Iranian Electric Industry Journal Quality & Productivity P.P 47-63

Vol. 10 / No. 4/ Winter 2022 ISSN 2322-2344 eISSN 2717-1639

Modern Power System Frequency Response Evaluation with Virtual Power Plant Penetration

Hamzeh Eisazadeh[1], Ph.D. Student, Maziar Mirhosseini Moghaddam[2], Assistant professor, Behnam Alizadeh[3] Assistant professor,

1- Department of Electrical Engineering, Lahijan Branch, Islamic Azad University, Lahijan, Iran.
Email: h.eisazadeh94@stumail.liau.ac.ir

2- Department of Electrical Engineering, Lahijan Branch, Islamic Azad University, Lahijan, Iran.
Email: m.mirhosseini@liau.ac.ir (Corresponding author)

3- Department of Electrical Engineering, Lahijan Branch, Islamic Azad University, Lahijan, Iran.
Email: behnam_alizadeh@liau.ac.ir

Abstract:

New power systems based on virtual power plants (VPPs) will expand in the future, so it is of crucial importance for system operators to analyze the frequency behavior of these systems compared to current systems in the field of disruptions. In this paper, the equations of the frequency response model of conventional power systems are expanded by considering VPPs and their effective components, and a new model is presented for the frequency response of large power systems based on VPPs. To analyze the frequency behavior of the network, different scenarios are studied on a sample network. To cover the possible situations of the future network, several VPP models with different specifications are considered from the perspective of frequency responsiveness. The simulation results indicate the necessity of using frequency responsive devices in future power networks that are based on VPP.

Keywords: Modern Power System, Frequency Response, Automatic Generation Control, Virtual Power Plant.

Submit date: 04/19/2021
Accepted date: 06/01/2021

Corresponding author Name: Maziar Mirhosseini Moghaddam
Corresponding author address: Department of Electrical Engineering, Lahijan Branch, Islamic Azad University, Lahijan, Iran

Iranian Electric Industry Journal
Quality & Productivity
ص . ص 63-47

Vol. 10 / No. 4/ Winter 2022
ISSN 2322-2344
eISSN 2717-1639

ارزیابی پاسخ فرکانسی سیستم‌های قدرت مدرن در حضور نیروگاه‌های مجازی

حمزه عیسی‌زاده[1] دکترای برق، مازیار میرحسینی مقدم[2] استادیار، بهنام علیزاده[3] استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق، واحد لاهیجان، دانشگاه آزاد اسلامی، لاهیجان، ایران
آدرس پست الکترونیکی: h.eisazadeh94@stumail.liau.ac.ir
۲- دانشکده مهندسی برق، واحد لاهیجان، دانشگاه آزاد اسلامی، لاهیجان، ایران
آدرس پست الکترونیکی: m.mirhosseini@liau.ac.ir (نویسنده مسئول)
۳- دانشکده مهندسی برق، واحد لاهیجان، دانشگاه آزاد اسلامی، لاهیجان، ایران
آدرس پست الکترونیکی: behnam_alizadeh@liau.ac.ir

خلاصه: سیستم‌های قدرت جدید مبتنی بر نیروگاه‌های مجازی (VPPs) در آینده گسترش خواهند یافت. بنابراین تحلیل و بررسی رفتار فرکانسی این سیستم‌ها از سوی بهره‌برداران شبکه در مقایسه با سیستم‌های فعلی در صورت بروز اختلال در شبکه دارای اهمیتی حیاتی است. در این مقاله، معادلات مدل پاسخ فرکانسی سیستم‌های رایج قدرت با در نظر گرفتن VPPها و اجزای موثر آنان بسط داده شده، و برای پاسخ فرکانسی سیستم‌های قدرت بزرگ مبتنی بر VPP مدل جدیدی ارائه گردیده است. برای تحلیل رفتار فرکانسی شبکه، سناریوهای مختلفی بر روی یک شبکه نمونه مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته است. برای پوشش تمام وضعیت‌های شبکه‌های قدرت آتی، چندین مدل VPP با مشخصه‌های متفاوت از دیدگاه پاسخ‌دهی فرکانسی در نظر گرفته شده است. نتایج شبیه‌سازی ضرورت استفاده از تجهیزات پاسخگو را در شبکه‌های آتی مبتنی بر VPP نشان می‌دهد.

کلیدواژه‌ها: سیستم‌های قدرت مدرن، پاسخ فرکانسی، کنترل تولید اتوماتیک، نیروگاه مجازی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۰۱/۳۰

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۰۳/۱۱

نام نویسنده مسئول: مازیار میرحسینی مقدم

نشانی نویسنده مسئول: دانشکده مهندسی برق، واحد لاهیجان، دانشگاه آزاد اسلامی، لاهیجان، ایران

۱. معرفی

۱-۱- انگیزه و محرک

مشکلات زیست محیطی ناشی از مصرف سوخت‌های فسیلی و علاقه مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی به تغذیه بارهای خود با تولید محلی به منظور افزایش قابلیت اطمینان شبکه توجه را به سمت نقش منابع تولید پراکنده به عنوان عنصری تأثیرگذار در شبکه‌های قدرت آینده و حتی به عنوان جایگزین ژنراتورهای سنتی جلب کرده است. این موضوع زمانی اهمیت می‌یابد که مقدار و تعداد این منابع قدرت در مقایسه با نیروگاه‌های متداول قابل مقایسه است. بنابراین لازم است که تأثیرات و پیامدهای حضور این منابع تولید پراکنده در شبکه بررسی شود. در گذشته این منابع نوعاً به شبکه‌های پسیو توزیع متصل می‌شدند که در آن‌ها منابع تولید انرژی در سطح توزیع (DERs) علیرغم تأمین بخشی از انرژی شبکه از دیدگاه شبکه قدرت رویت‌پذیر نیستند. در نتیجه پشتیبانی و تضمین امنیت آن‌ها از سوی شبکه قدرت عملی نمی‌باشد. به عنوان یک راه حل، پروژه FENIX که نیکونوویز و همکاران در سال ۲۰۱۲ مطرح کردند، DERs را به عنوان یک نیروگاه مجازی VPP در نظر گرفت تا رویت‌پذیری و کنترل‌پذیری آن را از جانب شبکه قدرت تضمین کند. در هر یک از این موارد این منابع می‌توانند همانند یک ژنراتور معمولی متصل به شبکه رفتار نمایند.

منابع انرژی تجدیدپذیر منابعی پرریسک هستند زیرا که آن‌ها هیچ نقشی در ذخیره گردان شبکه ندارند (فرارو ۲۰۱۷) و اینرسی‌شان با اینرسی شبکه تجمیع نمی‌شود که این امر باعث می‌گردد که پایداری فرکانسی شبکه قدرت با نرخ بالای به مدار آمدن تولیدات تجدیدپذیر به خطر بیافتد (تیلنس ۲۰۱۶).

نکته مهم دیگر، خروجی متغیر با رفتار بار و زمان واحد تجدیدپذیر در شبکه در زمان‌های مختلف و با دقت پیشبینی متفاوت است که می‌تواند به بروز مششکلات جدی در کنترل پاسخ بار-فرکانس شود (ولگر ۲۰۱۵). با در نظر گرفتن این موارد کنترل فرکانسی سیستم حاضر، در حضور انرژی‌های تجدیدپذیر پیچیدگی‌های معینی داشته و برای رسیدن به پایداری فرکانسی شبکه لازم است که چند معیار درنظر گرفته شود. به عنوان مثال در استربک و شکور در سال ۲۰۰۷تخمین زده شده است که برای ۱۰ GW انرژی بادی نصب‌شده در شبکه انگلستان به یک مقدار ۱۲۶ تا ۱۹۲ MW انرژی اضافی برای درست عمل‌کردن (کنترل بار-فرکانس) حلقه‌های کنترل LFC نیاز است. بعلاوه برای شبکه‌های آلمانی و دانمارکی به ازای هر ۱۰۰۰ MW تولید بادی ۶٫۶ MW انرژی بر دقیقه نیاز است تا کیفیت فرکانس را در حدود مقادیر نامی نگاه دارد.

۱-۲- مرور مقالات

در سال‌های اخیر مطالعات تحلیلی بسیاری بر روی مشکل کنترل بار-فرکانس در شبکه‌های با مقدار بالای نفوذ تولید خورشیدی و بادی و با اینرسی چرخشی پایین صورت گرفته استآلام و همکاران، ۲۰۲۱ و آروا و همکاران، ۲۰۲۱). فِرارو و همکاران،۲۰۱۷، پایداری فرکانسی شبکه‌های انتقال متشکل از تعداد زیادی ریزشبکه را بررسی کردند و نشان دادند که رفتار فرکانسی شبکه تحت تأثیر تعداد و سطح تولید ریزشبکه و همچنین ابعاد واحدهای ذخیره انرژی است.

گلپیرا و سیفی، ۲۰۱۶، بر اساس استانداردهای پایداری فرکانس مطرح شده در UCTE و NERC ، معادله نوسان سیستم برای یک شبکه برق سنتی در برابر یک شبکه برق متشکل از تعداد زیادی ریزشبکه، از دیدگاه ریاضی بسط داده شد. رفتار دینامیکی سیستم مورد بررسی قرار گرفت و با استفاده از محدودیت‌های حداقل فرکانس لحظه‌ای ۱۵-ثانیه و فرکانس حالت ماندگار، شاخص کل اینرسی سیستم به عنوان مبنایی برای ارزیابی پایداری فرکانس تعیین شد. میزان مجاز نفوذ ریزشبکه در شبکه مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت.

در عبید و همکاران،۲۰۱۹، منابع تجدیدپذیر در مقیاس بالا با پاسخ اینرسی و پاسخ سمت تقاضا و ذخیره انرژی پایین برای مطالعه پایداری فرکانس مدل‌سازی شد. نتایج این مطالعه نشان داد که با در نظر گرفتن تأثیر پاسخگویی بار، استفاده از مجموعه‌ای از باتری‌ها به عنوان منبع ذخیره انرژی نقش بسزایی در پایداری فرکانسی سیستم ایفا می‌کند.

