

Fast Frequency Support by Wind Farms Using Frequency Deviation Parameter and Rotor Torque Limit of Doubly Fed Induction Generator**Seyed Abdul Rahman Ahmadnezhad, *Ph.D. Student*, Ramtin Sadeghi, *Assistant Professor*, Bahador Fani, *Associate Professor***Department of Electrical Engineering- Isfahan (Khorasgan) Branch, Islamic Azad University, Isfahan, Iran
ahmadnezhad.rahman@gmail.com, r.sadeghi@khuisf.ac.ir, b.fani@pel.iaun.ac.ir**Abstract**

Considering the penetration of renewable energy sources and wind turbines in power systems, the importance of these sources in maintaining and helping to control the frequency to increase the rare frequency level will be very meaningful and necessary. This paper proposes a design for supporting the system frequency and eliminating the second drop in frequency as well as restoring the speed of the wind rotor turbine based on the double-fed induction generator (DFIG). In this design, as soon as the disturbance detected, the power reference increased intelligently and as a function of the two parameters of the system frequency, changes and the wind turbine rotor speed based on the torque limit. Then, through these two parameters, to force the rotor speed to converge to a stable operating range, the power reference reduced until the electrical power is less than the mechanical power in a gentle slope and not a step, and finally leads to a quick recovery of the rotor speed. Another advantage of proposed scheme is that the characteristic properties of MPPT maintained throughout the frequency support, which helps to better improve the frequency of the system in case of changes in wind speed. The proposed scheme simulated based on the test system in MATLAB software. The simulation results show that the proposed scheme is able to improve the system frequency without causing a second dip and restore the rotor speed well and quickly.

Keywords: doubly fed induction generator, second frequency dip, temporary frequency support, wind turbine, frequency control**Received:** 11 June 2023**Revised:** 15 August 2023**Accepted:** 23 September 2023**Corresponding Author:** Dr. Ramtin Sadeghi**Citation:** S.A.R. Ahmadnezhad, R. Sadeghi, B. Fani., "Fast frequency support by wind farms using frequency deviation parameter and rotor torque limit of doubly fed induction generator", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 16, no. 63, pp. 109-126, December 2025 (in Persian).

<https://dorl.net/dor/20.1001>.....

مقاله پژوهشی

پشتیبانی سریع فرکانس توسط مزارع باد با استفاده از پارامتر انحراف فرکانس و حد گشتاور روتور ژنراتور القایی دوسو تغذیه

سیدعبدالرحمان احمدنژاد، دانشجوی دکتری، رامتین صادقی، استادیار، بهادر فانی، دانشیار

دانشکده مهندسی برق - دانشگاه آزاد اسلامی، واحد اصفهان (خوراسگان)، اصفهان، ایران
ahmadnezhad.rahman@gmail.com, r.sadeghi@khuisf.ac.ir, b.fani@pel.iaun.ac.ir

چکیده: با توجه به نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر و توربین‌های باد در سیستم‌های قدرت، اهمیت این منابع در حفظ و کمک به کنترل فرکانس برای افزایش سطح حداقل فرکانس (FN) در شرایط گذرای سیستم بسیار معنادار و لازم خواهد بود. این مقاله برای پشتیبانی فرکانس سیستم و حذف افت دوم فرکانس و همچنین بازیابی سرعت روتور توربین باد مبتنی بر ژنراتور القایی دوسو تغذیه (DFIG) یک طرح پیشنهاد می‌کند. در این طرح به محض تشخیص اختلال، مرجع توان به صورت خودکار و تابعی از دو پارامتر تغییرات فرکانس سیستم و سرعت روتور توربین باد مبتنی بر حد گشتاور افزایش می‌یابد و سپس با همین دو پارامتر برای وادار کردن سرعت روتور به همگرا شدن به یک محدوده عملیاتی پایدار، مرجع توان کاهش می‌یابد تا جایی که توان الکتریکی از توان مکانیکی به صورت شیب ملایم و نه پله‌ای کمتر شده و منجر به بازیابی سریع سرعت روتور می‌گردد و در تمام مدت پشتیبانی از فرکانس، خواص مشخصه ردیابی نقطه بیشینه توان (MPPT) حفظ شده تا در صورت تغییرات در سرعت باد به بهبود بهتر فرکانس سیستم کمک کند. نتایج شبیه‌سازی در نرم‌افزار متلب بر اساس سیستم آزمون نشان می‌دهد طرح پیشنهادی به خوبی توانسته است فرکانس سیستم را بدون ایجاد افت دوم در فرکانس بهبود بخشد و سرعت روتور را به خوبی و سریع بازیابی کند.

کلمات کلیدی: افت دوم فرکانس، پشتیبانی موقت فرکانس، توربین باد، ژنراتور القایی دوسو تغذیه، کنترل فرکانس

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۳/۲۱

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۵/۲۵

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۷/۱

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر رامتین صادقی

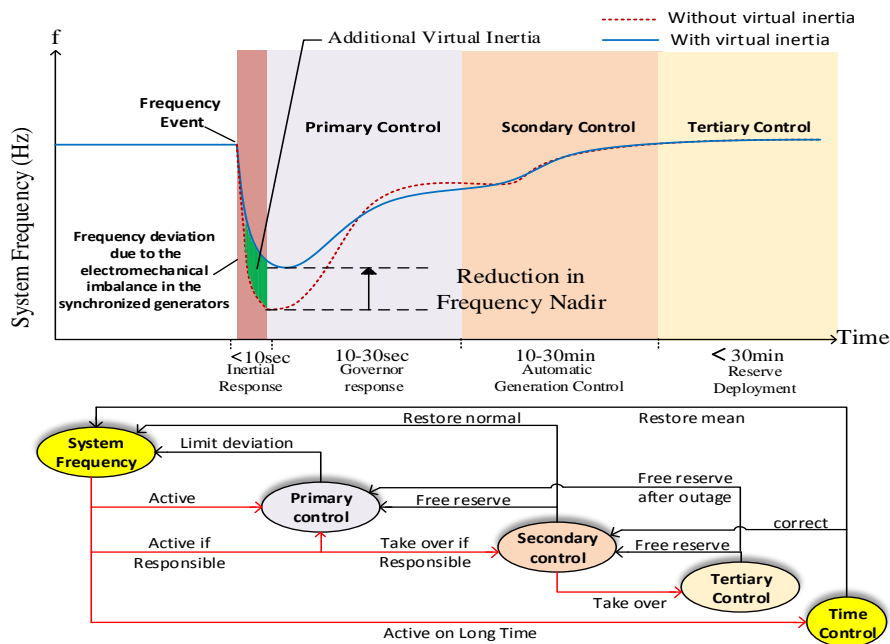
نشانی نویسنده‌ی مسئول: اصفهان - خیابان جی شرقی - ارغوانیه - بلوار دانشگاه - دانشگاه آزاد اسلامی واحد خوراسگان

۱- مقدمه

از آنجایی که حفظ فرکانس سیستم قدرت در محدوده مناسب تحت شرایط مختلف اهمیت حیاتی دارد، پایداری فرکانس با افزایش نفوذ توان باد^۱ در سیستم‌های قدرت به یک موضوع تحقیقاتی مهم تبدیل شده است [۱،۲]. در شبکه‌های برق سنتی، در هنگام اختلال در تولید توان الکتریکی یا مصرف شبکه، ژنراتورهای سنکرون موجود در سیستم ذاتاً از طریق آزاد کردن انرژی جنبشی ذخیره شده در جرم‌های دوار^۲، توان الکتریکی و اینرسی مورد نیاز سیستم را تامین کرده و به این حالت پاسخ اینرسی گویند. پاسخ اینرسی یک اثر تثبیت کننده بر فرکانس شبکه دارد و از این طریق به بازگرداندن فرکانس به مقدار مجاز کمک می‌کنند. اما با افزایش سطح نفوذ نیروی باد در سیستم‌های قدرت به دلیل استفاده از مبدل الکترونیک قدرت، سرعت چرخشی توربین از فرکانس شبکه^۳ جدا می‌شود و باعث پاسخ اینرسی کمتر و بدنبال آن اینرسی کل سیستم قدرت و سطح حداقل فرکانس^۴ (FN) کاهش می‌یابد. شکل (۱) محدوده‌های عملیاتی^۵ جهت بازیابی فرکانس و تاثیر اینرسی بر فرکانس سیستم را نشان می‌دهد. با این حال، روتور یک توربین بادی سرعت متغیر به اندازه یک ژنراتور با اتصال مستقیم به شبکه، انرژی جنبشی دارد که می‌توان آن را محاسبه و در شرایط اختلال در شبکه از آن استفاده و به افزایش حداقل فرکانس شبکه کمک کرد [۳،۴]. بنابراین مهمترین الزامات فنی از قبیل تنظیم توان اکتیو و راکتیو و رفتار مزرعه باد در طول اختلالات شبکه قابل توجه می‌گردد [۵]. با توجه به این که ژنراتورهای توربین بادی^۶ (WTG) سرعت متغیر در حالت ردیابی نقطه بیشینه توان^۷ (MPPT) به کار گرفته می‌شوند تا بتوانند حداکثر انرژی را از باد استخراج کنند. به این ترتیب هنگام اختلال در شبکه به صورت مستقل و مطابق مشخصه ردیابی نقطه بیشینه توان به کار خود ادامه می‌دهند و عملاً توان ناشی از انرژی جنبشی^۸ (KE) جرم دوار را آزاد نکرده و کمکی به بهبود فرکانس شبکه نخواهند کرد. بنابراین برای رفع این چالش و مشارکت دادن ژنراتورهای توربین باد در پشتیبانی کوتاه مدت فرکانس شبکه روش‌هایی پیشنهاد شده است [۶،۷].

