

مدل برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال مقید به حاشیه امنیت فرکانسی با مشارکت اینرسی مجازی منابع انرژی تجدیدپذیر

حمید گرجی‌پور^۱ مجتبی نجفی^۲ نقی مودبی پیرکلاچاهی^۳

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

hamid.gorjipour@yahoo.com

۲- استادیار- دانشکده مهندسی برق- واحد بوشهر- دانشگاه آزاد اسلامی- بوشهر- ایران

mojtaba.najafi@iau.ac.ir

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

nimamoaddabi@aut.ac.ir

چکیده: با گسترش منابع تجدیدپذیر انرژی و کاهش اینرسی معادل شبکه‌های قدرت، مسئله تأمین پاسخ فرکانسی اولیه شبکه قدرت مطرح شده است که در میان تمامی راهکارهای پیشنهادی، دو روش تغییر مدیریت نیروگاه‌های شبکه و فعال‌سازی اینرسی مجازی تولیدات تجدیدپذیر بیشتر از سایر روش‌ها مورد استقبال قرار گرفته است. مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال نیز باید خود را با این روش‌ها تطبیق دهد؛ بنابراین در این مقاله مدلی از برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال ارائه شده است که در آن هر یک از نیروگاه‌های تجدیدپذیر بادی و خورشیدی دارای اینرسی مجازی هستند و می‌توانند در پاسخ فرکانسی اولیه مشارکت نمایند. همچنین، قیود مربوط به حاشیه امنیت فرکانسی در مسئله لحاظ شده است. حاشیه امنیت فرکانسی، حداکثر مقدار مجاز و قابل تحمل نامتعادلی میان تولید و مصرف برق یک شبکه است که با در نظرگیری آن می‌توان، برنامه‌ریزی صحیح‌تری برای توسعه تولید/انتقال شبکه نسبت به روش‌هایی که در آن پاسخ فرکانس شبکه را به صورت چند ضابطه‌ای مدل می‌کردند، ارائه می‌دهد. نسبت به روش سنتی نیز تحمل شبکه در مقابل حوادث ناگهانی افزایش پیدا کرده است و مانع از خروج مقادیر قعر فرکانس و نرخ تغییرات فرکانس از حد مجاز شده است که مسلماً با صرف هزینه بیشتری نسبت به مدل سنتی این امر محقق شده است. از شبکه IEEE-RTS96 برای بررسی صحت مدل استفاده شده است. از ترکیب نرم‌افزارهای YALMIP و MOSEK برای حل مدل برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح به دست آمده استفاده شده است که کارایی قابل توجهی در حل این مدل‌ها از خود نشان داده‌اند. همچنین دینامیک فرکانس شبکه در اثر خروج بزرگ‌ترین نیروگاه و تحلیل حساسیت پارامترهای پاسخ فرکانسی نسبت به افزایش سطح نفوذ تولیدات تجدیدپذیر ارائه شده است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال، حاشیه امنیت فرکانسی، اینرسی مجازی، منابع انرژی تجدیدپذیر.

نوع مقاله: پژوهشی

DOI: 10.52547/jiaeee.20.2.87

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۱۲/۲۰

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۴۰۱/۰۶/۰۱

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۶/۲۴

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر مجتبی نجفی

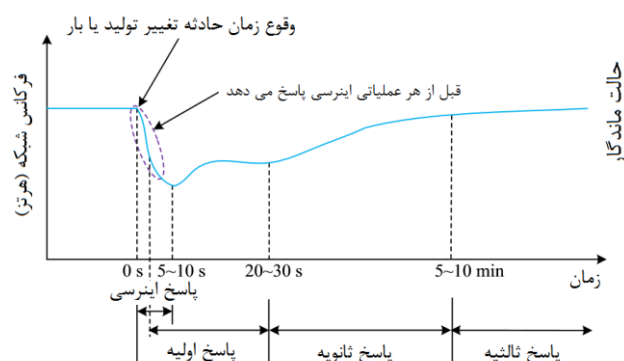
نشانی نویسنده‌ی مسئول: دانشکده مهندسی برق، واحد بوشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، بوشهر، ایران

۱- مقدمه

برنامه‌ریزی توسعه شبکه قدرت یکی از روش‌های تقویت و احداث خطوط انتقال شبکه است، تا تهدیدی برای امنیت و قابلیت اطمینان شبکه در صورت رشد سالیانه بار ایجاد نشود. معمولاً توسعه شبکه‌های قدرت در دو فاز تولید و انتقال صورت می‌گیرد. برنامه‌ریزی‌های توسعه تولید با هدف تعیین نوع، مکان، زمان و ظرفیت نصب نیروگاه‌های جدید صورت می‌گیرد و در برنامه‌ریزی توسعه انتقال مکان و ظرفیت نصب خطوط انتقال جدید و یا تقویت خطوط قبلی مطرح می‌گردد [۱]. این برنامه‌ریزی‌ها می‌تواند در بازارهای سنتی و یا بازارهای برق رقابتی نیز انجام شود [۲]. آنچه هدف اصلی برنامه‌ریزی‌های توسعه است، برقراری و حفظ امنیت شبکه است [۳]. امروزه برنامه‌ریزی توسعه تولید و انتقال به طور هم‌زمان با یکدیگر ادغام می‌شوند تا با صرف هزینه کمتری برای توسعه شبکه بتوان شاخص امنیت و پایداری شبکه را بهبود بخشید. بر اساس مقالات [۴، ۵] می‌توان گفت که در حال حاضر تمرکز برنامه‌ریزی توسعه تولید یا انتقال در سال‌های اخیر بیشتر معطوف به سه مدیریت تولیدات تجدیدپذیر، مدیریت پیشامدهای ناگهانی و مدیریت عدم قطعیت شده است.

برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال در سطوح نفوذ بالای منابع تجدیدپذیر یکی از راهکارهای مدیریت میان‌مدت منابع تجدیدپذیر است که معمولاً در نظریه‌ی پیشامد ناگهانی [۶]، در نظریه‌ی عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر [۷]، لحاظ نمودن برنامه‌ی پاسخ‌گویی بار [۸] یا ذخیره‌سازهای [۹] انجام می‌شود تا هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی دستاوردهای بیشتری را به همراه داشته باشد. تأمین قابلیت اطمینان در شرایط نفوذ بالای تولیدات پراکنده از جمله مهم‌ترین دغدغه‌های واحدهای برنامه‌ریزی به شمار می‌آید [۱۰].

یکی از مهم‌ترین چالش‌های حضور منابع تجدیدپذیر در شبکه موضوع پایداری فرکانسی و تأمین پاسخ فرکانسی اولیه است. در شکل ۱ نمونه‌ای از پاسخ فرکانسی سیستم قدرت پس از وقوع حادثه خروج یک نیروگاه نشان داده شده است.



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

پاسخ اینرسی و پاسخ فرکانسی اولیه شبکه برق مربوط به همان لحظات اولیه پس از وقوع حادثه است، قبل از اینکه مرکز دیسپاچینگ و یا سیستم‌های تأمین پاسخ ثانویه یا ثالثیه از وقوع حادثه آگاه شوند.

در این مدت‌زمان بسیار کوتاه، شبکه باید بتواند پایداری خود را حفظ کند و میزان نرخ تغییرات اولیه فرکانس ($RoCoF^1$)، نقطه قعر فرکانس^۲، یا فرکانس شبه مانای^۳ شبکه در محدوده مجاز خود قرار داشته باشد. به دلیل کوتاه بودن مدت‌زمان پاسخ اولیه فرکانسی و شدت بالای حوادث آن، بسیاری از اقدامات مربوط به تأمین پاسخ فرکانسی اولیه از نوع اقدامات اصلاحی نیست؛ بلکه بیشتر از راه اقدامات پیشگیرانه این پاسخ می‌تواند مدیریت شود [۱۱]. به طور مثال ارائه اقدامات پیشگیرانه توسط پخش بار بهینه یکی از راه‌های کنترل پاسخ فرکانسی بوده است [۱۲]. لازم به ذکر است که در شبکه‌های سنتی به دلیل بالابودن اینرسی نیروگاه‌های شبکه، خود به خود پس از وقوع حادثه در شبکه، مقدار نامتعادلی توان شبکه از طریق تبدیل انرژی جنبشی نیروگاه‌ها به انرژی الکتریکی تأمین می‌شد و به حدی این پاسخ سریع بود که امنیت فرکانسی شبکه را تهدید نمی‌کرد. اما امروزه پس از وقوع حادثه در شبکه‌های دارای اینرسی کم، به خوبی خلأ عدم تأمین کافی پاسخ فرکانسی اولیه مشاهده می‌شود [۱۳]. بنابراین اقدامات متنوعی جهت تأمین پاسخ فرکانسی اولیه ارائه شده است که در این میان می‌توان به سه اقدام اساسی پیشگیرانه اشاره کرد. تغییر برنامه‌ریزی در مدارقراگیری نیروگاه‌های شبکه با هدف افزایش اینرسی و استفاده از نیروگاه‌های با اینرسی بیشتر و یا روشن نگه داشتن چند نیروگاه با پاسخ فرکانسی سریع هر چند هزینه بهره‌برداری گرانتر، اولین راه‌کار مورد استقبال بسیاری از محققین است [۱۴] که در بیشتر آنها برای استخراج قیود مرزی مبتنی بر پاسخ فرکانسی اولیه، از معادلات دیفرانسیل مربوط به مدل جامع تک ماشین شبکه قدرت استفاده می‌شود [۱۵]. راهکار دوم بهره‌گیری از ذخیره‌سازهای با پاسخ فرکانسی سریع در کنار منابع تولید پراکنده است که علاوه بر تنظیم و ذخیره‌سازی توان تولیدی بتواند در پاسخ فرکانسی شبکه قدرت نیز مشارکت داشته باشد [۱۶]. راهکار سوم فعال‌سازی اینرسی مجازی برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر متصل به شبکه از طریق مبدل‌های الکترونیک قدرت است که در این زمینه نیز طراحی‌های گوناگونی صورت گرفته است [۱۷، ۱۸]. در این مقاله به دلیل محدودیت صفحات به جزئیات سایر روش‌های بهبود پاسخ فرکانسی اولیه اشاره نشده است.

