

در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها با در نظر گرفتن عملکرد نامناسب سیستم‌های ذخیره‌ساز ترکیبی در تأمین پایداری فرکانسی

هوشنگ آبیاری^۱ طاهره دائمی^۲ سید امین سعید^۳

۱- دانشجوی دکتری- دانشکده مهندسی برق- واحد یزد- دانشگاه آزاد اسلامی- یزد- ایران

h_abyari@iauyazd.ac.ir

۲- استادیار- دانشکده مهندسی برق- واحد یزد- دانشگاه آزاد اسلامی- یزد، ایران

t.daemi@iauyazd.ac.ir

۳- استادیار- دانشکده مهندسی برق- واحد یزد- دانشگاه آزاد اسلامی- یزد- ایران

Saied1696@gmail.com

چکیده: در مدار قرارگیری نیروگاه مقید به امنیت، به عنوان یک روش پیشگیرانه تأمین پاسخ فرکانسی شبکه می‌تواند منجر به نفوذ بیشتر منابع تجدیدپذیر انرژی با حفظ پارامترهای پاسخ فرکانسی در محدوده مجاز شود و نیاز به اقدامات اصلاح‌کننده از قبیل بارزدایی زیر فرکانسی یا خاموشی سراسری را کاهش دهد. تاکنون دیدگاه بهره‌برداری از اینرسی مجازی واحدهای ذخیره‌ساز دارای اینورتر متصل به شبکه، به صورت بدبینانه (عدم تأمین اینرسی مجازی) و خوش‌بینانه (تأمین بی نقص پاسخ فرکانسی) بوده است. اما در نگاه واقع‌بینانه ممکن است سیستم تأمین پاسخ فرکانسی با اختلالی مواجه شود و عملکرد نادرستی از خود نشان دهد که در این مقاله به مدل‌سازی و تحلیل ابعاد فنی و اقتصادی آن پرداخته شده است. عدم تشخیص صحیح سنسورها، عملکرد نادرست سیستم کنترل، عدم تزریق صحیح توان ذخیره‌ساز، خرابی اینورتر، تنظیم نادرست پارامترها و ... همگی از عوامل منجر به نقص عملکرد سیستم ذخیره‌ساز هستند، اما در این مقاله به منظور حفظ جامعیت مدل، از پرداختن به علت عملکرد نامناسب سیستم ذخیره‌ساز اجتناب شده و صرفاً به در نظر گرفتن اثر آن یعنی امکان عدم مشارکت صحیح سیستم ذخیره‌ساز اکتفا شده است. در این مدل جهت در نظر گرفتن پایداری فرکانسی سیستم، محدودیت‌های نقطه قعر و نرخ تغییرات اولیه فرکانس به صورت قیود خطی به مسئله برنامه‌ریزی مقاوم خطی عدد صحیح، افزوده شده و جهت حل آن از ادغام حلگرهای MOSEK و YALMIP استفاده شده است. نتایج حاصل از پیاده‌سازی این مدل در شبکه IEEE-RTS96 نشان از تخطی قیود فرکانسی در صورت چشم‌پوشی از اختلال سیستم‌های ذخیره‌ساز دارد که با صرف هزینه بیشتر بر واحدهای پاسخ سریع، آنلاین نگه‌داشتن واحدهای بیشتر و رعایت ظرفیت آزاد نیروگاهی می‌توان از وقوع آن جلوگیری کرد.

واژه‌های کلیدی: در مدار قرارگیری نیروگاه، پایداری فرکانس، ذخیره‌سازهای ترکیبی، منابع تجدیدپذیر انرژی

نوع مقاله: پژوهشی

DOI: 10.61186/jiaeee.20.4.2610

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۱/۰۴/۰۸

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۴۰۱/۰۸/۰۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۱۱/۰۱

نام نویسنده مسئول: طاهره دائمی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - یزد- دانشگاه آزاد اسلامی واحد یزد - دانشکده برق

۱- مقدمه

راهکار دوم، فعال‌سازی اینرسی مجازی برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر یا ذخیره‌سازهای متصل به شبکه است که با مبدل‌های الکترونیک قدرت می‌توانند به مبادله توان با شبکه بپردازند. به‌خودی‌خود، زمانی که فرکانس شبکه تغییر می‌کند، اکثر نیروگاه‌های تجدیدپذیر، واکنش به این نوسان نمی‌دهند و صرفاً به کار خود با همان روند قبلی ادامه می‌دهند. اما، اگر مبدل الکترونیک قدرت واسط این تجهیزات، هوشمند شود در صورت مشاهده رفتار ناپایدار فرکانس، سریعاً اقدام به تزریق توان منابع به شبکه می‌نماید. هر چه میزان این انرژی یا توان تزریقی بیشتر باشد، اصطلاحاً اینرسی مجازی آن منبع نیز بیشتر است. میزان اینرسی این منابع قابل تنظیم است و بستگی به ظرفیت، سرعت پاسخ گویی، نرخ تغییرات رمپ توان و سایر محدودیت‌های فیزیکی این منابع دارد. [۵، ۶].

راهکار سوم نیز بهره‌گیری از پاسخ اینرسی ذخیره‌سازهای سریع است که می‌تواند مبادله دوطرفه توان با شبکه داشته باشد [۷]. نرخ تزریق توان ذخیره‌ساز (و یا همان اینرسی مصنوعی) به مراتب بزرگتر از منابع تجدیدپذیر انرژی است، بنابراین کارایی بالایی در حفظ و تأمین پاسخ فرکانسی اولیه ایفا می‌کنند، اما مدیریت سطح شارژ ذخیره‌ساز از جمله مواردی است که در کنار مشارکت در پاسخ فرکانسی باید در نظر گرفته شود. در واقع محدودیت انرژی، وجه تمایز پاسخ اینرسی ذخیره‌سازها با سایر نیروگاه‌های سنتی و تجدیدپذیر است. همچنین بر توان تزریقی نیروگاه‌های تجدیدپذیر نیز، نمی‌توان اطمینانی داشت.

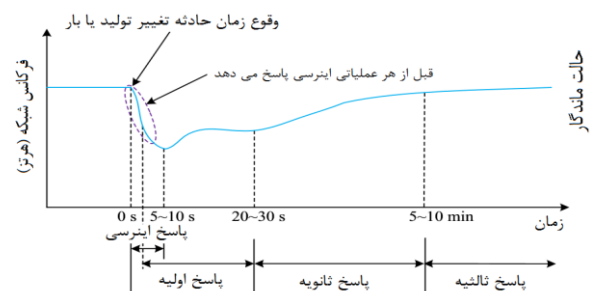
۱-۲- مروری بر پژوهش‌های پیشین

گنجاندن محدودیت‌های نرخ تغییرات فرکانس و نقطه قعر، در مسئله در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها، در سال‌های اخیر مورد توجه گسترده‌ای واقع شده‌است. مدیریت نوسانات میان ناحیه‌ای در شبکه‌های بزرگ چند ناحیه‌ای، با محاسبه نرخ تغییرات فرکانسی محلی پس از خروج یک نیروگاه و خطی‌سازی تکه‌ای، توسط [۸] اجرا شده‌است. که نشان می‌دهد بهره‌گیری از اینرسی مجازی نه تنها موجب کاهش هزینه‌های بهره‌برداری می‌شود، بلکه راندمان شبکه را نیز افزایش می‌دهد. مدل این مرجع به صورت برنامه ریزی خطی عدد صحیح است. در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها در شبکه‌های چندناحیه‌ای در [۹] با استفاده از محاسبات پاسخ فرکانسی هر ناحیه و پیوند آن روابط توسط محدودیت خطوط ارتباطی، انجام شده‌است به طوری که هزینه‌های روزانه بهره‌برداری شبکه کمینه شود و از مزایای سیستم ذخیره‌ساز فلاپویل، بیشترین بهره‌برداری در حفظ قیود فرکانسی صورت گیرد. مدل به صورت برنامه ریزی خطی عدد صحیح است که با استفاده از حلگر CPLEX در نرم افزار GAMS حل شده‌است. طبق این مرجع، فلاپویل بر اساس میزان انحراف فرکانس، اقدام به تزریق توان به شبکه با در نظرگیری محدودیت سطح انرژی ذخیره‌ساز می‌کند اما هیچ‌گونه اختلالی در این عملکرد لحاظ نشده‌است.

پیشرفت فناوری تولید انواع ذخیره‌سازهای انرژی با ظرفیت‌ها و مشخصات فنی گوناگون، منجر به توسعه هرچه بیشتر این تجهیزات در شبکه قدرت شده‌است. ذخیره‌سازها در بسیاری از موارد نقش برق اضطراری و یا پشتیبان منابع تجدیدپذیر انرژی را بر عهده دارند. اما با پیشرفت تکنولوژی مبدل‌های الکترونیک قدرت و علم کنترل، بهره‌گیری از سایر مزایای ذخیره‌سازها از قبیل اینرسی مجازی و تأمین سریع پاسخ فرکانسی نیز میسر شده‌است. در بسیاری از موارد، مدل‌سازی رفتار ذخیره‌سازها در تأمین پاسخ فرکانسی بررسی شده‌است؛ اما اشاره‌ای به عملکرد نادرست و یا اختلال این سیستم‌ها در تأمین پاسخ فرکانسی نشده‌است که در ادامه به جزئیات آن پرداخته خواهد شد.

۱-۱- انگیزه پژوهش

تأمین امنیت در شبکه برق همواره یکی از اهداف اصلی برنامه‌ریزی نیروگاه‌های شبکه به شمار می‌آید [۱]. یکی از مهم‌ترین چالش‌های منابع تجدیدپذیر کم اینرسی یا فاقد اینرسی، موضوع کنترل پایداری و تأمین پاسخ فرکانسی اولیه شبکه است که امروزه اهمیت فراوانی دارد. اصولاً فرکانس شبکه، پس از وقوع یک رویداد (مانند خروج نیروگاه)، رفتاری مشابه شکل (۱) را طی می‌کند. در اولین ثانیه‌های پس از حادثه، تنها اینرسی نیروگاه‌های آنلاین شبکه می‌تواند در نرخ تغییرات فرکانس مؤثر باشد. نرخ تغییرات فرکانس (RoCoF)، نقطه قعر فرکانس^۱، یا فرکانس شبه مانا^۲ سه پارامتری هستند که باید با اقدامات پیشگیرانه در محدوده مجاز خود قرار گیرند [۲]. در مدل در مدار قرارگیری نیروگاه مقید به فرکانس، فعال‌سازی اینرسی مجازی منابع تجدیدپذیر و بهره‌گیری از ذخیره‌سازهای انرژی از جمله اقدامات پیشگیرانه اساسی در مهار و بازپایی فرکانس به شمار می‌آید [۳]. هدف مسئله در مدار قرارگیری نیروگاه، تعیین ضرایب دروپ و یا اینرسی مجازی بهینه منابع تجدیدپذیر یا ذخیره‌ساز است که معمولاً نسبت به روش سنتی هزینه بالاتری به همراه دارد؛ اما در عوض، مقدار انحراف فرکانس در شرایط اضطراری از حد مجاز بیشتر نخواهد شد. برای اجرای این برنامه‌ریزی اغلب از قیود مرزی مبتنی بر مدل پاسخ فرکانسی تک ماشینه یا چندماشینه نیروگاه‌های شبکه استفاده می‌شود [۴].



شکل (۱): پاسخ فرکانسی سیستم قدرت پس از حادثه

در ریزش شبکه واقعی ایزوله بانفوذ ۲۶ درصدی نیروگاه‌های تجدیدپذیر [۱۰]، لحاظ نمودن قیود پاسخ فرکانسی اولیه در مدل در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها، نشان از افزایش ۱۳ درصدی هزینه نسبت به روش سنتی و مقاوم سازی نسبت به خروج نیروگاه‌ها داشته است. همچنین، زمینه برای نفوذ بیشتر نیروگاه‌های بادی نیز فراهم شده است. در این مرجع هیچ گونه ذخیره‌سازی وجود نداشته و صرفاً منابع انرژی تجدیدپذیر در شبکه حضور دارد که بدون هیچ اختلالی در پاسخ فرکانسی مشارکت نموده‌است.

مدل داده - محور در مدار قرارگیری نیروگاه مقید به فرکانس در شبکه‌های جزیره‌ای بانفوذ بالای منابع تجدیدپذیر انرژی، در [۱۱] پیشنهاد شده‌است که در حضور اینرسی مجازی منابع تجدیدپذیر، عدم قطعیت بار شبکه و تولیدات پراکنده، از مدل جزئی دینامیک فرکانس استفاده می‌شود. اینرسی مجازی نیروگاه‌های بادی در این مرجع با در نظرگیری مشارکت بدون نقص آنها در تأمین پاسخ فرکانسی بدون حضور ذخیره‌سازهای انرژی مدل‌سازی شده است. عدم قطعیت نیروگاه بادی صرفاً مربوط به توان تولیدی آن بوده و ارتباطی با نوع مشارکت آن در پاسخ فرکانسی ندارد. همچنین [۱۲] نیز مدل داده محوری برای در مدار قرارگیری نیروگاه مقید به فرکانس، معرفی نموده‌است که در آن نیازی به مدل جزئی دینامیک فرکانس نیست و با کمک یک شبکه عصبی و یادگیری عمیق، صرف به یک مدل ساده‌سازی شده مرتبه پایین دینامیک فرکانس، دست یافته است که قابل تطبیق با داده‌های واقعی دینامیک فرکانس شبکه است.

