



Technovations of Electrical Engineering in Green Energy System

Research Article

(2024) 3(2):83-111

Investigation Various Types of Frequency Support Methods and Inertial Control Techniques in Power Systems Based on Variable Speed Wind Turbines

Seyed Abdul rahman Ahmadnejad¹, Ph.D. Student, Ramtin Sadeghi¹, Assistant Professor, Bahador Fani¹
Associate professor

¹ Department of Electrical Engineering, Isfahan (Khorasgan) Branch, Islamic Azad University, Khorasgan, Isfahan, Iran

Abstract:

The motivation for reducing environmental pollution and preserving the environment has led to rapid growth in renewable energy sources (RES) and wind farms (WFs) in power systems. However, several technical challenges are common in the high penetration of renewable energy sources and wind farms. The most significant challenge is achieving frequency stability in new systems because these new resources provide less reserve capacity compared to synchronous generators. Furthermore, due to the connection of wind farms to the AC grid through power electronic converters, the new power systems have lower inertia, and wind farms cannot actively participate in frequency regulation alongside other conventional production sources under normal operation. Recently, with the increasing expansion of wind farms in power systems, their involvement in supporting and stabilizing frequency during disturbances in power generation or consumption has received significant attention. Therefore, this research first discusses how to simulate the inertia of synchronous generators in wind turbines to increase the inertia of power systems and control the frequency. Then, a review of various strategies and the latest advancements in addressing the challenges of wind farm integration for temporary frequency support in power systems has been conducted. Finally, studies on control techniques for inertia and frequency in variable-speed wind turbines have been examined, categorized, and compared.

Keywords: Temporary frequency support, Wind turbine, Double-fed induction generator, Rotor speed recovery, Second frequency dip.

Received: 28 July 2023

Revised: 29 October 2023

Accepted: 22 December 2023

Corresponding Author: Dr. Ramtin Sadeghi, r.sadeghi@khuisf.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2023.1992438.1086>





فناوری‌های نوین مهندسی برق در سیستم انرژی سبز

بررسی انواع روش‌های پشتیبانی فرکانس و تکنیک‌های کنترل اینرسی در سیستم‌های قدرت مبتنی بر توربین‌های بادی سرعت متغیر

سیدعبدالرحمان احمدنژاد^۱، دانشجوی دکتری، رامتین صادقی^۱، استادیار، بهادر فانی^۱، دانشیار

۱- دانشکده مهندسی برق، واحد اصفهان (خوراسگان)، دانشگاه آزاد اسلامی، خوراسگان، اصفهان، ایران

چکیده: انگیزه کاهش آلاینده‌های زیست محیطی و حفظ محیط زیست سبب رشد سریع منابع انرژی تجدیدپذیر و مزارع بادی در سیستم‌های قدرت شده است. با این حال، چندین چالش فنی در نفوذ بالای منابع انرژی تجدیدپذیر و مزارع بادی رایج است. مهمترین چالش، دستیابی به پایداری فرکانس در سیستم‌های جدید است. زیرا این منابع جدید توان ذخیره کمتری را به نسبت ژنراتورهای سنکرون ارائه می‌دهند. علاوه بر این، به دلیل اتصال مزارع بادی از طریق مبدل‌های الکترونیک قدرت به شبکه AC، سیستم‌های قدرت جدید اینرسی کمی دارند و مزارع بادی در عملکرد عادی نمی‌توانند با سایر منابع تولید متعارف در تنظیم فرکانس مشارکت داشته باشند. اخیراً با گسترش روزافزون مزارع بادی در سیستم‌های قدرت مشارکت دادن آنها در پشتیبانی و تثبیت فرکانس در شرایط بروز اختلال در تولید یا مصرف سیستم‌های قدرت بسیار مورد توجه قرار گرفته است. بنابراین در این تحقیق ابتدا نحوه شبیه‌سازی اینرسی ژنراتورهای سنکرون در توربین‌های بادی در جهت افزایش اینرسی سیستم‌های قدرت و کنترل فرکانس مورد بحث و بررسی قرار گرفته است. سپس مروری بر انواع راهبردها و آخرین پیشرفت‌های صورت گرفته در زمینه رفع چالش‌های حضور مزارع بادی در جهت پشتیبانی موقت فرکانس در سیستم‌های قدرت انجام شده است. نهایتاً مطالعات انجام شده در تکنیک‌های کنترل اینرسی و فرکانس سیستم برای توربین‌های بادی سرعت متغیر مورد بررسی، دسته‌بندی و مقایسه قرار گرفته است.

واژه‌های کلیدی: پشتیبانی موقت فرکانس، توربین بادی، ژنراتور القایی دوسو تغذیه، بازیابی سرعت روتور، افت دوم فرکانس.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۰۵/۰۶

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۰۸/۰۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۱۰/۰۱

نویسنده‌ی مسئول: دکتر رامتین صادقی، r.sadeghi@khuisf.ac.ir

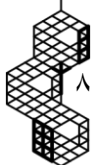
DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/10.30486/teegees.2023.1992438.1086>



افزایش نفوذ منابع انرژی‌های تجدیدپذیر^۱ (RESs) در سیستم‌های قدرت با چالشی‌هایی همراه است که در دهه‌های اخیر به طور مداوم به آن پرداخته شده است [۱،۲]. برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای از سیستم‌های انرژی سنتی طبق توافق شورای اروپا که در مرجع [۳] ذکر شده، در اکتبر ۲۰۱۴، حداقل ۲۷ درصد از مصرف نهایی انرژی باید در سال ۲۰۳۰ توسط RES پوشش داده شود. طبق نقشه راه انرژی اروپا [۴]، این درصد باید تا سال ۲۰۵۰ حداقل به دو سوم افزایش یابد. نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر در سیستم‌های قدرت دارای برخی چالش‌های ذاتی مانند مدیریت ناپذیری [۵]، عدم قطعیت و تغییرپذیری منابع [۶،۷] است. به طور خاص، تغییرپذیری در میان‌مدت (در بازه‌های چند دقیقه‌ای) و کوتاه‌مدت (در بازه‌ای از ثانیه) تأثیر منفی بر قابلیت اطمینان سیستم دارد و باعث بدتر شدن کیفیت فرکانس سیستم در هر دو حالت متصل به شبکه [۸،۹] و ایزوله [۷،۱۰] می‌شود. چالش دوم ناشی از افزایش سطح نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر این است که واحدهای تولیدی سنتی در سیستم‌های قدرت مانند ژنراتورهای سنکرون را ملزم می‌کند انعطاف‌پذیرتر و بیشتر در سطوح بار جزئی کار کنند یا حتی برای مدتی خاموش شوند این نوع بهره‌برداری از سیستم منجر به کاهش طول عمر و افزایش هزینه‌ها می‌گردد و همچنین توان ذخیره‌ای ژنراتورهای سنکرون برای کنترل اولیه و ثانویه فرکانس سیستم را کاهش می‌دهد [۱۱،۱۲].

چالش سوم RES همان‌طور که در شکل (۱) نشان داده شده است کاهش اینرسی سنکرون سیستم است. زیرا در بسیاری از موارد RES از طریق مبدل‌های الکترونیک قدرت به سیستم‌های قدرت متصل می‌شود. هنگامی که مقدار اینرسی سیستم تغییر می‌کند، پاسخ اینرسی سیستم نیز تغییر خواهد کرد. اینرسی بالاتر سیستم منجر به نرخ کمتر تغییر فرکانس^۲ (ROCOF) می‌شود و حداقل فرکانس^۳ (FN) در سطوح بالاتر تثبیت می‌شود [۱۲]. توضیح این پدیده این است که در شبکه‌های برق سنتی، در هنگام اختلال در تولید یا تقاضای شبکه، ژنراتورهای سنکرون ذاتاً از طریق آزاد کردن انرژی جنبشی ذخیره شده در جرم‌های دوار^۴، توان اکتیو و اینرسی مورد نیاز سیستم را تامین کرده و به این حالت پاسخ اینرسی^۵ گویند که اثر تثبیت‌کننده بر فرکانس شبکه دارد بنابراین از این طریق به بازگرداندن فرکانس به مقدار مجاز کمک می‌کنند. اما با افزایش انرژی‌های تجدیدپذیر و به خصوص سطح نفوذ توان باد^۶ (WPPL) در سیستم‌های قدرت به دلیل استفاده از مبدل‌های الکترونیک قدرت، سرعت چرخشی توربین از فرکانس شبکه جدا می‌شود و باعث پاسخ اینرسی کمتر و به دنبال آن اینرسی کل سیستم قدرت کاهش می‌یابد. با این حال، روتور یک توربین بادی سرعت متغیر به اندازه یک ژنراتور با اتصال مستقیم به شبکه، انرژی جنبشی^۷ (KE) دارد که می‌توان برای بهبود فرکانس شبکه از آن استفاده کرد [۱۳،۱۴].

از آنجایی که حفظ فرکانس سیستم قدرت در محدوده مناسب تحت شرایط مختلف اهمیت حیاتی دارد، پایداری فرکانس با افزایش نفوذ توان باد در سیستم‌های قدرت به یک موضوع تحقیقاتی مهم تبدیل شده است [۱۵،۱۶]. مشارکت سیستم‌های تبدیل انرژی باد^۸ (WECSs) برای پشتیبانی فرکانس بسیار مورد توجه قرار گرفته است همان‌طور که سیستم برق در شمال غربی چین، از WECS می‌خواهد تا فرکانس سیستم را در زمان بروز اختلال پشتیبانی کند [۱۷،۱۸]. بنابراین مهمترین الزامات فنی از قبیل تنظیم توان اکتیو و راکتیو و رفتار مزرعه بادی در طول اختلالات شبکه قابل توجه می‌گردد [۱۹،۲۰]. چالش مختص مزارع بادی این است که 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 اینکه در این ناحیه توربین‌های بادی در حالت کنترلی ردیابی نقطه بیشینه توان^۹ (MPPT) به کار گرفته می‌شوند تا بیشینه انرژی را از باد استخراج کنند، بنابراین هنگام اختلال در شبکه به صورت مستقل و طبق مشخصه MPPT به کار خود ادامه می‌دهند و عملاً توان ناشی از انرژی جنبشی جرم دوار را آزاد نکرده و کمکی به بهبود فرکانس شبکه نخواهند کرد. لذا برای رفع این چالش‌ها و مشارکت دادن ژنراتورهای توربین بادی در پشتیبانی کوتاه مدت فرکانس شبکه روش‌هایی پیشنهاد شده است [۲۱،۲۲]. ارائه پاسخ اینرسی و انرژی جنبشی به عنوان توان اکتیو اضافی کوتاه مدت توسط WECS حساس به فرکانس از جمله این روش‌ها است [۲۳]. بنابراین برای غلبه بر چالش‌های پایداری فرکانس مبتنی بر پاسخ اینرسی و انرژی جنبشی ذخیره شده در روتور توربین بادی، در WECS باید تکنیک‌های کنترل فرکانس جدیدی ایجاد شود تا به آنها اجازه دهد در عملیات تنظیم فرکانس سیستم شرکت کنند. این تکنیک‌ها، WECS را پویاتر می‌سازد تا به طور موثرتری پایداری سیستم قدرت را بهبود بخشند. در میان تکنیک‌های فعلی که تلاش می‌کنند کنترل فرکانس را از طریق مزارع بادی تحقق بخشند، کنترل بدون رزرو توان به دلیل ارائه سریع توان به شبکه بسیار مورد توجه قرار گرفته است. اما چالش ایجاد افت دوم در فرکانس سیستم را به همراه دارد. بنابراین، علاوه بر چالش‌های عدم قطعیت ناشی از باد، در صورت عدم تنظیم مناسب توان اکتیو خروجی مزارع





بادی، افت دوم در فرکانس سیستم و نحوه بازیابی سرعت روتور تا بازگشت به نقطه عملیاتی قبلی MPPT در توربین‌های بادی یکی از چالش‌های جدی است. این تحقیق به بررسی انواع تکنیک‌ها و راهبردهای افزایش اینرسی سیستم توسط مزارع بادی و نحوه عملکرد و تاثیر هرکدام از این تکنیک‌ها بر پشتیبانی فرکانس سیستم پرداخته و نهایتاً آنها را دسته‌بندی و مورد مقایسه قرار داده است. این مقاله به ترتیب زیر سازماندهی شده است. بخش دوم پاسخ فرکانس شبکه و نحوه مشارکت توربین بادی مورد تحلیل و بررسی قرار می‌گیرد. بخش سوم انواع تکنیک‌های مورد استفاده در توربین‌های بادی برای پشتیبانی فرکانس سیستم معرفی و مورد بررسی قرار می‌گیرند. بخش چهارم تکنیک‌های کنترلی مبتنی بر رویکردهای محاسباتی نرم مورد بررسی قرار گرفته است و نهایتاً در بخش پنجم به نتیجه‌گیری پرداخته شده است.

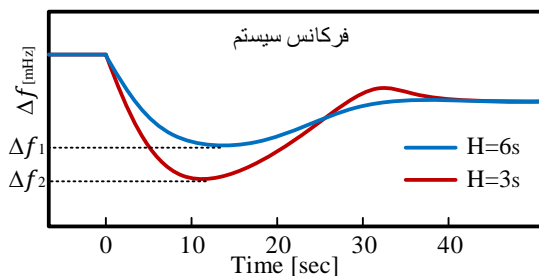
۲- پاسخ فرکانس شبکه و مشارکت توربین‌های باد

برای اطمینان از عملکرد پایدار سیستم قدرت الکتریکی، فرکانس سیستم باید همیشه در محدوده مجاز حفظ شود. اگر یک رویداد فرکانس مانند خارج شدن یک ژنراتور رخ دهد، دیگر ژنراتورهای سنکرون^{۱۱} (SGs) ذاتاً انرژی جنبشی را به‌عنوان یک پاسخ اینرسی آزاد می‌کنند. سپس می‌توان از کنترل‌های اولیه و ثانویه برای بازگرداندن فرکانس به مقدار اسمی استفاده کرد [۲۴]. اگر فرکانس به زیر آستانه کاهش یابد، یک رله کاهش بار تحت فرکانس^{۱۱} (UFLS) برای جلوگیری از فروپاشی فرکانس فعال می‌شود [۲۵]. بنابراین، FN یک معیار مهم برای تعیین پایداری فرکانس یک سیستم قدرت است. حضور مزارع بادی^{۱۲} (WF) در سیستم‌های قدرت باعث کاهش اینرسی سیستم و به دنبال آن افت بیشتر فرکانس سیستم در هنگام بروز اختلال می‌گردند.

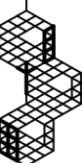
پاسخ فرکانس سیستم با و بدون اینرسی به‌همراه محدوده‌های عملیاتی مختلف و حلقه‌های کنترلی آن در شکل (۲) نشان داده شده است [۲۶،۲۷]. در طول شرایط نرمال شبکه، فرکانس سیستم نزدیک به فرکانس نامی است. هنگامی که رویدادی در شبکه باعث عدم تعادل در تولید و تقاضا می‌شود، فرکانس سیستم با نرخی وابسته به اینرسی کل سیستم و مقدار توان نامتعادل، مطابق معادله نوسان رابطه (۱)، شروع به کاهش می‌کند.