در زمینه تحلیل پاسخ فرکانسی شبکه قدرت، استخراج قیود مرزی و پیاده‌سازی آن در مسئله در مدارقراگیری نیروگاه‌ها تاکنون اقدامات ارزشمند فراوانی صورت گرفته است.

رابطه سوئینگ فرکانس اساس بسیاری از مدل‌های پاسخ فرکانسی است. بر اساس این رابطه، رفتار فرکانس در شبکه جزیره‌ای در [۱۹] استخراج شده است و نقطه قعر با استفاده از خطی‌سازی محاسبه شده است. همچنین مرجع [۲۰] بر اساس این رابطه و توسعه آن به مدل‌های چندماشینه، رفتار فرکانس شبکه در حضور منابع تولید پراکنده مدل‌سازی نموده است. برای حل معادله سوئینگ فرکانس، نیاز به برخی از فرضیات در زمینه نوع واکنش هر نیروگاه به نسبت به نوسانات

مقدار نامتعادلی توان مشخص می‌شود و به عنوان قید به مسئله اضافه می‌شود و صرفاً مبتنی بر انحراف فرکانس ثابتی نیست.

در مرجع [۲۶، ۲۷] مدلی از توسعه تولید مقید به پاسخ فرکانسی اولیه ارائه شده است که در آن معادلات مربوط به مدار معادل تک ماشینه نیروگاه‌های شبکه ارائه شده است و بر اساس آن رفتار فرکانس شبکه مشخص شده است و روابط مربوط به نقطه قعر فرکانس، خطی سازی شده است. تفاوت اصلی مدل پیشنهادی ارائه شده در این مقاله با این مرجع، در نحوه دستیابی به قیود پاسخ فرکانسی است. در این مرجع فرض شده است که توان خروجی نیروگاه‌ها پس از حادثه از یک تابع چندضابطه‌ای تبعیت می‌کند و بر اساس همین رفتار توان خروجی، زمان و مقدار قعر فرکانسی از حل یک معادله لگاریتمی بدست آمده و سپس قیود خطی پاسخ فرکانسی با استفاده از متغیرهای کران بزرگ^۵ از آن استخراج شده‌اند. محدودیت این روش این است که در بسیاری از مواقع ممکن است مسئله غیرخطی لگاریتمی همگرا نشود. تفاوت دوم مدل پیشنهادی این مقاله و این مرجع در فعال‌سازی مشارکت نیروگاه‌های تجدیدپذیر است که در مقاله مرجع هیچ گونه مشارکتی برای واحدهای بادی در نظر گرفته نشده است. همچنین، مدل بکار رفته در این مرجع نیز مدل قطعی است و عدم قطعیت در آن لحاظ نشده است.

بنابراین، مشارکت این مقاله در نوآوری موضوع عبارت‌اند از:

۱. در این مقاله برنامه‌ریزی توسعه انتقال/تولید بر اساس محدودیت حاشیه امنیت فرکانسی ارائه شده است. مفهوم حاشیه امنیت فرکانسی و قیود خطی مربوط به تأمین آن از مدل در مدار قرارگیری نیروگاه [۲۰] استخراج شده است و قیود مربوط به آن در مسئله توسعه شبکه لحاظ شده است.
۲. در این مقاله بر خلاف مراجع [۲۵-۲۷] اینرسی مجازی برای نیروگاه‌های بادی لحاظ شده است و به آنها امکان مشارکت در تأمین پاسخ فرکانسی اولیه داده شده است. داده‌های اینرسی مجازی نیز از [۲۰] اقتباس شده است.
۳. ارائه مدل مقاوم و در نظرگیری عدم قطعیت بار از نوآوری‌های این مقاله نسبت به مراجع دیگر است.
۴. بهره‌گیری از ادغام نرم‌افزارهای MOSEK و YALMIP نیز وجه تمایز این روش با سایر مقالات مرتبط به شمار می‌آید.
۵. موردهای مطالعاتی جدیدی در این مقاله معرفی شده‌اند که تأثیر ادغام قیود مربوط به حاشیه امنیت فرکانسی و مشارکت منابع تجدیدپذیر در تأمین پاسخ فرکانسی را بهتر نمایش دهند.
۶. نحوه حل مسئله نیز متفاوت از سایر مراجع بوده و برای ساده‌سازی روند حل و کاهش زمان شبیه‌سازی از روش توسعه صرفاً بر اساس نیاز کنونی استفاده شده است و سپس در صورت کاهش هزینه تمام شده با انتقال سرمایه‌گذاری به سال اول، این امر صورت گرفته است.

فرکانس است. عمدتاً از روابط چندضابطه‌ای برای توصیف پاسخ هر نیروگاه در زمان وقوع حادثه و پس از آن استفاده می‌شود. به طور مثال، در مرجع [۲۱] و [۲۲] یک رابطه چندضابطه‌ای برای پاسخ فرکانسی نیروگاه‌ها در نظر گرفته شده است که منجر به یک رابطه لگاریتمی برای یافتن اینرسی مطلوب شبکه شده است و سپس با استفاده از مسائل محدب سازی، فرمی خطی از قیود مرزی مبتنی بر قعر فرکانس بدست آمده است. تفاوت این دو مقاله در نوع تابع چندضابطه‌ای آن‌ها است که در [۲۱] واکنش نیروگاه مستقل از زمان و در [۲۲] وابسته به زمان در نظر گرفته شده است.

مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال شبکه‌های قدرت نیز امری پیشگیرانه برای رفع محدودیت‌های آتی شبکه به شمار می‌آید که در گذشته با هدف برطرف‌سازی ازدحام خطوط، دورسازی نقطه کار نیروگاه‌ها از حد ماکزیم ظرفیت خود و تأمین بار انجام می‌شد [۲۳، ۲۴]. اما امروزه پیشگیری از وقوع ناپایداری فرکانسی نیز باید در این مسئله گنجانده شود تا موضوع کاهش ذاتی اینرسی شبکه‌های قدرت منجر به وقوع ناپایداری‌های فرکانسی، آسیب دیدگی بارهای حساس به فرکانس، عملکرد نادرست رله‌های زیرفرکانسی و خاموشی سراسری شبکه^۶ نشود.

مقالات چندانی در زمینه برنامه‌ریزی توسعه انتقال یا تولید با در نظرگیری پاسخ فرکانسی اولیه ارائه نشده است.

در [۲۵] مسئله توسعه تولید نیروگاه‌ها و ذخیره‌سازهای شبکه با در نظرگیری پاسخ فرکانسی اولیه شبکه انجام شده است. نقش مشارکت ذخیره‌سازهای انرژی در تأمین پاسخ فرکانسی و اثرات آن بر هزینه‌های توسعه نیروگاهی مورد بررسی قرار گرفته است. مسئله به صورت تصادفی و برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح درآمده است. در این مرجع نشان داده شده است که اگر در برنامه‌ریزی‌های توسعه شبکه مشارکت واحدهای ذخیره‌ساز لحاظ شود میزان عدم تأمین انرژی بار کم خواهد شد. وجه تمایز مدل پیشنهادی ارائه شده در این مقاله با آنچه در [۲۵] انجام شده است را می‌توان در دو مورد اساسی اشاره کرد. مورد اول اینکه در این مرجع اینرسی مجازی نیروگاه‌های تجدیدپذیر در نظر گرفته نشده است و این واحدها مشارکتی در تأمین پاسخ فرکانسی ندارند اما در اینجا مشارکت این واحدها لحاظ شده است. مورد دوم اینکه برای تأمین پاسخ فرکانسی اولیه، دیگر از قیود مربوط به رفتار فرکانس در این مرجع استفاده نشده است و صرفاً ضریب دروپ ثابتی برای واحدها تنظیم شده است که صرفاً بر اساس بدترین حد انحراف فرکانسی شبکه (حدود ۶۰۰ mHz انحراف از مقدار نامی)، اقدام به تزریق برق به شبکه در زمان بعد از حادثه شود. البته در فرضیات این مرجع بیان شده است که هر یک از نیروگاه‌ها بر اساس مشاهده فرکانس محلی خود اقدام به تزریق توان می‌کنند اما در هیچ یک از روابط اشاره‌ای به نحوه محاسبه این فرکانس و یا رفتار آن نشده است. اما در اینجا روابط حاکم بر فرکانس بیان شده و ارتباط آن با

تولید و هزینه بی‌باری نیروگاه هر نیروگاه است. همچنین، وضعیت روشنی 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 باس به 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.

بر اساس روابط ۲ الی ۸ مشخص می‌شود که تابع هدف به صورت یک عبارت جبری خطی از متغیرهای بهینه‌سازی x نوشته شده است. 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 محدودیت‌های پایدار 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 شده است

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

$$x_{g,t}^{on} - x_{g,t-1}^{on} = x_{g,t}^{st} - x_{g,t}^{sd}, \quad \forall g \in \Omega^{gen,pv,wind}, t \quad (11)$$

$$x_{g,t}^{st} + x_{g,t}^{sd} \leq 1, \quad \forall g \in \Omega^{gen,pv,wind}, t \quad (12)$$

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 هم راه‌اندازی و هم خاموش‌سازی شود.

محدودیت دیگر نیروگاه‌ها رعایت حداقل زمان روشن ماندن پس از راه‌اندازی^۶ و حداقل زمان خاموش ماندن پس از خاموش‌سازی^۷ هر نیروگاه را نشان می‌دهد که در قالب روابط (۱۳) و (۱۴) نشان داده شده‌اند:

$$x_{g,t}^{on} \geq x_{g,t'}^{st}, \quad t' = [t, t + MUT - 1] \quad \forall g, t \quad (13)$$

ادامه مباحث این مقاله به صورت زیر سازماندهی شده است. در بخش ۲ مدل پیشنهادی مسئله توصیف می‌شود و تمامی متغیرهای بهینه‌سازی به همراه تابع هدف و قیود مرزی ذکر می‌گردد. در بخش ۳ روش حل مسئله و فلوچارت اجرای روش ارائه می‌شود. در بخش ۴ نتایج مربوط به پیاده‌سازی مدل در نرم‌افزار MATLAB و تحلیل آن ارائه می‌شود. در پایان نیز خلاصه‌ای از نتایج و بیان تحقیقات آتی نویسندگان در بخش ۵ ارائه خواهد شد.