پیاده‌سازی زمان واقعی در مدار قرارگیری نیروگاه مقید به فرکانس، در [۱۳] با در نظرگیری اینرسی مجازی نیروگاه‌های بادی، استخراج محدودیت‌های نرخ اولیه فرکانس، فرکانس قعر و فرکانس شبه مانا، با استفاده از تکنیک خطی‌سازی برنامه‌ریزی قابل تفکیک صورت گرفته است. مشارکت زمان واقعی نیروگاه‌های بادی در این مرجع نیز به صورت بدون نقص در نظر گرفته شده است. در [۱۴] مدل در مدار قرارگیری نیروگاه مقید به فرکانس با در نظرگیری دروپ متغیر نیروگاه‌های تجدیدپذیر دارای اینورتر متصل به شبکه، ارائه شده است و مدل غیرخطی با استفاده از روش خطی‌سازی تکه‌ای، به برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح تبدیل شده است. در این مرجع صرفاً واحدهای مجهز به اینورتر قادر به تغییر ضریب دروپ گاورنر خود بر خلاف واحدهای سنتی با دروپ ثابت هستند اما بررسی بر عملکرد نادرست این اینورترها ارائه نشده است.

در زمینه به کارگیری از ذخیره‌سازهای انرژی برای تأمین پاسخ فرکانسی اولیه، تلاش‌های متعددی صورت گرفته است. ادغام ذخیره‌ساز انرژی در کنار توربین بادی و جایابی این سیستم ترکیبی برای بهبود پاسخ فرکانسی شبکه قدرت، توسط مدل تصادفی دوسطحی مقید به شانس در [۱۵] ارائه شده است که تضمین تأمین پاسخ سریع فرکانسی پس هر اغتشاش را می‌دهد. عملکرد سیستم ذخیره‌ساز و توربین بادی این مرجع نیز به صورت بدون نقص لحاظ شده‌است.

کنترل هماهنگ پاسخ فرکانسی و سطح شارژ سیستم ذخیره‌ساز ترکیبی باتری و ابرخازن، طوری در [۱۶] صورت گرفته است که عمر آنها نیز افزایش پیدا کند. محدودیت مربوط به تزریق توان ذخیره‌سازها برای تأمین پاسخ فرکانسی صرفاً با سطح انرژی درون باتری محدود شده است و بررسی بر عملکرد نامطمئن این واحدها صورت نگرفته است. ظرفیت یابی بهینه ذخیره‌ساز ترکیبی باتری و ابرخازن در کنار تأمین پاسخ فرکانسی این منابع، در [۱۷] با هدف کاهش هزینه و تأمین استانداردهای شبکه برق اجرا شده است. پاسخ اینرسی ذخیره‌سازهای ترکیبی در این مرجع مدل‌سازی شده است اما تحلیلی بر اختلال عملکردی این واحدها صورت نگرفته است. کنترل نرخ تغییرات فرکانس و قعر فرکانس یک ریزش شبکه ایزوله، توسط سیستم ذخیره‌سازهای ترکیبی باتری و ابرخازن، در حضور عدم قطعیت بار و منابع تولید پراکنده در [۱۸] ارائه شده است. همچنین مقایسه‌ای میان این ذخیره‌ساز ترکیبی و ظرفیت ذخیره‌سازها، از قبیل ابررسانای مغناطیسی و فلاپویل، نشان دهنده برتری ذخیره‌ساز ترکیبی از دیدگاه پاسخ فرکانسی است. همچنین از دیدگاه اقتصادی نیز بهره‌گیری از ذخیره‌ساز ترکیبی نسبت به ذخیره‌ساز مجزا، اولویت داده شده است. تحلیلی بر عملکرد نادرست ذخیره‌سازها در تأمین پاسخ فرکانسی شبکه در این مرجع نیز ارائه نشده است.

ترکیب باتری و ابررسانای مغناطیسی برای تأمین پاسخ فرکانسی اولیه و بهبود عمر ذخیره‌ساز در [۱۹] پیشنهاد شده است. نتایج نشان از تأمین سریع تر پاسخ فرکانسی در ریزش شبکه نسبت به مدل‌های ذخیره‌ساز مجزا دارد. جلوگیری از شارژ و دشارژ فرکانس بالای باتری به دلیل بهره‌گیری از ابررسانای مغناطیسی، منجر به بهبود سلامت باتری نیز شده است. بررسی پاسخ فرکانسی در این مرجع نیز بدون در نظرگیری اختلال عملکردی ارائه شده است. کنترل پاسخ فرکانسی ریزش شبکه‌های خودمختار مجهز به ذخیره‌سازهای ترکیبی، در کنار کنترل سطح شارژ ذخیره‌سازهای انرژی در [۲۰] ارائه شده است که تأثیر بالای ذخیره‌سازهای انرژی در تأمین پایداری فرکانسی شبکه در سطوح مختلف نفوذ منابع تجدیدپذیر انرژی را نشان می‌دهد. ذخیره‌سازهای ترکیبی در این مرجع نیز به صورت بدون نقص مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند.

۱-۳- ضرورت انجام پژوهش مبتنی بر چالش‌های پژوهش پیشین

تحقیقات در زمینه مدیریت ذخیره‌سازهای انرژی برای حفظ پایداری فرکانسی، بسیار است که در اینجا صرفاً به برخی از جدیدترین های آنها اشاره شد؛ اما آنچه بدان توجه نشده است، عدم اطمینان به عملکرد ذخیره‌سازها در مشارکت آنها در پاسخ فرکانسی است. در تمامی تحقیقات؛ یا ذخیره‌سازهای انرژی هیچ‌گونه مشارکتی در پاسخ فرکانسی نداشته‌اند و یا در صورت فعال‌سازی اینرسی مجازی آنها توسط اینورتر به طور کامل و بی‌نقص در تأمین پایداری فرکانسی دخیل بوده‌اند. دیگر وضعیتی که این ذخیره‌سازها دچار اختلال شوند و

ترتیب با f^{st} و f^{sd} نشان داده شده است. همچنین هزینه‌ی مربوط به ذخیره گردان نیروگاه‌ها و هزینه مربوط به پاسخ اولیه فرکانسی با عبارات f^{res} و f^{pfr} بیان شده است. همچنین جریمه مربوط به عدم تأمین بار نیز با f^{lshd} و هزینه تولیدات پراکنده با f^{renew} نشان داده شده است. هر یک از این هزینه‌ها را می‌توان به صورت تابعی خطی از متغیرهای مستقل مسئله به صورت روابط (۲) تا (۸) نوشت:

$$f^{gen} = \sum_t \sum_g (c_g^{gen} P_{g,t}^{gen} + c_g^{NL} x_{g,t}^{on}) \quad (2)$$

$$f^{st} = \sum_t \sum_g (c_g^{st} x_{g,t}^{st}) \quad (3)$$

$$f^{sd} = \sum_t \sum_g (c_g^{sd} x_{g,t}^{sd}) \quad (4)$$

$$f^{res} = \sum_t \sum_g (c_g^{res} R_{g,t}^{res}) \quad (5)$$

$$f^{pfr} = \sum_t \sum_g (c_g^{pfr} R_{g,t}^{pfr}) \quad (6)$$

$$f^{lshd} = \sum_t \sum_b (c_b^{lshd} P_{b,t}^{lshd} \Delta t) \quad (7)$$

$$f^{renew} = \sum_t \sum_w (c_w^{wgen} P_{w,t}^{wgen}) + \sum_t \sum_{pv} (c_{pv}^{pvgen} P_{pv,t}^{pvgen}) \quad (8)$$

در تمام روابط g اندیس مربوط به نیروگاه و t اندیس مربوط به بازه زمانی است. در رابطه (۲) c_g^{gen} و c_g^{NL} به ترتیب ضرایب هزینه تولید و هزینه بی‌باری نیروگاه است. همچنین وضعیت راه‌اندازی نیروگاه و توان تولیدی آن در هر بازه زمانی به ترتیب با $x_{g,t}^{on}$ و $P_{g,t}^{gen}$ نشان داده شده است. در رابطه (۳) وضعیت راه‌اندازی نیروگاه در هر بازه زمانی و نرخ راه‌اندازی آن با $x_{g,t}^{st}$ و c_g^{st} بیان شده است. در رابطه (۴) متغیر وضعیت خاموشی نیروگاه و نرخ خاموشی آن به صورت $x_{g,t}^{sd}$ و c_g^{sd} ذکر شده است. در رابطه (۵) مقدار رزرو گردان شبکه با $R_{g,t}^{res}$ و نرخ آن با c_g^{res} بیان شده است. مقدار توان مشارکت در پاسخ فرکانسی اولیه و نرخ آن در رابطه (۶) به صورت $R_{g,t}^{pfr}$ و c_g^{pfr} آورده شده است. در رابطه (۷) نیز مقدار توان تأمین نشده در هر بازه همراه نرخ جریمه این بار از دست رفته، با نماد $P_{b,t}^{lshd}$ و c_b^{lshd} نوشته شده است. همچنین توان تولیدی نیروگاه بادی و خورشیدی در هر لحظه و هزینه‌های تولید آن در رابطه (۸) به ترتیب با $P_{w,t}^{wgen}$ ، $P_{pv,t}^{pvgen}$ ، c_w^{wgen} و c_{pv}^{pvgen} نشان داده شده است.

یا قابلیت تشخیص انحراف فرکانسی آنها با مشکل مواجه شود، مورد بررسی و مدل‌سازی قرار نگرفته است. در صورتی که در عمل، امکان خطای این سیستم‌ها و خارج شدن آنها از تنظیمات اولیه یا از کارافتادگی آنها وجود دارد. در چنین شرایطی دیگر متکی بودن بر اینرسی بالای این تجهیزات، قابل پذیرش نیست و باید راهکار دیگری جهت جبران این از کارافتادگی اندیشید. باتوجه به کوتاه بودن زمان تأمین پاسخ اینرسی، افزودن این شرایط اضطراری به مدل در مدار قرارگیری نیروگاه می‌تواند یکی از راهکارهای پیشگیرانه کنترل پاسخ فرکانسی اولیه باشد که در این مقاله بدان پرداخته شده است.

۱-۴- نوآوری و سهم اصلی مقاله

مشارکت این مقاله عبارت است از:

- در نظرگیری عدم قطعیت مشارکت ذخیره‌سازهای انرژی در تأمین پاسخ فرکانسی اولیه
- ارائه مدل مقاوم در برابر توزیع مسئله به دلیل عدم دسترسی به داده‌های آماری از این متغیر عدم قطعیت
- ارائه راهکاری هماهنگ جهت مدیریت پاسخ فرکانسی و مدیریت سطح شارژ ذخیره‌ساز ترکیبی باتری، ابرخازن و ابرسانای مغناطیسی
- ارائه مدل برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح از مسئله و حل آن با نرم‌افزارهای MOSEK و YALMIP جهت کاهش زمان محاسبات
- مقایسه نتایج مدل پیشنهادی با مدل سنتی و مدل در مدار قرارگیری مقید به فرکانس، متکی بر رفتار بی‌نقص ذخیره‌سازها

۱-۵- معرفی، سازماندهی و بخش‌بندی مقاله

ادامه مباحث این مقاله به صورت زیر سازماندهی می‌شود. در بخش ۲ مدل پیشنهادی مسئله توصیف می‌شود. در بخش ۳ روش حل مسئله و فلوچارت و در بخش ۴ تحلیل‌های مربوط به پیاده‌سازی مدل ارائه می‌شود. خلاصه‌ای از نتایج در بخش ۵ ارائه می‌گردد.

۲- توصیف مدل

۲-۱- مدل در مدار قرارگیری نیروگاه

معمولاً تابع هدف در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها، به هزینه کل تولید و بهره‌برداری برق اختصاص دارد که عبارت است از:

$$\min f_{day}^{Total} = f^{gen} + f^{st} + f^{sd} + f^{res} + f^{pfr} + f^{lshd} + f^{renew} \quad (1)$$

که در این رابطه تابع هدف با نماد f_{day}^{Total} ، هزینه بهره‌برداری نیروگاه-ها در هر روز با f^{gen} و هزینه راه‌اندازی و خاموشی نیروگاه‌ها به

بر اساس روابط (۲) الی (۸) مشخص می‌شود که تابع هدف به صورت یک عبارت جبری خطی از متغیرهای بهینه‌سازی x نوشته می‌شود؛ بنابراین به فرم کلی می‌توان نوشت:

$$\min f = c^T x \quad (9)$$

شرایط مرزی نیز نقش کلیدی در بهینه‌سازی دارند. این شرایط مرزی محدودیت‌های فنی و فیزیکی هر یک از تجهیزات را نشان داده و سعی در برقراری الزامات توازن توان، محدودیت‌های پخش بار و محدودیت های پایداری شبکه دارند.

