

# مدل ارزیابی و انتظار جهت برنامه‌ریزی بهینه انرژی و ذخیره در شبکه های توزیع

مصطفی اسماعیلی<sup>۱</sup>، استادیار؛ سجاد گلشن نواز<sup>۲</sup>، استادیار

۱- دانشکده مهندسی کامپیوتر و صنایع - دانشگاه صنعتی بیرجند - بیرجند - ایران - esmaeeli@birjandut.ac.ir

۲- گروه مهندسی برق قدرت - دانشگاه ارومیه - ارومیه - ایران - s.golshannavaz@urmia.ac.ir

**چکیده:** این مقاله به ارائه مدلی دو مرحله‌ای جهت برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های توزیع با هدف کاهش هزینه و بهبود قابلیت اطمینان می‌پردازد. در مرحله ارزیابی، برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره در افق روز پیش‌رو با در نظر داشتن عدم قطعیت‌های موجود در بار و منابع تجدیدپذیر طی سناریوهای مختلف انجام می‌پذیرد. بنابراین، میزان تعامل شرکت توزیع با بازار عمده‌فروشی، برنامه‌ریزی روزانه تولیدات پراکنده و بارهای پاسخگو و نیز ساختار بهینه شبکه در تأمین انرژی و ذخیره به شکل بهینه تعیین می‌گردد. نقاط تنظیمی به‌دست‌آمده به‌عنوان محدودیت‌ها و شرایط مرزی مرحله انتظار می‌باشند که در آن برنامه‌ریزی زمان حقیقی بهره‌برداری انجام می‌شود. در این مرحله، دو وضعیت بهره‌برداری در شرایط عادی و شرایط وجود خطا محتمل می‌باشد. در شرایط عادی، وقوع انحراف در مقادیر پیش‌بینی‌شده بار و منابع انرژی تجدیدپذیر مورد بررسی قرار دارد که مدل ارائه‌شده با بهره‌گیری از سطوح ذخیره تعیین‌شده و نیز بر مبنای برنامه‌ریزی مجدد تولید منابع، با کمترین انحراف در هزینه، بهره‌برداری از شبکه را به انجام می‌رساند. در شرایط وجود خطا، خروج تجهیزات مختلف همچون فیدهای توزیع مد نظر قرار می‌گیرد. در این حالت، علاوه بر سطوح ذخیره تعیین‌شده، برنامه‌ریزی مجدد وضعیت روشن و خاموش بودن منابع و تولید آن‌ها، تجدید آرایش شبکه و نیز حذف بار به‌عنوان اقدامات اصلاحی به‌کار گرفته می‌شود. براساس مطالعات عددی انجام‌گرفته به‌میزان ۷/۳٪ کاهش در هزینه بهره‌برداری و نیز مدیریت مناسب خطا در پیش‌بینی تولید توان بادی مشاهده گردید.

**واژه‌های کلیدی:** مدل بهره‌برداری دو مرحله‌ای؛ عدم قطعیت؛ روش درخت سناریو؛ کاهش هزینه؛ افزایش قابلیت اطمینان.

## Here-and-Now Wait-and-See Approach for Optimal Scheduling of Energy and Reserve in Distribution Networks

M. Esmaeeli<sup>1</sup>, Assistant Professor; S. Golshannavaz<sup>2</sup>, Assistant Professor

1- Faculty of Industrial and Computer Engineering, Birjand University of Technology, Birjand, Iran, Email: esmaeeli@birjandut.ac.ir

2- Electrical Engineering Department, Urmia University, Urmia, Iran, Email: s.golshannavaz@urmia.ac.ir

**Abstract:** This paper establishes a two-stage approach for optimal scheduling of distribution networks considering cost minimization and reliability enhancement. In here-and-now stage, the day-ahead energy and reserve scheduling is performed considering the uncertainties in load demand and renewable energy resources. This approach is a scenario-based one. In energy and reserve provisions, optimal interactions of distribution network with wholesale market, optimal commitment of distributed generation (DG) units and responsive loads (RL), and also optimal reconfiguration of the network are determined. These optimally determined set-points are treated as operation limitations and boundaries in wait-and-see stage. This stage deals with real-time operations. In this stage, two operation modes are explored as normal and faulty conditions. In real-time normal operations, the errors in forecasted load and renewable energy generation are taken into account. Based on the allocated reserve quantities and redispatching of committed DGs and RLs, the deviations are properly accommodated with a least operation cost. In faulty condition, outage of power system components such as distribution feeders is further considered. In this case, the proposed model not only makes benefit of reserve quantities but also proceeds with recommitment of DG units and RLs. Besides these corrective actions, it determines an optimal configuration of the network and ends in the least amount of shed loads, as the last remedy. Based on the numeric results, 7.3% reduction is achieved in total operation cost. Also, the fluctuation in real-time wind power generation is properly managed.

**Keywords:** Two-stage operation approach, uncertainty, scenario-tree approach, cost minimization, reliability enhancement.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۰۲/۰۴

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۰۷/۱۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۰۹/۰۴

نام نویسنده مسئول: مصطفی اسماعیلی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - بیرجند - دانشگاه صنعتی بیرجند - دانشکده مهندسی کامپیوتر و صنایع.

## ۱- مقدمه

خود و تعامل با بازار عمده‌فروشی به‌منظور تأمین سطح ذخیره مورد نیاز بهره‌گیر [۱۰].

در افق‌های زمانی مختلف مدل‌های متعددی به‌منظور برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه از شبکه توزیع هوشمند ارائه شده است. در مرجع [۱۱] مدل روز پیش‌رو جهت برنامه‌ریزی تولیدات پراکنده و توربین‌های بادی ارائه شده است. مطالعه مشابهی در مراجع [۱۲، ۱۳] با در نظر گرفتن مشارکت مؤثر مصرف‌کنندگان در پاسخگویی بار انجام گرفته است. این مطالعات از دید اقتصادی و با هدف کاهش هزینه‌های بهره‌برداری به توسعه مدل پیشنهادی پرداخته‌اند. مطالعه ارائه‌شده در مرجع [۱۴] از منابع تولید پراکنده به‌منظور تأمین توان راکتیو و مشارکت در کنترل ولتاژ شبکه نیز بهره‌برده است. این مطالعات با عمده اهداف اقتصادی به برنامه‌ریزی انرژی در افق روز پیش‌رو پرداخته و توجهی به عدم قطعیت‌های موجود و برنامه‌ریزی ذخیره به‌منظور تخصیص در افق زمان حقیقی نداشته‌اند. به‌منظور در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های موجود، مدل‌های ارائه‌شده در مراجع [۱۵، ۱۶] برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره را در حضور منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو در نظر گرفته‌اند. در مطالعه ارائه‌شده در [۱۷] علاوه بر تولیدات پراکنده و بارهای پاسخگو، مدل ارائه‌شده بازآرایی ساختار شبکه را نیز در مطالعات بهینه‌سازی در نظر گرفته است و کارکرد مدل‌های پیشین را بهبود داده است. آنچه که شایان ذکر است این است که مدل‌های بررسی‌شده صرفاً به بررسی موضوع در افق روز پیش‌رو پرداخته و توجهی به بهره‌برداری زمان حقیقی شبکه در مواجهه با خطاهای پیش‌بینی و خروج تجهیزات در شرایط وجود خطا نداشته‌اند. مطالعات ارائه‌شده در مراجع [۱۸، ۱۹] نه تنها برنامه‌ریزی تعاملات شبکه را در افق روز پیش‌رو انجام داده‌اند، بلکه به بهینه‌سازی بهره‌برداری آن در بازه‌های زمانی کوتاه‌تر نیز توجه داشته‌اند. مدل ارائه‌شده در [۱۸] یکی از نخستین مطالعات در این زمینه می‌باشد. اگرچه مساله در بازه زمان حقیقی نیز مورد ارزیابی واقع شده است، اما بهره‌گیری از ذخیره به‌منظور کاهش هزینه‌های بهره‌برداری مورد توجه واقع نشده است. در مطالعه [۱۹] مدل مشابهی با در نظر گرفتن قابلیت‌های بیشتر ارائه شده است. این مطالعه نیز بهره‌گیری از ذخیره و دیگر قابلیت‌های فراهم‌آمده در بستر هوشمند شبکه را در نظر نگرفته است.

در این مقاله مدل کارآمد دومرحله‌ای ارزیابی<sup>۸</sup> (H&N)- انتظار<sup>۱۰</sup> (W&S) جهت برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه از شبکه توزیع پیشنهاد شده است. اینچنین مدلی در تسویه بازار روز پیش‌رو و زمان حقیقی مورد استفاده واقع شده و از طریق آن، عدم قطعیت منابع انرژی تجدیدپذیر و سایر پارامترها به نحو مطلوبی پوشش داده شده است [۲۰]. در مرحله ارزیابی، برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه از شبکه توزیع در افق زمانی روز پیش‌رو انجام می‌پذیرد. با در نظر داشتن مقادیر متوسط پیش‌بینی‌شده و بهره‌گیری از توابع توزیع احتمال<sup>۱۱</sup> (PDF) مناسب برای بار مصرفی شبکه و منابع انرژی تجدیدپذیر، برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره تولیدات پراکنده، بارهای پاسخگو، تعامل با بازار عمده‌فروشی و نیز ساختار بهینه شبکه تعیین می‌شود. این نقاط تنظیمی به‌دست‌آمده به‌عنوان محدودیت و شرایط مرزی مرحله انتظار می‌باشند که به برنامه‌ریزی بهره‌برداری از شبکه در زمان حقیقی بهره‌برداری اشاره دارد.

در سال‌های اخیر، بهره‌گیری از منابع انرژی تولید پراکنده<sup>۱</sup> (DER) به‌عنوان راه‌کاری مؤثر در تأمین نیاز رو به رشد انرژی الکتریکی جوامع شناخته شده است. امروزه، برخلاف تولیدات پراکنده<sup>۲</sup> (DG) مبتنی بر سوخت‌های فسیلی، تولیدات پراکنده مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر فرصت بسیار مناسبی را برای تأمین اقتصادی-زیست محیطی و پاک نیازهای انرژی الکتریکی را فراهم آورده است. از جمله این منابع انرژی تجدیدپذیر می‌توان به صفحات خورشیدی و توربین‌های بادی اشاره نمود [۱، ۲]. اگرچه این منابع فرصت بسیار مناسبی را برای تأمین انرژی پاک و رایگان فراهم می‌آورند، چالش‌هایی را پیش‌روی بهره‌بردار شبکه توزیع قرار می‌دهند. عدم قطعیت موجود در پیش‌بینی اطلاعات جغرافیایی-هواشناسی همچون سرعت وزش باد و شدت تابش خورشید مشکلاتی را در تخمین دقیق میزان تولید این منابع به‌وجود می‌آورد [۳]. همچنین با توجه به تنوع بار مصرف‌کنندگان و رفتار متفاوت آنها، در پیش‌بینی دقیق بار الکتریکی نیز مشکلاتی وجود دارد [۴]. علاوه بر این، در سال‌های اخیر و با وقوع پیشرفت‌هایی در تکنولوژی مخابرات و تجهیزات هوشمند اندازه‌گیری، شبکه‌های توزیع شاهد دگرگونی‌های مفهومی و ساختاری قابل توجهی بوده‌اند. براساس توسعه بستر مخابراتی در گستره شبکه و برقراری ارتباط دوطرفه بین بهره‌بردار شبکه و تجهیزات مختلف موجود در آن و نیز با توجه به حضور منابع تولید پراکنده در سطح شبکه‌های فشار ضعیف و فشار متوسط، این شبکه‌ها از نوع منفعل به نوع فعال مبدل گشته‌اند [۵، ۶]. شبکه توزیع فعال که زیرمجموعه‌ای از شبکه توزیع هوشمند<sup>۳</sup> (SDG) می‌باشد دارای عناصر مختلفی از جمله تولیدات پراکنده قابل برنامه‌ریزی<sup>۴</sup> (DDG)، تولیدات پراکنده غیر قابل برنامه‌ریزی مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر، کلیدهای خودکار کنترل‌شده از راه دور به منظور بازآرایی ساختار شبکه، مصرف‌کنندگان فعال و مفاهیم پاسخگویی بار می‌باشند. وجود این عناصر و ارتباط دوطرفه مؤثر با سیستم مدیریت توزیع<sup>۵</sup> (DMS) فرصت بسیار مناسبی را برای بهبود شاخص‌های اقتصادی و فنی بهره‌برداری فراهم می‌آورد. اینچنین بهبودهایی نیازمند مدل‌های برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه از منابع انرژی داخلی و تعامل شرکت توزیع<sup>۶</sup> (DISCO) با بازار عمده‌فروشی برق می‌باشد [۷].