در ژنراتورهای توربین بادی سرعت متغیر هنگامی که سرعت باد از مقدار نامی بیشتر باشد بدون هیچ طرح کنترلی اضافی، انرژی جنبشی توربین برای پشتیبانی موقت فرکانس استخراج می‌شود ولی زمانی که سرعت باد از مقدار نامی کمتر باشد با توجه به این که در این ناحیه توربین‌های باد در حالت کنترلی ردیابی نقطه بیشینه توان به کار گرفته می‌شوند تا حداکثر انرژی را از باد استخراج بکنند، چالش برانگیز خواهد بود. برای حالتی که سرعت باد کمتر از سرعت نامی باشد تحقیقات و استراتژی‌ها به دو دسته هستند. در گروه اول، توربین‌های باد سرعت متغیر در شرایط بدون بار کار می‌کنند تا مقداری حاشیه توان اکتیو داشته باشند و در مواقع پشتیبانی موقت فرکانس^۹ (TFS) سیستم بتوان از آن استفاده کرد [۸،۹]. اگرچه این روش‌ها باعث ذخیره توان الکتریکی و پشتیبانی مناسب فرکانس در هنگام نیاز هستند ولی در شرایط بهره‌برداری عادی، بدون بار کارکردن توربین بادی ضررهای مالی برای صاحبان مزارع بادی را به همراه خواهد داشت که مطلوب نیست. در گروه دوم، در سرعت‌های باد کمتر از مقدار نامی، توربین‌های باد از طریق حالت کنترل ردیابی نقطه بیشینه توان، بیشترین مقدار توان را از باد استخراج کرده و بار را تامین می‌کنند. بنابراین هیچ ضرری در درآمد و کارایی مزارع باد در شرایط بهره‌برداری عادی ندارند و در شرایط بروز اختلال نیز با آزاد کردن انرژی جنبشی ذخیره شده در جرم‌های دوار، شبکه را در طول یک رویداد فرکانسی برای مدت کوتاهی پشتیبانی می‌کنند. اما سطح حمایتی که می‌توان ارائه کرد کمتر از گروه اول است و با توجه به اینکه در لحظه پشتیبانی فرکانس از حالت کنترلی ردیابی حداکثر توان خارج می‌گردند چالش‌هایی را به همراه خواهد داشت. در زمان وقوع اختلال در تولید شبکه و هنگامیکه توربین باد بخواهد از فرکانس شبکه پشتیبانی موقت بکند مقدار مرجع توان از حالت کنترلی حداکثر توان خارج می‌گردد و یک توان جدید اضافی^{۱۰} که با Δp تعریف شده است و بیان کننده مقدار انرژی جنبشی قابل آزاد شدن است، به عنوان مرجع توان قرار می‌گیرد. لذا سرعت روتور متناظر با این توان جدید اضافی، کاهش خواهد یافت. پس از چند ثانیه که پشتیبانی فرکانس شبکه به پایان می‌رسد بایستی این مقدار توان اضافه شده صفر گردد و متناظر با آن سرعت روتور افزایش یابد تا به نقطه عملکرد اولیه در حالت ردیابی حداکثر توان و به قبل از وقوع اختلال بازگردد [۱۰،۱۱]. چالش‌های موجود این است که اگر مقدار مرجع توان جدید اضافی خیلی زیاد باشد، باعث افت بیش از حد سرعت روتور توربین می‌گردد و فرآیند بازیابی سرعت روتور را دچار چالش می‌کند لذا باید فرآیند بازیابی سرعت روتور در مدت زمان بیشتری

صورت گیرد چرا که اگر در مدت زمان کوتاه‌تری سرعت روتور به نقطه اولیه بازگردد منجر به افت دومی در فرکانس شبکه خواهد شد و اگر مقدار مرجع توان جدید اضافی کمتری در نظر گرفته شود منجر به پشتیبانی کمتری از فرکانس شبکه خواهد شد و قادر نخواهد بود که فرکانس را در سطح بالاتری حفظ کند [۱۲]. برای رفع چالش‌های ذکر شده و پشتیبانی موقت از فرکانس سیستم توسط توربین‌های باد، نویسندگان پیشنهاداتی را ارائه داده‌اند. در مرجع [۱۳] یک طرح کنترل اینرسی پایدار با استفاده از بهره‌های تطبیقی برای مزارع باد مبتنی بر ژنراتور القایی دوسو تغذیه^{۱۱} (DFIG) پیشنهاد می‌کند و طرح خود را با طرح‌های مزارع باد کوچک و بزرگ با بهره ثابت مقایسه می‌کند و موثر بودن طرح خود در بهبود سطح حداقل فرکانس را اثبات می‌کند اما نحوه بازیابی سرعت روتور را ذکر نمی‌کند. در مرجع [۱۴] تنظیم فرکانس در مزرعه باد با استفاده از اینرسی متغیر با زمان و کنترل‌های آفتی صورت می‌گیرد و بهره‌ها براساس زمان واکنش فرکانس مورد نظر تعیین می‌شوند. در مرجع‌های [۱۵] و [۱۶] نیز طرح‌های پیشنهادی بر اساس طراحی بهره برای حلقه‌های کنترلی اضافی نرخ تغییر فرکانس برای اطمینان از عملکرد پایدار توربین‌های باد متمرکز شده‌اند ولی در طرح‌های ذکر شده استراتژی بازیابی سرعت روتور و همچنین بهبود سطح حداقل فرکانس نزدیک به فرکانس نشست تحت سرعت‌های باد بالا و متوسط ذکر نشده است و یا بازیابی سرعت روتور در مدت زمان خیلی طولانی‌تر اتفاق می‌افتد. گروه دیگری از مقالات بر بازیابی سرعت روتور تمرکز کرده‌اند بطوریکه بازیابی سرعت روتور سریع و در بازه زمانی ۳۰ تا ۷۰ ثانیه اتفاق می‌افتد ولی چالش اصلی آنها در لحظه شروع بازیابی و جلوگیری از ایجاد افت دوم در فرکانس سیستم است. در مرجع [۱۲] برای تشخیص لحظه افت دوم فرکانس^{۱۲} (FSD) از نرخ تغییرات توان اکتیو و نرخ تغییرات سرعت روتور استفاده شده و برای جلوگیری از کاهش ناگهانی توان اکتیو پس از اتمام دوره پشتیبانی فرکانس از روش مربع استفاده شده و پارامترهای این روش از منحنی ردیابی نقطه بیشینه توان تعیین می‌شوند. در مرجع [۱۷] یک مشخصه آفتی متغیر با زمان جهت تبادل هموار توان الکتریکی بین توربین‌های باد و شبکه پیشنهاد شده و برای کاهش افت دوم فرکانس هنگام بازیابی سرعت روتور و برگشت به منحنی ردیابی نقطه بیشینه توان، توربین‌های مزرعه باد را دسته‌بندی کرده و بازیابی سرعت توربین‌ها را به صورت تک مرحله و چند مرحله‌ای طبق مشخصه آفتی بررسی کرده است و نشان داده است که بازیابی سرعت توربین‌های دسته‌بندی شده با فواصل زمانی معین باعث کاهش افت دوم در فرکانس شده است. در مرجع [۱۸] برای پشتیبانی موقت از فرکانس، یک مرجع توان ثابت جدید و از پیش تعیین شده اعمال می‌گردد و با توجه به سطح نفوذ قدرت باد^{۱۳} (WPPL) باید تنظیم گردد. در این طرح برای بازیابی سرعت روتور و برگشت به نقطه کار منحنی بیشینه توان به محض برابر شدن توان الکتریکی با توان مکانیکی از طریق اعمال یک بازه زمانی این کار صورت می‌گیرد. چالش این طرح این است که اگر بازه زمانی کوچک باشد بازیابی سرعت روتور، سریع خواهد بود ولی می‌تواند باعث افت فرکانس دوم تشدید آن گردد. و اگر بازه زمانی بزرگ انتخاب گردد افت دوم فرکانس خیلی کوچک را تضمین می‌کند اما بازیابی سرعت روتور خیلی کند و طولانی خواهد شد. در مرجع [۱۹] یک طرح مبتنی بر حد گشتاور^{۱۴} در توربین‌های باد مبتنی بر ژنراتور القایی دوسو تغذیه را پیشنهاد می‌کند که می‌تواند مقدار زیادی انرژی جنبشی را برای بهبود فرکانس آزاد کند. سپس توان به صورت خطی با کاهش سرعت روتور کاهش می‌یابد. در این طرح برای بازیابی سرعت روتور پس از اتمام دوره پشتیبانی فرکانس، مرجع توان جدید به صورت یک پله کوچک ۰/۰۳ پرینیتی سوئیچ شده و در مقدار کمتر از توان مکانیکی قرار می‌گیرد که باعث ایجاد یک افت دوم فرکانس کوچک می‌گردد و این مرجع جدید تا زمانی که به منحنی ردیابی بیشینه توان برسد حفظ می‌شود. با توجه به مقاله‌های مطرح شده و تجزیه و تحلیل بالا، این مقاله یک طرح پشتیبانی فرکانس را ارائه کرده است که مزایای هر دو گروه مقاله‌های فوق را دارد. بنابراین طرح پیشنهادی با توجه به حد بالای گشتاور روتور می‌تواند مقدار انرژی جنبشی زیادی را آزاد کرده و به فرکانس سیستم کمک بکند و در عین حال از عملکرد پایدار توربین بادی در سرعت‌های متغیر باد، سطوح مختلف نفوذ نیروی باد و بازیابی سریع سرعت روتور به نقاط عملیاتی منحنی ردیابی بیشینه توان بدون ایجاد افت دومی در فرکانس سیستم اطمینان حاصل کند. با استفاده از یک بهره تطبیقی و ضرب در حلقه کنترلی تغییرات فرکانس می‌توان سرعت‌های مختلف باد و سطوح مختلف نفوذ باد را پوشش داد. از طرفی طراحی و محاسبه مقدار انرژی جنبشی قابل آزاد شدن جهت پشتیبانی موقت فرکانس سیستم، تابعی از دو پارامتر تغییرات فرکانس سیستم و سرعت روتور توربین باد مبتنی بر بیشینه گشتاور است.

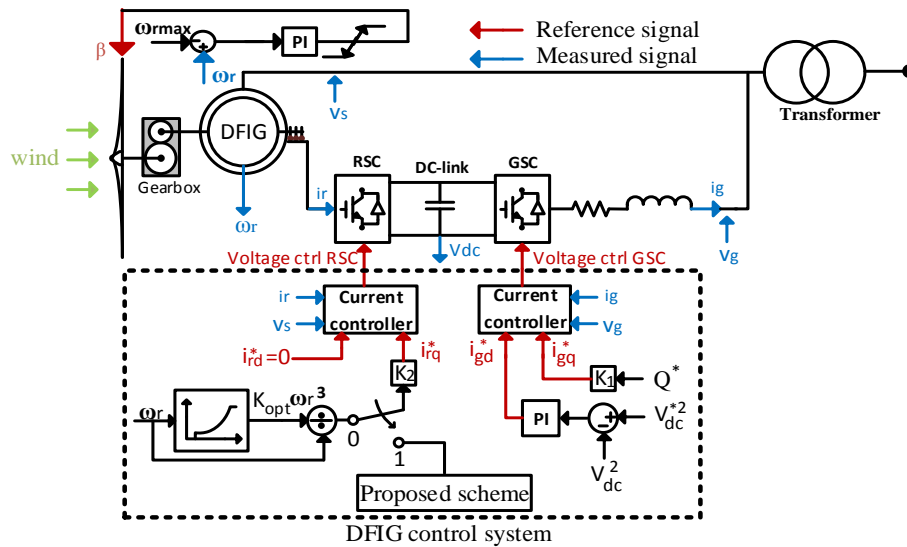


شکل (۱): فرکانس شبکه و محدوده‌های عملیاتی مختلف [۲۰،۲۱]
Figure (1): System frequency and different operating ranges [20,21]