یکی از محدودیت‌های مربوط به نیروگاه‌های شبکه، ارتباط میان متغیرهای وضعیت کاری، راه‌اندازی یا خاموش‌سازی نیروگاه‌های شبکه است که در قالب روابط (۱۰) تا (۱۲) نوشته می‌شود:

$$x_{g,t}^{on}, x_{g,t}^{st}, x_{g,t}^{sd} \geq 0, \in \{0,1\}, \quad (10)$$

$$\forall g \in \Omega^{gen,pv,wind}, t$$

$$x_{g,t}^{on}, -x_{g,t-1}^{on} = x_{g,t}^{st} - x_{g,t}^{sd}, \quad (11)$$

$$\forall g \in \Omega^{gen,pv,wind}, t$$

$$x_{g,t}^{st} + x_{g,t}^{sd} \leq 1, \quad (12)$$

$$\forall g \in \Omega^{gen,pv,wind}, t$$

رابطه (۱۰) نوع متغیرهای باینری نیروگاه‌ها را مشخص کرده و رابطه (۱۱) ارتباط میان تغییر وضعیت نیروگاه‌ها را با متغیرهای راه‌اندازی و خاموش‌سازی نشان می‌دهد. رابطه (۱۲) از امکان یک شدن هم‌زمان متغیر راه‌اندازی و خاموش‌سازی جلوگیری می‌کند تا یک نیروگاه نتواند هم‌زمان راه‌اندازی و خاموش‌سازی شود.

محدودیت دیگر نیروگاه‌ها، رعایت حداقل زمان روشن ماندن پس از راه‌اندازی^۲ و حداقل زمان خاموش ماندن پس از خاموش‌سازی^۳ هر نیروگاه را نشان می‌دهد که در قالب روابط (۱۳) و (۱۴) نشان داده می‌شوند:

$$x_{g,t'}^{on} \geq x_{g,t}^{st}, \quad (13)$$

$$t' = [t, t + MUT - 1] \quad \forall g, t$$

$$x_{g,t'}^{on} \leq (1 - x_{g,t}^{sd}), \quad (14)$$

$$t' = [t, t + MDT - 1] \quad \forall g, t$$

محدودیت‌های مربوط به نقطه کار هر یک از نیروگاه‌ها نیز در قالب روابط زیر بیان می‌شود:

$$P_g^{gen} x_{g,t}^{on} \leq P_{g,t}^{gen} \leq \bar{P}_g^{gen} x_{g,t}^{on}, \quad \forall g, t \quad (15)$$

$$\underline{R}_g^{res} x_{g,t}^{on} \leq R_{g,t}^{res} \leq \bar{R}_g^{res} x_{g,t}^{on}, \quad \forall g, t \quad (16)$$

$$\underline{R}_g^{pfr} x_{g,t}^{on} \leq R_{g,t}^{pfr} \leq \bar{R}_g^{pfr} x_{g,t}^{on}, \quad \forall g, t \quad (17)$$

که در این روابط حداقل و حداکثر توان هر نیروگاه با \bar{P}_g^{gen} و P_g^{gen} نشان داده می‌شود. همچنین حداقل و حداکثر مقدار ذخیره گردان هر نیروگاه با \bar{R}_g^{res} و \underline{R}_g^{res} مشخص می‌شود. نهایتاً حد بالا و پایین مشارکت پاسخ فرکانسی هر نیروگاه به \bar{R}_g^{pfr} و \underline{R}_g^{pfr} محدود می‌شود. رابطه (۱۵) محدودیت توان تولیدی هر نیروگاه و به عبارت دیگر نقطه کار نیروگاه را مشخص می‌کند. همچنین محدوده تغییرات مجاز ذخیره گردان شبکه و ذخیره پاسخ فرکانسی اولیه شبکه در روابط (۱۶) تا (۱۷) نشان داده می‌شود.

محدودیت مربوط به ذخیره هر یک از نیروگاه‌ها و نرخ تغییرات توان (رمپ توانی) بالارونده و پایین رونده نیروگاه‌ها نیز در قالب روابط زیر بیان می‌شود:

$$P_{g,t}^{gen} x_{g,t}^{on} \leq P_{g,t}^{gen} + R_{g,t}^{res} \leq \bar{P}_g^{gen} x_{g,t}^{on}, \quad \forall g, t \quad (18)$$

$$P_{g,t}^{gen} - P_{g,t-1}^{gen} \leq \Delta P_g^{RU}, \quad \forall g, t \quad (19)$$

$$P_{g,t-1}^{gen} - P_{g,t}^{gen} \leq \Delta P_g^{RD}, \quad \forall g, t \quad (20)$$

که در این روابط حداکثر نرخ تغییرات افزایشی و کاهش‌ی نیروگاه‌ها به ترتیب با ΔP_g^{RD} و ΔP_g^{RU} مشخص می‌شود. رابطه (۱۸) ارتباط میان مقدار رزرو و توان تولیدی نیروگاه‌ها را بیان کرده و مقدار آستانه آن را مشخص می‌کند. محدودیت نرخ تغییرات افزایشی نیروگاه‌ها و کاهش‌ی آنها به ترتیب در روابط (۱۹) و (۲۰) ذکر شده است.

محدودیت‌های مربوط به تولیدات بادی و خورشیدی نیز عبارت‌اند از:

$$\underline{P}_w^{forecast} x_{w,t}^{on} \leq P_{w,t}^{wgen} \leq \bar{P}_w^{forecast} x_{w,t}^{on}, \quad \forall w, t \quad (21)$$

$$\underline{P}_{pv}^{forecast} x_{pv,t}^{on} \leq P_{pv,t}^{pvgen} \leq \bar{P}_{pv}^{forecast} x_{pv,t}^{on}, \quad \forall pv, t \quad (22)$$

که در این روابط حداکثر توان پیش‌بینی شده نیروگاه بادی و خورشیدی برابر $\bar{P}_w^{forecast}$ و $\bar{P}_{pv}^{forecast}$ و حداقل مقدار پیش‌بینی شده‌ی آن برابر با $\underline{P}_w^{forecast}$ و $\underline{P}_{pv}^{forecast}$ می‌باشد. به عبارت دیگر روابط (۲۱) و (۲۲) نشان می‌دهد، مقدار توان تولیدی منابع تجدیدپذیر نباید خارج از محدوده پیش‌بینی شده آن، قرار گیرد. محدودیت مربوط به پخش بار DC شبکه در روابط (۲۳) تا (۲۸) ذکر می‌شود:

$$\sum_g P_{g,t}^{gen} + \sum_w P_{w,t}^{wgen} + \sum_{pv} P_{pv,t}^{pvgen} \geq \quad (23)$$

$$\sum_{strg} (P_{strg,t}^{ch} - P_{strg,t}^{disch}) + \sum_b (P_{b,t}^{load} + P_{b,t}^{lshd}), \quad \forall t$$

$$0 \leq P_{b,t}^{lshd} \leq \zeta^{\max} P_{b,t}^{load}, \quad \forall b, t \quad (24)$$

$$\sum_{g \in \Omega_b^{gen}} P_{g,t}^{gen} + \sum_{w \in \Omega_b^{wind}} P_{w,t}^{wgen} + \sum_{pv \in \Omega_b^{pv}} P_{pv,t}^{pvgen} = \dots \quad (25)$$

$$P_{b,t}^{load} + P_{b,t}^{lshd} + \sum_{l \in \Omega_b^{line}} P_{l,t}^{Line}, \quad \forall t, b$$

$$P_{inertia}^G = \frac{d}{dt} \left(E_{kinetic}^G \right) \xrightarrow{E_{kinetic}^G \propto f^2}$$

$$P_{inertia}^G = \frac{d}{dt} \left(E_{kinetic}^{*G} \frac{f^2}{f_0^2} \right) \quad (29)$$

می‌توان با اعمال برخی از روابط ریاضی نوشت:

$$P_{inertia}^G = E_{kinetic}^{*G} \frac{d}{dt} \left(\left(\frac{f}{f_0} \right)^2 \right)$$

$$= E_{kinetic}^{*G} \frac{d}{dt} \left(\left(1 + \frac{\Delta f}{f_0} \right)^2 \right) \quad (30)$$

از آن‌رو که عبارت $\frac{\Delta f}{f_0}$ عددی نزدیک به صفر است می‌توان بسط تیلور را برای آن استفاده نمود و سپس از آن مشتق گرفت که داریم:

$$P_{inertia}^G = E_{kinetic}^{*G} \frac{d}{dt} \left(1 + 2 \frac{\Delta f}{f_0} + \left(\frac{\Delta f}{f_0} \right)^2 \right) \quad (31)$$

$$\cong 0$$

$$= \frac{2}{f_0} E_{kinetic}^{*G} \frac{d\Delta f}{dt}$$

بنابراین، مشاهده می‌شود که پاسخ اینرسی یک نیروگاه (تغییرات انرژی جنبشی آن) ارتباط مستقیمی با مشتق تغییرات فرکانس دارد. می‌توان نیروگاه‌های تجدیدپذیر و یا ذخیره‌سازهای انرژی را نیز طوری با مبدل الکترونیک قدرت کنترل کرد که با مشتق فرکانس، توان معینی را به شبکه تزریق کنند و در پاسخ اینرسی مشارکت نمایند. اگر این قابلیت در اینورتر، تنظیم **نشود**؛ دیگر پاسخ اینرسی مجازی از این منابع انرژی نخواهیم داشت؛ بنابراین به‌طور کلی مجموع پاسخ اینرسی کل نیروگاه‌ها، منابع پراکنده و ذخیره‌سازهای شبکه برابر می‌شود با:

$$P_{inertia}^{Total} = 2 \left(\sum_g H_g^G S_g^G + \sum_{re} H_{re}^{RE} S_{re}^{RE} + \sum_{st} H_{st}^{ST} S_{st}^{ST} \right) \frac{d\Delta f}{f_0 dt} \quad (32)$$

پاسخ دیگری که اهمیت دارد، پاسخ فرکانسی اولیه است که در نیروگاه‌های سنتی در قالب پاسخ گاورنر وجود دارد که در آن درجه بخار یا گاز با تغییر فرکانس، باز و بسته شده و سرعت توربین تغییر می‌کند تا توان به شبکه تزریق شود. این رفتار دیگر ذاتی نیست و نیازمند تنظیمات است. این فرمان معمولاً با ضریب دروپ گاورنرها

$$P_{l,t}^{Line} = B_l^{Line} (\theta_{fr,t} - \theta_{to,t}), \quad \forall \{fr, to\} \in l, t \quad (26)$$

$$-\bar{P}_l^{Line} x_l^{Line} \leq P_{l,t}^{Line} \leq \bar{P}_l^{Line} x_l^{Line}, \quad \forall l, t \quad (27)$$

$$-\pi \leq \theta_{n,t} \leq \pi, \quad \forall t, n \quad (28)$$

در رابطه (۲۳) مجموع توان تولیدی واحدهای سنتی $\sum_g P_{g,t}^{gen}$ نیروگاه‌های بادی $\sum_w P_{w,t}^{wgen}$ و خورشیدی $\sum_{pv} P_{pv,t}^{pvgen}$ بزرگتر از مجموع توان مصرفی بارهای سنتی $\sum_b (P_{b,t}^{load})$ و بار خالص ناشی از شارژ ذخیره‌ساز $\sum_{strg} (P_{strg,t}^{ch} - P_{strg,t}^{disch})$ و توان بارزدایی شده در شبکه $\sum_b (P_{b,t}^{lshd})$ می‌باشد. رابطه (۲۴) نیز حداکثر مقدار توان

بارزدایی شده در هر باس b را $P_{b,t}^{lshd}$ به نسبتی ζ^{max} از بار سنتی همان باس $P_{b,t}^{load}$ محدود می‌کند. در هر یک از گره‌های شبکه نیز برقراری توازن توان تولیدی و مصرفی در هر باس طبق رابطه (۲۵) باید برقرار باشد که در این رابطه مجموع توان نیروگاه‌های سنتی، بادی و خورشیدی متصل به گره b به ترتیب با $\sum_{g \in \Omega_b^{gen}} P_{g,t}^{gen}$ ، $\sum_{w \in \Omega_b^{wind}} P_{w,t}^{wgen}$ و $\sum_{pv \in \Omega_b^{pv}} P_{pv,t}^{pvgen}$ نشان داده می‌شود. همچنین

توان خالص شارژ ذخیره‌ساز متصل به هر باس b ، بار سنتی قرار گرفته در آن باس و مقدار بارزدایی آن باس به ترتیب با $\sum_{strg \in \Omega_b^{strg}} (P_{strg,t}^{ch} - P_{strg,t}^{disch})$ ، $P_{b,t}^{lshd}$ و $P_{b,t}^{load}$ نشان داده می‌شود. مجموع توان عبوری از خطوط متصل به هر باس نیز با نماد $\sum_{l \in \Omega_b^{line}} P_{l,t}^{Line}$ و ارتباط میان توان عبوری از هر خط $P_{l,t}^{Line}$ با زاویه ولتاژ دو سر آن خط $\theta_{fr,t} - \theta_{to,t}$ و سوسپتانس خط B_l^{Line} طبق رابطه (۲۶) بیان می‌شود.

