

ارایه یک ساختار کنترلی واحد برای بررسی انطباق مزرعه بادی فرا ساحلی و متصل به خط انتقال VSC-HVDC بر الزامات شبکه

سید سعید حیدری یزدی^۱ جعفر میلی منفرد^۲ سید حمید فتحی^۳

۱- دانشجوی دکتری- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی امیرکبیر- تهران- ایران

saedheidary@aut.ac.ir

۲- استاد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی امیرکبیر- تهران- ایران

monfared@aut.ac.ir

۳- استاد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی امیرکبیر- تهران- ایران

fathi@aut.ac.ir

چکیده: انطباق مزرعه بادی فرا ساحلی متصل به خط انتقال جریان مستقیم بر الزامات شبکه در این مقاله بررسی شده است. کولپینگ DC در این ساختار منجر به عدم انعکاس اغتشاشات سیستم قدرت در مزرعه بادی فرا ساحلی می‌گردد. در این راستا، سطح ولتاژ لینک DC برای انعکاس وضعیت شبکه ساحلی مدوله شده است. همچنین، اغتشاشات شبکه ساحلی به کمک اندازه-گیری سطح ولتاژ DC و عملکرد مبدل سمت مزرعه بادی در مزرعه بادی فرا ساحلی منعکس شده است تا از قابلیت پاسخ فرکانسی دینامیکی و فعالیت ضمن خطای توربین‌های بادی استفاده گردد. ساختار واحدی کنترلی با تمرکز بر ژنراتور القایی تغذیه دوگانه نیز پیشنهاد شده است که در برگیرنده سه رهیافت مبتنی بر سامانه مخابراتی، مدولاسیون فرکانس و مدولاسیون ولتاژ است و امکان مقایسه این روش‌ها را در ساختاری واحد ممکن می‌سازد. روشی ترکیبی مدولاسیون ولتاژ و فرکانس نیز پیشنهاد شده است که در آن با تفکیک مناسب مابین دینامیک‌های سریع مربوط به خطای اتصال کوتاه شبکه و وقایع فرکانسی آن، به ترتیب از روش مدولاسیون ولتاژ و مدولاسیون فرکانس بهره گرفته شده است. نتایج شبیه‌سازی‌های انجام شده نشان‌دهنده توانمندی مشابه هر چهار روش در ارایه پاسخ دینامیکی فرکانسی بوده است. اما با در نظر داشتن فعالیت ضمن خطا، تمامی روش‌ها (با فرض تاخیر انتقال داده اندک) به جز روش مدولاسیون فرکانس توانمندی رعایت الزامات ضمن خطای شبکه را داشته‌اند. اینطور نتیجه‌گیری شده است که مدولاسیون ترکیبی ولتاژ و فرکانس به عنوان برترین رهیافت با تفکیک مناسب مابین دینامیک‌های سریع و کند، مزایایی نظیر کمترین سطح افزایش ولتاژ DC ضمن خطا، انحراف از نقطه کار پس از رفع خطا و حفظ ساختار کنترلی متداول را دارد.

کلمات کلیدی: الزامات شبکه، خط انتقال VSC-HVDC، روش کاهش توان، ژنراتور القایی تغذیه دوگانه، مزرعه بادی فرا ساحلی.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۱۲/۰۳

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۶/۰۵/۱۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۷/۰۲/۳۱

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر جعفر میلی منفرد

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران - تهران - خیابان حافظ - پلاک ۴۲۴ - دانشگاه صنعتی امیر کبیر - دانشکده‌ی برق

تنگناهای سامانه مخابراتی (به ویژه در شرایط وقوع خطا) و سرعت بالاتر توربین‌های بادی در پاسخ به اغتشاشات الکتریکی (در مقایسه با تغییر مراجع الکتریکی) منجر به معرفی رهیافت مدولاسیون فرکانس مزرعه بادی (رهیافت دوم #2) شده است. در این رهیافت با مدولاسیون فرکانس مزرعه بادی یک اغتشاش فرکانسی تعمدی و متناسب با اغتشاش فرکانسی (یا خطای) رخ داده در شبکه ساحلی ایجاد شده است تا توربین‌های بادی نسبت به ارائه پاسخ اینرسی [۱۲] و اولیه فرکانسی اقدام نمایند. با تمرکز بر اتفاقات فرکانسی، ایده استفاده از مدولاسیون فرکانس در [۱۳] فرمول‌بندی شده است و در ادامه کارکرد موفق این رهیافت در ارائه پاسخ فرکانسی دینامیکی در مراجع [۱۴] و [۱۵] نشان داده شده است. از سویی دیگر با تمرکز بر شرایط وقوع خطا، نتایج ارائه شده در [۲، ۹، ۱۴، ۱۶-۱۸] مبین عملکرد دینامیکی نامناسب این رهیافت در کاهش سریع توان تزریقی توربین‌های بادی و در نتیجه محدود کردن اضافه ولتاژهای DC به مقدار 1.2 pu بوده است. دینامیک ضعیف راهکار مدولاسیون فرکانس به جهت نرخ محدود مجاز برای تغییرات فرکانس، تاخیر ناشی از اندازه‌گیری فرکانس و پهنای باند محدود کنترل‌کننده‌های توربین بادی می‌باشد.

ضعف دینامیک رهیافت مدولاسیون فرکانس در شرایط وقوع خطا، منجر به معرفی رهیافت مدولاسیون ولتاژ مزرعه بادی (رهیافت سوم #3) شده است. در این رهیافت با مدولاسیون ولتاژ مزرعه بادی، یک اغتشاش ولتاژ تعمدی و متناسب با خطای (یا اغتشاش فرکانسی) رخ داده در شبکه ساحلی ایجاد شده است تا توربین‌های بادی (حتی بدون اتکا به کنترل‌کننده‌های داخلی) نسبت به تغییر توان تزریقی خود اقدام نمایند. هرچند که کنترل‌کننده‌های محلی توربین بادی در [۱۴، ۱۹-۲۱] به منظور کاهش میزان افت ولتاژ اعمالی استفاده شده‌اند. عملکرد موفق و مقاوم این رهیافت در مزارع بادی مبتنی بر توربین‌های بادی ۳ و ۴ گزارش شده است [۱۶، ۱۹، ۲۲]. اما، چالش جریان اتصال کوتاه با دامنه بالا و احتمالاً شامل مولفه DC در توربین بادی نوع ۳ وجود دارد. در این راستا، فرایند کنترل‌شده مغناطیس زدایی قبل از مدولاسیون ولتاژ پیشنهاد شده است تا از اعمال استرس‌های الکتریکی و مکانیکی بر توربین بادی جلوگیری شود [۱۶] و [۲۲].

در بخش مهمی از پژوهش‌های انجام شده در خصوص هر سه رهیافت عمده، قسمت‌هایی از محدودیت‌های عملی موجود در توربین‌های بادی و سیستم قدرت نظیر نرخ محدود تغییر توان خروجی ($\pm 0.45 \text{ pu/s}$)، نرخ محدود تغییر فرکانس (ROCOF) ($\pm 2 \text{ Hz/s}$)، تاخیر سامانه مخابراتی، نرخ محدود تغییر زاویه پره ($\pm 10 \text{ deg/s}$)، محدودیت حداکثر و حداقل توان خروجی ($1 \text{ pu} + 0.05$) و تسهیم دقیق ظرفیت جریانی مبدل‌های الکترونیک قدرت مابین مولفه‌های اکتیو و راکتیو در نظر گرفته نشده‌اند. از سویی دیگر اکثر روش‌های پیشنهادی این پژوهش‌ها که بر مزارع بادی مبتنی بر PMSG متمرکز شده‌اند، برای اغتشاش خاصی بهینه شده‌اند و برخی از

ساخت مزارع بادی فراساحلی با فاصله بیشتر از 60 km از ساحل در اروپا بصورت روزافزون در حال گسترش است به طوری که در انتهای سال ۲۰۱۴، ظرفیت نصب شده مزرعه‌های بادی فراساحلی در ۱۱ کشور اروپایی معادل 11 GW بوده است [۱].

انتخاب تکنولوژی مناسب برای انتقال توان تولیدی مزارع بادی فراساحلی، چالش برانگیز است. خط انتقال مبتنی بر VSC-HVDC به دلیل برطرف کردن نقاط ضعف سایر رقبا و ارائه مزایای قابل توجه مورد استقبال صنعت و دانشگاه قرار گرفته است. به صورت نمونه، در مقایسه با کابل‌های HVAC₂ زیردریایی، چالش جریان شارژ خط در این تکنولوژی وجود ندارد. از سویی دیگر، در این خطوط اثر پوستی، تلفات کرونا و دی‌الکتیک کمتری وجود دارد. بنابراین، در کاربردهای زیردریایی با فاصله بالاتر از ۵۰-۲۵ کیلومتر، تکنولوژی HVDC به رغم ارائه درجه آزادی کنترلی بیشتر، اقتصادی‌تر است [۲].

انطباق مزرعه بادی فراساحلی متصل به خط VSC-HVDC بر الزامات تکنیکی شبکه مورد توجه پژوهشگران است. هدف اصلی حفظ پایداری مزرعه بادی و تداوم اتصال آن به شبکه در شرایط اغتشاش به منظور تضمین امنیت، قابلیت اطمینان و پایداری سیستم قدرت است [۳]. اما، کوپلینگ DC در این ساختار منجر به مصونیت توربین‌های بادی از اغتشاشات شبکه می‌گردد. این در حالی است که در توربین‌های بادی مدرن، مطابق الزامات تکنیکی شبکه، با تشخیص وقوع اتصال کوتاه یا اتفاقات فرکانسی از طریق اندازه‌گیری‌های محلی ضمن حفظ اتصال به شبکه، ارائه مانور ضمن خطا و پاسخ فرکانسی دینامیکی صورت می‌پذیرد [۴]. همچنین، در این ساختار، وقوع خطا در شبکه ساحلی منجر به کاهش شدید توان تزریقی به شبکه ساحلی، ایجاد عدم تعادل توان در خط HVDC و احتمال بروز اضافه‌ولتاژ خطرناک DC می‌گردد [۵]. بنابراین، عدم تأثیرپذیری از اتفاقات شبکه ساحلی منجر به عدم انطباق مزرعه بادی بر الزامات شبکه می‌گردد.

تاکنون رهیافت‌های گوناگونی برای رفع این چالش و مدولاسیون پاسخ مزرعه بادی با توجه به شرایط شبکه پیشنهاد گردیده است. در رهیافت اول (#1) از سامانه مخابراتی سریع مابین مبدل‌های سمت شبکه و مزرعه بادی و توربین‌های بادی برای مخابره وضعیت شبکه ساحلی استفاده شده است [۶]. با تمرکز بر اتفاقات فرکانسی در شبکه ساحلی، این راهکار با موفقیت برای دریافت پاسخ فرکانسی دینامیکی استفاده شده است [۷-۹]. از سویی دیگر با فرض تاخیر مخابراتی اندک، نتایج شبیه‌سازی‌های انجام شده در [۶، ۱۰، ۱۱] مبین عملکرد موفق این راهکار در بهبود شرایط ضمن خطا از طریق پیاده‌سازی کنترل‌کننده‌های جانبی بوده است. اما تاخیرهای مخابراتی، نرخ محدود ارسال داده و مسئله قابلیت اطمینان از نکات منفی این رهیافت است.