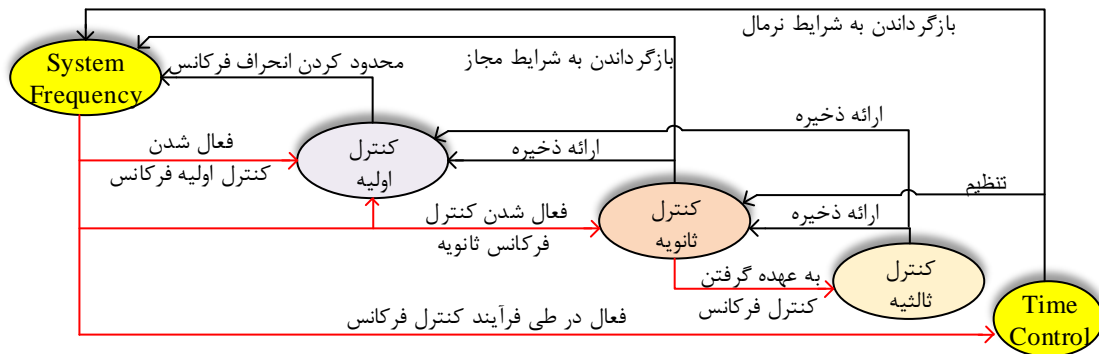
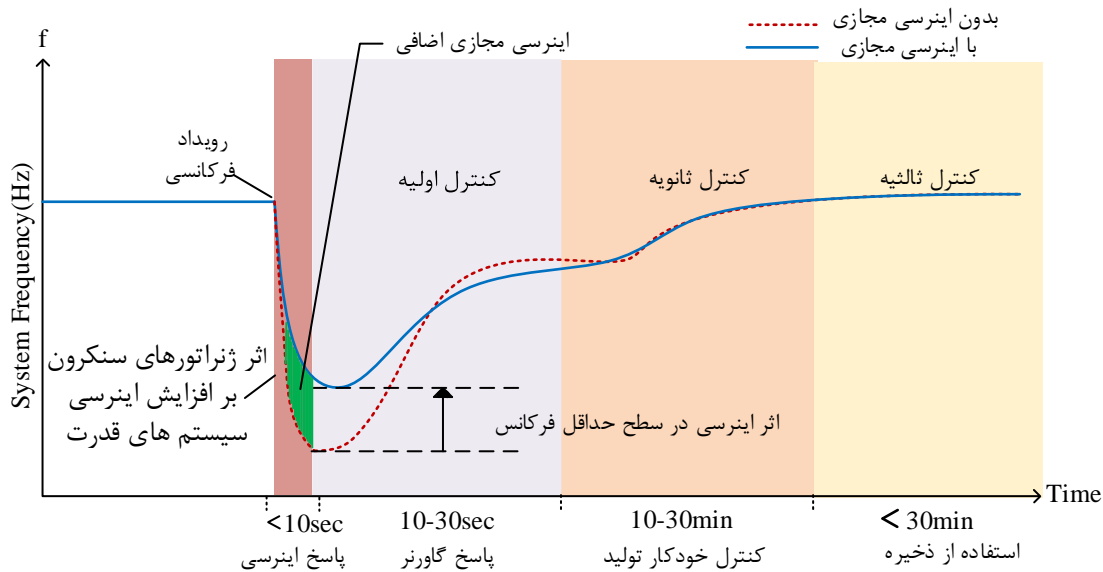
$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H_{sys} S_B} (P_m - P_e) \quad (1)$$

که در آن df/dt نرخ تغییر فرکانس، H_{sys} ثابت اینرسی کل سیستم، S_B توان ظاهری ژنراتور، P_m ، P_e به ترتیب توان مکانیکی و توان الکتریکی و f_0 فرکانس نامی سیستم است. قبل از هر گونه فعال‌سازی کنترل‌کننده و به‌دلیل پاسخ اینرسی، ژنراتورهای سنکرون انرژی جنبشی ذخیره شده در روتور خود را آزاد می‌کنند. این فرآیند حدود ۱۰ ثانیه طول می‌کشد و اثر تثبیت‌کننده بر فرکانس سیستم دارد [۲۰،۲۸]. پس از آن، اگر انحراف فرکانس از یک مقدار خاص فراتر رود، کنترل‌کننده فرکانس اولیه^{۱۳} (PC) بلافاصله فعال می‌شود. این کنترلر از گاورنر ژنراتور و ذخایر توان برای بازگرداندن فرکانس به مقدار مجاز در مدت ۳۰ ثانیه استفاده می‌کند [۲۸،۲۹]. پس از ۳۰ ثانیه، یک کنترل جدید به نام کنترل ثانویه^{۱۴} (SC) فعال می‌شود تا فرکانس سیستم را به مقدار نامی خود بازگرداند. همان‌طور که در شکل (۲) نشان داده شده است، کنترل‌کننده ثانویه به چند دقیقه نیاز دارد تا فرکانس سیستم را به مقدار اسمی خود بازگرداند. بنابراین، یک توان ذخیره باید برای پوشش افزایش تقاضای توان در این دوره در دسترس باشد. در نهایت، انحراف توان باقیمانده، کنترل‌کننده ثالثیه^{۱۵} (TC) فرکانس را فعال می‌کند.



شکل (۱): انحراف فرکانس سیستم برای دو ثابت اینرسی متفاوت

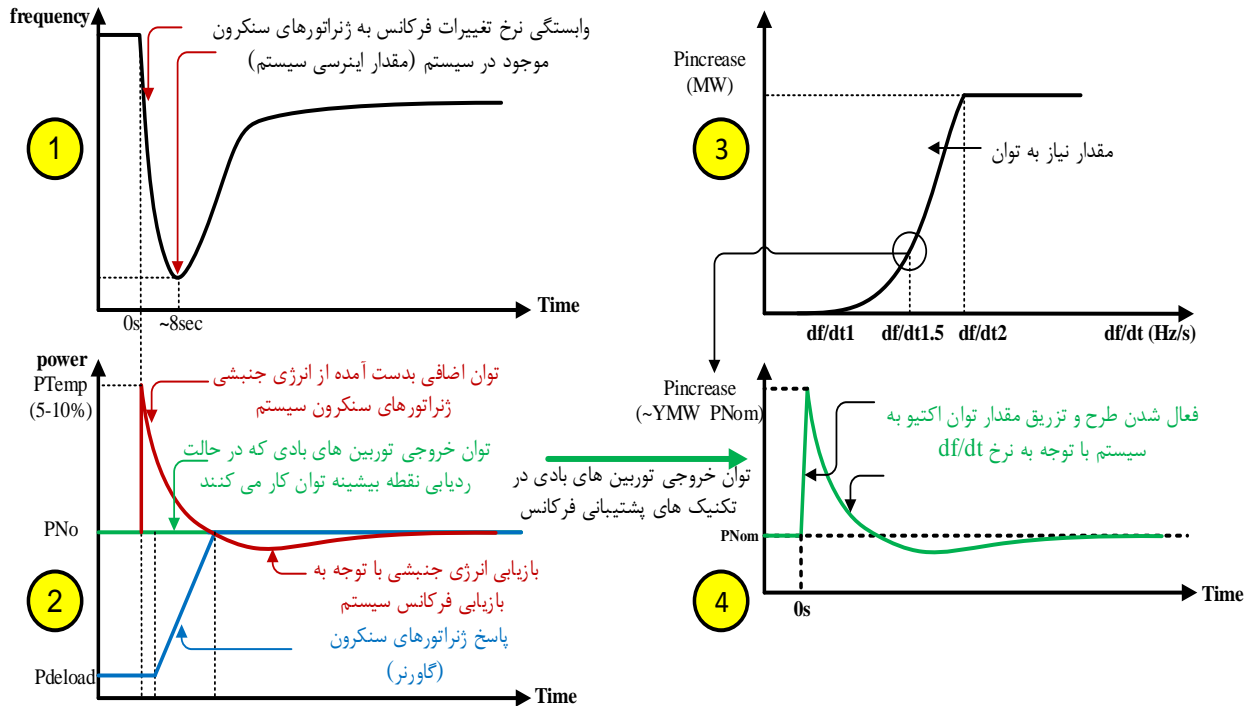




شکل (۲): فرکانس شبکه و محدوده‌های عملیاتی مختلف [۲۶,۲۷].

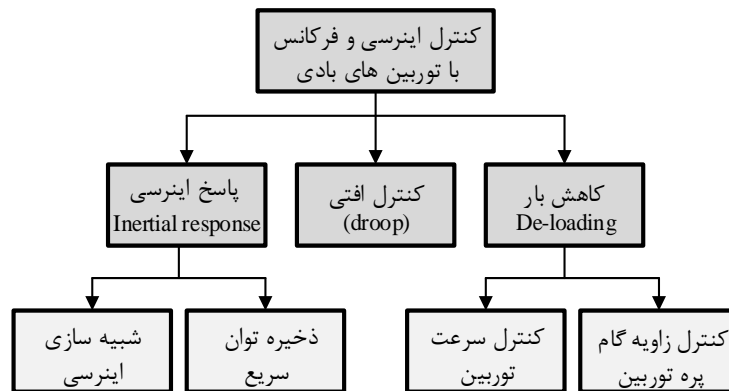
حلقه کنترل کننده ثالثیه فرکانس به تغییرات دستی بهره‌بردار در دیسپاچینگ و تعهد واحدهای تولید اشاره دارد. این کنترل برای بازیابی ذخایر کنترل فرکانس اولیه و ثانویه، مدیریت پرباری خطوط شبکه انتقال و بازگرداندن فرکانس و تبادلات توان به مقدار هدف خود در زمانی که کنترل ثانویه قادر به انجام این وظیفه نیست استفاده می‌شود [۳۰]. برای مشارکت دادن مزارع بادی جهت بهبود فرکانس در حلقه کنترل اولیه بایستی رفتار ژنراتورهای سنکرون در نحوه آزاد کردن انرژی جنبشی را همان‌طور که در شکل (۳) آمده است برای توربین‌های بادی شبیه‌سازی کرد. مرحله ۱ شکل (۳) اثر از دست دادن آنی تولید بزرگ بر فرکانس سیستم را نشان می‌دهد. منحنی قرمز رنگ در مرحله ۲ شکل (۳) نشان‌دهنده توان اکتیو کوتاه‌مدت تزریق شده به سیستم در نتیجه اینرسی ژنراتورهای سنکرون است. این تزریق اضافی توان اکتیو به شبکه ناشی از سهم اینرسی است که در آن انرژی ذخیره شده در توربین به طور موثر مناطق زیر منحنی قرمز است. فعال شدن پاسخ اولیه و اقدام گاورنر که با رنگ آبی نشان داده شده است مدت کوتاهی پس از افت فرکانس و معمولاً در عرض ۱ تا ۱/۵ ثانیه انجام می‌شود. اگرچه کد شبکه حداکثر تأخیر ۲ ثانیه را با تحویل کامل ظرفیت توان ظرف ۱۰ ثانیه پس از رویداد و به مدت ۲۰ ثانیه ادامه می‌دهد. سپس پاسخ ثانویه فعال می‌شود و در عرض ۳۰ ثانیه پس از رویداد ارائه می‌شود و برای ۳۰ دقیقه دیگر پایدار می‌ماند. رنگ سبز در مرحله ۲ شکل (۳) نشان‌دهنده توان تولیدی توربین‌های بادی^{۱۶} (WT) است که ملاحظه می‌شود نسبت به تغییرات فرکانس غیر حساس است. و طی بروز رویداد فرکانسی طبق مشخصه MPPT به عملکرد خود ادامه داده و هیچ افزایش توان نداشته و کمکی به بهبود فرکانس نکرده است [۲۰,۳۱]. برای اپراتورهای سیستم ضروری است که به تعیین یک نیاز فنی برای اینرسی مجازی^{۱۷} (VI) در توربین‌های بادی توجه کنند. بنابراین مطابق مرحله ۳ و ۴ شکل (۳)، WT باید بتواند با توجه به نرخ تغییرات فرکانس df/dt توان خود را همانند ژنراتورهای سنکرون افزایش داده و به سیستم ارائه دهد تا به کاهش FN کمک بکند [۳۱].





شکل (۳): مراحل کنترل فرکانس در سیستم قدرت پس از رویداد فرکانسی

به‌طور کلی، تکنیک‌های اینرسی و کنترل فرکانس برای توربین‌های بادی به سه دسته کلی تقسیم می‌شوند که در بازه ۱۰ ثانیه پاسخ اینرسی و کنترل اولیه قرار می‌گیرند. انواع تکنیک‌های مورد استفاده در توربین‌های بادی برای پشتیبانی از فرکانس سیستم در شکل (۴) نشان داده شده است.



شکل (۴): تکنیک‌های کنترل فرکانس و اینرسی توسط مزارع بادی

۳- تکنیک‌های پشتیبانی فرکانس توسط توربین‌های بادی

۳-۱- کنترل پاسخ اینرسی

پاسخ اینرسی طبیعی فناوری‌های مختلف توربین بادی در جدول (۱) به‌همراه پاسخ اینرسی یک ژنراتور سنکرون مرسوم به‌طور خلاصه آمده است و نشان می‌دهد ژنراتور سنکرون مرسوم با اتصال مستقیم به شبکه بهترین پاسخ اینرسی را دارد. ژنراتور القایی سرعت ثابت^{۱۸} (FSIG) به‌دلیل کاهش کوپلینگ بین سرعت روتور ژنراتور القایی و سرعت سیستم که ناشی از لغزش ژنراتور است، پاسخ اینرسی کمتری



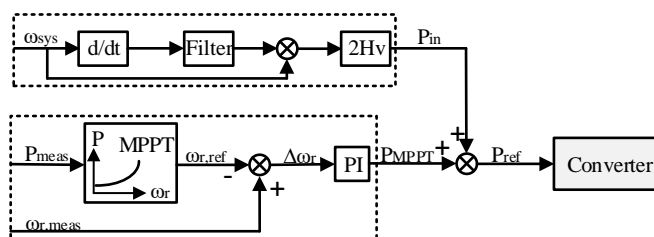
دارد. برای ژنراتور القایی دوسو تغذیه^{۱۹} (DFIG)، تنها یک پاسخ اینرسی بسیار محدود به دلیل مبدل کنترل شده در مدار روتور به دست می‌آید. در نوع مبدل مقیاس کامل^{۲۰} (FSC)، سرعت چرخش ژنراتور با استفاده از مبدل پشت به پشت به طور کامل از فرکانس شبکه جدا می‌شود. در نتیجه، هیچ پاسخ اینرسی برای توربین‌های بادی با مبدل کامل به دست نمی‌آید [۲۴]. به دلیل وجود مبدل‌های الکترونیک قدرت، توربین بادی نمی‌تواند به سرعت به تغییرات دینامیکی در فرکانس شبکه در صورت بروز اختلالات بزرگ پاسخ دهد. به همین دلیل، توربین بادی به یک کنترل‌کننده مناسب برای ارائه پاسخ اینرسی نیاز دارد. به طور کلی، دو تکنیک کنترل وجود دارد که با پاسخ اینرسی سروکار دارند. شبیه‌سازی اینرسی نهان^{۲۱} یا اینرسی مجازی و ذخیره توان سریع است. شبیه‌سازی اینرسی اولین تکنیک است که حلقه‌های کنترل جدیدی را برای آزاد کردن انرژی جنبشی ذخیره شده در پره‌های دوار توربین بادی پیشنهاد می‌کند. این توان اضافی برای پایان دادن به انحراف فرکانس در طول رویدادهای عدم تعادل استفاده می‌شود. ذخیره توان سریع دومین تکنیک است که می‌تواند برای پایان دادن به انحراف فرکانس نیز مورد استفاده قرار گیرد. با این حال، این تکنیک به انحرافات فرکانس با آزاد کردن توان ثابت برای مدت زمان مشخصی پاسخ می‌دهد.

جدول (۱): پاسخ اینرسی انواع ژنراتورها [۲۴].

نوع ژنراتور	مقدار پاسخ اینرسی
ژنراتور سنکرون مرسوم	زیاد
ژنراتور القایی سرعت ثابت	کم
ژنراتور القایی دوسو تغذیه	کمتر
مبدل مقیاس کامل	بدون اینرسی

۳-۱-۱- شبیه‌سازی اینرسی

استفاده از مبدل الکترونیک قدرت با کنترل‌کننده مناسب، توربین‌های بادی سرعت متغیر را قادر می‌سازد تا انرژی جنبشی ذخیره شده در پره‌های دوار خود را آزاد کنند. این انرژی جنبشی به عنوان یک پاسخ اینرسی در محدوده ۲-۶ ثانیه استفاده می‌شود [۳۲]. به طور کلی، دو نوع پاسخ اینرسی وجود دارد. پاسخ اینرسی یک حلقه و پاسخ اینرسی دو حلقه. در حالت اول، یک حلقه کنترل بر اساس ROCOF برای آزاد کردن انرژی جنبشی ذخیره شده در پره‌های دوار توربین استفاده می‌شود، در حالی که دومی از دو حلقه بر اساس ROCOF و انحرافات فرکانس استفاده می‌کند. در [۳۳-۳۷] پاسخ اینرسی یک حلقه به سیستم کنترل سرعت اضافه می‌شود تا توربین بادی بتواند به ROCOF پاسخ دهد. این حلقه کنترل شبیه‌سازی اینرسی نامیده می‌شود که دقیقاً همان‌گونه که در شکل (۵) نشان داده شده است، پاسخ اینرسی نیروگاه‌های سنتی را شبیه‌سازی می‌کند.



شکل شماره (۵): شبیه‌سازی اینرسی برای توربین‌های بادی سرعت متغیر [۳۳].