سپس با همین دو پارامتر برای وادار کردن سرعت روتور به همگرا شدن به یک محدوده عملیاتی پایدار، مرجع توان کاهش می‌یابد تا جایی که توان الکتریکی از توان مکانیکی با یک شیب نرم و نه پله‌ای کمتر شده و منجر به بازیابی سریع سرعت روتور می‌گردد. برای پشتیبانی از فرکانس سیستم مرجع توان جدید و اضافی به خود مشخصه ردیابی بیشینه توان اضافه می‌شود. لذا در طول فرآیند پشتیبانی موقت از فرکانس سیستم، مزایای مشخصه ردیابی نقطه بیشینه توان حفظ می‌گردد و در صورت تغییر در سرعت باد به پایداری و بهبود بیشتر سیستم کمک می‌کند و نهایتاً با صفر شدن مقدار توان اضافی تنها مشخصه ردیابی نقطه بیشینه توان در مدار کنترلی باقی خواهد ماند. بنابراین اتمام پشتیبانی از فرکانس و برگشت به نقطه کار عادی توربین‌های باد، سریع و بدون ایجاد افت دوم در فرکانس خواهد بود. به‌طور کلی، همه تکنیک‌های اینرسی و کنترل فرکانس برای توربین‌های باد در بازه ۱۰ ثانیه پاسخ اینرسی^{۱۵} (IR) و بازه کنترل اولیه^{۱۶} (PC) شکل (۱) قرار می‌گیرند تا زمان کافی برای افزایش درصد گاورنر و تنظیم سوخت سایر ژنراتورهای سنکرون موجود در سیستم و به دنبال آن افزایش توان اکتیو فراهم شود. لذا بازگرداندن فرکانس به مقدار اولیه پیش از رویداد به ژنراتورهای سنکرون شبکه و حلقه‌های کنترلی ثانویه و ثالثیه بستگی دارد که مورد بحث این مقاله نیست. بخش‌های دیگر مقاله به این ترتیب است، بخش دوم مدل‌سازی توربین باد و کنترل ژنراتور القایی دو سو تغذیه است. بخش سوم به طرح پیشنهادی در پشتیبانی موقت از فرکانس سیستم توسط مزارع باد مبتنی بر ژنراتورهای القایی اختصاص دارد. در بخش چهارم به بررسی عملکرد طرح پیشنهادی می‌پردازد و نهایتاً بخش پنجم به بحث و نتیجه‌گیری درباره طرح پیشنهادی می‌پردازد.

۲- مدل‌سازی توربین باد و کنترل ژنراتور القایی دو سو تغذیه

شکل (۲) پیکربندی یک ژنراتور القایی دوسو تغذیه و کنترل‌کننده‌های آن که شامل دو کنترل‌کننده الکتریکی مبدل سمت شبکه^{۱۷} (GSC) و مبدل سمت روتور^{۱۸} (RSC) و یک کنترل‌کننده مکانیکی زاویه گام پره توربین را نشان می‌دهد. کنترل‌کننده مبدل سمت روتور جهت کنترل توان راکتیو تزریق شده به یک سیستم قدرت و تنظیم سرعت روتور ژنراتور القایی دوسو تغذیه برای جذب بیشینه توان و حفظ ولتاژ و فرکانس خروجی استاتور در مقدار ثابت است و کنترل‌کننده مبدل سمت شبکه بر کنترل ولتاژ لینک DC تمرکز دارد [۲۲]. پارامترها و متغیرهای کنترل ژنراتور القایی دوسو تغذیه به‌کار رفته در شکل (۲)، در جدول (۱) معرفی شده‌اند.



شکل (۲): پیکربندی عمومی ژنراتور القایی دوسو تغذیه
Figure (2): General configuration of DFIG

Table (1): Parameters and variables

جدول (۱): پارامترها و متغیرها

نماد	پارامتر
V_s, V_g	ولتاژ اندازه‌گیری شده سمت استاتور و روتور
i_r, i_g	جریان اندازه‌گیری شده سمت شبکه و روتور
i_{rd}^*, i_{rq}^*	جریان‌های مرجع روتور در مختصات dq
I_{gd}^*, I_{gq}^*	جریان‌های مرجع سمت شبکه در مختصات dq
β	زاویه گام پره‌های توربین
V_{dc}, V_{dc}^*	ولتاژ لینک dc اندازه‌گیری شده و ولتاژ لینک dc مرجع
Q^*	توان راکتیو مرجع

به این ترتیب همان‌طور که در مرجع‌های [۲۳] و [۲۴] مطرح شده است، P_m توان مکانیکی جذب شده توسط توربین بادی، به شرح ذیل خواهد بود:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_w^3 c_p(\lambda, \beta) \quad (1)$$

که در آن ρ نشان دهنده چگالی هوا^{۱۹}، R شعاع روتور، V_w سرعت باد، C_p ضریب توان^{۲۰}، λ نسبت راس پره به سرعت^{۲۱} و β زاویه گام پره توربین^{۲۲} است. برای محاسبه $C_p(\lambda, \beta)$ می‌توان از رابطه (۲) استفاده کرد که در آن λ_i مطابق رابطه (۳) است [۱۹، ۲۵، ۲۶]:

$$c_p(\lambda, \beta) = 0.645 \times \left(0.00912\lambda + \frac{-5 - 0.4(2.5 + \beta) + 116\lambda_i}{e^{21\lambda_i}} \right) \quad (2)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda + 0.08(2.5 + \beta)} - \frac{0.035}{1 + (2.5 + \beta)^3} \quad (3)$$

سیستم شفت توربین بادی ژنراتور القایی دوسو تغذیه به صورت یکپارچه و یا به صورت دو شفت سرعت بالا و سرعت پایین که توسط جعبه دنده به هم اتصال داده شده‌اند، است. در این مقاله برای نشان دادن دینامیک مکانیکی بین توربین و ژنراتور، از مدل شفت دو جرمی در مرجع [۲۷] استفاده شده است. دینامیک بین گشتاور مکانیکی T_m و گشتاور شفت کم سرعت T_{ls} از رابطه (۴) تعیین می‌گردد که در آن J_t ممان اینرسی توربین و ω_t سرعت روتور توربین را نشان می‌دهد:

$$J_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_m - T_{ls} \quad (4)$$

دینامیک بین گشتاور شفت سرعت بالا T_{hs} و گشتاور الکترومغناطیسی ژنراتور T_{em} به صورت زیر بیان می شود:

$$J_g \frac{d\omega_r}{dt} = T_{hs} - T_{em} \quad (5)$$

J_g ممان اینرسی ژنراتور القایی و ω_r سرعت روتور ژنراتور القایی هستند. T_{ls} را می توان از طریق زیر به دست آورد:

$$T_{ls} = K(\theta_t - \theta_{ls}) + B(\omega_t - \omega_{ls}) \quad (6)$$

که در آن K , B , θ_t , θ_{ls} و ω_{ls} به ترتیب ثابت های فنر و میرایی، جابجایی های زاویه ای روتور توربین و شفت کم سرعت و سرعت روتور شفت کم سرعت هستند. N نسبت گیربکس است و به صورت زیر به دست می آید:

$$N = \frac{T_{ls}}{T_{hs}} = \frac{\omega_r}{\omega_{ls}} \quad (7)$$

تنظیم سرعت روتور ژنراتور القایی دوسو تغذیه برای جذب بیشینه توان P_{MPPT} با رابطه (۸) نشان داده شده است [۲۴،۲۸]:

$$P_{MPPT} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \left(\frac{\omega_r R}{\lambda_{opt}} \right)^3 c_{p,max} = k_g \omega_r^3 \quad (8)$$

که در این مقاله، $C_{p,max}$ حداکثر مقدار C_p برای β برابر صفر درجه است و در مقدار $0/5$ تنظیم شده است. λ_{opt} مقدار بهینه λ است و در مقدار $9/9495$ تنظیم شده است. K_g ثابت است و برابر با $0/512$ تنظیم شده است. افزایش سریع و بیش از حد توان خروجی ممکن است منجر به تنش مکانیکی یک توربین باد شود. برای جلوگیری از این امر، حد توان و حد گشتاور به ترتیب در مقدار $1/1$ و $1/07$ پیرونیته تنظیم شده است [۱۹].

۳- طرح پیشنهادی پشتیبانی موقت فرکانس سیستم توسط مزارع باد مبتنی بر ژنراتور القایی دوسو تغذیه

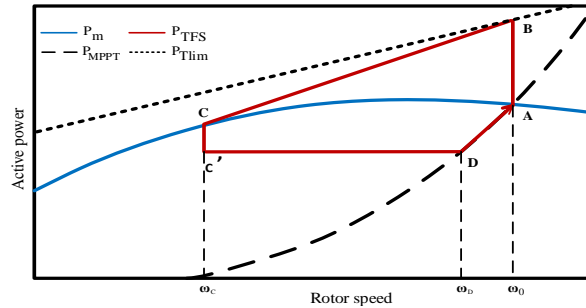
برای پشتیبانی موقت فرکانس، طرح یک که با scheme1 مشخص شده است مقدار مرجع توان جدید اضافی را در دامنه ω_r تعریف می کند. پس از تشخیص یک رویداد همان طور که در شکل (۳) نشان داده شده است. مقدار توان آزاد شده توربین از P_0 که روی منحنی ردیابی نقطه بیشینه توان و در واقع حداکثر توان استخراج شده از باد است به $P_{Tlim}(\omega_0)$ افزایش می یابد که توان ناشی از حداکثر گشتاور در ω_0 است. در این طرح با توجه به حداکثر گشتاور، بیشترین انرژی جنبشی آزاد می گردد بنابراین به طور قابل توجهی سطح حداقل فرکانس را می تواند بهبود بخشد. پس از آن مقدار توان آزاد شده توربین مطابق رابطه (۹) و با توجه به ω_r از نقطه B به نقطه C کاهش می یابد. یعنی کاهش سرعت روتور، توان الکتریکی را مجبور می کند تا در نقطه C که با توان مکانیکی P_m برابر است، همگرا شود.

$$P_{TFS} = \frac{P_{Tlim}(\omega_0) - P_{MPPT}(\omega_{min})}{\omega_0 - \omega_{min}} (\omega_r - \omega_{min}) + P_{MPPT}(\omega_{min}) \quad (9)$$