متداول منجر به وابستگی روزافزون رگولاسیون و پایداری فرانسیسی سیستم قدرت به رفتار مزارع بادی می‌گردد. برای مقابله با چالش‌های مذکور، الزامات مدرن شبکه، مانورهای ضمن خطا را در نظر دارند. در این الزامات، توربین‌های بادی ملزم به حفظ اتصال به شبکه ضمن خطا، اختصاص اولویت تسهیم ظرفیت جریانی به مولفه راکتیو، تزریق جریان راکتیو اضافی متناسب با افت ولتاژ به منظور حمایت از آن و بازگشت به نقطه کار سابق پس از رفع خطا شده‌اند. به صورت نمونه، مطابق الزامات شبکه آلمان برای خطاهای متقارن، حفظ اتصال به شبکه حتی برای افت ولتاژ ۱۰۰٪ در بازه زمانی 150 ms ضروری است. همچنین شیب $2 pu / \Delta V$ برای تزریق جریان راکتیو اضافی در نظر گرفته شده است. مطابق این الزام، توان اکتیو تزریقی به شبکه باید پس از رفع خطا با شیب 0.2 pu/s به نقطه کار سابق باز گردد. از سویی دیگر، برنامه دفاعی بهره‌برداران شبکه از طریق الزام توربین‌های بادی به ارائه پاسخ اولیه فرانسیسی (به جهت حفظ پایداری و کاهش انحراف نقطه کار پایدار) و پاسخ اینرسی (به جهت کاهش انحراف بیشینه و نرخ تغییر فرانسیسی) بروز شده است. به صورت نمونه، توربین‌های بادی در شبکه آلمان ملزم به ارائه شیب افت کاهشی ۵٪ به همراه باند مرده 0.2 Hz برای کاهش توان تزریقی توربین‌های بادی در وقایع اضافه فرانسیسی شده‌اند. همچنین بهره‌برداران شبکه‌های انتقال اروپا به تصویب الزام ارائه پاسخ اینرسی برای مزارع بادی تشویق شده‌اند [۲۴].

۳- سیستم مورد بحث

دیگرام تک‌خطی سیستم مورد بحث در شکل ۱ نشان داده شده است. این سیستم شامل یک مزرعه بادی با ظرفیت $80 \times 5 = 400 \text{ MW}$ و مبتنی بر DFIG است که از تکنیک تجمیع [۲۵] برای مدل‌سازی آن و کاهش بار محاسباتی استفاده شده است. توربین بادی پایه شامل مدل آیرودینامیکی [۲۶]، زنجیره درایو دو توده‌ای، کنترل زاویه پره [۲۷]، DFIG و کنترل برداری آن [۲۸] است. به منظور جلوگیری از عبور جریان اتصال کوتاه شدید از مبدل سمت رتور و اضافه ولتاژ لینک DC از سیستم حفاظت ترمز سری با ساختار و منطق کنترلی تشریح شده در [۲۹] در مسیر رتور و برشگر اتلاف‌کننده توان با ساختار و کنترل‌کننده تشریح شده در [۳۰] در لینک DC استفاده شده است. این مزرعه بادی از طریق ترانس LV/MV، کابل دریایی به طول 2 km با پارامترهای الکتریکی معین شده در [۳۱] و ترانس MV/HV به مبدل VSC-HVDC سمت مزرعه بادی متصل شده

فرضیات آن‌ها در چهارچوب الزامات استاندارد شبکه نیست. بنابراین، کارکرد موفق آن‌ها در سایر اغتشاش‌ها قابل تضمین نبوده است. این مقاله به دنبال مقایسه پژوهش‌های پیشین در یک ساختار واحد کنترلی و برطرف کردن نقص‌های آنها از طریق پیشنهاد یک کنترل‌کننده ترکیبی بوده است.

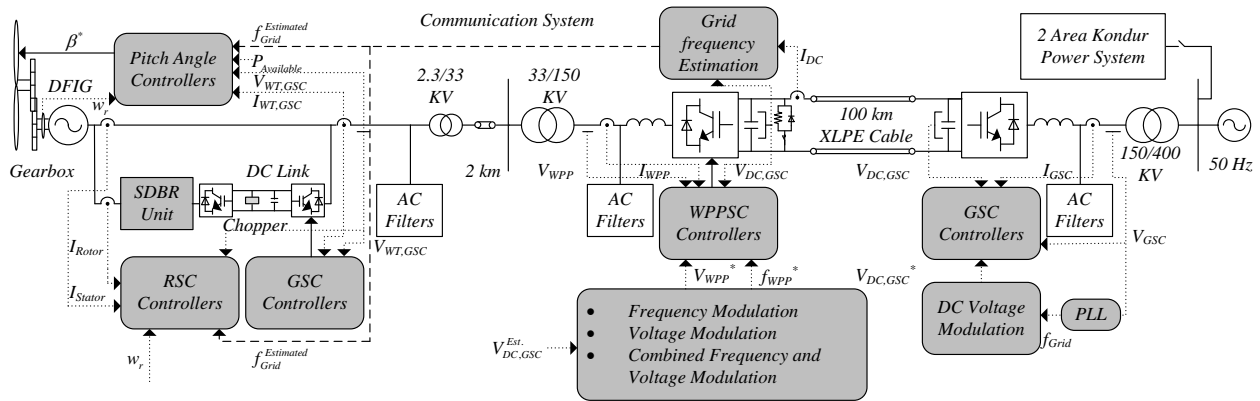
در این راستا نوآوری‌های این پژوهش به این قرار است. الف) یک ساختار واحد کنترلی برای بررسی و مقایسه رهیافت‌های مدولاسیون فرانسیس، مدولاسیون ولتاژ و سامانه مخابراتی پیشنهاد شده است. ب) تمامی محدودیت‌های عملی مرتبط با هر سه رهیافت و توربین بادی مبتنی بر DFIG در شبیه‌سازی‌ها لحاظ شده‌اند تا نتایج نزدیک به واقعیت ارائه گردد. ج) روش ترکیبی مدولاسیون ولتاژ و فرانسیس نیز پیشنهاد شده است که با تفکیک مناسب مابین دینامیک‌های سریع مربوط به خطای اتصال کوتاه شبکه و وقایع فرانسیسی آن به ترتیب از روش مدولاسیون ولتاژ و فرانسیس بهره می‌گیرد.

این مقاله به شرح زیر ساختار بندی شده است. مفروضات و الزامات استاندارد شبکه در بخش دوم مورد بررسی قرار گرفته است. سیستم مورد بحث به اختصار در بخش سوم تشریح شده است. بخش چهارم ساختار کنترلی واحد مینا و رهیافت‌های پیاده‌سازی آن را در توربین بادی و مبدل‌های خط VSC-HVDC ارائه داده است. نتایج شبیه‌سازی در بخش پنجم و نتیجه‌گیری‌های اساسی در بخش ششم ارائه شده است.

۲- الزامات استاندارد شبکه

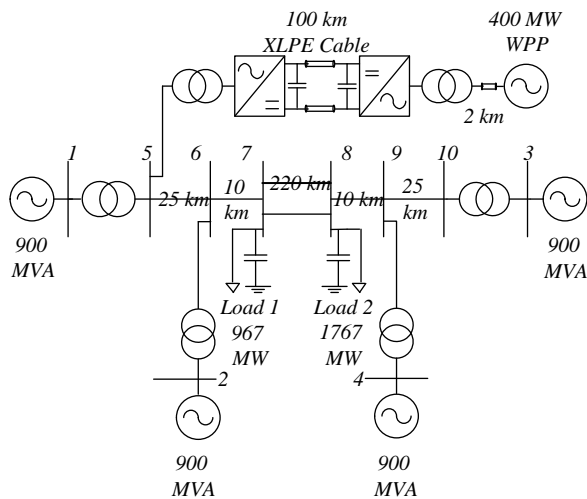
الزامات تعیین شده توسط بهره‌برداران سیستم انتقال برای مزارع بادی را به طور کلی می‌توان به ۵ گروه تقسیم‌بندی کرد که الزامات ضمن خطا، کنترل توان اکتیو و راکتیو بعد از خطا و کنترل فرانسیس مورد توجه این پژوهش است [۲۳].

وقوع خطا در سیستم انتقال منجر به تجربه افت ولتاژ توسط توربین‌های بادی و احتمال ناپایداری آنها می‌گردد. خروج احتمالی این توربین‌ها از شبکه منجر به ازدست رفتن حجم بزرگی از توان تولید شده در سیستم قدرت می‌شود. علاوه بر موارد فوق، در ساختار خاص مورد بررسی مقاله، وقوع اتصال کوتاه در سمت شبکه ساحلی موجب تخصیص ظرفیت جریانی مبدل سمت شبکه به مولفه راکتیو، کاهش شدید توان اکتیو تزریقی به شبکه و احتمال بروز اضافه ولتاژ لینک DC در خط انتقال به دلیل عدم تعادل توان می‌گردد. این اضافه ولتاژ DC بایستی به 1.2 pu محدود گردد. از سویی دیگر، افزایش نفوذ مزارع بادی در سیستم قدرت و بازنشستگی تدریجی نیروگاه‌های



شکل (۱): مزرعه بادی مبتنی بر DFIG و متصل به خط انتقال HVDC

تزیقی به شبکه به نقطه کار سابق با شیب محدود بر عهده این کنترل کننده است. در طول این شرایط، مدیریت ولتاژ DC بر عهده



شکل (۲): سیستم قدرت دو ناحیه ای کندور و مزرعه بادی متصل به آن

مبدل سمت مزرعه بادی یا برشگر اتلاف کننده توان است. از سویی دیگر، این واحد مرجع ولتاژ DC خط انتقال با توجه به فرکانس اندازه گیری شده شبکه ساحلی توسط این مبدل تنظیم می شود:

$$V_{DC,GSC}^* = V_{DC0} + K_{def} (f_{grid} - f_0) \quad (1)$$

با توجه به حداکثر فرکانس پیش بینی شده شبکه آلمان (52.7 Hz) و لزوم حفظ مقدار مرجع در بازه مجاز، ضریب $K_{def}=0.2/0.054$ pu در نظر گرفته شده است. این مقدار مرجع توسط کنترل کننده PI با ثابت زمانی 0.05 s دنبال شده است. مقدار مرجع مولفه راکتیو جریان در حالت نرمال به کمک کنترل کننده ای تعیین شده است که وظیفه رگولاسیون ولتاژ شبکه را بر عهده دارد. از سویی دیگر، در ضمن خطا مقدار مرجع این جریان مطابق رابطه زیر در نظر گرفته شده است:

$$i_{q,GSC}^* = K_{iq} (V_{grid} - V_0) \quad (2)$$

مطابق الزامات شبکه، K_{iq} برابر $2pu / \Delta V$ قرار داده شده است. مقادیر مرجع i_d^* و i_q^* به کمک دو حلقه کنترل جریان داخلی با