توان خروجی از توربین بادی P_{meas} ، سرعت روتور مرجع $\omega_{r,ref}$ را تعیین می‌کند که با سرعت روتور اندازه‌گیری شده $\omega_{r,meas}$ مقایسه می‌شود و توسط کنترل‌کننده^{۲۲} (PI) برای ارائه حداکثر توان استفاده می‌شود. در طی شرایط نرمال بهره‌برداری، توان مرجع منتقل شده به مبدل برابر با بیشینه توان بدون هیچ‌گونه مشارکتی از حلقه کنترل اینرسی است. پس از تشخیص رویداد در شبکه، مقدار مشخصی P_{in} بر اساس مقدار ROCOF و ثابت اینرسی مجازی Hv به P_{MPPT} اضافه می‌شود. با توجه به افزایش توان، سرعت ژنراتور کاهش



می‌یابد و انرژی جنبشی ذخیره شده در پره‌های دوار توربین بادی آزاد می‌شود. توان اضافی P_{in} از حلقه پاسخ اینرسی، که به ROCOF بستگی دارد، به دست می‌آید و توسط رابطه (۲) محاسبه می‌گردد [۳۸].

$$P_{in} = 2H_V \times \omega_{sys} \times \frac{d\omega_{sys}}{dt} \quad (2)$$

به دلیل ثابت بودن توان اضافی حاصل از حلقه کنترل اینرسی، این نوع کنترل دارای دو عیب است. اول، سرعت روتور به سرعت کاهش می‌یابد، که منجر به تلفات بزرگ در توان آیرودینامیکی می‌شود. دوم، زمان بازیابی سرعت روتور توسط این کنترل کننده بسیار زیاد است. در مرجع [۳۹]، که ثابت پاسخ اینرسی جدید در آن محاسبه شده است، می‌توان از این معایب اجتناب کرد. این ثابت، پاسخ اینرسی موثر^{۳۳} (EIR) نامیده می‌شود و بر اساس مقدار فرکانس است. به طور کلی، ثابت اینرسی برای یک توربین بادی به صورت رابطه (۳) تعریف می‌شود:

$$H = \frac{E_{kin}}{S_B} = \frac{J\omega^2}{2S_B} \quad (3)$$

که در آن E_{kin} انرژی جنبشی ذخیره شده در جرم دوار توربین بادی است، S_B توان نامی و J ممان اینرسی است. حداکثر توان خروجی از یک توربین بادی، که به عنوان تابعی از سرعت روتور تعریف می‌شود، با رابطه (۴) به دست می‌آید.

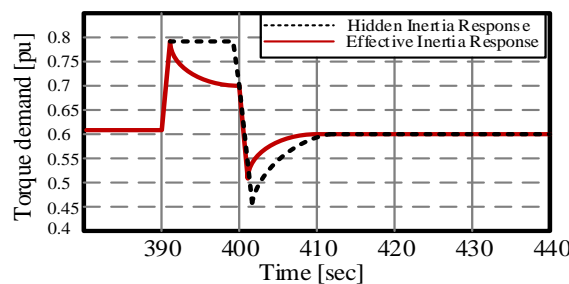
$$P_{MPPT} = K_{opt} \omega^3 \quad (4)$$

که در آن ω سرعت روتور، K_{opt} بهره کنترل کننده برای ردیابی بیشینه توان و توسط رابطه (۵) به دست می‌آید.

$$K_{opt} = 0.5\rho\pi R^5 \frac{C_{P_{opt}}}{\lambda_{opt}^3} \quad (5)$$

که ρ چگالی هوا، R شعاع چرخش پره توربین، $C_{P_{opt}}$ حداکثر ضریب توان، λ_{opt} سرعت بهینه راس پره است. اکنون معادله (۳) را می‌توان با جایگزینی توان مربوط به معادله (۴) بازنویسی کرد. در نتیجه، ثابت اینرسی موثر به صورت رابطه (۶) خواهد بود:

$$He(\omega) = \frac{J\omega_{opt}^3}{\rho\pi R^5 C_{P_{opt}}} \frac{1}{\omega} \quad (6)$$



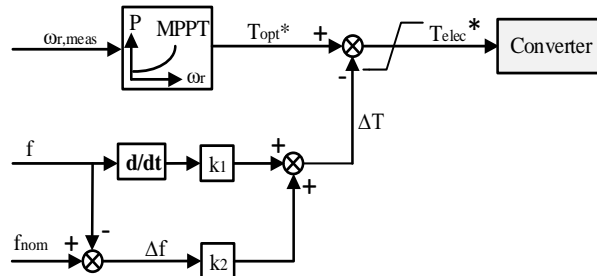
شکل (۶): تقاضای گشتاور با توجه به پاسخ اینرسی [۳۹].

تا زمانی که فرکانس سیستم در حال کاهش باشد مقدار ثابت اینرسی سیستم افزایش می‌یابد بنابراین همان‌طور که در شکل (۶) نشان داده شده است، انتقال گشتاور به مبدل کاهش می‌یابد.

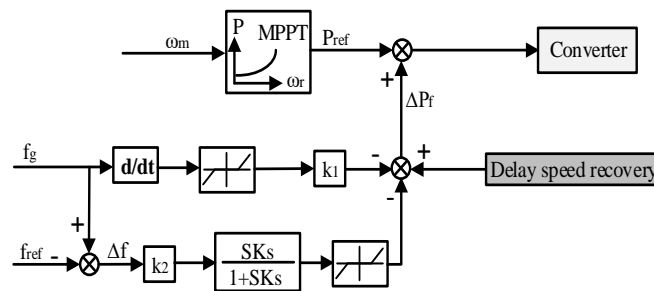
اصل پاسخ اینرسی یک حلقه این است که سیگنال کاهش گشتاور متناسب با ROCOF را ارائه می‌دهد. این کاهش گشتاور تا زمانی که فرکانس بازیابی شود ادامه دارد. در نتیجه، بدون پشتیبانی یک کنترل کننده دیگر، گشتاور مرجع کلی تزریق شده به مبدل^{*} Telec برای بازگرداندن سیستم به نقطه کار بهینه MPPT کاهش می‌یابد. در نتیجه، توان تزریق شده به شبکه به طور مستقیم کاهش می‌یابد و فوراً پشتیبانی فرکانس را به پایان می‌رساند. به منظور جلوگیری از شتاب مجدد توربین بادی، مرجع‌های [۴۰، ۴۱] یک پاسخ اینرسی کنترل دو حلقه‌ای را پیشنهاد کرده‌اند، همان‌طور که در شکل (۷) نشان داده شده است. این نوع کنترل، یک گشتاور اضافی ΔT را ارائه می‌دهد که متناسب با انحراف فرکانس است و تا زمانی که فرکانس اسمی بازیابی شود ادامه می‌یابد. سیستم کنترل پاسخ اینرسی دو حلقه با دو



اصلاح اضافی در مرجع [۴۲] ارائه شده است. همان‌طور که در شکل (۸) دیده می‌شود یک بلوک جدید به‌نام بازیابی تاخیر سرعت، اضافه شده است تا سرعت توربین را در اسرع وقت بازیابی کند. یک فیلتر موجی برای حذف مقدار ثابت و نویز در حلقه اختلاف فرکانس اندازه‌گیری شده با فرکانس نامی (Δf) قرار داده شده است. چالش اصلی این طرح‌ها تنظیم مناسب و دقیق پارامترهای $K1$ و $K2$ است که می‌تواند به بهبود وضعیت فرکانس کمک کند.



شکل (۷): حلقه‌های کنترل تکمیلی برای پاسخ اینرسی [۴۱].



شکل (۸): حلقه‌های کنترل تکمیلی برای پاسخ اینرسی [۴۲].

۳-۱-۲- ذخیره توان سریع

به‌طور کلی پاسخ اینرسی را می‌توان شبیه‌سازی کرد، زیرا سیگنال کنترل به انحراف فرکانس یا ROCOF بستگی دارد. همچنین می‌توان آن را به‌عنوان ۱۰ درصد توان اسمی ثابت برای ۱۰ ثانیه، با وجود سرعت‌های مختلف باد، تعریف کرد [۴۳]. توان ثابت کوتاه مدت که به آن ذخیره توان سریع^{۲۴} می‌گویند، از انرژی جنبشی ذخیره شده در جرم دوار توربین بادی آزاد می‌شود. این ذخیره توان سریع را می‌توان با کنترل مقدار سرعت روتور به‌دست آورد. و به‌صورت رابطه (۷) محاسبه می‌گردد.

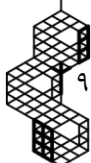
$$P_{const} t = \frac{1}{2} J \omega_{ro}^2 - \frac{1}{2} J \omega_{rt}^2 \quad (7)$$

که در آن P_{const} مقدار ثابت توان اکتیو، t مدت زمان ذخیره توان سریع، ω_{ro} سرعت چرخش اولیه روتور و ω_{rt} سرعت چرخش روتور در پایان پاسخ اینرسی است. بنابراین، سرعت چرخش مرجع را می‌توان از طریق رابطه (۸) به‌دست آورد:

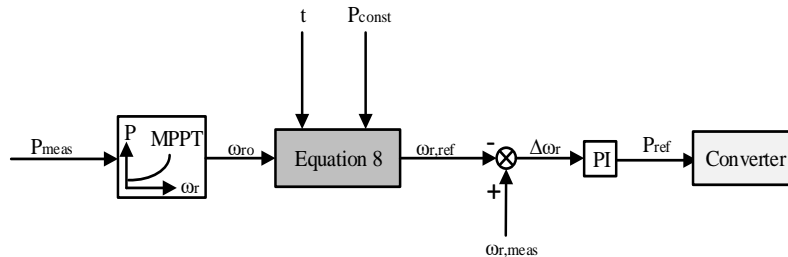
$$\omega_{r,ref} = \omega_{rt} = \sqrt{\omega_{ro}^2 - 2 \frac{P_{const}}{J} t} \quad (8)$$

آثار مختلف در مقالات، عملکرد اصلی ذخیره توان سریع را مورد بحث قرار داده‌اند. در مرجع [۳۳] یک سیستم کنترل‌کننده ذخیره توان سریع برای یک توربین بادی بررسی شده است، همان‌طور که در شکل (۹) نشان داده شده است. سرعت روتور را مطابق با معادله (۸) و بر اساس مقدار توان ثابت P_{const} و مدت زمان ذخیره توان t ، تعیین می‌کند.

قابلیت پاسخ فرکانسی ژنراتورهای توربین بادی دارای مبدل کامل در مقایسه با تولید ژنراتورهای مرسوم در مرجع [۴۴] مورد بررسی قرار گرفته است. ذخیره توان سریع، هیچ‌گونه حاشیه توان اکتیو برای حالت تغذیه آماده به‌کار^{۲۵} را حفظ و نگهداری نمی‌کند. بلکه برای پشتیبانی کوتاه‌مدت از فرکانس استفاده می‌شود، بنابراین اولین افت فرکانس در شبکه را حذف می‌کند. اما افت دوم فرکانس^{۲۶} (FSD)

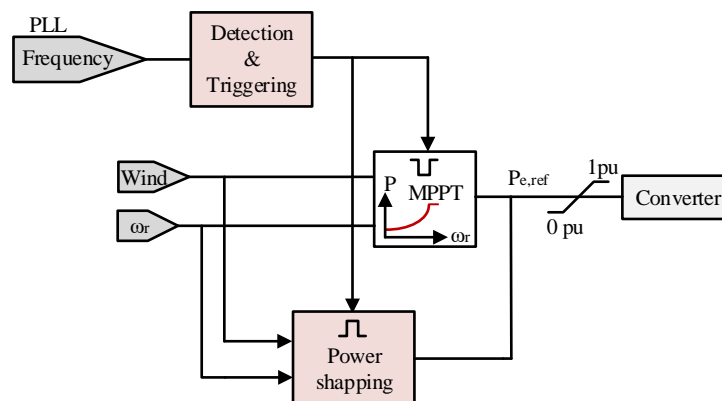


در سیستم ایجاد می‌شود که دامنه آن با از دست دادن ناگهانی پشتیبانی موقت WT از توان اکتیو مشخص می‌شود. در وضعیت WPPL بالا، هرچه توربین‌های بادی توان پشتیبانی بیشتری را ارائه دهند، افت دوم فرکانس شدیدتر ظاهر می‌شود و دامنه آن حتی از افت فرکانس اول نیز بزرگتر خواهد بود [۴۴,۴۵]. بنابراین، راهبردهای موثر برای حذف افت دوم فرکانس در حالی که تضمین‌کننده بازیابی سریع سرعت روتور باشند بسیار مورد توجه هستند.

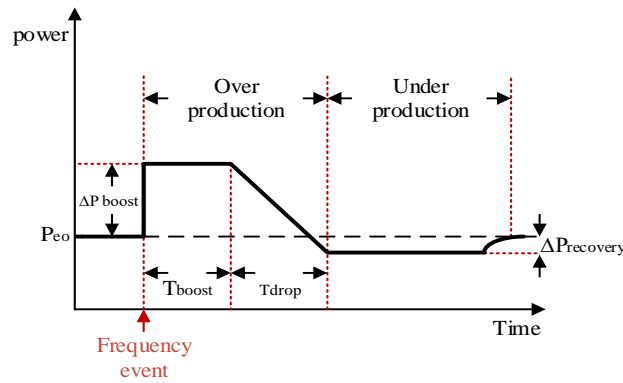


شکل (۹): کنترل‌کننده ذخیره توان سریع برای یک توربین باد [۳۳].

در مرجع [۴۵]، افت دوم فرکانس را با کنترل تعداد واحدهای ژنراتور که در پشتیبانی فرکانس شرکت می‌کنند، کاهش می‌دهد و آنها را در زمان‌های مختلف از حالت پشتیبانی خارج می‌کند. بنابراین تغییر ناگهانی توان به عملکرد عادی با یک تغییر تدریجی جایگزین می‌شود. ایده برنامه‌ریزی مشابهی در مرجع [۴۶] با توجه به حل یک مسئله کنترل بهینه که تلفات انرژی را به حداقل می‌رساند، پیشنهاد شده است. در مرجع [۴۷] همان‌طور که در شکل (۱۰) نشان داده شده است، یک کنترل‌کننده ذخیره توان سریع پیشنهاد کرده است. عملیات کنترل‌کننده ذخیره توان سریع زمانی شروع می‌شود که انحراف فرکانس از یک آستانه خاص فراتر رود. در این شرایط یک سیگنال کنترلی از بلوک تشخیص و راه‌اندازی ارسال می‌شود تا کنترل‌کننده ردیابی نقطه بیشینه توان را خارج کند و کنترل‌کننده مربوط به شکل‌دهی توان را فعال کند. همان‌طور که در شکل (۱۱) نشان داده شده است این طرح به ارائه توان اضافی در طول دوره تولید بیش از حد^{۲۷} ادامه می‌دهد. هنگامی که تخلیه انرژی جنبشی کامل شد، عملکرد بازیابی سرعت روتور شروع می‌شود تا سرعت روتور را به مقدار قبل از رویداد بازگرداند و نقطه بیشینه توان MPPT را بازیابی کند. بازیابی سرعت روتور در بازه زمانی تولید کم^{۲۸} می‌باشد تا سرعت روتور به مقدار اولیه خود بازگردد. که این کمبود تولید توسط ژنراتورهای سنکرون شبکه باید جبران شود. برای جلوگیری از افت فوری توان خروجی، انتقال از تولید بیش از حد به تولید کم باید از یک انتقال شیبدار و تدریجی پیروی کند.

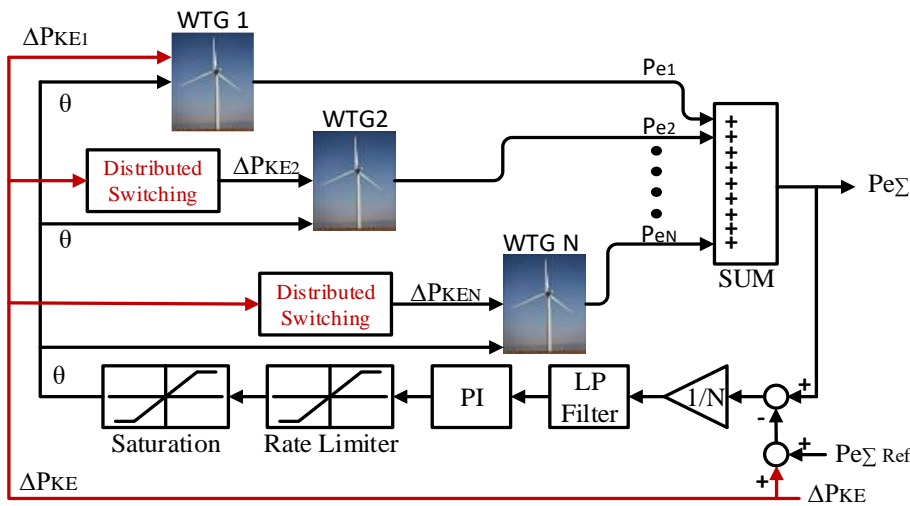


شکل (۱۰): بلوک دیاگرام کنترل‌کننده ذخیره توان سریع [۴۷].



شکل (۱۱): نحوه کنترل توان در کنترل کننده ذخیره توان سریع [۴۷].

