

طراحی یک سیستم مدیریت انرژی برای یک ریزشبکه صنعتی مبتنی بر منابع CHP از طریق برنامه‌ریزی تولید و پاسخ تقاضا

داوود روشن دوست^۱، کارشناس ارشد، رحمت الله هوشمند^۲، استاد،

اسکندر قلی‌پور^۳، استادیار، سید مصطفی نصرت‌آبادی^۴، دانشجوی دکتری،

۱- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه اصفهان - اصفهان - ایران - davood.roshandoost@gmail.com

۲- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه اصفهان - اصفهان - ایران - hooshmand_r@eng.ui.ac.ir

۳- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه اصفهان - اصفهان - ایران - e.gholipour@eng.ui.ac.ir

۴- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه اصفهان - اصفهان - ایران - sm.nosratabadi@eng.ui.ac.ir

چکیده: بهره‌برداری بهینه از یک ریزشبکه به منظور مدیریت کارآمد و اقتصادی منابع انرژی موجود در آن، از اهمیت بالایی برخوردار است. سیستم مدیریت انرژی ریزشبکه باید با در نظر گرفتن همزمان بارهای الکتریکی و گرمایی، برای بهره‌برداری از ریزشبکه برنامه‌ریزی کند. در این مقاله، یک مسئله مدیریت انرژی با هدف کمینه کردن هزینه بهره‌برداری از یک ریزشبکه صنعتی پیشنهاد می‌شود. تابع هدف مسئله در قالب برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت تولید برای منابع تولید پراکنده و اعمال برنامه پاسخ تقاضا فرمول‌بندی می‌شود. برنامه پاسخ تقاضا در قالب قراردادهای مختلف انتقال بار، از جانب بهره‌بردار ریزشبکه به مصرف‌کننده‌ها پیشنهاد می‌شود. در روش پیشنهادی، بهره‌برداری از ریزشبکه در دو حالت اتصال به شبکه اصلی و حالت جزیره‌ای مورد مطالعه قرار می‌گیرد. از طرف دیگر با توجه به نامعینی موجود در بار مصرفی و قیمت‌های بازار روز-پیش انرژی، روش پیشنهادی در قالب یک مسئله مدیریت انرژی تصادفی مبتنی بر سناریو ارائه می‌شود. در انتها با شبیه‌سازی روش ارائه‌شده در ریزشبکه‌ای شامل ۱۲ واحد تولیدی و تحلیل نتایج به دست آمده، قابلیت‌های آن مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت.

واژه‌های کلیدی: ریزشبکه صنعتی، منابع CHP، برنامه‌ریزی تولید، پاسخ تقاضا، برنامه‌ریزی تصادفی

Designing of A Novel Energy Management System for CHP-based Industrial Microgrids Including Generation Scheduling and Demand Response

D. Roshandoost, MSc¹, R. A. Hooshmand, Professor², E. Gholipour, Assistant Professor³, S. M. Nosratabadi, Ph.D. Student⁴

1- Department of Electrical Engineering, University of Isfahan, Isfahan, Iran, davood.roshandoost@gmail.com

2- Department of Electrical Engineering, University of Isfahan, Isfahan, Iran, hooshmand_r@eng.ui.ac.ir

3- Department of Electrical Engineering, University of Isfahan, Isfahan, Iran, e.gholipour@eng.ui.ac.ir

4- Department of Electrical Engineering, University of Isfahan, Isfahan, Iran, sm.nosratabadi@eng.ui.ac.ir

Abstract: Energy management systems (EMSs) are essential tools for efficient, reliable, and cost-effective operation of a Microgrid (MG) with different energy resources. They optimally schedule MG's operation considering electrical and thermal loads simultaneously. In this paper, an EMS is proposed to minimize operational cost of an industrial MG. Cost function of the MG operation is formulated using short-term generation scheduling for DGs –generally CHP type- and demand response (DR). To effectively address the existing uncertainty in forecasted load demand and day-ahead energy market prices, the proposed approach is formulated in the form of a scenario-based stochastic energy management problem. The DR program is modelled based on various load shifting contracts, from MG operator perspective. Additionally, both islanded and grid-tied operation of the MG is handled within the same framework. To demonstrate the effectiveness of the proposed method, modified IEEE 18-bus test system including 12 DGs is adapted. Simulation results prove the effectiveness of the proposed method in optimal cost-effective management of the MG at hand.

Keywords: Industrial microgrid, combined heat and power (CHP), generation scheduling, demand response (DR), stochastic programming

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۳/۱۱/۱۱

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۴/۳/۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۵/۱۳

نام نویسنده مسئول: رحمت الله هوشمند

نشانی نویسنده مسئول: ایران - اصفهان - خیابان هزار جریب - دانشگاه اصفهان دانشکده فنی و مهندسی - گروه مهندسی برق

۱- مقدمه

در سال‌های اخیر عوامل مختلفی سبب افزایش نصب منابع انرژی پراکنده (DER^1) در سیستم‌های قدرت شده است. از جمله این عوامل می‌توان به افزایش مصرف انرژی، افزایش قیمت سوخت‌های فسیلی، افزایش شدید در هزینه‌های مربوط به ساخت نیروگاه‌های متمرکز جدید و نگرانی‌های زیست‌محیطی اشاره نمود. استفاده از منابع انرژی پراکنده می‌تواند به‌طور بالقوه نیاز به توسعه سیستم‌های سنتی را کاهش دهد. اگر چه کنترل تعداد زیادی از این منابع چالشی دشوار در بهره‌برداری امن و کارآمد از شبکه ایجاد خواهد نمود، ولی این چالش را می‌توان تا حد زیادی توسط مفهوم ریزشبکه^۲ مدیریت کرد. ریزشبکه یک سیستم یکپارچه انرژی، متشکل از منابع تولید پراکنده و بارهای الکتریکی و حرارتی متعددی است که می‌تواند در حالت اتصال به شبکه سراسری^۳ و یا به‌صورت جزیره‌ای^۴ عمل نماید [۱].

پاسخ تقاضا یکی دیگر از مفاهیم پر اهمیت در شبکه‌های هوشمند است که می‌تواند جهت اطمینان از تعادل میان عرضه و تقاضا مورد استفاده قرار بگیرد. همچنین پاسخ تقاضا دارای پتانسیل بالایی در کاهش پیک بار است. این موضوع می‌تواند در به تعویق انداختن توسعه ظرفیت تولید و همچنین کاهش هزینه بهره‌برداری از سیستم و کاهش انتشار گازهای گل‌خانه‌ای کمک نماید. استقرار ریزشبکه می‌تواند اجرای یک پاسخ تقاضای کارآمد را سهولت بخشد.

مفهوم ریزشبکه را نمی‌توان بدون پیاده‌سازی یک سیستم مدیریت انرژی، جهت دستیابی به یک فرآیند کنترلی بهینه و قابل اعتماد، به شکل وسیعی به اجرا در آورد. بر اساس آخرین تحقیقات، هدف از مدیریت انرژی یک ریزشبکه، به حداقل رساندن هزینه‌های بهره‌برداری از قبیل هزینه سوخت، هزینه نگهداری و هزینه خرید انرژی از شبکه اصلی همزمان با تقویت قابلیت اطمینان^۵ و مشخصات زیست‌محیطی آن خواهد بود [۲-۵].

امروزه تعداد زیادی از مطالعات با تمرکز بر موضوعاتی از قبیل بهره‌برداری، کنترل و طراحی یک ریزشبکه انجام می‌گیرد. در این میان مسئله مدیریت انرژی ریزشبکه نیز در مطالعات مختلف از زوایای متنوعی مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته است. بخشی از مطالعات تنها با تمرکز بر برنامه‌ریزی تولید و بدون در نظر گرفتن پاسخ تقاضا، سعی در بهینه‌سازی بهره‌برداری از ریزشبکه داشته‌اند [۶-۱۱]. از طرف دیگر مطالعاتی وجود دارد که در آن بهره‌بردار ریزشبکه نه تنها از طریق برنامه‌ریزی تولید بلکه با استفاده از یکی از انواع پاسخ نیز سعی در مدیریت انرژی ریزشبکه دارد [۱۲-۱۹]. در برخی دیگر از مطالعات، مدیریت ریزشبکه و بهره‌برداری بهینه از آن در قالب یک مسئله پخش بار بهینه (OPF^۶) فرمول‌بندی شده است [۲۰-۲۱].

در این میان سیاست‌های بهره‌برداری از ریزشبکه از منظر اتصال به شبکه بالادست نیز متفاوت است. دسته‌ای از مطالعات به بررسی ریزشبکه در حالت اتصال به شبکه اصلی [۷، ۱۳ و ۱۶]، گروهی به

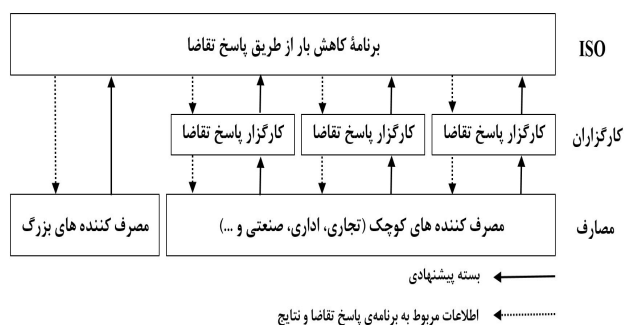
مطالعه آن در حالت جزیره‌ای [۶، ۱۰ و ۱۴] و گروهی دیگر به مدیریت انرژی ریزشبکه در هر دو حالت پرداخته‌اند [۹-۱۲ و ۱۷].

نوع کاربری ریزشبکه موردبررسی نیز در میان مطالعات متفاوت بوده است. در این میان می‌توان به ریزشبکه‌های آموزشی [۲۲]، مسکونی [۱۵] و تجاری اشاره کرد. با این حال، تعداد اندکی از مقاله‌ها به ریزشبکه‌های صنعتی و مدیریت انرژی در آن‌ها پرداخته‌اند [۲۳-۲۴]. در مقاله [۲۳] صرفاً مسئله برنامه‌ریزی هماهنگ تولید در نظر گرفته شده است. در مقاله [۲۴] در کنار برنامه‌ریزی تولید یک مدل پاسخ تقاضا نیز به کار گرفته شده است. در مدل پاسخ تقاضای استفاده شده، برخی از کارخانه‌ها حاضرند بر اساس یک قیمت مشخص، مقداری از بار خود را در برخی از ساعت‌های روز قطع کنند.