با فراهم‌نمودن اطلاعات پایه‌ای شبکه همچون ماتریس‌های امیدانس و ساختار شبکه، انجام پیش‌بینی‌های لازم همچون سرعت باد و بار شبکه و نیز دریافت سیگنال قیمت برق در بازار عمده‌فروشی، سیستم مدیریت توزیع برنامه‌ریزی بهره‌برداری از منابع داخلی خود را در دستور کار قرار می‌دهد. بدین منظور، الگوریتم‌های پخش توان بهینه‌ای تعبیه شده‌اند که بسته به بازه‌های برنامه‌ریزی پیش‌رو، متغیرهای کنترلی مختلفی را در فرآیند بهینه‌سازی وارد می‌نمایند [۸]. در افق زمانی روز پیش‌رو<sup>۷</sup> (DA) که نخستین افق زمانی برنامه‌ریزی تعاملات شرکت توزیع می‌باشد، نه تنها مقادیر انرژی مورد نیاز شبکه بایستی تأمین شود، بلکه سطح مناسبی از ذخیره به‌منظور پوشش عدم قطعیت‌های موجود باید در نظر گرفته شود تا در افق زمان حقیقی<sup>۸</sup> (RT) مورد بهره‌برداری واقع شوند [۹]. بهره‌بردار شبکه توزیع می‌تواند از ظرفیت خالی منابع داخلی

## ۲- مدل برنامه‌ریزی بهره‌برداری پیشنهادی

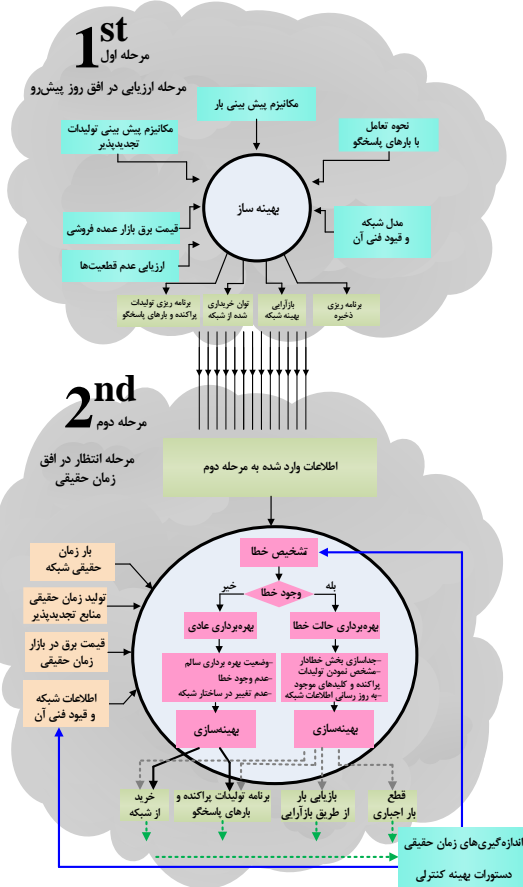
### ۲-۱- بیان مفهومی مدل پیشنهادی

شکل ۱ بیان مفهومی مدل پیشنهادی را ارائه می‌دهد. در مرحله نخست و در فاز ارزیابی مساله، با فراهم آمدن اطلاعات پایه‌ای و نیز انجام پیش‌بینی‌های لازم، واحد بهینه‌ساز اقدام به برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه از واحدهای تولید پراکنده، بارهای پاسخگو، تعیین وضعیت باز و بست کلیدها در فرآیند بازاریابی، خرید از شبکه و نیز همزمان با آن برنامه‌ریزی ذخیره در افق روز پیش‌رو می‌کند. این اطلاعات به‌عنوان شرایط مرزی و محدودیت‌های بهره‌برداری در مرحله انتظار و افق زمان حقیقی می‌باشند. در این مرحله، بازه‌های بهینه‌سازی کوتاه‌تر شده و مساله به شکل دقیق‌تر با اطلاعات به‌روزرسانی‌شده مورد تحلیل واقع می‌شود. براساس شرایط عادی و یا خطادار، دو رویکرد با قابلیت‌ها و متغیرهای تصمیم مختلف برای اقدامات اصلاحی ارائه شده است. در شرایط عادی بهره‌برداری صرفاً الگوی تولید منابع تولید پراکنده تخصیص یافته و نیز تعامل با بارهای پاسخگو برنامه‌ریزی مجدد می‌شود و از ذخیره موجود بهره گرفته می‌شود. این در حالی است که وضعیت روشن و خاموش بودن منابع تولید پراکنده و ساختار بهینه تعیین‌شده در مرحله قبلی ثابت نگه داشته می‌شود و تغییری در آن ایجاد نمی‌شود. این دو امر به علت جلوگیری از انحراف چشمگیر از

در افق زمان حقیقی، شرایط بهره‌برداری عادی و خطادار سیستم مورد مطالعه قرار گرفته است. در شرایط عادی بهره‌برداری، صرفاً خطاهای پیش‌بینی در مقادیر متوسط بار و منابع انرژی تجدیدپذیر مورد توجه قرار گرفته و براساس برنامه‌ریزی مجدد تولید واحدهای تخصیص‌یافته و نیز بارهای پاسخگو مقدار انحراف به‌وجودآمده پوشش داده می‌شود. شایان ذکر است که بردار برنامه‌ریزی زمانی تولیدات پراکنده که در مرحله ارزیابی به‌دست‌آمده است، تغییر داده نمی‌شود تا برنامه‌ریزی پیشنهادی پایه دچار انحراف بیش از حد نشود. همین علت باعث ثابت نگه‌داشتن ساختار بهینه تعیین‌شده در بازاریابی بهینه شبکه در مرحله نخست می‌باشد. از این طریق، میزان انرژی خریداری‌شده از بازار عمده‌فروشی به حداقل می‌رسد و از زیان اقتصادی شرکت جلوگیری می‌گردد. در شرایط خطادار همچون خروج فیدر توزیع، مدل ارائه‌شده نه تنها از اقدامات اصلاحی ذکرشده بهره می‌گیرد، بلکه مجاز به تغییر بردار برنامه‌ریزی تولیدات پراکنده و نیز الگوی تولید آنها می‌باشد. علاوه بر این، ساختار بهینه به‌روزرسانی شده شبکه مجدداً تعیین می‌شود و در صورت عدم تأمین قیود فنی بهره‌برداری، قطع بار اجباری نیز به اجرا گذاشته می‌شود. در این صورت، حداقل‌نمودن هزینه بهره‌برداری و نیز به حداقل رساندن بار قطع‌شده به‌منظور افزایش قابلیت اطمینان در نظر گرفته می‌شود. مدل ارائه‌شده بر روی یک شبکه تست نمونه مورد ارزیابی واقع شده است. نوآوری‌های مدل ارائه‌شده به شکل اختصار عبارتند از:

- برنامه‌ریزی بهینه همزمان انرژی و ذخیره شبکه در افق روز پیش‌رو به‌منظور در نظر گرفتن مؤثر عدم قطعیت‌ها. تخصیص سطوح بهینه‌ای از ذخیره از تحمیل زیان اقتصادی به شرکت جلوگیری نموده و کارکرد اقتصادی و فنی آن را بهبود می‌بخشد.
- در نظر گرفتن تجدیدآرایش شبکه در فرآیند بهینه‌سازی شبکه در افق روز پیش‌رو و زمان حقیقی براساس کلیدهای کنترل‌شده از راه دور.
- تعیین بهینه اقدامات اصلاحی شامل برنامه‌ریزی مجدد واحدها، برنامه‌ریزی بارهای پاسخگو، تجدید آرایش شبکه و خرید از شبکه بالادست جهت برنامه‌ریزی بهینه زمان حقیقی شبکه در شرایط عادی و مواجهه با انواع خطاها.
- مدل‌سازی شاخص قابلیت اطمینان شبکه به شکل بار تأمین‌نشده انتظاری در بهره‌برداری زمان حقیقی شبکه و تعیین اقدامات اصلاحی به‌منظور بهبود این شاخص.

ادامه مقاله به‌صورت زیر سازمان‌دهی شده است. در بخش دوم مدل سازی ریاضی روش پیشنهادی ارائه می‌گردد. به این منظور ابتدا مدل روز پیش‌رو فرمول‌بندی شده و تابع هدف و قیود فنی بهره‌برداری در آن گنجانده می‌شود. سپس توابع هدف و قیود فعال در مدل زمان حقیقی معرفی و متغیرهای کنترلی بررسی می‌گردد. در بخش سوم، مطالعات عددی بر روی یک شبکه توزیع نمونه انجام گرفته و نتایج به‌دست‌آمده به تفصیل بررسی می‌گردد. بخش چهارم به ارائه نتایج حاصل از مطالعه اختصاص دارد.