راهبردهای مختلفی برای ذخیره انرژی سریع برای مزارع بادی در مرجع [۴۸] پیشنهاد شده است. همان طور که در شکل (۱۲) ملاحظه می شود عملکرد یک کنترل کننده متمرکز که مسئول تنظیم فرکانس است را بررسی کرده است. این کنترل کننده مرکزی دو وظیفه اصلی دارد. وظیفه اول تعیین میزان توان اضافی برای هر توربین بادی در دوره پشتیبانی فرکانس است. وظیفه دوم تعیین زمان مناسب برای بازیابی انرژی جنبشی روتور پس از اتمام دوره پشتیبانی و تولید اضافی است.

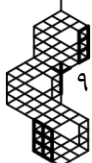


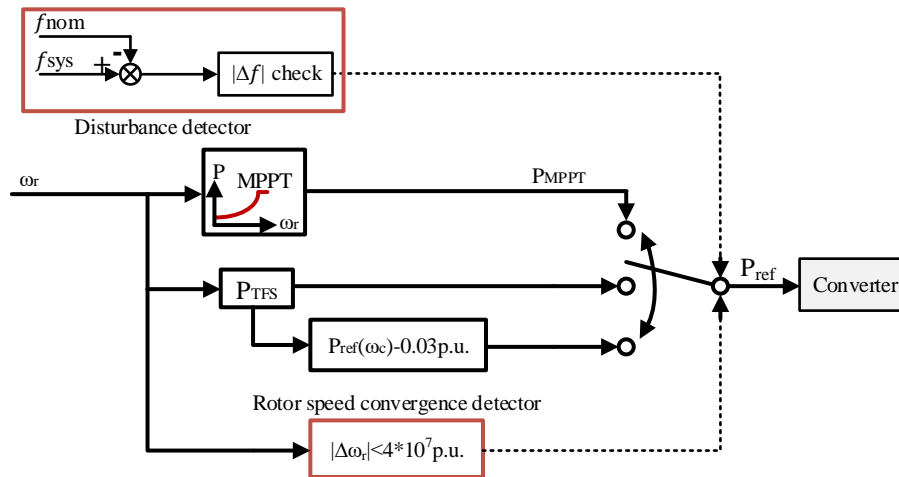
شکل (۱۲): کنترل مرکزی مزرعه بادی [۴۸].

در مرجع [۴۹] همان طور که در شکل (۱۳) دیده می شود ذخیره توان سریع را در دامنه سرعت روتور ω_r تعریف می کند. یعنی مقدار مرجع توان پس از تشخیص افت فرکانس در سیستم از مقدار توان اولیه P_0 به توان در بیشینه گشتاور ω_0 که با $P_{Tlim}(\omega_0)$ تعریف شده است افزایش می یابد. سپس مقدار توان اکتیو متناسب با ω_r کاهش می یابد. مقدار ذخیره توان سریع طبق رابطه (۹) محاسبه می شود.

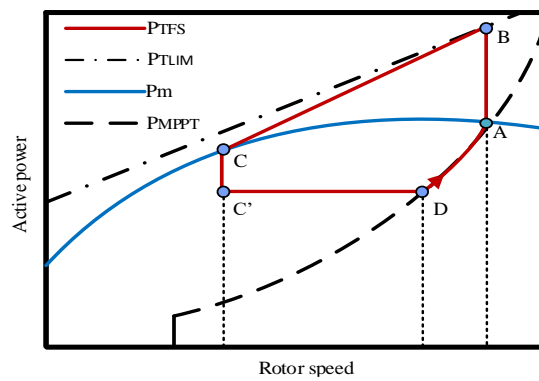
$$P_{TFS} = \frac{P_{Tlim}(\omega_0) - P_{MPPT}(\omega_{min})}{\omega_0 - \omega_{min}} (\omega_r - \omega_{min}) + P_{MPPT}(\omega_{min}) \quad (9)$$

که در آن مقدار توان آزاد شده توربین بادی برای پشتیبانی موقت فرکانس TFS ، $P_{MPPT}(\omega_{min})$ مقدار توان قابل استحصال از MPPT در حداقل سرعت روتور (ω_{min}) است. شکل (۱۴) نحوه عملکرد کنترل کننده را بیان می کند. در این طرح هنگامی که ω_r به ω_c همگرا گردد (از نقطه B به نقطه C) فوراً مرجع را به اندازه ۰/۰۳ پریونیت کاهش می دهد (از نقطه C به نقطه C') تا شروع به بازیابی سرعت ω_r کند. و این مقدار مرجع جدید تا زمانی که P_{TFS} به منحنی P_{MPPT} برسد حفظ می شود. در نقطه D مجدداً مرجع توان به P_{MPPT} برمی گردد و سپس ω_r به ω_0 طبق مشخصه MPPT بازگردانده می شود.





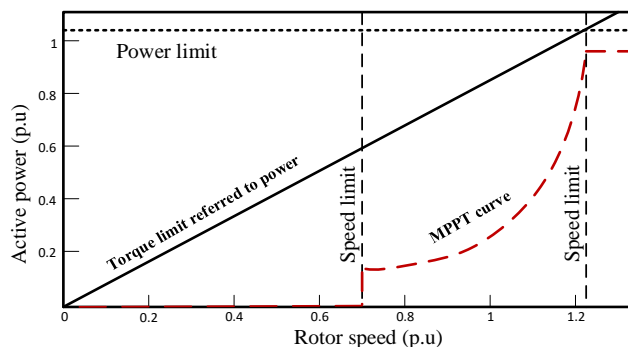
شکل (۱۳): کنترل کننده ذخیره توان سریع [۴۹].



شکل (۱۴): نحوه عملکرد کنترل کننده

چالش این طرح در این است که طول دوره کاهش سرعت روتور برای ω_0 در سرعت‌های باد متوسط و پایین، dP_{TFS}/dt (از نقطه B تا نقطه C) ممکن است مقدار زیادی داشته باشد. در این صورت باعث ایجاد یک افت قابل توجه در فرکانس اما به صورت دیر هنگام و با تاخیر شود. دلیل این اتفاق به شرح زیر است. dP_{TFS}/dt در طول دوره کاهش سرعت را می‌توان با رابطه (۱۰) بیان کرد:

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



شکل (۱۵): مشخصه ردیابی نقطه بیشینه توان و حدود گشتاور و توان

که $dP_{TFS}/d\omega_r$ به شیب قسمت BC در شکل (۱۴) اشاره دارد، $d\omega_r/dt$ متناسب با طول قسمت AB در شکل (۱۴) است. همان‌طور که در شکل (۱۵) ملاحظه می‌گردد با کاهش ω_0 ، نقطه B در امتداد منحنی P_{Tlim} به سمت چپ حرکت می‌کند، اما مقدار بیشینه توان

در حداقل سرعت روتور ثابت باقی می‌ماند. در نتیجه، نرخ dP_{TFS}/dt افزایش می‌یابد. علاوه بر این، $d\omega_r/dt$ در نقطه B برای ω_0 کوچک، بیشتر از ω_0 بزرگ است به دلیل این که توان آزاد شده با توجه به حد گشتاور برای ω_0 کوچک، بیشتر است. بنابراین dP_{TFS}/dt در نقطه B که حداکثر نرخ کاهش در طول دوره کاهش سرعت است برای ω_0 کوچک بسیار بیشتر از ω_0 بزرگ است. در نتیجه یک dP_{TFS}/dt بزرگ برای مدت طولانی‌تری دوام می‌آورد. در نتیجه، ژنراتورهای سنکرون در سیستم قدرت باید توان بیشتری را برای جبران کاهش توان خروجی یک DFIG برای مدت زمان طولانی‌تر آزاد کنند. بنابراین، فرکانس سیستم بیشتر کاهش می‌یابد، که باعث یک افت فرکانس دیر هنگام اما قابل توجه می‌شود. این پدیده برای نفوذ بیشتر مزارع باد WPPL شدیدتر می‌شود. رفع چالش مذکور و حذف افت دوم فرکانس در مرجع [۵۰، ۵۱] بررسی شده است. همان‌طور که در شکل (۱۶) مشاهده می‌شود در مرحله پشتیبانی از فرکانس یک توان ثابت برای یک دوره از پیش تعیین شده اضافه می‌شود و نحوه کاهش توان متناسب با سرعت روتور توربین بادی طبق رابطه (۱۱) و از نقطه B' به نقطه C همگرا می‌شود. در این نقطه توان الکتریکی با توان مکانیکی توربین برابر است سپس با اعمال یک بازه زمانی ΔT و طبق رابطه (۱۲)، توان اکتیو را به صورت تدریجی و تا رسیدن به نقطه D که روی منحنی MPPT قرار دارد کاهش می‌دهد.

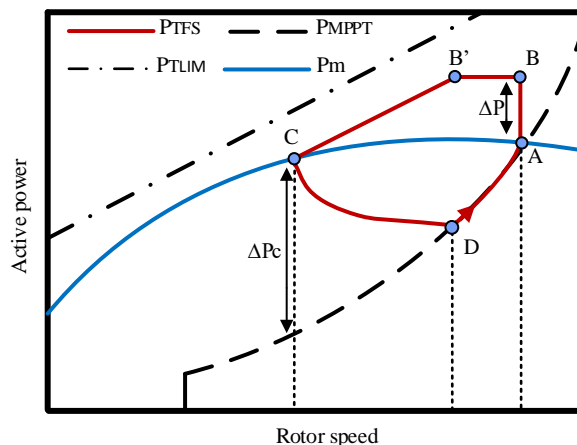
$$P_{TFS}(\omega_r) = (P_0 + \Delta P) \frac{\omega_r - \omega_{min}}{\omega_{FN} - \omega_{min}}, \text{ for } \omega_c < \omega_r < \omega_{FN} \quad (11)$$

$$P_{TFS}(\omega_r, t) = k_g \omega_r^3 + \Delta P_c \left[-\frac{1}{\Delta T}(t - t_c) + 1 \right], \text{ for } \omega_c < \omega_r \leq \omega_D \quad (12)$$

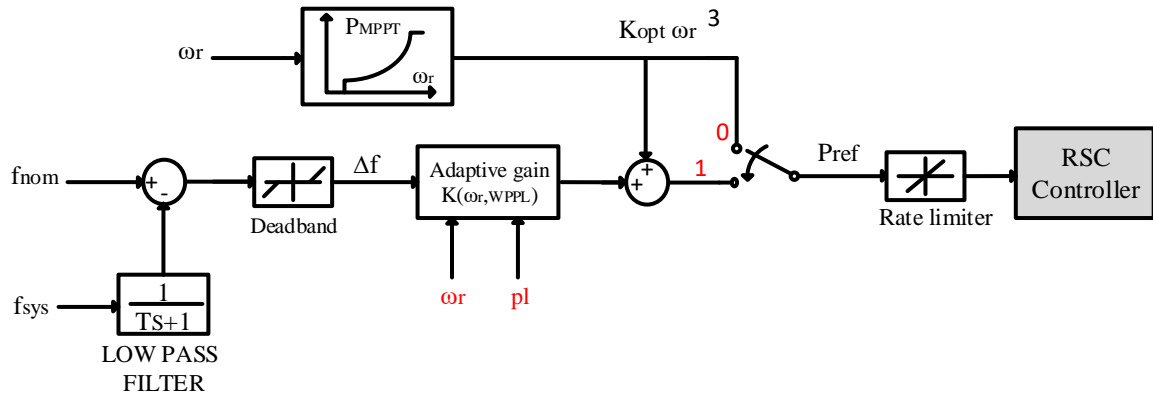
در مرجع [۵۱] هنگام پشتیبانی از فرکانس سیستم، توان مرجع با مقدار انحراف فرکانس جمع شده است. در این صورت پس از شناسایی یک رویداد فرکانسی، در مرجع توان یک مقدار اضافی ناشی از مقدار اختلاف فرکانس (Δf) ایجاد می‌شود. مقدار Δf نیز در یک بهره تطبیقی که سرعت روتور و سطح نفوذهای مختلف باد در آن در نظر گرفته شده 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. از طرفی بازیابی سرعت روتور به صورت تدریجی و در حلقه کنترل ثانویه خواهد بود. رابطه (۱۳) بهره تطبیقی را نشان می‌دهد و به صورت زیر است.

$$k_p(\omega_r, pl) = g(pl) * k(\omega_r) \quad (13)$$

که در آن pl نشان دهنده میزان نفوذ نیروی باد است. بهره تطبیقی $g(pl)$ برای انطباق با سطوح مختلف نفوذ نیروی باد با در نظر گرفتن سرعت نامی باد و $k(\omega_r)$ برای بهبود حداقل سطح فرکانس تحت سرعت‌های مختلف باد در هر میزان نفوذ نیروی باد استفاده می‌شود. در این طرح جلوگیری از افت دوم در فرکانس سیستم تضمین خواهد شد اما بازیابی سرعت روتور دیر هنگام و در حلقه کنترل فرکانس ثانویه اتفاق خواهد افتاد. شکل (۱۷) کنترل کننده پیشنهادی مرجع [۵۱] را نشان می‌دهد.



شکل (۱۶): مشخصه توان - سرعت روتور برای طرح کنترل کننده [۵۰].



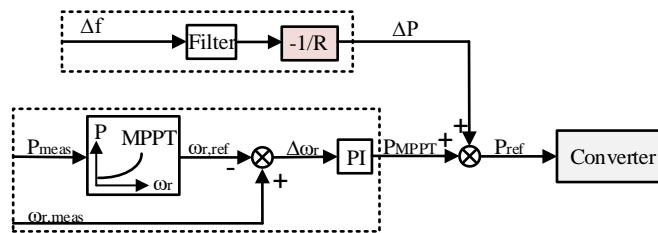
شکل (۱۷): کنترل کننده پیشنهادی مرجع شماره [۵۱].

۲-۳- کنترل افتی (droop)

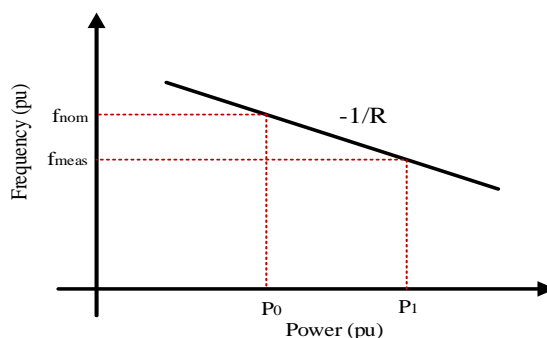
طرح کنترل Droop نشان داده شده در شکل (۱۸)، توان خروجی اکتیو از یک توربین بادی را متناسب با تغییر فرکانس تنظیم می‌کند. این کنترل کننده، حداقل فرکانس و همچنین فرآیند بازیابی فرکانس را بهبود می‌بخشد. توان اکتیو با توجه به ویژگی‌های خطی تنظیم می‌شود و توسط رابطه (۱۴) بدست می‌آید [۵۲].

$$\Delta P = P_1 - P_0 = \frac{f_{meas} - f_{nom}}{R} \quad (14)$$

که در آن R ثابت droop است، f_{meas} و P_1 به ترتیب فرکانس جدید (فرکانس اندازه‌گیری شده) و توان خروجی توربین بادی هستند، در حالی که f_{nom} و P_0 نقاط عملیاتی اولیه هستند. رابطه خطی بین فرکانس و توان اکتیو توربین بادی در شکل (۱۹) نشان داده شده است. هنگامی که فرکانس از f_{nom} به f_{meas} کاهش می‌یابد، توربین بادی خروجی توان را از P_0 به P_1 افزایش می‌دهد تا انحرافات فرکانس را جبران کند [۵۳].

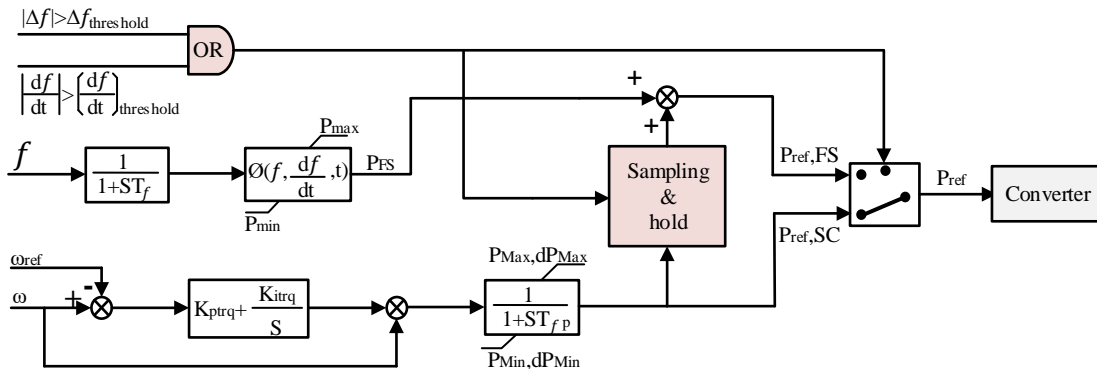


شکل (۱۸): کنترل کننده پشتیبانی فرکانس با کنترل سرعت droop [۵۲].