در این مقاله با توجه به ویژگی‌های منحصر به فرد یک ریزشبکه صنعتی، طراحی یک سیستم مدیریت انرژی برای این گونه ریزشبکه‌ها پیشنهاد شده است. هدف از مدیریت انرژی، حصول کم‌ترین هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه است. مدیریت انرژی در هر دو بخش تولید و تقاضا انجام می‌گیرد. در این مقاله با تشکیل یک سری از گروه‌های حرارتی، امکان تبادل توان حرارتی نیز در کنار تبادل توان الکتریکی برای برخی از کارخانه‌های مجاور هم ایجاد شده است. لذا این امر مستلزم آن است که در کنار برنامه‌ریزی برای توان الکتریکی، توان حرارتی نیز به‌صورت بهینه مدیریت شود. با توجه به نوع بارهای موجود در یک ریزشبکه‌ی صنعتی که عمدتاً کارخانه‌های تولیدی هستند، یک برنامه پاسخ تقاضای بدیع در این مقاله مورد استفاده قرار می‌گیرد. از آنجاکه در برنامه پاسخ تقاضای مذکور مشترکین قادر خواهند بود که به‌طور مستقیم در بازار انرژی شرکت کنند، در مقایسه با سایر برنامه‌های پاسخ تقاضای موجود، از اختیار بالایی در تعیین زمان و میزان کاهش بار خود برخوردار هستند. در کنار برنامه‌ریزی تولید و اجرای برنامه پاسخ تقاضا، سیستم مدیریت انرژی سعی می‌کند تا از طریق ارائه پیشنهادات بهینه در بازار روز-پیش و کسب درآمد، هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه را هر چه بیش‌تر کاهش دهد. با توجه به نامعینی موجود در بار مصرفی و قیمت‌های بازار انرژی، روش پیشنهادی در قالب یک مسئله مدیریت انرژی تصادفی مبتنی بر سناریو ارائه می‌شود. نتایج شبیه‌سازی، قابلیت روش پیشنهادی در مدیریت انرژی ریزشبکه‌های صنعتی را به‌خوبی نشان می‌دهد.

۲- مدل سیستم

در این بخش، ابتدا به معرفی ساختار یک ریزشبکه صنعتی پرداخته می‌شود. سپس در ادامه، رویکرد پاسخ تقاضای مورد استفاده در این مقاله و همچنین مزیت استفاده از آن شرح داده می‌شود. در نهایت، با توجه به وجود برخی از پارامترهای نامعین در سیستم، روش مورد استفاده جهت رویارویی با این عدم قطعیت‌ها شرح داده می‌شود.



شکل ۱: تعامل بین شرکت کنندگان در برنامه پاسخ تقاضا [۲۵]

در این مقاله، عملکرد کارگزار پاسخ تقاضا و بهره‌بردار ریزشبه با یکدیگر ادغام شده و در قالب سیستم مدیریت انرژی ریزشبه ارائه می‌شود. سیستم مدیریت انرژی ریزشبه علاوه بر جمعیت پاسخ تقاضا، اجرا و توزیع آن را نیز در دست گرفته و به این ترتیب تلاش می‌نماید تا با استفاده از تمامی پتانسیل موجود در ریزشبه اعم از بار و واحدهای تولیدی، هزینه بهره‌برداری از ریزشبه را به حداقل مقدار خود برساند. با توجه به اینکه ریزشبه تحت مطالعه یک ریزشبه صنعتی بوده و قریب به اتفاق مصرف‌کننده‌ها را کارخانه‌های تولیدی تشکیل می‌دهند، لذا از انواع مختلف پاسخ تقاضا که در [۲۵] به آن‌ها اشاره شده است، تنها انتقال بار در این مقاله مورد بررسی قرار می‌گیرد. چراکه طبیعتاً هیچ یک از کارخانه‌ها حاضر به کاهش یا قطع بار خود، بدون بازایی آن در ساعات دیگر روز نخواهند بود. یک قرارداد انتقال بار شامل مجموعه‌ای از اطلاعات خواهد بود. اطلاعاتی از قبیل (۱) دوگانه کمیت-قیمت (۲) هزینه اولیه انتقال بار (۳) حداقل و حداکثر مدت زمان انتقال بار در هر روز (۴) ساعت‌های اجرای برنامه انتقال بار و (۵) ساعت‌هایی که بار انتقال یافته می‌تواند در آن بازایی شود.

۳-۲- رویکرد بهینه‌سازی تصادفی

سیستم مدیریت انرژی در بهره‌برداری از ریزشبه همواره با عدم قطعیت‌هایی روبرو است. از جمله این عدم قطعیت‌ها می‌توان به عدم قطعیت در پیش‌بینی بار، پیش‌بینی میزان تولید منابع انرژی تجدیدپذیر، پیش‌بینی قیمت بازار برق و عدم قطعیت ناشی از خروج غیرمنتظره عناصر شبکه مثل واحدهای تولیدی و خطوط اشاره کرد. در این مقاله، عدم قطعیت ناشی از پیش‌بینی بار الکتریکی و پیش‌بینی قیمت‌های بازار در نظر گرفته می‌شود.

در این بخش به منظور کنترل این عدم قطعیت‌ها، یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی دو مرحله‌ای مبتنی بر سناریو^{۱۲} ارائه می‌شود. متغیرهای مرحله‌ی اول به تصمیم‌هایی مربوط می‌شوند که باید اینجا و اکنون اخذ شوند؛ تصمیماتی که به مشاهدات آتی یا به عبارتی به تحقق پارامترهای تصادفی بستگی ندارند. این متغیرها، تصمیماتی را شامل می‌شوند که باید قبل از رفع عدم قطعیت‌ها اخذ شوند. در مسئله تعریف‌شده، متغیرهای تصمیم‌گیری مربوط به تعهد واحدها^{۱۳} و برنامه‌ریزی قراردادهای انتقال بار متغیرهای مرحله اول را تشکیل می‌دهند. از طرف دیگر، متغیرهای مرحله دوم، به تصمیم‌های صبر کن

۱-۲- ریزشبه‌های صنعتی

یک ریزشبه صنعتی معمولاً از طریق شرکت چندین کارخانه کوچک و بزرگ در ایجاد یک شبکه الکتریکی ایجاد می‌شود. ریزشبه‌های صنعتی نیز همانند سایر ریزشبه‌ها، دارای انواع منابع توزیع شده انرژی (توزیع‌پذیر یا توزیع‌ناپذیر) خواهند بود. برخی از کارخانه‌ها علاوه بر نیاز به توان الکتریکی ممکن است جهت فرآیندهای تولیدی خود نیازمند توان حرارتی نیز باشند. توان حرارتی مورد نیاز می‌تواند از طریق سیستم‌های تولید ترکیبی الکتریسیته-گرمای^{۱۴} یا از طریق بویلرهای موجود در هر یک از کارخانه‌ها به دست آید. ریزشبه در حالت جزیره‌ای، باید انرژی الکتریکی مورد نیاز خود را از طریق همکاری تمامی منابع DER فراهم نماید. از طرفی در حالت اتصال به شبکه سراسری، ریزشبه مجاز خواهد بود بخشی از توان مورد نیاز خود را از شبکه سراسری فراهم نموده و یا حتی در برخی از ساعت‌های روز به شبکه بالادست توان بفروشد.

۲-۲- رویکرد پاسخ تقاضا

با توجه به اینکه پاسخ مصرف‌کننده‌ها به نرخ‌های متغیر با زمان تحت کنترل بهره‌بردار شبکه نیست، پاسخ تقاضایی که از طریق برنامه‌های مبتنی بر زمان^{۱۵} فراهم می‌شود، نمی‌تواند به صورت گزینشی کنترل و توزیع شود. در مقابل در برنامه‌های پاسخ تقاضای توزیع‌پذیر^{۱۶}، بهره‌بردار سیستم این فرصت را دارد که پاسخ تقاضای پیشنهادی از سمت مشتریان را بسته به شرایط و الزامات سیستم به کار گرفته و آن‌ها را در فرآیند تسویه بازار لحاظ نماید [۲۵]. از جمله برنامه‌های پاسخ تقاضای توزیع‌پذیر می‌توان به جمعیت پاسخ تقاضا^{۱۷} اشاره نمود [۲۵]. در این برنامه، کارگزاران پاسخ تقاضا^{۱۸} به عنوان واسطه‌ای میان بهره‌بردار مستقل سیستم و مشتریان، در بازار برق شرکت می‌کنند. قیمت کاهش بار بر اساس توافق کارگزار پاسخ تقاضا و مشتریان تعیین می‌شود. در این مدل، کارگزاران پاسخ تقاضا، پیشنهادات خود را به بازار انرژی روز-پیش ارائه می‌دهند. سپس ISO پیشنهادات ارائه شده از طرف کارگزاران را با در نظر گرفتن اولویت‌ها و ویژگی‌های کاهش بار مشتریان به اجرا می‌گذارد. با توجه به شکل ۱، ISO برنامه پاسخ تقاضا را راه‌اندازی کرده و اطلاعات مربوط به برنامه را برای شرکت‌کننده‌ها ارسال می‌کند و از آن‌ها می‌خواهد تا بسته‌های پیشنهادی خود را ارائه دهند. حال اگر این پیشنهادات در روند تسویه بازار جهت بهره‌برداری انتخاب شوند، آنگاه شرکت‌کننده‌ها باید کاهش بار برنامه‌ریزی شده برای روز آینده را فراهم نمایند.

این‌رو، کل سناریوهای تولیدشده به تعداد مناسبی کاهش داده می‌شوند. در تکنیک کاهش سناریو زیرمجموعه‌ای از سناریوها و یک توزیع احتمال مبتنی بر این زیرمجموعه، که به لحاظ معیارهای احتمالاتی نزدیک‌ترین زیرمجموعه به توزیع احتمال اولیه است، تعیین می‌شود. در این مقاله از روش پیش‌روی سریع جهت کاهش سناریوها استفاده می‌شود. روش پیش‌روی سریع در حقیقت یک الگوریتم اکتشافی^{۱۶} جهت کاهش بهینه N سناریوی اصلی به $N-K$ سناریو است. نرم افزار GAMS^{۱۷}، ابزاری بنام SCENRED جهت کاهش سناریو و مدل‌سازی فرآیندهای با داده‌های تصادفی را در اختیار کاربران قرار می‌دهد. کتاب‌خانه SCENRED شامل کاهش پسر^{۱۸}، کاهش پیش‌روی سریع و سایر روش‌های کاهش سناریو می‌باشد. الگوریتم‌های کاهش سناریو که توسط این ابزار ارائه می‌شوند، با تعیین یک زیرمجموعه سناریو، احتمالات بهینه‌ای را به سناریوهای حفظ‌شده اختصاص می‌دهند.