شکل ۱: بیان مفهومی مدل پیشنهادی

$$\begin{aligned}
 C_1 &= \sum_{t \in T} \left( \lambda_{t,s}^{Sub} P_{t,s}^{Sub} + Cost_{t,g,p}^{DG} + \lambda_{t,l}^{DR} P_{t,l}^{DR} \right) \\
 C_2 &= \sum_{t \in T} \left( \lambda_{t,res}^{Sub} P_{t,s,res}^{Sub} + Cost_{t,g,p,res}^{DG} + \lambda_{t,l,res}^{DR} P_{t,l,res}^{DR} \right) \\
 C_3 &= \sum_{t \in T} \left( k_q^{Sub} \lambda_{t,s}^{Sub} Q_{t,s}^{Sub} + Cost_{t,g,q}^{DG} + k_q^{DR} \lambda_{t,l}^{DR} Q_{t,l}^{DR} \right) \\
 C_4 &= \sum_{t \in T} \left( k_q^{Sub} \lambda_{t,res}^{Sub} Q_{t,s,res}^{Sub} + Cost_{t,g,q,res}^{DG} + k_q^{DR} \lambda_{t,l,res}^{DR} Q_{t,l,res}^{DR} \right) \\
 C_5 &= \sum_{t \in T} \left( \Gamma_{t,g} STUC_g + \Psi_{t,g} SHDC_g \right) \\
 C_6 &= \sum_{t \in T} \left( SC_{t,c}^{CB} N_{t,c}^{CB} \right) \\
 C_7 &= \sum_{t \in T} \left( \Phi \times EDNS_t \right)
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

در این رابطه،  $F_1$  تابع هدف اصلی می‌باشد که متشکل از ۷ مؤلفه است. مؤلفه اول هزینه توان اکتیو، مؤلفه دوم هزینه ذخیره توان اکتیو، مؤلفه سوم هزینه توان راکتیو، مؤلفه چهارم هزینه ذخیره توان راکتیو، مؤلفه پنجم هزینه روشن و خاموش شدن واحدها، مؤلفه ششم هزینه کلیدزنی در بازآرایی شبکه و مؤلفه هفتم هزینه بار تأمین‌نشده می‌باشد. براساس مطالعات بهینه‌سازی و کاهش هزینه بهره‌برداری، بهره‌بردار شبکه می‌تواند مقادیر انرژی و ذخیره مورد نیاز خود را از طریق تعامل با منابع داخلی، بارهای پاسخگو و شبکه خارجی تأمین نماید. طبق قرارداد از پیش تعیین‌شده‌ای، بارهای پاسخگو به میزان درصد و قیمت مشخصی توانایی کاهش بار در دوره‌های مشخصی را امکان‌پذیر می‌نمایند. بهره‌بردار براساس شرایط بارگیری شبکه و الگوی تولید و تعامل با شبکه بالادست، درصد بهینه کاهش بار بارهای پاسخگو را تعیین می‌نماید و سپس درصد تعیین شده، از بار این باس‌ها کاسته می‌شود [۲۳]. شایان ذکر است که بارهای پاسخگو به شکل بار با ضریب توان ثابت مدل شده‌اند و در نتیجه به میزان کاهش توان اکتیو، توان راکتیو نیز به مقداری کاهش داده می‌شود که ضریب توان بار ثابت بماند بالانویس‌های  $Sub$ ،  $DG$ ،  $DR$  و  $CB$  به‌ترتیب به پست فوق توزیع، تولیدات پراکنده، بارهای پاسخگو و کلیدهای قدرت کنترل‌شده از راه دور اشاره دارد. زیرنویس‌های  $t, s, g, p, q, res, c$  و  $l$  به ترتیب اندیس زمان، پست فوق توزیع، تولیدات پراکنده، توان اکتیو، توان راکتیو، بار پاسخگو، کلید و مقدار کمیت ذخیره می‌باشند. در این رابطه  $\lambda$  بیانگر قیمت برق در بازار عمده‌فروشی برحسب  $\$/MWh$  و  $Cost$  بیانگر تابع هزینه تولیدات پراکنده برحسب  $\$$  می‌باشد. همچنین  $P$  و  $Q$  به‌ترتیب بیانگر توان اکتیو برحسب  $MW$  و توان راکتیو برحسب  $MVar$  می‌باشند. متغیرهای باینری وضعیت روشن و خاموش شدن تولیدات پراکنده با  $\Gamma$  و  $\Psi$  بیان شده است. در این مورد هزینه روشن با  $STUC$  و هزینه خاموش شدن واحدهای تولید پراکنده با  $SHDC$  است. هزینه هر عمل کلیدزنی نیز با  $SC$  مدل‌سازی شده و واحد آن  $\$$  بر هر تغییر وضعیت کلید است. تعداد کلیدزنی در هر ساعت از روز برنامه‌ریزی با  $N$  نمایش داده شده است. در نهایت  $\Phi$  ارزش بار قطع‌شده با واحد  $\$/MWh$  و  $EDNS$  مقدار بار تأمین‌نشده انتظاری برحسب  $MWh$  است [۱۷].

بازار عمده‌فروشی در زمان حقیقی بهره‌برداری است. این در حالی است که در شرایط خطادار سیستم، علاوه بر متغیرهای کنترلی ذکرشده، قابلیت تغییر در وضعیت روشن و خاموش بودن واحدهای تولید پراکنده و بازآرایی مجدد شبکه نیز پیشنهاد شده است تا بهره‌برداری با کمترین هزینه و نیز کمترین بار قطع‌شده انجام گیرد. البته در صورت عدم برآورد قیود بهره‌برداری امن، به‌عنوان آخرین گزینه، قطع اجباری بار در این مرحله نیز قابل انجام است.

## ۲-۲- معرفی مدل ریاضی پیشنهادی

در این بخش مدل ریاضی پیشنهادی در دو افق زمانی مختلف در مراحل ارزیابی و انتظار معرفی می‌شود.

### ۲-۲-۱- مرحله اول: ارزیابی در افق روزانه

در این مرحله، برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره با توجه به مقادیر متوسط پیش‌بینی‌شده و توابع توزیع احتمال بار شبکه و منابع انرژی تجدیدپذیر در سناریوهای مختلف انجام می‌پذیرد. نحوه برنامه‌ریزی بهینه همزمان انرژی و ذخیره مطابق روش ارائه‌شده در مرجع [۱۷] انجام گرفته است.

#### الف) مدل‌سازی سناریوها

به‌منظور مدل‌سازی سناریوها، عموماً بار شبکه با تابع توزیع احتمال نرمال و منابع انرژی تجدیدپذیر نیز با توابع مناسبی که بهترین توصیف را از رفتار آنها ارائه نماید مدل می‌شوند [۲۱]. با توجه به اینکه مطالعه پیش رو از توربین‌های بادی بهره گرفته است، رفتار نایقین این منابع با تابع توزیع احتمال ویبول مدل‌سازی شده است [۲۲]. جهت تولید سناریوهای مختلف، از روش درخت سناریو بهره گرفته شده است که در آن توابع توزیع احتمال به چند بازه گسسته تقسیم می‌شوند و احتمال هر یک از آنها محاسبه می‌شود. سپس از ترکیب بازه‌ها، سناریوهای مختلفی با مقادیر احتمال مختلف به‌وجود می‌آید. مقدار احتمال هر سناریو برابر حاصلضرب مقادیر احتمال هر یک از پارامترهای نایقین می‌باشد که در این مطالعه بار شبکه و سرعت وزش باد می‌باشد. تابع چگالی احتمال نرمال که بار شبکه را مدل می‌نماید با ۷ بازه گسسته و تابع چگالی احتمال ویبول با ۵ بازه گسسته مدل شده است. در نتیجه به تعداد ۳۵ سناریو تولید و مورد ارزیابی واقع می‌شود. هر یک از این سناریوها در مدل روز پیش‌رو ارزیابی می‌شود تا در نهایت مقادیر بهینه انرژی و ذخیره توسط هر یک از منابع داخلی، تعامل با بازار عمده‌فروشی و ساختار بهینه شبکه در افق روزانه تعیین شود.

#### ب) تابع هدف

تابع هدف پیشنهادی در این مرحله که به برنامه‌ریزی بهره‌برداری از تعاملات شبکه در افق روز پیش‌رو و تعیین سطح بهینه انرژی و ذخیره تمرکز دارد به‌صورت رابطه (۱) می‌باشد.

$$\min F_1 = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 + C_7$$

بر اساس انتگرال‌گیری از زیر منحنی در هر یک از بازه‌های گسسته تابع توزیع احتمال متغیرها محاسبه می‌گردد. همچنین  $\omega$  اندیس سناریو می‌باشد. با در نظر گرفتن تمامی سناریوها مطابق رابطه (۴) مقدار بار تأمین نشده انتظاری به دست می‌آید.

### ج) قیود بهره‌برداری

به منظور بهره‌برداری امن و حفظ کیفیت سرویس‌دهی و نیز تأمین نیازمندی‌های فنی تجهیزات مختلف قیود مختلفی در مدل پیشنهادی در نظر گرفته شده است که در تأمین همزمان انرژی و ذخیره ارزیابی می‌شوند. این قیود عبارتند از:

- قید تعادل توان اکتیو و راکتیو در هر باس، روابط (۵) و (۶)؛
  - قید حداکثر توان ظاهری انتقالی از پست فوق توزیع، رابطه (۷)؛
  - قیود فنی مربوط به منابع تولید پراکنده شامل حداقل و حداکثر توان اکتیو تولیدی، حداکثر توان ظاهری قابل تولید هر منبع و حداقل ضریب توان آن، روابط (۸)–(۱۱)؛
  - قید مربوط به حداکثر مقدار قابل قطع بارهای پاسخگو و ضریب توان ثابت آنها، روابط (۱۲)–(۱۴)؛
  - قید مربوط به حداکثر توان قابل انتقال از فیدرهای توزیع بر اساس حد حرارتی آنها، رابطه (۱۵)؛
  - قید مربوط به ولتاژ هر باس و حفظ آن در محدوده مجاز، رابطه (۱۶)؛
  - قیود مربوط به بازآرایی شبکه شامل تعداد گره و حلقه در گراف مربوطه، حفظ ساختار شعاعی شبکه و حداکثر تعداد دفعات کلیدزنی به منظور حفظ طول عمر کلید، روابط (۱۷) تا (۱۹).
- $$P_{t,s}^{Sub} + \sum_{g \in G_i} P_{t,g}^{DG} + \sum_{w \in W_i} P_{t,w}^{WT} + P_{t,i}^{DR} + DNS_{p,t} - P_{t,i}^D - \sum_{f \in F \& j \in B} P_{t,ij}^f (V_i, V_j, Y_{ij}, \theta_{ij}) = 0 \quad (5)$$
- $$Q_{t,s}^{Sub} + \sum_{g \in G_i} Q_{t,g}^{DG} + Q_{t,i}^{DR} + DNS_{q,t} - Q_{t,i}^D - \sum_{f \in F \& j \in B} Q_{t,ij}^f (V_i, V_j, Y_{ij}, \theta_{ij}) = 0 \quad (6)$$
- $$\left[ \left( P_{t,s}^{Sub} + P_{t,s, res}^{Sub} \right)^2 + \left( Q_{t,s}^{Sub} + Q_{t,s, res}^{Sub} \right)^2 \right]^{1/2} \leq S_{s, max}^{Sub} \quad (7)$$
- $$P_{g, min}^{DG} \leq P_{t,g}^{DG} + P_{t,g, res}^{DG} \leq P_{g, max}^{DG} \quad (8)$$
- $$Q_{g, min}^{DG} \leq Q_{t,g}^{DG} + Q_{t,g, res}^{DG} \leq Q_{g, max}^{DG} \quad (9)$$
- $$\left[ \left( P_{t,g}^{DG} + P_{t,g, res}^{DG} \right)^2 + \left( Q_{t,g}^{DG} + Q_{t,g, res}^{DG} \right)^2 \right]^{1/2} \leq S_{g, max}^{DG} \quad (10)$$
- $$PF_{g, min}^{DG} \leq PF_{t,g}^{DG} \leq PF_{g, max}^{DG} \quad (11)$$
- $$0 \leq P_{t,i}^{DR} + P_{t,i, res}^{DR} \leq P_{t,i, max}^{DR} \quad (12)$$
- $$Q_{t,i}^{DR} = \tan \left( \cos^{-1} \left( PF_i^{DR} \right) \right) \times P_{t,i}^{DR} \quad (13)$$
- $$Q_{t,i, res}^{DR} = \tan \left( \cos^{-1} \left( PF_i^{DR} \right) \right) \times P_{t,i, res}^{DR} \quad (14)$$
- $$\left[ \left( P_{t,ij}^f \right)^2 + \left( Q_{t,ij}^f \right)^2 \right]^{1/2} \leq S_{max}^f \quad (15)$$

تابع هزینه واحدهای تولید پراکنده به شکل تابع درجه دوم با رابطه زیر بیان شده است:

$$Cost_{t,g,p}^{DG} = A_{t,g}^{DG,Fl} a_g + b_g P_{t,g}^{DG} + c_g \left( P_{t,g}^{DG} \right)^2 \quad (2)$$

در این رابطه  $a$  و  $b$  و  $c$  ضرایب تابع هزینه با واحد  $\$/MWh$  و  $\$/MWh^2$  می‌باشند. همچنین، برای در مدار قرارگرفتن واحد، متغیر باینری مناسبی در نظر گرفته شده است که با  $A_{t,g}^{DG}$  نشان داده شده است. بر اساس وضعیت این متغیر و در مدار بودن یا نبودن واحد، وضعیت روشن شدن و خاموش شدن آن استخراج می‌شود و متغیرهای  $\Gamma_{t,g}$  و  $\Psi_{t,g}$  تعیین می‌شوند. به عبارتی این دو متغیر وابسته به متغیر  $A_{t,g}^{DG}$  و تغییرات آن می‌باشند.