شکل (۱۹): مشخصه droop توربین باد [۵۳].

در مرجع [۵۴] از ترکیب کنترل droop و کنترل اینرسی متغیر با زمان^{۲۱} که بهره آن بر اساس زمان پاسخ فرکانسی تعیین می‌شود برای بهبود افت اول فرکانس سیستم استفاده شده است. در مرجع‌های [۵۵،۵۶] از حلقه کنترل اضافی که دارای بهره تطبیقی است استفاده شده است. بهره تطبیقی بر اساس ROCOF و سرعت روتور تنظیم می‌گردد. در مرجع [۵۷] نیز مشخصه افتی متغیر با زمان^{۲۲} برای پشتیبانی فرکانس در ژنراتورهای توربین باد^{۲۳} (WTGs) پیشنهاد شده است، که در جلوگیری از نوسانات بزرگ فرکانس بسیار موثر است و بازیابی هموار انرژی جنبشی WTGs را تسهیل می‌کند. و برای اثبات عملکرد مناسب آن، با مشخصه droop ثابت و پشتیبانی فرکانس^{۲۴} (FS) تک مرحله‌ای و چند مرحله‌ای مقایسه کرده است. شکل (۲۰) کنترل کننده مرجع [۵۷] را نشان می‌دهد. اجتناب از کاهش پله‌ای خروجی توربین‌های باد و ایجاد یک انتقال صاف از حالت FS به حالت عملکرد عادی کنترل سرعت^{۲۵} (SC) مستلزم آن است که مرجع توان اکتیو تولید شده در حلقه‌های کنترل FS و SC برابر باشد. این امر مستلزم یک دوره تولید کم است که در آن توان خروجی توربین بادی کمتر از توان موجود در باد باشد.

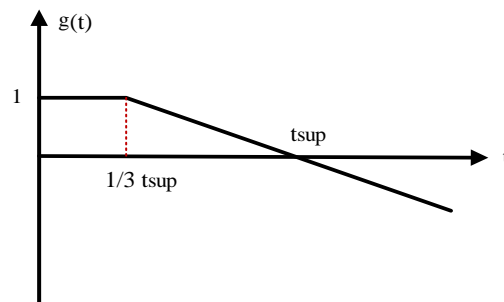


شکل (۲۰): کنترل کننده پشتیبانی فرکانس با مشخصه droop متغیر با زمان [۵۷].

یعنی توربین‌های بادی کل انرژی جنبشی خود را نباید آزاد کنند تا بتوان طبق مشخصه droop متغیر زمانی بازیابی سرعت روتور را انجام داد. بنابراین، تفاوت بین نیروی باد ورودی و توان ژنراتور خروجی می‌تواند سرعت روتور را دوباره بازیابی کند. این کار را با droop منفی در حلقه کنترل FS به صورت رابطه (۱۵) به دست آورده است:

$$\Delta E_k = \int_{t_{rec}}^t D'(t) \Delta f(t) dt \quad (15)$$

که در آن ΔE_k کل انرژی جنبشی $D'(t)$ یک تابع droop منفی است و t_{rec} زمان مورد نیاز برای بازیابی انرژی جنبشی است. این زمان به اندازه‌ای است که مراجع توان اکتیو در حالت FS و SC با هم برابر شوند ($P_{ref,FS} = P_{ref,SC}$). زمان بازیابی به عملکرد droop فرکانس شبکه پس از t_{sup} در شکل (۲۱) بستگی دارد. هر چه انحراف فرکانس از فرکانس اسمی بیشتر باشد، زمان بازیابی کوتاهتر خواهد بود. علاوه بر این، لازم است که انتقال از ضریب droop مثبت به ضریب droop منفی به آرامی انجام شود تا از ایجاد پله در مرجع توان اکتیو کنترل کننده جلوگیری شود. برای این کار، طبق شکل (۲۱) کاهش توان باید متغیر با زمان باشد، به طوری که droop مثبتی که FS را فراهم می‌کند به تدریج به یک droop منفی تبدیل شود و از این طریق سرعت روتور دوباره بازیابی می‌شود. محدوده‌های عملیاتی droop متغیر یا زمان با روابط (۱۶) تا (۱۸) بیان شده است.



شکل (۲۱): مشخصه droop متغیر با زمان [۵۷].

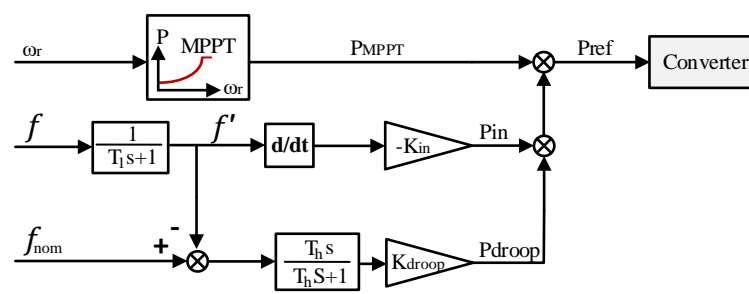
$$D(t) \geq 0 \quad 0 \leq t \leq t_{sup} \quad (16)$$

$$D'(t) < 0 \quad t_{sup} < t \leq t_{rec} \quad (17)$$

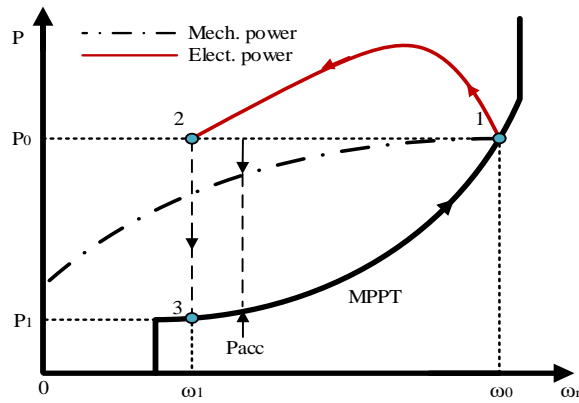
$$(18) D(t_{sup}^-) = D'(t_{sup}^+) = 0$$

که در آن $D(t)$ تابع droop مثبت است و پشتیبانی توان اکتیو را در مدت زمان t_{sup} فراهم می‌کند و تابع droop منفی $D'(t)$ سرعت روتور را در مدت زمان t_{rec} بازیابی می‌کند. شرط سوم مستلزم آن است که droop مثبت در پایان دوره پشتیبانی به صفر کاهش یابد و droop بازیابی از آن نقطه شروع شود. این شرایط برای انتقال آرام از دوره پشتیبانی فرکانس FS به دوره عملکرد عادی توربین باد SC، ضروری است. دوره بازگشت به شرایط نرمال پس از t_{sup} با مقادیر منفی تابع $g(t)$ شروع می‌شود. روتور ژنراتور توربین باد WTG در این مدت دوباره شتاب می‌گیرد و مرجع توان اکتیو کنترل‌کننده سرعت شروع به افزایش می‌کند. با تابع پیشنهادی، droop مثبت به تدریج به صفر کاهش می‌یابد و در مقادیر منفی ادامه می‌یابد، تا انتقال نرم از مرحله کاهش سرعت به مرحله شتاب‌گیری روتور را تضمین کند. تابع $g(t)$ در بخش منفی محدود نمی‌شود. لذا این حالت به موقعیت‌هایی کمک می‌کند که فرکانس سیستم پس از دوره پشتیبانی نزدیک به فرکانس اسمی شبکه باشد. بنابراین، droop منفی به اندازه‌ای بزرگ می‌شود که با انحراف فرکانس کوچک مقابله و از بازیابی طولانی مدت جلوگیری می‌کند. در این شرایط، توان شتاب‌دهنده به توربین توسط باند پایین حلقه FS، یعنی PFSmin محدود می‌شود. در نهایت، هنگامی که دو مرجع توان به هم رسیدند، کنترلر به حالت کارکرد عادی تغییر وضعیت می‌دهد. این طرح در حذف افت دوم فرکانس عملکرد بسیار موثری دارد اما عیب این طرح در این است که برای بازیابی نرم سرعت روتور و جلوگیری از افت دوم فرکانس، انرژی جنبشی کمتری آزاد می‌شود و به دنبال آن توان اکتیو کمتری برای پشتیبانی فرکانس شبکه ارائه می‌گردد.

در مرجع [۱۳] همان‌طور که در شکل (۲۲) ملاحظه می‌شود پاسخ اینرسی شبیه‌سازی شده را با استفاده از دو حلقه کنترل اینرسی مجازی و کنترل droop مورد بحث قرار می‌دهد. سیگنال کنترل کمکی Pin+Pdroop به‌عنوان پاسخ فرکانس توربین بادی است و از طریق ترکیب دو ویژگی اینرسی و droop یک توان اکتیو متغیر ΔP را با توجه به فرکانس اندازه‌گیری شده فراهم می‌کند. رفتار اینرسی مجازی توسط ثابت اینرسی (K_{in}) و ثابت افتی df/dt تعیین می‌شود، در حالی که حلقه کنترل droop فقط یک ثابت K_{droop} دارد. هنگامی که از این استراتژی‌ها استفاده می‌شود، تنظیم پارامترهای کنترلی بسیار حائز اهمیت و به سیستم قدرتی که توربین‌های بادی به آن متصل هستند بستگی خواهد داشت. زیرا محاسبه و شبیه‌سازی اینرسی مجازی بر اساس ژنراتورهای سنکرون موجود در سیستم قدرت خواهد بود. تنظیم خوب پارامترها می‌تواند پاسخ فرکانسی را بهبود بخشد و در صورت تنظیم نامناسب پارامترها پاسخ فرکانسی بدتر خواهد شد.

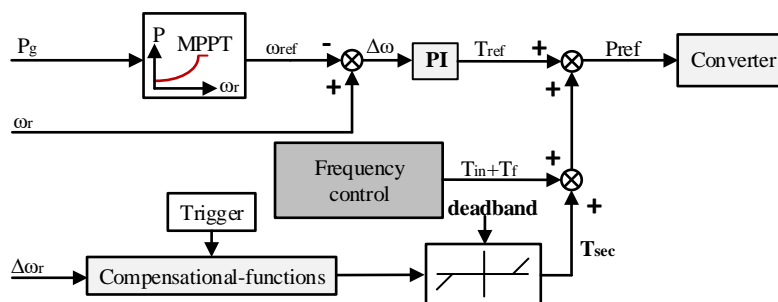


شکل (۲۲): حلقه کنترل اینرسی همراه با droop [۱۳].



شکل (۲۳): نحوه عملکرد کنترل کننده اینرسی.

رفتار دینامیکی بین توان اکتیو و سرعت روتور ω_r مربوط به این کنترل کننده به صورت شکل (۲۳) می باشد. نقطه ۱ نشان دهنده شروع پشتیبانی از فرکانس است که توان اکتیو افزایش یافته است و پس از مدت زمانی در نقطه ۲، توان اکتیو به مقدار قبلی خود ولی در سرعت کمتر از سرعت قبلی یعنی ω_1 می رسد. در این نقطه پشتیبانی فرکانس توسط توربین باد به پایان رسیده است. برای بازیابی سرعت روتور توان اکتیو باید کمتر از توان مکانیکی توربین شود (یعنی از P_0 به P_1 باید کاهش یابد که با توان شتاب دهنده P_{acc} مشخص شده است). بنابراین کنترل کننده با کاهش توان اکتیو از نقطه عملیاتی ۲ به نقطه ۳ منتقل می شود و روی منحنی MPPT قرار می گیرد تا نهایتاً به سرعت قبلی خود یعنی ω_0 برسد. با توجه به اختلاف زیاد موجود بین نقاط ۲ و ۳ کاهش توان اکتیو بسیار فوری خواهد بود و باعث ایجاد افت دوم در فرکانس می گردد. در مرجع [۵۸] برای رفع چالش افت دوم در فرکانس از یک کنترل کننده ای که در شکل (۲۴) ملاحظه می کنید استفاده کرده است.



شکل (۲۴): کنترل کننده اینرسی با حلقه اضافی [۵۸].

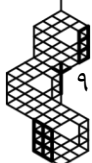
اگر کنترل فرکانس توربین های بادی سرعت متغیر بخواهد از افت دوم فرکانس جلوگیری کند، مرجع توان اضافی که با تغییر فرکانس فعال می شود نباید بلافاصله پس از پایان پشتیبانی از فرکانس به صفر برود بلکه به صورت تدریجی این کاهش توان صورت بگیرد یعنی تغییر نقاط عملیاتی ۲ به ۳ باید تدریجی و همانند شکل (۲۵) باشد. بنابراین پس از تشخیص لحظه پایان یافتن پشتیبانی فرکانس حلقه کنترلی T_{sec} فعال شده تا از صفر شدن آنی حلقه کنترل فرکانس جلوگیری کند. حلقه کنترلی T_{sec} تابعی از انحراف و تغییر سرعت روتور بادی در انتهای کنترل فرکانس است. $\Delta\omega_r = \omega_0 - \omega_1$ است که در آن ω_0 سرعت چرخشی توربین بادی در ابتدای پشتیبانی کنترل فرکانس است و ω_1 سرعت چرخشی توربین بادی در انتهای کنترل فرکانس است. حلقه کنترلی T_{sec} را با استفاده از روش های متنوع مربع، بیضی، خطی و روش شاخص که با رابطه (۱۹) تا (۲۲) طراحی و به دست آورده است.

$$T_{sec-square} = a(\Delta\omega)^2 + b(\Delta\omega) + c \quad (19)$$

$$T_{sec-oval} = b_1 \sqrt{1 - \frac{(\Delta\omega + \omega_0 - \omega_1)^2}{a_1^2}} \quad (20)$$

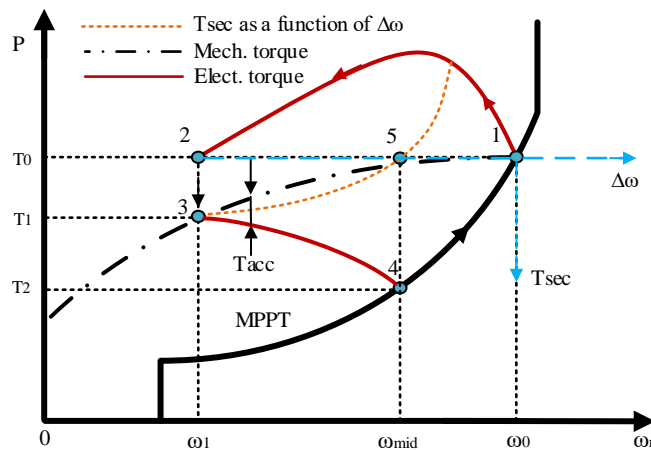
$$T_{sec-linear} = a_3 \Delta\omega + b_3 \quad (21)$$

$$T_{sec-index} = -a_2^{\Delta\omega + \omega_0 - \omega_1} + b_2 \quad (22)$$





پارامترهای a ، b و c بر اساس نقطه شروع افت دوم فرکانس و نقطه پایان افت دوم فرکانس و با استفاده از منحنی MPPT تعیین و محاسبه می‌شوند. همان‌طور که در شکل (۲۵) مشاهده می‌شود، پس از تاثیر T_{sec} ، منحنی توان به‌جای کاهش آنی به‌صورت تدریجی از نقطه ۳ به ۴ منتقل خواهد شد. به‌منظور افزایش سرعت بازیابی ω_r و جلوگیری از افت دوم فرکانس به‌طور هم‌زمان، در حلقه کنترل کننده T_{sec} یک باند مرده^{۳۶} استفاده شده است. بنابراین باعث می‌شود کنترل کننده جبرانی فرکانس تنها زمانی تحریک شود که $\Delta\omega_r$ فراتر از محدوده باند مرده باشد. هنگامی که سرعت روتور به مقدار اولیه خود نزدیک شد، کنترل کننده به‌طور خودکار پشتیبانی فرکانس را تمام می‌کند.



شکل (۲۵): رابطه بین گشتاور مرجع و سرعت روتور توربین باد در کنترل کننده [۵۸].