۲-۲- تحلیل پاسخ فرکانسی شبکه قدرت و استخراج

قیود مرزی با استفاده از رابطه سوئینگ توان

تحلیل بررسی پاسخ فرکانسی شبکه قدرت، نیازمند درک دو مفهوم پاسخ اینرسی و پاسخ فرکانسی اولیه است. پاسخ اینرسی نیروگاه‌های سنتی به‌نوعی تغییر انرژی جنبشی ژنراتورهای سنکرون مدار است که به دلیل سنکرون بودن آنها با شبکه، با افت فرکانس شبکه، دچار افت سرعت می‌شوند و این تغییر انرژی جنبشی را به شبکه تزریق می‌کنند. توان تزریقی (همان مشتق تغییرات انرژی جنبشی) این نیروگاه‌ها از رابطه زیر به دست می‌آید که مشخص می‌شود، این توان، ارتباط مستقیمی با مشتق فرکانس دارد:

که در این رابطه H اینرسی معادل سیستم برابر است با:

$$H = \frac{\sum_i H_i S_i}{S_b} = \frac{\sum_g H_g^G S_g^G + \sum_{re} H_{re}^{RE} S_{re}^{RE} + \sum_{st} H_{st}^{ST} S_{st}^{ST}}{\sum_g S_g^G + \sum_{re} S_{re}^{RE} + \sum_{st} S_{st}^{ST}} \quad (38)$$

همچنین ضریب میرایی بار و توان خارج شده از شبکه بر حسب پریونیت برابر است با:

$$D = \sum_l \frac{D_l}{S_b} \quad (39)$$

$$\Delta P = \frac{\Delta P_{lost}}{S_b} \quad (40)$$

نکته دیگری که وجود دارد این است که اگر فرض شود که نقطه کار نیروگاه‌ها طوری باشد که پاسخ فرکانسی اولیه آنها صرفاً از رابطه دروپ گاورنر پیروی کند و ظرفیت آزاد نیروگاه محدود نشود، آنگاه می‌توان نوشت:

$$\Delta P_G = \frac{\Delta P_{PFR}^{Total}}{S_b} = -\frac{\Delta f}{f_0} \left(\sum_g \frac{1}{R_g^G} + \sum_{re} \frac{1}{R_{re}^{RE}} + \sum_{st} \frac{1}{R_g^G} \right) = -\frac{\Delta f}{f_0} \frac{1}{R_{eq}} \quad (41)$$

بنابراین، می‌توان نوشت:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \sum_g \frac{1}{R_g^G} + \sum_{re} \frac{1}{R_{re}^{RE}} + \sum_{st} \frac{1}{R_g^G} \quad (42)$$

از تحلیل معادله سوئینگ توان در حوزه زمان، رفتار فرکانس به خوبی مشخص می‌شود. همچنین از این معادله می‌توان نرخ تغییرات اولیه فرکانس و نقطه قعر فرکانس را نیز به دست آورد. در لحظه وقوع حادثه، توان نیروگاه‌ها، بار و فرکانس هنوز تغییر چندانی نکرده است در نتیجه مقادیر تغییرات آنها ناچیز است و داریم:

$$\Delta P = \frac{2H}{f_0} \frac{d\Delta f}{dt} \rightarrow \frac{d\Delta f}{dt} = f_0 \left| \frac{\Delta P}{2H} \right| \leq \overline{RoCoF} \rightarrow H \geq \left| f_0 \frac{\Delta P}{2\overline{RoCoF}} \right| \quad (43)$$

اگر حداکثر نرخ تغییرات فرکانس، ۱ هرتز بر ثانیه باشد و توان خارج شده از نیروگاه ۰/۲ پریونیت (۲۰ درصد کل توان تولیدی شبکه) در فرکانس نامی ۵۰ هرتز باشد، اینرسی معادل شبکه باید بزرگ‌تر از ۵ ثانیه انتخاب شود.

برای به دست آوردن نقطه قعر فرکانس از روش تبدیل لاپلاس استفاده می‌شود:

R_g^G تنظیم می‌شود. این توان تولیدی از رابطه زیر است که معمولاً به حداکثر ظرفیت آزاد نیروگاه نیز محدود می‌شود:

$$\Delta P_{PFR}^G = \min \left(-\frac{1}{R_g^G} S_b \frac{\Delta f}{f_0}, P_g^{gen} - \overline{P}_g^{gen} \right) \quad (33)$$

همان‌طور که مشخص است پاسخ فرکانسی اولیه، رابطه مستقیمی با تغییرات فرکانس (و نه مشتق آن) دارد. چنین پاسخی می‌تواند در اینورترهای متصل به منابع تولید پراکنده و ذخیره‌ساز نیز تعیبه شود تا آنها هم بتوانند در پاسخ فرکانسی اولیه مشارکت نمایند؛ بنابراین مجموع پاسخ فرکانسی اولیه نیروگاه‌ها، منابع تولید پراکنده و ذخیره سازه‌ای انرژی برابر خواهد بود با:

$$\Delta P_{PFR}^{Total} = \sum_g \Delta P_{PFR,g}^G + \sum_{re} \Delta P_{PFR,re}^{RE} + \sum_{st} \Delta P_{PFR,st}^{ST} \quad (34)$$

در اثر تغییرات فرکانس، پدیده دیگری نیز ممکن است در شبکه رخ دهد و آن کاهش و یا حذف برخی از بارهای شبکه است که معمولاً توسط محافظ‌های تشخیص نوسانات فرکانس می‌تواند اجرا شود و به‌طور کلی می‌توان گفت که میرایی بار رخ می‌دهد. بررسی رفتار تک‌تک بارها و اینکه کدام حساس به فرکانس هستند یا نه امری دشوار است؛ بنابراین به‌طور میانگین، ضریبی به نام ضریب میرایی بار $D_l = f_0 \partial P_D / \partial f$ بدان اختصاص داده می‌شود. ضریب میرایی صفر، بدترین وضعیت شبکه است که در آن هیچ باری پس از وقوع خطا تغییری نمی‌کند و همچنان در شبکه حضور دارد و بنابراین شدیدترین افت فرکانس، مشاهده می‌شود. علاوه بر این موارد، بار هم می‌تواند توسط مشترکین شبکه تغییر کند؛ بنابراین طبق قانون پایستگی انرژی، رابطه سوئینگ توان می‌تواند به‌صورت زیر نوشته شود:

$$\Delta P_{PFR}^{Total} - \Delta P_{Load}^{Total} = 2 \left(\sum_i H_i S_i \right) \frac{d\Delta f}{f_0 dt} + \sum_l \frac{D_l}{f_0} \Delta f + \Delta P_{lost} \quad (35)$$

به‌منظور ساده‌سازی بیشتر معمولاً رابطه فوق را به‌صورت نرمال شده می‌نویسند که داریم:

$$\frac{\Delta P_{PFR}^{Total} - \Delta P_{Load}^{Total}}{S_b} = 2 \left(\frac{\sum_i H_i S_i}{S_b} \right) \frac{d\Delta f}{f_0 dt} + \sum_l \frac{D_l}{f_0 S_b} \Delta f + \frac{\Delta P_{lost}}{S_b} \quad (36)$$

فرم ساده نرمال شده معادله فوق برابر است با:

$$\Delta P_G - \Delta P_L = \frac{2H}{f_0} \frac{d\Delta f}{dt} + \Delta P + \frac{D}{f_0} \Delta f \quad (37)$$

$$t_{nadir} = \frac{1}{\omega_r} \tan^{-1} \left(\frac{\omega_r T_R}{\zeta \omega_n T_R - 1} \right) \quad (54)$$

$$\Delta f_{nadir} / f_0 = \frac{R_{eq} \Delta P^{lost}}{DR_{eq} + 1} \left[1 + \sqrt{1 - \zeta^2} \alpha e^{-\zeta \omega_n t_{nadir}} \right] \quad (55)$$

همان‌طور که مشخص است، نقطه قعر، تابعی غیرخطی از پارامترهای اینرسی، ضریب دروپ و ثابت زمانی توربین است. شرط مربوط به محدود کردن نقطه قعر برابر است با:

$$|\Delta f| \leq |\Delta f_{nadir}| = f_0 \frac{R_{eq} |\Delta P^{lost}|}{DR_{eq} + 1} \times \quad (56)$$

$$\left[1 + \sqrt{1 - \zeta^2} \alpha e^{-\zeta \omega_n t_{nadir}} \right] \leq \left| \Delta f_{nadir} \right|$$

می‌توان رابطه فوق را به صورت زیر نوشت:

$$\lambda \left(H_t, F_t, \frac{1}{R_{eq}} \right) = \frac{DR_{eq} + 1}{R_t \left[1 + \sqrt{1 - \zeta^2} \alpha e^{-\zeta \omega_n t_{nadir}} \right]} \geq \frac{|\Delta P^{lost}|}{|\Delta f_{nadir} / f_0|} \quad (57)$$

در واقع باتوجه به محدودیت قعر فرکانس و هر حادثه مشخص، مقادیر اینرسی، ضریب دروپ، ثابت زمانی، ضریب توربین گازی باید بهینه شود. تابع λ را می‌توان به صورت تابعی خطی در هر بازه، تقریب زد و قید مربوط به قعر فرکانس را به صورت خطی زیرنوشت:

$$\lambda \left(H_t, F_t, \frac{1}{R_{eq}} \right) = \beta_H H + \beta_F F_t + \beta_R \frac{1}{R_{eq}} + \beta_0 \geq \frac{|\Delta P^{lost}|}{|\Delta f_{nadir} / f_0|} \quad (58)$$

در روابط (۴۷) تا (۵۷) برخی از پارامترها از قبیل f_0 ، T_R ، D ، ΔP^{lost} ، Δf_{nadir} از قبل مشخص هستند و به عنوان داده ورودی بهینه‌سازی هستند. تنها سه پارامتر H_t ، F_t و $\frac{1}{R_{eq}}$ هستند که با اجرای بهینه‌سازی، مقدار آنها باید مشخص شود و بستگی به وضعیت روشن و خاموش شدن نیروگاه‌ها دارد. در شکل (۲) تابع λ و رسم شده است. همچنین ضریب میرایی $|\Delta P^{lost}| / |\Delta f_{nadir} / f_0|$ بار D برابر با یک، ثابت زمانی T_R برابر ۸ ثانیه، فرکانس نامی f_0 برابر ۵۰ هرتز، حداکثر مقدار مجاز انحراف قعر فرکانس $|\Delta f_{nadir}|$

$$L\{\Delta P_G - \Delta P_L + \Delta P\} = L\left\{ \frac{2H}{f_0} \frac{d\Delta f}{dt} + \frac{D}{f_0} \Delta f \right\} = \frac{1}{f_0} (2Hs + D) \Delta F \quad (44)$$

اگر فرض شود که مقدار بار شبکه در زمان حادثه تغییری نکند، خروج نیروگاه به صورت یک تابع پله اعمال شود و نیروگاه‌ها بر اساس ضرایب دروپ خود در پاسخ فرکانسی شرکت کنند، آنگاه داریم:

$$-\frac{1}{f_0 R_{eq}} \left(\frac{1 + F_g T_g}{1 + s T_R} \right) \Delta F + \frac{\Delta P}{s} = \frac{1}{f_0} (2Hs + D) \Delta F \rightarrow \Delta F = f_0 \frac{\Delta P}{s} \frac{1}{\left(2Hs + D + \frac{1}{R_{eq}} \left(\frac{1 + F_g T_g s}{1 + s T_R} \right) \right)} \quad (45)$$

با ساده‌سازی داریم:

$$\Delta F = f_0 \times \frac{\Delta P}{s} \times \frac{(1 + s T_R) R_{eq}}{2H R_{eq} T_R s^2 + (2H R_{eq} + D T_R R_{eq} + F_g T_g) s + (1 + D R_{eq})} \quad (46)$$

با گرفتن تبدیل لاپلاس معکوس از این عبارت داریم:

$$\Delta f(t) / f_0 = \frac{R_{eq} \Delta P}{DR_{eq} + 1} \left[1 + \alpha e^{-\zeta \omega_n t} \sin(\omega_n t + \varphi) \right] \quad (47)$$

که در این رابطه داریم:

$$\omega_n^2 = \frac{DR_{eq} + 1}{2H_t R_{eq} T_R} \quad (48)$$

$$\zeta = \frac{DR_{eq} T_R + 2H_t R_{eq} + F_t T_{eq}}{2(DR_{eq} + 1)} \omega_n \quad (49)$$

$$\omega_r = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (50)$$

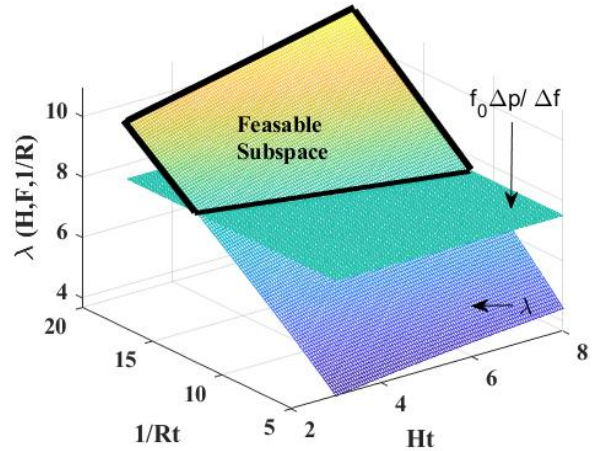
$$\alpha = \sqrt{\frac{1 - 2T_R \zeta \omega_n + T_R^2 \omega_R^2}{1 - \zeta^2}} \quad (51)$$

$$\varphi = \arctan \left(\frac{\omega_r T_R}{1 - \zeta \omega_n T_R} \right) - \arctan \left(\frac{\sqrt{1 - \zeta^2}}{-\zeta} \right) \quad (52)$$

$$F_t = \frac{1}{S_b} \left(\sum_g \frac{F_g^G}{R_g^G} S_g^G \right), \quad \forall t \quad (53)$$

زمان قعر فرکانس (محل صفر شدن مشتق تابع) و مقدار فرکانس در زمان قعر برابر می‌شود با:

برابر ۲ هرتز، مقدار توان خارج شده از شبکه ΔP برابر ۰/۳ پریونیت و ضریب F_t برابر ۰/۳ می‌باشد.