هزینه برنامه‌ریزی ذخیره برابر درصدی از هزینه تأمین انرژی در روز پیش‌رو فرض می‌شود و در زمان حقیقی بهره‌برداری برابر با همان مقدار قیمت واقعی انرژی در روز پیش‌رو تسویه می‌شود. در نتیجه با تخصیص ذخیره از اعمال قیمت‌های بالای زمان حقیقی جلوگیری می‌شود. هزینه تأمین توان راکتیو از طریق منابع مختلف نیز درصدی از هزینه تأمین توان اکتیو می‌باشد و با ضریب  $k$  مدل‌سازی شده است.

با توجه به انحراف بار پیش‌بینی شده از مقدار متوسط آن و نیز انحراف سرعت وزش باد از مقدار متوسط پیش‌بینی شده، در سناریوهای مختلف ممکن است بیشبود یا کمبود توان تولیدی و افزایش و یا کاهش بار شبکه به وجود آید. در صورت کاهش سرعت وزش باد و افزایش همزمان بار شبکه در برخی از سناریوها، مقادیر برنامه‌ریزی شده انرژی قادر به تأمین تمام بار شبکه نبوده و در نتیجه مقداری بار تأمین نشده  $^{14}$  (DNS) به وجود خواهد آمد. این در حالی است که با در نظر گرفتن ذخیره و تخصیص بهینه آن می‌توان مقدار بار تأمین نشده را کاهش داد. بدین منظور بر اساس کاهش مؤلفه هفتم از تابع هدف که مقدار جریمه از بابت بار تأمین نشده انتظاری  $^{15}$  (EDNS) می‌باشد، مقادیر بهینه ذخیره برنامه‌ریزی می‌شوند. روش حل مساله بدین صورت می‌باشد که در فرآیند بهینه‌سازی، مقادیری به متغیرهای مجهول مساله شامل تولید منابع تولید پراکنده قابل برنامه‌ریزی، بارهای پاسخگو، وضعیت باز و بست بودن کلیدهای کنترل شده از راه دور و میزان خرید از شبکه اختصاص داده می‌شود. سپس در یک مرحله بهینه‌سازی داخلی، این جواب در هر یک از سناریوها مورد ارزیابی واقع می‌شود و میزان بار تأمین نشده محاسبه می‌شود. در نهایت با در نظر گرفتن تمامی سناریوها و احتمال وقوع آنها، EDNS محاسبه می‌شود. نحوه محاسبه بار تأمین نشده انتظاری مطابق روابط زیر می‌باشد:

$$Pr_{t,\omega} = Pr_{t,ds} \times Pr_{t,ws} \quad (3)$$

$$EDNS_t = \sum_{\omega} Pr_{t,\omega} \times DNS_{t,\omega} \quad (4)$$

در این روابط  $Pr_{t,ds}$  مقدار احتمال هر یک از بازه‌های گسسته تابع توزیع نرمال بار شبکه و  $Pr_{t,ws}$  مقدار احتمال هر یک از بازه‌های گسسته تابع توزیع ویبول مربوط به سرعت باد را بیان می‌دارد. این مقادیر احتمال

$$\begin{aligned} \min F_2^{RT,Nor} &= C_1^{RT,Nor} + C_2^{RT,Nor} + C_3^{RT,Nor} + C_4^{RT,Nor} \\ C_1^{RT,Nor} &= \sum_{s \in S} \lambda_t^{RT} \left[ P_{t,s}^{Sub,RT} - (P_{t,s}^{Sub,FI}) \right] + \sum_{g \in G} \left( C_{t,g,p}^{DG,RT} \right) \\ &+ \sum_{l \in L} \left( \lambda_t^{DR,RT} P_{t,l}^{DR,RT} \right) \\ C_2^{RT,Nor} &= \sum_{s \in S} k_q^{Sub} \lambda_t^{RT} \left[ Q_{t,s}^{Sub,RT} - (Q_{t,s}^{Sub,RT}) \right] + \sum_{g \in G} \left( C_{t,g,q}^{DG,RT} \right) \\ &+ \sum_{l \in L} \left( k_q^{DR,RT} \rho_l^{DR,RT} Q_{t,l}^{DR,RT} \right) \\ C_3^{RT,Nor} &= \sum_{g \in G} \left( \Gamma_{t,g}^{STUC} \right) + \sum_{g \in G} \left( \Psi_{t,g}^{SHDC} \right) \\ C_4^{RT,Nor} &= k^* \sum_{g \in G} \text{abs} \left[ A_{t,g}^{DG} - A_{t,g}^{DG,FI} \right] \end{aligned} \quad (20)$$

در این روابط بالابویس‌های RT, Nor و FI به ترتیب بیانگر شرایط عادی بهره‌برداری، بازه زمان حقیقی و مقادیر به‌دست‌آمده از برنامه‌ریزی بر مبنای تابع هدف مرحله نخست در افق روز پیش‌رو می‌باشد. تابع هدف  $F_2^{RT,Nor}$  دارای چهار مؤلفه می‌باشد. مؤلفه اول هزینه تأمین توان اکتیو در زمان حقیقی بهره‌برداری می‌باشد که با توجه به رابطه  $C_1^{RT,Nor}$  مشخص است که در زمان حقیقی بهره‌برداری آنچه که بسیار مهم می‌باشد، عدم انحراف بیش از حد از مقادیر تسویه‌شده بازار روز پیش‌رو می‌باشد. این در حالی است که منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو می‌توانند مجدداً مورد برنامه‌ریزی واقع شوند. در برنامه‌ریزی مجدد منابع در زمان حقیقی بهره‌برداری صرفاً منابع تولید پراکنده قابل برنامه‌ریزی وارد مساله بهینه‌سازی می‌گردد. این در حالی است که هیچگونه کنترلی بر روی منابع تجدیدپذیر نیست و هر میزان توان تولیدی آنها به شبکه تزریق می‌گردد. اینچنین رویکردی در هزینه تأمین توان راکتیو در مؤلفه دوم نیز مشهود می‌باشد. مؤلفه سوم هزینه راه‌اندازی و خاموشی تولیدات پراکنده را مدل‌سازی می‌کند. در انتها مؤلفه چهارم نیز به منظور حفظ الگوی بردار برنامه‌ریزی تولیدات پراکنده در نظر گرفته شده است. در نتیجه اگر واحدی بر اساس مدل مرحله نخست روشن شده است، روشن باقی می‌ماند و اگر نتیجه بهینه‌سازی مبتنی بر خاموشی آن بوده است، در زمان حقیقی بهره‌برداری نیز سعی بر خاموش نگه‌داشتن آن می‌باشد. دلیل در نظر گرفتن همچنین فرضی در مدل ارائه‌شده جلوگیری از تغییر بیش از حد میزان خرید از بازار عمده‌فروشی که در افق روز پیش‌رو تعیین شده و نیز عدم تغییر ساختار شبکه در زمان حقیقی بهره‌برداری می‌باشد. چنانچه واحد مشخص شده خاموش شود و بخواهد واحد دیگری روشن شوند، ساختار شبکه نیز به احتمال زیاد اعتبار خود را از دست می‌دهد و می‌بایستی ساختار جدیدی تعیین شود. این در حالی است که کلیدها با محدودیت کلیدزنی مواجه می‌باشند. اینچنین رویکردی از تغییرات بیش از حد در مقادیر برنامه‌ریزی مدل مرحله اول و بخصوص در نقطه اتصال به شبکه جلوگیری می‌نماید.

قیود ارائه‌شده در بخش ۲-۱ (ج) در این مدل نیز مورد ارزیابی واقع می‌شوند با این تفاوت که تعدادی از قیود همچون قیود مربوط به بازآرایی در این بخش مورد توجه نیستند. همچنین ذکر این نکته حائز اهمیت است که مساله صرفاً در یک وضعیت بهره‌برداری قطعی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

$$V_{\min} \leq |V_{t,i}| \leq V_{\max} \quad (16)$$

$$N_{mL} = N_{br} - N_{bus} + 1 \quad (17)$$

$$N_{t,c}^{CB} = \sum_t \text{abs} (CB_{k,t} - CB_{k,t-1}) \quad (18)$$

$$N_{t,c}^{CB} \leq N_{\max}^{CB} \quad (19)$$

خروجی مدل ارائه‌شده در مرحله نخست، مقادیر بهینه انرژی و ذخیره برنامه‌ریزی شده برای منابع تولید پراکنده، بارهای پاسخگو، تعامل با بازار عمده‌فروشی و ساختار بهینه شبکه برای هر یک از ساعات روز پیش‌رو می‌باشد.

### ۲-۲-۲- مرحله دوم: انتظار در افق زمان حقیقی

در این مرحله، براساس پیش‌بینی دقیق‌تر و به‌روزرسانی اطلاعات شبکه، برنامه‌ریزی زمان حقیقی انجام می‌شود. مقادیر انرژی و ذخیره تعیین شده در مرحله قبلی به‌عنوان مقادیر مرزی و محدودیت‌های این مرحله در نظر گرفته می‌شوند. همانطوری که پیش‌تر بدان اشاره شد، برنامه‌ریزی بهره‌برداری زمان حقیقی در دو شرایط عادی و خطادار مورد بررسی قرار دارد.