ثبات فرکانسی یک شبکه برق به هم پیوسته با سطح بالایی از نفوذ تولید بادی مستلزم مشارکت مزارع بادی در LFC است. شبیه‌سازی‌های انجام شده در عزیز و استوسکی، ۲۰۱۸ نشان می‌دهد که حداقل سطح

مشارکت برای حفظ پایداری فرکانس یک شبکه نمونه ۶۰ درصد می‌باشد. همچنین برای حفظ پایداری فرکانس و جبران کاهش اینرسی و مقدار ذخیره چرخشی در سیستمی با سطح نفوذ بالای منابع تجدیدپذیر، از پاسخ تقاضا در کنترل تولید خودکار (AGC) استفاده شده است (حاجی اکبری و همکاران، ۲۰۱۸).

برخی از مقالات تأثیر پاسخگویی سمت بار و ظرفیت ذخیره انرژی در کنار منابع انرژی تجدیدپذیر را بر پایداری فرکانس بررسی کرده‌اند (الم و همکاران، ۲۰۲۱)

در الم و همکاران، ۲۰۲۱، یک کنترل کننده مرتبه-کسری (FOC) مبتنی بر ذخیره انرژی مغناطیسی ابررسانا (SMES) عملاً اینرسی را برای تثبیت فرکانس سیستم در هنگام عدم تطابق بار و تولید افزایش می‌دهد. نظر به اینکه انتظار می‌رود تا سال ۲۰۳۰ حدود ۴۴ میلیون خودروی الکتریکی فروخته شود، اخیراً تحقیقاتی در خصوص اعمال مدیریت هوشمند در استفاده از ظرفیت باتری‌های خودروهای الکتریکی در حلقه کنترل فرکانس انجام شده است (خان، سان و ژانگ، ۲۰۲۰). در این مطالعات با استفاده از مدل پاسخ فرکانسی سیستم، مدل باتری این خودروها در مدل کلی سیستم ادغام شده و با استفاده از ظرفیت باتری‌ها و طراحی کنترلر، خودروهای برقی (EVs) در حلقه LFC گنجانده شده‌اند. حتی از ظرفیت بار خانه نیز می‌توان برای حفظ قابلیت بهره‌بردای از سیستم و حفظ پایداری فرکانس استفاده کرد. دستیابی به کنترل فرکانس مؤثر مستلزم هماهنگی بیشتر بین مجموعه بارهای پاسخگو و سطح رزروشده تخصیص یافته به واحدهای تولید است (قاضی، ۲۰۱۶). افزودن بارهای قابل کنترل و سیستم‌های ذخیره انرژی (ESSs) به حلقه AGC پاسخ فرکانس سیستم را بهبود می‌بخشد (وو و همکاران، ۲۰۱۸). استفاده مناسب از ظرفیت BESS در LFC مستلزم طراحی سیستم‌های کنترل مناسب است (پولندران، ۲۰۱۸). ادغام ESS با ذخیره انرژی مجازی (VESS) پایداری فرکانسی را بهبود بخشیده و هزینه‌های اولیه و هزینه‌های مربوط به نگهداری باتری‌ها را کاهش می‌دهد (چنگ ۲۰۱۶). در نامارو و میلانو، ۲۰۱۷، یک مدل جدید برای DR پویا در حلقه کنترل فرکانس بار ارائه شده و اثرات آن بر روی حلقه کنترل بار-فرکانس بررسی شده است.

۱-۳- آورده‌ها و سازماندهی مقاله

آورده‌های اصلی در نگارش این مطالعه را می‌توان به دو بخش زیر تقسیم کرد:

- ارائه یک مدل SFR برای سیستم‌های قدرت آتی مبتنی بر VPP.
- تجزیه و تحلیل پاسخ فرکانسی سیستم‌های قدرت مدرن مبتنی برVPP .

با توجه به کاهش سطح اینرسی و ذخیره چرخشی شبکه، نیاز است پاسخ فرکانسی شبکه به صورت دقیق‌تری بررسی شود.

در این مقاله با مدلسازی VPPها، مدل مناسبی برای پاسخ فرکانسی شبکه‌های قدرت مدرن مبتنی بر VPP ارائه شده و سپس بر مبنای شاخص‌های فرکانسی، پاسخ فرکانسی این سیستم‌ها در سناریوهای عملیاتی مختلف مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرد. باقی مقاله به این شرح تقسیم بندی شده است. بخش ۲ به تحلیل، توضیح و ارائه مدلسازی سیستم بر اساس سیستم قدرت جدید پرداخته و شاخص‌های پاسخ فرکانسی را معرفی می‌کند. در بخش ۳، یک سیستم سه ناحیه‌ای مورد مطالعه قرار گرفته و با تولید سناریوهای مختلف، سیستم قدرت جدید از نظر فرکانس ارزیابی شده و نتایج به دست آمده از شبیه‌سازی مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرند. بخش ۴ نکات پایانی را ارائه می‌دهد.

۲- توضیحات مدل

در این تحقیق از مدل پاسخ فرکانسی سیستم برای مدلسازی شبکه استفاده شده است (اندرسون، ۱۹۹۰). رابطه کلی بین پاسخ فرکانسی و حلقه‌های کنترل فرکانس اولیه و ثانویه به شرح زیر است (پولندران،۲۰۱۷):

$$\Delta f(s) = \frac{1}{(2H_{sys}+D)} \times \ldots \ldots \left[\sum_{k=1}^{n} \Delta P_{m_k}(s) - \Delta P_{tie}(s) - \Delta P_L(s)\right] \qquad (۱)$$

که در آن H نشان‌دهنده اینرسی چرخشی کل سیستم است و D به صورت درصد تغییر بار تقسیم بر درصد تغییر فرکانس در هر ناحیه بیان می‌شود. از سوی دیگر ΔP_{tie} ، توان تبادلی بین مناطق است که به صورت زیر بدست می‌آید:

$$\Delta P_{tie}(s) = \frac{2\pi}{s}\left[\sum_{i,j=1,j\neq i}^{M} T_{ij}(\Delta f_i - \Delta f_j)\right] \qquad (۲)$$

که T_{ij}، Δf_j و Δf_i به ترتیب ضریب تشدید خط ارتباطی بین مناطق i و j و تغییرات فرکانس در مناطق i و j می‌باشند.

و همچنین $\Delta P_m(s)$ و $\Delta P_L(s)$ برای مدلسازی بار و تغییرات واکنش در برابر تغییرات بار در واحد تولیدی به کار رفته که در حلقه‌های کنترل اولیه و ثانویه برای حفظ تعادل بار-فرکانس اعمال می‌شود. این معادلات به صورت زیر محاسبه می‌شوند:

$$\Delta P_L(s) = \frac{\Delta P_L}{s} \qquad (۳)$$

$$\Delta P_{m_k}(s) = M_k(s)\left[\Delta P_{c_k}(s) - \Delta P_{p_k}(s)\right] \qquad (۴)$$

که در آن ΔP_L مقدار تغییرات بار است و ΔP_{m_k} توان مکانیکی حاصل از عملکرد سیستم AGC شامل حلقه‌های کنترل اولیه (ΔP_{p_k}) و ثانویه (ΔP_{c_k}) برای هر kامین ژنراتور فرضی است. در حلقه کنترل اولیه، داریم $\Delta P_{p_k}(s) = \frac{\Delta f(s)}{R_k}$ که در آن Δf و R_k به ترتیب تغییرات فرکانس سیستم (بر حسب هرتز) و افت (droop) kامین ژنراتور (بر حسب هرتز بر واحد) است. از سوی دیگر M_k، تابع تبدیل سیستم تولید است که شامل هر دو واحدهای تولیدی سنتی و VPPها می‌شود.

صرف نظر از دینامیک کند دیگ بخار و دینامیک سریع ژنراتور، تابع تبدیل kامین سیستم تولید بدون گرمایش مفروض، که در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته، به صورت زیر تخمین زده می‌شود:

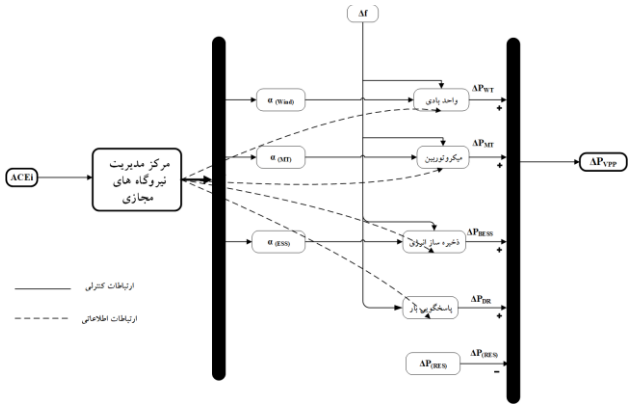
$$G_k(s) = \frac{1}{1+sT_{g_k}} \times \frac{1}{1+sT_{t_k}} \qquad (۵)$$

که در آن T_{g_k} و T_{t_k} به ترتیب ثابت زمانی گاورنر و توربین واحد تولیدی kام هستند.