۳- فرمول‌بندی مسئله پیشنهادی

در این بخش، برنامه‌ریزی همزمان تولید توان الکتریکی-حرارتی و برنامه‌ی پاسخ تقاضا، به‌عنوان دو تابع اصلی در مسئله مدیریت انرژی ارائه می‌شوند. هر یک از این توابع به‌عنوان بخشی از تابع هدف کلی جهت حصول حداقل هزینه بهره‌برداری و حداقل آلودگی منتشرشده در ریزشبکه صنعتی تعریف می‌شوند. فرمول‌بندی ارائه‌شده هم در حالت اتصال به شبکه اصلی و هم در حالت جزیره‌ای موردبررسی قرار می‌گیرد.

۳-۱ - تابع هدف مسئله

در مسئله مورد نظر، بهره‌بردار (سیستم مدیریت انرژی) ریزشبکه به‌صورت یک نهاد غیرانتفاعی فرض شده است که هدف آن، مینیمم کردن هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه است. این‌رو، تابع هدف پیشنهادی در قالب حداقل هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه در یک بازه برنامه‌ریزی مشخص تعریف می‌شود. بازه برنامه‌ریزی در این مطالعه، ۲۴ ساعت در نظر گرفته می‌شود. هزینه نهایی ریزشبکه حاصل کسر میزان درآمدها از مجموع هزینه‌های تحمیل‌شده بر ریزشبکه است و به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\min\{\text{Cost-Revenue}\} \quad (1)$$

مجموع هزینه تحمیل‌شده بر ریزشبکه (Cost) از پنج قسمت تشکیل شده است: (۱) هزینه تولید توان الکتریکی توسط واحدهای موجود در ریزشبکه، (۲) هزینه تولید توان حرارتی توسط بویلرها، (۳) هزینه انتشار گازهای گل‌خانه‌ای توسط واحدهای نصب‌شده، (۴) هزینه خرید توان الکتریکی از شبکه بالادست و (۵) هزینه اجرای برنامه پاسخ تقاضا. لذا خواهیم داشت:

و نظاره کن مربوط می‌شوند. در این مقاله، میزان تولید هر یک از واحدهای CHP، میزان خرید و فروش توان از/ به شبکه سراسری و میزان تولید بویلرها، متغیرهای مرحله دوم را تشکیل می‌دهند.

به‌منظور حل مسئله، ابتدا بر اساس توزیع پارامترهای نامعین، تعداد زیادی سناریو با احتمال یک‌سان و با استفاده از روش شبیه‌سازی مونت کارلو^{۱۹} تولید می‌شود. سپس، این سناریوها با استفاده از روش پیش‌روی سریع^{۱۵} به تعداد مناسبی کاهش می‌یابد [۲۶]. خروجی الگوریتم کاهش سناریو، مجموعه‌ای کوچک‌تر از سناریوها با احتمالات مربوط به آن‌ها خواهد بود. هر سناریو بیانگر میزان بار و قیمت بازار در هر ساعت از روز آتی خواهد بود. فرض می‌شود که بهره‌بردار سیستم قادر است خطای پیش‌بینی مربوط به هر یک از متغیرهای نامعین را بر اساس اطلاعات تاریخی و اطلاعات پیش‌بینی‌شده، با یک تابع توزیع تطبیق دهد. در این مقاله، تابع توزیع مربوط به هر یک از متغیرهای دارای عدم قطعیت، به‌صورت یک توزیع نرمال فرض شده است.

۲-۳-۱ - روند تولید و کاهش سناریوها

همان‌طور که گفته شد، سناریوها با استفاده از روش شبیه‌سازی مونت کارلو تولید می‌شود. مزیت روش مونت کارلو این است که تعداد نمونه‌های مورد نیاز برای یک سطح دقت مشخص شده، مستقل از اندازه‌ی سیستم است. این موضوع، روش مذکور را برای شبیه‌سازی‌هایی در مقیاس بزرگ مناسب می‌سازد. به‌منظور شبیه‌سازی عدم قطعیت پارامترهای نامعین، کل دوره برنامه‌ریزی به تعدادی فاصله زمانی (در این مقاله فاصله‌های یک ساعته) تقسیم می‌شود. سپس برای هر فاصله زمانی بر اساس اطلاعات پیشین هر پارامتر، تعدادی سناریو تولید می‌شود. روند تشکیل سناریوها در هر بازه زمانی بدین شکل است که ابتدا تابع توزیع پیوسته مربوط به خطای پیش‌بینی هر یک از متغیرهای نامعین، به تعدادی از فواصل گسسته تقسیم‌بندی می‌شود. سپس، درصد خطا و احتمال رخداد در هر یک از بخش‌های تشکیل‌شده تعیین می‌شود. به‌منظور ساده‌سازی محاسبات، اغلب از یک توزیع هفت‌پله‌ای ($0, \pm\sigma, \pm2\sigma, \pm3\sigma$) استفاده می‌شود. در این مطالعه، فرض می‌شود خطای پیش‌بینی بار و قیمت بازار دارای انحراف معیاری (σ)، برابر ۲٪ از مقادیر پیش‌بینی شده خود باشند [۲۷]. چنین مدلی، بیش از ۹۹٪ از عدم قطعیت مربوط به متغیر مربوطه را در بر خواهد گرفت. در این مرحله، یک بار دیگر از ترکیب فواصل حاصل از فرآیند گسسته‌سازی تابع توزیع خطای پیش‌بینی بار و قیمت بازار در هر ساعت، تعدادی سناریو (n) برای آن ساعت ایجاد می‌شود. به این ترتیب، درخت سناریو در NT بازه زمانی، n^{NT} سناریو با احتمال مشابه ($\frac{1}{n^{NT}}$) خواهد داشت.

اگر چه تعداد سناریوهای تولیدی به‌طور مستقیم بر پیچیدگی محاسباتی برنامه‌ریزی تصادفی تأثیر می‌گذارد. از طرف دیگر، تعداد بسیار اندک سناریوها دقت نتایج را کاهش می‌دهد. بنابراین باید تعادلی میان پیچیدگی محاسبات و دقت مدل‌سازی در نظر گرفته شود. از

که pf^{emiss} ضریب جریمه آلاینده‌گی (\$/gr)، $E_{s,i,t}$ میزان گاز منتشر شده از واحد i در ساعت t و سناریوی s (gr) و EF_i ضریب آلاینده‌گی واحد i (gr/kW) است.

(۴) هزینه خرید توان الکتریکی از شبکه‌ی بالادست در زمان t و سناریوی s (یعنی $Cost_{s,t}^{buy}$)، به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Cost_{s,t}^{buy} = ep_{s,t} * P_{s,t}^{buy} \quad (۷)$$

که $P_{s,t}^{buy}$ میزان توان الکتریکی خریداری شده از شبکه‌ی بالادست در ساعت t و سناریوی s (kW) و $ep_{s,t}$ قیمت برق در بازار بالادست در ساعت t و سناریوی s (\$/kW) است.

(۵) هزینه اجرای برنامه پاسخ تقاضا به عنوان آخرین بخش از هزینه‌های تحمیل شده در رابطه (۲) محاسبه می‌شود. هزینه پاسخ تقاضا در واقع پولی است که در ازای کاهش بار به هر یک از شرکت کنندگان داده می‌شود. همان طور که گفته شد، مدل انتقال بار شامل سه بخش (۱) مجموع انتقال بار برنامه ریزی شده (LS_i)، (۲) تابع هزینه انتقال بار (CLS_i) و (۳) هزینه اولیه انتقال بار ($LSIC_{k,t}$) است. معادلات این سه بخش، به ترتیب در روابط (۸) تا (۱۰) آورده شده است.

$$LS_i = \sum_{k \in N_{LS}} \beta_k \cdot q_{k,t} \cdot u_{k,t} \quad (۸)$$

$$CLS_i = \sum_{k \in N_{LS}} (LSIC_{k,t} + c_{k,t} \cdot \beta_k \cdot q_{k,t} \cdot u_{k,t}) \quad (۹)$$

$$LSIC_{k,t} \geq IC_k \cdot y_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (۱۰)$$

که $q_{k,t}$ میزان انتقال بار تجمیع شده حاصل از مشتریان ثبت نام شده در قرارداد k ام (kW)، $u_{k,t}$ متغیر باینری نشان دهنده وضعیت قرارداد k ام در زمان t (در صورت برنامه ریزی یک است)، $c_{k,t}$ قیمت انتقال بار در قرارداد k ام (\$/kWh)، IC_k هزینه اولیه انتقال بار در قرارداد k ام (\$/kWh)، N_{LS} تعداد قراردادهای انتقال بار است. همچنین β_k درصد باری است که بر اساس قرارداد k ام انتقال خواهد یافت.

از طرف دیگر درآمد ریزشکه در رابطه (۱)، از طریق فروش برق به شبکه بالادست حاصل شده و به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Revenue = \sum_{s \in S} \pi_s \sum_{t \in T} ep_{s,t} * P_{s,t}^{sell} \quad (۱۱)$$

که $P_{s,t}^{sell}$ میزان توان الکتریکی فروخته شده به شبکه بالادست در ساعت t و سناریوی s است.

۳-۲ - قیود حاکم بر مسئله پیشنهادی

تابع هدف ارائه شده در رابطه (۱) با لحاظ قیودی به شرح زیر بهینه می‌شود:

- قید تعادل توان الکتریکی: بار الکتریکی ریزشکه در هر لحظه و هر سناریو، از طریق توان تولیدی واحدها، خرید توان از شبکه‌ی بالادست و اجرای برنامه پاسخ تقاضا تغذیه می‌شود. لذا قید تعادل توان به صورت زیر است:

$$Cost = \sum_{s \in S} \pi_s \cdot [\sum_{i \in I} \sum_{t \in T} Cost_{s,i,t}^{elec} + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} Cost_{s,i,t}^{boiler} + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} Cost_{s,i,t}^{emiss} + \sum_{t \in T} Cost_{s,t}^{buy} + \sum_{t \in T} CLS_t] \quad (۲)$$

که I بیانگر مجموعه واحدهای تولیدی، T طول بازه برنامه ریزی، S مجموعه سناریوها و π_s احتمال رخداد هر سناریو است.