#### الف) بهره‌برداری عادی شبکه

در این شرایط که معادل با بهره‌برداری شبکه در شرایط عادی آن می‌باشد، صرفاً ممکن است مقادیری انحراف در پارامترهای همراه با عدم قطعیت به وجود آید. از جمله این موارد می‌توان به تغییر بار شبکه و سرعت وزش باد در زمان حقیقی بهره‌برداری نسبت به مقادیر متوسط پیش‌بینی شده در برنامه‌ریزی افق روز پیش‌رو اشاره داشت. همچنین قیمت برق نیز منطبق با بازار زمان حقیقی می‌باشد که عمدتاً منجر به قیمت‌های بزرگتری از مقادیر تسویه‌شده در بازار روز پیش‌رو می‌باشد. به عبارتی، در مرحله اول که مربوط به برنامه‌ریزی روز پیش‌رو است، قیمت برق شبکه خارجی به شکل قیمت پیش‌بینی شده تعیین می‌گردد و براساس آن معاملات شرکت برنامه‌ریزی می‌شود. البته این قیمت به شکل پارامتر قطعی در نظر گرفته شده و رفتار نایقین آن در این مطالعه صرف‌نظر شده است. شایان ذکر است که قیمت زمان حقیقی ممکن است منطبق با قیمت روز پیش‌رو نباشد و نیاز به برنامه‌ریزی مجدد در زمان حقیقی برنامه‌ریزی در مرحله دوم باشد. در فرآیند بازآرایی بهینه شبکه در مدل روز پیش‌رو تمامی سناریوهای ممکن مورد ارزیابی واقع شده و ساختاری بهینه برای هر ساعت از شبکه تعیین می‌شود. لذا در شرایط عادی بهره‌برداری، ساختار بهینه تعیین شده برای هر یک از دوره‌های بهره‌برداری زمان حقیقی نیز معتبر بوده و به دلیل حفظ محدودیت تعداد دفعات کلیدزنی، فرآیند بازآرایی از مساله بهینه‌سازی حذف شده است. اینچنین فرضی به منظور حفظ محدودیت دفعات کلیدزنی کلیدها در زمان حقیقی بهره‌برداری در نظر گرفته شده است تا در پاسخ به تغییرات متغیرهای نایقین و تغییر بار، ساختار شبکه دچار تغییرات پی در پی نگردد. در این حالت مطابق رابطه (۲۰) هدف بهره‌برداری، کمینه‌نمودن هزینه‌های بهره‌برداری از شبکه با در نظر داشتن مقادیر بهینه تعیین شده در مدل روز پیش‌رو است.

**ب) بهره‌برداری شبکه با در نظر گرفتن خطاهای مختلف**

در این شرایط وقوع خطاهای مختلف همچون خروج فیدهای توزیع در ارزیابی مساله و برنامه‌ریزی بهره‌برداری از آن مورد توجه قرار دارد. به منظور اطمینان از عملکرد بهینه شبکه توزیع در زمان حقیقی بهره‌برداری، راه‌بردهای پیشگیرانه و تصحیحی مختلفی تعین می‌شوند. در نظر گرفتن تمام حالات ممکن برای وقوع خطا و در نتیجه خروج تمامی فیدهای توزیع و منابع شبکه در برنامه‌ریزی روز پیش‌رو می‌تواند به عنوان یکی از اقدامات پیشگیرانه مد نظر قرار گیرد. چنین رویکردی در افق روز پیش‌رو باعث فاصله‌گرفتن مقادیر برنامه‌ریزی شده جهت تعامل با بازار عمده‌فروشی و منابع داخلی شبکه از مقادیر بهینه آن‌ها می‌شود. همچنین یکی دیگر از مشکلات مطرح در بهره‌گیری از اینچنین راه‌بردهایی جهت بهره‌برداری شبکه به ابعاد شبکه برمی‌گردد. پر واضح است که این نوع برخورد با مساله صرفاً برای شبکه‌های با وسعت کوچک معتبر می‌باشد که بتوان در آن تمامی خروج تجهیزات احتمالی شبکه را به همراه سناریوهای مطرح در مواجهه با عدم قطعیت‌ها مورد ارزیابی قرار داد. در اینچنین رویکردی، بار محاسباتی مساله بسیار بالا بوده و مواجهه با عدم همگرایی در بهینه‌سازی از مشکلات بسیار محتمل می‌باشد. از این رو در برخی از پیاده‌سازی‌های عملی نیز نحوه برخورد با وقوع خطاها به شکل اعمال تصحیحی بعد از وقوع در نظر گرفته شده است. مطالعات انجام‌گرفته در مرجع [۲۴] به ارائه یک مدل بهره‌برداری از ریزشبکه الکتریکی هوشمند مربوط به موسسه فناوری ایلینویز اشاره دارد. در این ریزشبکه، با بهره‌گیری از کلیدهای کنترل‌شده از راه دور و اجرای الگوریتم‌های کارآمد تشخیص خطا در سیستم مدیریت خروج، مدت زمان لازم برای تشخیص و جداسازی خطا به حدود شش دوره تناوب کاهش یافته است. در این مدت زمان، بخش خطادار جداسازی شده و از طریق بازآرایی ساختار شبکه و بازیابی بار هیچکدام از تجهیزات موجود در ریزشبکه دچار قطعی برق نمی‌شوند. مطالعه پیش‌رو نیز اینچنین رویکردی را در توسعه مدل پیشنهادی مورد توجه قرار داده است. به عبارتی، مدیریت و برنامه‌ریزی بهینه کارکردهای شبکه در مواجهه با خروج تجهیزات مختلف پس از وقوع خطا تعیین می‌شود. فرض اساسی در این زمینه مجهزبودن سیستم مدیریت توزیع به الگوریتم‌های کارآمد تشخیص و جداسازی بخش خطادار از شبکه است. در پاسخ به وقوع خطاها، الگوریتم‌های کارآمد تشخیص و جداسازی خطا به‌عنوان اولین گام اساسی در شناسایی بخش خطادار، جلوگیری از انتشار آن و وقوع خاموشی‌های سراسری است. گام دوم که در واقع بر اعمال تصحیحی استوار است، بازیابی سیستم را در بردارد. این اعمال بازآرایی ساختار شبکه، برنامه‌ریزی مجدد و کنترل توان تولیدی تولیدات پراکنده و بارهای پاسخگو و در نهایت قطع بار اجباری را در بر می‌گیرد. آنچه که در این زمینه مطرح است، این است که کدام یک از این اعمال و به چه صورتی بایستی اجرا شود. از این رو است که تدوین راه‌بردی کارآمد به منظور برنامه‌ریزی بهینه اعمال تصحیحی شبکه در مواجهه با خروج

تجهیزات مختلف بسیار حائز اهمیت است. بدین منظور مدل ارائه‌شده در رابطه (۲۱) در نظر گرفته شده است.

$$\begin{aligned} \min F_2^{RT,Faulty} &= C_1^{RT,Faulty} + C_2^{RT,Faulty} + C_3^{RT,Faulty} + C_4^{RT,Faulty} \\ &+ C_5^{RT,Faulty} \\ C_1^{RT,Faulty} &= \sum_{s \in S} \lambda_t^{RT} \left[ P_{t,s}^{Sub,RT} - (P_{t,s}^{Sub,F1}) \right] + \sum_{g \in G} \left( C_{t,g,p}^{DG,RT} \right) \\ &+ \sum_{l \in L} \left( \lambda_t^{DR,RT} P_{t,l}^{DR,RT} \right) \\ C_2^{RT,Faulty} &= \sum_{s \in S} k_q^{Sub} \lambda_t^{RT} \left[ Q_{t,s}^{Sub,RT} - (Q_{t,s}^{Sub,RT}) \right] + \sum_{g \in G} \left( C_{t,g,q}^{DG,RT} \right) \\ &+ \sum_{l \in L} \left( k_q^{DR,RT} \rho_t^{DR,RT} Q_{t,l}^{DR,RT} \right) \\ C_3^{RT,Faulty} &= \sum_{g \in G} \left( \Gamma_{t,g}^{STUC} \right) + \sum_{g \in G} \left( \Psi_{t,g}^{SHDC} \right) \\ C_4^{RT,Faulty} &= \sum_{c \in C} \left( SC^{CB} N_{t,c}^{CB} \right) \\ C_5^{RT,Faulty} &= \sum_{i \in B} SL_{t,i}^D \times \Phi \end{aligned} \quad (21)$$

در این رابطه،  $SL$  بیانگر مقدار بار قطع‌شده در هر باس برحسب MW می‌باشد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، تابع هدف  $F_2^{RT,Faulty}$  دارای پنج مؤلفه می‌باشد. مؤلفه‌های اول، دوم و سوم مطابق مؤلفه‌های اول، دوم و سوم در  $F_2^{RT,Nor}$  می‌باشد. یکی از اصلی‌ترین تفاوت‌های روابط (۵) و (۶) در این است که در برنامه‌ریزی شبکه در حالت خطادار، بردار برنامه‌ریزی شده تولیدات پراکنده در مدل روز پیش‌رو از اعتبار ساقط می‌شود و الگوی جدیدی برای روشن و خاموش شدن این منابع تعیین می‌شود به‌نحوی که کمترین تغییرات در میزان خرید از بازار لحظه‌ای و نیز کمترین مقدار بار قطع‌شده به‌دست آید. اینچنین رویکردی در بازآرایی ساختار شبکه نیز موجود است که در آن ساختار بهینه به‌دست‌آمده از مدل مرحله نخست اعتبار خود را از دست می‌دهد و ساختار بهینه جدیدی با توجه به شرایط بعد از خطا به‌دست می‌آید. بدین منظور در محدودیت حداکثر کلیدزنی کلیدهای کنترل‌شده از راه دور، تعداد مناسبی به‌منظور انجام اعمال حفاظت و بازیابی بار در نظر گرفته می‌شود. پیش‌تر نیز بدان اشاره شد که اعمال تصحیحی شبکه در این حالت گزینه‌های بازآرایی ساختار شبکه از طریق کلیدهای کنترل‌شده از راه دور، برنامه‌ریزی مجدد منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو، مشارکت با بازار لحظه‌ای و در نهایت قطع اجباری مقداری از بار جهت برآورد قیود امنیتی و بهره‌برداری شبکه را در بردارد.

قیود ارائه‌شده در بخش ۲-۲-۱ (ج) در این مدل نیز مورد ارزیابی واقع می‌شوند با این تفاوت که تعدادی از قیود همچون قیود مربوط به بازآرایی و وضعیت اتصال برخی از تجهیزات به‌روزرسانی می‌شود. به‌عنوان نمونه، اگر خطا در فیدر توزیع به وقوع پیوسته و آن فیدر از مدار خارج شود، ماتریس امپدانس شبکه اصلاح و وضعیت کلید مربوطه غیرفعال می‌شود. همچنین ذکر این نکته حائز اهمیت است که مساله صرفاً در یک وضعیت بهره‌برداری قطعی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

### ۲-۲-۲- روش بهینه‌سازی

مدل‌های ارائه‌شده در مراحل ارزیابی و انتظار از نوع مسائل برنامه‌ریزی غیرخطی مرکب با عدد صحیح می‌باشند. به‌منظور بهینه‌سازی این مدل‌ها و استخراج نتایج خروجی از الگوریتم ژنتیک استفاده می‌شود. در این الگوریتم، متغیرهای موجود در هر یک از مراحل که مجهول مساله می‌باشند به شکل ژن‌های کروموزوم مدل‌سازی شده و براساس تابع هدف تعیین می‌گردد. ساختار کروموزوم و پارامترهای الگوریتم مطابق روش ارائه‌شده در مرجع [۱۷] می‌باشد.