از سوی دیگر، تابع تبدیل VPPها بر اساس تابع تبدیل هر یک از اجزای آن تعیین می‌شود. در این مقاله، یک VPP شامل میکروتوربین ها، توربین‌های بادی، سلول‌های خورشیدی، باتری‌ها و بارهای پاسخگو بود. در این مدل، حلقه کنترل فرکانس سیستم قدرت برای عناصر VPP پیاده‌سازی شد. محصولات RES ارائه کننده مجموعه‌ای از محصولات تجدیدپذیر بادی و خورشیدی اند که قادر به پاسخگویی به تغییرات فرکانس نیستند. بر این اساس، برای هر k امین VPP مفروض، تابع تبدیل به صورت زیر تعریف می‌شود:

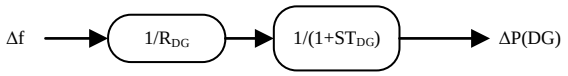
$$VPP_k(s) = \sum M_i(s) = M_{DI}(s) + M_{WT}(s) \ldots$$
$$\ldots + M_{BESS}(s) + M_{DR}(s) - M_{RES}(s) \qquad (۶)$$

شکل (۱) نمودار کنترلی پاسخ فرکانسی هر یک از VPPهای مورد استفاده در این مقاله را نشان می‌دهد.



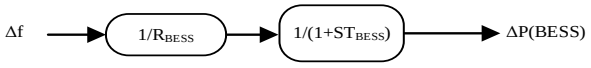
شکل (۱)- نمودار کنترلی پاسخ فرکانس داخلی هر VPP

شکل (۲) تابع تبدیل یک تولید پراکنده (DG) را نشان می‌دهد. در این مقاله، برای مدل‌سازی DG، از یک تابع مرتبه اول با ثابت زمانی تولید پراکنده در کنار افت آن استفاده شده است (بورانی، ۲۰۱۰). برای مدلسازی دقیق دینامیک توربین، می‌توان اثر ثابت زمانی سیستم سوخت‌رسانی و ثابت زمانی توربین را در نظر گرفت (بورانی،۲۰۰۹).



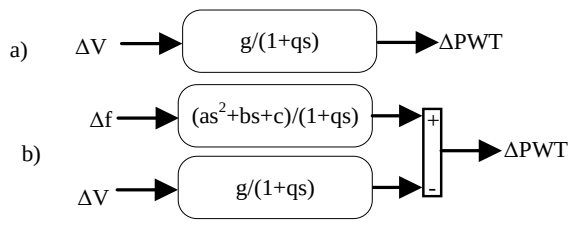
شکل (۲)- تابع تبدیل پاسخ فرکانسی DG

با توجه به شکل (۳)، مجموعه باتری به عنوان یک تابع تبدیل ساده با ثابت زمانی BESS در کنار افت آن نشان داده شده است (پرهادن، ۲۰۱۸).



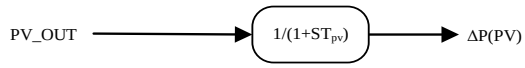
شکل (۳)- تابع تبدیل پاسخ فرکانس BESS

مطابق شکل (۴)، برای مدلسازی واحدهای بادی از دو مدل کاملا مجزا استفاده شده است. در مدل (a) فرض بر این است که واحدهای بادی در کنترل فرکانس هیچ نقشی ندارند و تنها اختلال ناشی از متغیر باد در نظر گرفته شده است، اما در مدل (b) که مدل کامل‌تری است، فرض بر این است که واحدهای بادی با استفاده از تکنیک حذف بار نیز در کنترل فرکانس نقشی ایفا کرده و به اختلالات بار پاسخ می‌دهد پرهادن، ۲۰۱۸).



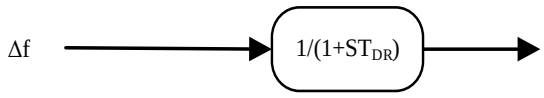
شکل (۴)- تابع تبدیل پل فرکانس واحدهای بادی سرعت متغیر، (a) بدون بازیابی فرکانس و (b) با بازیابی فرکانس

مدل شکل (۵) برای واحدهای PV استفاده می‌شود که هیچ نقشی در کنترل فرکانس ندارند و تنها اختلال ناشی از تابش متغیر تشعشع خورشیدی در نظر گرفته شده است (بورانی، ۲۰۱۰)



شکل (۵)- تابع تبدیل واحدهای خورشیدی با استفاده از پاسخ فرکانسی

در سیستم‌های قدرت مدرن، نقش بار پاسخگو به عنوان یکی از خدمات جانبی دردسترس غیرقابل انکار است که می‌تواند نقش مهمی در بازیابی فرکانس ایفا کند. شکل (۶) مدل دینامیکی برای بارهای پاسخگو استرابس و شکور، ۲۰۰۶) را نشان می‌دهد.



شکل (۶)- مدل تابع تبدیل بارهای پاسخگو

با توجه به رابطه (۵)، تغییرات توان در سیستم تولید معمولی k (ΔP_{G_k}) و kامین VPP مفروض (ΔP_{VPP_k}) را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

$$\Delta P_{G_k} = G_k(s) \times \left[\Delta P_{C_k}(s) - \Delta P_{P,G_k}(s)\right] \qquad (۷)$$

$$\Delta P_{P,G_k}(s) = \frac{\Delta f_i(s)}{R_{G_k}} \qquad (۸)$$

$$\Delta P_{VPP_k} = VPP_k(s) \times \left[\Delta P_{C_k}(s) - \Delta P_{P,VPP_k}(s)\right] \qquad (۹)$$

$$\Delta P_{P,VPP_k}(s) = \frac{\Delta f_i(s)}{R_{VPP_k}} \qquad (۱۰)$$

که در آن Δf_i، R_{G_k} و R_{VPP_k} به ترتیب انحراف فرکانس در iامین ناحیه، افت kامین واحد تولید معمولی، و افت واحد تولیدی متعلق به kامین VPP هستند. با جایگزینی معادله (۸-۱۱) در معادله (۱) می‌توان نتیجه گرفت که:

$$\Delta f_i(s) = \frac{1}{\left(2H_{sys_i} + D_i\right)} \times \ldots$$
$$\ldots \left[\sum_{k=1}^{N_1} G_k(s) \times \left[\Delta P_{C_k}(s) - \Delta P_{P,G_k}(s)\right] + \ldots\right.$$
$$\ldots \sum_{k=1}^{N_2} VPP_k(s) \times \left[\Delta P_{C_k}(s) - \Delta P_{P,VPP_k}(s)\right] \ldots$$
$$\left.\ldots - \Delta P_{tie_i}(s) - \Delta P_{L_i}(s)\right] \qquad (۱۱)$$

که در آن N1 و N2 به ترتیب تعداد واحدهای مشترک و VPP می‌باشند. با ساده سازی معادله (۱۱)، تغییرات فرکانس در iامین ناحیه به صورت زیر تعیین می‌شود:

$$\Delta f_i(s) = \frac{1}{g(s)} \times \ldots$$
$$\ldots \left\{ \begin{array}{l} \left[\sum_{k=1}^{N_1} G_k(s) + \sum_{k=1}^{N_2} VPP_k(s)\right] \\ \times \Delta P_{C_k}(s) - \Delta P_{tie_i}(s) \end{array} \right\}$$
$$- \frac{\Delta P_{L_i}}{s g(s)} \qquad (۱۲)$$

که در آن:

$$g(s) = 2H_{sys_i} + D_i + \ldots$$
$$\ldots \sum_{k=1}^{N_1} \frac{G_k(s)}{R_{G_k}} + \sum_{k=1}^{N_2} \frac{VPP_k(s)}{R_{VPP_k}} \qquad (۱۳)$$

بر اساس قضیه ارزش نهایی، خطای تغییرات فرکانس در حالت ماندگار از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$\Delta f_{ss} = \lim_{S \to 0} s.\Delta f(s) = \frac{1}{g(0)} \ldots$$
$$\ldots \left[\Delta P_C - \Delta P_{tie}\right] - \frac{1}{g(0)} \Delta P_{L_i} \qquad (۱۴)$$

که در آن:

$$g(0) = D_i + \sum_{k=1}^{n1} \frac{1}{R_{G_k}} + \sum_{k=1}^{n2} \frac{1}{R_{VPP_k}}$$
$$\Delta P_C = \lim_{s \to 0} s \times \left[\sum_{k=1}^{N_1} G_k(s) + \sum_{k=1}^{N_2} VPP_k(s)\right] \times \Delta P_{C_k}(s)$$

$$\Delta P_{tie} = \lim_{s\to 0} s \times \Delta P_{tie}(s)$$

با این فرض که:

$$\frac{1}{R_{sys}} = \sum_{k=1}^{n1} \frac{1}{R_{G_k}} + \sum_{k=1}^{n2} \frac{1}{R_{VPP_k}} \qquad (۱۵)$$

خطای حالت ماندگار تغییرات فرکانس می‌تواند به صورت زیر بیان شود:

$$\Delta f_{ss} = \frac{\Delta P_C - \Delta P_{tie} - \Delta P_L}{D_i + \frac{1}{R_{sys}}} \qquad (۱۶)$$