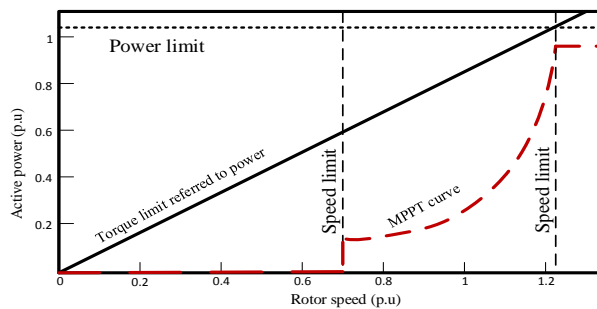
که در آن P_{TFS} مقدار توان آزاد شده توربین باد برای پشتیبانی موقت فرکانس، $P_{MPPT}(\omega_{min})$ مقدار توان قابل استحصال از منحنی ردیابی نقطه بیشینه توان در حداقل سرعت روتور است. در این طرح هنگامی که سرعت روتور به ω_c همگرا گردد، همان طور که در شکل (۳) دیده می شود فوراً مقدار ثابت $0/03$ پیرونیته از مرجع $P_{TFS}(\omega_c)$ کاهش داده می شود تا شروع به بازیابی ω_r کند. این مقدار مرجع جدید تا زمانی که P_{TFS} به منحنی ردیابی نقطه بیشینه توان برسد حفظ می شود. در نقطه D که در شکل (۳) مشخص شده است، مجدداً مرجع توان به منحنی ردیابی نقطه بیشینه توان برمی گردد و سپس سرعت روتور به ω_0 بازگردانده می شود. چالش این طرح در این است که طول دوره کاهش سرعت روتور برای سرعت اولیه ω_0 در سرعت های باد متوسط و پایین، نرخ تغییرات توان (از نقطه B تا نقطه C) ممکن است مقدار زیادی داشته باشد. بنابراین می تواند باعث ایجاد یک افت قابل توجه و با تاخیر در فرکانس شود. دلیل این کار به شرح زیر است [۱۸].

$$\frac{dP_{TFS}}{dt} = \frac{dP_{TFS}}{d\omega_r} \times \frac{d\omega_r}{dt} \quad (10)$$

dP_{TFS}/dt به شیب قسمت BC در شکل (۳) اشاره دارد، $d\omega_r/dt$ متناسب با طول قسمت AB در شکل (۳) است. همان طور که در شکل های (۳) و (۴) ملاحظه می گردد با کاهش سرعت اولیه، نقطه B در امتداد خط حد توان P_{Tlim} به سمت چپ حرکت می کند، اما مقدار بیشینه توان در حداقل سرعت روتور ثابت باقی می ماند.



شکل (۳): نحوه عملکرد طرح یک
Figure (3): Performance of scheme 1



شکل (۴): مشخصات توان و محدودیتهای مدل ژنراتور القایی دوسو تغذیه
Figure (4): Power specifications and limitations of the DFIG model

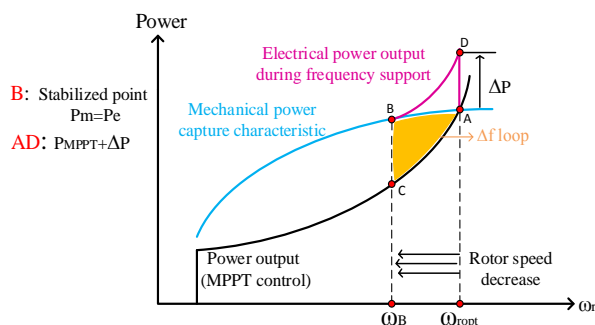
در نتیجه، نرخ $dP_{TFS}/d\omega_r$ افزایش می‌یابد. علاوه بر این، در نقطه B برای سرعت اولیه کوچک، بیشتر از سرعت اولیه بزرگ است یعنی نرخ تغییرات سرعت هرچقدر سرعت اولیه ω_0 به سمت چپ شکل حرکت کند بیشتر است. بنابراین dP_{TFS}/dt در نقطه B که حداکثر نرخ کاهش^{۲۳} در طول دوره کاهش سرعت است برای سرعت‌های اولیه کوچک بسیار بیشتر از سرعت‌های اولیه بزرگ است. در نتیجه یک dP_{TFS}/dt بزرگ برای مدت طولانی‌تری باقی می‌ماند. بنابراین، سایر ژنراتورهای سنکرون موجود در سیستم قدرت باید توان بیشتری را در مدت زمان بیشتری برای جبران کاهش توان خروجی یک ژنراتور القایی دوسو تغذیه به شبکه تزریق کنند. بنابراین، فرکانس سیستم در این نوع کنترل مزرعه باد بیشتر کاهش می‌یابد و باعث یک افت فرکانس با تاخیر اما قابل توجه در سیستم قدرت می‌شود. این پدیده برای نفوذ بیشتر مزارع باد شدیدتر می‌شود. برای جلوگیری از این امر، طرح پیشنهادی به سادگی در هنگام پشتیبانی از فرکانس سیستم، توان مرجع (P_{TFS}) که با ضریب انحراف فرکانس تعدیل شده است را مطابق با رابطه (۱۱) پیشنهاد می‌کند. در این صورت بلافاصله پس از شناسایی یک رویداد، در مرجع توان یک مقدار اضافی ΔP ایجاد می‌شود که ترکیبی از سرعت روتور و مقدار اختلاف فرکانس Δf است. مقدار Δf نیز در یک بهره تطبیقی که سرعت روتور و سطح نفوذهای مختلف باد در آن در نظر گرفته شده است ضرب می‌گردد. این کار باعث می‌گردد توان اضافی ایجاد شده به‌طور یکنواخت نسبت به سرعت اولیه روتور و با توجه به مقادیر مختلف نفوذ باد افزایش یابد.

$$\Delta P = (f_{nom} - f_{sys}) \times \text{Adaptive gain} \times P_{TFS} \quad (11)$$

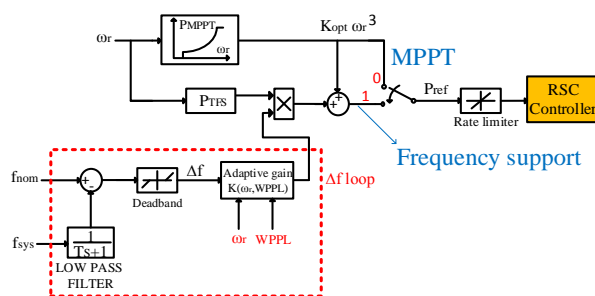
که در آن f_{nom} فرکانس نامی و f_{sys} فرکانس اندازه‌گیری سیستم است. بنابراین با توجه به مشخصه ردیابی نقطه بیشینه توان موجود در شکل (۳)، مقدار توان اضافی که با مرجع توان جمع می‌گردد برای سرعت‌های نزدیک به حداقل، کمتر خواهد بود. لذا جلوگیری از افت دوم در فرکانس سیستم تضمین خواهد شد. از طرفی برای بازیابی سرعت روتور، بر خلاف طرح شماره یک، توان خروجی به صورت آنی کاهش نمی‌یابد بلکه به صورت نرم و با شیب ملایم این کار صورت می‌گیرد. زیرا کاهش آنی خروجی بیش از ۰/۳ پریونیت باعث افت دومی در فرکانس سیستم می‌شود و در نتیجه بر تثبیت فرکانس تأثیر منفی می‌گذارد. با توجه به اینکه سرعت روتور سطح انرژی قابل استحصال در یک توربین باد را نشان می‌دهد، با کاهش سرعت روتور در طی زمان پشتیبانی از فرکانس سیستم، مرجع توان جدید که شامل جملات سرعت روتور است، به تدریج کاهش می‌یابد و توان

الکتریکی خروجی از توربین باد را کاهش داده و مجبور به پیروی از توان مکانیکی می‌کند تا جایی که توان الکتریکی خروجی توربین باد با توان مکانیکی ورودی برابر گردد. بنابراین در این نقطه عملیاتی همان‌طور که در شکل (۵) نشان داده شده است توان الکتریکی خروجی توربین باد کمتر از توان با کنترل ردیابی نقطه بیشینه توان خواهد بود. توضیحات فوق به این معنی است که در طول پشتیبانی از فرکانس، مرجع توان با کاهش سرعت روتور از نقطه A به نقطه C کاهش می‌یابد. این امر باعث می‌شود که توان الکتریکی توربین باد به طور خودکار در امتداد منحنی DB کاهش یافته و در نقطه B که مقدار کمی پایین‌تر از نقطه A کنترل ردیابی نقطه بیشینه توان است، تثبیت شود.

شکل (۵) نحوه پشتیبانی از فرکانس در طرح پیشنهادی را نشان می‌دهد. فاصله بین نقاط عملیاتی BC برابر با اثر بهره تطبیقی و انحراف فرکانس است و همچنین استفاده از فرکانس به عنوان ورودی بازخورد می‌تواند طراحی پشتیبانی از فرکانس را ساده‌تر کند و به‌طور خودکار با رویدادهای مختلف فرکانس و شرایط سیستم سازگار شود. ضمن اینکه استفاده از پارامترهای دارای سرعت روتور، هم باعث می‌گردد که توربین باد به طور خودکار و هموار بین نقاط عملیاتی منحنی ردیابی نقطه بیشینه توان و عملیات پشتیبانی فرکانس جابه‌جا شود و از طرفی مزایای کنترل منحنی ردیابی نقطه بیشینه توان را به همراه خواهد داشت که می‌تواند تغییرات سرعت باد را در طول کنترل فرکانس تطبیق دهد و در واقع در طول مدت پشتیبانی موقت از فرکانس سیستم از حالت منحنی ردیابی نقطه بیشینه توان خارج نخواهد شد و تنها یک مرجع توان اضافی با آن جمع خواهد شد و با گذشت زمان و کوچک شدن انحراف فرکانس تا به صفر رسیدن آن باعث می‌گردد که مرجع توان با شیب نرم و ملایم کاهش یابد. بنابراین توان الکتریکی خروجی را به‌صورت تدریجی و هموار در یک مقدار کمتر از توان مکانیکی ورودی توربین باد قرار می‌دهد و باعث شروع بازیابی سرعت روتور می‌گردد. با افزایش سرعت روتور نیز افزایش می‌یابد در حالی که با افزایش فرکانس نامی، Δf نهایتاً به صفر می‌رسد. صفر شدن Δf باعث حذف جمله اول رابطه P_{TFS} می‌گردد و فقط جمله $K_g \omega_r^3$ مربوط به منحنی ردیابی بیشینه توان باقی خواهد ماند که عملاً در این لحظه پشتیبانی از فرکانس به پایان رسیده و مقدار توان اضافی موجود در مرجع نیز صفر شده است. بنابراین در این لحظه توربین باد در حالت ردیابی نقطه بیشینه توان و نقطه قبل از وقوع رویداد کار می‌کند. طرح پیشنهادی علاوه بر بهبود سطح حداقل فرکانس، برای همه سرعت‌های مختلف باد و سطوح نفوذ بالا، متوسط و پایین، می‌تواند بازیابی نرم و سریع سرعت روتور را بدون ایجاد افت دومی در فرکانس، تضمین کند. بنابراین کنترل-کننده پیشنهادی به شکل (۶) خواهد بود.