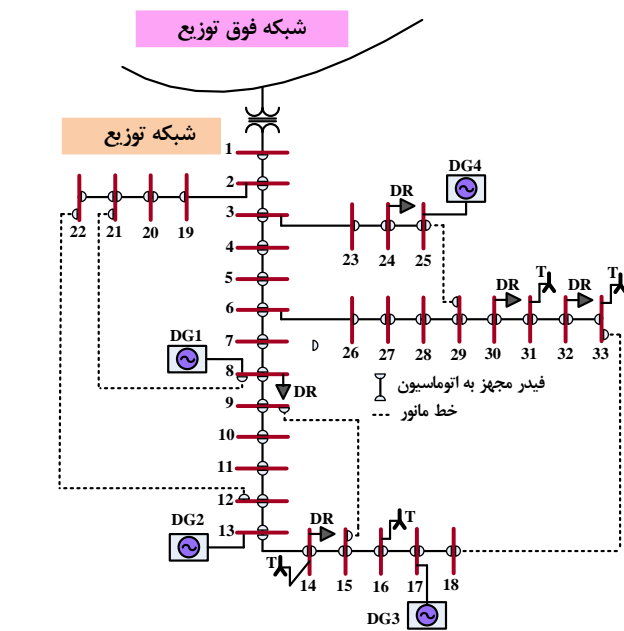
### ۳- مطالعات عددی و نتایج

به‌منظور ارزیابی کارکرد مدل ارائه‌شده، شبکه توزیع ۳۳ باسه شعاعی با سطح ولتاژ ۱۲/۶۶ kV در نظر گرفته شده است. نمودار تک خطی این شبکه در شکل ۲ نمایش داده شده است. اطلاعات پایه‌ای این شبکه و تمامی قیود فنی تجهیزات مختلف آن شامل سرعت وزش باد، اطلاعات فنی و اقتصادی منابع تولید پراکنده، بارهای پاسخگو و توربین‌های بادی در مرجع [۱۷] قابل دسترسی می‌باشد. در مدل ارائه‌شده برنامه پاسخگویی بار از نوع کنترل مستقیم بار در نظر گرفته شده است که در آن طبق توافق مشترک و شرکت توزیع، درصد مشخصی از بار (در این مطالعه ۱۰٪) در ساعات مشخصی و براساس قیمت قطع بار مشخصی می‌تواند به‌طور مستقیم توسط بهره‌بردار شبکه توزیع قطع گردد. واحدهای اندازه‌گیری از راه دور مختلفی در شبکه نصب شده است تا از این طریق ارتباط مخابراتی و کنترلی موثری بین مرکز مدیریت شبکه و تمامی عناصر فعال شبکه فراهم آید. همان‌گونه که مشاهده می‌شود شبکه مورد مطالعه دارای ۵ فیدر مانور است. فرض شده است که تمامی فیدرها مجهز به کلیدهای کنترل شده از راه دور می‌باشند و از این طریق امکان پیاده‌سازی بازآرایی‌های کوتاه‌مدت شبکه در برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه از آن فراهم است. با در نظر گرفتن کلیدهای کنترل شده از راه دور و براساس طول عمر مؤثر ۱۵ سال برای این کلیدها، تعداد دفعات حداکثر کلیدزنی برابر ۶ عدد تعیین شده است. تعداد ۴ عمل کلیدزنی به‌منظور بازآرایی و ۲ عمل کلیدزنی به‌منظور حفاظت و بازایی بار در مواقع خطادار در نظر گرفته شده است. با توجه به هزینه خرید و سرمایه‌گذاری اولیه این کلیدها، هزینه هر عمل کلیدزنی برابر ۱ دلار محاسبه شده است. باس شماره ۱ به‌عنوان پست اصلی، تنها نقطه ارتباطی شبکه توزیع با بازار عمده‌فروشی برق است. بار روزانه پیش‌بینی شده شبکه و قیمت برق در بازار عمده‌فروشی در شکل ۳ نمایش داده شده است [۲۵]. در مواقع وقوع بار تأمین‌نشده، ارزش بار تأمین‌نشده برابر ۱۲۰۰ \$/MVA در نظر گرفته شده است [۲۶].

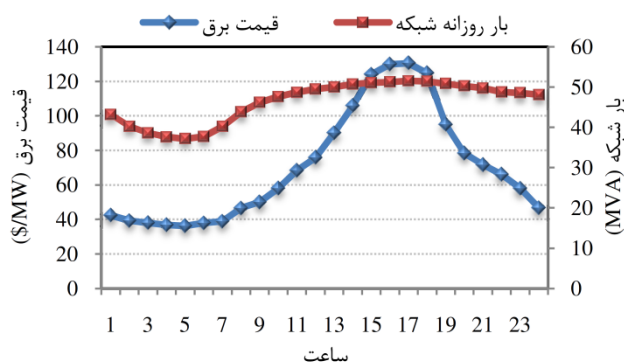
### ۳-۱- برنامه‌ریزی در مرحله ارزیابی در افق روز پیش‌رو

نتایج برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره در افق روز پیش‌رو در مرحله نخست در شکل‌های ۴ الی ۸ نمایش داده شده است. براساس شکل‌های ۴ و ۵ مشاهده می‌شود که در نظر گرفتن ساختارهای متغیر شبکه در فرآیند

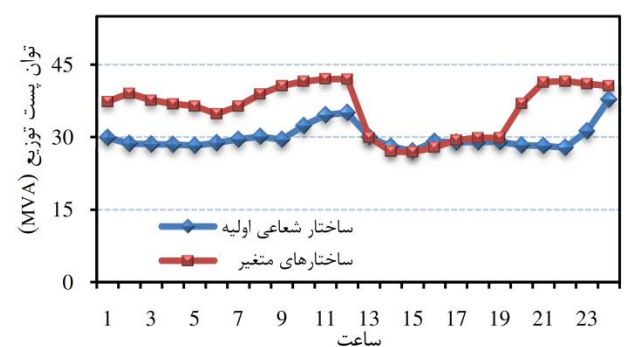
بازآرایی، در ساعات کم‌باری منابع تولید پراکنده را خاموش نموده و با توجه به ارزانی قیمت برق در بازار عمده‌فروشی میزان توان فراهم‌آمده از پست فوق توزیع را افزایش داده است. لازم به ذکر است، که منابع تولید پراکنده از نوع دیزل ژنراتور و مبتنی بر سوخت‌های فسیلی می‌باشند که با کاهش تولید مواجه گردیده‌اند. در مورد منابع تولید پراکنده مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر، حداکثر توان تولیدی آن‌ها به شبکه تزریق می‌گردد تا منجر به بهبود کارایی اقتصادی و کاهش هزینه بهره‌برداری گردد.



شکل ۲: شبکه نمونه مورد مطالعه

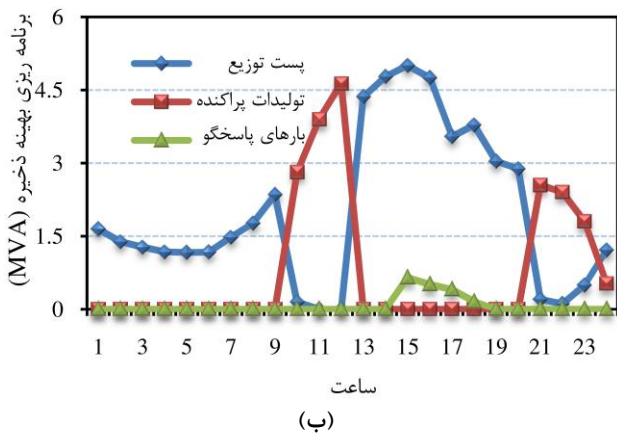


شکل ۳: بار روزانه پیش‌بینی‌شده و قیمت عمده‌فروشی برق



شکل ۴: برنامه‌ریزی بهینه انرژی از بازار عمده‌فروشی

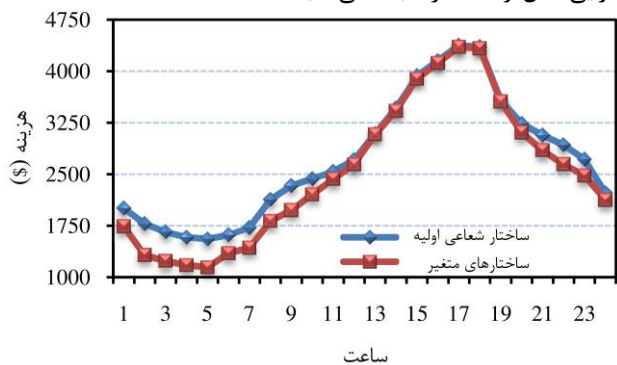




شکل ۷: برنامه‌ریزی بهینه ذخیره در (الف): ساختار شعاعی اولیه، (ب) ساختارهای متغیر شبکه.

این در حالی است که در ساختارهای متغیر شبکه و تغییر ساختار پایه، ظرفیت منابع تولید پراکنده جهت تأمین ذخیره افزایش یافته است. در ساعات اوج بار و در ساختارهای منعطف شبکه که فرصت مشارکت با تمام ظرفیت را برای منابع تولید پراکنده فراهم می‌آورد، این منابع با تمام ظرفیت خود در تأمین انرژی مورد نیاز شبکه و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری مشارکت دارند و در نتیجه در این ساعات مشارکتی در تأمین ذخیره ندارند. با توجه به نتایج به‌دست‌آمده مشاهده می‌شود که بارهای پاسخگو صرفاً در ساعات اوج بار در تأمین ذخیره مشارکت دارند.

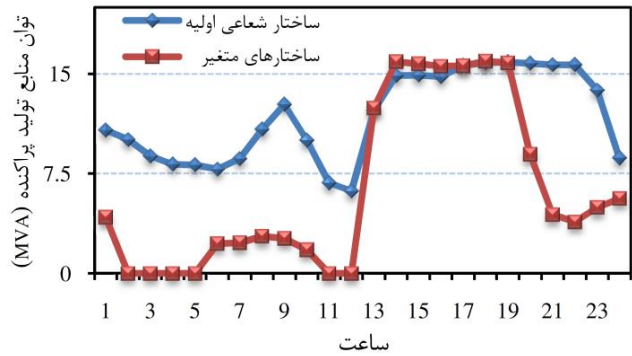
براساس مدل بهینه‌سازی ساخته شده و با بهینه‌سازی ساختار شعاعی شبکه، هزینه بهره‌برداری روزانه شبکه در ساعات کم‌باری و میان‌باری شامل ۱ الی ۱۲ و ۲۰ الی ۲۴ کاهش قابل ملاحظه‌ای داشته است. این نتایج به سهولت در شکل ۸ قابل مشاهده است. هزینه کل بهره‌برداری به‌میزان ۷/۳٪ کاهش داشته است که از دید اقتصادی بسیار ارزشمند است و کارایی مدل ارائه‌شده را اثبات می‌نماید.