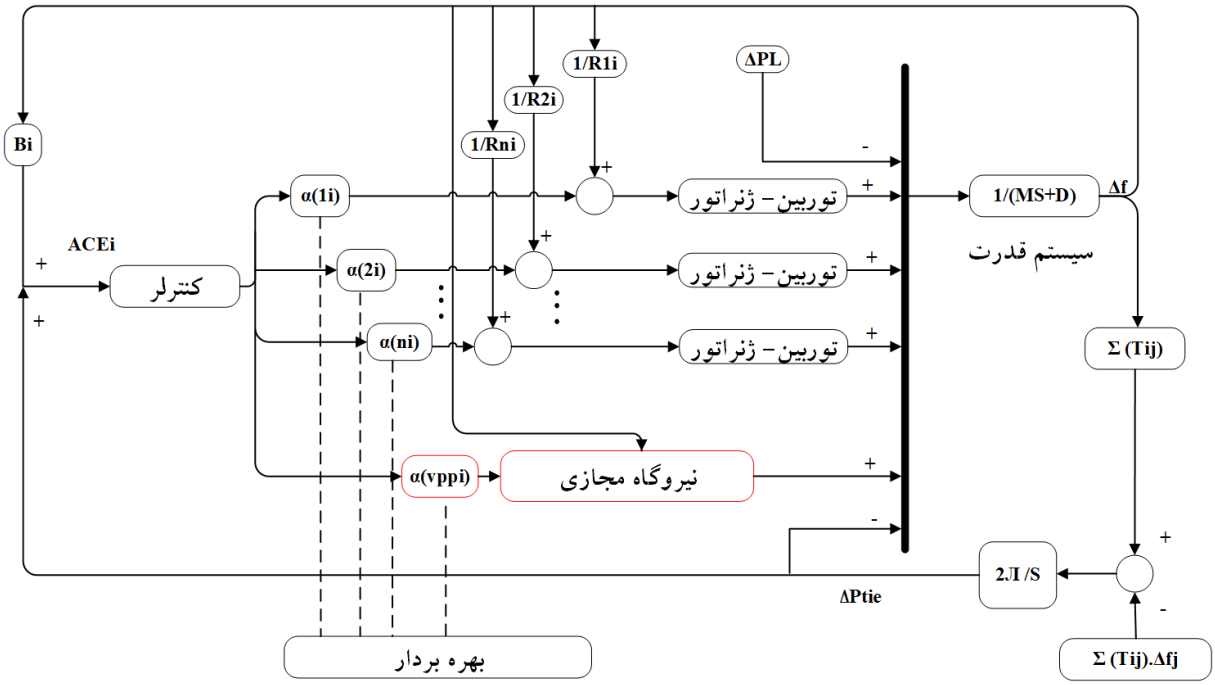
با توجه به اینکه مقدار R برای واحدهای تولیدی معمولی بین ۰/۱ تا ۰/۰۵ و برای محصولات جدید درVPP ها بسیار کمتر است، می‌توان نتیجه گرفت که $R_{sys} \le R_{min}$. بنابراین، مقدار $D_i \times R_{sys}$ بسیار ناچیز و قابل اغماض است. بنابراین خطای تغییرات فرکانس در حالت ماندگار را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

$$\Delta f_{ss} = \frac{R_{sys}(\Delta P_C - \Delta P_{tie} - \Delta P_L)}{(D_{sys}R_{sys} + 1)} \cong \ldots$$
$$\ldots R_{sys}(\Delta P_C - \Delta P_{tie} - \Delta P_L) \qquad (۱۷)$$

بر اساس معادله (۱)، معادله زمانی تغییرات فرکانس را نیز می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

$$2H_{sys}\frac{d\Delta f(t)}{dt} + D.\Delta f(t) =$$
$$\sum_{k=1}^{n} \Delta P_{m_k}(s) - \Delta P_{tie_i}(s) - \Delta P_L(s) \qquad (۱۸)$$

با توجه به معادلات فوق، مدل پاسخ فرکانسی یک سیستم قدرت مبتنی بر VPP در حضور حلقه‌های کنترل اولیه (بخش droops) و حلقه‌های کنترل ثانویه (بخشAGC) در شکل (۷) ارائه شده است.



شکل (۷) - نمودار پاسخ فرکانسی پیشنهادی برای یک سیستم قدرت جدید مبتنی بر VPP

مدل ارائه شده در شکل (۷) به عنوان مدل پایه برای شبیه‌سازی سیستم قدرت جدید در بخش بعدی استفاده می‌شود.

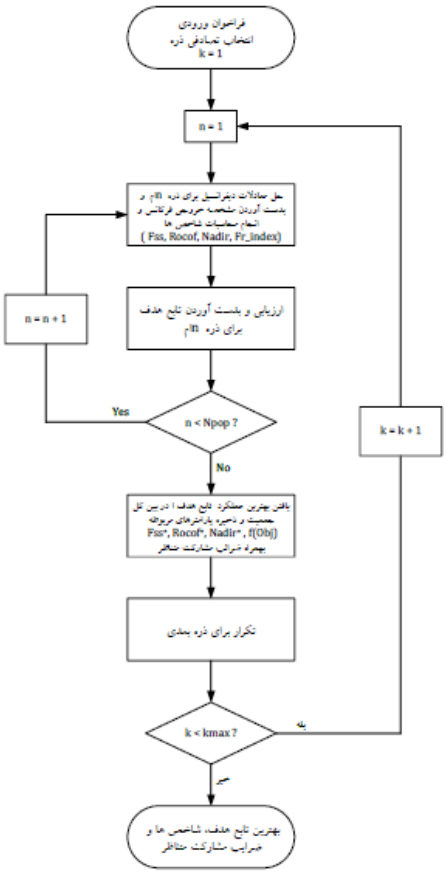
معادلات فوق‌الذکر بر اساس مدل پاسخ فرکانسی و براساس شاخص‌های فرکانس حالت ماندگار (f_{ss}) ، پاسخ نیمه فرکانس نقطه پس از اختلال (Nadir) و تغییرات فرکانس به زمان (ROCOF) نمونه‌برداری شده است.

برای اینکه بتوانیم با تغییر مشخصات شبکه، تحلیل حساسیت را برای هر سناریو انجام دهیم، یک شاخص پاسخ فرکانسی به نام Fr_Index به صورت زیر تعریف شده است:

$$Fr_Index = 100 * \frac{\frac{|f_{ss}-50|}{50}+\frac{|ROCOF|}{50}+\frac{|Nadir-50|}{50}}{3} \ldots = \frac{|f_{ss}-50|+|ROCOF|+|Nadir-50|}{1.5} \quad (۱۹)$$

هر چه این شاخص به صفر نزدیکتر باشد، پاسخ فرکانسی سیستم بهتر است.

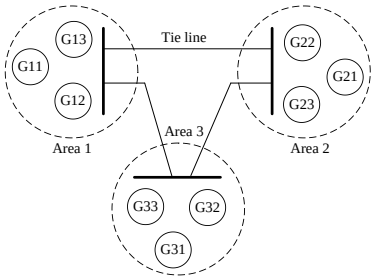
فرآیند گام به گام روش پیشنهادی در شکل (۸) نشان داده شده است.



شکل (۸) - فلوچارت پیشنهادی شبکه مورد مطالعه

۳- مطالعه موردی و نتایج شبیه‌سازی

شبکه مورد مطالعه بر اساس مرجع [24] است و ساختار کلی آن در شکل (۹) نشان داده شده است. این شبکه دارای ۹ ژنراتور سنتی بدون بازگرمایش در سه منطقه است. فرض بر این است که در هر منطقه، همه ژنراتورها درگیر کنترل فرکانس هستند که ضرایب مشارکت آنها در ضمیمه A ذکر شده است. این شبکه به عنوان سیستم پایه مورد مطالعه است و سناریوهای دیگر گام به گام با جایگزینی ژنراتورهای سنتی با VPPها شکل می‌گیرند. نویسندگان بر این باورند که انتقال از سیستم قدرت سنتی به سیستم قدرت مدرن مبتنی بر VPP به صورت گام به گام صورت خواهد گرفت، بنابراین در این مورد، سناریوهای ممکن تبدیل یک مرحله از یک سیستم سنتی به یک سیستم مدرن بررسی شده است. اطلاعات VPPS در پیوست B آورده شده است.



شکل (۹)- شبکه مورد مطالعه شامل ۳ ناحیه و ۹ ماشین

مطابق جدول (۱)، در این تحقیق از سه مدل کلی برای VPP با کدهای «SA»، «SB» و «SC» استفاده شده است. در مدل‌های SA هیچVPP ای باتری ندارد یا اگر هم مجهز به باتری باشد باتری‌ها نقشی در بازیابی فرکانس ندارند. از طرفی واحدهای بادی و خورشیدی نیز نقشی در کنترل فرکانس ندارند. در مدل‌های SB ، هر VPP مجهز به باتری‌هایی است که در بازیابی فرکانس نقش دارند، اما نیروگاه‌های بادی همچنان نقشی در کنترل فرکانس ندارند. در نهایت، در مدل‌های SC ، علاوه بر VPP مجهز به باتری‌های مشارکت‌کننده در کنترل فرکانس، واحدهای بادی VSWT نیز با استفاده از تکنیک حذف بار در کنترل فرکانس دخالت دارند.

بر این اساس، سناریوهای در نظر گرفته شده در این پژوهش به شرح ذیل است:

S0 : همه ژنراتورها، معمولی در نظر گرفته می‌شوند.

SAi : تعداد « i » VPP نوع اول با تعداد « i » ژنراتور معمولی جایگزین شده است. در وضعیت i=1 ، یک VPP با واحد تولیدکننده G11

جایگزین می‌شود. در وضعیت i=2 ، دو VPP نوع اول با واحدهای تولید G11و G21 جایگزین می‌شوند و به طور مشابه، برای i=9 ، تمام VPPهای نوع اول با تمام واحدهای معمولی در سه منطقه جایگزین می‌شوند.

SBi: تعداد « i » VPP نوع دوم، مشابه سناریوی قبلی، با تعداد « i » ژنراتور معمولی جایگزین شده است.