شکل (۲): نمونه‌ای از فضای جواب تأمین‌کننده قید قعر فرکانس

همان‌طور که در شکل (۲) مشخص است، فضای جواب‌ها بستگی بالایی به مقادیر انحراف مجاز فرکانس و توان خارج شده از شبکه دارد. هرچه نسبت توان خارج شده از شبکه به انحراف مجاز فرکانس، عددی بزرگ‌تر باشد؛ فضای جواب‌های مجاز شبیه‌سازی، کوچک‌تر می‌شود و ممکن است مسئله بدون جواب باشد. شکل (۲) نشان می‌دهد، هرچه اینرسی بیشتر شود، مقدار ضریب دروپ هم می‌تواند تا مقادیر بیشتری افزایش یابد. حداکثر مقدار مجاز ضریب دروپ در اینرسی ۳ ثانیه، برابر ۶ درصد و حداکثر مقدار دروپ در اینرسی ۸ ثانیه برابر ۱۰ درصد به‌دست‌آمده است. مقدار ضرایب بتا، برابر شده است با:

$$\beta_H = 0.3883, \beta_F = 0.7968, \beta_R = 0.1216, \beta_0 = 0.859$$

علاوه بر محدودیت نقطه قعر فرکانس، باید همواره ظرفیت آزاد یک نیروگاه، حتی‌الامکان بزرگ‌تر یا مساوی حداکثر توان تزریق شده آن بر اساس ضریب دروپ گاورنر باشد و مجموع رزروهای شبکه، بیشتر از توان خارج شده از شبکه باشد؛ بنابراین داریم:

$$P_g^{G,Max} - P_g^G \geq u_{g,t}^G \frac{K_{mg}}{R_g^G} P_g^{G,Max} \kappa(f_0 - \underline{f}_{\min}), \quad \forall g, t \quad (59)$$

$$P_{re}^{re,Fore} - P_{re,t}^{re} \geq u_{re,t}^{re} \frac{1}{R_{re}^{re}} P_{re}^{re,Fore} \kappa(f_0 - \underline{f}_{\min}), \quad \forall re, t \quad (60)$$

$$P_{st,t}^{St,max} - P_{st,t}^{St} \geq u_{st,t}^{St} \frac{1}{R_{st}^{St}} P_{st,t}^{St,Fore} \kappa(f_0 - \underline{f}_{\min}), \quad \forall st, t \quad (61)$$

$$\sum_g R_{g,t}^{res} + \sum_{re} R_{re,t}^{res} + \sum_{st} R_{st,t}^{res} \geq P_{Lost}, \quad \forall st, t \quad (62)$$

۲-۳- عدم قطعیت مشارکت ذخیره‌سازها در پاسخ

فرکانسی

به‌منظور در نظرگیری ذخیره‌سازهای انرژی یا منابع تولید پراکنده می‌توان نوشت:

$$u_{st,t}^{St} \leq \tilde{u}_{st,t}^{St}, \quad \forall st, t \quad (63)$$

$$u_{re,t}^{Re} \leq \tilde{u}_{re,t}^{Re}, \quad \forall re, t \quad (64)$$

$$\tilde{u}_{st,t}^{St} \underline{H}_{st,t}^{St} \leq H_{st,t}^{St} \leq \tilde{u}_{st,t}^{St} \bar{H}_{st,t}^{St}, \quad \forall st, t \quad (65)$$

$$\tilde{u}_{re,t}^{St} \underline{H}_{re,t}^{Re} \leq H_{re,t}^{Re} \leq \tilde{u}_{re,t}^{St} \bar{H}_{re,t}^{Re}, \quad \forall re, t \quad (66)$$

که در این روابط $\tilde{u}_{st,t}^{St}$ و $\tilde{u}_{re,t}^{Re}$ نمایانگر وضعیت حضور یا عدم حضور واحد تولید پراکنده یا ذخیره‌ساز است که می‌تواند در صورت صفر بودن، از مشارکت این واحد در پاسخ اینرسی و پاسخ فرکانسی اولیه جلوگیری کند. در صورت وجود اختلالی در تشخیص حادثه و عدم تزریق توان به شبکه در چنین شرایطی، مقدار اینرسی معادل شبکه، ضریب دروپ معادل و ... تغییر خواهد کرد. سطح نفوذ این ذخیره-سازهای نامطمئن در شبکه می‌تواند تغییر کند تا اثر آنها در نوسانات فرکانسی مشخص شود. چون هیچ داده‌ای از عدم قطعیت این واحدها در دسترس نیست، می‌توان توزیع نرمال یا هر توزیع دیگری را در مدل لحاظ نمود و بر اساس آن خروجی‌ها را بررسی کرد. اما برای اینکه کمیتی ریاضی به عدم قطعیت نسبت داده شود، از فاصله کولبرگ لیبلر برای تعیین شعاع ابهام و به عبارت دیگر میزان فاصله سایر توزیع‌ها از توزیع نرمال استاندارد در این مقاله استفاده می‌شود.

$$D_{KL} = \int_x p \log(p/q) dx, \quad (67)$$

زمانی که دو توزیع کاملاً مشابه هم باشند، لگاریتم تقسیم آنها صفر می‌شود و به عبارت دیگر دو توزیع از هم فاصله‌ای ندارند. با افزایش میزان تفاوت‌های این دو توزیع، مقدار شعاع کولبرگ به تدریج افزایش پیدا می‌کند.

اگر بخواهیم تعداد واحدهای آسیب‌دیده در محدوده معینی قرار گیرد، آنگاه قید زیر نیز به مسئله باید افزوده شود:

$$\underline{N}_{failed} \leq \sum_s \tilde{u}_{st,t}^{St} \leq \bar{N}_{failed}, \quad \forall t \quad (68)$$

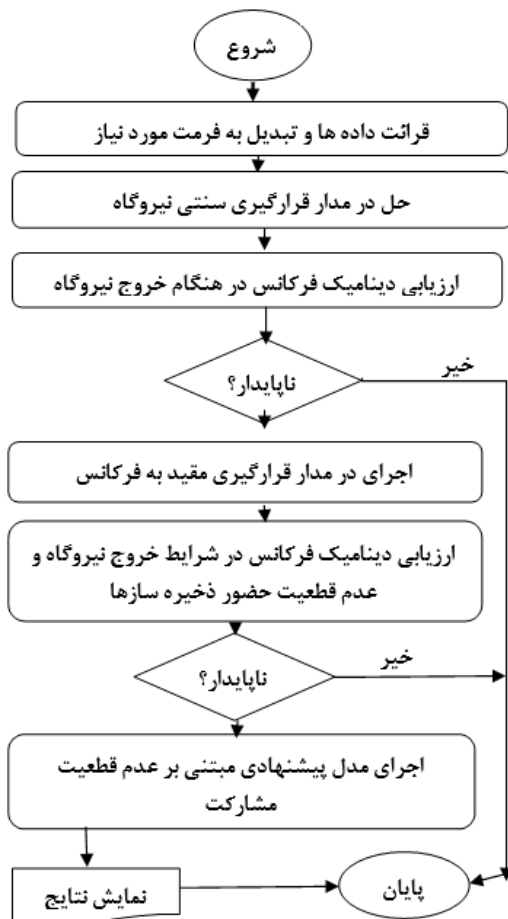
که در این رابطه N_{failed}^{\min} حداقل تعداد ذخیره‌ساز آسیب‌دیده و N_{failed}^{\max} حداکثر تعداد ذخیره‌ساز آسیب‌دیده است. از آن رو که معمولاً در تأمین دینامیک فرکانس شبکه، محدودیت‌های مربوط به خطوط انتقال چندان لحاظ نمی‌شود، بنابراین مکان قرارگیری ذخیره-ساز چندان تأثیری در پاسخ فرکانسی نداشته و مباحث مدار معادل

تک ماشین و ... نیز بر اساس همین فرضیات استخراج می‌شود. بنابراین مجموع ظرفیت مختل شده ذخیره‌سازها اهمیت دارد.

۳- روش حل مسئله

مدل بهینه‌سازی مسئله پیشنهادی، از نوع مدل برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح (MILP) است که قابل حل با انواع برنامه‌های تجاری است. در این مقاله از ترکیب جعبه ابزار YALMIP و MOSEK برای حل مسئله استفاده شده است. در ابتدا با استفاده از متغیری به نام برنامه‌ریزی نیمه معین (متغیر اختصاصی نرم‌افزار YALMIP)، تمامی قیود مرزی، متغیرها و توابع هدف در نرم‌افزار متلب مدل‌سازی می‌شود و در صورت نیاز، آزادسازی بر روی قیود مرزی انجام می‌شود و نوع مدل مشخص می‌شود [۲۱]. سپس با تنظیم نرم‌افزار حل به روی MOSEK و فراخوانی آن، مسئله شروع به حل با استفاده از روش مبتنی بر شاخه و حد^۷ می‌نماید [۲۲]. از نسخه آکادمیک این نرم‌افزارها برای حل مسئله استفاده شده است و نتایج بر روی یک لپ تاپ DELL با پردازنده ۵ هسته‌ای نسل ششم، با ۸ گیگ رم و یک هارد SSD با ظرفیت ۲۵۶ گیگابایت انجام شده است. از نرم‌افزار MATLAB سال ۲۰۲۰ و نسخه ۹،۲ آکادمیک نرم‌افزار MOSEK و آخرین آپدیت سال ۲۰۲۱ جعبه ابزار YALMIP استفاده شده است.

فلوچارت اجرای بهینه‌سازی در شکل (۳) نشان داده شده است. در ابتدا تمامی داده‌های ضروری مورد نیاز شبیه‌سازی فراخوانی شده و در فرمت مطلوب در می‌آید. این داده‌ها مربوط به اطلاعات شبکه قدرت، بارهای هر باس، ظرفیت و مکان خطوط، مشخصات فنی نیروگاه‌ها، اطلاعات مربوط به شرایط آب‌وهوایی، نوسانات بار شبکه، اطلاعات اقتصادی (انواع ضرایب هزینه نیروگاه‌ها)، اطلاعات مربوط به پاسخ فرکانسی هر یک از اجزای شبکه و ... است. پس از دریافت اطلاعات، یک بار مدل سنتی در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها اجرا می‌شود و رفتار دینامیکی آن در هنگام وقوع خروج یک نیروگاه مورد بررسی قرار می‌گیرد. در صورتی که ناپایدار نشود، برنامه خاتمه پیدا می‌کند در غیر این صورت مدل مقید به پاسخ فرکانسی اجرا می‌شود و رفتار دینامیکی آن در هنگام خروج یک نیروگاه در شرایط عدم قطعیت ذخیره‌سازها بررسی می‌گردد. در صورتی که ناپایداری رخ دهد نیاز به مدل‌سازی پیشنهادی مبتنی بر عدم قطعیت مشارکت است و پس از اجرای این برنامه نتایج نهایی به دست آمده و با سایر مدل‌های قبل سنتی و مقید به فرکانس مقایسه می‌گردد. در نهایت نتایج مربوط به شبیه‌سازی‌ها و بهره‌برداری شبکه نشان داده خواهد شد.

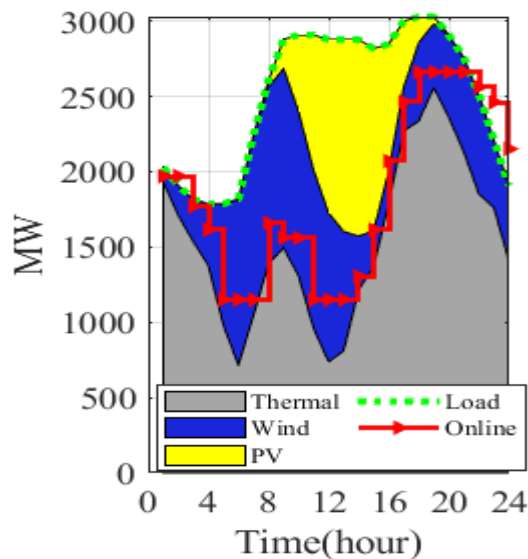


شکل (۳): فلوچارت مدل پیشنهادی

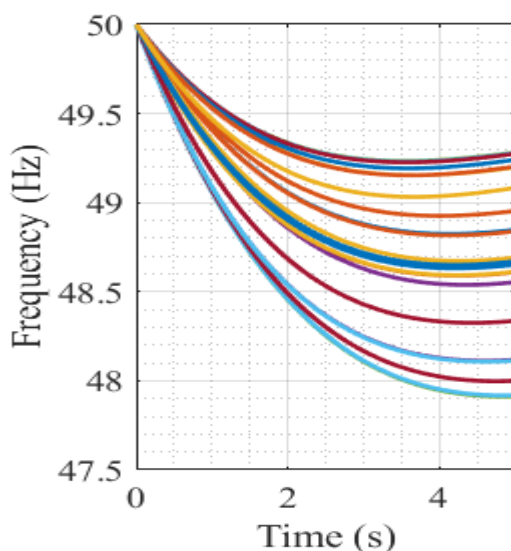
۴- شبیه‌سازی و تحلیل

شبکه مورد بررسی در این مقاله شبکه IEEE-RTS96 است که در آن برخی از داده‌ها از قبیل اطلاعات منابع تجدیدپذیر، داده‌های پاسخ فرکانسی و ... افزوده شده است. مشخصات مربوط به خطوط شبکه، داده‌های بار، اطلاعات واحدهای نیروگاهی و هزینه تولید نیروگاه‌ها از نرم‌افزار MATPOWER (با نام case24_ieee_rts) استخراج شده است [۲۳]. اطلاعات مربوط به نوسانات توان تولیدی نیروگاه‌های بادی و خورشیدی از داده‌های واقعی موجود در نرم‌افزار معتبر SAM-NREL^۸ استخراج شده است [۲۴]. نوسانات مربوط به بار شبکه و همچنین اطلاعات مربوط به پاسخ فرکانسی اولیه از قبیل اینرسی نیروگاه‌ها، ضرایب دروپ و داده‌های مربوط به ظرفیت و مکان نیروگاه‌های بادی و خورشیدی از مرجع [۲۵] اقتباس شده است.

