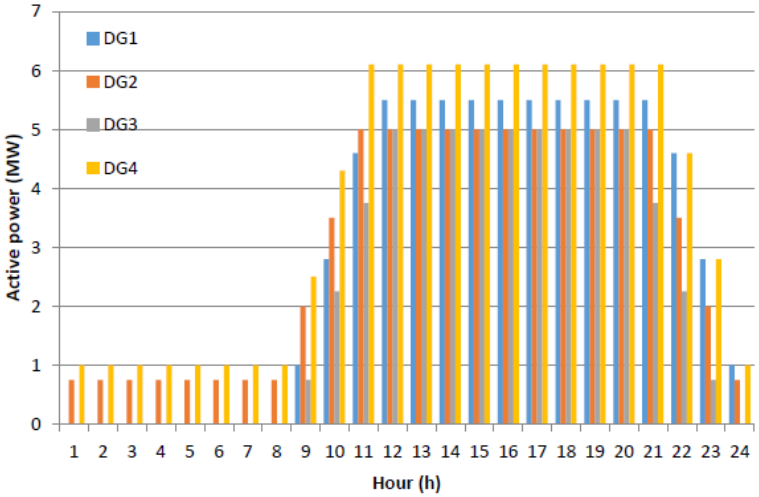


شکل (۶): برنامه‌ریزی توان اکتیو مبادله شده بین ریزشبکه و شبکه بالادستی



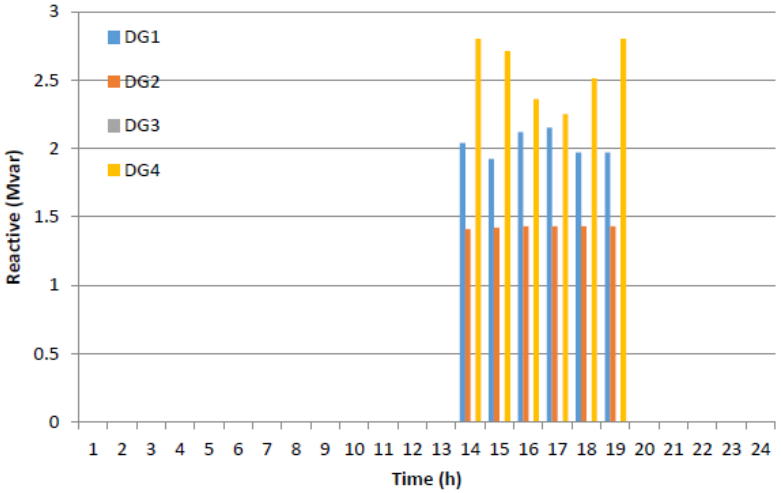
شکل (۷): برنامه‌ریزی توان راکتیو مبادله شده بین ریزشبکه و شبکه بالادستی

برنامه‌ریزی توان اکتیو و راکتیو تولیدی توسط توربین‌های گازی به ترتیب در شکل‌های (۸) و (۹) نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود همواره تعدادی از توربین‌های گازی در طول دوره برنامه‌ریزی روشن می‌باشند. برای مثال توربین گازی دوم و چهارم در ساعت‌های ابتدایی روز که هزینه خرید توان از شبکه بالادستی کمتر می‌باشد، کمترین مقدار ممکن توان خود را تولید می‌کنند. دلیل این امر امکان تامین بار قطع شده از طرف شبکه بالادستی در صورت وقوع جزیره‌ای شده ریزشبکه می‌باشد. لازم به ذکراست که توربین گازی برای تامین سریع توان از دست رفته باید در حال تولید توان باشد. هرچند این موضوع سبب افزایش هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه می‌گردد .از طرفی همان‌طور که در شکل(۹) مشاهده می‌گردد، میزان توان راکتیو تولیدی توربین‌های گازی کاهش یافته است. دلیل این امر آزاد کردن ظرفیت توربین‌های گازی جهت تولید توان اکتیو و راکتیو در صورت وقوع جزیره‌ای شدن ریزشبکه در طول دوره بهره‌برداری است.