SCi: تعداد « i » VPP نوع سوم با تعداد « i » ژنراتور معمولی جایگزین شده است

جدول (۱) - مشخصات مدل‌های مختلف VPP

پاسخگویی واحدهای بادی	پاسخگویی منابع ذخیره انرژی	قابلیت پاسخگویی بار	درصد حضور واحدهای بادی و خورشیدی	درصد حضور میکروتوربینها	نوع VPP
خیر	خیر	بله	۷۰	۳۰	SA
خیر	بله	بله	۷۰	۳۰	SB
بله	بله	بله	۷۰	۳۰	SC

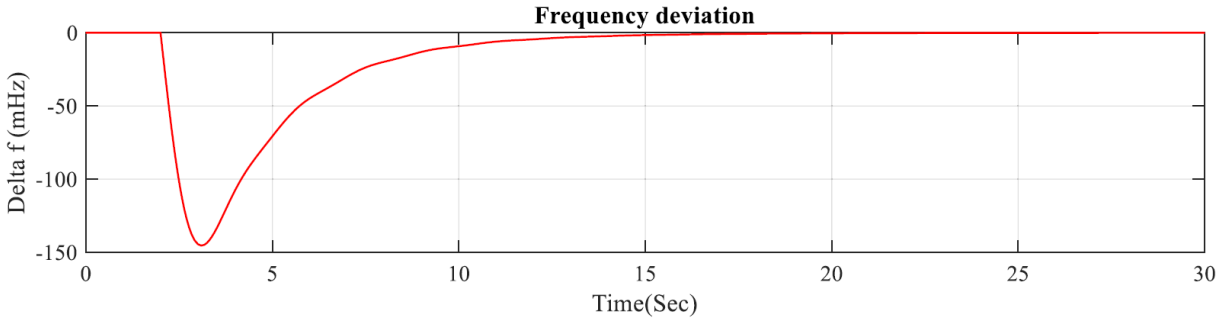
۳-۱- تحلیل پاسخ فرکانس در سناریوها

بر اساس سناریوی اولیه یا "S0" ، سیستم پایه در ابتدا بدون VPP شبیه‌سازی شد. اختلال در این سیستم به منزله از دست دادن همزمان بزرگترین واحد تولیدی معادل در هر منطقه می‌باشد که در ثانیه دوم در هر سه منطقه اعمال می‌شود. شکل (۱۰) پاسخ فرکانسی سیستم سنتی را به اغتشاش اعمال شده نشان می‌دهد. در واقع به دلیل اختلال و بسته به اینرسی جرم چرخشی سیستم، حلقه‌های کنترل اولیه و ثانویه واحدهای سنکرون اقدام به بازیابی فرکانس کرده‌اند تا هر واحد با توجه به ضرایب تعریف‌شده مشارکت در بازیابی فرکانس شرکت کند. بدیهی است که حلقه‌های کنترل فرکانس در شبکه سنتی باعث بازیابی فرکانس در محدوده مجاز می‌شود.

جدول (۲) شاخص‌های به دست آمده از نتایج شبیه‌سازی سیستم سنتی را نشان می‌دهد.

جدول (۱) - شاخص‌های شبیه‌سازی سیستم سنتی

Steady Stat Frequency (Hz)	Nadir Frequency (Hz)	ROCOF (Hz/sec)
50	49.885	-0.2469



شکل (۱۰) - پاسخ فرکانسی سیستم سنتی به اختلال

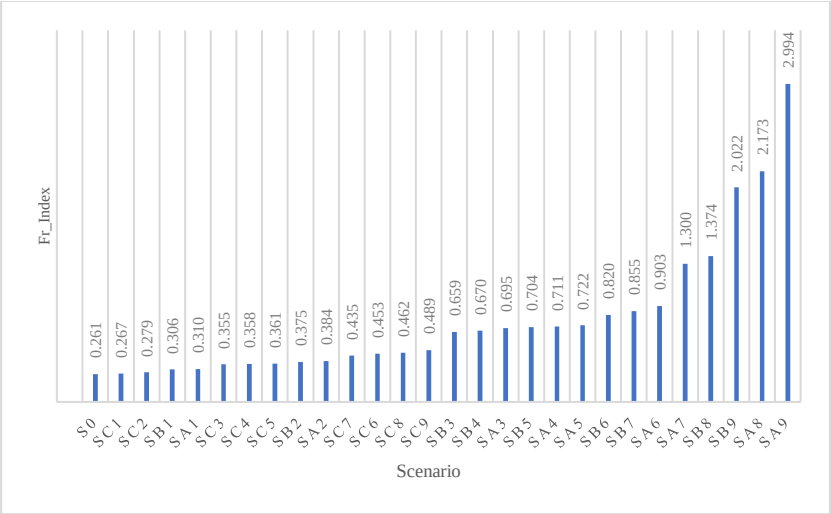
جدول (۳) نتایج پاسخ فرکانسی سیستم را برای تمامی سناریوهای تعریف شده نشان می‌دهد. در جدول (۳)، حالت پایه با کد "S0" نشان داده شده است و سناریوهای دیگر بر اساس جایگزینی گام به گام ژنراتورهای سنتی باVPP های SA ، SB و SC مطابق با سناریوهای تعریف شده نمایش داده می‌شوند.

جدول (۳ - نتایج مطالعات پاسخ فرکانسی سیستم برای تمامی سناریوهای مفروض

Scenario	FSS (Hz)	ROCOF (Hz/SEC)	Nadir (Hz)	Fr_Index	Scenario	FSS (Hz)	ROCOF (Hz/Sec)	Nadir (Hz)	Fr_Index
S0	50.00	-0.247	49.86	0.261	SB5	49.97	-0.769	49.74	0.704
SC1	50.00	-0.250	49.85	0.267	SA5	49.97	-0.770	49.72	0.722
SB1	50.00	-0.304	49.85	0.306	SC6	49.98	-0.458	49.80	0.453
SA1	50.00	-0.304	49.84	0.310	SB6	49.90	-0.821	49.69	0.820
SC2	50.00	-0.254	49.84	0.279	SA6	49.85	-0.822	49.62	0.903
SB2	50.00	-0.393	49.83	0.375	SC7	50.00	-0.459	49.81	0.435
SA2	50.00	-0.394	49.82	0.384	SB7	49.90	-0.821	49.64	0.855
SC3	50.00	-0.361	49.83	0.355	SA7	49.44	-0.822	49.43	1.300
SB3	49.98	-0.769	49.80	0.659	SC8	49.99	-0.459	49.78	0.462
SA3	49.97	-0.770	49.76	0.695	SB8	49.38	-0.821	49.38	1.374
SC4	50.00	-0.361	49.82	0.358	SA8	48.78	-0.822	48.78	2.173
SB4	49.98	-0.769	49.78	0.670	SC9	49.98	-0.460	49.75	0.489
SA4	49.97	-0.770	49.74	0.711	SB9	48.80	-0.636	48.80	2.022
SC5	50.00	-0.361	49.82	0.361	SA9	48.16	-0.819	48.16	2.994

مطالعه مقایسه‌ای مقادیر عددی مندرج در جدول (۳) نشان می‌دهد که جایگزینی واحدهای تولید معمولی باVPP ها باعث کاهش نقطه حداقل فرکانس، افزایش قدر مطلق ROCOF و در بیشتر موارد باعث کاهش فرکانس حالت ماندگار می‌شود. در بعضی از موارد، فرکانس حالت ماندگار، مانند حالت پایه، به فرکانس نامی می‌رسد. بررسی سناریوهای مختلف نشان می‌دهد که باتری‌های آماده به کار و پاسخ فرکانسی واحدهای بادی تأثیر بسزایی در بهبود پاسخ فرکانسی شبکه برق دارد.

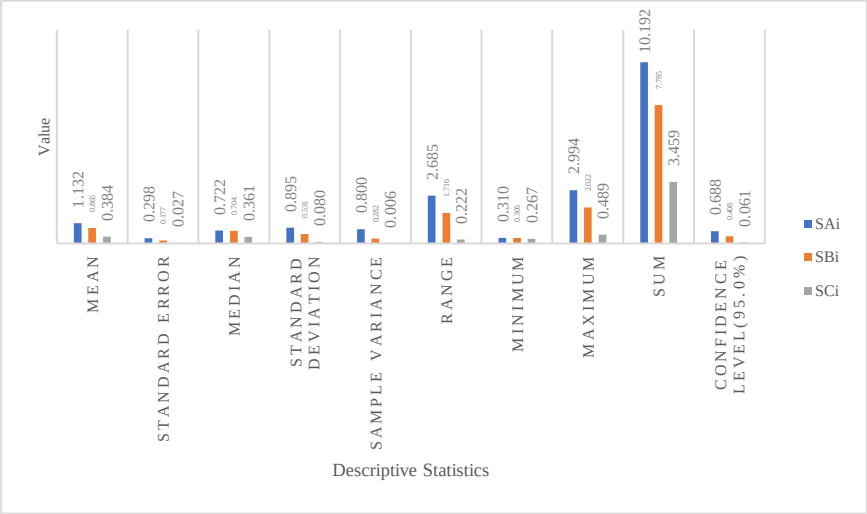
نمودار میله‌ای شکل (۱۱) شاخص پاسخ فرکانسی سناریوها را نشان می‌دهد که از کوچکترین مقدار (حالت بهینه) تا بزرگترین مقدار مرتب شده است.



شکل (۱۱)- نمودار میله‌ای شاخص پاسخ فرکانسی برای سناریوها (SCi ،SBi ،SAi)

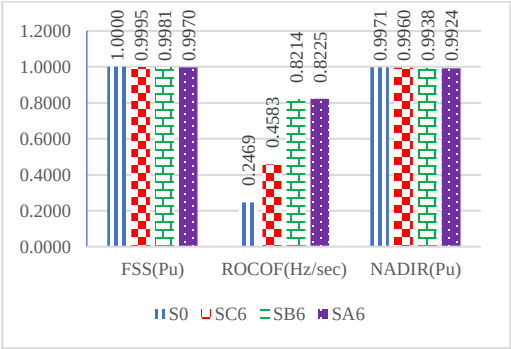
حالت پایه بهترین شاخص فرکانس را دارد که نسبت به سناریوهای دیگر اینرسی معادل بیشتری دارد و دارای ذخیره چرخشی قابل توجهی است. بعد از حالت پایه، بهترین شاخص پاسخ فرکانسی متعلق به سناریوهای SC1 و SC2 است که اینرسی قابل توجهی در سیستم دارند و واحدهای تولید VPP در این سناریوها شامل میکروتوربین‌ها، ذخیره سازهای انرژی و واحدهای تولید بادی در سرویس جانبی کنترل فرکانس مشارکت می‌نمایند. همچنین بالاترین شاخص پاسخ فرکانسی متعلق به سناریوی SA9 است. SA9 دارای کمترین سطح اینرسی در بین سناریوهای مورد مطالعه است و ESS ها وWT های VPP ها در سرویس فرعی کنترل فرکانس شرکت نمی‌کنند.