(۱) هزینه تولید توان الکتریکی واحد i در ساعت t و سناریوی s (یعنی $Cost_{s,i,t}^{elec}$)، شامل هزینه مصرف سوخت و هزینه متغیر مربوط به تعمیرات و نگهداری آن است [۷ و ۲۳]. هزینه مربوط به تعمیرات و نگهداری واحدها متناسب با توان تولیدی هر یک از آن‌ها در نظر گرفته شده است. لذا خواهیم داشت:

$$Cost_{s,i,t}^{elec} = (\frac{P_{s,i,t}}{\eta_i^{elec}} * gp) + P_{s,i,t} * K_{OM_i} \quad (۳)$$

$$\eta_i^{elec} = \frac{1}{\frac{HR_i}{3600}} \quad (۴)$$

که $P_{s,i,t}$ توان الکتریکی تولیدی واحد i در ساعت t و سناریوی s (kW)، η_i^{elec} راندمان الکتریکی واحد i ، gp قیمت گاز طبیعی (\$/kW)، K_{OM_i} ضریب هزینه تعمیرات و نگهداری واحد i (\$/kW) و HR_i نرخ حرارتی واحد i (kJ/kWh) است. در این رابطه، η_i^{elec} بازده الکتریکی واحد تولیدی است که بیان می‌کند چه میزان از انرژی (سوخت) مصرفی به توان الکتریکی تبدیل شده است. لذا حاصل $\frac{P_{s,i,t}}{\eta_i^{elec}}$ میزان انرژی (سوخت) مصرف شده جهت تولید توان الکتریکی را به نمایش می‌گذارد.

در نهایت حاصل رابطه $\frac{P_{s,i,t}}{\eta_i^{elec}} * gp$ هزینه تولید توان الکتریکی خواهد بود.

(۲) هزینه تولید توان حرارتی توسط بویلر i در ساعت t و سناریوی s (یعنی $Cost_{s,i,t}^{boiler}$)، با صرف نظر کردن از هزینه تعمیرات و نگهداری مربوط به آن، به قرار زیر است [۲۸]:

$$Cost_{s,i,t}^{boiler} = \frac{H_{s,i,t}}{\eta_i^{boiler}} * gp \quad (۵)$$

که $H_{s,i,t}$ توان حرارتی تولیدی توسط بویلر i در ساعت t و سناریوی s و η_i^{boiler} راندمان بویلر i است.

(۳) هزینه انتشار گازهای گلخانه‌ای توسط واحد i در ساعت t و سناریوی s (یعنی $Cost_{s,i,t}^{emiss}$)، متناسب با توان تولیدی آن واحد در نظر گرفته می‌شود. لذا خواهیم داشت:

$$Cost_{s,i,t}^{emiss} = pf^{emiss} * E_{s,i,t} = pf^{emiss} * EF_i * P_{s,i,t} \quad (۶)$$

- قیود مربوط به برنامه پاسخ تقاضا: هر قرارداد انتقال بار می‌تواند شامل قیودی چون حداقل و حداکثر مدت زمان کاهش بار نیز باشد. شرکت‌کنندگان در برنامه پاسخ تقاضا ممکن است درخواست کنند که کاهش بار آن‌ها باید برای یک حداقل تعداد ساعت‌های متوالی به‌طول انجامد. برای مثال، یک کارخانه تولیدی ممکن است بخواهد یکی از خطوط تولیدی خود را جهت کاهش بار از مدار خارج نموده و شیف‌ت کاری برخی از کارگران را تغییر دهد. بنابراین کارخانه مایل است بار خود را تنها در صورتی که برنامه کاهش بار برای یک تعداد حداقل تعداد ساعات متوالی اجرا شود، کاهش دهد. از طرف دیگر، برخی از کارخانه‌ها بسته به نوع فعالیتشان ممکن است قادر به کاهش بار خود بیش از یک تعداد ساعات مشخص نباشند. این قیود به ترتیب در روابط (۲۱) و (۲۲) تعریف می‌شوند:

$$\sum_{t'=t}^{t+LSD_k^{min}-1} u_{k,t'} \geq LSD_k^{min} \cdot y_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (21)$$

$$\sum_{t'=t}^{t+LSD_k^{max}-1} z_{k,t'} \geq y_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (22)$$

که LSD_k^{min} حداقل مدت‌زمان انتقال بار در قرارداد کام (h) و LSD_k^{max} حداکثر مدت‌زمان انتقال بار در قرارداد کام (h) است. همچنین $y_{k,t}$ متغیر باینری نشان‌دهنده شروع برنامه انتقال بار قرارداد کام در زمان t (در صورت شروع برابر یک است) و $z_{k,t}$ متغیر باینری نشان‌دهنده پایان برنامه انتقال بار قرارداد کام در زمان t (در صورت پایان برابر یک است)، می‌باشد. روابط بین متغیرهای باینری نام برده شده به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$y_{k,t} - z_{k,t} = u_{k,t} - u_{k,(t-1)} \quad \forall k, \forall t \quad (23)$$

$$y_{k,t} + z_{k,t} \leq 1 \quad \forall k, \forall t \quad (24)$$

$$u_{k,t} = 0 \quad \forall t \notin T_k^{LS} \quad (25)$$

رابطه (۲۴) تضمین می‌کند که شروع و خاتمه برنامه انتقال بار در قرارداد کام در یک زمان اتفاق نخواهد افتاد. رابطه (۲۵) نیز بیان می‌کند که قرارداد انتقال بار کام تنها در پریود زمانی T_k^{LS} برنامه‌ریزی و اجرا خواهد شد.

قراردادهای انتقال بار معمولاً شامل یک مجموعه داده با سه عنصر $(T_k^{LS}, T_k^{LR}, \beta_k)$ می‌باشند. مجموعه مذکور بیانگر این موضوع است که تحت قرارداد انتقال بار کام، مشتریان در ۲۴ ساعت آینده، β_k درصد از بارشان را از پریود T_k^{LS} به پریود T_k^{LR} انتقال خواهند داد. بر همین اساس، تعادل انرژی بین بار منتقل‌شده و بار باقی‌مانده در معادله (۲۶) تعریف می‌شود. رابطه (۲۷) نیز بیان می‌کند که بار انتقال‌یافته، تنها در پریود مجاز خود یعنی T_k^{LR} باقی‌مانده می‌شود و مقدار این باقی‌مانده از مقدار انتقال‌یافته بیش‌تر نخواهد بود.

$$\sum_{i \in I} P_{s,i,t} + P_{s,t}^{buy} - P_{s,t}^{sell} = D_{s,t}^{eq} \quad (12)$$

که،

$$D_{s,t}^{eq} = D_{s,t} - DR_t \quad (13)$$

$$DR_t = LS_t - \sum_{k \in N_{LS}} LR_{k,t} \quad (14)$$

در این روابط، $D_{s,t}^{eq}$ بار الکتریکی معادل پس از برنامه‌ریزی پاسخ تقاضا در ساعت t و سناریوی s ، $D_{s,t}$ میزان بار الکتریکی ریزشکه در ساعت t و سناریوی s ، LS_t مجموع بار انتقال‌یافته از ساعت t به دیگر ساعت‌ها و $LR_{k,t}$ مقدار بار باقی‌مانده در ساعت t مربوط به قرارداد کام است.

- قید تأمین حرارت موردنیاز در هر یک از گروه‌های حرارتی: توان حرارتی تولیدشده توسط واحدهای CHP و بویلرهای موجود در هر گروه حرارتی در هر زمان باید برابر یا بزرگ‌تر از نیاز حرارتی آن گروه باشد [۲۳ و ۲۹]. لازم به ذکر است که در کنار هر واحد CHP یک بویلر گازی نصب شده است.

$$\sum_{i \in th_j} \alpha_i * P_{s,i,t} + \sum_{i \in th_j} H_{s,i,t} \geq D_{th_j,t} \quad (15)$$

که α_i ضریب حرارت تلف‌شده واحد i ، $H_{s,i,t}$ توان حرارتی تولیدشده توسط بویلر i در زمان t و سناریوی s و $D_{th_j,t}$ میزان توان حرارتی پیش‌بینی‌شده برای گروه حرارتی j در ساعت t (kW) است. لازم به ذکر است که ضریب حرارت تلف‌شده در واقع یک ضریب بدون واحد است که بیان می‌کند چه میزان انرژی حرارتی مفید به ازای یک میزان مشخص از انرژی الکتریکی تولیدشده توسط واحد CHP حاصل می‌شود.

- قید تأمین رزرو الکتریکی

$$P_{s,t}^{reserve} \geq P_{min}^{reserve} \quad (16)$$

$$P_{s,t}^{reserve} = \sum_{i \in I} (P_i^{max} - P_{s,i,t}) + (P_{Line}^{max} - P_{s,t}^{buy}) \quad (17)$$

که $P_{s,t}^{reserve}$ رزرو الکتریکی در دسترس در ساعت t و سناریوی s ، $P_{min}^{reserve}$ حداقل رزرو الکتریکی قابل قبول برای شبکه (kW)، P_{Line}^{max} ظرفیت خط ارتباطی ریزشکه و شبکه اصلی (kW) و P_i^{max} حداکثر توان خروجی واحد i (kW) است.

- قید ظرفیت خط ارتباطی ریزشکه با شبکه اصلی: میزان تبادل توان با شبکه اصلی در هر ساعت و سناریو نباید از حداکثر ظرفیت خط ارتباطی تجاوز نماید.