شکل (۵): عملکرد کنترل‌کننده پیشنهادی در طی پشتیبانی از فرکانس
Figure (5): Performance of the proposed controller during frequency support



شکل (۶): کنترل‌کننده طرح پیشنهادی
Figure (6): The controller of proposed scheme

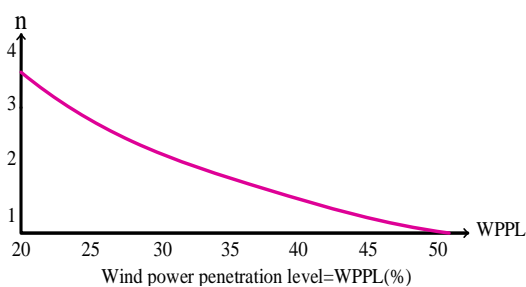
۱-۳- نحوه عملکرد بهره تطبیقی

بهره تطبیقی متأثر از اختلاف فرکانس، سرعت روتور و مقادیر مختلف WPPL است که به صورت رابطه (۱۲) تعریف شده است.

$$\Delta f \text{ loop} = \text{adaptive gain } k(\omega_r, \text{WPPL}) \times \Delta f = (\omega_0^n - \omega_{r \min}^n) \times \Delta f \quad (12)$$

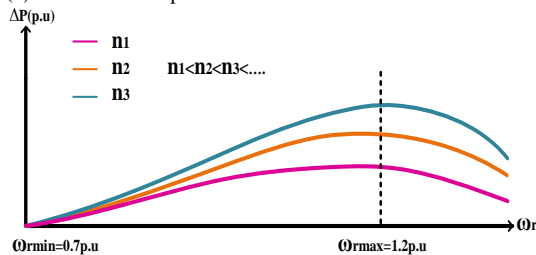
که در آن n عددی است که با WPPL رابطه عکس دارد و مطابق شکل (۷) مشخص می‌گردد. Δf نیز مقدار انحراف فرکانس سیستم از مقدار نامی است. K بهره تطبیقی است. بهره تطبیقی شامل مقادیر سطوح مختلف نفوذ باد و با در نظر گرفتن سرعت نامی باد و وجود عامل سرعت روتور برای دستیابی به بهبود FN تحت سرعت‌های مختلف باد استفاده می‌شود. در عمل، بیان سطح نفوذ باد را می‌توان با استفاده از توابع خطی یا غیرخطی بر اساس مقادیر گسسته نفوذ باد حاصل از شبیه‌سازی به دست آورد که در این مقاله از رابطه فوق استفاده شده و در هر شبیه‌سازی، سطح نفوذ باد ثابت است و مقدار آن در یک رویداد فرکانس تغییر نخواهد کرد و بدترین رویداد فرکانس تحت سرعت باد نامی شبیه‌سازی می‌شود تا بهترین اثر را بر سطح حداقل فرکانس بگذارد و آن را تا نزدیکی فرکانس نشست افزایش و بهبود بخشد.

با افزایش سطح نفوذ باد، مقدار n کاهش می‌یابد در غیر این صورت ممکن است یک FN با تاخیر رخ دهد. دلیل این امر آن است که توربین‌های باد برای جبران سریع خروجی کم ژنراتورهای سنکرون و حفظ فرکانس در چند ثانیه اول یک رویداد فرکانس استفاده می‌شوند، بنابراین در یک سطح نفوذ باد بالاتر تعداد کل توربین‌های باد بیشتر خواهد بود و خروجی سریع انرژی مورد نیاز از هر توربین باد کمتر خواهد بود. بنابراین با افزایش سطح نفوذ باد مقدار ΔP کاهش خواهد یافت و مقدار n که وابسته به سطح نفوذ باد است کاهش می‌یابد. از طرفی عامل سرعت روتور ω_r همان‌طور که در شکل (۸) دیده می‌شود نشان می‌دهد که در سرعت باد بالاتر، نسبت تولید توان از توربین باد به کل تولید توان یک سیستم بیشتر است و باعث می‌شود نرخ تغییر در فرکانس^{۲۴} (ROCOF) و FN بالاتر در یک رویداد فرکانس یکسان باشد. بنابراین، در سرعت باد بالاتر، مقدار توان اضافی و انرژی جنبشی بیشتری آزاد می‌شود که برای بهبود سریع FN، به بازده بیشتری نیاز دارد. هنگامی که سرعت باد به متوسط کاهش می‌یابد، مقدار انرژی جنبشی کمتری در روتور ذخیره می‌شود، بنابراین یک افزایش کمتری در توان اضافی خروجی خواهد شد که باعث کاهش بیش از حد سرعت روتور نگردد. این کار کمک می‌کند تا حتی در صورت وقوع رویداد فرکانس متوالی، از کاهش بیش از حد سرعت روتور جلوگیری شود. نکته دیگر آن که در طی مدت زمان پشتیبانی فرکانس در صورت افزایش یا کاهش سرعت باد به صورت خودکار این تغییرات اعمال خواهند شد و به این طریق پایداری توربین باد در طی فرآیند پشتیبانی از فرکانس تضمین خواهد شد. شکل‌های (۷) و (۸) مقادیر مختلف WPPL و مقدار n و همچنین تاثیر سرعت‌های مختلف باد و مقدار n بر روی مقدار توان اضافی ΔP را نشان می‌دهند.



شکل (۷): ارتباط میزان سطح نفوذ باد با مقدار n

Figure (7): The relationship between the amounts of WPPL with value of n .



شکل (۸): ارتباط سرعت روتور و مقدار توان اضافی با توجه به مقدار n

Figure (8): The relationship between ω_r and the Δp according to the value of n .

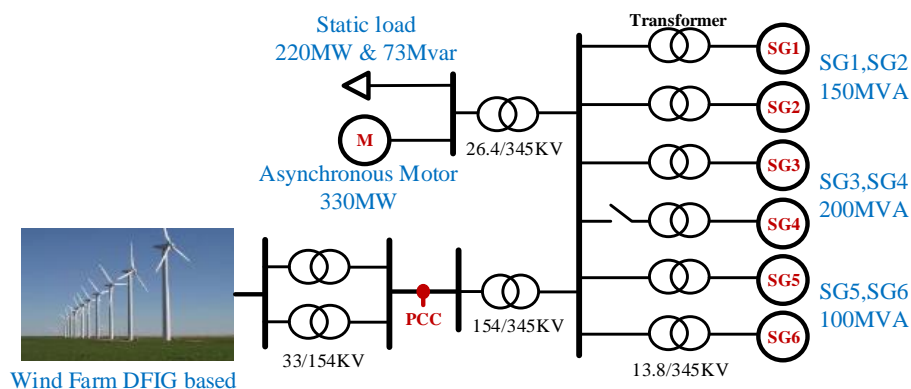
۴- بررسی عملکرد طرح پیشنهادی

۴-۱- سیستم آزمون

برای بررسی عملکرد و تست طرح پیشنهادی از یک سیستم تست که در شکل (۹) دیده می‌شود، استفاده شده است. شبیه-سازی سیستم آزمون طرح پیشنهادی در نرم‌افزار متلب انجام شده است. سیستم آزمون از یک مزرعه باد و از ۶ ژنراتور سنکرون، بار استاتیکی با ۷۳ مگاوار و ۲۲۰ مگاوات و بارهای موتوری که با موتور آسنکرون ۳۳۰ مگاوات مشخص شده‌اند، تشکیل شده است. ژنراتورهای سنکرون ۱ و ۲ با ظرفیت ۱۵۰ مگاوات آمپر، ژنراتورهای سنکرون ۳ و ۴ با ظرفیت ۲۰۰ مگاوات آمپر و ژنراتورهای سنکرون ۵ و ۶ با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات آمپر هستند. ثابت زمانی اینرسی و مشخصات ژنراتورهای سنکرون همان‌طور که در مرجع [۱۹] آمده تنظیم شده است. سایر پارامترهای مربوط به توربین بادی و ژنراتور القایی دوسو تغذیه (DFIG) مورد نیاز برای شبیه‌سازی در جدول شماره (۲) آمده است.

۴-۲- حالت‌های مختلف شبیه‌سازی

این بخش به بررسی عملکرد طرح پیشنهادی تحت شرایط و سناریوهای مختلف نفوذ و سرعت باد می‌پردازد و در مجموع چهار حالت متفاوت به شرح ذیل مورد بررسی قرار می‌گیرند.
حالت اول: نفوذ باد برابر با ۲۰ درصد و سرعت باد ۱۲ متر بر ثانیه
حالت دوم: نفوذ باد برابر با ۲۰ درصد و سرعت باد ۱۱ متر بر ثانیه



شکل (۹): سیستم آزمون
Figure (9): The test system

Table (2): Specifications of a DFIG wind turbine

جدول (۲): مشخصات یک عدد توربین باد ژنراتور القایی دوسو تغذیه

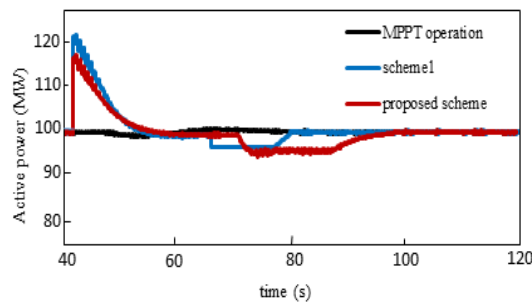
مقادیر	پارامترهای توربین باد و ژنراتور القایی دوسو تغذیه
۱/۵ مگاوات-آمپر	ظرفیت نامی ژنراتور
۰/۵۷۵ کیلوولت	ولتاژ استاتور
۶۰ هرتز	فرکانس نامی
۰/۲۳ پریونیت / ۰/۱۶ پریونیت	مقاومت استاتور/روتور
۰/۱۸ پریونیت / ۰/۱۶ پریونیت	اندوکتانس نشی استاتور/روتور
۲/۹ پریونیت	اندوکتانس مغناطیسی
۴/۳۲	ثابت اینرسی توربین
۰/۶۸۳	ثابت اینرسی ژنراتور القایی دوسو تغذیه
۳۰ متر بر ثانیه / ۱۲ متر بر ثانیه / ۴ متر بر ثانیه	حداکثر سرعت / سرعت قطع / سرعت شروع MPPT
۰/۰۱	ثابت زمانی گام پره
۱/۲ پریونیت / ۰/۱۷ پریونیت	حداکثر/حداقل سرعت روتور

حالت سوم: نفوذ باد برابر با ۵۰ درصد و سرعت باد ۱۲ متر بر ثانیه

حالت چهارم: نفوذ باد برابر با ۵۰ درصد و سرعت باد ۱۱ متر بر ثانیه

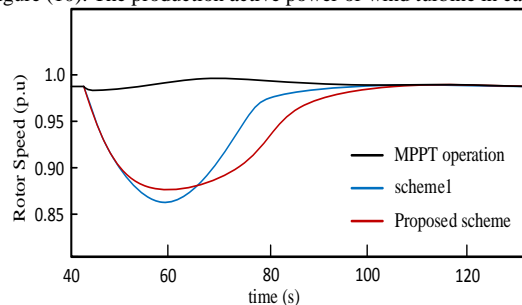
شبیه‌سازی شرایط فوق در سیستم آزمون شکل (۹) به نحوی است که در حالت‌های اول و دوم با خارج شدن ژنراتور سنکرون شماره ۴ در ثانیه ۴۰ عملکرد مزرعه باد مورد تحلیل و بررسی قرار می‌گیرد و برای حالت‌های ۳ و ۴ در ثانیه ۵۰ ژنراتور ۱۰۰ مگاواتی شماره ۴ از مدار خارج می‌گردد و عملکرد مزرعه باد مورد تحلیل و بررسی قرار می‌گیرد که نتایج شبیه‌سازی به صورت ذیل آمده است.