۲- توصیف مدل

۲-۱- مدل در مدار قرارگیری نیروگاه

در این مقاله مسئله در مدار قرارگیری نیروگاه مقید به حاشیه امنیت فرکانسی در ابتدا مطرح می‌شود و بر اساس آن در بخش بعدی مدل برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال ارائه خواهد شد.

معمولاً تابع هدف در بسیاری از مسائل 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 نیروگاه‌ها در هر روز با f^{gen} و هزینه راه‌اندازی و خاموشی نیروگاه‌ها به 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

$$\sum_g P_{g,t}^{gen} + \sum_w P_{w,t}^{wgen} + \sum_{pv} P_{pv,t}^{pvgen} \geq \sum_{strg} (P_{strg,t}^{ch} - P_{strg,t}^{disch}) + \sum_b (P_{b,t}^{load} + P_{b,t}^{lshd}), \quad \forall t \quad (23)$$

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

$$\sum_{g \in \Omega_b^{gen}} P_{g,t}^{gen} + \sum_{w \in \Omega_b^{wgen}} P_{w,t}^{wgen} + \sum_{pv \in \Omega_b^{pvgen}} P_{pv,t}^{pvgen} = \dots P_{b,t}^{load} + P_{b,t}^{lshd} + \sum_{l \in \Omega_b^{line}} P_{l,t}^{Line}, \quad \forall t, b \quad (25)$$

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

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

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

در رابطه (۲۹) مجموع توان تولیدی واحدهای سنتی $\sum_g P_{g,t}^{gen}$ بزرگ‌تر نیروگاه‌های بادی $\sum_w P_{w,t}^{wgen}$ و خورشیدی $\sum_{pv} P_{pv,t}^{pvgen}$ 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 $\sum_b (P_{b,t}^{lshd})$ قرار داده شده است. رابطه (۳۰) نیز

حداکثر مقدار توان بارزدایی شده در هر باس را $P_{b,t}^{lshd}$ به نسبتی ζ_{max} از بار سنتی همان باس $P_{b,t}^{load}$ محدود نموده است. در هر یک از گره‌های شبکه نیز برقراری توازن توان تولیدی و مصرفی در هر باس طبق رابطه (۳۱) باید برقرار باشد که در این رابطه مجموع توان نیروگاه‌های سنتی، بادی و خورشیدی متصل به گره b به ترتیب با $\sum_{g \in \Omega_b^{gen}} P_{g,t}^{gen}$ ، $\sum_{w \in \Omega_b^{wgen}} P_{w,t}^{wgen}$ و $\sum_{pv \in \Omega_b^{pvgen}} P_{pv,t}^{pvgen}$ نشان داده شده است. 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 $\sum_{strg \in \Omega_b^{strg}} (P_{strg,t}^{ch} - P_{strg,t}^{disch})$ ، $P_{b,t}^{load}$ و $P_{b,t}^{lshd}$ نشان داده شده است. مجموع توان عبوری از خطوط متصل به هر باس نیز با نماد $\sum_{l \in \Omega_b^{line}} P_{l,t}^{Line}$ نشان داده شده است. 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 (۳۲) بیان شده است. محدودیت مربوط به پاسخ فرکانسی اولیه

$$x_{g,t}^{on} \leq (1 - x_{g,t}^{sd}), \quad t' = [t, t + MDT - 1] \quad \forall g, t \quad (14)$$

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

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

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

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

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

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 شده است:

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

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

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

که در این روابط حداکثر نرخ تغییرات افزایشی و کاهش‌ی نیروگاه‌ها به ترتیب با $\overline{\Delta P_g^{RU}}$ و $\overline{\Delta P_g^{RD}}$ مشخص شده است. 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 پراکنده نیز عبارت‌اند از:

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

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

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 $P_w^{forecast}$ و $P_{pv}^{forecast}$ می‌باشد. به عبارت دیگر روابط (۲۱) و (۲۲) نشان می‌دهد مقدار توان تولیدی منابع تجدیدپذیر نباید خارج از محدوده پیش‌بینی شده آن قرار داشته باشد. محدودیت‌های مربوط به ذخیره‌سازهای بکار رفته در شبکه فرابست‌با: محدودیت مربوط به پخش بار DC شبکه

y را به سال صفرم معادل می‌کند و نقش آن بیان ارزش کنونی هر هزینه‌ای است که در سال y انجام شده است. در رابطه (۳۸) نیز هزینه f_{day}^{Total} مربوط به هزینه کل بهره‌برداری از شبکه در هر یک از روزهای سال است که از رابطه (۱) محاسبه می‌شود. برخی از قیود مرزی مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه مربوط به ارتباط میان متغیرهای باینری است که عبارت‌اند از:

$$z_{g,y}^{gen} = \sum_{y'=0}^y \alpha_{g,y'}^{gen}, \quad \forall g, y \quad (39)$$

$$z_{pv,y}^{pv} = \sum_{y'=0}^y \alpha_{pv,y'}^{pv}, \quad \forall pv, y \quad (40)$$

$$z_{w,y}^{wind} = \sum_{y'=0}^y \alpha_{w,y'}^{wind}, \quad \forall w, y \quad (41)$$

$$z_{l,y}^{line} = \sum_{y'=0}^y \alpha_{l,y'}^{line}, \quad \forall l, y \quad (42)$$

$$x_{g,t}^{on} \leq z_{g,y}^{gen}, \quad \forall g, t, y \quad (43)$$

$$x_{pv,t}^{on} \leq z_{pv,y}^{pv}, \quad \forall pv, t, y \quad (44)$$

$$x_{w,t}^{on} \leq z_{w,y}^{wind}, \quad \forall w, t, y \quad (45)$$

$$x_{l,t}^{on} \leq z_{l,y}^{line}, \quad \forall l, t, y \quad (46)$$

$$x_l^{line} \leq z_{l,y}^{line}, \quad \forall l, y \quad (47)$$

در روابط (۳۹) تا (۴۴) متغیر $z_{g,y}^{gen}$ ، $z_{pv,y}^{pv}$ و $z_{w,y}^{wind}$ به ترتیب نماد وضعیت واحدهای موجود نصب شده از نیروگاه سنتی g ، فتوولتائیک pv و بادی w تا سال y ام است. لازم به ذکر است که در روابط (۳۹) تا (۴۱) مقدار این پارامترها در سال صفرم ($y=0$) بیانگر وضعیت اولیه حضور نیروگاه‌ها قبل از هر گونه برنامه‌ریزی در شبکه می‌باشند. روابط (۴۲) تا (۴۴) نشان می‌دهد که اگر نیروگاهی در شبکه از ابتدا نبوده و یا روی آن سرمایه‌گذاری نشده است، نباید روشن شود و در غیر این صورت امکان روشن شدن برای آن وجود دارد. در این مقاله فرض شده است که حداکثر یک‌بار در طول دوره توسعه شبکه، یک نیروگاه یا خطی می‌تواند احداث شود. بنابراین داریم:

$$z_{l,y}^{line}, z_{g,y}^{gen}, z_{pv,y}^{pv}, z_{w,y}^{wind} \leq 1, \quad \forall y, pv, w, l \quad (48)$$

اگر ضریب رشد بار در هر سال برابر γ_y^{load} باشد، آنگاه مقدار بار هر یک از باس‌ها نسبت به سال گذشته با رابطه (۴۴) تغییر خواهد کرد:

$$P_{b,t}^{load} \Big|_{y+1} = (1 + \gamma_y^{load}) P_{b,t}^{load} \Big|_y, \quad \forall b, t, y \quad (49)$$

$$H_t = \frac{1}{\sum_n D_{n,t}^{Fore}} \left(\sum_g x_{g,t}^G H_g^G P_g^{G,Max} + \sum_w u_{w,t}^W H_w^W P_w^{W,Fore} + \sum_{pv} u_{pv,t}^{PV} H_{pv}^{PV} P_{pv,t}^{PV,Fore} \right), \quad \forall t \quad (29)$$

$$F_t = \frac{1}{\sum_n D_{n,t}^{Fore}} \left(\sum_g u_{g,t}^G \frac{K_{mg} F_g^G}{R_g^G} P_g^{G,Max} \right), \quad \forall t \quad (30)$$

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{\sum_n D_{n,t}^{Fore}} \left(\sum_g u_{g,t}^G \frac{K_{mg}}{R_g^G} P_g^{G,Max} + \sum_w u_{w,t}^W \frac{1}{R_w^W} P_w^{W,Fore} + \sum_{pv} u_{pv,t}^{PV} \frac{1}{R_{pv}^{PV}} P_{pv,t}^{PV,Fore} \right), \quad \forall strg, t \quad (31)$$

$$P_g^{G,Max} - P_{g,t}^G \geq u_{g,t}^G \frac{K_{mg}}{R_g^G} P_g^{G,Max} \kappa(f_0 - f_{min}), \quad \forall g, t \quad (32)$$

$$P_w^{W,Fore} - P_{w,t}^W \geq u_{w,t}^W \frac{1}{R_w^W} P_w^{W,Fore} \kappa(f_0 - f_{min}), \quad \forall w, t \quad (33)$$

$$P_{pv,t}^{PV,Fore} - P_{pv,t}^{PV} \geq u_{pv,t}^{PV} \frac{1}{R_{pv}^{PV}} P_{pv,t}^{PV,Fore} \kappa(f_0 - f_{min}), \quad \forall pv, t \quad (34)$$

$$\sum_g R_{g,t}^{res} + \sum_{pv} R_{pv,t}^{res} + \sum_{wind} R_{wind,t}^{res} \geq P_{Lost}, \quad \forall g, t \quad (35)$$

۲-۲- مدل برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال

تابع هدف برنامه‌ریزی توسعه شبکه برابر با مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه و هزینه‌های بهره‌برداری شبکه است که به صورت رابطه (۳۶) تا (۳۸) نوشته شده است:

$$C_{EXP}^{Total} = C_{EXP}^{Invest} + C_{EXP}^{Operation} \quad (36)$$

$$C_{EXP}^{Invest} = \sum_y \sum_g \alpha_{g,y}^{gen} c_g^{inv} \beta_y + \sum_y \sum_l \alpha_{l,y}^{line} c_l^{inv} \beta_y + \sum_y \sum_{pv} \alpha_{pv,y}^{pv} c_{pv}^{inv} \beta_y + \sum_y \sum_w \alpha_{w,y}^{wind} c_w^{inv} \beta_y \quad (37)$$

$$C_{EXP}^{Operation} = \sum_{day} f_{day}^{Total} \quad (38)$$

که در رابطه (۳۶) C_{EXP}^{Total} ، $C_{EXP}^{Operation}$ و C_{EXP}^{Invest} به ترتیب هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه بهره‌برداری و هزینه کل توسعه شبکه می‌باشند. در رابطه (۳۷) c_g^{inv} ، c_l^{inv} ، c_{pv}^{inv} و c_w^{inv} به ترتیب هزینه سرمایه‌گذاری اولیه مربوط به نیروگاه سنتی، خطوط انتقال، نیروگاه فتوولتائیک و نیروگاه بادی می‌باشد. متغیرهای باینری $\alpha_{g,y}^{gen}$ ، $\alpha_{l,y}^{line}$ ، $\alpha_{pv,y}^{pv}$ و $\alpha_{w,y}^{wind}$ نیز به ترتیب وضعیت احداث نیروگاه g ، خط l ، نیروگاه فتوولتائیک pv و نیروگاه بادی w را در سال y نشان می‌دهند. پارامتر β_y ضریبی است که هزینه‌های سال

این تعریف از متغیر عدم قطعیت به‌خوبی برای نرم‌افزار YALMIP قابل تعریف است و فرم استاندارد این نرم‌افزار را تحت پوشش قرار می‌دهد.