$$|P_{s,t}^{buy} - P_{s,t}^{sell}| \leq P_{Line}^{max} \quad (18)$$

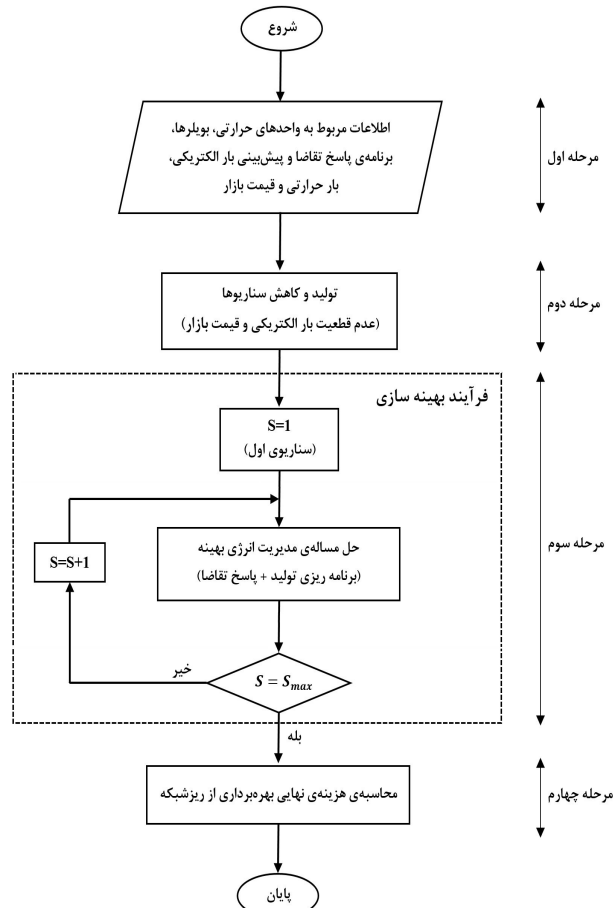
- قید محدوده مجاز تولید واحدها

$$P_i^{min} \leq P_{s,i,t} \leq P_i^{max} \quad (19)$$

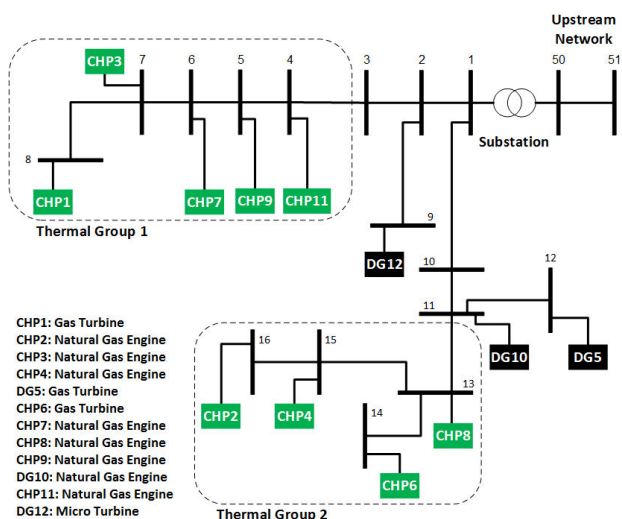
- قید محدوده مجاز تولید بویلرها

$$H_{s,i,t} \leq H_i^{max} \quad (20)$$

میزان رزرو چرخان مورد نیاز در هر ساعت برابر ۵٪ توان مصرفی در آن ساعت در نظر گرفته می شود. ظرفیت خط ارتباطی ریز شبکه با شبکه اصلی نیز برابر ۷۰۰ کیلووات فرض می شود. لازم به ذکر است که اطلاعات مربوط به پیش بینی توان الکتریکی و حرارتی، میزان رزرو چرخان و ظرفیت خط ارتباطی از مرجع [۲۳] اتخاذ شده است.



شکل ۲: فلوچارت روش پیشنهادی در حالت تصادفی



شکل ۳: دیاگرام تک خطی شبکه مورد مطالعه [۲۳]

$$\sum_{t \in T_k^{LR}} LR_{k,t} = \sum_{t \in T_k^{LS}} \beta_k \cdot q_{k,t} \cdot u_{k,t} \quad \forall k \quad (26)$$

$$\begin{cases} 0 < LR_{k,t} < \beta_k \cdot q_k & \forall k, \forall t \in T_k^{LR} \\ LR_{k,t} = 0 & \forall k, \forall t \notin T_k^{LR} \end{cases} \quad (27)$$

که، $LR_{k,t}$ مقدار بار بازیابی شده از قرارداد k ام در زمان t است.

۴- الگوریتم پیشنهادی

بر اساس فرمول بندی ارائه شده در بخش ۳، مسئله مدیریت انرژی پیشنهادی را می توان به صورت زیر خلاصه نمود:

$$\begin{cases} \text{Min. } \{Eq. (1)\} \\ \text{s.t.:} \\ Eqs. (12), (15), (16), (18) - (27) \end{cases}$$

فلوچارت روش پیشنهادی در شکل ۲ آورده شده است. در مرحله اول، سیستم مدیریت انرژی، اطلاعات مربوط به واحدهای حرارتی، بویلرها، قراردادهای پاسخ تقاضا و مقادیر مربوط به پیش بینی بار الکتریکی، بار حرارتی و قیمت بازار را به صورت ورودی دریافت می کند. در مرحله دوم، با در نظر گرفتن بار الکتریکی و قیمت بازار انرژی به عنوان پارامترهای نامعین، بر اساس روش معرفی شده در بخش ۲-۳، سناریوهای مربوطه تولید شده و سپس به تعدادی مطلوب کاهش می یابد. در مرحله بعدی، بر اساس فرمول بندی ارائه شده در بخش ۳، مسئله مدیریت انرژی ریز شبکه در قالب یک مسئله بهینه سازی حل می شود. خروجی مسئله بهینه سازی، چگونگی تعهد واحدها، میزان تولید هر یک از آنها، میزان تولید بویلرها و نحوه اجرای برنامه پاسخ تقاضا را مشخص خواهد کرد. در نهایت، در مرحله چهارم، هزینه نهایی بهره برداری از ریز شبکه با توجه به خروجی مرحله بهینه سازی، محاسبه می شود. لازم به ذکر است که فرمول بندی پیشنهادی یک مسئله برنامه ریزی غیر خطی عدد صحیح مختلط^{۱۹} است که در این مقاله توسط نرم افزار GAMS حل می شود.

۵- توصیف ریز شبکه مورد مطالعه

سیستم مورد مطالعه، یک ریز شبکه صنعتی ۱۸ باسه، متشکل از بارهای الکتریکی و گرمایی و ۱۲ منبع تولید پراکنده از جمله منابع CHP است [۲۳]. کارخانه های موجود در گروه های حرارتی ۱ و ۲ جهت تبادل توان حرارتی به اندازه کافی نزدیک به یکدیگر هستند. ریز شبکه توصیف شده در شکل ۳ قابل مشاهده است. اطلاعات مربوط به واحدها و بویلرهای نصب شده در ضمیمه آورده شده است. قیمت های انرژی در بازار برق بالادست در ۲۴ ساعت آینده بر اساس قیمت های بازار PJM^{۲۰} آمریکا مطابق شکل ۴ انتخاب شده است. همچنین اطلاعات مربوط به پیش بینی بار الکتریکی ریز شبکه و بار حرارتی مربوط به گروه های حرارتی اول و دوم در شکل ۵ نمایش داده شده است.

نتایج مربوط به شبیه‌سازی سیستم مدیریت انرژی پیشنهادی، در دو حالت قطعی و تصادفی به دست آورده شده و باهم مقایسه می‌شوند. در ادامه هر یک از این حالت‌ها به‌طور جداگانه موردبررسی قرار می‌گیرد.

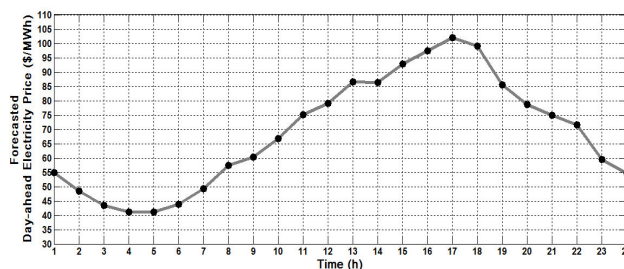
جدول ۲: حالت‌های مورد مطالعه

ردیف	وضعیت ریزشبه	سیاست تبادل توان با شبکه اصلی	پاسخ تقاضا
۱	جدا از شبکه اصلی	---	X
۲			✓
۳		فقط خرید توان	X
۴			✓
۵	متصل به شبکه اصلی		X
۶		خرید و فروش توان	✓

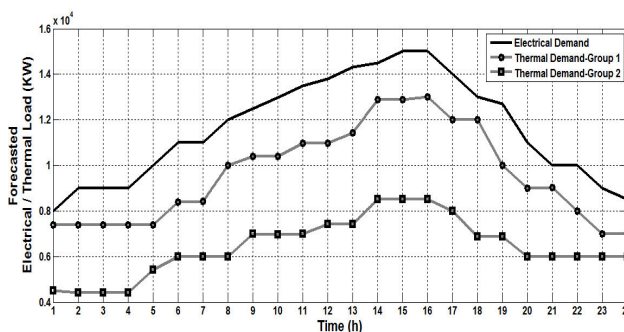
۶-۱ - عملکرد ریزشبه در حالت جزیره‌ای

الف- مطالعات اول و دوم: در مطالعه اول، سیستم مدیریت انرژی تنها با استفاده از برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت تولید، سعی می‌کند تا هزینه بهره‌برداری از ریزشبه را حداقل نماید. این در حالی است که در مطالعه دوم، سیستم مدیریت انرژی سعی می‌کند تا هم از طریق برنامه‌ریزی تولید و هم از طریق برنامه پاسخ تقاضای پیشنهادشده، هزینه بهره‌برداری از ریزشبه را حداقل نماید. شکل ۶ برنامه تولید واحدها را در کل دوره برنامه‌ریزی برای مطالعات اول و دوم نمایش می‌دهد. نتایج مطالعه اول نشان می‌دهد که مدیریت انرژی باعث شده است واحدهای ۵، ۱۰، ۱۱ و ۱۲ تنها در ساعات پیک مصرف (ساعت ۱۳ الی ۱۷) روشن شوند. بدیهی است که در صورت عدم تشکیل ریزشبه و عدم بهره‌برداری هماهنگ از منطقه صنعتی، کلیه واحدها در تمامی ساعات برنامه‌ریزی باید روشن بمانند. هزینه بهره‌برداری از ریزشبه در مطالعه اول برابر ۲۰۶۷۳ دلار است. این هزینه ۶۳۲ دلار کمتر از زمانی است که ریزشبه‌ای تشکیل نمی‌شود.

از طرف دیگر، براساس نتایج مطالعه دوم در شکل ۶-ب در می‌یابیم که سیستم مدیریت انرژی توانسته است از طریق اجرای برنامه پاسخ تقاضا، حتی بدون نیاز به روشن کردن واحد ۵ در هیچیک از بازه‌های برنامه‌ریزی، بار ریزشبه را در تمام دوره تأمین نماید. علاوه بر این واحدهای ۱۰ و ۱۱ که در مطالعه اول در ساعات‌های ۱۳ الی ۱۶ روشن می‌شوند، در مطالعه دوم تنها در ساعات‌های ۱۳ و ۱۴ وارد مدار شده‌اند. همچنین برنامه تولید واحد ۱۲ از چهار ساعت در مطالعه اول به یک ساعت تولید در مطالعه دوم کاهش یافته است. شکل ۷، نتیجه برنامه‌ریزی پاسخ تقاضا در مطالعه دوم را نمایش می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود، تنها قراردادهای اول و سوم به ترتیب در ساعات‌های ۱۵ و ۱۶ یعنی ساعات اوج مصرف توان الکتریکی (۱۵۰۰ کیلو وات) برنامه‌ریزی می‌شوند. در شکل ۷، مقادیر مثبت نتیجه اجرای پاسخ تقاضا و مقادیر منفی برنامه‌ی بازیابی بار را نمایش می‌دهد. هزینه



شکل ۴: پیش‌بینی قیمت در بازار انرژی برای ۲۴ ساعت آینده [۳۰]



شکل ۵: پیش‌بینی بار الکتریکی و حرارتی ریزشبه [۲۳]

در انتها نیز، اطلاعات مربوط به قراردادهای پاسخ تقاضا در جدول ۱ قابل مشاهده می‌باشد. همان‌طور که مشاهده می‌شود فرض شده است که سیستم مدیریت انرژی ریزشبه در نقش کارگزار پاسخ تقاضا، ۳ قرارداد مختلف را به مصرف‌کننده‌ها ارائه خواهد داد. برای مثال قرارداد انتقال بار اول به سیستم مدیریت انرژی این اجازه را می‌دهد که ۱/۵ مگاوات از بار الکتریکی را از پریود زمانی ۱۲ الی ۱۸ به دوره بازیابی ۱۸ الی ۲۴ انتقال دهد.