است. مبدل های HVDC با سطح ولتاژ ± 150 kV از طریق کابل زیر دریایی به طول 100 km به هم متصل شده اند [۹]. مدل های مورد استفاده جهت شبیه سازی حالت گذرای الکترومغناطیسی بوده است. برای برطرف کردن عدم تعادل توان احتمالی در شرایط ضمن خطا، برشگر اتلاف کننده توان با ساختار و کنترل کننده تشریح شده در [۳۰] استفاده شده است. در مطالعات اتصال کوتاه، مبدل سمت شبکه خط انتقال از طریق ترانسفورماتور به شبکه ای با ظرفیت اتصال کوتاه 20 GVA متصل شده است. از سویی دیگر، در مطالعات مربوط به اتفاقات فرکانسی، مبدل سمت شبکه به سیستم قدرت دو ناحیه ای Kondur متصل شده است [۳۲] و از مدل متوسط برای نمایش مبدل های الکترونیک قدرت استفاده شده است. شبکه مقارن دو ناحیه ای شبیه سازی شده از چهار نیروگاه حرارتی تشکیل شده است که به درستی نوسانات موجود در سیستم های قدرت را نشان می دهد. هر کدام از ژنراتورهای سنکرون به گاورنر با شیب افت کاهشی ۵٪، سیستم تحریک (IEEE Type 1) و پایدار ساز سیستم قدرت مجهز هستند. شبیه سازی ها در محیط سیمولینک نرم افزار MATLAB انجام شده اند. این سیستم و مزرعه بادی متصل به آن در شکل ۲ نشان داده شده است. پارامترهای سیستم از مراجع مذکور برگرفته شده اند و به اختصار در پیوست ذکر شده اند.

۴- پیاده سازی ساختار واحد کنترلی پیشنهادی

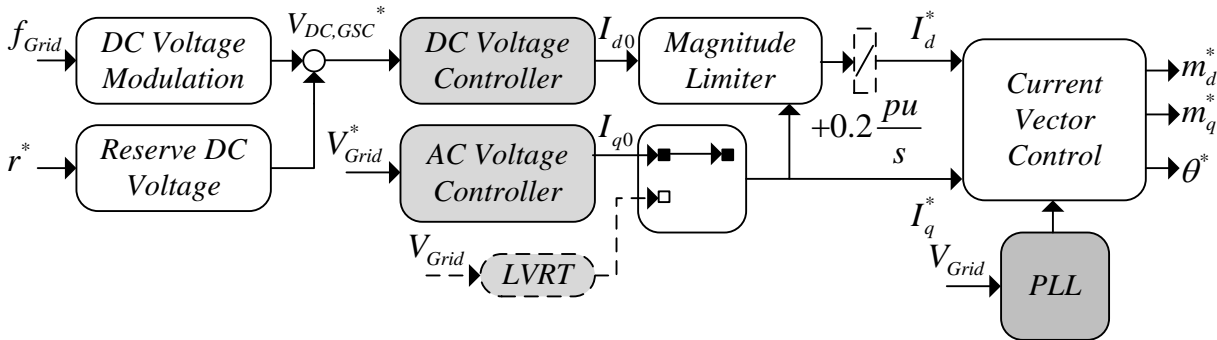
۴-۱- کنترل مبدل های خط انتقال

۴-۱-۱- مبدل سمت شبکه ساحلی

مبدل سمت شبکه ساحلی نقش مهمی در حفظ پایداری خط انتقال و تطبیق آن بر الزامات شبکه دارد. وظیفه اصلی کنترل کننده این مبدل، تثبیت ولتاژ DC خط انتقال است تا همواره بالانس توان رعایت گردد. از سویی دیگر، در شرایط ضمن خطا و پس از آن وظیفه پیروی از الزامات شبکه در خصوص تزریق جریان راکتیو اضافی و بازگشت توان

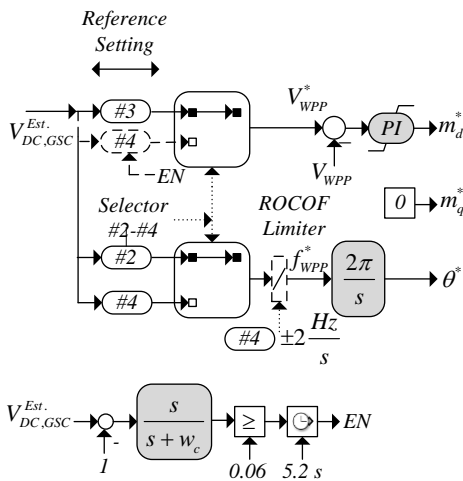
۴-۱-۲- پیاده‌سازی ساختار واحد کنترلی پیشنهادی در سمت مبدل سمت مزرعه بادی

مبدل سمت مزرعه بادی خط انتقال وظیفه تثبیت دامنه ولتاژ و فرکانس شبکه محلی مزرعه بادی در مقادیر مرجع را بر عهده دارد. بدین ترتیب، در حالت عادی، توان تولیدی توربین‌های بادی توسط این مبدل جذب و به خط انتقال تزریق می‌شود. مقدار دامنه مولفه d سیگنال مدولاسیون نیز توسط کنترل کننده دامنه ولتاژ تعیین می‌شود. همچنین، اطلاعات لازم برای انجام تبدیل dq به abc توسط حلقه قفل مجازی و با در نظر داشتن مرجع فرکانس فراهم می‌شود. دامنه مولفه q سیگنال مدولاسیون برای دستیابی به زاویه مرجع برابر صفر قرار داده شده است.



شکل (۳): کنترل کننده مبدل سمت شبکه خط انتقال

برای اعمال اغتشاش فرکانسی یکسان با اتفاق شبکه، مقدار $K_{fd} = 1/K_{dc} = 0.27$ در نظر گرفته شده است تا نوسانات فرکانس شبکه ساحلی عینا در مزرعه بادی اعمال گردد. از سویی دیگر در مدولاسیون ولتاژ (رهیافت سوم) داریم:



شکل (۴): کنترل کننده مبدل سمت مزرعه بادی خط انتقال

$$K_v = K_{vdc}, K_f = 0 \quad (۶)$$

پهنای باند 200 rad/s و پیش‌خوردهای مناسب دنبال شده است [۳۳]. در حالت خط اولویت تخصیص ظرفیت جریانی به مولفه راکتیو تغییر یافته است. در این وضعیت همچنین تایمیری راه‌اندازی شده که در زمان روشنایی، نرخ صعود مولفه اکتیو جریان و مقدار حداکثر آن را پس از رفع خطا به ترتیب به 0.2 pu/s و آخرین مقدار اندازه‌گیری شده محدود می‌کند. ساختار این کنترل کننده در شکل ۳ نشان داده شده است.

در شرایط ضمن خطا یا اتفاقات فرکانسی مقدار مرجع دامنه ولتاژ، فرکانس شبکه محلی مزرعه بادی و یا هر دو بسته به سطح ولتاژ DC سمت شبکه (که تخمین زده می‌شود) تغییر داده می‌شود. البته در رهیافت سامانه مخابراتی مقادیر مرجع بی‌تغییر باقی نگاه داشته می‌شود. برای مقایسه این رهیافت‌ها، ساختار واحد کنترلی به صورت (۳) پیشنهاد شده است که قادر به مدل‌سازی رهیافت‌های مدولاسیون فرکانس، مدولاسیون ولتاژ و سامانه مخابراتی است. ساختار این کنترل کننده در شکل ۴ نشان داده شده است.

$$V_{WPP}^* = V_{WPP0} + K_v (V_{DC.GSC}^{Est.} - V_{DC0}) \quad (۳)$$

$$f_{WPP}^* = f_0 + K_f (V_{DC.GSC}^{Est.} - V_{DC0})$$

که در آن:

$$V_{DC.GSC}^{Est.} = V_{DC,WPPSC} - R_{HVDC} \cdot I_{DC} \quad (۴)$$

در مدولاسیون فرکانس (رهیافت دوم) داریم:

$$K_v = 0, K_f = K_{fdc} \quad (۵)$$

$$K_v = 0, K_f = 0 \quad (9)$$

۲-۴- کنترل مبدل‌ها و پره‌های توربین بادی DFIG

۱-۲-۴- مبدل سمت رتور

مبدل سمت رتور DFIG وظیفه رگولاسیون مستقل مولفه‌های اکتیو و راکتیو جریان DFIG را از طریق کنترل برداری آن در جهت شار استاتور بر عهده دارد [۲۸, ۳۴]. به منظور حفظ ولتاژ یکسان درون مزرعه بادی و ارتقای دقت رهیافت مدولاسیون ولتاژ، توان راکتیو ماشین به گونه‌ای تنظیم شده است که همواره ضریب قدرت دیده شده از سمت فیلترهای بالاگذر نصب شده واحد باشد. بدین ترتیب بخشی از جریان مغناطیس‌کننده توسط این فیلترها و بخشی دیگر توسط مبدل سمت رتور تامین شده است. مرجع مولفه اکتیو جریان توسط کنترل-کننده MPPT تعیین شده است. مقدار بهینه مرجع سرعت توسط این کنترل‌کننده تعیین شده و پس از عبور از فیلتر پایین‌گذر با ثابت زمانی $s = 5$ به کمک کنترل‌کننده گشتاور دنبال شده است. در انتها با در نظر داشتن سرعت لحظه‌ای توربین بادی مقدار مرجع توان به دست آمده است.

برای الزام توربین بادی جهت ارائه پاسخ اینرسی فرکانسی، حلقه‌های کنترل جانبی شامل مولفه‌های متناسب با انحراف سیگنال مورد انتخاب و مشتق آن (که به کمک فیلتر Washout پیاده‌سازی شده است) اضافه گردیده است تا ضمن ارتقا اینرسی سیستم، میرایی سیستم نیز افزایش یابد. سیگنال انتخابی (ΔS_1 و ΔS_2) در روش‌های مدولاسیون فرکانس، مدولاسیون ولتاژ و سامانه مخابراتی به ترتیب فرکانس اندازه‌گیری شده (Δf_{WPP})، ولتاژ اندازه‌گیری شده (ΔV_{WPP}) و پیام مخابراتی دریافتی (ΔC_{WPP}) است. برای مقایسه این رهیافت‌ها، ساختار واحد کنترلی به صورت (۱۰) پیشنهاد شده است که قادر به مدل‌سازی رهیافت‌های مدولاسیون فرکانس، مدولاسیون ولتاژ و سامانه مخابراتی در تعیین مقدار مرجع توان توربین بادی است.

$$P_{WT}^* = P_{MPPT} - K_{Droop1} \Delta S_1 - K_{Inertia1} \frac{d}{dt} \Delta S_1 - K_{Droop2} \Delta S_2 - K_{Inertia2} \frac{d}{dt} \Delta S_2 \quad (10)$$

بدین ترتیب در روش‌های مدولاسیون فرکانس و سامانه مخابراتی داریم: ($K_{fDroop1} = K_{CDroop1} = 20, K_{fInertia1} = K_{CIInertia1} = 10$)

$$K_{Droop1} = K_{Droop}^f, K_{Inertia1} = K_{Inertia}^f, \Delta S_1 = \Delta f_{WPP}, \Delta S_2 = 0 \quad (11)$$

$$K_{Droop1} = K_{Droop}^c, K_{Inertia1} = K_{Inertia}^c, \Delta S_1 = \Delta C_{WPP}, \Delta S_2 = 0 \quad (12)$$

ضریب $K_{vdc} = -2$ به گونه‌ای انتخاب شده است که در حداکثر انحراف دائمی فرکانسی (± 0.2 Hz برای شبکه آلمان) نیز تغییر مرجع دامنه ولتاژ در میوزان قابل قبول قرار داشته باشد.