۳- روش حل مسئله

مدل بهینه‌سازی مسئله پیشنهادی از نوع مدل برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح ($MILP^4$) 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 MATLAB مدل‌سازی می‌شود و در صورت نیاز، آزادسازی‌هایی بر روی قیود مرزی انجام می‌شود و نوع مدل مشخص می‌شود [۲۸]. سپس با تنظیم نرم‌افزار حل به روی MOSEK و فراخوانی آن، مسئله شروع به حل با استفاده از روش مبتنی بر ریشه و ساقه^۵ می‌نماید [۲۹]. 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 ۲ نشان داده شده است. در ابتدا تمامی داده‌های ضروری موردنیاز شبیه‌سازی فراخوانی شده و در فرمت مطلوب در خواهد آمد. 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 (نرخ بهره، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، انواع ضرایب هزینه نیروگاه‌ها)، اطلاعات مربوط به پاسخ فرکانسی هر یک از اجزای شبکه و ... است. پس از دریافت اطلاعات، یک‌بار برای سال اول مسئله در مدار قرارگیری نیروگاه‌های مقید به پاسخ فرکانسی و اینرسی مجازی منابع تجدیدپذیر اجرا می‌شود و وضعیت نقطه کار نیروگاه‌ها و ظرفیت خطوط شبکه (مقدار ازدحام) آن مانیتور می‌شود تا مشخص شود که شبکه نیاز به توسعه دارد یا خیر. در صورت نیاز به توسعه، برنامه‌ریزی توسعه شبکه تنها برای سال اول اجرا می‌شود و نتایج آن به دست می‌آید. سپس مشخصات شبکه برای سال دوم به‌روزرسانی شده و هم مقدار بار شبکه ۲۰ درصد نسبت به سال قبل بیشتر می‌شود. مجدداً برنامه‌ریزی در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها اجرا می‌شود پس از مشاهده وضعیت جدید خطوط، اقدام به توسعه شبکه می‌شود. این روند به همین صورت تا سال آخر ادامه پیدا می‌کند. علت جداسازی و تفکیک سال‌های توسعه شبکه، و عدم در نظرگیری یکجای تمامی سال‌های برنامه‌ریزی در مدل، کاهش زمان محاسبات برنامه است.

در مورد رشد نیروگاه‌های شبکه نیز می‌توان دو محدودیت در نظر گرفت. محدودیت اول اینکه مجموع ظرفیت جدید نصب شده در شبکه از مقدار معینی کمتر باشد و دوم اینکه بودجه کل توسعه شبکه از مقدار معینی کمتر باشد. در این صورت خواهیم داشت:

$$C_{EXP}^{Total} \leq \Pi_{max}^{budget} \quad (50)$$

$$\sum_y \sum_g \alpha_{g,y}^{gen} P_g^{max} + \sum_y \sum_g \alpha_{pv,y}^{pv} P_{pv}^{max} + \sum_y \sum_g \alpha_{w,y}^{wind} P_w^{max} \leq \Pi_{max}^{Installation} \quad (51)$$

سایر قیود برنامه توسعه شبکه همان قیود در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها روابط (۱۰) تا (۳۵) هستند.

۲-۳- مدل مقاوم برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال

در این مقاله عدم قطعیت بار مصرفی در نظر گرفته شده است. برخی از روابط مرزی تابع عدم قطعیت نبوده و همواره در هر شرایط باید برقرار باشند. به‌طور کلی این روابط معمولاً ارتباط میان برخی از متغیرهای مسئله را نشان می‌دهند. در مقابل برخی از قیود مرزی هستند که نوسانات مربوط به بار در آنها تأثیر مستقیم دارند و این نوسانات می‌تواند وضعیت آن متغیرها را تغییر دهد. داریم:

$$P_{b,t}^{load} = \tilde{P}_{b,t}^{load} + \varepsilon_{b,t}^{load} \quad (52)$$

$$\bar{P}_w^{forecast} = \tilde{P}_w^{forecast} + \varepsilon_{w,t}^{wind}, \quad \forall w, t \quad (53)$$

$$\bar{P}_{pv}^{forecast} = \tilde{P}_{pv}^{forecast} + \varepsilon_{pv,t}^{pv}, \quad \forall pv, t \quad (54)$$

بر اساس این تعریف می‌توان مدل مقاوم برنامه‌ریزی تولید نیروگاه را به‌صورت زیر نوشت:

$$\min_{x,p,r} \max_{\varepsilon} C_{EXP}^{Total}(x,p,r,\varepsilon) \quad (55)$$

$$s.t. \quad g(x,p,r,\varepsilon) \leq 0; \quad \forall \varepsilon$$

فرض شود که مجموعه ابهام هر یک از متغیرهای عدم قطعیت طبق روابط زیر تعریف شود:

$$|\varepsilon_{b,t}^{load} - \varepsilon_0^{load}| \leq \xi^{load} \quad (56)$$

$$|\varepsilon_{pv,t}^{pv} - \varepsilon_0^{pv}| \leq \xi^{pv} \quad (57)$$

$$|\varepsilon_{w,t}^{wind} - \varepsilon_0^{wind}| \leq \xi^{wind} \quad (58)$$

آنگاه می‌توان این رابطه را به فرم زیر با استفاده از متغیر کمکی تغییر داد:

$$\varepsilon_{b,t}^{load} = \delta^{load} \xi^{load} + \varepsilon_0^{load}, \quad \|\delta^{load}\|_1 \leq 1 \quad (59)$$

$$\varepsilon_{pv,t}^{pv} = \delta^{pv} \xi^{pv} + \varepsilon_0^{pv}, \quad \|\delta^{pv}\|_1 \leq 1 \quad (60)$$

$$\varepsilon_{w,t}^{wind} = \delta^{wind} \xi^{wind} + \varepsilon_0^{wind}, \quad \|\delta^{wind}\|_1 \leq 1 \quad (61)$$

مدل قطعی بدون فعال‌سازی اینرسی مجازی و بدون در نظرگیری حاشیه امنیت فرکانسی بررسی می‌گردد. در مورد ۲، قیود فرکانسی در نظر گرفته می‌شود؛ اما اینرسی مجازی تولیدات پراکنده؛ نقشی در تأمین فرکانس ندارند. در مورد سوم اینرسی مجازی نیروگاه‌ها نیز در مسئله در نظر گرفته شده و نهایتاً مدل مقاوم مسئله در مورد ۴ مورد بررسی و تحلیل قرار داده خواهد شد.

از مقایسه مورد ۱ و ۲ نقش در نظرگیری حاشیه امنیت فرکانسی در مسئله برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال مشخص خواهد شد. همچنین، از مقایسه مورد ۳ و ۲ نقش مشارکت اینرسی مجازی نیروگاه‌های تولید پراکنده در مسئله روشن خواهد شد. در نهایت از مقایسه مورد ۳ و ۴ به اثرات مدل مقاوم و در نظرگیری عدم قطعیت در مسئله اشاره خواهد شد.

جدول (۱): مورد های مطالعاتی

مورد	عدم قطعیت	قیود فرکانسی	اینرسی مجازی
مورد ۱	×	×	×
مورد ۲	×	✓	×
مورد ۳	×	✓	✓
مورد ۴	✓	✓	✓

۴-۱- مورد مطالعاتی ۱

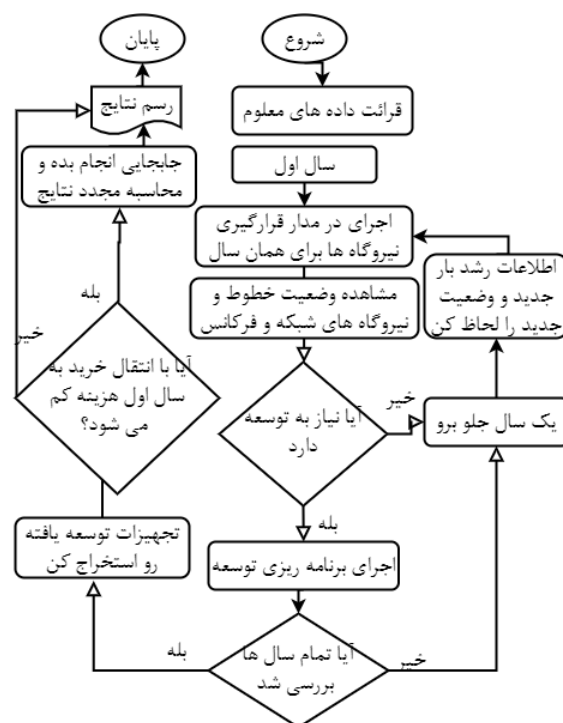
نتایج مربوط به مورد مطالعاتی یک در جدول ۲ الی ۴ ذکر شده است. جدول ۲ متعلق به تحلیل هزینه‌ها، جدول ۳ مربوط به نتایج توسعه و مکان و زمان نصب تجهیزات و جدول ۴ مربوط به جزئیات پاسخ فرکانسی شبکه در هر سال توسعه است که اهمیت این مدل‌سازی را نشان می‌دهد.