حالت اول- نفوذ باد برابر با ۲۰ درصد و سرعت باد ۱۲ متر بر ثانیه: در حالت اول با مقدار نفوذ باد ۲۰ درصد و سرعت باد ۱۲ متر بر ثانیه، در ثانیه ۴۰ بخشی از تولید از مدار خارج شده است و پشتیبانی از فرکانس توسط مزرعه باد شروع شده است. نتایج شبیه‌سازی حالت اول توان تولیدی مزرعه باد، سرعت روتور و فرکانس سیستم به ترتیب در شکل‌های (۱۰)، (۱۱) و (۱۲) آمده است. انرژی قابل آزاد شدن در طرح پیشنهادی به مقدار ۳/۲۸ درصد کمتر از طرح یک است و ΔP طرح پیشنهادی ۰/۲۹۵۴ پریونیت است و به‌طور قابل توجهی کمتر از ΔP طرح یک که برابر با ۰/۳۹۴۴ پریونیت است اما با این وجود FN در طرح پیشنهادی وضعیت بهتر داشته و فرکانس را در سطح بالاتری نسبت به طرح یک حفظ کرده است. در طرح پیشنهادی همان‌طور که در شکل (۱۲) نشان داده شده است. سطح حداقل فرکانس برابر با ۵۹/۸۲ هرتز است و به اندازه ۰/۰۱ هرتز نسبت به طرح یک بهبود یافته است. دلیل آن ناشی از تاثیر ضریب Δf است که باعث می‌گردد نرخ کاهش تولید توان باد نسبت به طرح یک کمتر باشد. این افزایش زمان سبب می‌شود ژنراتورهای سنکرون فرصت بیشتری برای جبران تقاضای مازاد توان داشته باشند. شکل (۱۱) نشان می‌دهد که سرعت روتور در طرح پیشنهادی با کاهش کمتری نسبت به طرح یک مواجه شده است. در طرح یک سرعت روتور تا ۰/۸۶۶ پریونیت کاهش یافته است ولی در طرح پیشنهادی حداقل سرعت روتور در مقدار کمتری قرار گرفته و تا ۰/۸۶۴ پریونیت کاهش یافته و در ثانیه ۶۹ بازیابی سرعت روتور شروع شده است. از طرفی بازیابی سرعت روتور به‌صورت خودکار، با شیب کند و غیر پله‌ای و در مدت زمان حدود ۵ ثانیه کاهش توان الکتریکی انجام می‌شود تا بازیابی سرعت روتور صورت بگیرد. این کار علاوه بر کاهش تنش مکانیکی بر روی روتور باعث جلوگیری از افت دوم در فرکانس می‌گردد.



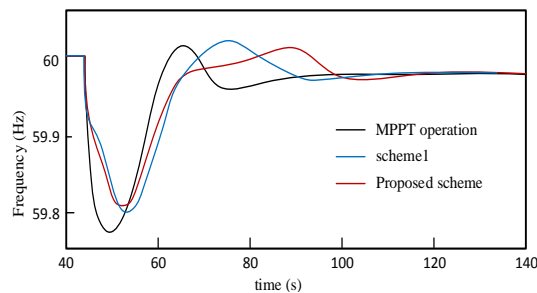
شکل (۱۰): توان تولیدی مزرعه باد در حالت اول

Figure (10): The production active power of wind turbine in case1



شکل (۱۱): سرعت روتور در حالت اول

Figure (11): The rotor speed of wind turbine in case1

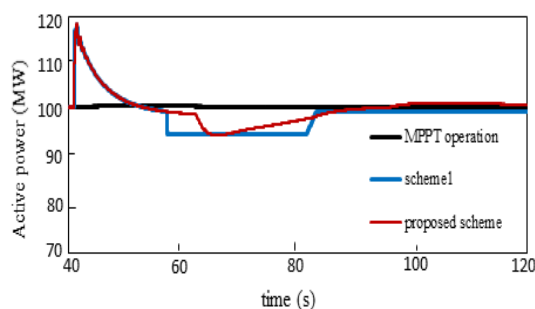


شکل (۱۲): فرکانس سیستم در حالت اول

Figure (12): System frequency in case1

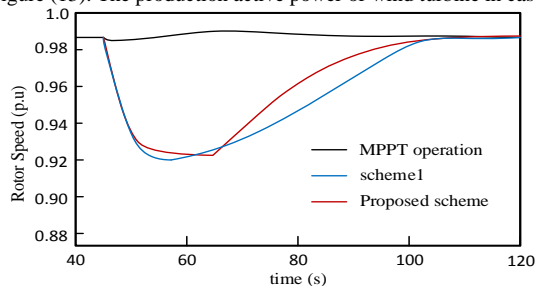
ضمناً با مراجعه به شکل (۱۰) ملاحظه می‌گردد که در طرح پیشنهادی در تمام مدت آزاد شدن انرژی جنبشی توربین باد و پشتیبانی از فرکانس و همچنین مرحله بازیابی سرعت روتور اثر MPPT حفظ شده و تغییرات سرعت باد مستقیماً بر روی توان خروجی توربین باد اثر می‌گذارد و هیچ لحظه‌ای توربین باد خارج از حالت MPPT کار نمی‌کند برخلاف طرح یک که در طی فرآیند پشتیبانی موقت فرکانس از حالت MPPT خارج می‌گردد.

حالت دوم- نفوذ باد برابر با ۲۰ درصد و سرعت باد ۱۱ متر بر ثانیه: در حالت دوم مقدار نفوذ باد تغییر نکرده و فقط سرعت باد کمتر شده است. در این حالت خاصیت MPPT بیشتر خود را نمایان خواهد کرد زیرا در حالتی که سرعت باد بیشتر باشد توربین باد با سرعت نامی خود کار می‌کند و توان قابل استحصال از توربین ثابت و در حداکثر مقدار خود است ولی برای سرعت‌های کمتر از سرعت نامی توربین باد طبق منحنی MPPT کار می‌کند. بنابراین در ثانیه ۴۰ که لحظه قطع بخشی از تولید و پشتیبانی از فرکانس است، طرح پیشنهادی به اندازه یک مگاوات از طرح یک کمتر است و ΔP مربوط به طرح پیشنهادی برابر با ۰/۱۲۶۱ پریونیت و کمتر از طرح یک که برابر با ۰/۱۳۳۷ پریونیت است. مشاهده می‌شود که سطح حداقل فرکانس در هر دو برابر و تا ۵۹/۸۱ هرتز کاهش یافته است. شکل‌های (۱۳)، (۱۴) و (۱۵) نتایج شبیه‌سازی حالت دوم هستند. مقدار توان کاهش یافته جهت بازیابی سرعت روتور ۵ مگاوات و در مدت زمان ۴ ثانیه (از ثانیه ۶۳ تا ثانیه ۶۷) با شیب کند کاهش یافته و بلافاصله شروع به افزایش می‌کند. دلیل این اتفاق کاهش اثر Δf و افزایش اثر ω_r در P_{TFS} است. زیرا با کاهش ۵ مگاوات، توان الکتریکی از توان مکانیکی کوچکتر شده و در نتیجه ω_r شروع به افزایش می‌کند.



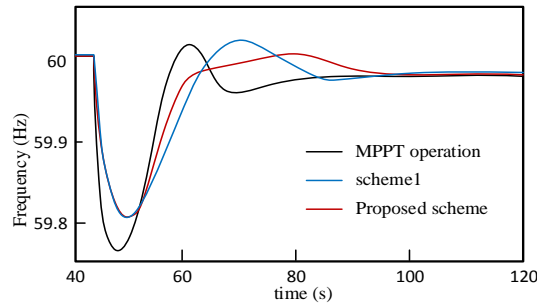
شکل (۱۳): توان تولیدی مزرعه باد در حالت دوم

Figure (13): The production active power of wind turbine in case2



شکل (۱۴): سرعت روتور در حالت دوم

Figure (14): The rotor speed of wind turbine in case2



شکل (۱۵): فرکانس سیستم در حالت دوم

Figure (15): System frequency in case2

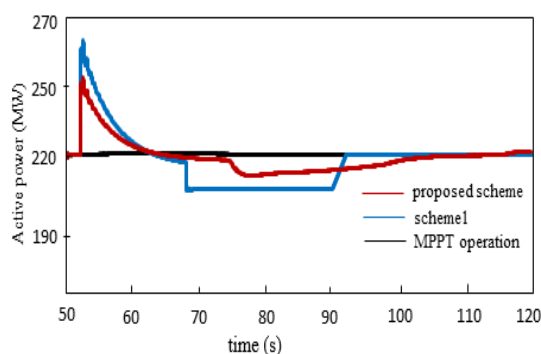
با افزایش سرعت توان الکتریکی افزایش یافته و Δf کوچکتر می‌شود تا جایی که صفر می‌گردد و P_{TFS} را صفر می‌کند و تنها اثر خاصیت MPPT باقی خواهد ماند. بنابراین بدون انجام سوئیچینگ، پشتیبانی از فرکانس همراه با MPPT صورت خواهد گرفت و این از مزیت‌های طرح پیشنهادی نسبت به کلیه طرح‌های مرسوم و طرح یک است. از شکل (۱۴) ملاحظه می‌گردد که سرعت روتور در طرح پیشنهادی تا مقدار $0/9248$ پریونیت در ثانیه ۶۳ کاهش یافته و در مدت زمان کمتری به مقدار اولیه خود بازمی‌گردد و نشان از عملکرد بهتر طرح پیشنهادی در مقایسه با طرح یک که حداقل سرعت روتور در ثانیه ۵۸ تا $0/9185$ پریونیت کاهش یافته و زمان بیشتری را برای برگشت به مقدار اولیه طی می‌کند.