برای مقایسه تأثیر مشارکت دستگاه‌های ذخیره‌سازی انرژی و واحدهای بادی در بازیابی فرکانس شبکه، نتایج شاخص فرکانس به‌دست‌آمده از شبیه‌سازی سناریوهای SAi، SBi و SCi مورد تجزیه و تحلیل آماری قرار گرفت که در شکل (۱۲) نشان داده شده است. برای به دست آوردن نمودار، مقادیر عددی شاخص پاسخ فرکانسی (Fr_Index) برای ۹ سناریوی SAi، ۹ سناریوی SBi و ۹ سناریوی SCi در نظر گرفته شده و شاخص‌های آماری انتخاب شده با توجه به این سناریوها محاسبه می‌شوند. شاخص‌های آماری در نظر گرفته شده برای داده‌ها، همان شاخص پاسخ فرکانسی در سناریوهای SAi، SBi و SCi به شرح ذیل است.



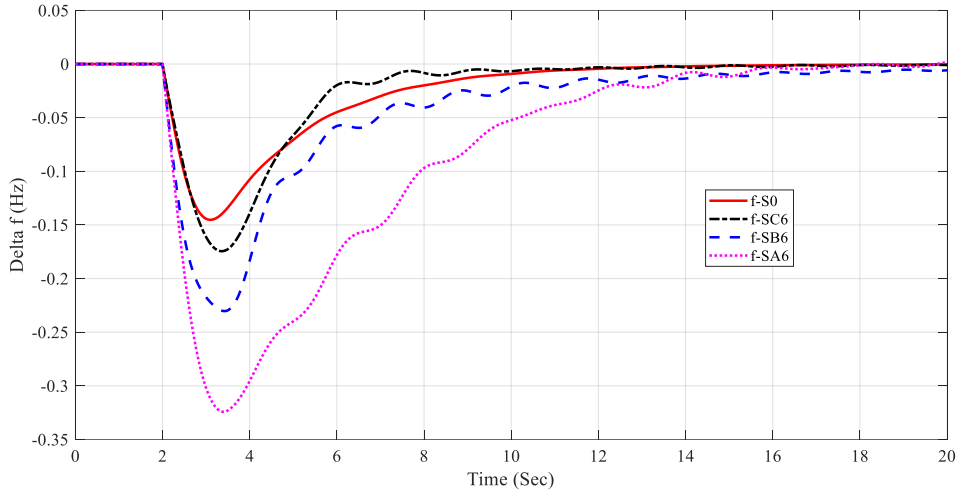
شکل (۱۲)- تجزیه و تحلیل آماری شاخص‌های پاسخ فرکانسی برای سناریوهای SAi، SBi و Sci

نمودار مقایسه‌ای در شکل ۱۱ نشان می‌دهد که مشارکت واحدهای بادی و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی در کنترل فرکانس به طور قابل توجهی شاخص پاسخ فرکانسی را بهبود می‌بخشد. شاخص پاسخ فرکانسی مبتنی بر شاخص‌های آماری ترسیم شده در سناریوی SC نسبت به سناریوی SB و همچنین سناریوی SB نسبت به سناریوی SA در مورد تمام شاخص‌ها در وضعیت مطلوب‌تری قرار دارد. شکل (۱۳) سناریوهای S0 ، SA6، SB6 و SC6 را مقایسه می‌کند.



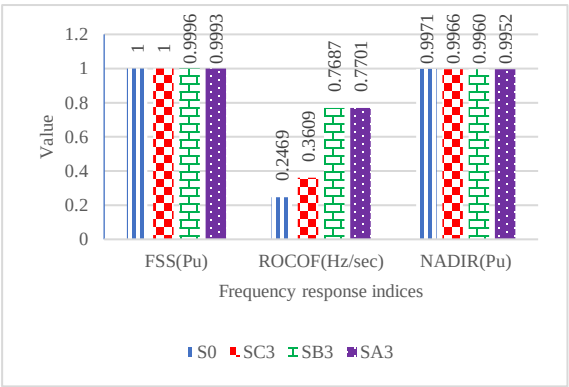
شکل (۱۳)- نمودار مقایسه‌ای شاخص‌ها از پاسخ فرکانسی برای سناریوهای S0، SA6، SB6 و SC6.

با توجه به شاخص‌های حداقل سطح فرکانس، قدر مطلق ROCOF و فرکانس حالت ماندگار، مناسب‌ترین پاسخ فرکانسی به ترتیب متعلق به سیستم سنتی یا S0، سیستم مجهز به پاسخ واحدهای بادی و باتری، یا SC6، سیستم مجهز به سیستم باتری یا SB6 و در نهایت سیستم مدرن بدون سیستم باتری و پاسخگوی واحدهای بادی یا SA6 می‌باشد به گونه‌ای که فرآیند بازیابی در تمامی شاخص‌ها غالب باشد. شکل (۱۴) پاسخ‌های فرکانسی سناریوهای S0، SA6، SB6 و SC6 را در یک نمودار نشان می‌دهد.



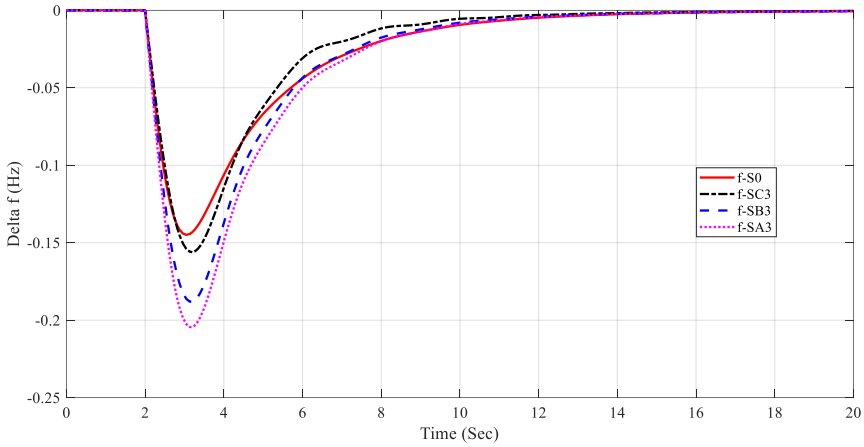
شکل (۱۴)- پاسخ‌های فرکانسی سیستم‌های S0، SA6، SB6 و SC6

با توجه به کاهش شدید اینرسی و عدم ذخیره پاسخ فرکانسی در SA6 و SB6 ، افت فرکانس قابل توجهی رخ می‌دهد و کمینه شاخص فرکانس از محدوده مجاز خارج شده و باعث عملکرد رله‌های زیر فرکانس می‌شود. لازم به ذکر است که در سناریوی SB6 مقدار باتری در نظر گرفته شده برای بازیابی فرکانس به دلیل شدت مشکل قادر به نگه داشتن فرکانس در محدوده مجاز نیست. در سناریوی SC6 به دلیل وجود ESS و مشارکت واحدهای بادی در کنترل فرکانس، شاخص‌های پاسخ فرکانسی در محدوده مجاز قرار دارند. مشابه همین تحلیل در مورد تمام سناریوهای فوق صدق می‌کند.



شکل (۱۵)- نمودار مقایسه‌ای شاخص‌ها از پاسخ فرکانسی برای سناریوهای S0، SA3، SB3 و SC3

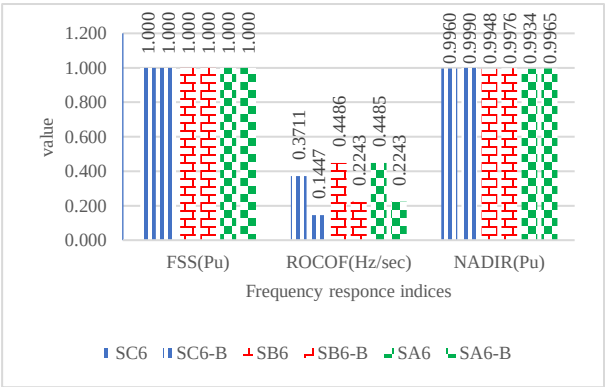
شکل (۱۵) نمودار میله‌ای است که شاخص‌های پاسخ فرکانسی انتخابی برای سناریوهای S0، SA3، SB3 و SC3 را مقایسه می‌کند. شکل (۱۶) پاسخ‌های فرکانسی سناریوهای S0، SA3، SB3 و SC3 را در یک نمودار نشان می‌دهد.