جدول ۱: اطلاعات مربوط به قراردادهای انتقال بار

شناسه قرارداد			
۱	۲	۳	
۱/۵	۱/۲	۱	مقدار (MW)
۱۰	۱۱	۱۳	قیمت (\$/MW)
۰	۰	۰	هزینه اولیه انتقال (\$)
۱	۱	۱	حداقل مدت زمان انتقال بار (ساعت)
۴	۴	۴	حداکثر مدت زمان انتقال بار (ساعت)
۱۲-۱۸	۱۰-۱۴	۱۵-۲۰	T_k^{LS}
۱۸-۲۴	۱-۱۲	۱-۲۴	T_k^{LR}
%۱۰۰	%۱۰۰	%۱۰۰	β_k

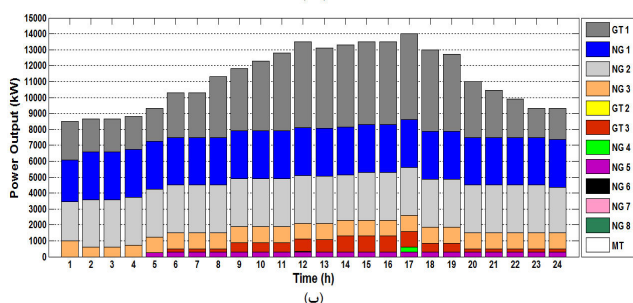
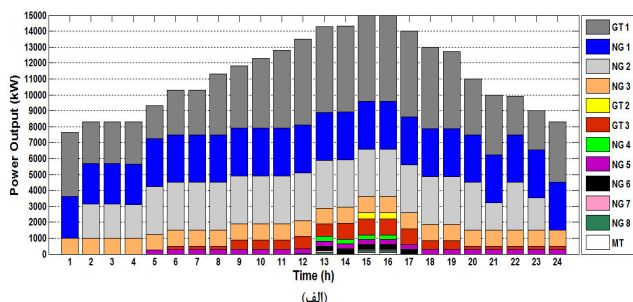
۶- تحلیل و بررسی نتایج

به‌منظور ارائه قابلیت‌های الگوریتم ارائه‌شده در شکل ۲، این الگوریتم در ریزشبه صنعتی شکل ۳ اجرا و شبیه‌سازی می‌شود. شش حالت مختلف مطابق جدول ۲ در نظر گرفته می‌شود. ریزشبه در دو حالت اتصال به شبکه بالادست و حالت جزیره‌ای، با در نظر گرفتن برنامه پاسخ تقاضا و بدون در نظر گرفتن آن موردبررسی قرار می‌گیرد. همچنین

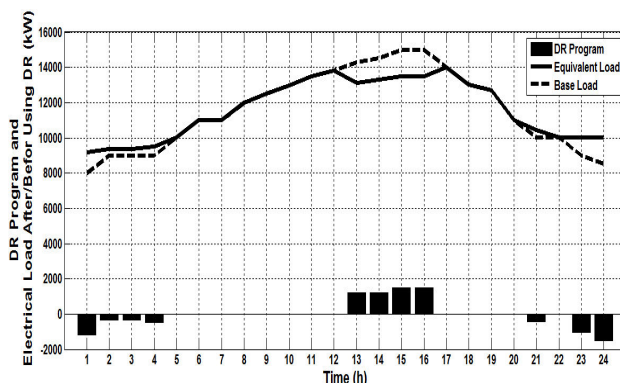
ساعات‌های برنامه‌ریزی تأمین نماید. در صورتی که در مطالعه سوم (بدون پاسخ تقاضا)، مطابق شکل ۸-الف همه واحدها حداقل در دو ساعت ۱۵ و ۱۶ باید روشن می‌شدند. علت این موضوع را می‌توان در ساعات اجرای برنامه پاسخ تقاضا (۱۳ الی ۱۶) در شکل ۹ جست‌وجو کرد.

هزینه‌بهره‌برداری از ریزشبه در مطالعات سوم و چهارم به ترتیب ۲۰۵۲۶ و ۲۰۴۴۵ دلار است. این هزینه‌ها نسبت به زمانی که ریزشبه‌ای در منطقه صنعتی ایجاد نشده، به ترتیب ۷۷۹ و ۸۶۰ دلار کاهش نشان می‌دهند. شکل ۱۰ میزان توان خریداری شده از شبکه اصلی را برای مطالعات سوم و چهارم نشان می‌دهد.

با مقایسه نتایج شکل ۹ و ۱۰ در می‌یابیم که ریزشبه توانسته است با اعمال قرارداد دوم در ساعت‌های ۱۳ و ۱۴ در مطالعه چهارم، خود را از خرید توان از شبکه بالادست در این ساعت‌ها بی‌نیاز نماید. از سوی دیگر با بازیابی بار انتقال یافته در ساعات ابتدایی و انتهایی دوره برنامه‌ریزی (یعنی ساعت‌های ۱، ۲۲، ۲۳ و ۲۴)، میزان خرید توان از بازار بالادست در مطالعه چهارم نسبت به مطالعه سوم افزایش یافته است.

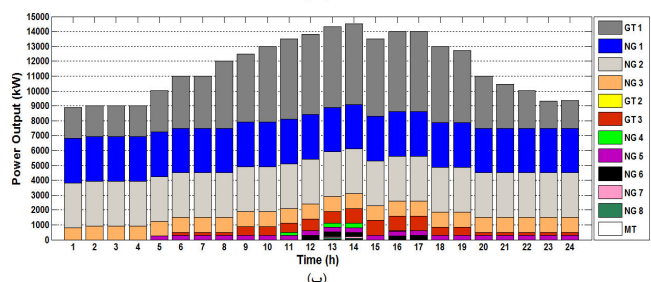
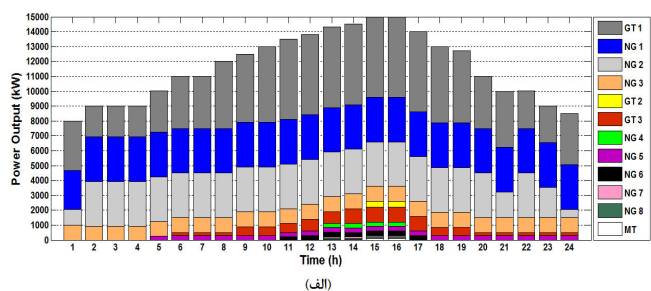


شکل ۸: برنامه تولید واحدها؛ الف) مطالعه سوم (بدون پاسخ تقاضا)، ب) مطالعه چهارم (همراه با پاسخ تقاضا)

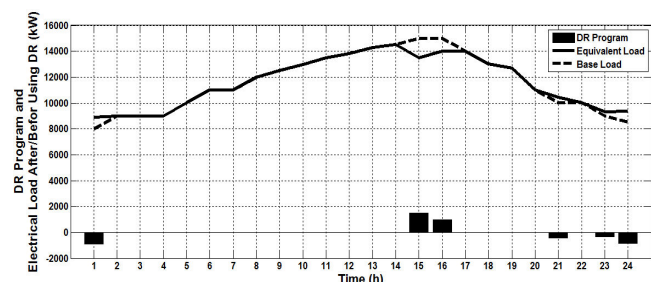


شکل ۹: نتیجه اعمال برنامه پاسخ تقاضا در مطالعه چهارم

بهره‌برداری از ریزشبه در مطالعه دوم برابر ۲۰۶۳۰ دلار است که این مقدار ۶۷۵ دلار کمتر از زمانی است که منطقه صنعتی به صورت ناهماهنگ بهره‌برداری می‌شود.



شکل ۶: برنامه تولید واحدها؛ الف) مطالعه اول (بدون پاسخ تقاضا)، ب) مطالعه دوم (همراه با پاسخ تقاضا)



شکل ۷: نتیجه اعمال برنامه پاسخ تقاضا در مطالعه دوم

۲-۶- عملکرد ریزشبه در وضعیت اتصال به شبکه اصلی

در مطالعات سوم تا ششم، ریزشبه قادر به تبادل توان با شبکه اصلی نیز خواهد بود. البته در مطالعات سوم و چهارم ریزشبه تنها مجاز به خرید توان و در مطالعات پنجم و ششم در کنار خرید توان قادر به فروش توان به شبکه اصلی نیز خواهد بود.

الف- مطالعات سوم و چهارم: شکل ۸ برنامه تولید واحدها را در کل بازه برنامه‌ریزی برای مطالعات سوم و چهارم نشان می‌دهد. با مقایسه برنامه تولید مربوط به مطالعات اول و سوم می‌توان مشاهده نمود که علاوه بر واحدهای ۵، ۱۰، ۱۱ و ۱۲ واحد ۷ نیز در مطالعه سوم در ساعت ۱۲ خاموش شده و صرفاً در ساعات پیک مصرف روشن مانده است. از طرفی در ساعت‌های ۱۵ و ۱۶ که بار ریزشبه در بالاترین حد خود قرار دارد، همه واحدها بدون استثنا برای تأمین بار روشن می‌شوند. همچنین، نتایج مطالعه چهارم نشان می‌دهد که سیستم مدیریت انرژی توانسته است با استفاده از برنامه پاسخ تقاضا بدون نیاز به روشن کردن پنج واحد ۵، ۹، ۱۰، ۱۱ و ۱۲ بار ریزشبه را در تمامی

با بررسی شکل ۱۲، می‌توان دریافت که میزان فروش در مطالعه ششم (۶۰۴۳/۶۱۱ کیلووات ساعت)، نسبت به میزان فروش در مطالعه پنجم (۴۶۷۸/۵۲۷ کیلووات ساعت) افزایش قابل‌توجهی به مقدار ۱۳۶۵/۱ کیلووات ساعت داشته است. میزان درآمد حاصل از فروش توان به شبکه بالادست برای مطالعات پنجم و ششم به ترتیب ۴۱۴ و ۵۴۳ دلار خواهد بود.

برنامه تولید بویلرها: نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در تمام حالات مورد مطالعه، هیچ یک از بویلرهای نصب‌شده توسط ائتلاف‌های موجود در گروه حرارتی ۱، روشن نشده و همه توان حرارتی مورد نیاز این گروه توسط سیستم‌های CHP نصب‌شده تأمین می‌شود. در گروه حرارتی دوم، بویلرهای نصب‌شده توسط ائتلاف‌های ۴ و ۶ مطابق جدول ۳ در برخی از ساعات جهت تأمین بخشی از توان حرارتی مورد نیاز روشن شده‌اند.