جدول (۲): هزینه سالیانه توسعه مورد ۱ (میلیون دلار)

کل (تنزیل یافته)	سرمایه‌گذاری	بهره‌برداری
سال اول	۱۰۴۷/۵۳۷	۴۳۱/۶۹۷۷
سال دوم	۶۷۱/۳۸	۴۷۵/۰۷۹۶
سال سوم	۶۶۸/۱۰۸۸	۶۱۱/۶۱۰۶
سال چهارم	۹۶۵/۱۰۳۸	۷۷۵/۴۶۶۷
سال پنجم	۹۹۰/۳۹۲	۱۱۸۲/۰۴۶۶

همان‌طور که در جدول ۲ نشان داده شده است، به ترتیب بیشترین سرمایه‌گذاری در سال اول و دو سال آخر توسعه انجام شده است. اما هزینه بهره‌برداری از شبکه که ارتباط مستقیمی با تأمین بار مصرفی شبکه دارد، به تدریج در طول سال‌های برنامه‌ریزی رشدی صعودی داشته است. هزینه کل توسعه شبکه نیز به در سال اول و دو سال نهایی بیشتر از سایر موارد است. سهم هزینه کل سال اول تا پنجم به ترتیب ۲۷/۵ درصد، ۱۷/۷۶ درصد، ۱۶/۵۲ درصد، ۱۸/۷۲ درصد و ۱۹/۴۸ درصد از هزینه کل توسعه تولید یا انتقال است.

همان‌طور که در جدول ۳ نشان داده شده است، در هر یک از سال‌ها، تعدادی از خطوط نصب شده‌است. علت این امر توسعه نیروگاه-



شکل (۲): فلوچارت مدل پیشنهادی

با افزایش متغیرهای مسئله از یک سال به بازه زمانی طولانی‌تر، تعداد شرایط مرزی به صورت نمایی افزایش پیدا می‌کند و این امر ترجیح اجرای برنامه را نیز به صورت نمایی افزایش می‌دهد؛ بنابراین ترجیح داده شده است که روند توسعه شبکه در ابتدا به صورت «توسعه صرفاً بر اساس نیاز کنونی» انجام شود. در نهایت پس از شناسایی تمامی تجهیزات نیازمند توسعه، می‌توان بر اساس نرخ تورم تصمیم گرفت که توسعه در همان سال اول انجام شود و یا اینکه در همان سال معین شده قبل صورت گیرد. در نهایت نتایج مربوط به شبیه‌سازی‌ها و توسعه شبکه نشان داده خواهد شد.

۴- شبیه‌سازی و تحلیل

شبکه مورد بررسی در این مقاله شبکه ۲۴ باس 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 [۳۰]. اطلاعات مربوط به نوسانات توان تولیدی نیروگاه‌های بادی و خورشیدی از داده‌های واقعی موجود در نرم‌افزار معتبر SAM-NREL^{۱۱} استخراج شده است [۳۱]. 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 [۲۰] اقتباس شده است.

در این مقاله چهار مورد مطالعاتی بررسی شده است که جزئیات آن در جدول (۱) نشان داده شده است. مطابق این جدول، در مورد ۱،

بنابراین می‌توان گفت، در صورتی که نیروگاه‌های بادی در شبکه مشارکت نداشته باشند، مقدار اینرسی شبکه بیشتر خواهد شد.

۴-۲- مورد مطالعاتی ۲

نتایج مربوط به توسعه شبکه در مورد مطالعاتی ۲ در جداول ۵ تا ۷ نشان داده شده است. همان‌طور که جدول ۲ مشخص است، هزینه‌های مربوط به توسعه شبکه در شرایط نسبت به مورد ۱ در مجموع ۲۳۵/۹۸ درصد افزایش یافته است. علت این افزایش هزینه، سرمایه‌گذاری بر روی واحدهای با پاسخ فرکانسی سریع‌تر است. در واقع دیگر توسعه صرفاً برای تأمین نیاز شبکه انجام نشده است؛ بلکه رفتار فرکانسی شبکه نیز مدنظر قرار داده شده است. جزئیات بیشتر مربوط به افزایش نسبی قیمت در ستون پنجم جدول ۵ ارائه شده است. علت افزایش ۵۱۵/۴۵ میلیون دلاری در سال اول نسبت به مورد ۱، برآورده‌سازی الزامات پاسخ فرکانسی است که منجر به تأسیس نیروگاه‌هایی شد که دارای پاسخ سریع بوده و صرفاً در مواقع اضطراری مشارکت داشته و در زمان‌های دیگر نزدیک به نقطه‌ی بی‌باری خود بهره‌برداری می‌شوند. با وجود این نیروگاه‌ها، رشد بار در سال دوم نیازی به توسعه‌ی چندانی مانند مورد ۱ نداشته و بیشتر از ظرفیت خالی نیروگاه‌ها استفاده می‌شود؛ بنابراین شاهد کاهش ۳۳/۷۰ میلیون دلاری در سال دوم نسبت به مورد ۱ هستیم. رشد بار در سال‌های سوم و چهارم با افزایش سرمایه‌گذاری همراه بوده است؛ اما در سال پنجم باتوجه به تجهیزات نصب شده و ظرفیت خالی نیروگاه‌ها، نیاز به سرمایه‌گذاری نسبت به مورد ۱ با کاهش ۲۴/۹۴ میلیون دلاری همراه بوده است.

جدول (۵): هزینه سالیانه توسعه مورد ۲

درصد افزایش نسبت به همان سال در مدل سنتی	کل	بهره‌برداری	سرمایه‌گذاری	سال اول
+۵۱۵/۴۵	۸۰۳۰/۴۰۳۹	۴۵۷/۰۳۲۵	۹۱۷۹/۴۵۲۲	سال اول
-۳۳/۷۰	۵۲۷/۷۷۷۴	۴۴۹/۰۴۰۴	۳۱۰/۹۵۹	سال دوم
+۱۰۴/۵۹	۱۵۱۵/۱۶۲۲	۷۴۳/۵۵۹۹	۱۸۷۴/۶۴۰۴	سال سوم
+۴۱۵/۹۹	۴۳۳۱/۲۳۲۴	۵۳۵/۳۰۵۸	۸۴۴۵/۹۳۷۶	سال چهارم
-۲۴/۹۴	۶۵۵/۲۵۷۸	۷۶۵/۴۲۱۱	۸۶۵/۰۷	سال پنجم

جدول (۶): تجهیزات جدید نصب شده در هر سال در مورد ۲

باس	ظرفیت	سال ۱	سال ۲	سال ۳	سال ۴	سال ۵
۱	۶۱	۲		۳		۱
۱	۳۰۰	۲				
۱	۵۵۰					۲
۱	۱۱۴			۲	۲	۲
۲	۱۱۴			۲	۲	۲

های شبکه و اهمیت انتقال این انرژی به مشترکین شبکه است. معمولاً خطوط پرازدحام یا خطوط نزدیک به باس‌های پرمصرف بیشتر توسعه پیدا کرده‌اند. نصب نیروگاه‌ها در شبکه نیز طوری صورت گرفته است که صرفاً رشد بار را تأمین کند.

جدول (۳): تجهیزات جدید نصب شده در هر سال در مورد ۱

باس	ظرفیت	سال ۱	سال ۲	سال ۳	سال ۴	سال ۵
۱	۱۱۴				۴	
۲	۱۱۴			۴		
۷	۱۵۰			۲	۳	
۱۳	۳۰۰				۳	
۱۴						
۱۵	۲۳۰				۲	
۱۶	۲۳۰		۱			
۱۸	۶۰۰		۱	۱		
۲۱	۶۰۰	۱				
۲۲	۷۵	۸		۱	۲	۱
۲۳	۲۵۰	۲	۲	۱	۱	
خط	ظرفیت	سال ۱	سال ۲	سال ۳	سال ۴	سال ۵
۱۰-۶	۳۰۰	۱				
۹-۸	۳۳۰	۱				۱
۲۳-۱۳	۹۵۰	۱				
۱۶-۱۴	۹۵۰		۱			
۱۷-۱۶	۹۵۰		۱			
۸-۷	۳۳۰			۱		
۲۱-۱۵	۹۵۰			۱		
۲۴-۳	۹۰۰				۱	
۵-۱	۳۳۰				۱	
۱۱-۹	۹۰۰				۱	
۱۴-۱۱	۹۵۰				۱	
۲۴-۱۵	۹۵۰					۱

جدول (۴): پارامترهای پاسخ فرکانسی در هر سال در مورد ۱

سال	۱	۲	۳	۴	۵
اینرسی	حداقل	۵/۲	۵/۴	۶/۶	۵/۶
	میانگین	۶/۱	۶/۲	۶/۴۵	۶/۳۵
	حداکثر	۷/۱۵	۷/۳	۷/۶	۷/۱۵
ضریب توربین	حداقل	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲
	میانگین	۰/۰۲۵	۰/۰۲۵	۰/۰۲۵	۰/۰۲۴
	حداکثر	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۲۹
دروپ گاورنر	حداقل	۰/۴۶	۰/۴۸	۰/۴۹	۰/۵۲
	میانگین	۰/۵۴	۰/۵۶	۰/۵۷	۰/۵۷
	حداکثر	۰/۶۳	۰/۶۵	۰/۶۵	۰/۶۴

در جدول ۴ مقدار اینرسی شبکه در هر یک از سال‌ها نشان داده شده است. با افزایش سال، مقدار اینرسی معادل شبکه افزایش پیدا کرده است. طبق این جدول نسبت افزایش اینرسی سال‌های دوم تا پنجم نسبت به اینرسی سال اول توسعه به ترتیب برابر ۱/۶۳ درصد، ۵/۷۳ درصد، ۴/۰۹ درصد و ۴/۰۹ درصد افزایش می‌باشد. علت این امر افزایش واحدهای نیروگاهی در شبکه است. اما ضریب گاورنر چندان تغییری نکرده است. همچنین، مقدار دروپ شبکه در سال دوم نسبت به سال اول حدود ۳/۷۰ درصد افزایش یافته است و در سال‌های سوم تا پنجم رشد ۵/۵۵ درصدی را نسبت به سال اول نشان می‌دهد؛