شکل (۱۶)- پاسخ‌های فرکانسی سیستم‌های S0، SA3، SB3 و SC3

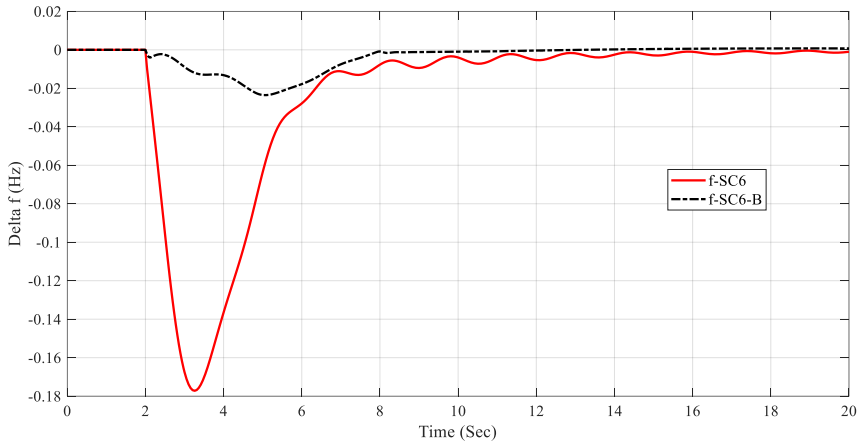
۳-۲- تأثیر بزرگی اغتشاش بر پاسخ فرکانسی

پارامتری که برای خروجی پاسخ فرکانسی مهم است، میزان بزرگی اختلال ایجاد شده در سیستم قدرت است. در این مطالعات، ما قویاً فرض کرده‌ایم که میزان اختلال در سیستم برابر است با از دست دادن همزمان بزرگترین واحد تولیدی در هر ناحیه از سیستم سنتی. لازم به یادآوری است که در سیستم‌های مدرن مبتنی بر VPP ، تولید شامل مجموعه‌ای از واحدهای تولیدی در ریزشبکه، به عنوان نمونه، واحدهای بادی و خورشیدی می‌باشد. ابعاد مجموعه واحدهای بادی و خورشیدی بسیار کمتر از نیروگاه‌های معمولی جایگزین شده است و احتمال خروج همه واحدها به طور همزمان بسیار کم است، بنابراین در سناریوی ۶ یک بار دیگر شبیه‌سازی را با ۵۰ درصد اختلال قبلی انجام و مورد بررسی قرار می‌دهیم. شکل (۱۷) نمودار مقایسه‌ای از شاخص‌های به دست آمده از پاسخ فرکانسی با اختلال ۵۰ درصدی را برای سناریوهای SA6 ، SB6 و SC6 نشان می‌دهد. لازم به توضیح است که در این مطالعه از شاخص B برای موارد با اختلال ۵۰ درصد استفاده شده است. این سناریوها نشان می‌دهد که همه شاخص‌ها به طور قابل توجهی بهبود یافته‌اند.



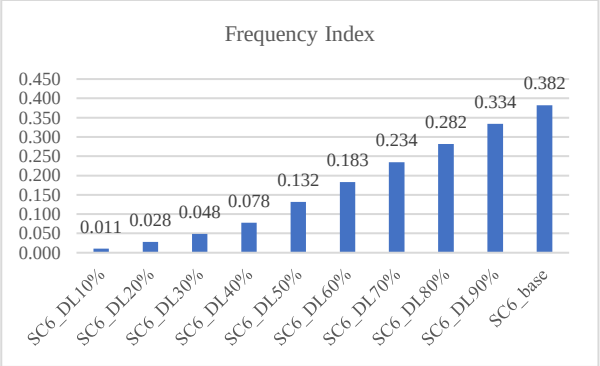
شکل (۱۷)- نمودار مقایسه‌ای از شاخص‌ها از پاسخ فرکانسی برای سناریوهای SC، SC6-B، SB6، SB6B، SC6 و SC6B

شکل (۱۸) پاسخ‌های فرکانسی SC6 و SC6-B را به ترتیب برای اختلال‌های ۱۰۰٪ و ۵۰٪ با یکدیگر مقایسه می‌کند.



شکل (۱۸)- پاسخ‌های فرکانسی سیستم‌های SC6 و SC6-B

تحلیل حساسیت سناریوی SC6 برای دامنه اختلال از ۱۰٪ تا ۱۰۰٪ حالت پایه با گام‌های ۱۰٪ صورت گرفت که نتایج آن در نمودار میله‌ای شکل (۱۹) نشان داده شده است.



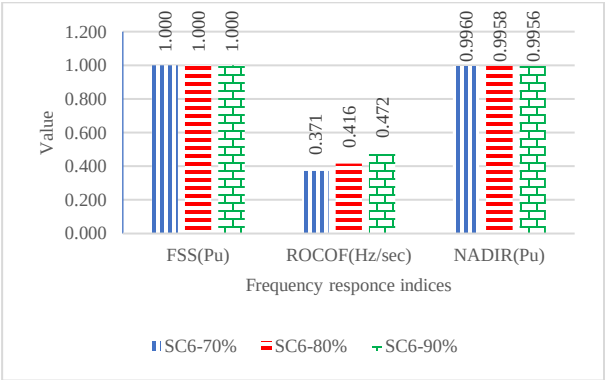
شکل (۱۹)- نمودار میله‌ای مقایسه‌ای شاخص پاسخ فرکانسی برای درصدهای مختلف خرابی سیستم برای سناریوی SC6

مشاهده می‌شود که بزرگی اغتشاش در سیستم قدرت تأثیر بسزایی بر پاسخ فرکانسی سیستم دارد، بنابراین لازم است که با توجه به توپولوژی شبکه بیشترین اغتشاش ممکن برای سیستم مورد محاسبه قرار گیرد.

۳-۳- تأثیر نفوذ منابع تجدیدپذیر بر پاسخ فرکانسی

اگر میزان مشارکت انرژی‌های تجدیدپذیر افزایش یابد، اینرسی کل سیستم کاهش می‌یابد. برای در نظر گرفتن تاثیر این موضوع، دو سناریو دیگر مبتنی بر افزایش نفوذ واحدهای تجدیدپذیر به میزان ۸۰٪ و ۹۰٪ تعریف شده است.

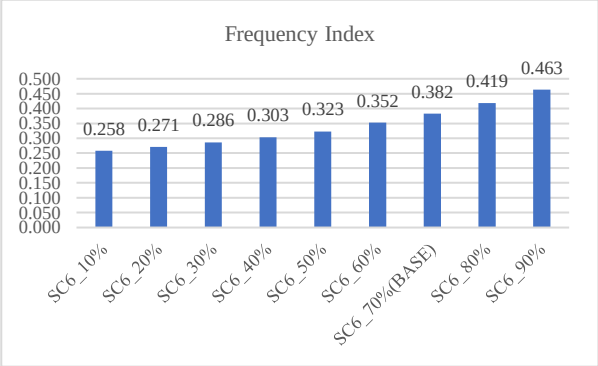
شکل (۲۰) نمودار مقایسه‌ای از شاخص‌های پاسخ فرکانسی را برای سناریوهای SC-70% ، (نفوذ منابع تجدیدپذیر به میزان ۷۰٪)، SC-80% (نفوذ منابع تجدیدپذیر به میزان ۸۰٪) و SC-C6 (نفوذ ۹۰٪ منابع تجدیدپذیر) نشان می‌دهد.



شکل (۲۰)- نمودار مقایسه‌ای شاخص‌های پاسخ فرکانسی برای سناریوهای SC6-70%، SC6-80 و SC6-90%

شکل (۱۹) بهبود شاخص‌های Nair و ROCOF را برای SC6-70% نسبت به SC6-80% و SC6-80% نسبت به SC^-90% نشان می‌دهد.

تحلیل حساسیت به سناریوی SC6 برای ضریب نفوذ منابع تجدیدپذیر از ۱۰٪ تا ۹۰٪ حالت پایه با گام‌های ۱۰٪ اعمال شد و نتایج در نمودار میله‌ای شکل (۲۱) نشان داده شده است.

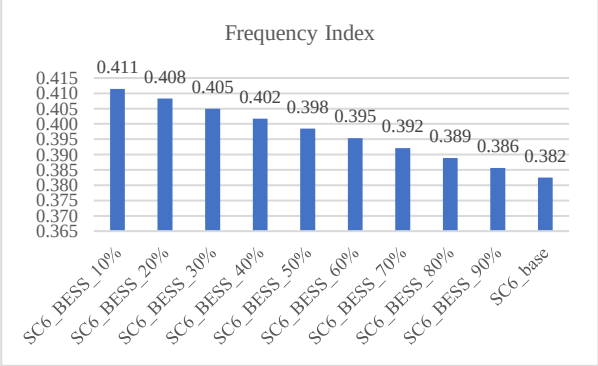


شکل (۲۱) - نمودار میله‌ای مقایسه‌ای شاخص پاسخ فرکانسی برای درصدهای مختلف نفوذ انرژی تجدیدپذیر برای سناریوی SC6

همانطور که انتظار داریم، F_{index} با کاهش نفوذ انرژی‌های جدید و افزایش اینرسی بهبود می‌یابد.

۳-۴- تحلیل حساسیت ESS شرکت‌کننده در LFC

برای بررسی اثر تعداد باتری‌های شرکت‌کننده در LFC ، مشارکت ESSها در مقایسه با حالت پایه از میزان ۱۰٪ تا ۱۰۰٪ با گام‌های ۱۰٪ بر روی سیستم اعمال شد که نتایج در نمودار میله‌ای شکل (۲۲) نشان داده شده است.

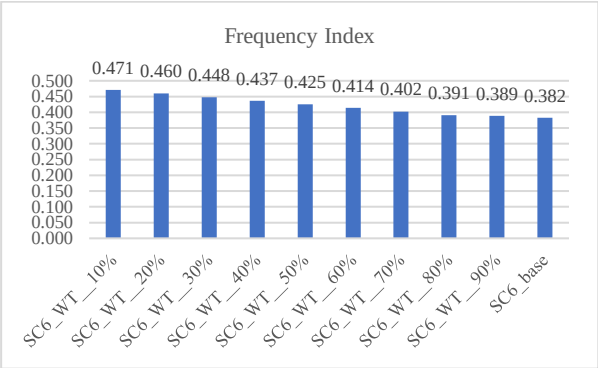


شکل (۲۲)- نمودار میله‌ای مقایسه‌ای شاخص پاسخ فرکانسی برای درصدهای مختلف حضور ESS برای سناریوی SC6

ملاحظه می‌شود که F_{index} سیستم با افزایش نفوذ ESS در LFC بهبود می‌یابد.

۳-۵- تحلیل حساسیتWT های شرکت‌کننده در LFC

برای بررسی اثر حضورWT های شرکت‌کننده درLFC ، حضورWT ها از ۱۰٪ تا ۱۰۰٪ نسبت به حالت پایه با گام‌های ۱۰٪ بر روی سیستم اعمال شد و نتایج در نمودار میله‌ای شکل (۲۳) نشان داده شده است.