همانطور که در بخش مقدمه اشاره شد، دینامیک ضمن خطای رهیافت مدولاسیون فرکانس به دلیل تاخیر اندازه‌گیری فرکانس ضعیف است. در نتیجه استفاده از این روش تنها برای وقایع فرکانسی توصیه می‌شود. از سویی دیگر، دینامیک رهیافت مدولاسیون فرکانس به دلیل سنجش سریع دامنه ولتاژ سریع است. اما استفاده از این روش در وقایع فرکانسی نامتداول است و در برنامه توربین‌های بادی مدرن وجود ندارد. در این راستا برای بهره‌گیری از مزایای هر دو روش و برطرف کردن نقایص آنها رهیافت ترکیبی مدولاسیون ولتاژ و فرکانس پیشنهاد شده است (رهیافت چهارم). در این روش پیشنهاد شده است که با تفکیک مناسب مابین دینامیک‌های سریع مربوط به خطای اتصال کوتاه شبکه و وقایع فرکانسی آن، به ترتیب از روش مدولاسیون ولتاژ و فرکانس استفاده شود. برای تفکیک دینامیک‌های سریع و کند از الزامات شبکه آلمان بهره گرفته شده است. مطابق این الزامات حداکثر انحراف گذرای فرکانس این شبکه برابر ± 0.8 Hz است. از سویی دیگر با توجه به اینرسی شبکه، این انحراف فرکانسی با ثابت زمانی کندهی به وقوع می‌پیوندد و توسط مبدل سمت شبکه بر سطح ولتاژ DC منعکس می‌گردد. اما، وقوع اتصال کوتاه سریعاً بر سطح ولتاژ DC منعکس می‌گردد. در نتیجه برای تفکیک میان این دو اغتشاش تغییرات ولتاژ DC را از فیلتر بالاگذر (با ثابت زمانی مابین $[2\pi 0.5 - 2\pi 2.5] \text{ Rad/s}$) عبور داده شده است. در صورت عبور خروجی این فیلتر از میزان $\Delta V_{DC} = K_{def} \Delta f_{grid} = +0.06 pu$ ضمن فعال کردن تایمر (به مدت $s = 5.2$ که ترکیب حداکثر زمان مورد نیاز سیستم حفاظتی و بازگشت به نقطه کار سابق است)، اقدام به مدولاسیون همزمان ولتاژ و فرکانس شده است. به این ترتیب در اتفاقات فرکانسی تنها حلقه مدولاسیون فرکانس فعال خواهد بود:

$$K_v = 0, K_f = K_{fdc} \quad (7)$$

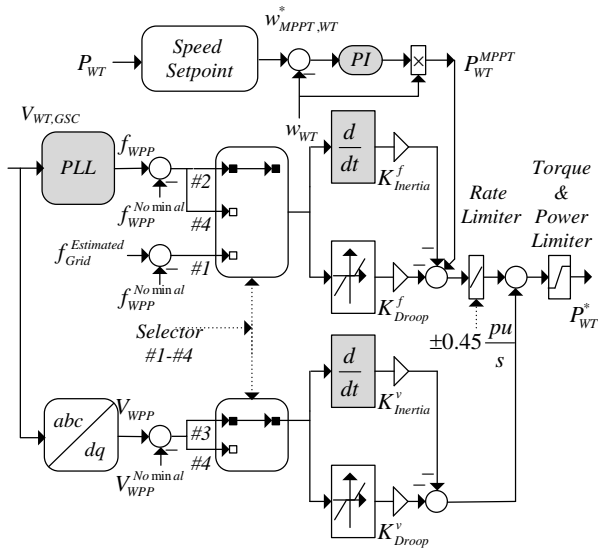
اما در صورت وقوع خطا هر دو حلقه مدولاسیون ولتاژ و فرکانس فعال خواهند بود.

$$K_v = K_{vdc}, K_f = K_{fdc} \quad (8)$$

محاسبه ضرایب K_{vdc} و K_{fdc} بر طبق استدلال‌های دو رهیافت پیشین بوده است. برای تامین محدودیت ROCOF، این بلوک در شکل ۴ فعال شده است.

در رهیافت مبتنی بر سامانه مخابراتی، نتیجه رابطه ۴ از طریق بستر فیبر نوری و با در نظر گرفتن تاخیر زمانی به کنترل‌کننده مبدل سمت رتور DFIG و زاویه پره منتقل شده است (رهیافت اول). و در انتها در رهیافت مبتنی بر نصب برشگر اتلاف‌کننده توان (رهیافت پنجم) در خط انتقال نیز همانند رهیافت سامانه مخابراتی مقادیر مرجع مزرعه بادی دست نخورده باقی نگاه داشته شده است:

سمت شبکه خط انتقال است و پهنای باند 333.3 rad/s در حلقه کنترل جریان داخلی دارد.



شکل (۵): کنترل کننده مبدل سمت رتور DFIG

۴-۲-۳- کنترل زاویه پره

کنترل کننده زاویه پره شامل دو حلقه کنترلی حساس به سرعت توربین بادی و توان تزریقی آن است. این کنترل کننده وظیفه کنترل سرعت توربین بادی (در سرعت مرجع بهینه) در بهره برداری عادی و محدود کردن توان تزریقی به شبکه در محدوده مجاز تجهیزات در سرعت های بالای باد را بر عهده دارد. برای الزام توربین بادی جهت ارائه پاسخ اولیه فرکانسی، بایستی توربین بادی را در شرایط زیر بهینه قرار داد. بدین منظور، مطابق [۳۵] از تکنیک کنترل زاویه پره استفاده شده است. در این شرایط، ضمن قرار در مرجع سرعت بهینه، مقدار توان مرجع مناسب از طریق تخمین توان در دسترس بادی [۳۶] و منحنی افت کاهشی توان-فرکانس تعیین شده است.

$$W_{PitchAngle}^* = W_{MPPT} \quad (15)$$

$$P_{PitchAngle}^* = P_{Available} \cdot (1 - K_{Droop1} \cdot \Delta S_1)$$

در این ساختار، برای رهیافت مدولاسیون فرکانس و مدولاسیون ترکیبی فرکانس و ولتاژ داریم $(K_{Droop}^f = 20)$:

$$K_{Droop1} = K_{Droop}^f, \Delta S_1 = \Delta f_{WPP} \quad (16)$$

به صورت مشابه، در رهیافت سامانه مخابراتی داریم $(K_{Droop}^c = 20)$:

$$K_{Droop1} = K_{Droop}^c, \Delta S_1 = \Delta C_{WPP} \quad (17)$$

همچنین در رهیافت های مدولاسیون فرکانس، مدولاسیون ترکیبی فرکانس و ولتاژ و سامانه مخابراتی باند مرده 0.004 pu و معادل 0.2 Hz در نظر گرفته شده است.

Δf_{WPP} از طریق اندازه گیری محلی توربین های بادی به دست آمده است. سیگنال ΔC_{WPP} مخابره شده نیز حاوی اطلاعات فرکانس مرجع مزرعه بادی است و بنابراین با تقریب مناسبی داریم: $\Delta C_{WPP} = \Delta f_{WPP}$. در رهیافت مدولاسیون فرکانس، سیگنال انتخابی از فیلتر پایین گذر مرتبه اول با ثابت زمانی 0.1 s جهت حذف نویزهای اندازه گیری عبور داده شده است. همچنین در هر دو رهیافت مدولاسیون فرکانس و سامانه مخابراتی باند مرده 0.02 Hz در نظر گرفته شده است.

به طریق مشابه در روش مدولاسیون ولتاژ مقدار مرجع توان توربین بادی به قرار زیر است:

$$K_{Droop1} = K_{Droop}^V, K_{Inertia1} = K_{Inertia}^V, \Delta S_1 = \Delta V_{WPP}, \Delta S_2 = 0 \quad (13)$$

مقادیر K_{VDroop} و $K_{VINertia}$ و باند مرده آنان به گونه ای محاسبه شده اند که در شرایط یکسان اتفاق فرکانسی، مشارکت یکسانی در مقایسه با روش های پیشین در ارائه پاسخ فرکانسی داشته باشند $(K_{Droop}^V = 2.66, K_{Inertia}^V = 1.33, Deadzone = 0.003pu)$.

همچنین، در روش پیشنهادی مدولاسیون ترکیبی فرکانس و ولتاژ مقدار مرجع توان توربین بادی به قرار زیر است:

$$K_{Droop1} = K_{Droop}^f, K_{Inertia1} = K_{Inertia}^f, \Delta S_1 = \Delta f_{WPP}, K_{Droop2} = K_{Droop}^V, K_{Inertia2} = K_{Inertia}^V, \Delta S_2 = \Delta V_{WPP} \quad (14)$$

در انتها، مرجع توان به مرجع مولفه اکتیو جریان ترجمه شده و توسط حلقه کنترل جریان داخلی با پهنای باند 333.3 rad/s دنبال شده است. محدودیت نرخ تغییر توان خروجی $(\pm 0.45 pu/s)$ (به استثناء فعالیت ضمن خطا که وقوع آن نادر است)، حداکثر و حداقل توان خروجی (0.05 pu موتوری تا 1 pu ژنراتوری) و تسهیم دقیق ظرفیت جریانی مبدل های الکترونیک قدرت مابین مولفه های اکتیو و راکتیو در نظر گرفته شده است. برای تشخیص خطا از وقایع فرکانسی از شاخص حداکثر فرکانس گذرای شبکه آلمان (و تخمین آن در سامانه مخابراتی و معادل آن در مدولاسیون ولتاژ) استفاده شده است. با توجه به ماهیت حلقه های حساس به ولتاژ (که برای محدود کردن حالات گذرا در جریان رتور و ولتاژ لینک DC محرکه DFIG در شرایط وقوع خطا است) در مدولاسیون ولتاژ و مدولاسیون ترکیبی ولتاژ و فرکانس، این حلقه ها از محدودیت نرخ تغییر توان خروجی معاف هستند. ساختار این کنترل کننده در شکل ۵ نشان داده شده است.