حدود ۹۱/۸۰ درصد، ۶۱/۲۹ درصد، ۶۴/۳۴ درصد، ۷۳/۲۲ درصد و ۶۸/۵۰ درصد افزایش یافته است. مقدار ضریب توربین ۲۰ درصد افزایش یافته است؛ اما ضرایب دروپ گاورنر در این سال‌ها آن نسبت به مورد ۱ به ترتیب ۱/۸۵ درصد، ۱۲/۵ درصد، ۱۴/۰۳ درصد، ۱۲/۲۸ درصد و ۱۴/۰۳ کمتر شده است. کاهش ضریب دروپ گاورنرها به معنای افزایش میزان حساسیت آنها به انحرافات فرکانس است. در واقع به‌ازای مشاهده یک انحراف یکسان، نیروگاه‌ها توان بیشتری را برای تأمین پاسخ فرکانسی در یک زمان به شبکه تزریق می‌نمایند؛ بنابراین پاسخ فرکانسی وضعیت بهتری پیدا می‌کند. در مورد ضریب توربین تغییرات چندان چشمگیر نیست؛ چون معمولاً رفتار توربین‌ها و پاسخ آنها مشابه یکدیگر است. در مورد اینرسی هم شاهد افزایش اینرسی واحدها نسبت به جدول ۴ مورد یک هستیم که ناشی از به‌کارگیری نیروگاه‌های با اینرسی بالاتر و یا آزادسازی بیشتر رزرو آن‌ها می‌باشد.

جدول (۷): پارامترهای پاسخ فرکانسی در هر سال در مورد ۲

سال					
۵	۴	۳	۲	۱	حداقل
۷/۲	۵/۴	۷/۰	۴/۹	۵/۷	حداقل
۱۰/۷	۱۱/۰	۱۰/۶	۱۰/۰	۱۱/۷	میانگین
۱۲/۹	۱۳/۵	۱۲/۵	۱۲/۵	۱۳/۹	حداکثر
۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	حداقل
۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳	میانگین
۰/۰۴	۰/۰۵	۰/۰۴	۰/۰۶	۰/۰۶	حداکثر
۰/۳۲	۰/۲۵	۰/۳۲	۰/۲۳	۰/۲۴	حداقل
۰/۴۹	۰/۵۰	۰/۴۹	۰/۴۹	۰/۵۳	میانگین
۰/۵۸	۰/۶۱	۰/۵۸	۰/۵۸	۰/۶۲	حداکثر

۴-۳- مورد مطالعاتی ۳

نتایج مربوط به توسعه شبکه در مورد ۳ در جدول ۸ تا ۱۰ نشان داده شده است. در مجموع توسعه واحدهای تجدیدپذیر در مورد ۳ منجر به کاهش ۴۷/۹۰ درصدی هزینه‌ها نسبت به مورد ۲ با در نظرگیری پاسخ فرکانسی شده است. به عبارت دیگر هزینه کل توسعه شبکه از مقدار ۱۵۰۶۰ میلیون دلار مورد ۲، به ۷۸۴۵/۱ میلیون دلار در مورد ۳ رسیده است که نقش مشارکت منابع تجدیدپذیر را به خوبی نشان می‌دهد. جزئیات افزایش یا کاهش هزینه‌های مورد ۳ در مقایسه با همان سال‌ها در مورد دو در ستون پنجم جدول ۸ نشان داده شده است. لازم به ذکر است که هزینه سرمایه‌گذاری توربین‌های بادی یا نیروگاه‌های فتوولتائیک بالا است و منجر به افزایش هزینه‌ها شده است؛ ولی هزینه بهره‌برداری آنها ناچیز است. نکته قابل توجه این است که هم در مورد ۲ و هم در مورد ۳ منابع تجدیدپذیر در شبکه حضور داشته و یا توسعه یافته‌اند؛ اما امکان مشارکت آنها در تأمین پاسخ فرکانسی، در مورد ۳ فعال شده است. زمانی که یک نیروگاه تجدیدپذیر خود امکان مشارکت در پاسخ اینرسی یا پاسخ فرکانسی اولیه را داشته باشد، دیگر نیاز به توسعه واحدهایی با پاسخ فرکانسی سریع کاهش خواهد یافت و هزینه‌های مربوط به توسعه این واحدها

۱		۱		۴	۶۱	۲
۳		۳			۱۵۰	۷
۵		۳			۳۰۰	۱۳
۲	۲	۲	۱	۱	۱۲۴	۱۵
	۱			۲	۳۰۰	۱۶
۶		۱	۱		۱۲۵	۱۶
۱	۱			۱	۶۰۰	۱۸
۲	۱			۲	۶۰۰	۲۱
۱۲		۱۲		۱۲	۷۵	۲۲
۵				۴	۲۴۰	۲۳
خط	ظرفیت	سال ۱	سال ۲	سال ۳	سال ۴	سال ۵
۱۰-۶	۱۶۰		۱	۲		
۹-۸	۱۷۶	۱		۱	۲	
۱۰-۸	۳۳۰				۲	
۲۳-۱۲	۹۵۰				۲	
۲۳-۱۳	۵۰۰	۱				
۱۶-۱۴	۵۰۰		۱	۴		
۱۷-۱۶	۵۰۰		۱	۱		
۸-۷	۳۳۰		۱	۲		
۲۱-۱۵	۹۵۰			۱		
۲۴-۳	۹۰۰			۱		
۵-۱	۳۳۰		۱	۲		
۱۴-۱۱	۹۵۰			۱		
۲۴-۱۵	۹۵۰				۱	
۱۹-۱۶	۵۰۰		۱			
۲-۱	۳۷۵			۱		
۳-۱	۳۳۰				۱	
۴-۲	۳۳۰				۲	
۶-۲	۳۳۰				۲	

همان‌طور که در جدول ۶ نشان داده شده است، در مقایسه با جدول ۳ مورد ۱، در سال اول و چهارم توسعه حجم سرمایه‌گذاری‌ها و ظرفیت نامی تجهیزات نصب شده در مورد ۲، بیش‌تر از مورد سنتی بوده است. در سایر سال‌ها سرمایه‌گذاری کمتر از مورد سنتی می‌باشد. علت این امر در سال اول این است که توسعه مبتنی بر بهبود پاسخ فرکانسی، به منظور تأمین قیود فرکانسی نیاز به احداث نیروگاه‌های جدید با پاسخ سریع داشته است و از طرفی نیاز بار را هم باید تأمین می‌کرده است؛ بنابراین تجهیزات بیشتری (چه نیروگاه برای بهبود پاسخ فرکانسی و چه خط برای انتقال این توان) نصب کرده است. معمولاً نصب این نیروگاه‌ها با هدف اختصاص‌دهی بخشی از ظرفیت نیروگاهی به رزرو نیز صورت می‌گیرد و همین امر باعث می‌شود تعداد نیروگاه‌ها یا ظرفیت آنها در مقایسه با مورد سنتی بیشتر شود. اما دیگر در سال‌های دوم و سوم نیاز به توسعه چندان بالایی نبوده است و در مقایسه با مورد سنتی کاهش هزینه یا توسعه کمتری را شاهد هستیم. چون ظرفیت نصب شده در سال اول به قدری بوده است که رشد بار سال‌های دوم و سوم را تا حدودی تأمین کند؛ بنابراین کمتر در این سال‌ها شاهد توسعه هستیم. در مورد سال‌های ۴ و پنجم نیز استدلالی مشابه برقرار است که به دلیل محدودیت صفحات از ذکر آن پرهیز شده است.

از مقایسه جدول ۷ با جدول ۴ می‌توان دید که مقدار اینرسی شبکه در سال‌های اول تا پنجم مورد ۲، نسبت به مورد ۱ به ترتیب در

۱۶	۲۳۰	۲				۱
۱۸	۶۰۰	۱	۱			
۲۱	۶۰۰	۲		۲		
۲۲	۷۵	۴	۱	۲	۴	
۲۳	۲۵۰	۴	۱		۱	
خط	ظرفیت	سال ۱	سال ۲	سال ۳	سال ۴	سال ۵
۱۰-۶	۳۰۰		۲			
۹-۸	۳۳۰	۱		۱		
۲۳-۱۳	۹۵۰					۱
۱۶-۱۴	۹۵۰	۱		۱		
۱۷-۱۶	۹۵۰		۱			
۸-۷	۳۳۰		۱			
۲۱-۱۵	۹۵۰					۱
۴-۲	۳۳۰				۱	
۲۴-۳	۹۰۰			۱		
۹-۳	۱۲۰				۱	۲
۵-۱	۳۳۰		۱			
۱۱-۱۰	۹۰۰					۱
۱۱-۹	۹۰۰					
۱۴-۱۱	۹۵۰		۱			
۲۴-۱۵	۹۵۰				۱	
۲۱-۱۵	۹۵۰		۱			

جدول (۱۰): پارامترهای پاسخ فرکانسی در هر سال در مورد ۳

سال						۵
اینرسی	حداقل	۹/۶	۷/۱	۱۰/۴	۹/۴	۱۱/۱
	میانگین	۱۳/۰	۱۲/۲	۱۳/۱	۱۲/۵	۱۲/۷
	حداکثر	۱۵/۷	۱۴/۸	۱۵/۵	۱۴/۸	۱۵/۰
ضریب توربین	حداقل	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲
	میانگین	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲
	حداکثر	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰۲
دروپ گاورنر	حداقل	۰/۱۳	۰/۰۹	۰/۲۶	۰/۲۵	۰/۳۶
	میانگین	۰/۴۶	۰/۲۴	۰/۴۸	۰/۴۸	۰/۵۰
	حداکثر	۰/۶۲	۰/۵۹	۰/۵۹	۰/۵۸	۰/۵۹