۳-۳- کنترل تخلیه بار

از نقطه نظر اقتصادی، توربین‌های بادی برای کار در مشخصه MPPT طراحی شده‌اند. در نتیجه در تنظیم فرکانس شرکت نمی‌کنند. به‌همین دلیل، باید ظرفیت ذخیره کافی در سیستم برای رفع هرگونه انحراف فرکانس موجود باشد. علاوه بر این، به‌دست آوردن بیشینه توان از توربین بادی و تعیین سرعت بهینه WECS به‌دلیل ویژگی متناوب، سرعت غیرخطی و عدم قطعیت باد بسیار ضروری و مهم است. روش معمول استخراج و کنترل بیشینه توان، کنترل زاویه گام پره‌ها^{۳۷} (BPA) در توربین بادی است [۵۹]. لذا رویکردهای کنترلی مناسب برای افزایش کارایی و بهبود عملکرد دینامیکی WECS مورد نیاز است [۶۰]. در نتیجه، تکنیک‌های کنترل کلاسیک و پیشرفته برای بهبود پاسخ مزرعه بادی و تنظیم فرکانس استفاده می‌شود. تخلیه بار^{۳۸} (DL) یا کاهش تولید تکنیکی برای اطمینان از وجود حاشیه ذخیره توان^{۳۹} (PRM) است. که با تغییر عملکرد توربین بادی از نقطه بهینه منحنی استخراج توان به نقطه که باعث کاهش توان می‌شود به‌دست می‌آید. بر اساس رفتار آیرودینامیکی توربین بادی، توان خروجی مکانیکی جذب شده توسط توربین بادی طبق رابطه (۲۳) خواهد بود:

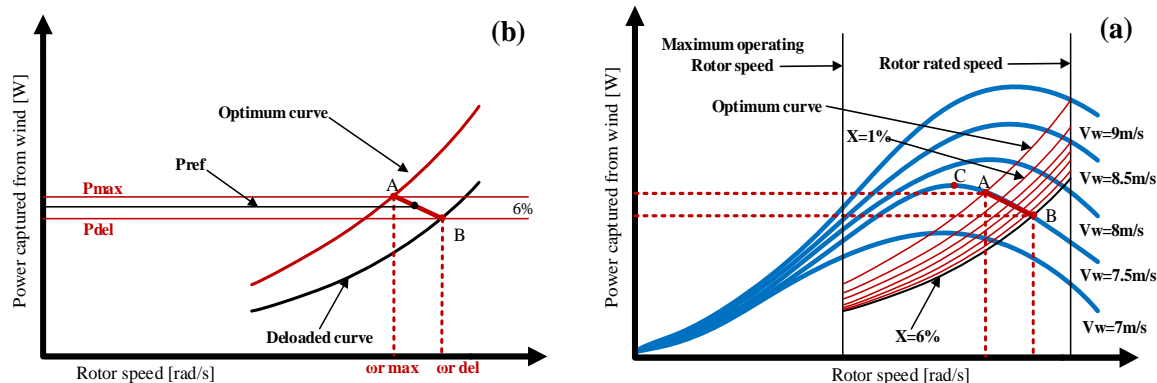
$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 c_p(\lambda, \beta) \quad (23)$$

که ρ چگالی هوا، A سطح جاروب شده روتور (سطح مقطع موثری که هوا از خلال آن می‌گذرد)، V_w سرعت باد، C_p ضریب توان^{۴۰}، β زاویه گام، و λ نسبت سرعت راس پره^{۴۱} است با رابطه (۲۴) بدست می‌آید:

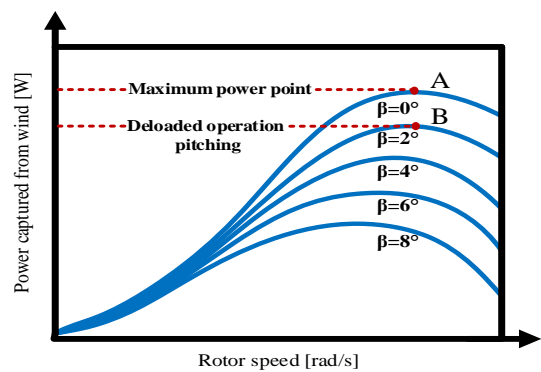
$$\lambda = \frac{\omega_r R}{V} \quad (24)$$

از معادله (۲۲)، واضح است که توان خروجی توربین بادی به‌نسبت سرعت راس پره λ و زاویه گام β بستگی دارد. بنابراین، تکنیک تخلیه بار یا کاهش تولید با دو نوع سیستم کنترل سرعت و کنترل زاویه گام پره توربین انجام می‌شود.





شکل (۲۶): (a) MPPT و منحنی کاهش توان توربین باد. (b) محاسبه توان مرجع برای عملکرد کاهش توان ۶٪ [۶۱].



شکل (۲۷): منحنی‌های توان-سرعت روتور برای مقادیر مختلف زاویه گام توربین بادی ۱.۵ مگاواتی [۶۱، ۴۰].

۳-۳-۱- تخلیه بار از طریق کنترل سرعت

همان‌طور که در شکل (۲۶) نشان داده شده است، کنترل سرعت برای تغییر مقدار نسبت سرعت راس پره λ با تغییر نقطه عملیاتی به سمت چپ یا راست نقطه بیشینه توان MPPT پیشنهاد می‌شود. این شکل تابع تخلیه یک توربین بادی ۱/۵ مگاواتی مبتنی بر DFIG را با $(1-X)$ بیشینه توان تحت سرعت معین باد (V_w) نشان می‌دهد. توربین بادی در نقطه کار A می‌تواند با کنترل سیگنال زیر سرعت مجاز 42 (US) یا بالای بیشینه سرعت 43 (OS) تخلیه شود. برای کنترل OS، نقطه کار توربین بادی به سمت نقطه C حرکت می‌کند، در حالی که برای کنترل OS، نقطه کار توربین بادی به سمت نقطه B حرکت می‌کند [۶۱].

با توجه به شکل (۲۶b)، هنگامی که فرکانس سیستم کاهش می‌یابد، توربین بادی مقدار مشخصی از توان اکتیو را متناسب با انحراف فرکانس آزاد می‌کند. بنابراین، نقطه عملیاتی P_{ref} بین A و B قرار خواهد گرفت که توسط رابطه (۲۵) تعیین می‌شود.

$$P_{ref} = P_{del} + (P_{max} - P_{del}) \times \left[\frac{\omega_{r_{del}} - \omega_r}{\omega_{r_{del}} - \omega_{r_{max}}} \right] \quad (25)$$

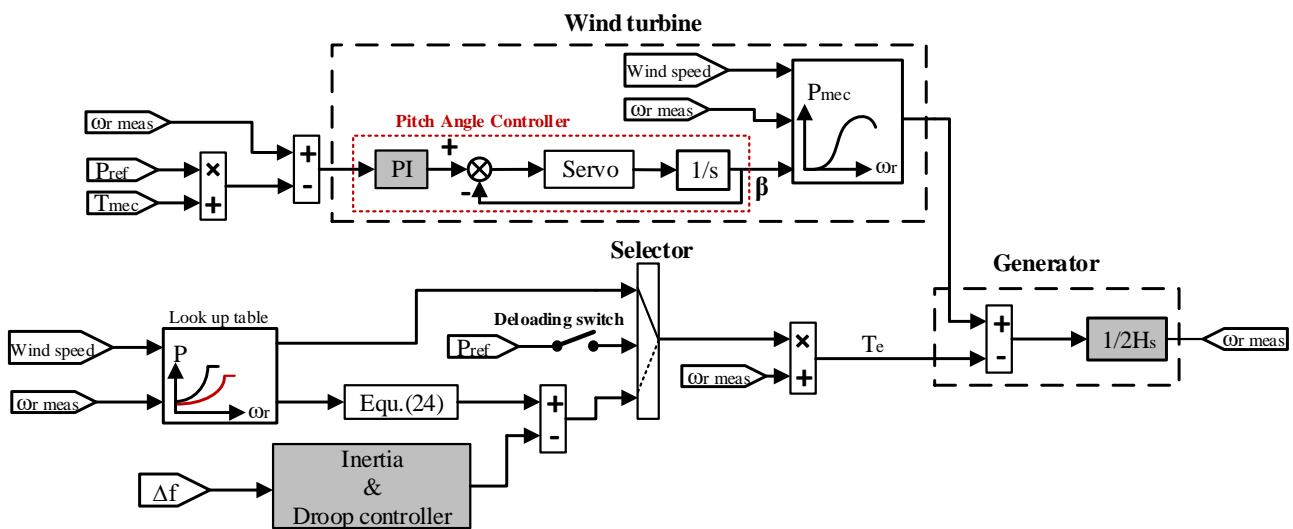
P_{max} بیشینه توان به پریونیت، P_{del} توان تخلیه شده به پریونیت، $\omega_{r_{max}}$ سرعت روتور در بیشینه توان، $\omega_{r_{del}}$ سرعت روتور در توان تخلیه شده، ω_r سرعت روتور مربوط به توان مرجع است. به‌طور کلی کاهش تولید با استفاده از کنترل OS ترجیحاً در سرعت‌های متوسط باد استفاده می‌شود.

۳-۳-۲- تخلیه بار توسط کنترل زاویه گام

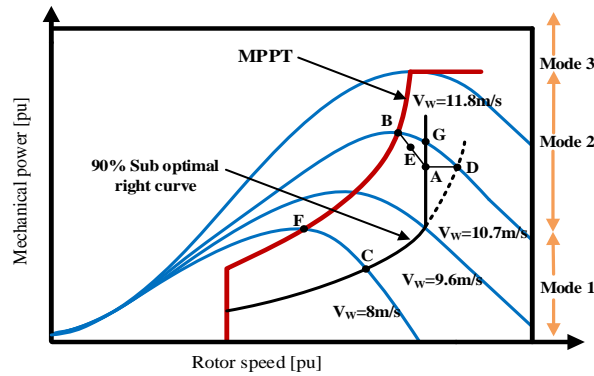
زاویه گام، دومین کنترل‌کننده‌ای است که برای کاهش تولید یا تخلیه بار توربین بادی با افزایش زاویه پره توربین استفاده می‌شود. معمولاً این کنترل‌کننده در دو حالت فعال می‌شود. حالت اول زمانی که WTG به سرعت نامی برسد و حالت دوم زمانی که کنترل‌کننده OS فعال نباشد. شکل (۲۷) منحنی توان - سرعت یک DFIG در زوایای گام مختلف و تکنیک تخلیه بار یک WTG که در نقطه A کار

می‌کند را نشان می‌دهد. در حالتی که کنترل‌کننده OS نمی‌تواند سرعت چرخش را نسبت به سرعت نامی افزایش دهد. بنابراین، کنترل-کننده زاویه گام شروع به افزایش زاویه پره‌های توربین بادی می‌کند و بدون تغییر در سرعت روتور، نقطه کار را از نقطه A به نقطه B منتقل کرده و باعث کاهش توان اکتیو می‌گردد [۴۰, ۶۱].

به‌طور کلی، آثار مختلفی به تکنیک تخلیه بار پرداخته‌اند، همان‌طور که در مرجع [۶۲] این طرح در توربین بادی سرعت متغیر جهت کنترل و تنظیم فرکانس استفاده می‌شود. تکنیک تخلیه بار جهت پشتیبانی اولیه فرکانس سیستم تحت دو شرایط عملیاتی در شکل (۲۸) نشان داده شده است. در شرایط عادی، توربین بادی سرعت متغیر در منحنی توان بهینه کار می‌کند و نقطه عملیاتی را از جدول جستجو استخراج می‌کند. با این حال، هنگامی که سوئیچ تخلیه بار (کاهش تولید) روشن است، حالت تخلیه فعال خواهد شد. در این حالت، کنترل‌کننده‌های سرعت و زاویه گام با هم هماهنگ می‌شوند تا به توربین بادی اجازه دهند مقداری توان تحت حالت‌های مختلف ذخیره کند. رابطه (۲۴) توان مرجع را برای کنترل سرعت و زاویه گام تعیین می‌کند تا توان ذخیره ۱۰ درصد را ارائه دهد. برای آزادسازی توان اکتیو ذخیره شده در جرم دوار ناشی از کنترل تخلیه بار، کنترل droop نیز در این کار ارائه شده است. مقدار توان قابل آزادسازی متناسب با انحراف فرکانس است و به ۱۰ درصد توان نامی توربین بادی محدود می‌شود. مرجع‌های [۶۳, ۶۴] پاسخ اینرسی و فرکانس اولیه برای توربین‌های بادی مبتنی بر DFIG را ارائه می‌دهند. کنترل‌کننده اینرسی شیب‌سازی شده جهت آزاد کردن انرژی جنبشی ذخیره شده در پره‌های دوار توربین بادی پیشنهاد شده است. استراتژی تخلیه بار با ۹۰ درصد توان بهینه به‌عنوان کنترل فرکانس اولیه عمل می‌کند. این استراتژی، مبتنی بر همکاری بین کنترل‌کننده‌های سرعت و زاویه گام، توان ذخیره نسبتاً طولانی مدتی را برای توربین بادی فراهم می‌کند. شکل (۲۹) تکنیک تخلیه بار مورد استفاده در توربین بادی را در سه حالت کاری نشان می‌دهد. در حالت اول، از کنترل‌کننده OS برای تخلیه بار توربین بادی استفاده می‌شود. تخلیه بار توربین بادی در حال کار در نقطه F به میزان ۹۰ درصد توان بهینه با افزایش سرعت WTG به سمت نقطه C انجام می‌شود. در حالت عملیاتی دوم، برای بدست آوردن یک توان بهینه خاص، کنترل‌کننده OS و زاویه گام BPA با هم ترکیب شده‌اند. برای تخلیه بار توربین بادی در حال کار بر روی نقطه B با ۹۰ درصد توان بهینه، کنترل‌کننده سرعت OS باید نقطه عملیاتی را به سمت نقطه D تغییر دهد. با این حال، کنترل‌کننده OS، سرعت روتور را تا رسیدن توربین بادی به نقطه G افزایش می‌دهد. پس از آن که کنترل‌کننده OS دیگر قادر به افزایش سرعت روتور نباشد کنترل‌کننده BPA، زاویه گام پره را افزایش می‌دهد تا نقطه عملیاتی را به سمت نقطه A تغییر دهد. در ناحیه سوم، کنترل‌کننده BPA به‌تنهایی برای دستیابی به مقدار تخلیه توان هدف استفاده می‌شود.



شکل (۲۸): تنظیم فرکانس برای توربین بادی مبتنی بر DFIG با کنترل کاهش بار [۶۲].

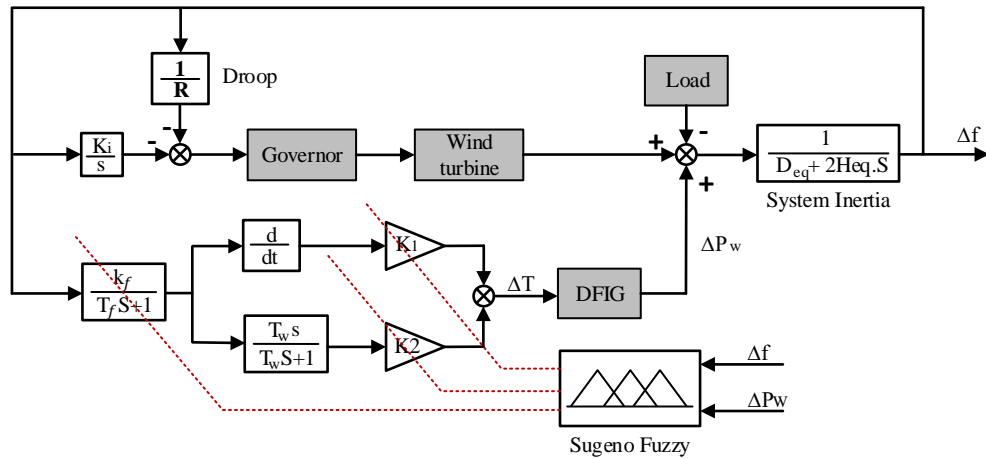


شکل (۲۹): منحنی عملکرد ۹۰٪ توان تحت بهینه با محدودیت سرعت روتور [۶۳، ۶۴].