شکل ۸: هزینه بهره‌برداری روزانه از شبکه توزیع نمونه

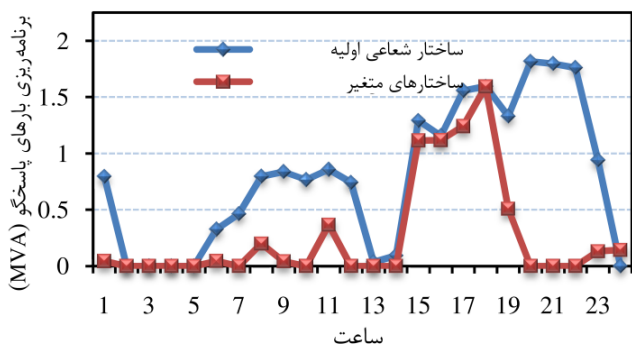
### ۲-۳- برنامه‌ریزی در مرحله انتظار در افق زمان حقیقی

به‌منظور ارزیابی کارکرد مدل ارائه‌شده در بهره‌برداری زمان حقیقی شبکه، ساعت ۹ صبح به‌عنوان نمونه انتخاب شده و مورد ارزیابی واقع شده است. براساس اطلاعات مربوط به تاریخ ۱۶ جولای سال ۲۰۱۳ قیمت زمان حقیقی انرژی در این ساعت برابر ۵۲/۲۸ \$/MWh است. قیمت انرژی در بازار روز پیش‌رو نیز برابر ۵۰/۰۲ \$/MWh تعیین شده است. به‌منظور در



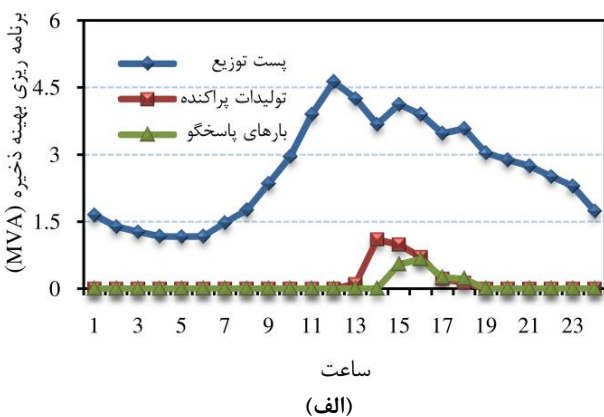
شکل ۵: برنامه‌ریزی بهینه انرژی منابع تولید پراکنده

این چنین رویکردی در مورد بارهای پاسخگو در شکل ۶ نیز قابل مشاهده است. این در حالی است که در ساعات اوج بار همچون ساعات ۱۳ الی ۱۹ با توجه به تراکم بار شبکه و گرانی برق در بازار عمده‌فروشی، با بهره‌گیری از ساختارهای متغیر شبکه منابع تولید پراکنده در حداکثر ظرفیت خود بهره‌برداری می‌شوند. این مشاهده نسبت به ساختار پایه شبکه به راحتی قابل استنباط است.



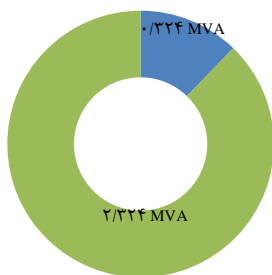
شکل ۶: برنامه‌ریزی بهینه انرژی بارهای پاسخگو

در برنامه‌ریزی بهینه ذخیره و در ساختار پایه شبکه، شکل ۷ (الف) نشان می‌دهد که بیشتر ذخیره مورد نیاز شبکه به‌منظور پوشش عدم قطعیت‌های موجود از طریق پست فوق توزیع تأمین می‌شود. تولید پراکنده و بارهای پاسخگو براساس اندک ظرفیت باقی‌مانده خود صرفاً در ساعات اوج بار در تأمین ذخیره مشارکت دارند.



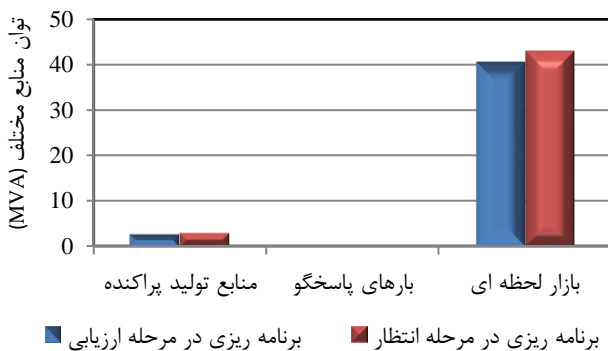
(الف)

شبکه که در آن قیمت بازار لحظه‌ای چندان بالا نیست، مقدار کمبود تولید براساس بهینه‌سازی اقتصادی از ذخیره تعیین شده از پست توزیع و نیز ظرفیت آزاد منبع DG3 تأمین می‌شود. تغییرات به‌وجود آمده در مقادیر برنامه‌ریزی شده منابع مختلف در زمان حقیقی بهره‌برداری نسبت به مدل روز پیش‌رو به‌صورت شکل ۱۰ می‌باشد. مقادیر نهایی انرژی تأمین شده در زمان حقیقی بهره‌برداری توسط منابع مختلف در شکل ۱۱ نمایش داده شده است. مشاهده می‌شود که صرفاً در مقادیر برنامه‌ریزی شده انرژی فراهم آمده از پست توزیع و منابع تولید پراکنده تغییراتی به‌وجود آمده است ولی وضعیت برنامه‌ریزی بارهای پاسخگو هیچ تغییری نداشته است. با توجه به اینکه مقدار تفاوت به‌وجود آمده کوچکتر از سطح ذخیره تعیین شده می‌باشد، محاسبات براساس قیمت‌های بازار عمده‌فروشی در مرحله نخست انجام یافته و از تحمیل زیان اقتصادی (در ساعت مورد بررسی ۲/۲۶ دلار بیشتر از بابت هر MW) جلوگیری می‌شود. این امر بخصوص در ساعات اوج بار که در آن تفاوت بسیاری بین قیمت‌های بازار عمده‌فروشی و بازار لحظه‌ای وجود دارد مشهودتر می‌باشد. در نتیجه با تخصیص سطح بهینه‌ای از ذخیره به‌منظور مدل‌سازی دقیق عدم قطعیت‌های موجود، از تحمیل زیان اقتصادی در زمان حقیقی بهره‌برداری جلوگیری به‌عمل می‌آید. نتایج به‌دست آمده کارکرد مناسب مدل پیشنهادی را در برنامه‌ریزی بهره‌برداری کوتاه‌مدت از شبکه‌های توزیع مدرن در حضور منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو نشان می‌دهد.



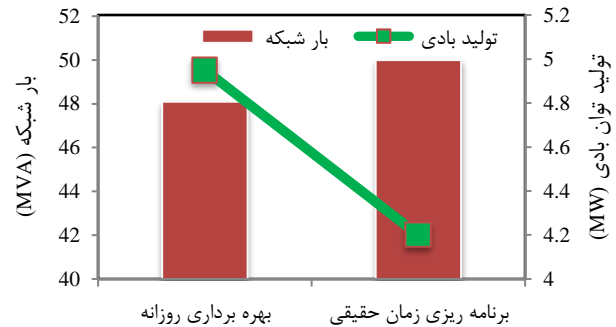
■ بازار لحظه ای ■ بارهای پاسخگو ■ منابع تولید پراکنده

شکل ۱۰: تفاوت در مقادیر برنامه‌ریزی شده در مرحله انتظار (زمان حقیقی) نسبت به مرحله ارزیابی (افق روز پیش‌رو)



شکل ۱۱: مقادیر نهایی برنامه‌ریزی شده منابع مختلف در شبکه

نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها و انحراف مقادیر زمان حقیقی از مقادیر پیش‌بینی شده، ۵٪ کاهش در تولید توان بادی و ۵٪ افزایش در میزان بار شبکه به‌وجود می‌آید. شکل ۹ تغییرات ناشی از این انحرافات را نمایش می‌دهد. پرواضح است که تحت این شرایط، شبکه با کمبود تولید و به عبارتی بیشبود بار همراه می‌شود که به‌منظور برطرف نمودن آن، به برنامه‌ریزی مجدد منابع با در نظر داشتن سطوح ذخیره تعیین شده می‌پردازد.



شکل ۹: تغییرات در میزان بار شبکه و تولید توان توربین‌های بادی در زمان حقیقی بهره‌برداری.

بردار برنامه‌ریزی منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو در این ساعت براساس مدل مرحله نخست به‌صورت جدول ۱ به‌دست آمده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود در افق روز پیش‌رو و در ساعت مورد بررسی، صرفاً منبع تولید پراکنده DG3 در مدار بوده و سایر منابع تولید پراکنده خاموش هستند. همچنین، هیچ یک از بارهای پاسخگو مورد بهره‌برداری نبوده‌اند. براساس شکل ۷ (ب) مشاهده می‌شود که هیچ‌کدام از منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو در تأمین ذخیره مورد برنامه‌ریزی نبوده‌اند و تمامی سطح ذخیره مورد نیاز در این ساعت از طریق پست توزیع و به مقدار ۲/۳۵ MVA فراهم آمده است.

جدول ۱: وضعیت برنامه‌ریزی تولیدات پراکنده و بارهای پاسخگو در

مدل روز پیش‌رو

تولید	برنامه‌ریزی براساس مدل مرحله ارزیابی در افق روز پیش‌رو									
	منابع تولید پراکنده				بارهای پاسخگو (MVA)					
	DG 1	DG 2	DG 3	DG 4	RL 1	RL 2	RL 3	RL 4	RL 5	
$A^{Fl}$	۰	۰	۱	۰						
تولید	۰	۰	۲/۶۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰

با توجه به عدم تعادل تولید و مصرف به میزان ۲/۶۴۸ MVA مطابق شکل ۹ و براساس نتایج به‌دست آمده در مدل مرحله ارزیابی در افق روز پیش‌رو برای برنامه‌ریزی منابع مختلف مطابق با جدول ۱، برنامه‌ریزی مجدد منابع و تعامل با بازار زمان حقیقی انجام می‌گیرد. با توجه به اینکه منبع DG3 در مدار بوده و با توجه به دوره کم‌باری

#### ۴- نتیجه‌گیری

این مطالعه مدلی را جهت برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه کوتاه‌مدت از شبکه‌های توزیع مدرن در حضور منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو ارائه نموده است. مدل پیشنهادی براساس روش ارزیابی-انتظار به برنامه‌ریزی تعاملات شرکت توزیع در افق روز پیش‌رو و زمان حقیقی می‌پردازد. در مرحله ارزیابی روزانه، عدم قطعیت‌های موجود مورد ارزیابی واقع شده و برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره انجام گرفت. مشاهده شد که در ساختارهای متغیر شبکه که براساس کلیدهای کنترل شده از راه دور حاصل می‌گردد، نتایج برنامه‌ریزی مرحله نخست به شکل محسوسی تغییر می‌یابد. با تغییر وضعیت روشن و خاموش بودن منابع تولید پراکنده و نیز برنامه‌ریزی بارهای پاسخگو، تغییرات اساسی در دوره‌های کم‌باری مشاهده گردید که در آن بیشتر توان مورد نیاز شبکه از پست توزیع تأمین شد. با فراهم آمدن انرژی ارزان قیمت از بازار عمده‌فروشی، هزینه‌های بهره‌برداری شرکت به میزان قابل توجهی کاهش یافت. نتایج برنامه‌ریزی شده مرحله نخست به‌عنوان محدودیت‌ها و شرایط مرزی مدل زمان حقیقی در نظر گرفته شده و براساس شرایط عادی سیستم یا در مواجهه با خروج اجزای مختلف، رویکردهای بهره‌برداری مناسبی تعبیه گردید. نتایج عددی بررسی شده در پاسخ به وقوع انحراف در مقادیر پیش‌بینی شده حاکی از کارکرد مناسب مدل ارائه شده در برنامه‌ریزی زمان حقیقی تعاملات شرکت توزیع با کمترین انحراف در الگوی برنامه‌ریزی و هزینه بهره‌برداری می‌باشد.

آنچه که شایان ذکر است، در نظر گرفتن حضور ذخیره‌سازهای انرژی الکتریکی همچون باتری‌ها و نیز حضور خودروهای الکتریکی می‌تواند کارکرد مدل ارائه شده را دستخوش تغییراتی نماید. این تجهیزات امکان ذخیره‌سازی انرژی را در ساعات کم‌باری و ارزانی برق فراهم آورده و می‌توانند با تأثیرگذاری مناسب بر منحنی بار از طریق دشارژ انرژی ذخیره شده کارکرد اقتصادی و فنی شبکه را بهبود بخشند. در مطالعات آینده توسعه مدل ارائه شده با در نظر گرفتن این تجهیزات می‌تواند به نتایج بهینه‌ای منجر گردد.