موردهای مطالعاتی این مقاله در جدول (۱) به صورت خلاصه بیان شده‌اند. همان‌طور که در این جدول مشخص است، مورد مطالعاتی ۱ مربوط به مدل سنتی بدون در نظرگیری پاسخ فرکانسی است. در مورد مطالعاتی ۲، مدل مبتنی بر پاسخ فرکانسی [۲۵] بدون مشارکت نیروگاه‌های تجدیدپذیر و ذخیره‌ساز در تأمین پاسخ فرکانسی اولیه بررسی می‌شود. سپس در مورد مطالعاتی ۳، مشارکت نیروگاه‌های



شکل (۵): مشارکت نیروگاه‌ها سنتی و تجدیدپذیر در تأمین بار شبکه و ظرفیت آنلاین نیروگاه‌های سنتی در مورد ۱



شکل (۶): فرکانس پس از خروج بزرگ‌ترین نیروگاه مورد ۱

در صورتی که نیروگاه ۲۳ از مدار خارج شود، رفتار فرکانس در مدل سنتی به صورت شکل (۶) در می‌آید که نشان می‌دهد حداقل و حداکثر انحراف نقطه قعر از مقدار نامی فرکانس، بین ۷۴۰ میلی هرتز تا ۲ هرتز می‌تواند نوسان کند که قابل قبول نیست و نقطه قعر از محدوده مجاز ۴۹/۵ هرتز خارج می‌شود. نرخ تغییرات اولیه فرکانس نیز وضعیت مطلوبی ندارد و برابر با ۱ هرتز بر ثانیه (مرز استاندارد) است. حداقل اینرسی شبکه برابر ۶/۶۸ ثانیه و حداکثر آن برابر با ۸ ثانیه قبل از وقوع حادثه است که بیشتر این سهم توسط بزرگ‌ترین نیروگاه تأمین می‌شود، اما پس از خروج بزرگ‌ترین نیروگاه، مقدار اینرسی شبکه حداقل برابر ۳/۰۲ ثانیه و حداکثر برابر ۷/۷۵ ثانیه می‌باشد. ضریب توربین معادل نیز از ۰/۳۳ تا ۰/۳۵ نوسان دارد و ضریب دروپ گاورنر معادل از ۰/۴۶ تا ۰/۵۰ تغییر می‌کند. هزینه تولید نیروگاه‌ها در مجموع

تجدیدپذیر و در مورد مطالعاتی ۴ مشارکت واحدهای ذخیره‌سازی، در تأمین پاسخ فرکانسی لحاظ می‌گردد. نهایتاً در مورد مطالعاتی ۵، اثر عدم قطعیت مشارکت واحدهای ذخیره‌ساز بررسی می‌شود.

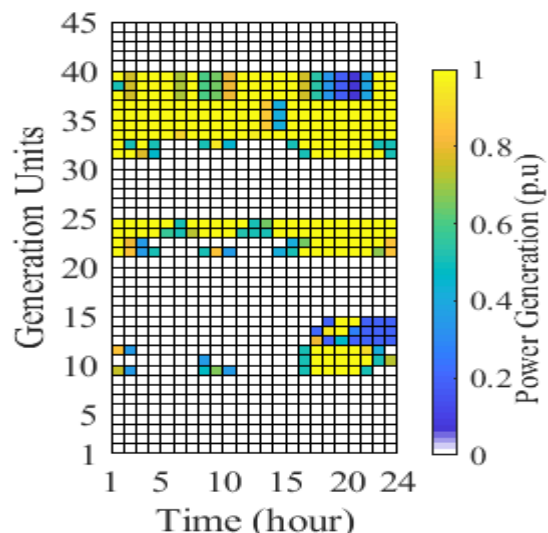
جدول (۱): انواع مورد‌های مطالعاتی مورد بررسی

مورد	نوع مدل	مشارکت تجدیدپذیر	مشارکت ذخیره‌ساز	عدم قطعیت مشارکت
۱	سنتی	×	×	×
۲	مقید	×	×	×
۳	مقید	✓	×	×
۴	مقید	✓	✓	×
۵	مقید	✓	✓	✓

۴-۱- مورد مطالعاتی ۱

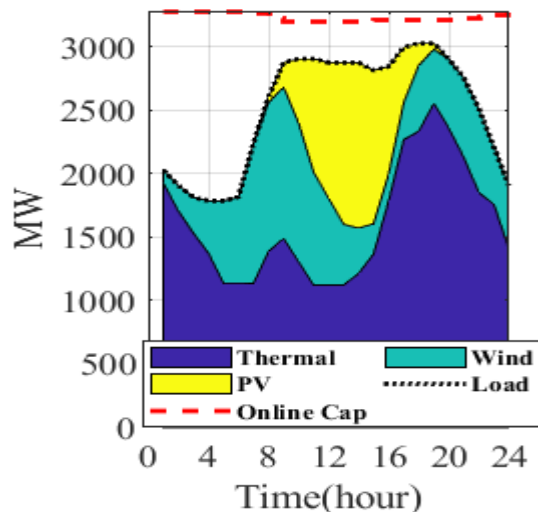
مورد مطالعاتی اول مربوط به در مدار قرارگیری سنتی نیروگاهی است که در آن هیچ یک از قیود مرزی مربوط به تأمین پاسخ فرکانسی در نظر گرفته نمی‌شود و صرفاً بار شبکه با کمترین هزینه تأمین می‌گردد. در مدل مورد مطالعاتی ۱، مجموعاً ۹۸۵۸ متغیر حقیقی (۴۳۶۵ متغیر باینری) و ۳۴۰۲۶ قید مرزی تعریف می‌شود که با صرف زمان ۲۳/۷۶ ثانیه در YALMIP (برای تبدیل مدل به فرمت حلگرهای تجاری) و ۵۰/۷۱ ثانیه در MOSEK (برای حل مدل توسط روش شاخه و حد)، مسئله همگرا گردید.

وضعیت روشن و خاموشی نیروگاه‌ها و میزان توان تولیدی آنها نسبت به ظرفیت نامی‌شان در شکل (۴) ترسیم شده است. طبق این شکل، کمترین تعداد نیروگاه‌های آنلاین در هر بازه زمانی برابر با ۱۰ (در ساعات ۵، ۱۱ و ۱۴) و حداکثر برابر با ۲۲ نیروگاه (در ساعات ۱۸ تا ۲۰) می‌باشد. بیشترین خانه‌های این شکل به رنگ زرد است که نشان می‌دهد در آن ساعات نیروگاه‌ها با ظرفیت نامی خود در مدار قرار گرفته‌اند. بزرگ‌ترین نیروگاه در این شبکه نیروگاه ۴۰۰ مگاواتی (نیروگاه ۲۳) است.

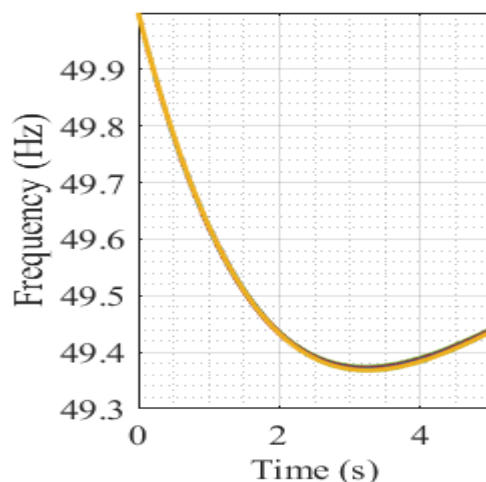


شکل (۴): وضعیت تولید هر نیروگاه در مورد ۱

شرایطی در شکل (۹) نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل مشخص است، فرکانس شبکه پس از خروج بزرگ‌ترین نیروگاه در مقدار ۴۹/۳۶ هرتز محدود شده و در واقع حدود ۶۴۰ میلی هرتز افت پیدا می‌کند. همچنین نرخ تغییرات اولیه فرکانس برابر با ۰/۴ هرتز بر ثانیه می‌باشد.



شکل (۸): مشارکت نیروگاه‌ها سنتی و تجدیدپذیر در تأمین بار شبکه و ظرفیت آنلاین نیروگاه‌های سنتی در مورد ۲



شکل (۹): فرکانس پس از خروج بزرگ‌ترین نیروگاه مورد ۲

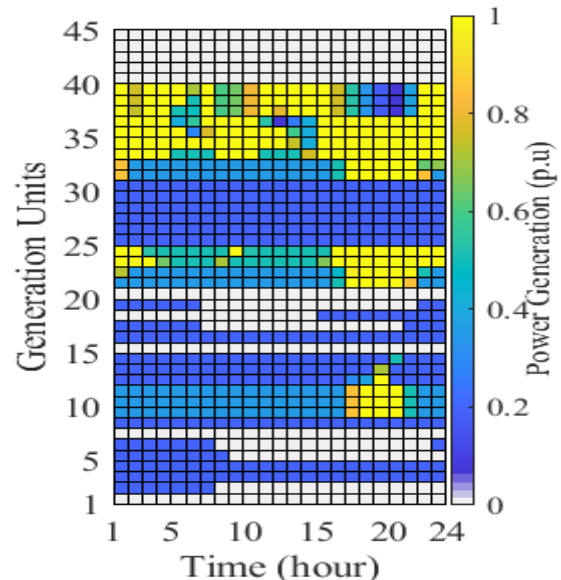
هزینه بهره‌برداری از شبکه در این مورد مطالعاتی، برابر ۹۹۹/۴۱ هزار دلار است که نسبت به مورد ۱، افزایش ۱۴/۹۰ درصدی را به ارمغان می‌آورد. مسلماً هرچه محدودیت‌ها سختگیرانه‌تر شود، هزینه‌ها افزایش می‌یابد و همچنین امکان دارد جوابی برای مسئله بهینه‌سازی وجود نداشته باشد. از طرفی هر چه محدودیت‌ها کمتر شود، امکان دسترسی به جواب‌های بهینه با هزینه‌های کمتر فراهم می‌شود؛ بنابراین مصالحه‌ای میان هزینه‌ها و سخت‌گیری‌ها باید اقتباس شود.

۸۶۹/۸۴ هزار دلار است که ۶۴۰۶ دلار آن برای راه‌اندازی، ۳۶۸۰ دلار آن برای خاموشی نیروگاه‌ها مصرف می‌شود.

۴-۲- مورد مطالعاتی ۲

در مورد مطالعاتی ۲، مسئله در مدار قرارگیری نیروگاه‌های مقید به فرکانس مطرح می‌باشد که طبق [۲۵] هیچکدام از نیروگاه‌های تجدیدپذیر یا ذخیره‌ساز در تأمین پاسخ فرکانسی مشارکت داده نشده‌اند. در این مدل بهینه‌سازی نیز تعداد متغیرهای حقیقی، باینری و قیود مرزی برابر با ۸۷۷۸، ۴۳۶۵ و ۳۹۹۸۵ می‌باشد که در مدت زمان ۱۹/۲ ثانیه در YALMIP و ۵۰۰/۷۰ ثانیه در MOSEK اجرا می‌شود. در این مورد مطالعاتی نیز بزرگ‌ترین نیروگاه از مدار خارج می‌شود و فرکانس باید در محدوده مجاز خود قرار گیرد. حداکثر نرخ تغییرات فرکانس برابر ۰/۷ هرتز بر ثانیه و حداکثر انحراف فرکانس از نقطه قعر، برابر با ۷۰۰ میلی هرتز می‌باشد.

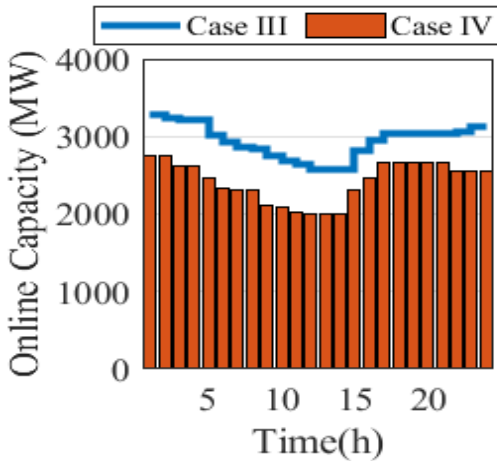
شکل (۷) وضعیت توان تولیدی هر یک از واحدهای نیروگاهی مورد ۲ را در هر یک از ساعات شبانه‌روز نشان می‌دهد. از مقایسه این شکل با مورد ۱، می‌توان به افزایش واحدهای آنلاین در مورد ۲ پی‌برد. حداقل واحد آنلاین در این مورد مطالعاتی برابر با ۳۰ واحد و حداکثر برابر ۳۵ واحد است. نکته مهم دیگر این است که بسیاری از این واحدها به رنگ آبی یا سبز هستند و در واقع در توان نامی خود کار نمی‌کنند. علت این امر، آماده‌سازی نیروگاه‌ها برای افزایش توان خود در هنگام وقوع حادثه است.