۴-۲-۴- مبدل سمت شبکه

مبدل سمت رتور DFIG وظیفه تثبیت ولتاژ لینک DC ژنراتور و فعالیت ضریب قدرت واحد را از طریق کنترل برداری در جهت ولتاژ شبکه بر عهده دارد [۲۸]. ساختار کنترلی این مبدل مشابه مبدل

شده در شکل ۷ (پ) مشتمل بر جریان مبدل سمت شبکه و فیلترهای AC است.

عدم تعادل توان حاصل شده از اتصال کوتاه در رهیافت مبتنی بر برشگر، به تمامی تلف شده است (72.5 MJ). در نتیجه نقطه کار اجزای مزرعه بادی دست نخورده باقی مانده است. در سایر رهیافت‌ها، اضافه ولتاژ منتهی منجر به تحریک رهیافت به کار بسته شده، ارائه پاسخ اینرسی مزرعه بادی و در نتیجه کاهش توان تزریقی آن گردیده است. پیام‌رسانی افزایش فرکانس شبکه ساحلی در رهیافت سامانه مخابراتی، افزایش فرکانس مزرعه بادی تا 52.65 Hz در رهیافت مدولاسیون فرکانس، کاهش ولتاژ مزرعه بادی تا 0.71 pu در رهیافت مدولاسیون ولتاژ و تا 0.69 pu در مدولاسیون ترکیبی ولتاژ و فرکانس و افزایش فرکانس مزرعه بادی با نرخ محدود تا 50.75 Hz در رهیافت ترکیبی (شکل ۷-ث و ج) در لحظات اول وقوع خطا منجر به کاهش توان تزریقی مزرعه بادی با توجه به ظرفیت موتوری مجاز DFIG شده است (شکل ۷-خ). اما به دلیل تاخیرهای ذاتی اندازه‌گیری و فیلترینگ فرکانس موجود در رهیافت مدولاسیون فرکانس، شرایط ضمن خطا ارضا نشده است اما میزان اتلاف انرژی برشگر را به 17.5 MJ کاهش داده شده است. از سویی دیگر، ولتاژ خط انتقال در رهیافت‌های سامانه مخابراتی (بدون لحاظ کردن تاخیر انتقال داده)، مدولاسیون ولتاژ و مدولاسیون ترکیبی بدون فعالیت برشگر به ترتیب به 1.15 pu، 1.17 pu و 1.18 pu محدود شده است. کاربرد عملی رهیافت مدولاسیون فرکانس به جهت نرخ تغییر بسیار بالای فرکانس محدود است.

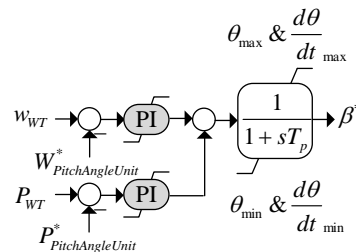
با افزایش تاخیر ناشی از انتقال داده در رهیافت سامانه مخابراتی به 5 ms ولتاژ خط انتقال به 1.18 pu محدود شده است. با افزایش بیشتر این تاخیر به 10 ms، 20 ms، 30 ms و 40 ms محدود ساختن ولتاژ خط انتقال قادر به بازه مجاز ممکن نیست و در نتیجه عدم تعادل توان توسط برشگر به میزان 0.52 MJ، 2.47 MJ، 3.92 MJ و 5.45 MJ تلف خواهد شد. به رغم فعالیت برشگر، میزان انرژی اتلافی در مقایسه با اتکای صرف به آن (رهیافت پنجم) به صورت قابل ملاحظه-ای کاهش یافته است. اعداد به سمت بالا گرد شده اند.

افت محدود ولتاژ که به دلیل حضور حلقه‌های کنترلی پاسخ اینرسی بوده است، منجر به استرس الکتریکی کمینه گشتاور DFIG با دامنه نوسانات محدود به 0.15 pu (شکل ۷-چ) و عدم بروز اضافه جریان در رتور و مبدل آن (شکل ۷-ح) شده است. در نتیجه، نیازی به فعال شدن تجهیزات حفاظتی (برشگر لینک DC و ترمز سری نصب شده در DFIG) نبوده است. در هر چهار رهیافت عدم تعادل توان در لحظات اول وقوع خطا به صورت انرژی جنبشی در محور توربین بادی ذخیره شده است (شکل ۸-ج). حضور نوسانات پیچشی منبعت از نرمی شفت واضح بوده است.

از سویی دیگر، در رهیافت مدولاسیون ولتاژ با در نظر گرفتن باند مرده 0.03 pu داریم ($K_{Droop}^V = 2.66$):

$$K_{Droop1} = K_{Droop}^V, \Delta S_1 = \Delta V_{WPP} \quad (18)$$

به جهت رعایت نرخ محدود تغییر توان DFIG (به استثنای فعالیت ضمن خطا) در رهیافت‌های مدولاسیون فرکانس و سامانه مخابراتی، محدودیتی مشابه در اعمال مقدار مرجع توان نیز رعایت شده است تا از انحراف بی‌مورد نقطه کار در شرایط خطا جلوگیری شود. ساختار این کنترل‌کننده در شکل ۶ نشان داده شده است.



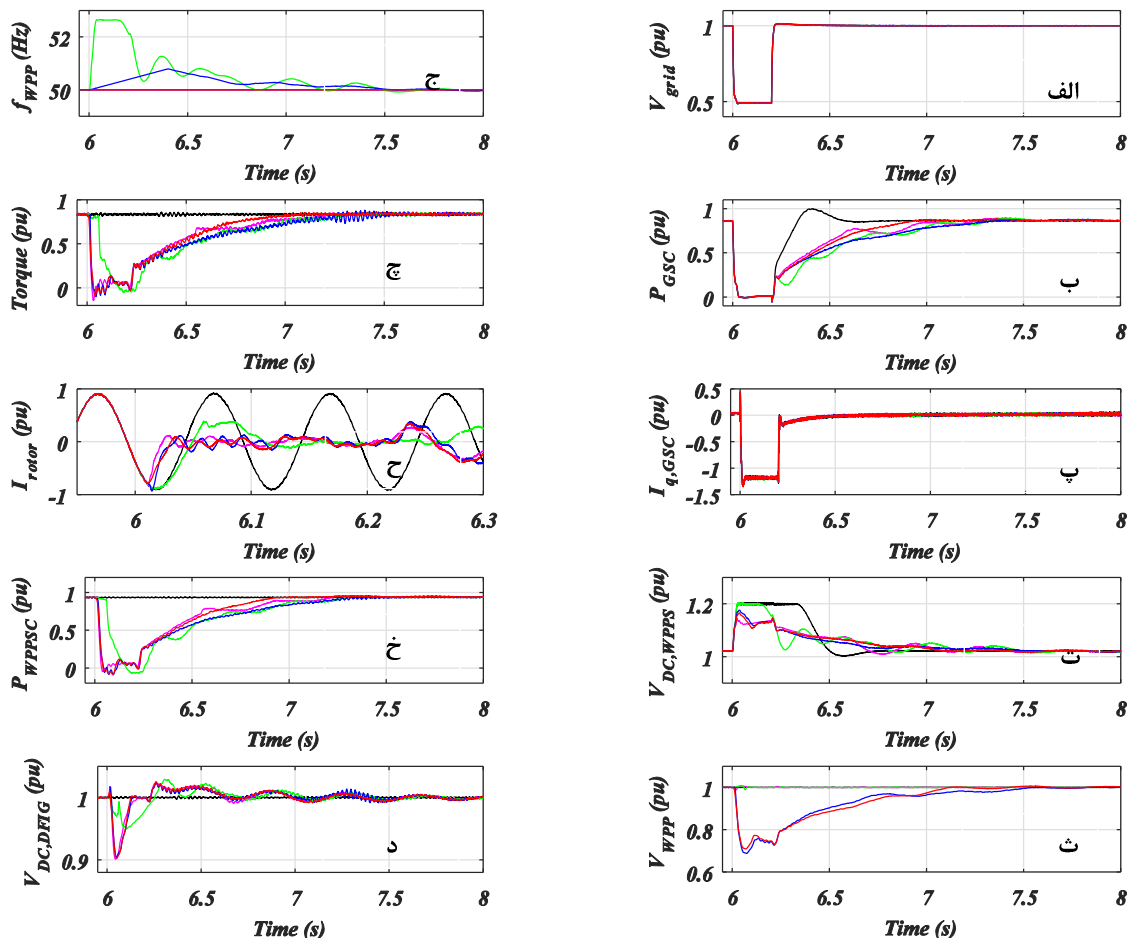
شکل ۶: کنترل کننده زاویه پره

۵- نتایج شبیه‌سازی

به منظور نشان دادن کارایی و مقایسه رهیافت‌های مذکور در انطباق سیستم تحت بررسی بر الزامات شبکه، شبیه‌سازی‌های زمانی با تمرکز بر فعالیت ضمن خطا و وقایع فرکانسی انجام شده‌اند. در این شبیه‌سازی‌ها توان تولیدی مزرعه بادی به ترتیب برابر توان 1 pu و 0.8 pu در نظر گرفته شده است چراکه اثرات معکوس وقوع افت ولتاژ در شرایط لغزش منفی نامی حداکثر است. به منظور حذف تاثیر تغییرات توان تولیدی مزرعه بادی بر عملکرد سیستم، سرعت باد ثابت در نظر گرفته شده است. نتایج رهیافت‌های مبتنی بر سامانه مخابراتی [۱۱]، مدولاسیون فرکانس [۱۳]، مدولاسیون ولتاژ [۱۹]، رهیافت پیشنهادی مدولاسیون ترکیبی فرکانس و ولتاژ و عدم استفاده از آنها به ترتیب با خطوط و نشان‌های به رنگ ارغوانی، سبز، قرمز، آبی و سیاه نمایش داده شده‌اند. در نمودارها توان پایه 400 MVA فرض شده است.