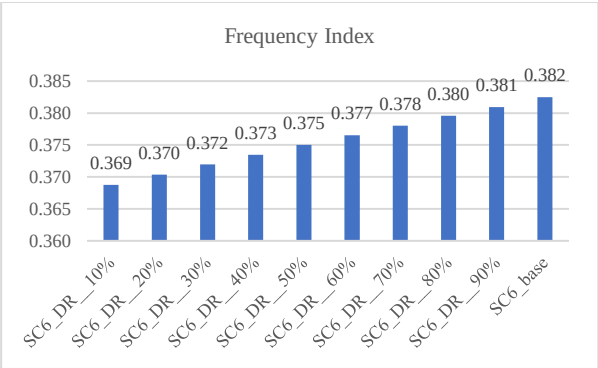


شکل (۲۳)- نمودار میله‌ای مقایسه‌ای شاخص پاسخ فرکانسی برای درصدهای مختلف حضور WTs برای سناریوی SC6

ملاحظه می‌شود که افزایش نفوذ WT در LFC باعث بهبود F_{index} سیستم می‌گردد.

۳-۶- تحلیل حساسیت پاسخ تقاضا در LFC

برای بررسی تأثیر DR بر شاخص پاسخ فرکانسی، میزان مشارکت DR از ۱۰٪ تا ۹۰٪ نسبت به حالت پایه در گام‌های ۱۰٪ بر روی سیستم اعمال شد و نتایج در نمودار میله‌ای شکل (۲۴) نشان داده شده است.



شکل (۲۴)- نمودار میله‌ای مقایسه‌ای شاخص پاسخ فرکانسی برای درصدهای مختلف DR برای سناریوی SC6

ملاحظه می‌شود که F_{index} سیستم با افزایش نفوذ DR در LFC بهبود می‌یابد.

۴- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک مدل کلی برای ارزیابی پاسخ فرکانسی سیستم‌های قدرت ارائه شده است. VPP نقش کلیدی در حلقه کنترل فرکانس ایفا کرد و بر اساس این مدل، روابط حلقه کنترل فرکانس برای سیستم قدرت مبتنی بر VPP به دست آمد. در این مطالعه از سه مدل مختلف VPP با ویژگی‌های متفاوت از نظر قابلیت پاسخ فرکانسی استفاده گردید. تجزیه و تحلیل پاسخ فرکانسی سیستم تحت سناریوهای مختلف تولید و بر اساس شاخص‌های تعریف‌شده فرکانس حالت ماندگار، Nadir و ROCOF انجام شد. بررسی نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که کمبود اینرسی سیستم‌های قدرت مدرن نسبت به سیستم‌های قدرت سنتی نقطه ضعفی تلقی می‌شود که ناشی از وجود انرژی‌های تجدیدپذیر در سیستم و درصد کاهش اینرسی دورانی سیستم است. شاخص‌های پاسخ فرکانس نامطلوب می‌شوند و به خصوص قدر مطلق ROCOF افزایش می‌یابد.

در واقع، این مطالعه تأیید می‌کند که محدودیت ROCOF باید در آینده به طور جدی مورد بازنگری قرار گیرد و با سازندگان ژنراتورهای سنکرون باید برای افزایش حد تحمل ROCOF مذاکراتی صورت گیرد. از سوی دیگر، نکته مثبت این ارزیابی این است که نرخ پاسخ در واحدهای ذخیره‌ساز انرژی و نیروگاه‌های بادی شرکت‌کننده در کنترل فرکانس (طبق سناریوهای SB و SC) نسبت به نیروگاه‌های سنتی باعث بهبود شاخص‌های پاسخ فرکانسی تعریف شده می‌شود.

از دیدگاه پاسخ فرکانسی، کنترل سیستم‌های قدرت مدرن بدون دخالت نیروگاه‌های بادی در کنترل فرکانس و حضور ذخیره‌سازهای انرژی بسیار دشوار و پیچیده است. تحقیقات آتی می‌تواند هم بر بهینه سازی سیستم کنترل AGC متمرکز بوده و هم مسایل مربوط به بازار برق را مد نظر قرار دهد.

پیوست A

شاخص مشارکت برای سیستم متعارف

α_{11}=0.3; α_{12}=0.4;α_{13}=0.3;α_{21}=0.3;α_{22}=0.4; α_{23}=0.3;
α_{31}=0.3; α_{32}=0.4; α_{33}=0.3;

پیوست B

داده‌های VPP

میکروتوربین: T_{MT}=5sec ، R_{MT}= 3%

مشخصه BESS :

T_{BESS}=0.1sec ، R_{BESS}:=0.25%

مشخصات توربین بادی: به [۲۲] مراجعه کنید.

مشخصات Photo Voltaic :

T_{PV}=1.5sec

مشخصات پاسخ تقاضا: T_{DR}=5sec

مراجع

J. Nikonowicsz, Lucasz; Milewski, 2012, "Virtual Power Plants – general review : structure, application and," J. Power .Technol., vol. 92, no. 3, pp. 135–149,

P. Ferraro, E. Crisostomi, M. Raugi, and F. Milano, 2017, "Analysis of the Impact of Microgrid Penetration on Power System Dynamics," IEEE Trans. Power Syst., vol. 32, no. 5, pp. .4101–4109, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2645662

P. Tielens and D. Van Hertem, 2016, "The relevance of inertia in power systems," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 55, no. .pp. 999–1009, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016

P. J. C. Vogler-Finck and W. G. Früh, 2015, "Evolution of primary frequency control requirements in Great Britain with increasing wind generation," Int. J. Electr. Power Energy Syst., .vol. 73, pp. 377–388, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.04.012

G. Strbac, A. Shakoor, M. Black, D. Pudjianto, and T. Bopp, 2007, "Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems," Electr. Power Syst. Res., vol. 77, no. 9, pp. 1214–1227, doi: .10.1016/j.epsr.2006.08.014

M. S. Alam et al, 2021, "High-level renewable energy integrated system frequency control with SMEs-based optimized fractional order controller," Electron., vol. 10, no. 4, pp. 1–21, doi: .10.3390/electronics10040511

K. Arora, A. Kumar, V. K. Kamboj, D. Prashar, B. Shrestha, and G. P. Joshi, 2021, "Impact of renewable energy sources into multi-area multi-source load frequency control of interrelated power system," Mathematics, vol. 9, no. 2, pp. 1–21, doi: .10.3390/math9020186

H. Golpîra, H. Seifi, A. R. Messina, and M. R. Haghifam, 2016, "Maximum Penetration Level of Micro-Grids in Large-Scale Power Systems: Frequency Stability Viewpoint," IEEE Trans. Power Syst., vol. 31, no. 6, pp. 5163–5171, doi: .10.1109/TPWRS.2016.2538083

Z. A. Obaid, L. M. Cipcigan, L. Abrahim, and M. T. Muhssin, 2019, "Frequency control of future power systems: reviewing and evaluating challenges and new control methods," J. Mod. Power Syst. Clean Energy, vol. 7, no. 1, pp. 9–25, doi: .10.1007/s40565-018-0441-1

A. Aziz, A. T. Oo, and A. Stojcevski, 2018, "Analysis of frequency sensitive wind plant penetration effect on load frequency control of hybrid power system," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 99, no. January, pp. 603–617, doi: .10.1016/j.ijepes.2018.01.045

M. Hajiakbari Fini and M. E. Hamedani Golshan, 2018, "Frequency control using loads and generators capacity in power systems with a high penetration of renewables," Electr. Power Syst. Res., vol. 166, no. September pp. 43–51, 2019, doi: .10.1016/j.epsr.2018.09.010

M. Khan, H. Sun, Y. Xiang, and D. Shi, 2020, "Electric vehicles participation in load frequency control based on mixed H2/H∞," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 125, no. June p. 106420, .2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106420

H. W. Qazi and D. Flynn, 2016, "Analysing the impact of large-scale decentralised demand side response on frequency stability," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 80, pp. 1–9, .doi: 10.1016/j.ijepes.2015.11.115

X. Wu, W. Pei, W. Deng, L. Kong, and H. Ye, 2018, "Collaborative Optimal Distribution Strategy of AGC with Participation of ESS and Controllable Load," Energy Procedia, .vol. 145, pp. 103–108, doi: 10.1016/j.egypro.2018.04.017

S. Pulendran and J. E. Tate, , 2017, "Energy storage system control for prevention of transient under-frequency load shedding," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 8, no. 2, pp. 927–936 .doi: 10.1109/TSG.2015.2476963

M. Cheng, S. S. Sami, and J. Wu, 2017, "Benefits of using virtual energy storage system for power system frequency response," Appl. Energy, vol. 194, pp. 376–385, doi: .10.1016/j.apenergy.2016.06.113

P. Mc Namara and F. Milano, 2018, "Efficient implementation of MPC-based AGC for real-world systems with low inertia," Electr. Power Syst. Res., vol. 158, pp. 315–323, doi: .10.1016/j.epsr.2018.01.017

P. M. Anderson and M. Mirheydar, 1990, "A low-order system frequency response model," IEEE Trans. Power Syst., vol. 5, .no. 3, pp. 720–729, doi: 10.1109/59.65898

H. Bevrani, A. Ghosh, and G. Ledwich, 2010, "Renewable energy sources and frequency regulation: Survey and new perspectives," IET Renew. Power Gener., vol. 4, no. 5, pp. 438– .457, doi: 10.1049/iet-rpg.2009.0049

.H. Bevrani, Robust Power System Frequency Control. 2009

C. Pradhan and C. N. Bhende, 2018, "Online load frequency control in wind integrated power systems using modified Jaya optimization," Eng. Appl. Artif. Intell., vol. 77, no. October pp. .212–228, 2019, doi: 10.1016/j.engappai.2018.10.003

C. Pradhan and C. N. Bhende,2017, "Frequency Sensitivity Analysis of Load Damping Coefficient in Wind Farm-Integrated Power System," IEEE Trans. Power Syst., vol. 32, no. 2, pp. .1016–1029, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2566918