حالت سوم- نفوذ باد برابر با ۵۰ درصد و سرعت باد ۱۲ متر بر ثانیه: در این حالت سرعت باد ثابت مانده است ولی نفوذ باد افزایش یافته است که طبق نمودار n مربوط به بهره تطبیقی، افزایش نفوذ باد به منزله کاهش n و در نتیجه مقدار ΔP کمتر خواهد بود. پس در طرح پیشنهادی مقدار کمتری نسبت به حالت‌های اول و دوم خواهد بود. در این حالت برای طرح پیشنهادی مقدار ΔP برابر با $0/09$ پریونیت و نسبت به طرح یک که $0/1332$ پریونیت است به مقدار قابل توجهی کمتر است. شکل‌های (۱۶)، (۱۷) و (۱۸) نتایج شبیه‌سازی حالت سوم هستند. در ثانیه ۵۰ بخشی از تولید از مدار خارج می‌شود لذا طرح پیشنهادی در جهت پشتیبانی فرکانس با توجه به ΔP مقدار انرژی جنبشی که آزاد می‌گردد به میزان $0/05$ درصد که برابر با ۱۳ مگاوات کمتر از طرح یک است ولی همان‌طور که در شکل (۱۸) ملاحظه می‌شود FN در هر دو طرح پیشنهادی و طرح یک با هم برابر و مقدار $59/72$ هرتز است. همچنین از شکل (۱۶) ملاحظه می‌گردد که علاوه بر کاهش نرم و با شیب کند توان الکتریکی جهت بازیابی سرعت روتور، مقدار توان الکتریکی کاهش یافته نسبت به طرح یک کمتر است و این توان، $5/5$ مگاوات و در مدت ۴ ثانیه کاهش می‌یابد که تاثیر کمتری بر ژنراتورهای سنکرون می‌گذارد در صورتی که در طرح یک کاهش توان الکتریکی برابر با $9/6$ مگاوات و به‌صورت یک پله است. این مقدار توان $9/6$ مگاواتی در واقع بار مضاعفی بر ژنراتورهای سنکرون در حال جبران تولید از دست رفته در زمان پشتیبانی فرکانس است. در شکل (۱۷) ملاحظه می‌گردد که سرعت روتور در طرح پیشنهادی در ثانیه $74/6$ به مقدار حداقل خود و از $0/9872$ تا $0/945$ پریونیت کاهش می‌یابد در حالی که در طرح یک سرعت روتور در ثانیه ۶۸ به حداقل مقدار خود و از $0/9872$ تا $0/92$ پریونیت کاهش می‌یابد لذا زمان بازیابی طرح پیشنهادی کمتر از طرح یک است.

حالت چهارم- نفوذ باد برابر با ۵۰ درصد و سرعت باد ۱۱ متر بر ثانیه: به‌طور کلی و مطابق شکل‌های (۷) و (۸) مربوط به مقدار نفوذ نیروی باد و سرعت باد که قبلاً بحث آنها آمده است، چنانچه مقدار نفوذ نیروی باد بیشتر گردد متناظر با آن مقدار ΔP کمتر می‌گردد و چنانچه مقدار سرعت باد کمتر شود متناظر با آن مقدار ΔP باز هم کمتر می‌گردد و نیز چنانچه هر دو شرایط سرعت باد و مقدار WPPL هم‌زمان کم شوند مقدار ΔP باز هم نسبت به دو حالت قبل کمتر می‌گردد. شکل‌های (۱۹)، (۲۰) و (۲۱) نتایج شبیه‌سازی حالت چهارم هستند.

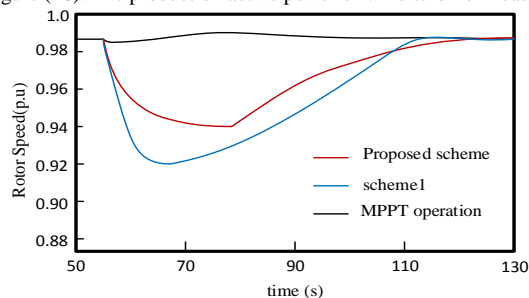
لذا با این توضیحات و با توجه به این که مقدار نفوذ نسبت به حالت سوم ثابت مانده ولی مقدار سرعت باد نسبت به حالت سوم بیشتر شده است. بنابراین مقدار ΔP از حالت سوم بیشتر خواهد بود. در این حالت با خروج بخشی از تولید از مدار در ثانیه ۵۰ طرح پشتیبانی موقت فرکانس با توجه به نرخ تغییرات در فرکانس سریع‌ا فعال می‌گردد. ΔP برای طرح پیشنهادی برابر است با $0/1007$ پریونیت که نسبت به طرح یک با مقدار $0/111$ پریونیت کمتر است. همان‌طور که در شکل‌های (۱۹) و (۲۱) نشان

داده شده است مقدار توان تولیدی در طرح پیشنهادی به اندازه ۱/۴ درصد کمتر از طرح یک است که باعث افزایش FN به- اندازه ۰/۰۲ هرتز شده است. بنابراین بهبود عملکرد طرح پیشنهادی نسبت به طرح یک را نشان می‌دهد. در شکل (۲۰) نیز مشاهده می‌گردد که حداقل سرعت روتور در طرح پیشنهادی در زمان ۷۶ ثانیه از ۱ تا ۰/۹۶ پریونیت کاهش داشته است در صورتیکه در طرح یک مقدار حداقل سرعت روتور در ۶۳ و تا ۰/۹۴۷۱ پریونیت کاهش می‌یابد بنابراین زمان بازیابی سرعت روتور در طرح پیشنهادی نسبت به طرح یک کمتر است. برای مقایسه بهتر و دقیق‌تر، نتایج شبیه‌سازی برای حالت‌های مختلف طرح پیشنهادی در جدول (۳) آمده است.



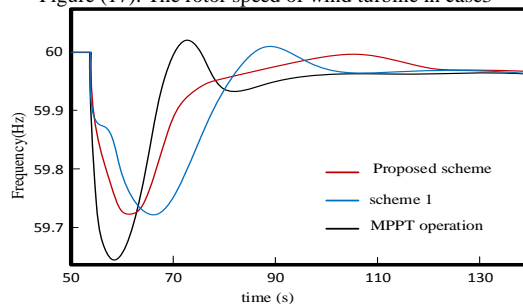
شکل (۱۶): توان تولیدی مزرعه باد در حالت سوم

Figure (16): The production active power of wind turbine in case3



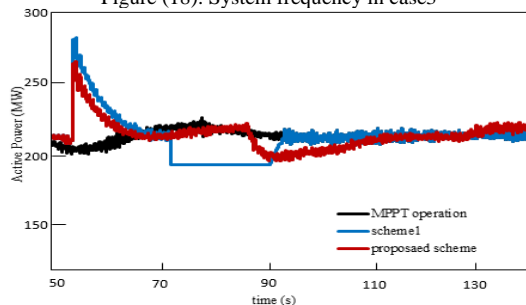
شکل (۱۷): سرعت روتور در حالت سوم

Figure (17): The rotor speed of wind turbine in case3



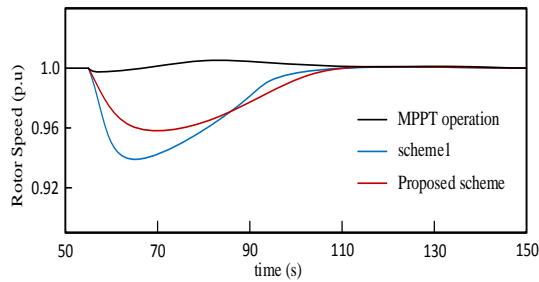
شکل (۱۸): فرکانس سیستم در حالت سوم

Figure (18): System frequency in case3



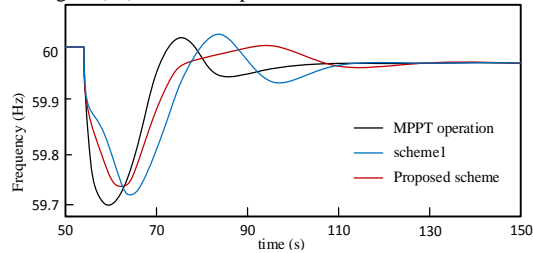
شکل (۱۹): توان تولیدی مزرعه باد در حالت چهارم

Figure (19): The production active power of wind turbine in case 4



شکل (۲۰): سرعت روتور در حالت چهارم

Figure (20): The rotor speed of wind turbine in case 4



شکل (۲۱): فرکانس سیستم در حالت چهارم

Figure (21): System frequency in case 4

Table (3): Simulation results for proposed scheme

جدول (۳): نتایج شبیه‌سازی برای طرح پیشنهادی

سطح نفوذ باد (درصد)	سرعت باد (متر بر ثانیه)	تعداد توربین باد	تولید مزرعه باد (مگاوات)	حداکثر تولید (مگاوات)	مقدار توان افزایشی (پریونیت)	بهبود سطح حداقل فرکانس (هرتز)
۲۰	۱۲	۷۹	۹۸	۱۱۸	۰/۲۹۵۴	۰/۰۴
۲۰	۱۱	۹۳	۱۰۰	۱۱۹	۰/۱۲۶۱	۰/۰۵
۵۰	۱۲	۱۷۸	۲۲۰	۲۶۵	۰/۰۹۴	۰/۰۵
۵۰	۱۱	۲۰۴	۲۲۰	۲۴۹	۰/۰۹۰	۰/۰۹

Table (4): Comparison of FN for the 4 case in proposed scheme with other scheme

جدول (۴): مقایسه سطح حداقل فرکانس برای ۴ حالت در طرح پیشنهادی و سایر طرح‌ها

روش اجرایی	حالت اول (هرتز)	حالت دوم (هرتز)	حالت سوم (هرتز)	حالت چهارم (هرتز)
طرح پیشنهادی	۵۹/۸۲	۵۹/۸۱	۵۹/۷۴	۵۹/۷۲
طرح یک	۵۹/۸۱	۵۹/۸۱	۵۹/۷۲	۵۹/۷۲
الگوریتم ردیابی نقطه بیشینه توان	۵۹/۷۸	۵۹/۷۶	۵۹/۶۹	۵۹/۶۳