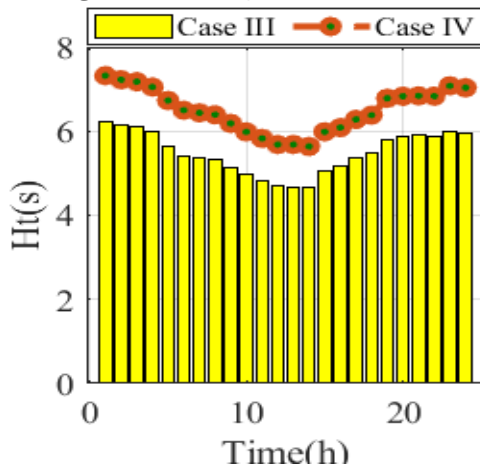
شکل (۷): وضعیت تولید هر نیروگاه در مورد ۲

در شکل (۸) سهم نیروگاه‌های گرمایی، بادی و خورشیدی در تأمین توان مصرفی شبکه، مشخص شده است. در ظاهر، توان تولیدی این نیروگاه‌ها نسبت به مورد ۱ تغییری نشان نمی‌دهد؛ اما منحنی ظرفیت آنلاین نیروگاه‌های شبکه، افزایش پیدا کرده و نشان از بهره‌گیری از نیروگاه‌های بیشتر دارد. نتیجه بهره‌برداری از شبکه با چنین

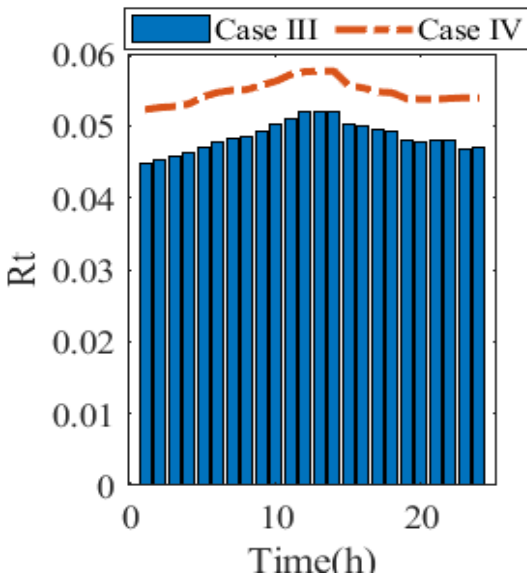
۴-۳- مورد مطالعاتی ۳ و ۴



شکل (۱۰): مقایسه ظرفیت آنالین نیروگاه‌های سنتی مورد ۳ و ۴



شکل (۱۱): مقایسه اینرسی معادل شبکه مورد ۳ و ۴



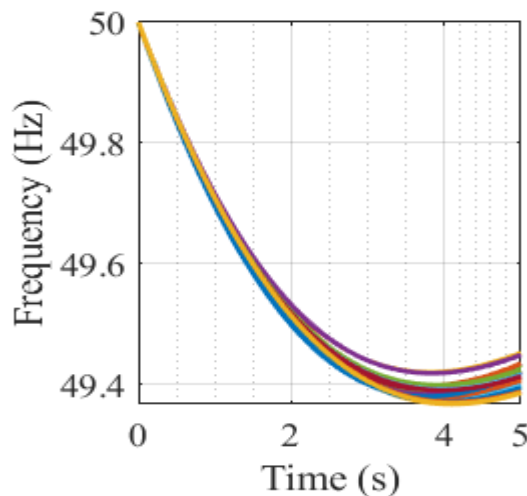
شکل (۱۲): مقایسه دروپ گاورنر معادل شبکه مورد ۳ و ۴

در مورد مطالعاتی ۳، مشارکت نیروگاه‌های تجدیدپذیر و در مورد مطالعاتی ۴، مشارکت ذخیره‌سازهای انرژی به مدل، افزوده می‌شود. انتظار می‌رود با توجه به اینرسی پایین نیروگاه‌های تجدیدپذیر، مشارکت آنها در پاسخ فرکانسی، منجر به کاهش اینرسی شبکه شود و رفتارهای پاسخ فرکانسی نسبت به مورد ۲، بدتر شوند. اما با افزایش مشارکت ذخیره‌سازهای سریع انرژی در مورد ۴، انتظار بهبود پارامترهای پاسخ فرکانسی وجود دارد. به منظور درک بهتر این اثر، دو مورد مطالعاتی ۳ و ۴ از دیدگاه‌های مختلف با یکدیگر مقایسه می‌شوند. لازم به ذکر است که مورد ۲، دیدگاه بدبینانه نسبت به مشارکت واحدهای تجدیدپذیر و ذخیره‌ساز است و در مقابل، مورد ۴ دیدگاه خوش‌بینانه نسبت به بهره‌برداری حداکثری از مشارکت منابع تجدیدپذیر و ذخیره سازهای انرژی را مدل می‌کند.

هزینه بهره‌برداری از شبکه در مورد مطالعاتی ۳، برابر ۹۶۳/۱۶ هزار دلار است که ۲۷۹۶ دلار آن مربوط به راه‌اندازی و ۳۵۴۰ دلار آن مربوط به خاموشی نیروگاه‌ها است. در صورتی که در مورد مطالعاتی ۴، هزینه کل برابر ۹۰۴/۷۷ هزار دلار شده است که ۱۵۲۲ دلار آن برای راه‌اندازی و ۲۳۲۲ دلار آن برای خاموشی اختصاص داده شده است؛ بنابراین در حضور مشارکت ذخیره‌سازهای انرژی، هزینه‌های بهره‌برداری از شبکه می‌تواند کاهش پیدا کند؛ چون در حضور اینرسی بالای ذخیره‌سازها، نیاز کمتری به بهره‌برداری از نیروگاه‌های سریع پاسخ پرهزینه است. زمان اجرای دو مورد مطالعاتی نیز تفاوت اندکی در حدود میلی‌ثانیه دارد.

در مورد سوم به دلیل افزایش مشارکت نیروگاه‌های تجدیدپذیر کم اینرسی، مطابق با شکل (۱۰)، مقدار ظرفیت آنالین مورد نیاز نیروگاه‌های سنتی نسبت به مورد چهارم که در آن ذخیره‌سازها مشارکت دارند، به مراتب بیشتر است. علت دقیق این امر را می‌توان، با بررسی پارامترهای پاسخ فرکانسی شبکه قدرت به خوبی مشخص نمود. در شکل (۱۱) اینرسی معادل شبکه در دو مورد ۳ و ۴ با یکدیگر مقایسه شده‌اند. همان‌طور که مشخص است، اینرسی مورد ۴ در حدود ۱۸ درصد بیشتر از مورد ۳ است. در واقع ذخیره‌سازها به خوبی توانسته‌اند اثر کاهنده اینرسی منابع تجدیدپذیر را تا حدودی تعدیل نمایند. هر چه اینرسی شبکه توسط ذخیره‌سازها بیشتر شود، دیگر نیاز به آنالین نگه‌داشتن واحدهای گرمایی کاهش پیدا می‌کند. از طرف دیگر ضریب دروپ در مورد ۳ و ۴ در شکل (۱۲) با یکدیگر مقایسه شده‌اند. همان‌طور که مشخص است، ضریب دروپ در مورد ۳، کمتر از مورد ۴ است. به عبارت دیگر حساسیت نیروگاه‌ها در مورد ۳ نسبت به انحرافات فرکانس، بیشتر از مورد چهارم است و نیروگاه‌ها توان بیشتری را در مقایسه با مورد ۴ باید به شبکه در هنگام خطا تزریق نمایند، این امر منجر به کمتر شدن ظرفیت آزاد نیروگاه‌ها در مورد ۳ می‌شود. مقایسه ضریب توربین معادل نیز در شکل (۱۳) مورد بررسی قرار گرفته است.

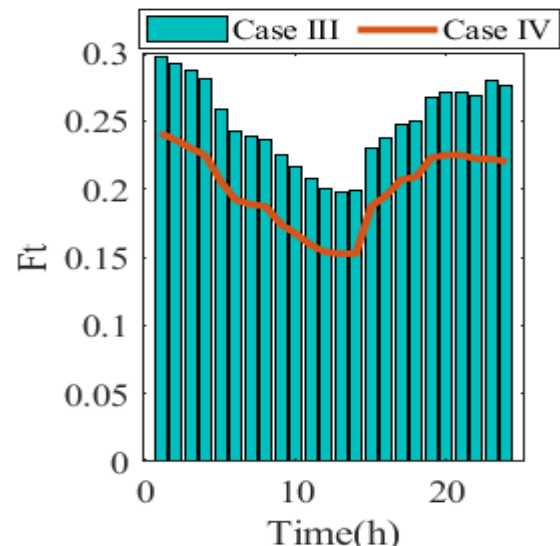
ذخیره‌سازها در تأمین پاسخ فرکانسی نگاه کند، آنگاه نتایج مربوط به مورد مطالعاتی ۴ برایش قابل استفاده می‌شود.



شکل (۱۵): رفتار فرکانس پس از خروج بزرگ‌ترین نیروگاه مورد ۴

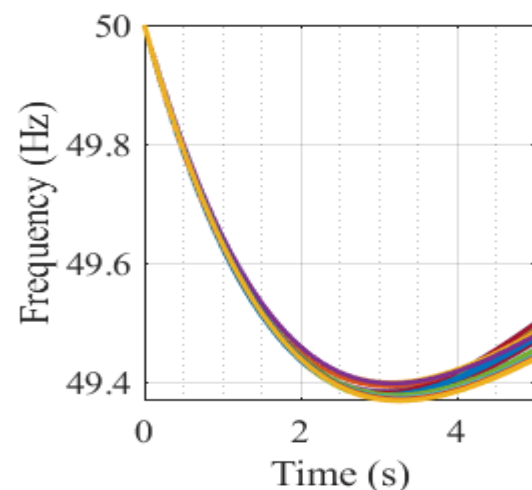
۴-۴- مورد مطالعاتی ۵

در این مورد مطالعاتی، نگاهی واقع‌بینانه نسبت به بهره‌گیری از ذخیره‌سازهای انرژی در تأمین پاسخ فرکانسی شبکه ارائه می‌شود. چون ذخیره‌سازها معمولاً دارای یک سیستم کنترل، اینورتر، سنسورها و به‌طور کلی مجموعه‌ای از تجهیزات فنی و ابزار دقیق جهت مشارکت در تأمین پاسخ فرکانسی هستند، در هر لحظه، امکان دارد با اختلالی مواجه شوند. ممکن است اینورتر دچار اختلال شود، ممکن است اشکال از هر یک از اجزای سیستم کنترل و حتی ذخیره‌سازها باشد؛ بنابراین حضور این ذخیره‌ساز در پاسخ فرکانسی، دارای عدم قطعیت است. هر چه تعداد ذخیره‌سازهای مختل شده کمتر باشد، نتایج بهینه‌سازی به سمت نتایج مورد مطالعاتی ۴ میل می‌کند و هر چه اختلال‌ها افزایش یابد، نتایج به سمت مورد ۳ نزدیک‌تر می‌شود. دقت شود که در عملکرد نرمال ذخیره‌ساز، فرض بر عدم مشکل است و ذخیره‌ساز بتواند در تأمین برق شبکه بدون اشکال توان در دسترس خود را انتقال دهد و اشکال تنها در مشارکت پاسخ فرکانسی و تزریق توان در کوتاه‌مدت پس از وقوع حادثه خروج نیروگاه رخ دهد. اگر N سیستم ذخیره‌ساز وجود داشته و هر یک امکان خرابی داشته باشند، آنگاه طبق اصل شمارش 2^N حالت برای اختلال مشارکت آنها در پاسخ فرکانسی وجود دارد که در روش سناریوپردازی به هر یک از آنها احتمالی معینی اختصاص داده می‌شود و مسئله از امید ریاضی احتمالات به نتیجه می‌رسد که لزوماً این توزیع احتمال در دسترس نیست. در روش مقاوم نیز معمولاً بدترین حالت (گران‌ترین حالت) ملاک نهایی است که نتایج آن دقیقاً برابر با مورد ۳ خواهد شد که تمامی ذخیره‌سازها دارای نقص هستند. در روش مقاوم توزیعی، مجموعه‌ای از توابع احتمال به پارامترهای عدم قطعیت، اختصاص داده می‌شود تا جوابی حد وسط دو روش تصادفی و مقاوم حاصل شود.



شکل (۱۳): مقایسه ضریب توربین معادل شبکه مورد ۳ و ۴

در شکل (۱۳) به‌خوبی مشخص است که شبکه در مورد ۴ می‌تواند با ضریب توربین کوچک‌تری مورد بهره‌برداری قرار گیرد. منابع تجدیدپذیر انرژی و ذخیره‌سازها فاقد ضریب توربین هستند. منحنی پاسخ فرکانسی، موردهای ۳ و ۴ در شکل (۱۴) و (۱۵) نشان داده شده است.