#### مراجع

- [4] S. Montoya-Bueno, J. I. Muñoz and J. Contreras, "A Stochastic Investment Model for Renewable Generation in Distribution Systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1466-1474, Oct. 2015.
- [5] M. Marzband, N. Parhizi, M. Savaghebi and J. M. Guerrero, "Distributed Smart Decision-Making for a Multimicrogrid System Based on a Hierarchical Interactive Architecture," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 2, pp. 637-648, June 2016.
- [6] M. Marzband, F. Azarnejadian, M. Savaghebi and J. M. Guerrero, "An Optimal Energy Management System for Islanded Microgrids Based on Multiperiod Artificial Bee Colony Combined With Markov Chain," *IEEE Systems Journal*, vol. 11, no. 3, pp. 1712-1722, Sept. 2017.
- [7] M. Marzband, R. Rouhi Ardeshiri, M. Moafi and H. Uppal, "Distributed generation for economic benefit maximization through coalition formation-based game theory concept," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 27, no. 6, pp. 1-16, June 2017.
- [8] K. Saxena and A. R. Abhyankar, "Agent-based decentralised load flow computation for smart management of distribution system," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 3, pp. 605-614, 2017.
- [9] A. Saint-Pierre and P. Mancarella, "Active Distribution System Management: A Dual-Horizon Scheduling Framework for DSO/TSO Interface Under Uncertainty," *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp.1-12, to be published.
- [10] M. Mazaidi, P. Siano, "Incorporating price-responsive customers in day-ahead scheduling of smart distribution networks," *Energy Conversion and Management*, vol. 115, pp. 103-116, 2016.
- [11] C. Cecati, C. Citro, A. Piccolo and P. Siano, "Smart Operation of Wind Turbines and Diesel Generators According to Economic Criteria," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4514-4525, Oct. 2011.
- [12] Y. M. Ding, S. H. Hong and X. H. Li, "A Demand Response Energy Management Scheme for Industrial Facilities in Smart Grid," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, no. 4, pp. 2257-2269, Nov. 2014.
- [13] O. Kilkki, A. Alahäivälä and I. Seilonen, "Optimized Control of Price-Based Demand Response With Electric Storage Space Heating," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, no. 1, pp. 281-288, Feb. 2015.
- [14] R. Bottura and A. Borghetti, "Simulation of the Volt/Var Control in Distribution Feeders by Means of a Networked Multiagent System," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, no. 4, pp. 2340-2353, Nov. 2014.
- [15] A. Zakarizadeh, J. Shahram, P. Siano, "Economic-environmental energy and reserve scheduling of smart distribution systems: A multiobjective mathematical programming approach," *Energy Conversion and Management*, vol. 78, pp. 151-164, 2014.
- [16] V. Mohan, J. Govind Singh, W. Ongsakul, "An efficient two stage stochastic optimal energy and reserve management in microgrid," *Applied Energy*, vol. 160, pp. 28-38, 2015.
- [17] S. Golshannavaz, Saeed Afshamia, P. Siano, "A comprehensive stochastic energy management system in reconfigurable microgrids," *International Journal of Energy Reserach*, vol. 40, pp. 1518-1531, 2016.
- [18] A. A. S. Algarni and K. Bhattacharya, "A Generic Operations Framework for Discos in Retail Electricity Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 356-367, Feb. 2009.
- [19] Y. Zheng, Z. Y. Dong, F. J. Luo, K. Meng, J. Qiu and K. P. Wong, "Optimal Allocation of Energy Storage System for Risk Mitigation of DISCOs With High Renewable Penetrations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 212-220, Jan. 2014.
- [20] A. J. Conejo, M. Carrion, and J. M. Morales, *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. New York: Springer, 2010.
- [21] S. S. Reddy, P. R. Bijwe and A. R. Abhyankar, "Joint Energy and Spinning Reserve Market Clearing Incorporating Wind Power and

[۱] نرگس پرهیزی، موسی مرزیند، سیدمازیا میرحسینی مقدم، بهنام محمدی ایواتلو، فاطمه آذری‌نژادیان، «پیاده‌سازی عملی یک سیستم مدیریت انرژی برای یک ریزشبکه متصل به شبکه سراسری با استفاده از الگوریتم رقابت استعماری چندبعدی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۶، شماره ۱، صفحه ۲۵-۴۰، ۱۳۹۵.

[۲] معصومه جوادی، سیدمازیا میرحسینی مقدم، موسی مرزیند، «مدیریت بهینه انرژی ریزشبکه‌ها در بازار خرده‌فروشی بر پایه روش تئوری بازی غیرهمکارانه با در نظر گرفتن عدم قطعیت»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۶، شماره ۱، صفحه ۶۳-۷۴، ۱۳۹۵.

[3] X. Su, M. A. S. Masoum and P. J. Wolfs, "Multi-Objective Hierarchical Control of Unbalanced Distribution Networks to Accommodate More Renewable Connections in the Smart Grid Era," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3924-3936, Sept. 2016.

[24] M. Shahidehpour, "Operation and Control Microgrid and Distributed Generation," Illinois Institute of Technology, 2012.  
 [25] New York Independent System Operator. Available: <http://www.nyiso.com>, accessed July 2013.  
 A. Zakariazadeh, J. Shahram, P. Siano, "Smart microgrid energy and reserve scheduling with demand response using stochastic optimization," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.63, pp.523-533, Dec. 2014.

Load Forecast Uncertainties," *IEEE Systems Journal*, vol. 9, no. 1, pp. 152-164, March 2015.  
 [22] Q. Hu, S. Zhang, M. Yu and Z. Xie, "Short-Term Wind Speed or Power Forecasting With Heteroscedastic Support Vector Regression," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 241-249, Jan. 2016.  
 [23] M. Doostizadeh, H. Ghasemi, "Day-ahead scheduling of an active distribution network considering energy and reserve markets," *Int. Trans. Elect. Energy Syst.*, vol. 23, pp. 930-945, Oct. 2013.

$PF_{max}^{DG}, PF_{min}^{DG}$	حداکثر و حداقل ضریب توان تولیدات پراکنده
$P_{max}^{DR}$	حداکثر مقدار کاهش بار توسط بار پاسخگو
$PF^{DR}$	ضریب توان بار پاسخگو
$S_{max}^f$	حداکثر توان ظاهری عبوری از فیدر
$V_{max}, V_{min}$	حداکثر و حداقل مقدار ولتاژ باس
$SC$	هزینه هر عمل کلیدزنی
$\phi$	ارزش واحد بار تأمین نشده (دلار بر مگاوات-ساعت)
$N_{mL}$	تعداد حلقه‌های اصلی شبکه توزیع
$N_{max}^{CB}$	حداکثر تعداد کلیدزنی کلیدها
<b>توابع و متغیرها</b>	
$\pi_{ws}$	احتمال وقوع هر یک از حالات گسسته سرعت باد
$\pi_{ds}$	احتمال وقوع هر یک از حالات گسسته بار
$\pi$	احتمال وقوع هر سناریو
$P^{WT}$	مقدار توان اکتیو تولیدی توربین بادی
$P^{Sub}, Q^{Sub}$	توان اکتیو و راکتیو فراهم‌آمده از پست
$P^{DG}, Q^{DG}$	توان اکتیو و راکتیو منابع تولید پراکنده
$P^{DR}, Q^{DR}$	توان اکتیو و راکتیو بارهای پاسخگو
$P_{res}^{Sub}, Q_{res}^{Sub}$	توان اکتیو و راکتیو ذخیره فراهم‌آمده از شبکه خارجی
$P_{res}^{DG}, Q_{res}^{DG}$	توان اکتیو و راکتیو ذخیره فراهم‌آمده از منابع تولید پراکنده
$P_{res}^{DR}, Q_{res}^{DR}$	توان اکتیو و راکتیو ذخیره فراهم‌آمده از بارهای پاسخگو
$PF^{DG}$	ضریب توان منبع تولید پراکنده
$V_i$	دامنه ولتاژ در باس $i$ -ام
$S^f$	توان ظاهری عبوری از فیدر $f$
$P^f, Q^f$	توان اکتیو و راکتیو عبوری از فیدر $f$
$CB$	وضعیت کلید کنترل‌شده از راه دور
$N^{CB}$	تعداد کلیدزنی کلید کنترل‌شده از راه دور
$A, \Gamma, \Psi$	متغیر باینری برای وضعیت برنامه‌ریزی تولیدات پراکنده،

### فهرست واژگان

<b>اندیس‌ها و مجموعه‌ها</b>	
$t, T$	اندیس و مجموعه بازه‌های زمانی
$i, j, B, N_{bus}$	اندیس‌ها، مجموعه و تعداد باس‌ها
$f, F, N_{br}$	اندیس، مجموعه و تعداد فیدرها
$w, W$	اندیس و مجموعه توربین‌های بادی
$\omega$	اندیس سناریو
$s, S$	اندیس و مجموعه پست‌ها
$l, L$	اندیس و مجموعه بارهای پاسخگو
$c, CB$	اندیس و مجموعه کلیدها
$g, G, G_i$	اندیس و مجموعه کل تولیدات پراکنده و تولیدات پراکنده در
<b>پارامترها</b>	
$\lambda^{Sub}$	قیمت برق شبکه خارجی
$\lambda^{DR}$	قیمت مشارکت بارهای پاسخگو
$C_p^{DG}$	تابع هزینه تولید توان اکتیو تولیدات پراکنده
$C_q^{DG}$	تابع هزینه تولید توان راکتیو تولیدات پراکنده
$a, b, c$	ضرایب تابع هزینه تولیدات پراکنده
STUC	هزینه راه‌اندازی تولید پراکنده
SHDC	هزینه خاموشی تولید پراکنده
$P^D, Q^D$	توان‌های اکتیو و راکتیو بار در هر باس
$Y, \theta$	دامنه و زاویه فاز ادمیتانس فیدر
$S_{max}^{Sub}$	حداکثر ظرفیت توان ظاهری پست
$P_{max}^{DG}, P_{min}^{DG}$	حداکثر و حداقل توان اکتیو تولیدی منابع تولید پراکنده
$Q_{max}^{DG}, Q_{min}^{DG}$	حداکثر و حداقل توان راکتیو تولیدی منابع تولید پراکنده
$S_{max}^{DG}$	حداکثر ظرفیت توان ظاهری منابع تولید پراکنده

<sup>7</sup> Day-Ahead

<sup>8</sup> Real-Time

<sup>9</sup> Here-and-Now Stage

<sup>10</sup> Wait-and-See Stage

<sup>11</sup> Probability Density Function

<sup>12</sup> Start-Up Cost

<sup>13</sup> Shut-Down Cost

<sup>14</sup> Demand Not Supplied

<sup>15</sup> Expected Demand Not Supplied

### زیرنویس‌ها

<sup>1</sup> Distributed Energy Resources

<sup>2</sup> Distributed Generation

<sup>3</sup> Smart Distribution Grid

<sup>4</sup> Dispatchable Distributed Generation

<sup>5</sup> Distribution Management System

<sup>6</sup> Distribution Company