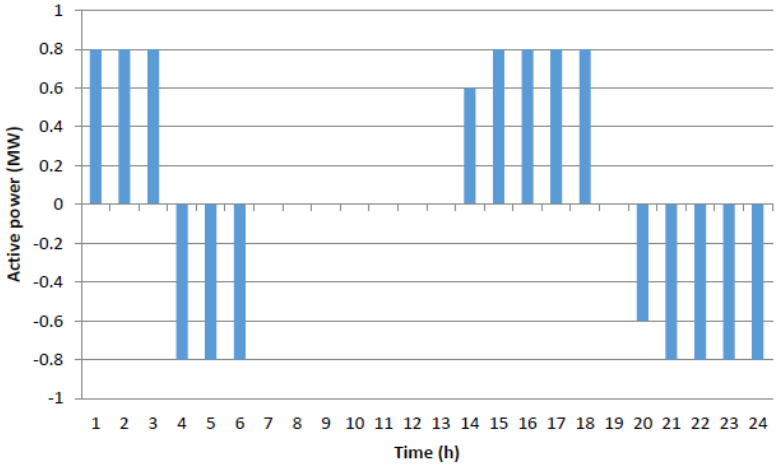


شکل(۸): برنامه‌ریزی توان اکتیو تولیدی توربین‌های گازی

توان تولیدی توربین‌های بادی تغییری نمی‌کند و همواره بیشترین مقدار ممکن توان اکتیو را در طول دوره برنامه‌ریزی ریزشبکه تولید می‌کنند. از طرفی برنامه‌ریزی توان اکتیو مبادله شده بین ذخیره‌ساز انرژی با ریزشبکه در شکل (۱۰) نشان داده شده است.
همان‌طور که در شکل (۱۰) نشان داده شده است، برنامه‌ریزی ذخیره‌ساز انرژی نیز تغییری نمی کند. به عبارت دیگر بهره‌بردار عدم تعادل‌های به وجود آمده به دنبال جزیره‌ای شدن ریزشبکه را با استفاده از توان اکتیو و راکتیو تولیدی توربین‌های گازی جبران می‌کند.



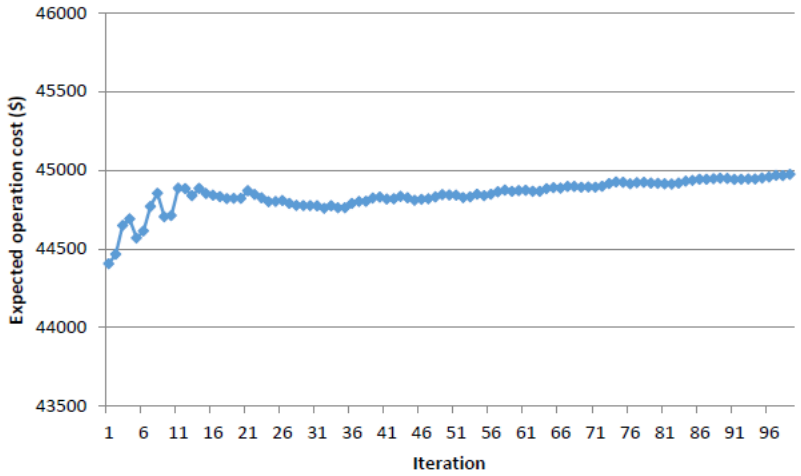
شکل(۹): برنامه‌ریزی توان راکتیو تولیدی توربین‌های گازی



شکل (۱۰): برنامه‌ریزی توان اکتیو مبادله شده بین ذخیره ساز انرژی و ریزشبکه

در ادامه فرض می‌شود که ریزشبکه در طول دوره بهره‌برداری ممکن است به دلیل بروز حادثه‌ای برای مدت زمان یک ساعت از شبکه بالادستی جدا باشد. همچنین بار مورد نیاز ریزشبکه و توان تولیدی توربین‌های بادی نایقین می‌باشند. برای این منظور فرض می‌گردد که مقادیر پیش‌بینی شده بار مورد نیاز ریزشبکه و توان بادی تولیدی دارای خطای پیش‌بینی به ترتیب برابر با ۱۰٪ و ۲۰٪ با توزیع یکنواخت می‌باشند. جهت در نظر گرفتن نایقینی‌های ذکر شده از شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده می‌گردد. به این ترتیب، تعداد کافی سناریو برای بار و توان بادی با در نظر گرفتن خطای پیش‌بینی آن‌ها تولید شده و برای هر سناریو مسئله بهینه‌سازی حل می‌گردد. مقادیر مورد انتظار پاسخ‌های مورد نظر در این سناریو می‌باشد. نحوه محاسبه مقدار مورد انتظار هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه با استفاده از روش توضیح داده شده در شکل (۱۱) نشان داده شده است.