شکل (۱۴): رفتار فرکانس پس از خروج بزرگ‌ترین نیروگاه مورد ۳

همان‌طور که در شکل (۱۴) و (۱۵) مشخص است، در هر دو مورد مطالعاتی ۳ و ۴، قیود مربوط به قعر فرکانس (حداکثر انحراف ۷۰۰ میلی‌هرتز) و نرخ تغییرات اولیه فرکانس (حداکثر ۰/۷ هرتز بر ثانیه) رعایت می‌شود. تنها مسئله این است که با صرف هزینه‌های بیشتر و آنلاین نگه‌داشتن واحدهای گرمایی بیشتر در مورد ۳، این امر انجام می‌شود؛ بنابراین اگر بهره‌بردار شبکه بخواهد به‌هیچ‌عنوان بر روی مشارکت ذخیره‌سازها در پاسخ فرکانسی حساب نکند، باید از مورد ۳ پیروی کند که دیدگاهی بدبینانه (سختگیرانه) در بهره‌گیری از ذخیره‌سازهاست. اما اگر به‌طور کاملاً خوش‌بینانه، به مشارکت صددرصدی

قرارگیری نیروگاه مقید به امنیت، قابل اتکا نخواهد بود و ممکن است در زمان وقوع اختلال، پاسخ فرکانسی شبکه از محدوده مجاز خود خارج شود؛ بنابراین چنین بهره‌برداری از دیدگاه فنی قابل قبول نیست. از طرف دیگر اگر بهره‌بردار شبکه بدون توجه به پاسخ فرکانسی واحدهای ذخیره‌ساز عمل کند و سهمی برای ذخیره‌سازها در تأمین پاسخ فرکانسی قائل نشود، آنگاه هزینه‌های بهره‌برداری از نیروگاه‌ها افزایش خواهد یافت و چنین بهره‌برداری از نظر اقتصادی مطلوب نیست.

بنابراین به‌منظور غلبه بر این مشکلات، در این مقاله مسئله در مدار قرارگیری نیروگاه‌های مقید به فرکانس با در نظرگیری عدم قطعیت مشارکت سیستم‌های ذخیره‌ساز در تأمین پاسخ فرکانسی مدل‌سازی شد و در شبکه اصلاح شده IEEE_RTS96 پیاده‌سازی شده است. در این مدل، نگاهی واقع‌بینانه از مدیریت ذخیره‌سازهای انرژی ارائه شده است که نتایج نشان می‌دهد، هرچه تعداد واحدهای مختل بیشتر شود، به‌منظور حفظ پایداری فرکانسی، نیاز بیشتری به نیروگاه‌های سنتی برای تأمین پاسخ فرکانسی ایجاد می‌شود و هزینه‌های بهره‌برداری افزایش پیدا می‌کند. در صورتی که امکان بهره‌برداری از نیروگاه‌های سنتی بیشتری وجود نداشته باشد، پارامترهای دینامیک فرکانس از محدوده مجاز خود خارج خواهد شد.

چندین مورد مطالعاتی سنتی و مدل مقید به فرکانس بررسی شد و با یکدیگر مقایسه گردید. همچنین اثر خرابی یک یا تعدادی از ذخیره‌سازها در قالب تحلیل حساسیت بیان شد و اثر خرابی بر پارامترهای فنی و اقتصادی بررسی گردید. نتایج نشان از افزایش اینرسی معادل و ضریب توربین معادل و کاهش ضریب دروپ گاورنر در اثر افزایش نرخ خرابی ذخیره‌سازهای انرژی دارد.

به‌عنوان کار آینده پیشنهاد می‌شود، هر یک از حوادث مخل‌کننده سیستم ذخیره‌ساز به‌طور جداگانه مورد بررسی قرار گیرد و طبقه‌بندی شود تا سهم هر یک از این مشکلات به‌خوبی معین گردد و احتمالی برای وقوع آنها بر اساس نتایج تجربی در نظر گرفته شود. همچنین، به‌منظور افزایش اثرگذاری مدل پیشنهادی، ادغام مسئله پیشنهادی با برنامه‌ریزی توسعه شبکه قدرت در راستای کار نویسندگان این مقاله قرار دارد. در مرحله برنامه‌ریزی توسعه، می‌توان هرگونه کمبود احتمالی در تأمین پاسخ فرکانسی را در نظر گرفت و آن را به‌صورت پیشگیرانه جبران کرد.

مراجع

- [1] R. Ghaffarpour, Y. Hashemi, and H. Alami, "Security-constrained Unit Commitment and Proposing the Probabilistic Model of Plants Inaccessibility in Emergency," (in eng), Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Research vol. 14, no. 3, pp. 11-27, 2017. [Online]. Available: <http://jiaeee.com/article-1-446-en.html>.
- [2] Z. Wu et al., "State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems,"

نتایج مربوط به مورد مطالعاتی ۵ در جدول (۲) و (۳) ارائه شده است. نتایج مربوط به خرابی صفر تا تمام ذخیره‌سازهای سیستم در این جدول ارائه شده است. حالت بدون خرابی همان نتایج مورد ۴ و نتایج مربوط به خرابی کامل همان نتایج مورد ۳ است.

جدول (۲): اثر اختلال ذخیره‌سازها بر نتایج مدل مقید به فرکانس

تعداد خرابی	هزینه کل هزار دلار	تعداد واحدهای آنالین	ظرفیت آنالین سنتی (MW)	نرخ تغییرات اولیه فرکانس
صفر	۹۰۲/۸۳	۲۶-۲۰	۲۶۶۱-۲۰۵۱	۰/۳
یک	۹۱۰/۳۵	۲۹-۲۱	۲۷۸۵-۲۰۶۳	۰/۳
دو	۹۱۸/۹۱	۲۷-۲۰	۲۸۵۳-۲۲۲۶	۰/۳
سه	۹۲۸/۸۰	۲۹-۲۱	۲۹۸۳-۲۳۳۰	۰/۳۲
چهار	۹۳۹/۷۲	۳۱-۲۱	۳۰۳۹-۲۳۷۲	۰/۳۳
پنج	۹۵۱/۸۵	۳۲-۲۴	۳۰۱۰-۲۵۱۰	۰/۳۵
شش	۹۶۲/۵۱	۳۲-۲۴	۳۲۴۱-۲۵۸۲	۰/۳۷

جدول (۳): اثر اختلال ذخیره‌سازها بر پارامترهای پاسخ فرکانسی

تعداد خرابی	اینرسی معادل	ضریب توربین معادل	ضریب گاورنر معادل
صفر	۵/۶۴-۷/۳۰	۰/۱۵-۰/۲۴	۰/۰۵۲-۰/۰۵۷
یک	۵/۵۵-۷/۱۴	۰/۱۶-۰/۲۵	۰/۰۵۲-۰/۰۵۷
دو	۵/۴۶-۷/۱۷	۰/۱۷-۰/۲۶	۰/۰۵۰-۰/۰۵۶
سه	۵/۳۷-۷	۰/۱۸-۰/۲۶	۰/۰۴۹-۰/۰۵۵
چهار	۵/۱۴-۶/۹۰	۰/۱۸-۰/۲۷	۰/۰۴۸-۰/۰۵۴
پنج	۴/۹۰-۶/۵۴	۰/۱۹-۰/۲۸	۰/۰۴۶-۰/۰۵۳
شش	۴/۷۰-۶/۲۲	۰/۲۰-۰/۳۰	۰/۰۴۵-۰/۰۵۲

همان‌طور که در جدول (۲) نشان داده شده است، با افزایش سطح نفوذ ذخیره‌سازهای دارای اختلال، به‌تدریج هزینه‌های بهره‌برداری شبکه افزایش پیدا می‌کند؛ چون نیروگاه‌های سنتی سریع پاسخ باید به‌جای ذخیره‌سازها وارد شبکه شوند که هزینه بهره‌برداری را افزایش می‌دهد. همچنین بر اساس این جدول تعداد نیروگاه‌های آنالین شبکه و ظرفیت نیروگاه‌های سنتی آنالین نیز با افزایش نرخ خرابی، رشد پیدا می‌کند. نرخ تغییرات فرکانس کمی افزایش یافته است؛ اما هنوز به میزان حد مجاز خود نزدیک نشده است. سایر پارامترهای مربوط به پاسخ فرکانسی شبکه در جدول (۳) نشان داده شده است. همان‌طور که در این جدول مشخص است، با افزایش خرابی ذخیره‌سازها، مقدار اینرسی شبکه و مقدار ضریب توربین به‌تدریج افزایش پیدا کرده و از طرفی مقدار دروپ گاورنر نیروگاه‌ها کاهش پیدا می‌کند.

۵- نتیجه‌گیری

تأمین پاسخ فرکانسی سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی ممکن است در عمل با اختلالی همراه باشد. در صورتی که شرکت بهره‌برداری شبکه، اختلال عملکردی سیستم ذخیره‌ساز را در نظر نگیرد، نتایج در مدار

- [17] X. Zhou, "Hybrid energy storage systems for power system frequency control," Master of Science, Nanyang Technological University, Singapore, 2018.
- [18] U. Akram, R. Shah, and N. Mithulananthan, "Hybrid energy storage system for frequency regulation in microgrids with source and load uncertainties," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 22, pp. 5048-5057, 2019.
- [19] J. Li et al., "A novel use of the hybrid energy storage system for primary frequency control in a microgrid," *Energy Procedia*, vol. 103, pp. 82-87, 2016.
- [20] Q. Yan, Q. Bo, Y. Jingjie, M. Yunfei, and G. Bingqing, "Frequency control strategy of hybrid energy storage system for microgrid based on frequency hysteretic loop," *Energy Procedia*, vol. 103, pp. 328-332, 2016.
- [21] J. Lofberg, "YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB," in 2004 IEEE international conference on robotics and automation (IEEE Cat. No. 04CH37508), 2004: IEEE, pp. 284-289.
- [22] M. ApS, "Mosek optimization toolbox for MatLab," User's Guide and Reference Manual, Version, vol. 4, 2019.
- [23] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, 2010.
- [24] N. Blair et al., "System advisor model, sam 2014.1. 14: General description," National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2014.
- [25] Z. Zhang, E. Du, F. Teng, N. Zhang, and C. Kang, "Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 6, pp. 4383-4395, 2020.
- Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 6, no. 1, pp. 1-16, 2018.
- [3] A. Safari and H. Shahsavari, "Frequency-constrained unit commitment problem with considering dynamic ramp rate limits in the presence of wind power generation," *Neural Computing and Applications*, vol. 31, no. 9, pp. 5241-5254, 2019.
- [4] D. L. H. Aik, "A general-order system frequency response model incorporating load shedding: analytic modeling and applications," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 709-717, 2006.
- [5] K. Shi, H. Ye, W. Song, and G. Zhou, "Virtual inertia control strategy in microgrid based on virtual synchronous generator technology," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 27949-27957, 2018.
- [6] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe, Y. Mitani, D. Turschner, and H.-P. Beck, "Enhanced virtual inertia control based on derivative technique to emulate simultaneous inertia and damping properties for microgrid frequency regulation," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 14422-14433, 2019.
- [7] T. Xu, W. Jang, and T. Overbye, "Commitment of fast-responding storage devices to mimic inertia for the enhancement of primary frequency response," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1219-1230, 2017.
- [8] M. Tuo and X. Li, "Security-constrained unit commitment considering locational frequency stability in low-inertia power grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022.
- [9] S. S. Oskouee, S. Kamali, and T. Amraee, "Primary frequency support in unit commitment using a multi-area frequency model with flywheel energy storage," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 6, pp. 5105-5119, 2021.
- [10] D. Rebellal, M. Chinchilla, D. Santos-Martín, and J. M. Guerrero, "Endogenous approach of a frequency-constrained unit commitment in islanded microgrid systems," *Energies*, vol. 14, no. 19, p. 6290, 2021.
- [11] D. T. Lagos and N. D. Hatziaargyriou, "Data-driven frequency dynamic unit commitment for island systems with high RES penetration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 5, pp. 4699-4711, 2021.
- [12] Y. Zhang et al., "Encoding frequency constraints in preventive unit commitment using deep learning with region-of-interest active sampling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 3, pp. 1942-1955, 2021.
- [13] C. Ferrandon-Cervantes, B. Kazemtabrizi, and M. C. Troffaes, "Inclusion of frequency stability constraints in unit commitment using separable programming," *Electric Power Systems Research*, vol. 203, p. 107669, 2022.
- [14] Y. Yuan, Y. Zhang, J. Wang, Z. Liu, and Z. Chen, "Enhanced Frequency-Constrained Unit Commitment Considering Variable-Droop Frequency Control from Converter-based Generator," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022.
- [15] T. Ding, Z. Zeng, M. Qu, J. P. Catalão, and M. Shahidehpour, "Two-stage chance-constrained stochastic thermal unit commitment for optimal provision of virtual inertia in wind-storage systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3520-3530, 2021.
- [16] T.-A. Nguyen-Huu, V. T. Nguyen, K. Hur, and J. W. Shim, "Coordinated control of a hybrid energy storage system for improving the capability of frequency regulation and state-of-charge management," *Energies*, vol. 13, no. 23, p. 6304, 2020.

¹ Rate of change of frequency

² Frequency nadir

³ Quasi steady state

⁴ Minimum up time (MUT)

⁵ Minimum down time (MDT)

⁶ Mixed Integer Linear Programming

⁷ Branch and Bone Algorithm

⁸ System Advisor Model -NREL