۴-۴- مقایسه پاسخ فرکانسی موردهای ۱ تا ۳

پاسخ فرکانسی موردهای مطالعاتی ۱ تا ۳ در شکل ۳ پس از وقوع حادثه خروج بزرگ‌ترین نیروگاه آنالین، نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل ۳-الف مشخص است، در سال آخر مورد مطالعاتی اول، مقدار فرکانس بیش از ۱۲۰۰ میلی‌هرتز از مقدار نامی خود، در نقطه قعر انحراف پیدا کرده است که از دیدگاه فرکانسی قابل تأیید نیست. اما در مورد ۲ که در شکل ۳-ب نمایش داده شده است، این انحراف فرکانس به حدود ۷۲۰ هرتز در نقطه قعر رسیده است که با فعال‌سازی اینرسی مجازی نیروگاه‌های تجدیدپذیر این انحراف به ۶۰۰ میلی‌هرتز کاهش پیدا کرده است؛ بنابراین مشخص می‌شود که میزان انعطاف‌پذیری شبکه در موردهای مطالعاتی ۳ و ۲ بیشتر از مورد سنتی می‌باشد و در ازای وقوع یک حادثه، فرکانس نقطه قعر انحراف کمتری نسبت به مقدار نامی پیدا می‌کند. در مورد نرخ تغییرات فرکانس نیز مشاهده می‌شود که با در نظرگیری پاسخ فرکانسی در

کاهش پیدا خواهد کرد؛ بنابراین تجهیز مبدل‌های الکترونیک قدرت نیروگاه‌های تجدیدپذیر، زمینه را برای توسعه هرچه بیشتر این منابع در شبکه فراهم خواهد کرد بدون اینکه الزامات پاسخ فرکانسی شبکه را دچار تهدید نماید. افزایش هزینه در سال دوم و سال پنجم مورد ۳ نسبت به همان سال‌ها در مورد ۲، ناشی از رشد بار شبکه و پرشدن ظرفیت نیروگاه‌ها در سال پیشین آن‌ها بوده است که منجر به توسعه نیروگاه‌ها و خطوط بیشتری شده است.

جدول (۸): هزینه سالیانه توسعه مورد ۳

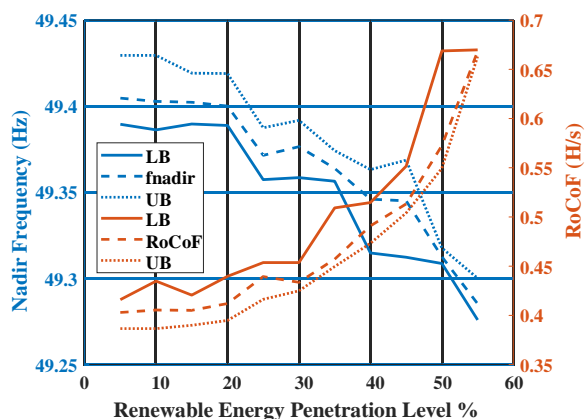
افزایش نسبت به مورد ۲ در همان سال	کل	بهره‌برداری	سرمایه‌گذاری	سال اول
-۳۷/۷۳	۵۰۰۰/۵۲۱۴	۳۵۷/۴۷۹۵	۵۶۴۳/۱۴۶۲	سال اول
+۴۶/۲۴	۷۷۱/۸۵۳۵۷	۲۹۴/۶۳۵۹	۸۱۶/۸۳۳۲	سال دوم
-۱۳/۵۷	۶۹۴/۵۱۲۵۸	۳۸۹/۸۲۲۳	۸۱۰/۲۹۵۴	سال سوم
-۸۴/۷۳	۶۶۱/۱۶۶۲۱	۵۲۸/۷۱۸۵	۸۴۲/۲۷۵۸	سال چهارم
+۱۶/۲۹	۷۶۲/۰۳۰۸۴	۷۹۱/۳۴۲۹	۱۱۰۷/۳۲۲	سال پنجم

تجهیزات نصب شده در مورد ۳ نیز در جدول ۹ نشان داده شده است. با ایجاد مشارکت نیروگاه‌های تجدیدپذیر در تأمین پاسخ فرکانسی، نیاز به توسعه در سال اول، سوم و چهارم کاهش پیدا کرده است چون بخشی از پاسخ اینرسی توسط این واحدها تأمین می‌شود و نیازی به سرمایه‌گذاری بر واحدهای گران‌تر نیست.

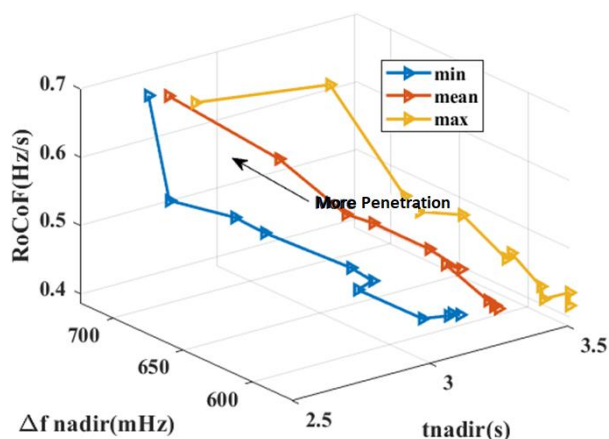
همان‌طور که در جدول ۱۰ مشخص است مقدار اینرسی شبکه نسبت به مورد ۲ در سال‌های اول تا پنجم به ترتیب ۱۱/۱۱ درصد، ۲۲/۰ درصد، ۲۳/۵۸ درصد، ۱۳/۶۳ درصد و ۱۸/۶۹ درصد بیشتر شده است و این امر نشان‌دهنده مشارکت نیروگاه‌های بادی در تأمین پاسخ فرکانسی شبکه است. ضریب توربین از ۰/۰۳ مورد ۲ به ۰/۰۲ مورد ۳ کاهش یافته است؛ چون سهم نیروگاه‌های سنتی پاسخ‌سریع که معمولاً از جنس توربین گازی هستند در شبکه کم شده است. منابع تجدیدپذیر فاقد ضریب توربین هستند. ضریب دروپ مورد ۳ در سال‌های اول تا چهارم توسعه نسبت به مورد ۲ به ترتیب ۱۳/۲۰ درصد، ۵۱/۰۲ درصد، ۲/۰۴ درصد و ۴/۰۰ درصد کاهش را نشان می‌دهد و در سال پنجم یک افزایش ۲/۰۴ درصدی را به همراه داشته است. کاهش ضریب دروپ به معنای افزایش میزان حساسیت نیروگاه‌ها نسبت به انحرافات فرکانسی است؛ چون افزایش مقدار اینرسی می‌تواند نیاز به تزریق سریع توان سایر نیروگاه‌های شبکه را کاهش دهد.

جدول (۹): تجهیزات جدید نصب شده در هر سال در مورد ۳

ظرفیت	سال ۱	سال ۲	سال ۳	سال ۴	سال ۵	باس
۱۱۴	۴		۱	۳		۱
۱۱۴	۱	۱	۱	۱		۲
۱۵۰					۱	۷
۳۰۰					۵	۱۳
۲۳۰				۱	۱	۱۵



(الف)



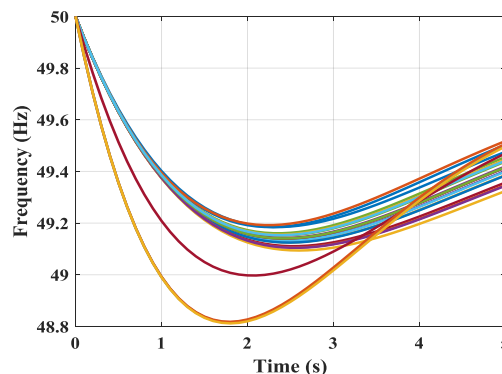
(ب)

شکل (۴): تحلیل حساسیت تغییرات پارامترهای پاسخ فرکانسی در سطوح مختلف نفوذ تولیدات پراکنده. (الف) نقطه قعر و نرخ تغییرات اولیه فرکانس، (ب) زمان وقوع نقطه قعر، نرخ تغییرات و مقدار قعر فرکانس

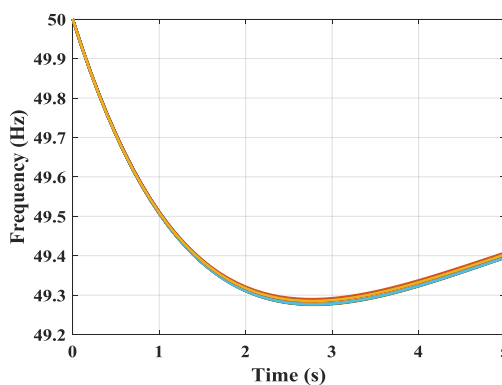
همان‌طور که در شکل ۴-الف نشان داده شده است، در این مقاله سطح نفوذ مشارکت تولیدات تجدیدپذیر از صفر تا ۶۰ درصد تغییر کرده است و پارامترهای پاسخ فرکانسی مربوط به سال پایانی توسعه مقاوم شبکه محاسبه شده است. همان‌طور که در این شکل مشخص است، دو پارامتر بسیار مهم نرخ تغییرات اولیه فرکانس و مقدار فرکانس در نقطه قعر با افزایش سطح نفوذ تولیدات تجدیدپذیر دچار تغییر شده است. هر چه سطح نفوذ منابع افزایش پیدا کرده است، نقطه قعر در حادثه خروج بزرگ‌ترین نیروگاه افت بیشتری از خود نشان داده است و به عبارت دیگر پایین‌تر رفته است. نرخ تغییرات فرکانس نیز با افزایش سطح نفوذ تولیدات پراکنده به مراتب شدیدتر شده است.