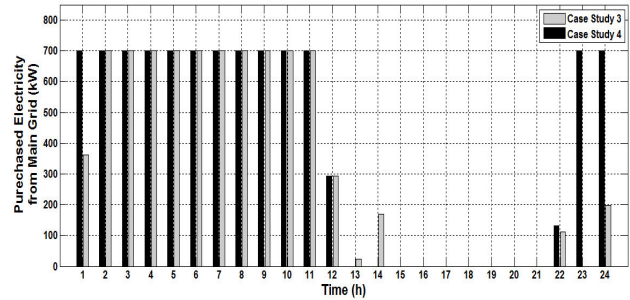
جدول ۳: برنامه تولید توان حرارتی در گروه حرارتی ۲

ساعت	۱۷	۱۶	۱۵	۱۴
بویلر ۴ (kW)	۳۵	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰
بویلر ۶ (kW)	۰	۳۵	۳۵	۳۵

بدین ترتیب منطقه صنعتی تحت مطالعه که در ۲۴ ساعت به ۳۸۷ مگاوات ساعت انرژی حرارتی نیاز دارد، توانسته است از طریق تشکیل ریزشبکه به میزان ۳۸۵/۳۶ مگاوات ساعت از انرژی مورد نیاز خود را به وسیله سیستم‌های CHP نصب‌شده تأمین نماید و صرفاً ۱/۶۴ مگاوات ساعت از انرژی حرارتی از طریق مشارکت بویلرها حاصل شده است. با توجه به منحنی بار حرارتی گروه حرارتی دوم در شکل ۵، بار حرارتی این گروه از ۸۵۰۰ کیلووات در ساعت‌های ۱۴ الی ۱۶ به ۸۰۰۰ کیلووات در ساعت ۱۷ کاهش یافته است؛ که این کاهش ۵۰۰ کیلوواتی در ساعت ۱۷، از جدول ۳ نیز قابل مشاهده است.

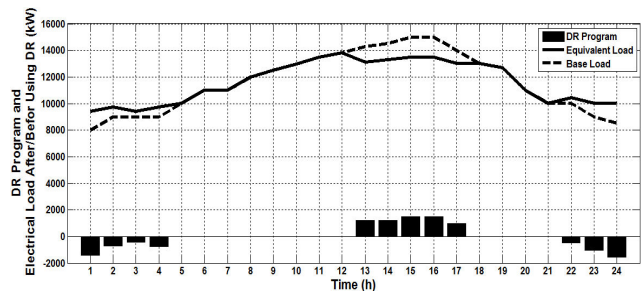
۳-۶- هزینه‌های ریزشبکه در ۶ حالت مورد مطالعه

جدول ۴، مجموع هزینه تحمیل‌شده بر ریزشبکه، درآمد حاصل از فروش توان در بازار بالادست و هزینه نهایی بهره‌برداری از ریزشبکه را در تمام شش حالت مورد مطالعه نشان می‌دهد. نتایج به‌دست‌آمده نشان می‌دهد که با وجود کاهش مداوم در "هزینه نهایی بهره‌برداری"، "مجموع هزینه تحمیل‌شده" بر ریزشبکه، چنین روند یکنواختی را دنبال نمی‌کند. درواقع، زمانی که برای ریزشبکه علاوه بر خرید توان، امکان فروش توان نیز به شبکه بالادست مهیا شود، ناگهان مقدار "مجموع هزینه تحمیل‌شده" بر ریزشبکه در وضعیت سوم نسبت به وضعیت‌های اول و دوم افزایش می‌یابد. این افزایش را می‌توان این‌گونه توجیه کرد که سیستم مدیریت انرژی توانسته است با افزایش تولید و اجرای برنامه پاسخ تقاضا، به افزایش درآمد و نهایتاً کاهش هزینه نهایی بهره‌برداری از ریزشبکه برسد.

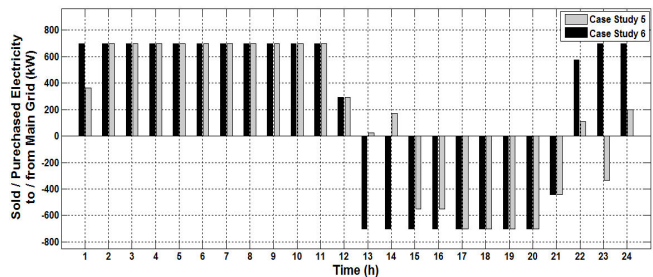


شکل ۱۰: برنامه خرید توان از شبکه اصلی در مطالعات سوم و چهارم

ب- مطالعات پنجم و ششم: در مطالعه پنجم با فراهم شدن امکان فروش، ریزشبکه سعی می‌کند تا با افزایش میزان تولید واحدها و فروش بخشی از این تولید در بازار بالادست، درآمدزایی کند. برای مثال در مطالعه‌ی پنجم واحد ۷ دو ساعت بیش‌تر از مطالعه سوم روشن می‌شود. هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه در مطالعه پنجم برابر ۲۰۴۸۱ دلار است. در مطالعه ششم، سیستم مدیریت انرژی توانسته است با استفاده از برنامه پاسخ تقاضا، با روشن کردن چهار واحد کم‌تر (یعنی واحدهای ۵، ۱۰، ۱۱ و ۱۲) نسبت به مطالعه پنجم، بار ریزشبکه را در تمامی ساعت‌ها تأمین نماید. از طرف دیگر، سیستم مدیریت انرژی ریزشبکه در مطالعه ششم با روشن کردن تعداد بیش‌تر واحدهای تولیدی نسبت به مطالعه چهارم، توانسته است با افزایش میزان درآمد، هزینه نهایی بهره‌برداری از ریزشبکه را کاهش دهد. شکل ۱۱، نتیجه‌ی برنامه‌ریزی پاسخ تقاضا در مطالعه ششم را نمایش می‌دهد. همچنین هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه در مطالعه ششم برابر ۲۰۳۷۴ دلار است. برنامه خرید و فروش توان الکتریکی برای مطالعات پنجم و ششم در شکل ۱۲ قابل مشاهده است. لازم به ذکر است که مقادیر مثبت، بیانگر خرید توان از شبکه اصلی و مقادیر منفی بیانگر فروش توان به آن است.



شکل ۱۱: نتیجه اعمال برنامه پاسخ تقاضا در مطالعه ششم



شکل ۱۲: تبادل توان با شبکه اصلی در مطالعات پنجم و ششم

۷- نتیجه گیری

در این مقاله، روش جدیدی برای مدیریت انرژی ریزشبه‌های صنعتی ارائه شده است. این مدیریت براساس برنامه‌ریزی همزمان تولید منابع پراکنده و پاسخ تقاضا فرمول‌بندی شده است. الگوریتم پیشنهادی در یک ریزشبه تست، در دو مُد جزیره‌ای و اتصال به شبکه سراسری (در دو حالت تنها خرید توان و خرید و فروش توان) مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که مدیریت هماهنگ شبکه صنعتی از طریق تشکیل ریزشبه و استفاده مناسب از واحدهای CHP، استفاده از بویلرهای نصب‌شده در منطقه صنعتی را به حداقل مقدار خود می‌رساند. همچنین، با توجه به نتایج به دست آمده می‌توان دریافت که امکان خرید و فروش توان به شبکه اصلی نیز هزینه نهایی بهره‌برداری از ریزشبه را کاهش می‌دهد. همچنین مشاهده شد که مدیریت بخش تقاضا در کنار برنامه‌ریزی تولید، تأثیر به‌سزایی در کاهش هزینه‌های بهره‌برداری از ریزشبه دارد. سیستم مدیریت انرژی ریزشبه از طریق کاهش بار شبکه در زمان‌های پیک مصرف و انتقال آن به زمان‌های کم‌باری و در نهایت تغییر پروفیل بار، بهره‌برداری از ریزشبه را بهینه می‌کند.

سپاسگزاری

نویسندگان مقاله بر خود لازم می‌دانند تا از زحمات معاونت پژوهش و فناوری دانشگاه اصفهان به دلیل حمایت مالی طرح تحقیقاتی با شماره طرح ۹۲۰۳۰۸ تشکر و قدردانی نمایند.

ضمایم

اطلاعات مربوط به واحدها، بویلرها، ضرائب توزیع بار و ضرائب آلایندگی در جداول ۶ الی ۹ قابل مشاهده است. قیمت گاز طبیعی در تمام ساعات برنامه‌ریزی ۲۵ دلار بر مگاوات ساعت فرض شده است.

جدول ۶: اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی [۳۱]

واحد	نوع واحد	P^{min} (kW)	P^{max} (kW)	K_{OM} (\$/kWh)	HR (kJ/kWh)	α
۱	GT	۵۰۰	۵۴۰۰	۰/۰۰۵۹	۱۰۰۰۰	۱/۸۴
۳ و ۲	NG	۳۰۰	۳۰۰۰	۰/۰۰۹	۸۱۸۲	۱/۲
۴	NG	۱۰۰	۱۰۰۰	۰/۰۰۹	۸۳۷۲	۱/۳۶
۶ و ۵	GT	۱۰۰	۱۰۰۰	۰/۰۰۹۶	۱۱۶۱۳	۲/۴۵
۹-۷	NG	۳۰	۳۰۰	۰/۰۱۳	۹۰۰۰	۱/۸۵
۱۱ و ۱۰	NG	۱۰	۱۰۰	۰/۰۱۸	۹۲۳۰	۲/۰۵
۱۲	MT	۱۰	۱۰۰	۰/۰۱۵	۱۰۲۸۵	۱/۷۱

GT: توربین گازی، NG: موتور گازسوز، MT: میکروتوربین

جدول ۷: اطلاعات مربوط به بویلرها [۳۱]

واحد	۱	۲	۳	۴ و ۵	۷	۸	۹	۱۱
راندمان	۰/۸	۰/۸۳	۰/۸۵	۰/۹	۰/۸۵	۰/۸	۰/۸۵	۰/۸۳
H^{max} (kW)	۲۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۵۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰

جدول ۴: مقایسه هزینه‌های بهره‌برداری در مطالعات ۶ گانه در حالت

برنامه‌ریزی قطعی

ردیف	وضعیت ریزشبه	مجموع هزینه تحمیل شده (\$)	درآمد (\$)	هزینه نهایی بهره‌برداری (\$)
۱	جدا از شبکه اصلی	۲۰۶۷۳	۰	۲۰۶۷۳
۲	متصل به شبکه اصلی	۲۰۶۳۰	۰	۲۰۶۳۰
۳	متصل به شبکه اصلی (فقط خرید توان)	۲۰۵۲۶	۰	۲۰۵۲۶
۴	متصل به شبکه اصلی (فقط خرید توان)	۲۰۴۴۵	۰	۲۰۴۴۵
۵	متصل به شبکه اصلی (خرید و فروش توان)	۲۰۸۹۵	۴۱۴	۲۰۴۸۱
۶	متصل به شبکه اصلی (خرید و فروش توان)	۲۰۹۱۷	۵۴۳	۲۰۳۷۴

۴-۶- بررسی نتایج در حالت برنامه‌ریزی تصادفی

در این بخش با توجه به ماهیت تصادفی برخی از متغیرها، مسئله مدیریت انرژی تصادفی در مطالعات دوم، چهارم و ششم مورد بررسی قرار می‌گیرد. همان‌طور که گفته شد، هدف مسئله مدیریت انرژی تصادفی، به حداقل رساندن هزینه نهایی بهره‌برداری از ریزشبه به ازای رخداد سناریوهای مختلف با احتمالات متفاوت است. لذا بر مبنای فرآیند توصیف‌شده در بخش ۲-۳، ابتدا بر اساس توزیع پارامترهای نامعین، ۳۰۰۰ سناریو هر یک با احتمال $\frac{1}{3000}$ تولید می‌شود. کل سناریوهای تولید شده با استفاده از روش پیش‌روی سریع به ۲۵ سناریو کاهش داده می‌شود. هزینه نهایی بهره‌برداری از ریزشبه در دو حالت برنامه‌ریزی قطعی و تصادفی برای مطالعات دوم، چهارم و ششم در جدول ۵ آورده شده است.