۵-۱- قابلیت فعالیت ضمن خطا

اتصال کوتاه متقارن در $t=6$ s مطابق شکل ۷ (الف) اعمال شده است. به جهت تمرکز بر بازه وقوع خطا، نرخ محدود بازگشت توان حقیقی مبدل سمت شبکه به نقطه کار سابق در نظر گرفته نشده است. این اتصال کوتاه که به مدت 200 ms ادامه داشته است منجر به افت ولتاژ شبکه تا 0.5 pu شده است. همچنین، برای تامین الزامات شبکه جریان مولفه راکتیو (iq) ظرف مدت 20 ms پس از وقوع خطا توسط مبدل سمت شبکه به مقدار حداکثر (1 pu-) رسانده شده است. در نتیجه، تزریق توان به شبکه متوقف شده است. جریان نمایش داده



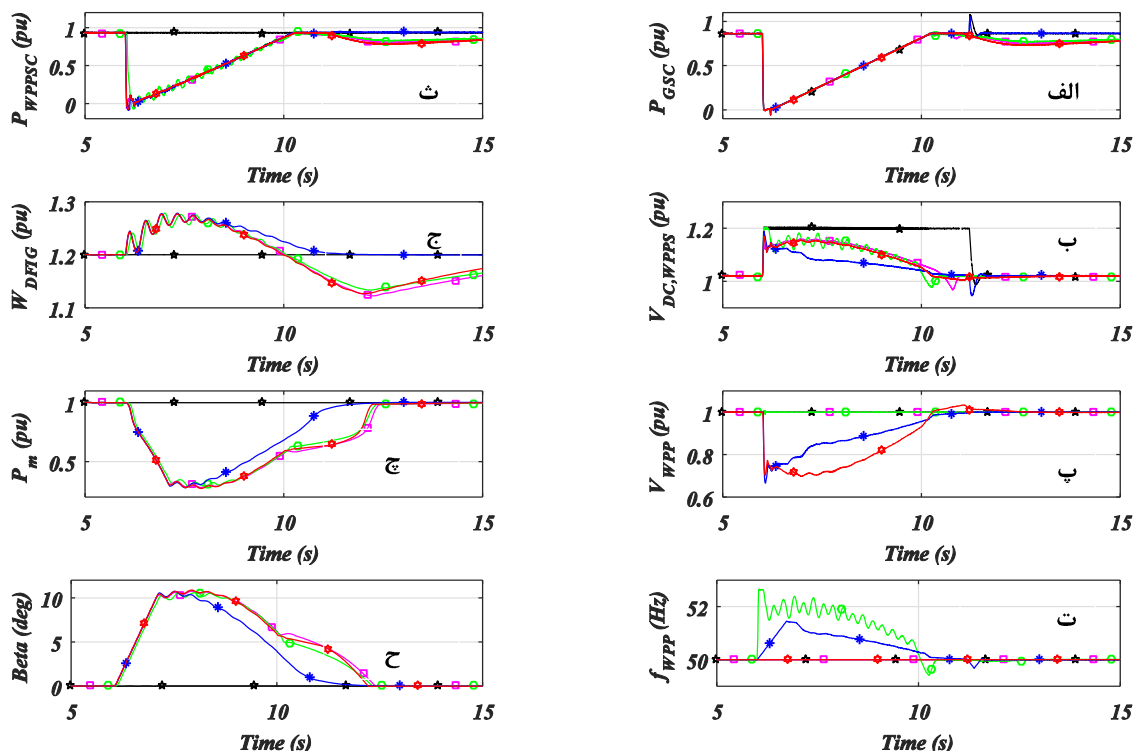
شکل (۷): پاسخ ۵ رهیافت متفاوت به هنگام وقوع خطای سه فاز. (الف) دامنه ولتاژ سیستم قدرت، (ب) توان تزریقی مبدل سمت شبکه، (پ) جریان مولفه q مبدل سمت شبکه، (ت) ولتاژ خط انتقال، (ث) ولتاژ مزرعه بادی، (ج) فرکانس مزرعه بادی، (چ) گشتاور DFIG، (ح) جریان مبدل سمت رتور DFIG، (خ) توان تزریقی مبدل سمت مزرعه بادی، (د) ولتاژ لینک DC محرکه DFIG.

بادی در این رهیافت، پاسخ اولیه فرکانسی با دینامیک کندتری توسط کنترل کننده زاویه پره ارائه شده است و در نتیجه انحراف از نقطه کار کاهش یافته است. بنابراین اثرات معکوس این روش در مقایسه با رهیافت‌های دیگر (به استثنای رهیافت مبتنی بر برشگر) کمینه است.

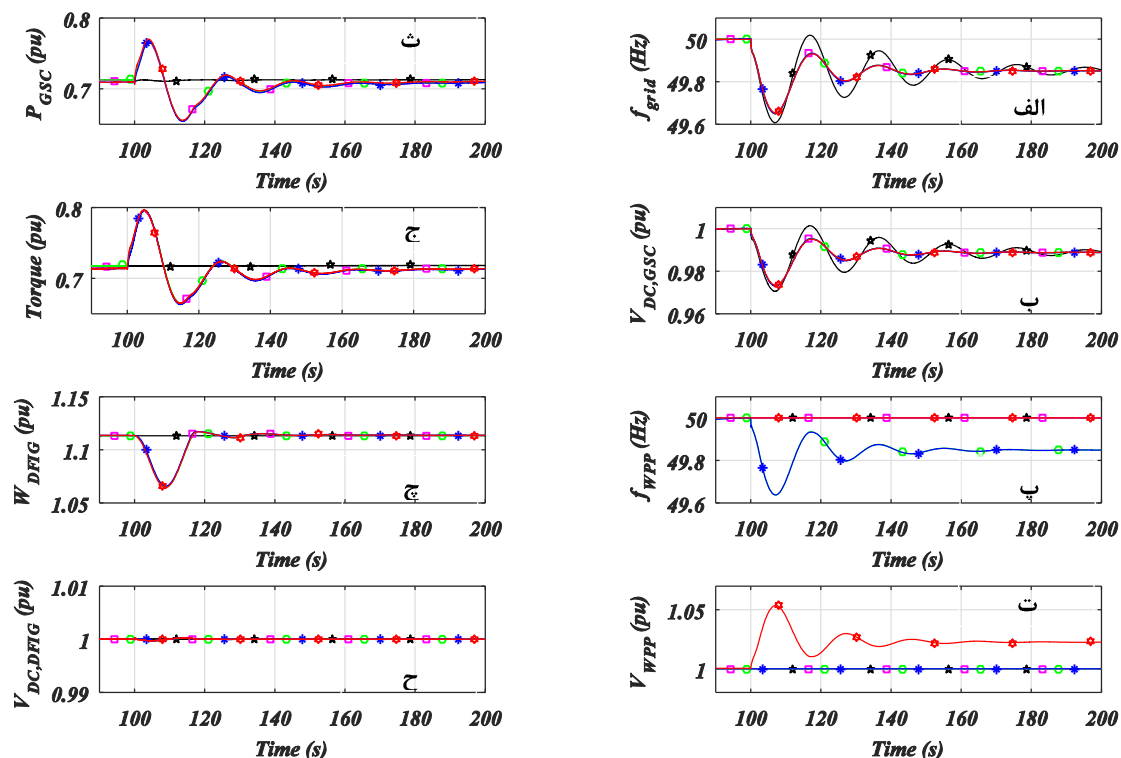
۵-۲- قابلیت پاسخ فرکانسی

برای ارزیابی قابلیت پاسخ زیرفرکانسی سیستم، بار 200 MW ای به صورت ناگهانی به باس ۷ شکل ۲ متصل شده است. افت متعاقب فرکانس شبکه از طریق مدولاسیون ولتاژ DC به صورت افت ولتاژ بر ولتاژ خط انتقال (شکل ۹-ب) منعکس شده است. افت ولتاژ خط انتقال منجر به تغییرات مرجع ولتاژ مزرعه بادی در رهیافت مدولاسیون ولتاژ (شکل ۹-ت) و تغییر مرجع فرکانس مزرعه بادی در رهیافت مدولاسیون فرکانس و مدولاسیون ترکیبی (شکل ۹-پ) گردیده است تا تغییرات فرکانس شبکه ساحلی تقلید شود. این افت ولتاژ توسط سامانه مخابراتی به کنترل کننده‌های مبدل سمت رتور و زاویه پره منتقل شده است. در نتیجه از طریق افزایش گذرای توان تزریقی (به میزان حداکثر 0.06 pu در شکل ۹-ث) در ثانیه‌های اول

سناریوی فوق مجدداً و با در نظر گرفتن نرخ محدود بازگشت توان حقیقی مبدل سمت شبکه به نقطه کار سابق شبیه‌سازی شده است. نرخ محدود بازگشت توان مبدل سمت شبکه به نقطه کار سابق، منجر به حضور دامنه دار اضافه ولتاژ خط انتقال (در حدود 5.2 s) شده است. این بازه زمانی برای تحریک پاسخ فرکانسی اولیه به منظور تبعیت از الزامات شبکه (از طریق مشارکت کنترل کننده زاویه پره جهت کاهش دائمی توان تزریقی) و در نتیجه انحراف بیشتر از نقطه کار نیز کافی بوده است. هرچه سطح عمومی اضافه ولتاژ خط انتقال بیشتر شود، این انحراف بیشتر خواهد بود. بدین ترتیب با عملکرد زاویه پره، بخشی از توان تزریقی مزرعه بادی در فرایند بازگشت به نقطه کار سابق از طریق انرژی جنبشی محور توربین‌های بادی (شکل ۸-ج) تامین گردیده است. در نتیجه، این انرژی پس از قرار در نقطه کار سابق، بازبایی شده است که به واقعه فرکانسی دیگری منجر گردیده است. رهیافت چهارم به دلیل اعمال همزمان مدولاسیون فرکانس و ولتاژ و عملکرد دو حلقه حساس به ولتاژ و فرکانس به صورت موثری توان تزریقی مزرعه بادی را کاهش داده است. در نتیجه، افزایش سطح عمومی ولتاژ انتقال کمینه است. همچنین، با توجه به نرخ محدود افزایش فرکانس مزرعه



شکل (۸): پاسخ ۵ رهیافت متفاوت به هنگام وقوع خطای سه فاز. (الف) توان تزریقی مبدل سمت شبکه، (ب) ولتاژ خط انتقال، (پ) ولتاژ مزرعه بادی، (ت) فرکانس مزرعه بادی، (ث) توان تزریقی مبدل سمت مزرعه بادی، (ج) سرعت DFIG، (چ) توان آبرودنامیکی توربین بادی (ح) زاویه پره.



شکل (۹): پاسخ ۵ رهیافت متفاوت برای افزایش ناگهانی بار 200 MW. (الف) فرکانس سیستم قدرت، (ب) ولتاژ DC خط انتقال، (پ) فرکانس مزرعه بادی، (ت) ولتاژ مزرعه بادی، (ث) توان تزریقی مزرعه بادی به سیستم قدرت، (ج) گشتاور DFIG، (چ) سرعت توربین بادی، (ح) ولتاژ لینک DC محرکه DFIG.

مدولاسیون ترکیبی ظرف چند میلی ثانیه کاهش یافته است و در نتیجه ولتاژ خط انتقال در بازه مجاز حفظ شده است. اما این قابلیت با افزایش تاخیر انتقال داده در رهیافت سامانه مخابراتی از دست رفته است. همچنین، تاخیر ذاتی اندازه گیری و فیلترینگ فرکانس در رهیافت مدولاسیون فرکانس منجر به ضعف این روش در رعایت الزامات شبکه شده است. از سویی دیگر، کاربرد عملی این روش به دلیل شیب بالای تغییرات فرکانس محدود است. حضور دامنه دار اثرات وقوع خطا، منجر به تحریک پاسخ اولیه فرکانسی نیز شده است. بدین ترتیب، انرژی مورد نیاز در فرایند بازگشت به نقطه کار سابق از انرژی جنبشی توربین های بادی تامین شده است که انحراف سیستم مورد بحث از نقطه کار سابق را در پی دارد. در نتیجه پس از بازگشت به نقطه کار سابق، به جهت بازیابی انرژی جنبشی، واقعه فرکانسی دیگری رخ داده است. در این بین، اثرات معکوس در رهیافت مدولاسیون ترکیبی به دلیل حفظ سطح عمومی ولتاژ خط انتقال در بازه کمینه و شیب محدود افزایش فرکانس (و در نتیجه تحریک کمینه پاسخ اولیه فرکانسی) کمینه بوده است.