همان‌طور که در شکل (۱۱) مشاهده می‌شود، مقدار مورد انتظار هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه برابر با ۴۴۹۷۳ دلار می‌باشد که از مقدار به دست آماده در مطالعه قبل بیشتر می‌باشد. دلیل این امر در نظر گرفتن نایقینی‌های مربوط به بار مورد نیاز ریزشبکه و توان تولیدی توربین های بادی می‌باشد.



شکل (۱۱): محاسبه مقدار مورد انتظار هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو

٤- نتیجه‌گیری

برنامه‌ریزی بهینه یکپارچه توان اکتیو و راکتیو در ریزشبکه‌های هوشمند با امکان وقوع ۱ ساعت کارکرد جزیره ای در این پژوهش مورد بررسی قرار گرفته است. ارائه یک فرمول‌بندی جدید به منظور برنامه‌ریزی بهینه واحدهای تولید پراکنده با تابع هدف کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه صورت گرفته است. شبیه‌سازی در دو سناریوی مختلف: برنامه‌ریزی بهینه ریزشبکه بدون امکان وقوع حالت کارکرد جزیره‌ای درطول دوره برنامه‌ریزی و سناریوی دوم با امکان وقوع ۱ ساعت کارکرد جزیره‌ای درطول دوره برنامه‌ریزی انجام شده و نتایج با هم مقایسه شده است. نتایج به دست آمده نشان می‌دهند در صورت در نظر گرفتن قید امنیت گذر پایدار ریزشبکه هزینه بهره‌برداری از آن افزایش یافته ولی قابلیت اطمینان آن نیز بیشتر می‌گردد. هزینه‌های بهره‌برداری در مطالعات موردی انجام شده برابر ۴۴۷۱۹ و ۴۴۹۷۳ دلار می‌باشد. با شدیدتر شدن تعداد بازه‌های زمانی که ریزشبکه باید در حالت جزیره‌ای مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، هزینه بهره‌برداری نسبت به سناریوی اول، افزایش می‌یابد. همچنین با در نظر گرفتن نایقینی‌های موجود در مسئله، مدل دقیق‌تر شده ولی هزینه بهره‌برداری نیز افزایش می‌یابد. با توجه به نتایج در نظر گرفتن مدل پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت و تشویق به منظور افزایش قابلیت اطمینان ریزشبکه در طول دوره بهره‌برداری پیشنهاد می‌شود.