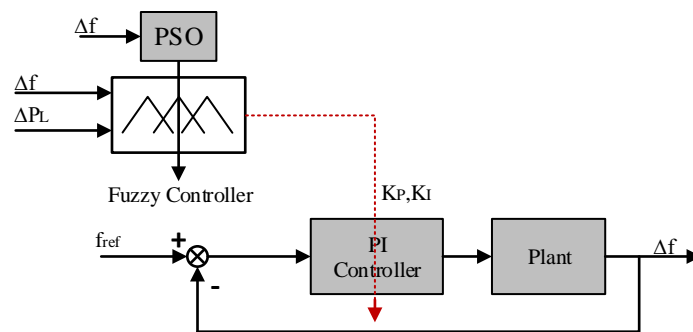
همکاری بین زاویه گام و کنترل کننده سرعت برای یک توربین بادی سرعت متغیر نیز در [۴۰] ارائه شده است. که سه حالت عملیاتی را با توجه به محدوده سرعت باد پیشنهاد می‌کند. نویسنده یک الگوریتم تصمیم را برای مدیریت همکاری بین کنترل کننده‌های BPA و OS پیشنهاد کرده است. این الگوریتم مقدار تنظیم توان را برای کنترل کننده زاویه گام BPA و حاشیه توان PRM را برای کنترل کننده سرعت OS تعیین می‌کند. مطالعه دیگری در [۶۵] از هماهنگی بین کنترل کننده BPA و کنترل کننده سرعت OS استفاده کرده است تا به توربین بادی اجازه دهد در تنظیم فرکانس شرکت کند. با این حال، کنترل کننده‌ها تصمیم خود را بر اساس مقدار توان ذخیره با توجه به درخواست اپراتور شبکه اتخاذ می‌کنند. در [۶۶]، همان کنترل کننده‌های تنظیم فرکانس مورد استفاده برای توربین بادی DFIG مجدداً طراحی و در ژنراتورهای سنکرون با آهنربای دائم^{۴۴} (PMSG) پیاده‌سازی شدند تا این نوع توربین‌های بادی را قادر به کمک به کنترل فرکانس اولیه کند. در [۶۷، ۶۸] کنترل کننده‌های BPA و سرعت OS، هماهنگ با کنترل droop، پیشنهاد شده است. این کنترل کننده‌ها بر اساس محدوده سرعت باد فعال می‌شوند تا توربین بادی مبتنی بر DFIG را قادر سازد در تنظیم فرکانس مشارکت داشته باشد. علاوه بر این، استراتژی کنترل سرعت OS با استفاده از اندازه‌گیری سرعت باد برای تعیین توان کمتر از حد بهینه بر اساس منحنی ردیابی تخلیه بار در جدول جستجو ذخیره می‌شود. در [۶۹] یک مکانیسم کنترل فرکانس هم افزایی^{۴۵} معرفی شده است که سرعت تغییر زاویه گام را به حداقل می‌رساند و علاوه بر بهبود پاسخ فرکانس ثانویه، ضربه سیستم به تجهیزات مکانیکی توربین را کاهش می‌دهد. در [۷۰] برای پشتیبانی موقت فرکانس توسط توربین بادی، کنترل کننده‌های سرعت روتور و زاویه گام با هم هماهنگ می‌شوند تا انرژی جنبشی جرم دوار توربین بادی را به‌عنوان توان خروجی آزاد کنند.

۴- تکنیک‌های کنترلی مبتنی بر رویکردهای محاسباتی نرم

به دلیل افزایش رو به رشد منابع انرژی تجدیدپذیر در سیستم‌های قدرت، پیچیدگی و غیرخطی بودن سیستم‌های قدرت نیز رو به افزایش می‌باشد به همین دلیل کنترل کننده‌های کلاسیک مانند کنترل کننده‌های PI برای یک عملیات گسترده مناسب نیستند. بنابراین، طرح‌های کنترلی قوی که از تکنیک‌های بهینه و هوشمند استفاده می‌کنند، مورد نیاز است. در مرجع [۷۱] یک کنترل کننده تطبیقی مبتنی بر منطق فازی برای توربین بادی DFIG جهت تنظیم اینرسی و فرکانس پیشنهاد شده است. همان‌طور که در شکل (۳۰) نشان داده شده است، کنترل کننده فازی^{۴۶} به‌طور پیوسته مقادیر k_1 ، k_2 ، k_f را بر اساس انحراف فرکانس Δf و انحراف توان باد ΔP_w تنظیم می‌کند. مطالعه شبیه‌سازی این مقاله اهمیت کنترل کننده فازی پیشنهادی در پاسخگویی دینامیکی سیستم قدرت به تغییرات بار را نشان می‌دهد. تحقیق دیگری با استفاده از همان اصول تنظیم کننده کلاسیک PI با تکنیک محاسبات نرم در مرجع [۷۲] ارائه شده است که از تکنیک بهینه‌سازی ازدحام ذرات^{۴۷} (PSO) برای بهبود توابع کنترل کننده فازی استفاده می‌کند. برای تنظیم ثابت‌های کنترل کننده PI، همان‌طور که در شکل (۳۱) نشان داده شده است، از کنترل کننده فازی استفاده می‌شود. همچنین مقایسه‌ای بین کنترل کننده PI کلاسیک، رویکرد تنظیم فازی و رویکرد تنظیم فازی مبتنی بر PSO، انجام شده است در نتیجه استحکام رویکرد تنظیم فازی مبتنی بر PSO پیشنهادی را نسبت به دو روش دیگر نشان می‌دهد.



شکل (۳۰): کنترل کننده تنظیم فرکانس مبتنی بر منطق فازی در توربین باد [۷۱].



شکل (۳۱): کنترل کننده تنظیم فرکانس مبتنی بر منطق فازی و PSO در توربین باد [۷۲].

جدول (۲): مقایسه کلی تکنیک‌های افزایش اینرسی و کنترل فرکانس توسط توربین‌های بادی

روش‌های پشتیبانی فرکانس	شبیه‌سازی اینرسی	ذخیره توان سریع	مشخصه افتی droop	کنترل سرعت Over speed	کنترل زاویه گام پره BPA
اتلاف انرژی	کم	کمترین	کم	زیاد	زیاد
سرعت پاسخگویی	زیاد	خیلی زیاد	زیاد	خیلی زیاد	کمترین
زمان پشتیبانی	کم	کمترین	کم	کم	زیاد
حاشیه ذخیره توان	کمترین	کمترین	کم	کم	بیشترین
چالش‌ها	-تنظیم مناسب و دقیق پارامترها -پیچیدگی سیستم متصل به آن -افت دوم فرکانس -عدم قطعیت سرعت باد	-افت دوم فرکانس -بازیابی سریع سرعت روتور -عدم قطعیت سرعت باد	-تنظیم مناسب پارامترها -افت دوم در فرکانس -عدم قطعیت سرعت باد	-نرخ خرابی کنترلرها و سیستم‌های کنترل گام پره را افزایش می‌دهد. -اندازه‌گیری دقیق سرعت باد	-نرخ خرابی کنترلرها و سیستم‌های کنترل گام پره را افزایش می‌دهد. -اندازه‌گیری دقیق سرعت باد
مزیت	بهبود اینرسی و فرکانس سیستم	بهبود اینرسی و فرکانس سیستم	بهبود اینرسی و فرکانس سیستم	بهبود اینرسی و فرکانس سیستم	بهبود اینرسی و فرکانس سیستم

مطالعه مقایسه‌ای دیگری در مرجع [۷۳] بین کنترل‌کننده تناسبی انتگرالی مشتقی^{۴۸} (PID) کلاسیک و کنترل‌کننده شبکه عصبی تطبیقی^{۴۹} (ANN) برای تنظیم فرکانس شبکه ایزوله انجام شده است به طوری که این شبکه شامل WTG و ژنراتورهای دیزلی بدون

سیستم ذخیره انرژی^{۵۰} (ESS) است. مطالعه شبیه‌سازی مزایای ANN پیشنهادی از نظر فراجهدش فرکانس^{۵۱}، یا فراجهدش فرکانس^{۵۲} و زمان نشست^{۵۳} را نشان می‌دهد.

همان‌طور که در بخش ۳-۳ مطرح شد، کنترل تنظیم فرکانس برای توربین بادی با استفاده از تکنیک تخلیه بار انجام می‌شود. این تکنیک برای حفظ مقدار ثابتی از ذخیره توان PRM برای جبران کمبود توان در مواقع لزوم استفاده می‌شود. بنابراین، حفظ یک مقدار ثابت ذخیره توان، ضریب ظرفیت سالانه^{۵۴} (ACF) مزارع بادی را کاهش می‌دهد، زیرا توان خروجی از این منابع ثابت نیست. به همین دلیل، در مرجع [۷۴] استفاده از تکنیک تخلیه بار آنلاین مبتنی بر کنترل‌کننده منطق فازی توصیه شده است تا تنظیم ضریب بارگذاری به‌طور مداوم بر اساس انحراف فرکانس صورت گیرد.

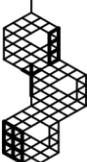
در مرجع [۷۵] بهینه‌سازی و تنظیم پارامترهای BPA را بر اساس استفاده از تکنیک‌های پیشرفته جدید بهینه‌سازی فراابتکاری^{۵۵} (MOT) به‌دست می‌آورد. بنابراین پرداختن به تناوب تغییرات سرعت باد و تنظیم بهینه پارامترها و گشتاور آیرودینامیکی توربین بادی از طریق کنترل‌کننده PID مبتنی بر بهینه‌ساز گرگ خاکستری^{۵۶} (GWO) انجام شده است. در مرجع [۷۶] یک کنترل‌کننده PID برای تنظیم زاویه گام پره‌های توربین استفاده می‌شود که از تکنیک مبتنی بر بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) برای تنظیم و بهینه‌سازی پارامترهایی مانند تغییر ناگهانی گشتاور مرجع یا سرعت باد در کنترل‌کننده PID استفاده شده است. در مرجع [۷۷] از کنترل‌کننده حالت لغزشی^{۵۷} (SMC) و بهره تطبیقی پویا برای ردیابی نقطه بیشینه توان و صفر کردن بیشینه خطای ردیابی توان استفاده شده است. بنابراین، عدم قطعیت پارامترهای توربین و ژنراتور را بهبود بخشیده است. در مرجع [۷۸] از یک روش ساده و موثر تخمین سرعت باد مبتنی بر دینامیک توان غیرخطی با اجرای کنترل حالت لغزشی بر اساس نامعادله ماتریس خطی^{۵۸} (LMI) برای ردیابی موقعیت روتور استفاده کرده است. بنابراین چالش تغییرات و نوسانات سرعت باد کاهش یافته است. در مرجع [۷۹] تثبیت‌کننده توان مبتنی بر منطق فازی برای کاهش نوسانات توان در طول افزایش تدریجی و پله‌ای سرعت باد استفاده شده است. در مرجع [۸۰] تکنیک پیشرفته سیستم استنتاج فازی عصبی تطبیقی^{۵۹} (ANFIS) برای غلبه بر نوسانات باد و کنترل زاویه گام پره‌های WECSs پیشنهاد شده است.

۵- نتیجه‌گیری

منابع انرژی تجدیدپذیر از طریق مبدل‌های الکترونیک قدرت به شبکه متصل می‌شوند. بنابراین سرعت چرخشی آنها از فرکانس شبکه جدا می‌باشد. لذا با افزایش این منابع جدید در سیستم‌های قدرت، اینرسی کل سیستم کاهش یافته و پایداری فرکانس سیستم به شدت تحت تاثیر قرار می‌گیرد. بنابراین، پایداری فرکانس در حضور تولیدات پراکنده و ریزشبکه‌ها به یک موضوع مهم تحقیقاتی تبدیل شده است. این تحقیق بر روی توربین‌های بادی متمرکز شده است. ژنراتورهای توربین بادی سرعت متغیر در حالت MPPT به کار گرفته می‌شوند تا بتوانند حداکثر انرژی را از باد استخراج کنند. در نتیجه، کنترل‌کننده MPPT اجازه نمی‌دهد که توربین‌های بادی به بهبود فرکانس در طول یک رویداد فرکانسی پاسخ دهند. با این حال، با توجه به نفوذ رو به رشد توربین‌های بادی در سیستم‌های قدرت نمی‌توان مشارکت آنها در کنترل فرکانس برای افزایش اینرسی شبکه را نادیده گرفت و راهبردهای کنترل توربین‌های بادی برای تقلید آنها از اینرسی ژنراتورهای سنکرون به‌طور گسترده در سیستم‌های قدرت امروزی مورد تحقیق قرار گرفته است. در میان راهبردهای فعلی که تلاش می‌کنند کنترل فرکانس را از طریق WTs تحقق بخشند، کنترل بدون رزرو توان به دلیل ارائه سریع توان به شبکه بسیار مورد توجه قرار گرفته است. اما چالش ایجاد افت دوم در فرکانس سیستم را به همراه دارد. بنابراین، علاوه بر چالش‌های عدم قطعیت ناشی از باد، ایجاد افت دوم در فرکانس و نحوه بازیابی سرعت روتور تا بازگشت به نقطه عملیاتی قبلی MPPT در توربین‌های بادی یکی از چالش‌های جدی است. این تحقیق به بررسی انواع راهبردها و مطالعات صورت گرفته تاکنون در جهت رفع این چالش‌ها پرداخته و مقایسه کلی تکنیک‌های افزایش اینرسی و کنترل فرکانس سیستم توسط توربین‌های بادی در جدول (۲) آمده است. با این حال، برای سیستم قدرت آینده با سطح نفوذ بالای RES، مطالعات بیشتری باید انجام شود تا طرح‌های تنظیم فرکانس اولیه موثر، هوشمند و قوی ایجاد شود. هماهنگی بین کنترل فرکانس اولیه و کنترل‌کننده حفاظت و پشتیبانی فرکانس، مانند کنترل‌کننده کاهش بار، مورد نیاز خواهد بود. علاوه بر این، روش‌های محاسباتی پیشرفته و فناوری‌های ارتباطی سریع برای تحقق طرح کنترل فرکانس تطبیقی مورد نیاز است.



- [1] S. W. Ali, M. Sadiq, Y. Terriche, S. A. R. Naqvi, L. Q. N. Hoang, M. U. Mutarraf, M. A. Hassan, G. Yang, C. -L. Su, J. M. Guerrero, "Offshore Wind Farm-Grid Integration: A Review on Infrastructure, Challenges, and Grid Solutions" in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 102811-102827, July 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3098705.
- [2] M. Tavoosi, E. Heydaryan-Froshani, M. H. Amirioun, M. Parsa Moghadam, "A Review on the Technical Challenges of Connecting Wind Energy Conversion Systems to the Grid" *Technovations in Electrical Engineering and Green Energy System*, pp. 40-74, Aug. 2022, doi: 10.30486/teeges.2022.1965932.1031.
- [3] M. Dreidy, H. Mokhlis, S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 144-155, March 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.170.
- [4] European Commission, Directorate-General for Energy, *Energy – Roadmap 2050*, Publications Office, 2012, doi: 10.2833/10759.
- [5] M. H. Albadi, E. F. El-Saadany, "Overview of wind power intermittency impacts on power systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 6, pp. 627–632, Jun. 2010, doi:10.1016/j.epsr.2009.10.035.
- [6] P. S. Georgilakis, "Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 3, pp. 852–863, Apr. 2008, doi: 10.1016/j.rser.2006.10.007.
- [7] H. Garcia-Pereira, M. Blanco, G. Martinez-Lucas, J. I. Perez-Diaz, J.-I. Sarasua, "Comparison and Influence of Flywheels Energy Storage System Control Schemes in the Frequency Regulation of Isolated Power Systems," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 37892-37911, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3163708.
- [8] S. Sharma, S. -H. Huang, and N. D. R. Sarma, "System Inertial Frequency Response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6038993.
- [9] Y. Wang, V. Silva, M. Lopez-Botet-Zulueta, "Impact of high penetration of variable renewable generation on frequency dynamics in the continental Europe nterconnected system," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 1, pp. 10–16, Jan. 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0141.
- [10] H. Iswadi, R. J. Best and D. J. Morrow, "Irish power system primary frequency response metrics during different system non synchronous penetration," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2015.7232425.
- [11] N. Troy, E. Denny, M. O'Malley, "Base-Load Cycling on a System With Significant Wind Penetration," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 1088–1097, May 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2037326.
- [12] A. Ulbig, T. S. Borsche, A. Goran. "Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation," *IFAC Proceeding Volumes*, vol. 47, no. 3, pp. 7290-7297, 2014, doi: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615.
- [13] J. Van de Vyver, J. D. M. De Kooning, B. Meersman, L. Vandeveldel and T. L. Vandoorn, "Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic Inertia on Wind Turbines," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1129-1138, March 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2417758.
- [14] M. M. Kabsha and Z. H. Rather, "A New Control Scheme for Fast Frequency Support From HVDC Connected Offshore Wind Farm in Low-Inertia System," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 1829-1837, July 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2942541.
- [15] H. R. Chamorro, F. R. S. Sevilla, F. G-Longatt, K. Rouzbehi, H. Chavez, V. K. Sood, "Innovative primary frequency control in low inertia power systems based on wide-area RoCoF sharing" *IET Energy System Integration*, Vol. 2, no. 2, pp. 151-160, Mar. 2020, doi: 10.1049/iet-esi.2020.0001.
- [16] N. Al-Masood, M. N. H. Shazon, S. R. Deeba, and S. R. Modak, "A Frequency and Voltage Stability-Based Load Shedding Technique for Low Inertia Power Systems," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 78947-78961, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3084457.
- [17] A. Ashouri-Zadeh, M. Toulabi, S. Bahrami, and A. M. Ranjbar, "Modification of DFIG's Active Power Control Loop for Speed Control Enhancement and Inertial Frequency Response," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1772-1782, Oct. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2710624.