با در نظر داشتن اتفاقات فرکانسی، ماهیت کند نوسانات سیستم قدرت منجر به توانمندی یکسان (با تفاوت اندک) هر چهار رهیافت در ارائه پاسخ اینرسی و اولیه فرکانسی شده است. همچنین، اختلاف دامنه ولتاژ درون مزرعه بادی منجر به خطای اندکی در کاربرد رهیافت مدولاسیون ولتاژ شده است. در این بین، ظرفیت جریانی در دسترس مبدل سمت رتور DFIG به دلیل افزایش ولتاژ مزرعه بادی در رهیافت مدولاسیون ولتاژ در هنگام اتفاق زیر فرکانسی افزایش یافته است. این امر که در نقطه کار نامی اهمیت راهبردی دارد، امکان ارائه بیشتر پاسخ اینرسی و اولیه را فراهم کرده است و در پژوهش آتی نگارندگان مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

پارامترها

5 MW DFIG Wind Turbine: Rated voltage: 2300 V, Area = 12469 m², Rated Wind Speed=11.68 m/s, Rated Speed=1.46 rad/s, Hr = 4.32 s., gearbox ratio: 1:129.09, K= 211.13 p.u., D= 1.84 p.u., Hg = 0.62 s., Rs=0.023 p.u., Rr'=0.016 p.u., X_{gs} = 0.18 p.u., X_{gr}' = 0.16 p.u., X_m = 2.9 p.u., C_{DC}=5800 uF, DC Voltage=4200 V, **2.3/33 KV Transformer:** S=500 MVA, X=0.05 p.u., Efficiency=99.5%, **Wind Farm Cable:** R=0.0496 ohms, L=14.4 mH, **33/150 KV Transformer:** S=500 MVA, X=0.07 p.u., Efficiency=99.5%, **Phase Reactor:** Sbase=430.8 MVA, X=0.19 pu, R=0.025 pu, **HVDC Converter:** S=430.8 MVA, f_{switching}=1650 Hz, Three Level NPC, C_{DC}=192 uF, **AC Filters:** 86.1 MVAR, **DC Line:** 100 km, R= 0.027 ohm/km, L=0.223 mH/km, C=0.141 uF/km, V_{DC}=300 KV

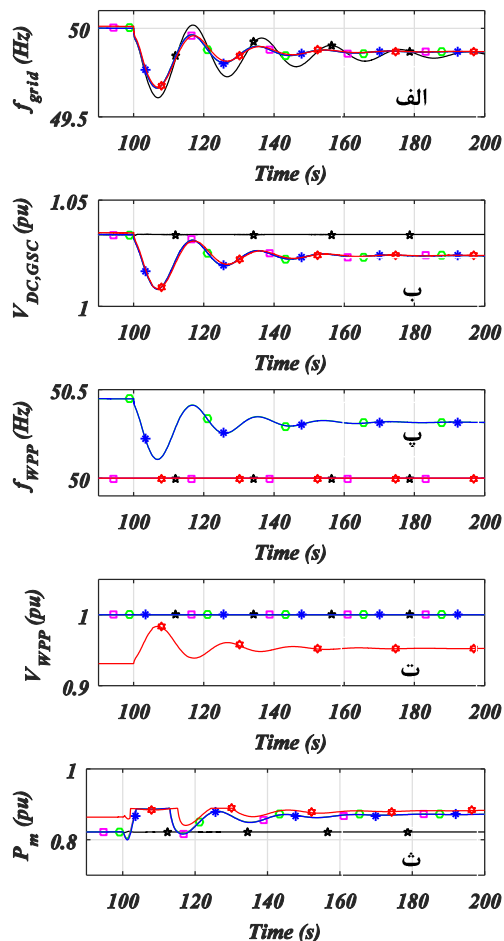
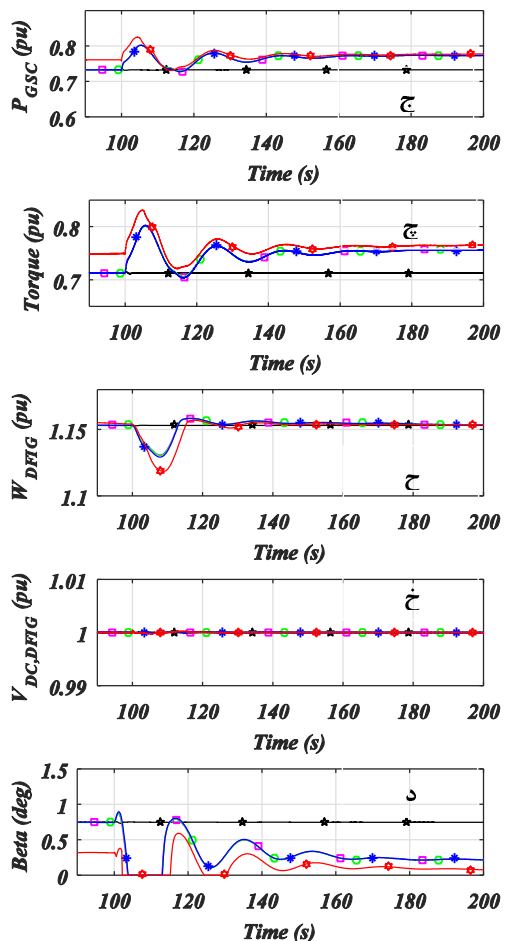
وقوع اتفاق، حداکثر افت فرکانسی کاهش یافته است. همچنین، به کمک مدولاسیون توان خروجی در لحظات بعدی، دامنه نوسانات فرکانسی کاهش و میرایی سیستم افزایش یافته است. دینامیک کند نوسانات سیستم قدرت منجر به کارکرد یکسان (همراه با تفاوت اندک) چهار رهیافت در ارائه پاسخ اینرسی شده است. در نتیجه ارائه این پاسخ، حداکثر افت فرکانسی ۱۰,۲۵٪ کاهش و میرایی سیستم به گونه قابل ملاحظه ای افزایش یافته است. اما، نقطه نهایی انحراف فرکانسی (49.85 Hz) بلا تغییر باقی مانده است (شکل ۹-الف).

برای ارتقا وضعیت انحراف نهایی فرکانس رزرو ۱۰٪ ای در نظر گرفته شده و با افزایش مناسب سطح ولتاژ DC خط انتقال (در شکل ۳) و در ادامه با بهره گیری از رهیافت های چهارگانه و از طریق کنترل کننده زاویه پره این رزرو اعمال شده است. بدین ترتیب با وقوع اتفاق مشابه، پاسخ اینرسی و اولیه به صورت توأمان و تقریباً یکسان در بکارگیری هر چهار رهیافت ارایه شده است. در نتیجه، توان تزریقی گذرا و دائمی به ترتیب به میزان حداکثر 0.07 pu و به میزان 0.04 pu افزایش داده شده اند (شکل ۱۰-ج). بدین ترتیب، حداکثر افت فرکانسی به میزان ۱۵,۳۸٪ کاهش و انحراف دایم فرکانس به میزان ۱۳,۳۳٪ کاهش یافته است. همچنین، میرایی سیستم به گونه قابل ملاحظه ای افزایش یافته است. اختلاف مابین دامنه ولتاژ درون مزرعه بادی منجر به خطا در ارائه پاسخ اولیه فرکانسی شده است چرا که ولتاژ بر خلاف فرکانس کمیتی سراسری نیست و عامل انتگرال گیر در پاسخ اولیه فرکانسی بر خلاف پاسخ اینرسی فرکانسی (که در کنترل کننده سرعت حضور داشت) وجود ندارد.

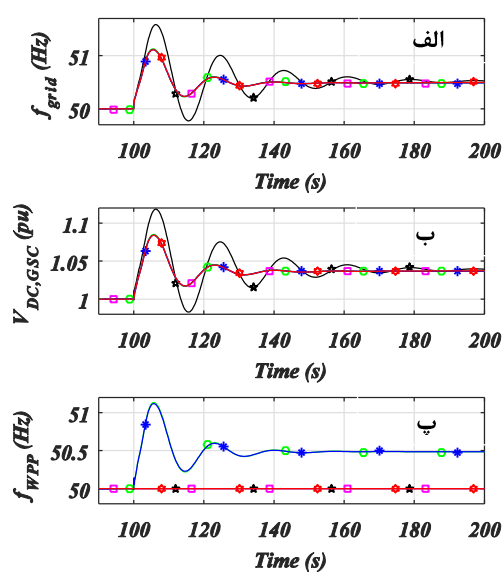
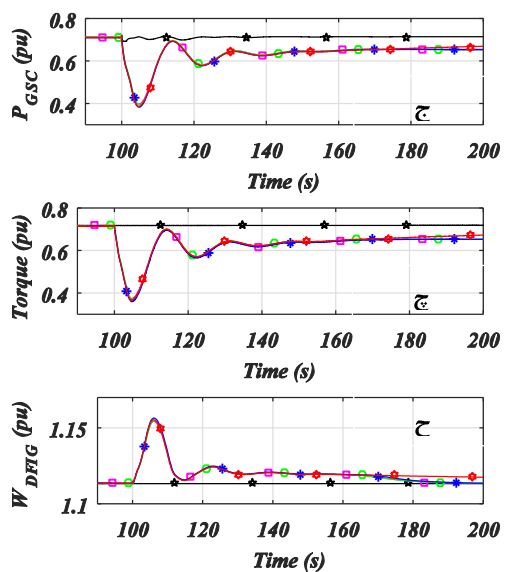
پاسخ سیستم برای اتفاق اضافه فرکانسی در شکل ۱۱ نشان داده شده است. به دلیل فرض باند مرده قابل توجه در الزامات شبکه آلمان، کاهش 600 MW ای بار در باس ۷ شکل ۲ ایجاد شده است تا پاسخ فرکانسی اولیه تحریک گردد. این اضافه فرکانس به صورت اضافه ولتاژ بر خط انتقال منعکس گردیده است (شکل ۱۱-ب). در نتیجه بسته به رهیافت اعمال شده، مراجع ولتاژ، فرکانس و یا هردوی آنها تغییر داده شده است (شکل ۱۱-پ و ۱۱-ت) تا تغییرات فرکانس شبکه تقلید گردد. در نتیجه، با ارائه پاسخ ترکیبی اینرسی و اولیه فرکانسی با کاهش گذرای توان تزریقی (به میزان حداکثر 0.32 pu در شکل ۱۱-ج) و کاهش دائم آن به میزان 0.06 pu، نقطه اوج فرکانسی به میزان ۲۹,۷۴٪ کاهش، انحراف دایم فرکانس به میزان ۵,۸۸٪ کاهش و میرایی سیستم به گونه قابل ملاحظه ای افزایش داده شده است.