جدول (۴) مقایسه حالت‌های مختلف بهبود سطح حداقل فرکانس در طرح پیشنهادی با سایر طرح‌ها است که نشان دهنده بهبود فرکانس در طرح پیشنهادی است.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک طرح پشتیبانی موقت فرکانس ارائه شد که با استفاده از دو پارامتر اختلاف فرکانس اندازه‌گیری شده با فرکانس نامی (Δf) و سرعت روتور (ω_r) هم مزیت طرح‌هایی را دارد که بیشترین انرژی جنبشی را در توربین‌های باد آزاد می‌کنند و باعث افزایش قابل توجه سطح حداقل فرکانس می‌گردد و هم بازیابی سرعت روتور را سریع، با شیب کند و بدون ایجاد افت دوم در فرکانس انجام می‌دهد. این مزیت به دلیل استفاده از پارامتر انحراف فرکانس و وجود بهره تطبیقی با مقادیر مختلف نفوذ توان باد WPPL و سرعت‌های مختلف باد حاصل می‌گردد و هم به دلیل اینکه در طی مدت زمان پشتیبانی از فرکانس، مزایای مشخصه MPPT حفظ شده و تغییرات در سرعت باد به صورت مستقیم بر عملکرد توربین باد اثر گذاشته و به

بهبود وضعیت فرکانس کمک می‌کند. استفاده از ضریب Δf و سرعت روتور باعث می‌گردد که نرخ کاهش تولید توان باد کمتر و در مدت زمان بیشتری صورت بگیرد و این یعنی فرصت بیشتری در اختیار ژنراتورهای سنکرون قرار می‌گیرد تا تقاضای مازاد توان را جبران و به بهبود فرکانس سیستم کمک کنند. حالت‌های مختلف نفوذ باد در سرعت‌های مختلف باد شبیه‌سازی شد و نتایج شبیه‌سازی عملکرد خوب طرح پیشنهادی در بازیابی سریع ω_r را نشان می‌دهد. همچنین نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد طرح پیشنهادی، FN که معرف حداقل مقدار فرکانس در شرایط گذرای وقوع خطا است را در سطح بالاتری نسبت به دو طرح دیگر حفظ کرده و توانسته است به تثبیت فرکانس کمک بکند.

سپاسگزاری

این مقاله مستخرج از رساله دوره دکتری در دانشگاه آزاد اسلامی واحد اصفهان (خوراسگان) است. نویسندگان بر خود لازم می‌دانند مراتب تشکر صمیمانه خود را از همکاران حوزه پژوهشی دانشگاه آزاد اسلامی و داوران محترم که ما را در انجام و ارتقای کیفی این مقاله یاری نموده‌اند، اعلام نمایند.

References

مراجع

- [1] H.R. Chamorro, F.R.S. Sevilla, F. Gonzalez-Longatt, K. Rouzbehi, H. Chavez, V.K. Sood, "Innovative primary frequency control in lowinertia power systems based on wide-area RoCoF sharing", *IET Energy Systems Integration*, vol. 2, no. 2, pp. 151-160, June 2020 (doi: 10.1049/iet-esi.2020.0001).
- [2] N. Al-Masood, M. N. H. Shazon, S.R. Deeba, S.R. Modak, "A frequency and voltage stability-based load shedding technique for low inertia power systems", *IEEE Access*. vol. 9, May 2021 (doi: 10.1109/ACCESS.2021.3084457).
- [3] J.V. Vyver, J.D.M. Kooning, B. Meersman, L. Vandeveldel, T.L. Vandoorn, "Droop control as an alternative inertial response strategy for the synthetic inertia on wind turbines", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1129–1138, Mar. 2016 (doi: 10.1109/TPWRS.2015.2417758)
- [4] M.M. Kabsha, Z.H. Rather, "A New Control Scheme for Fast Frequency Support from HVDC connected offshore wind farm in low inertia system", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 1829-1837, July 2020 (doi: 10.1109/TSTE.2019.2942541).
- [5] M. Tsili, S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms", *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 3, pp. 308–332, Sept. 2009 (doi: 10.1049/iet-rpg.2008.0070).
- [6] M. Debouza, A. Al-durra, "Grid ancillary services from doubly fed induction generator based wind energy conversion system: A review", *IEEE Access*, vol. 7, pp. 7067–7081, Dec. 2018 (doi: 10.1109/ACCESS.201-8.2890168).
- [7] M. Mehrabankhomartash, M. Saeedifard, A. Yazdani, "Adjustable wind farm frequency support through multi-terminal HVDC grids", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 2, April 2021 (doi: 10.110-9/TSTE.2021.3049762).
- [8] R.G. Almeida, J.A.P. Lopes, "Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 944–950, Aug. 2007 (doi: 10.1109/TPWRS.2007.901096).
- [9] G. Ramtharan, J.B. Ekanayake, N. Jenkins, "Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines", *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 1, pp. 3–9, Mar. 2007 (doi: 10.1049/iet-rpg: 2006-0019).
- [10] J. Morren, S.W.H. Haan, W.L. Kling, J.A. Ferreira, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control", *IEEE Trans. on Power System*, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, Feb. 2006 (doi: 10.1109/TPWRS.2005.861956).
- [11] P.K. Keung, P. Li, H. Banakar, B.T. Ooi, "Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 279–287, Feb. 2009 (doi: 10.1109/TPWRS.2-008.2004827).
- [12] K. Liu, Y. Qu, H.M. Kim, H. Song, "Avoiding frequency second dip in power unreserved control during wind power rotational speed recovery", *IEEE Trans. on Power Systems.*, vol. 33, no. 3, pp. 3097–3106, May 2018 (doi: 10.1109/TPWRS.2017.2761897).
- [13] J. Lee, G. Jang, E. Muljadi, F. Blaabjerg, Z. Chen, Y. Cheol Kang, "Stable short-term frequency support using adaptive gains for a DFIG-based wind power plant", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 31, no. 3, pp. 1068–1079, Sept. 2016 (doi: 10.1109/TEC.2016.2532366).

- [14] Y.K. Wu, W.H. Yang, Y.L. Hu, P.Q. Dzung, "Frequency regulation at a wind farm using time-varying inertia and droop controls", *Proceeding of the IEEE/IAS*, pp. 1–9, Niagara Falls, ON, Canada, May 2018 (doi: 10.1109/ICPS.2018.8369978).
- [15] M. Hwang, E. Muljadi, G. Jang, Y.C. Kang, "Disturbance-adaptive short-term frequency support of a DFIG associated with the variable gain based on the ROCOF and rotor speed", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 1873–1881, May 2017 (doi: 10.1109/TPWRS.2016.2592535).
- [16] X. Zhao, Y. Xue, X.P. Zhang, "Fast frequency support from wind turbine systems by arresting frequency nadir close to settling frequency", *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 191–202, May 2020 (doi: 10.1109/OAJPE.2020.2996949).
- [17] M. Garmroodi, G. Verbic, D. J. Hill, "Frequency support from wind turbine generators with a time-variable droop characteristic", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 676–684, April 2018 (doi: 10.1109/TSTE.2017.2754522).
- [18] D. Yang, J. Kim, Y. Cheol Kang, E. Muljadi, N. Zhang, J. Hong, S.H. Song, T. Zheng, "Temporary frequency support of a DFIG for high wind power penetration", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3428–3437, May 2018 (doi: 10.1109/TPWRS.2018.2810841).
- [19] M. Kang, K. Kim, E. Muljadi, J.W. Park, Y.C. Kang, "Frequency control support of a doubly-fed induction generator based on the torque limit", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 4575–4583, Nov. 2016 (doi: 10.1109/TPWRS.2015.2514240).
- [20] M.Č. Bošković, T.B. Šekara, M.R. Rapačić, "Novel tuning rules for PIDC and PID load frequency controllers considering robustness and sensitivity to measurement noise", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 114, Article Number: 105416, Jan. 2020 (doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105416).
- [21] T. Ujjwol, S. Dipesh, M. Manisha, P.B. Bishnu, M.H. Timothy, T. Reinaldo, "Virtual inertia: Current trends and future directions", *Applied. Sciences*. vol. 7, no. 7, June 2017 (doi: 10.3390/app7070654).
- [22] M. Hong, H. Xin, W. Liu, Q. Xu, T. Zheng, D. Gan, "Critical short circuit ratio analysis on DFIG wind farm with vector power control and synchronized control", *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 11, no. 2, pp. 320–328, Mar. 2016 (doi: 10.5370/JEET.2016.11.2.320).
- [23] M.R. Moradian, A. Soltani-Mohammadi, "A new control system for a dual stator-winding cage rotor induction generator in direct grid connected condition with maximum power point tracking of wind turbine", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 9, no. 35, pp. 3-10, Nov. 2019 (doi: 20.1001.1.23223871.1397.9.35.1.4).
- [24] D. Bustan, H. Moodi, "Adaptive interval type-2 fuzzy controller for variable-speed wind turbine", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 524–530, Mar. 2022 (doi: 10.35833/MPC-E.2019.000374).
- [25] M. Fooladgar, E. Rok-Rok, B. Fani, G. Shahgholian, "Evaluation of the trajectory sensitivity analysis of the DFIG control parameters in response to changes in wind speed and the line impedance connection to the grid DFIG", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 5, no. 20, pp. 37-54, March 2015 (doi: 20.1001.1.23223871.1393.5.20.4.9).
- [26] K. Khani, G. Shahgholian, B. Fani, M. Moazzami, M. Mahdavian, M. Janghorbani, "A comparison of different structures in wind energy conversion systems", *Proceeding of the IEEE/ECTICON*, Phuket, Thailand, pp. 58-61, June 2017 (doi: 10.1109/ECTICON.2017.8096172).
- [27] B. Boukhezzer, H. Siguerdidjane, "Nonlinear control of a variable-speed wind turbine using a two-mass model", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 26, no. 1, pp. 149–162, Mar. 2011 (doi: 10.1109/TEC.2011.0.2090155).
- [28] L. Guo, M. Yin, C. Cai, Y. Xie, Y. Zou, "Optimal decreased torque gain control for maximum wind energy extraction under varying wind speed", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 853–862, May. 2023 (doi: 10.35833/MPCE.2021.000274).

زیر نویس‌ها

1. Wind power penetration
2. Rotating masses
3. Grid frequency
4. Frequency nadir (FN)
5. Operating ranges
6. Wind turbine generator (WTG)
7. Maximum power point tracking (MPPT)
8. Kinect energy (KE)
9. Temporary frequency support (TFS)
10. Power additional

11. Doubly fed induction generator (DFIG)
12. Frequency second dip (FSD)
13. Wind power penetration level (WPPL)
14. Torque limit
15. Inertia response (IR)
16. Primary control (PC)
17. Grid Side converter (GSC)
18. Rotor Side converter (RSC)
19. Air density
20. Power coefficient
21. Tip speed ratio
22. Turbine blade pitch angle
23. Maximum reduction rate
24. Rate of change of frequency (ROCOF)