- [18] V. Gholamrezaie, M. G. Dozein, H. Monsef, and B. Wu, "An Optimal Frequency Control Method Through a Dynamic Load Frequency Control (LFC) Model Incorporating Wind Farm," in *IEEE Systems Journal*, vol. 12, no. 1, pp. 392-401, March 2018, doi: 10.1109/JSYST.2016.2563979.
- [19] 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, Sep. 2009, doi:10.1049/iet-rpg.2008.0070.
- [20] D.-G. Francisco, H. Melanie, S. Andreas, G.-B. Oriol, "Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 551-564, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.03.040.
- [21] M. Debouza, and A. Al-Durra, "Grid Ancillary Services From Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Energy Conversion System: A Review," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 7067-7081, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2890168.
- [22] M. Mehrbankhomartash, M. Saedifard, and A. Yazdani, "Adjustable Wind Farm Frequency Support Through Multi-Terminal HVDC Grids," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 1461-1472, April 2021, doi: 10.1109/TSTE.2021.3049762.
- [23] M. M. D. Amadou, H. Mehrjerdi, S. Maarouf, A. Dalal, "Improving participation of doubly fed induction generator in frequency regulation in an isolated power system," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 100, pp. 550-558, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.03.011.
- [24] A. Sajadi, J. A. Ranola, R. W. Kenyon, B. -M. Hodge and B. Mather, "Dynamics and Stability of Power Systems With High Shares of Grid-Following Inverter-Based Resources: A Tutorial," in *IEEE Access*, vol. 11, pp. 29591-29613, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3260778.
- [25] C. Concordia, L. H. Fink, and G. Poullikkas, "Load shedding on an isolated system," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1467-1472, Aug. 1995, doi: 10.1109/59.466502.
- [26] M. C. Boskovic, T. B. Sekara, M.R. Rapaic, "Novel tuning rules for PIDC and PID load frequency controllers considering robustness and sensitivity to measurement noise" *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 114, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105416.
- [27] 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, pp. 1-30, Jan. 2017, doi: 10.3390/app7070654.
- [28] X. Zhao, H. Wei, J. Qi, P. Li and X. Bai, "Frequency Stability Constrained Optimal Power Flow Incorporating Differential Algebraic Equations of Governor Dynamics," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 1666-1676, May 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3025335.
- [29] M. Yu, A. Dysko, C. D. Booth, A. J. Roscoe, and J. Zhu, "A review of control methods for providing frequency response in VSC-HVDC transmission systems," in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2014, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2014.6934693.
- [30] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon, and S. Rossignol, "A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Technical Features," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 350-357, Feb. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2006.888963.
- [31] L. Meng, J. Zafar, S. K. Khadem, A. Collinson, K. C. Murchie, F. Coffele, G. M. Burt, "Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1566-1581, March 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2940173.
- [32] A. Ellis, Y. Kazachkov, J. Sanchez-Gasca, P. Pourbeik, E. Muljadi, M. Behnke, J. Fortmann, S. Seman, "A Generic Wind Power Plant Model," in *Wind Power in Power Systems*, Wiley, 2012, pp. 799-820, doi: 10.1002/9781119941842.ch35.
- [33] Y. -z. Sun, Z. -s. Zhang, G. -j. Li, and J. Lin, "Review on frequency control of power systems with wind power penetration," in *2010 International Conference on Power System Technology*, 2010, pp. 1-8, doi: 10.1109/POWERCON.2010.5666151.
- [34] J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 800-802, Dec. 2004, doi: 10.1109/TEC.2004.827712.
- [35] F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni, W. Stemmet, and K. Folly, "Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance," in *IEEE Power and Energy Society Conference and Exposition in Africa: Intelligent Grid Integration of Renewable Energy Resources (PowerAfrica)*, 2012, pp. 1-7, doi: 10.1109/PowerAfrica.2012.6498636.





- [36] F. M. Gonzalez-Longatt, "Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia: simulation study," in *2012 2nd International Symposium On Environment Friendly Energies And Applications*, 2012, pp. 389-395, doi: 10.1109/EFEA.2012.6294049.
- [37] J. Lee, G. Jang, E. Muljadi, F. Blaabjerg, Z. Chen and Y. Cheol Kang, "Stable Short-Term Frequency Support Using Adaptive Gains for a DFIG-Based Wind Power Plant," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 3, pp. 1068-1079, Sept. 2016, doi: 10.1109/TEC.2016.2532366.
- [38] J. Morren, J. Pierik, S. W. De Haan, "Inertial response of variable speed wind turbines" *Electric Power Systems Research*, vol. 76, no. 11, pp. 980-987, Jul. 2006, doi: 10.1016/j.epsr.2005.12.002.
- [39] L. Wu, D. G. Infield, "Towards an assessment of power system frequency support from wind plant _modeling aggregate inertial response," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2283-2291, Aug. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2236365.
- [40] F. Diaz-Gonzalez, M. Hau, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, "Participation of wind power plants in system frequency control: review of grid code requirements and control methods," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 551-564, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.03.040.
- [41] J. Morren, S.W.H. de Haan, W.L. Kling, J.A. Ferreira, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control" in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 433-434, Feb. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.861956.
- [42] Z. Zhang, Y. Wang, H. Li, and X. Su, "Comparison of inertia control methods for DFIG-based wind turbines," in *2013 IEEE ECCE Asia Downunder*, 2013, pp. 960-964, doi: 10.1109/ECCE-Asia.2013.6579222.
- [43] W. Binbing, X. Abuduwayiti, C. Yuxi, and T. Yizhi, "RoCoF Droop Control of PMSG-Based Wind Turbines for System Inertia Response Rapidly," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 181154-181162, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3027740.
- [44] J. F. Conroy, R. Watson, "Frequency Response Capacity of Full Converter Wind Turbine Generators in comparison to Conventional Generation," in *IEEE Transactions on power systems*, vol. 23, no. 2, pp. 649-656. May 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.920197.
- [45] M. Kang, J. Lee, Y. Cheol Kang, "Modified Stepwise Inertial Control Using the Mechanical Input and Electrical Output Curves of a Doubly Fed Induction Generator," *International Conference on Power Electronics-ECCE Asia*, pp. 1-5, Jun. 2015, doi: 10.1109/ICPE.2015.7167810.
- [46] A. De Paola, D. Angeli, G. Strbac, "Scheduling of Wind Farms for Optimal Frequency Response and Energy Recovery," in *IEEE Transactions on control systems technology*, vol. 24, no. 5, pp. 1764-1778, Sept. 2016, doi: 10.1109/TCST.2016.2514839.
- [47] S. El Itani, U. D. Annakkage, and G. Joos, "Short-term frequency support utilizing inertial response of DFIG wind turbines" in *2011 IEEE power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2011.6038914.
- [48] P. -K. Keung, P. Li, H. Banakar, and B. T. Ooi, "Kinetic Energy of Wind-Turbine Generators for System Frequency Support," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 279-287, Feb. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2004827.
- [49] M. Kang, K. Kim, E. Muljadi, J.-W. Park, and Y. C. Kang, "Frequency Control Support of a Doubly-Fed Induction Generator Based on the Torque Limit," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 4575-4583, Nov. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2514240.
- [50] D. Yang, J. Kim, Y. C. Kang, E. Muljadi, N. Zhang, J. Hong, S.-H. Song, T. Zheng, "Temporary Frequency Support of a DFIG for High Wind Power Penetration," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3428-3437, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2810841.
- [51] X. Zhao, Y. Xue, and X. -P. Zhang, "Fast Frequency Support From Wind Turbine Systems by Arresting Frequency Nadir Close to Settling Frequency," in *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 191-202, 2020, doi: 10.1109/OAJPE.2020.2996949.
- [52] W. Yao, and K. Y. Lee, "A control configuration of wind farm for load-following and frequency support by considering the inertia issue," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6039511.
- [53] B. M. Eid, N. A. Rahim, J. Selvaraj, and A. Elkhateb, "Control Methods and Objectives for Electronically Coupled Distributed Energy Resources in Microgrids: A Review," in *IEEE Systems Journal*, vol. 10, no. 2, pp. 446-458, June 2016, doi: 10.1109/JSYST.2013.2296075.



- [54] Y. -K. Wu, W. -H. Yang, Y. -L. Hu, and D. P. Quoc, "Frequency regulation at a wind farm using time-varying inertia and droop controls," in *2018 IEEE/IAS 54th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, 2018, pp. 1-9, doi: 10.1109/ICPS.2018.8369978.
- [55] M. Hwang, E. Muljadi, G. Jang, and Y. C. Kang, "Disturbance-Adaptive Short-Term Frequency Support of a DFIG Associated With the Variable Gain Based on the ROCOF and Rotor Speed," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 1873-1881, May 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2592535.
- [56] X. Zhao, Y. Xue, and X. -P. Zhang, "Fast Frequency Support From Wind Turbine Systems by Arresting Frequency Nadir Close to Settling Frequency," in *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 191-202, 2020, doi: 10.1109/OAJPE.2020.2996949.
- [57] M. Garmroodi, G. Verbic, and D. J. Hill, "Frequency Support From Wind Turbine Generators With a Time-Variable Droop Characteristic," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 676-684, Apr. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2754522.
- [58] K. Liu, Y. Qu, H. -M. Kim, and H. Song, "Avoiding Frequency Second Dip in Power Unreserved Control During Wind Power Rotational Speed Recovery," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3097-3106, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2761897.
- [59] D. Xu, F. Blaabjerg, W. Chen, N. Zhu, "Basics of Wind Power Generation System," in *Advanced Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Systems*, IEEE, 2018, pp. 21-42, doi: 10.1002/9781119172093.ch2.
- [60] A. C. Kheirabadi, R. Nagamune. "A quantitative review of wind farm control with the objective of wind farm power maximization," *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*. vol. 192, pp. 45-73, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.jweia.2019.06.015.
- [61] L. M. Castro, C. R. Fuerte-Esquivel, and J. H. Tovar-Hernandez, "Solution of Power Flow With Automatic Load-Frequency Control Devices Including Wind Farms," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2186-2195, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2195231.
- [62] K. V. Vidyanandan, and N. Senroy, "Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 837-846, May 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2208233.
- [63] Z.-S. Zhang, Y.-Z. Sun, J. Lin, G.-L. Li, "Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants," *IET Renewable Power Generation*, vol. 6, no. 1, pp. 38-47, Jun. 2012, doi:10.1049/iet-rpg.2010.0208.
- [64] G. Ramtharan, N. Jenkins, J. B. Ekanayake, "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:20060019.
- [65] R. G. de Almeida, J. A. Pecas Lopes, "Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation" *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 944-950, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901096.
- [66] Z. Wu, W. Gao, J. Wang, and S. Gu, "A coordinated primary frequency regulation from Permanent Magnet Synchronous Wind Turbine Generation," *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/PEMWA.2012.6316405.
- [67] C. Zhangjie, W. Xiaoru, T. Jin, "Control strategy of large-scale DFIG based wind farm for power grid frequency regulation," *Proceedings of the 31st Chinese Control Conference*, Hefei, China, Dec. 2012, pp. 6835-6840.
- [68] P. Tielens, S. De Rijcke, K. Srivastava, M. Reza, A. Marinopoulos, and J. Driesen, "Frequency support by wind power plants in isolated grids with varying generation mix," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/PESGM.2012.6344690.
- [69] R. Prasad, and N. P. Padhy, "Synergistic Frequency Regulation Control Mechanism for DFIG Wind Turbines With Optimal Pitch Dynamics," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 3181-3191, Jul. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2967468.
- [70] D. W. Gao, Z. Wu, W. Yan, H. Zhang, S. Yan, X. Wang. "Comprehensive frequency regulation scheme for permanent magnet synchronous generator-based wind turbine generation system," *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, no. 2, pp. 234-244, Nov. 2019, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5247.
- [71] N. Sa-ngawong, and I. Ngamroo, "Optimal fuzzy logic-based adaptive controller equipped with DFIG wind turbine for frequency control in stand alone power system," in *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, 2013, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2013.6698773.





- [72] H. Bevrani, F. Habibi, P. Babahajyani, M. Watanabe and Y. Mitani, "Intelligent Frequency Control in an AC Microgrid: Online PSO-Based Fuzzy Tuning Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1935-1944, Dec. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2196806.
- [73] S. Q. Ali, H. M. Hasanien, "Frequency Control of Isolated Network with Wind and Diesel Generators by Using Adaptive Artificial Neural Network Controller" *International Review of Automatic Control*, vol. 5, no. 2, pp. 179-186, Mar. 2012.
- [74] C. Pradhan, C. N. Bhende, "Adaptive deloading of stand-alone wind farm for primary frequency control," *Energy Syst*, vol. 6, no. 1, pp. 109-127, Mar. 2015, doi: 10.1007/s12667-014-0131-7.
- [75] S. Soued, M. A. Ebrahim, H. S. Ramadan, M. Becherif. "Optimal blade pitch control for enhancing the dynamic performance of wind power plants via metaheuristic optimisers," *IET Electric Power Applications*, vol. 11, no. 8, pp. 1432-1440, Jul. 2017, doi: 10.1049/iet-epa.2017.0214.
- [76] M. A. Ebrahim, K. A. El-Metwall, F. M. Bendary, W. M. Mansour. "Optimization of Proportional-Integral-Differential controller for wind power plant using particle swarm optimization technique," *International Journal of Electric and Power Engineering, Medwell journals*, vol. 6, no. 1, pp. 32-37, Jan. 2012.
- [77] B. Beltran, T. Ahmed-Ali, and M. E. H. Benbouzid, "Sliding Mode Power Control of Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 551-558, June 2008, doi: 10.1109/TEC.2007.914163.
- [78] M. A. S. Ali, K. K. Mehmood, S. Baloch, and C. -H. Kim, "Wind-Speed Estimation and Sensorless Control for SPMSG-Based WECS Using LMI-Based SMC," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 26524-26535, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2971721.
- [79] M. A. Ebrahim, K. A. El-Metwally, F. M. Bendary, and W. M. Mansour. "Transient stability enhancement of a wind energy distributed generation system by using fuzzy logic stabilizers," *Wind Engineering.*, vol. 36, no. 6, pp. 687-700, Dec. 2012, doi: 10.1260/0309-524X.36.6.687.
- [80] M. Elsis, M. -Q. Tran, K. Mahmoud, M. Lehtonen, and M. M. F. Darwish, "Robust Design of ANFIS-Based Blade Pitch Controller for Wind Energy Conversion Systems Against Wind Speed Fluctuations," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 37894-37904, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3063053.

زیر نویس‌ها

-
- ¹ Renewable Energy Sources (RESs)
² Rate of Change of Frequency (ROCOF)
³ Frequency Nadir (FN)
⁴ Rotating Masses
⁵ Inertial Response
⁶ Wind Power Penetration Level (WPPL)
⁷ Kinect Energy (KE)
⁸ Wind Energy Conversion Systems (WECSs)
⁹ Maximum Power Point Tracking (MPPT)
¹⁰ Synchronouse Generators (SGs)
¹¹ Under Frequency Load Shedding (UFLS)
¹² Wind Farm (WF)
¹³ Primary Control (PC)
¹⁴ Secondary Control (SC)
¹⁵ Tertiary Control (TC)
¹⁶ Wind Turbine (WT)
¹⁷ Virtual Inertia (VI)
¹⁸ Fixed Speed Induction Generator (FSIG)
¹⁹ Doubly Fed Induction Generator (DFIG)
²⁰ Full-Scale Converter (FSC)
²¹ Hidden Inertia Emulation
²² Proportional-Integral (PI)
²³ Effective Inertia Response (EIR)
²⁴ Fast Power Reserve
²⁵ Standby





- 26 Frequency Sconde Dip (FSD)
- 27 Over Production
- 28 Under Production
- 29 Torque Limite
- 30 Temprory Frequency Support (TFS)
- 31 Time Varying Inertia
- 32 Time Variable Droop
- 33 Wind Turbine Generator (WTG)
- 34 Frequency Support (FS)
- 35 Speed Control (SC)
- 36 Deadband
- 37 Blade Pitch Angle (BPA)
- 38 Deloading Technique
- 39 Power Reserve Margin (PRM)
- 40 Power Coefficient
- 41 Tip Speed Ratio
- 42 Under Speed (US)
- 43 Over Speed (OS)
- 44 Permanent Magnet Synchronous Generator(PMSG)
- 45 Synergistic Frequency Regulation Control Mechanism (SFRCM)
- 46 Fuzzy Controller
- 47 Partical Swarm Optimization (PSO)
- 48 Proportional Integral Derivative (PID)
- 49 Artificial Neural Network (ANN)
- 50 Energy Storage System (ESS)
- 51 Overshoot frequency
- 52 Undershoot frequency
- 53 Setteling time
- 54 Annual Capacity Factor (ACF)
- 55 Metaheuristic Optimization Techniques (MOT)
- 56 Grey Wolf Optimizer (GWO)
- 57 Sliding Mode Controller (SMC)
- 58 Linear Matrix Inequality (LMI)
- 59 Adaptive Neuro Fuzzy Inference System (ANFIS)