مراجع

[1] F.Pilo, G. Pisano, and G.G. Soma, "Neural implementation of microgrid central controllers", in *2007 5th IEEE international conference on industrial informatics*, 2007, Vol.2 , pp.1177-1182, doi: 10.1109/INDIN.2007.4384897.
[2] K.L. Nguyen, D.J. Won, S.J. Ahn, and I.Y. Chung, "Power sharing method for a grid connected microgrid with multiple distributed generators", *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 7, no. 4, pp. 459-467, 2012. doi: 10.5370/JEET.2012.7.4.459.
[3] T.M. Blasi, C.C. de Aquino, R.S. Pinto, M.O. de Lara Filho, T.S. Fernandes, C.U. Vila, A.R. Aoki, R.B. dos Santos, and F.H. Tabarro, "Active Distribution Networks with Microgrid and Distributed Energy Resources Optimization Using Hierarchical Model", *Energies*, vol. 15, no. 11, pp. 3992, May 2022, doi: 10.3390/en15113992.
[4] H.K. Kang, S.J. Ahn, and S.I. Moon, "A new method to determine the droop of inverter-based DGs", in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2009, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2009.5275986.
[5] R.H. Lasseter, and P. Paigi. "Microgrid: A conceptual solution", in *2004 IEEE 35th annual power electronics specialists conference (IEEE Cat. No. 04CH37551)*, 2004, vol.6, pp 4285-4290, doi: 10.1109/PESC.2004.1354758.
[6] A.K. Marvasti, Y. Fu, S. DorMohammadi, and M. Rais-Rohani, "Optimal operation of active distribution grids: A system of systems framework", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no.3, pp.1228-1237, March 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2282867.
[7] K. Rahbar, J. Xu, and R. Zhang, "Real-time energy storage management for renewable integration in microgrid: An off-line optimization approach", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 124-134, September 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2359004.
[8] H. Kanchev, F. Colas, V. Lazarov, and B. Francois, " Emission reduction and economical optimization of an urban microgrid operation including dispatched PV-based active generators", *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1397-1405, July 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2331712.
[9] D.T. Nguyen, and L.B. Le, "Optimal energy management for cooperative microgrids with renewable energy resources", in *2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*,2013, pp. 678-683, doi: 10.1109/SmartGridComm.2013.6688037.
[10] A. Keane, and M. O'Malley, "Optimal allocation of embedded generation on distribution networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, August 2005 , doi: 10.1109/TPWRS.2005.852115.
[11] J.M. Solanki, S.K. Solanki, and N. Schulz, "Multi-agent-based reconfiguration for restoration of distribution systems with distributed generators", *Integrated Computer-Aided Engineering*, vol. 17, no. 4, pp. 331-346, October 2010, doi: 10.3233/ICA-2010-0351.
[12] C. Wang, Z. Zhang, O. Abedinia, and S.G. Farkoush, "Modeling and analysis of a microgrid considering the uncertainty in renewable energy resources, energy storage systems and demand management in electrical retail market", *Journal of Energy Storage*, vol. 33, pp. 102111, January 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.102111.
[13] R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Power management and power flow control with back-to-back converters in a utility connected microgrid", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 25, no. 2, pp. 821-834, November 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2034666.
[14] A.M. Abdulmohsen, and W.A. Omran, "Active/reactive power management in islanded microgrids via multi-agent systems", Intern*ational Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 135, pp. 107551, February 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107551.
[15] H. Zou, Y. Wang, S. Mao, F. Zhang, and X. Chen, "Online energy management in microgids considering reactive power", *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 6, no. 2, pp. 2895-2906, October 2018, doi: 10.1109/JIOT.2018.2876245.
[16] S. Rezaeeian, N.Bayat, A.Rabiee, S.Nikkhah, and A.Soroudi, "Optimal Scheduling of Reconfigurable Microgrids in Both Grid-Connected and Isolated Modes Considering the Uncertainty of DERs", *Energies*, vol.15, no.15, pp. 5369, July 2022, doi: 10.3390/en15155369.

[17] Ç .Iris, and J.S.L. Lam, "Optimal energy management and operations planning in seaports with smart grid while harnessing renewable energy under uncertainty", *Omega*, vol. 103, pp. 102445, March 2021, doi: 10.1016/j.omega.2021.102445.
[18] A. Gholami, T.Shekari, F.Aminifar, and M. Shahidehpour, "Microgrid scheduling with uncertainty: The quest for resilience", I*EEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2849-2858, November 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2598802.
[19] S. Esmaeili, A. Anvari-Moghaddam, S. Jadid, and J.M. Guerrero, "Optimal simultaneous day-ahead scheduling and hourly reconfiguration of distribution systems considering responsive loads", *International Journal of Electrical Power & Energy System*, vol. 104, pp. 537-548, January 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.07.055.
[20] N. Zaree, V. Vahidinasab, and A. Estebsari, "Energy management strategy of microgrids based on benders decomposition method", in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, June 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494507.
[21] M.E. Baran and F.F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing", *IEEE Transactions on Power delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-140,1989, doi: 10.1109/61.25627.
[22] A. Samimi, A. Kazemi, and P. Siano, "Economic-environmental active and reactive power scheduling of modern distribution systems in presence of wind generations: A distribution market-based approach", *Energy Conversion and Management*, vol. 106, pp. 495-509, December 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.09.070.
[23] I.Sharma, K. Bhattacharya, and C. Cañizares, "Smart distribution system operations with price-responsive and controllable loads", *IEEE transactions on smart grid*, vol. 6, no. 2, pp. 795-807, March 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2372674.

[1] Distributed Generation
[2] Distribution network
[3] Microgrid
[4] Photovoltaic
[5] Grid connected
[6] Islanding mode
[7] Multi agent system
[8] Real time
[9] Hierarchical
[10] Planning
[11] Operation