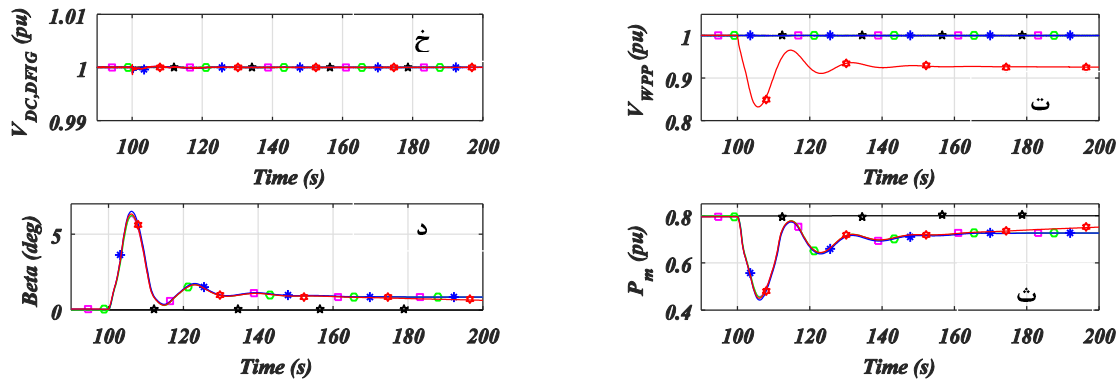
۶- نتیجه گیری

انطباق مزرعه بادی مبتنی بر DFIG و متصل به خط انتقال HVDC بر الزامات شبکه با ارائه ساختار واحد کنترلی مبتنی بر پاسخ اینرسی و اولیه فرکانسی و با در نظر داشتن محدودیت های عملی مورد بررسی قرار گرفته است. با در نظر گرفتن فعالیت ضمن خطا، توان تزریقی مزرعه بادی توسط رهیافت های سامانه مخابراتی، مدولاسیون ولتاژ و



شکل (۱۰): پاسخ ۵ رهیافت متفاوت برای افزایش ناگهانی بار 200 MW با در نظر گرفتن رزرو ۱۰٪. (الف) فرکانس سیستم قدرت، (ب) ولتاژ DC خط انتقال، (پ) فرکانس مزرعه بادی، (ت) ولتاژ مزرعه بادی، (ث) توان آبرودینامیکی مزرعه بادی، (ج) توان تزریقی مزرعه بادی به سیستم قدرت، (چ) گشتاور DFIG، (ح) سرعت توربین بادی، (خ) ولتاژ لینک DC محرکه DFIG، (د) زاویه پره.





شکل (۱۱): پاسخ ۵ رهیافت متفاوت برای کاهش ناگهانی بار 600 MW. (الف) فرکانس سیستم قدرت، (ب) ولتاژ DC خط انتقال، (پ) فرکانس مزرعه بادی، (ت) ولتاژ مزرعه بادی، (ث) توان آیرودینامیکی مزرعه بادی، (ج) توان تزریقی مزرعه بادی به سیستم قدرت، (چ) گشتاور DFIG، (ح) سرعت توربین بادی، (خ) ولتاژ لینک DC محرکه DFIG، (د) زاویه پره.

مراجع

[11] S. Nanou and S. Papathanassiou, "Evaluation of a communication-based fault ride-through scheme for offshore wind farms connected through high-voltage DC links based on voltage source converter," IET Renewable Power Generation, Vol. 9, pp. 882-891, 2015.

[12] O. Naghash Almasi, A. Modirkhazeni, and M. Parniani, "Improvement of Inertia Response in Variable Speed Wind Turbines Using T-S Fuzzy System and PSO Algorithm", Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Vol. 13, pp. 83-94, 2016.

[13] Y. Phulpin, "Communication-Free Inertia and Frequency Control for Wind Generators Connected by an HVDC-Link", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, pp. 1136-1137, 2012.

[14] S. I. Nanou, G. N. Patsakis, and S. A. Papathanassiou, "Assessment of communication-independent grid code compatibility solutions for VSC-HVDC connected offshore wind farms", Electric Power Systems Research, Vol. 121, pp. 38-51, 2015.

[15] B. Silva, C. L. Moreira, L. Seca, Y. Phulpin, and J. A. P. Lopes, "Provision of Inertial and Primary Frequency Control Services Using Offshore Multiterminal HVDC Networks", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 3, pp. 800-808, 2012.

[16] C. Feltes, H. Wrede, F. W. Koch, and I. Erlich, "Enhanced Fault Ride-Through Method for Wind Farms Connected to the Grid Through VSC-Based HVDC Transmission", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, pp. 1537-1546, 2009.

[17] X. Hu, J. Liang, D. J. Rogers, and Y. Li, "Power Flow and Power Reduction Control Using Variable Frequency of Offshore AC Grids," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, pp. 3897-3905, 2013.

[18] O. D. Adeuyi, M. Cheah-Mane, J. Liang, L. Livermore, and Q. Mu, "Preventing DC over-voltage in multi-terminal HVDC transmission", CSEE Journal of Power and Energy Systems, Vol. 1, pp. 86-94, 2015.

[19] B. Silva, C. L. Moreira, H. Leite, J. A. Pe, x00E, and L. as, "Control Strategies for AC Fault Ride Through in Multiterminal HVDC Grids," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29, pp. 395-405, 2014.

[20] M. Ndreko, J. L. Rueda, M. Popov, and M. A. M. van der Meijden, "Optimal fault ride through compliance of offshore wind power plants with VSC-HVDC connection by meta-heuristic based tuning", T. E. W. E. Association, Wind in power, 2015 European statistics, 2016.

[1] L. Xu, L. Yao, and C. Sasse, "Grid Integration of Large DFIG-Based Wind Farms Using VSC Transmission", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, pp. 976-984, 2007.

[2] M. Tsili and S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms", IET Renewable Power Generation, Vol. 3, pp. 308-332, 2009.

[3] F. D'iaz-González, A. Sumper, and O. Gomis-Bellmunt, Energy Storage in Power Systems, John Wiley & Sons, Ltd., 2016.

[4] A. Shoulaie and S. E. Jafarabadi, "Analysis, modelling and simulation of HVDC transmission line internal overvoltages", Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Vol. 1, pp. 11-22, 2005.

[5] G. Ramtharan, A. Arulampalam, J. B. Ekanayake, F. M. Hughes, and N. Jenkins, "Fault ride through of fully rated converter wind turbines with AC and DC transmission", IET Renewable Power Generation, Vol. 3, pp. 426-438, 2009.

[6] Y. Pipelzadeh, B. Chaudhuri, and T. C. Green, "Inertial response from remote offshore wind farms connected through VSC-HVDC links: A Communication-less scheme", in 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012, pp. 1-6.

[7] Z. Miao, L. Fan, D. Osborn, and S. Yuvarajan, "Wind Farms With HVdc Delivery in Inertial Response and Primary Frequency Control", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 25, pp. 1171-1178, 2010.

[8] S. I. Nanou and S. A. Papathanassiou, "Grid Code Compatibility of VSC-HVDC Connected Offshore Wind Turbines Employing Power Synchronization Control", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PP, pp. 1-9, 2016.

[9] S. Foster, L. Xu, and B. Fox, "Control of an LCC HVDC system for connecting large offshore wind farms with special consideration of grid fault", in Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, 2008, pp. 1-8.

- Studies," Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Vol. 7, pp. 51-64, 2010.
- [35] Z. S. Zhang, Y. Z. Sun, J. Lin, and G. J. Li, "Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants," IET Renewable Power Generation, Vol. 6, pp. 38-47, 2012.
- [36] D. Schneider, K. K. Küster, M. Siefert, and M. S. Fraunhofer, "Available Active Power Estimation for the Provision of Control Reserve by Wind Turbines", presented at the European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC), Vienna, Austria, 2013.
- زیر نویس ها**
-
- ¹ Voltage Source Converter - High Voltage Direct Current
- ² High Voltage Alternating Current
- ³ Rate of Change of Frequency
- [21] M. Ndreko, M. Popov, and M. A. M. M. van der Meijden, "Study on FRT compliance of VSC-HVDC connected offshore wind plants during AC faults including requirements for the negative sequence current control", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 85, pp. 97-116, 2017.
- [22] I. Erlich, C. Feltes, and F. Shewarega, "Enhanced Voltage Drop Control by VSC-HVDC Systems for Improving Wind Farm Fault Ridethrough Capability", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29, pp. 378-385, 2014.
- [23] M. Mohseni and S. M. Islam, "Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard," Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 3876-3890, 2012.
- [24] Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG), E. N. o. T. S. O. f. Electricity, Ed., ed: European Union Official Journal 2015.
- [25] C. A. García, L. M. Fernández, and F. Jurado, "Evaluating reduced models of aggregated different doubly fed induction generator wind turbines for transient stabilities studies," Wind Energy, Vol. 18, pp. 133-152, 2015.
- [26] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, "Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development ", U. S. D. o. Energy, National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- [27] N. W. Miller, W. W. Price, and J. J. Sanchez-Gasca, "Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators", General Electric International, Inc., U.S.A.2003.
- [28] J. Hu, H. Nian, H. Xu, and Y. He, "Dynamic Modeling and Improved Control of DFIG Under Distorted Grid Voltage Conditions", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 26, pp. 163-175, 2011.
- [29] H. Lu, Z. Yuan, L. Wei, R. Kerkman, R. Lukaszewski, and A. M. Ahmed, "Double Fed Induction Generator (DFIG) Converter And Method For Improved Grid Fault Ridethrough," US Patent, 2013.
- [30] M. Nasiri, J. Milimonfared, and S. H. Fathi, "A review of low-voltage ride-through enhancement methods for permanent magnet synchronous generator based wind turbines", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 47, pp. 399-415, 2015.
- [31] S. K. Chaudhary, R. Teodorescu, P. Rodriguez, P. C. Kj, and x00E, "Chopper controlled resistors in VSC-HVDC transmission for WPP with full-scale converters", in 2009 IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE), 2009, pp. 1-8.
- [32] M. Klein, G. J. Rogers, and P. Kundur, "A fundamental study of inter-area oscillations in power systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, pp. 914-921, 1991.
- [33] X. Zhang, Z. Wu, M. Hu, X. Li, and G. Lv, "Coordinated Control Strategies of VSC-HVDC-Based Wind Power Systems for Low Voltage Ride Through", Energies, Vol. 8, pp. 7224-7242, 2015.
- [34] S. Ghassem Zadeh, S. H. Hosseini, and G. B. Gharehpetian, "Modeling of Wind Energy Conversion System Including DFIG for Distributed Generation