جدول ۵: مقایسه هزینه‌هایی بهره‌برداری در دو حالت برنامه‌ریزی قطعی و

تصادفی

مطالعه	وضعیت ریزشبه	هزینه نهایی بهره‌برداری در حالت قطعی (\$)	هزینه نهایی بهره‌برداری در حالت تصادفی (\$)
۲	جدا از شبکه اصلی	۲۰۶۳۰	۲۰۶۶۳
۴	متصل به شبکه اصلی (فقط خرید توان)	۲۰۴۴۵	۲۰۴۸۰
۶	متصل به شبکه اصلی (خرید و فروش توان)	۲۰۳۷۴	۲۰۴۰۵

نتایج جدول ۵ نشان می‌دهد که مجموع هزینه بهره‌برداری در هر سه مطالعه، در حالت تصادفی نسبت به حالت قطعی افزایش یافته است. علت این امر آن است که در حالت تصادفی، نقطه کار سیستم به گونه‌ای تنظیم می‌شود که بتواند شرایط مختلف ایجادشده در سناریوهای مختلف را پوشش دهد. به عبارتی می‌توان این‌گونه بیان نمود که اختلاف هزینه بهره‌برداری از ریزشبه در دو حالت قطعی و تصادفی، اضافه پرداختی است که ریزشبه بابت ضمانت امکان عملکرد در همه سناریوهای تعریف‌شده، پرداخت می‌نماید.

and Stand-Alone Modes,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3380-3389, 2013.

- [13] Y. Zhang, N. Gatsis and G. B. Giannakis, “Robust Energy Management for Microgrids with High-Penetration Renewables,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 944-953, 2013.
- [14] R. Palma-Behnke, C. Benavides, F. Lanas, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos and D. Saez, “A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 996-1006, 2013.
- [15] X. Guan, Z. Xu and Q. S. Jia, “Energy-Efficient Buildings Facilitated by Microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 243-252, 2010.
- [16] Y. Huang, S. Mao and R. M. Nelms, “Adaptive Electricity Scheduling in Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 270-281, 2014.
- [17] A. Khodaei, “Microgrid Optimal Scheduling With Multi-Period Islanding Constraints,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1383-1392, 2014.
- [18] A. Parisio, E. Rikos and L. Glielmo, “A Model Predictive Control Approach to Microgrid Operation Optimization,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 22, no. 5, pp. 1813-1827, 2014.
- [19] M. Marzbanda, A. Sumper, J. L. Domínguez-García and R. Gumara-Ferret, “Experimental Validation of a Real Time Energy Management System for Microgrids in Islanded Mode Using a Local Day-ahead Electricity Market and MINLP,” *Energy Conversion and Management*, vol. 76, pp. 314-322, 2013.
- [20] P. Siano, C. Cecati, H. Yu and J. Kolbusz, “Real Time Operation of Smart Grids via FCN Networks and Optimal Power Flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 4, pp. 944-952, 2012.
- [21] Y. Levron, J. M. Guerrero and Y. Beck, “Optimal Power Flow in Microgrids with Energy Storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3226-3234, 2013.
- [22] M. E. Khodayar, M. Barati and M. Shahidehpour, “Integration of High Reliability Distribution System in Microgrid Operation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1997-2006, 2012.
- [23] S. Y. Derakhshandeh, A. S. Masoum, S. Deilami, M. A. S. Masoum and M. E. Hamedani-Golshan, “Coordination of Generation Scheduling with PEVs Charging in Industrial Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3451-3461, 2013.
- [24] S. Y. Derakhshandeh, M. A. S. Masoum and M. E. Hamedani-Golshan, “Profit-based Unit Commitment with Security Constraints and Fair Allocation of Cost Saving in Industrial Microgrids,” *IET Science, Measurement and Technology*, vol. 7, no. 6, pp. 315-325, 2013.
- [25] M. Parvania and M. Fotuhi-Firuzabad, “Integrating Load Reduction into Wholesale Energy Market with Application to Wind Power Integration,” *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 35-45, 2012.
- [26] J. Dupacová, N. Gröwe-Kuska and W. Römis, “Scenario Reduction in Stochastic Programming: An Approach Using Probability Metrics,” *Mathematical Programming*, vol. A 95, pp. 493-511, 2003.
- [27] R. Billinton, *Power System Reliability Evaluation*, 5th Ed. New York: Gordon and Breach, 1978.
- [28] K. M. Maribu and S. Fleten, “Combined Heat and Power in Commercial Buildings: Investment and Risk Analysis,” *Energy Journal*, vol. 29, no. 2, pp. 123-150, 2008.
- [29] A. K. Basu, A. Bhattacharya, S. Chowdhury and S. P. Chowdhury, “Planned Scheduling for Economic Power

جدول ۸: ضرایب توزیع بار ائتلاف ها [۲۳]

۶	۵	۴	۳	۲	۱	ائتلاف
۰/۰۶۶	۰/۰۶۶	۰/۰۶۶	۰/۱۹۷	۰/۱۹۷	۰/۳۳	ضریب توزیع بار
۱۲	۱۱	۱۰	۹	۸	۷	ائتلاف
۰/۰۰۶	۰/۰۰۶	۰/۰۰۶	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	ضریب توزیع بار

جدول ۹: ضریب آلاینده‌های واحدهای نصب شده [۳۲]

نوع واحد نصب شده	ضریب آلاینده‌گی (gr/kW)
توربین گازی	۰/۵۲۱۶۳۱
موتور گاز سوز	۰/۹۹۷۹۰۳
میکرو توربین	۰/۲۰۸۶۵۲

مراجع

- [1] N. Hatziaargyriou, H. Asona, R. Iravani and C. Marnay, “Microgrids,” *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78-94, 2007.
- [2] M. Shahidehpour and J. Clair, “A Functional Microgrid for Enhancing Reliability, Sustainability, and Energy Efficiency,” *Electricity Journal*, vol. 25, no. 8, pp. 21-28, 2012.
- [3] S. Bahramirad, W. Reder and A. Khodaei, “Reliability-Constrained Optimal Sizing of Energy Storage System in a Microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2056-2062, 2012.
- [4] I. Bae and J. Kim, “Reliability Evaluation of Customers in a Microgrid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1416-1422, 2008.
- [5] A. Hawkes and M. Leach, “Modelling High Level System Design and Unit Commitment for a Microgrid,” *Applied Energy*, vol. 86, no. 7-8, pp. 1253-1265, 2009.
- [6] D. E. Olivares, C. A. Cannizares and M. Kazerani, “A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1864-1875, 2014.
- [7] A. Chaouachi, R. M. Kamel, R. Andoulsi and K. Nagasaka, “Multiobjective Intelligent Energy Management for a Microgrid,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1688-1699, 2013.
- [8] S. J. Ahn, S. R. Nam, J. H. Choi and S. I. Moon, “Power Scheduling of Distributed Generators for Economic and Stable Operation of a Microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 398-405, 2013.
- [9] B. Zhao, Y. Shi, X. Dong, W. Luan and J. Bornemann, “Short-Term Operation Scheduling in Renewable-Powered Microgrids: A Duality-Based Approach,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 209-217, 2014.
- [10] S. A. Pourmousavi, M. H. Nehrir, C. M. Colson and C. Wang, “Real-Time Energy Management of a Stand-Alone Hybrid Wind-Microturbine Energy System Using Particle Swarm Optimization,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, no. 3, pp. 193-201, 2010.
- [11] M. Marzbanda, A. Sumper, A. Ruiz-Alvarez, J. L. Domínguez-García and B. Tomoiaga, “Experimental Evaluation of a Real Time Energy Management System for Stand-alone Microgrids in Day-ahead Markets,” *Applied Energy*, vol. 128, pp. 365-376, 2013.
- [12] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov and B. Francois, “Energy Management of Microgrid in Grid-Connected

- Sharing in a CHP-Based Micro-Grid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 30-38, 2012.
- [30] [Online]. Available: <http://www.pjm.com/marketsandoperations/energy/realtime/monthly mp.aspx/>.
- [31] R. Firestone, *DER-CAM Natural Gas Technology Data*, Lawrence Berkeley National Lab., 2004. [Online]. Available: <http://der.lbl.gov/>.
- [32] NREL/RAP, *Emission Rates for New DG Technologies, the Regulatory Assistance Project*. [Online]. Available: <http://www.raponline.org/>.

زیرنویس‌ها

- ^۱ Distributed energy resources
- ^۲ Microgrid
- ^۳ Grid-connected
- ^۴ Islanding
- ^۵ Reliability
- ^۶ Optimal power flow
- ^۷ Combined Heat and Power (CHP)
- ^۸ Time-based demand response
- ^۹ Dispatchable demand response
- ^{۱۰} Demand response aggregation
- ^{۱۱} Demand response aggregator
- ^{۱۲} Two-stage scenario-based stochastic programming
- ^{۱۳} Unit commitment
- ^{۱۴} Monte Carlo simulation method
- ^{۱۵} Fast-forward scenario reduction technique
- ^{۱۶} Heuristic algorithm
- ^{۱۷} General Algebraic Modeling System (GAMS)
- ^{۱۸} Backward reduction
- ^{۱۹} Mixed-integer non-Linear Programming (MINLP)
- ^{۲۰} Pennsylvania-New Jersey Maryland