در شکل ۴-ب نیز منحنی سه‌بعدی تغییرات قعر فرکانسی، نرخ تغییرات فرکانسی و زمان وقوع نقطه قعر برای تمامی سطوح نفوذ صفر تا ۶۰ درصد تولیدات پراکنده رسم شده است. همان‌طور که در این شکل مشخص است، افزایش سطح نفوذ منجر به سریع‌تر رخ دادن نقطه قعر شده است. از حدود ۳/۵ ثانیه تا حدود ۲/۵ ثانیه مدت‌زمان نقطه

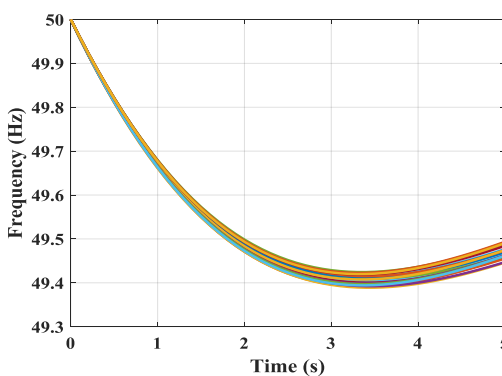
مورد ۲، مقدار نرخ تغییرات فرکانس کمتر شده و با فعال‌سازی اینرسی مجازی نیز باز هم این نرخ کاهش یافته است. هر چه نرخ تغییرات اولیه فرکانس کاهش بیشتری پیدا کند، مدت‌زمان وقوع قعر فرکانسی نیز دیرتر خواهد بود که از ۱/۵ ثانیه در مورد اول به حدود ۳ ثانیه و ۳/۵ ثانیه در موردهای ۲ و ۳ رسیده است.



(الف)



(ب)



(ج)

شکل (۳): پاسخ فرکانسی (الف) مورد ۱، (ب) مورد ۲ و (ج) مورد ۳

۴-۵- تحلیل حساسیت مورد مطالعاتی ۴

در واقع نتایج مربوط به توسعه تولید یا انتقال بستگی بالایی به سطح مشارکت واحدهای تولید پراکنده (منابع تجدیدپذیر انرژی) دارند؛ بنابراین در شکل ۴، تحلیل حساسیتی نسبت به سطح نفوذ تولیدات تجدیدپذیر در مورد مطالعاتی ۴ (مدل مقاوم) صورت گرفته است.

تغییر کرده است؛ بنابراین مصالحه‌ای میان به کارگیری هرچه بیشتر تولیدات پراکنده و حفظ قیود پاسخ فرکانسی باید برقرار گردد.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، مدل جدیدی از برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال شبکه قدرت ارائه شده است که در آن اینرسی مجازی واحدهای بادی و خورشیدی و همچنین، قیود مبتنی بر حاشیه امنیت فرکانسی شبکه در مسئله لحاظ شده است. مزیت مدل پیشنهادی، سادگی فهم آن، خطی بودن و قابل حل بودن با نرم‌افزارهای تجاری از قبیل YALMIP و MOSEK است. همچنین، این مدل در مقایسه با مدل سنتی از انعطاف بیشتری برخوردار بوده و پایداری فرکانسی آن در شرایط وقوع حوادث ناگهانی از قبیل خروج یک نیروگاه بیشتر است. در مقایسه با روش‌های دیگر مبتنی بر پاسخ فرکانسی اولیه، روش پیشنهادی ارتباط مستقیم‌تری با میزان حداکثر نامتعادلی قابل تحمل شبکه ایجاد کرده است. سایر روش‌های مبتنی بر فرکانس تنها میزان حداکثر افت فرکانس را برای طراح توسعه شبکه مشخص می‌کردند؛ اما در این روش حداکثر نامتعادلی تحت تحمل شبکه به عنوان پارامتر طراحی در اختیار واحد مسئول توسعه قرار می‌گیرد. مدل پیشنهادی، جامع بوده و قابل توسعه به هر شبکه دیگری نیز خواهد بود و صرفاً به شبکه IEEE-RTS96 این مقاله ختم نمی‌شود. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهند که هرچند اینرسی مجازی نیروگاه‌های بادی یا خورشیدی نسبت به اینرسی نیروگاه‌های سنتی کمتر هستند و یا از ظرفیت کمتری برخوردار هستند؛ اما باز هم می‌توانند منجر به کاهش هزینه‌های حفظ پایداری فرکانسی شبکه شوند و نیاز به روشن کردن و یا سرمایه‌گذاری برای برخی از نیروگاه‌های سنتی گران‌قیمت با سرعت پاسخ‌گویی بالا نخواهد بود. همچنین، نتایج نشان می‌دهد، در صورتی که برنامه‌ریزی توسعه تولید/انتقال با در نظرگیری حاشیه امنیت فرکانسی انجام شود، نیروگاه‌های بیشتری نسبت به مدل سنتی در مدار قرار می‌گیرند، تا خروج ناگهانی یک نیروگاه توسط سایر نیروگاه‌های آنلاین جبران شود. از دستاوردهای دیگر این مقاله بررسی وضعیت توسعه انتقال شبکه نیز هست که نشان می‌دهد، در صورت در نظرگیری حاشیه امنیت فرکانسی شبکه، نیاز به تقویت و احداث خطوط جدیدی است که در شرایط انتقال پاسخ فرکانسی اولیه دچار ازدحام می‌شوند و لزوماً در شرایط نرمال شبکه فاقد ازدحام هستند. ارائه مدل مقاوم توزیعی در دستور کار تحقیقات آتی نویسندگان این مقاله قرار دارد که در آن دیگر تابع توزیع معینی به پارامترهای عدم قطعیت اختصاص داده نمی‌شود و مسئله در جامعیت بیشتری از عدم قطعیت حل خواهد شد.

مراجع

- [2] H. Khorasani and M. Rashidinejad, "A Combinatorial Method for Transmission Expansion Planning," (in eng), Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Research vol. 9, no. 1, pp. 65-74, 2012. [Online]. Available: <http://jiaeee.com/article-1-176-fa.html>.
- [3] H. Askarian Abyane, H. Shariati Dehaghan, M. H. Javidi, and F. Razavi, "Transmission Expansion Planning Considering Security Cost under Market Environment," (in eng), Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Research vol. 6, no. 2, pp. 57-69, 2009. [Online]. Available: <http://jiaeee.com/article-1-223-fa.html>.
- [4] M. Mahdavi, C. S. Antunez, M. Ajalli, and R. Romero, "Transmission expansion planning: literature review and classification," IEEE Systems Journal, vol. 13, no. 3, pp. 3129-3140, 2018.
- [5] E. Naderi, M. Pourakbari-Kasmaei, and M. Lehtonen, "Transmission expansion planning integrated with wind farms: A review, comparative study, and a novel profound search approach," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 115, p. 105460, 2020.
- [6] S. Yin and J. Wang, "Generation and transmission expansion planning towards a 100% renewable future," IEEE Transactions on Power Systems, 2020.
- [7] D. Liu, S. Zhang, H. Cheng, L. Liu, J. Zhang, and X. Zhang, "Reducing wind power curtailment by risk-based transmission expansion planning," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 124, p. 106349, 2021.
- [8] S. L. Gbadamosi and N. I. Nwulu, "A multi-period composite generation and transmission expansion planning model incorporating renewable energy sources and demand response," Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 39, p. 100726, 2020.
- [9] H. Mazaheri et al., "An online method for MILP co-planning model of large-scale transmission expansion planning and energy storage systems considering N-1 criterion," IET Generation, Transmission & Distribution, 2020.
- [10] A. Salehi Dobakhshari and M. Fotuhi-Firuzabad, (in eng), Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Research vol. 5, no. 1, pp. 42-49, 2008. [Online]. Available: <http://jiaeee.com/article-1-242-fa.html>.
- [11] Z. Wu et al., "State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems," Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 6, no. 1, pp. 1-16, 2018.
- [12] Y. Dvorkin, P. Henneaux, D. S. Kirschen, and H. Pandžić, "Optimizing primary response in preventive security-constrained optimal power flow," IEEE Systems Journal, vol. 12, no. 1, pp. 414-423, 2016.
- [13] Y. Liu, S. You, J. Tan, Y. Zhang, and Y. Liu, "Frequency response assessment and enhancement of the US power grids toward extra-high photovoltaic generation penetrations—An industry perspective," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 3438-3449, 2018.
- [14] 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.
- [15] D. L. H. Aik, "A general-order system frequency response model incorporating load shedding: analytic
- [1] H. Zhang, "Introduction to Transmission Expansion Planning in Power Systems," in Electric Power Engineering Research and Education: Springer, 2015, pp. 155-183.

- and education," IEEE Transactions on power systems, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, 2010.
- [31] N. Blair et al., "System advisor model, sam 2014.1. 14: General description," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.
-
- ¹ Rate of change of frequency
- ² Frequency nadir
- ³ Quasi steady state
- ⁴ Blackout
- ⁵ Big M Constraints
- ⁶ Maximum up time (MUT)
- ⁷ Maximum down time (MDT)
- ⁸ Mixed Integer Linear Programming
- ⁹ Branch and Bone Algorithm
- ¹⁰ System Advisor Model -NREL
- modeling and applications," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 2, pp. 709-717, 2006.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] L. E. Sokoler, P. Vinter, R. Bærentsen, K. Edlund, and J. B. Jørgensen, "Contingency-constrained unit commitment in meshed isolated power systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 3516-3526, 2015.
- [20] 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.
- [21] F. Teng, V. Trovato, and G. Strbac, "Stochastic scheduling with inertia-dependent fast frequency response requirements," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 2, pp. 1557-1566, 2015.
- [22] L. Badesa, F. Teng, and G. Strbac, "Optimal portfolio of distinct frequency response services in low-inertia systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 6, pp. 4459-4469, 2020.
- [23] Z. Luburić, H. Pandžić, and M. Carrión, "Transmission Expansion Planning Model Considering Battery Energy Storage, TCSC and Lines Using AC OPF," IEEE Access, vol. 8, pp. 203429-203439, 2020.
- [24] T. Akbari and S. Zolfaghari Moghaddam, "A Multi-Year Scenario-Based Transmission Expansion Planning Model Incorporating Available Transfer Capability," AUT Journal of Electrical Engineering, vol. 52, no. 1, pp. 121-130, 2020.
- [25] M. Carrion, Y. Dvorkin, and H. Pandžić, "Primary frequency response in capacity expansion with energy storage," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 2, pp. 1824-1835, 2017.
- [26] Z. Wang, J. Wang, G. Li, and M. Zhou, "Generation-expansion planning with linearized primary frequency response constraints," Global Energy Interconnection, vol. 3, no. 4, pp. 346-354, 2020.
- [27] Z. Wang, J. Wang, G. Li, and M. Zhou, "Generation Expansion Planning Restricted by Primary Frequency Response," in 2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), 2020: IEEE, pp. 708-713.
- [28] 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.
- [29] M. ApS, "Mosek optimization toolbox for matlab," User's Guide and Reference Manual, Version, vol. 4, 2019.
- [30] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research