جمهوری اسلامی ایران

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رییس جمهور

ضوابط اتصال و بهره برداری نیروگاه‌های بادی بزرگ به شبکه سراسری برق

نشریه شماره ۶۵۰

معاونت نظارت راهبردی

امور نظام فنی

Nezamfanni.ir

وزارت نیرو

پژوهشگاه نیرو

nri.ac.ir

۱۳۹۲

بسمه تعالی

معاون برنامه ریزی و نظارت راهبردی رئیس جمهور

بخشنامه به دستگاه‌های اجرایی، مهندسان مشاور و پیمانکاران	شماره:	۹۲/۹۸۲۹۷
	تاریخ:	۱۳۹۲/۱۰/۲۲

موضوع : ضوابط اتصال و بهره‌برداری نیروگاه‌های بادی بزرگ به شبکه سراسری برق

به استناد ماده (۲۳) قانون برنامه و بودجه و مواد (۶) و (۷) آیین‌نامه استانداردهای اجرایی طرح‌های عمرانی- مصوب سال ۱۳۵۲ و در چارچوب نظام فنی و اجرایی کشور (موضوع تصویب‌نامه شماره ۴۲۳۳۹/ت۳۳۴۹۷هـ مورخ ۱۳۸۵/۴/۲۰ هیأت محترم وزیران)، به پیوست نشریه شماره ۶۵۰ امور نظام فنی، با عنوان « **ضوابط اتصال و بهره‌برداری نیروگاه‌های بادی بزرگ به شبکه سراسری برق**» از نوع گروه سوم ابلاغ می‌شود.

رعایت مفاد این ضابطه برای دستگاه‌های اجرایی، مشاوران، پیمانکاران و سایر عوامل ذینفع نظام فنی اجرایی در صورت نداشتن ضوابط معتبر، از تاریخ ۱۳۹۳/۰۳/۰۱ الزامی است.

امور نظام فنی این معاونت در مورد مفاد نشریه پیوست، دریافت کننده نظرات و پیشنهادهای اصلاحی مربوط بوده و عهده‌دار اعلام اصلاحات لازم به طور ادواری خواهد بود.

محمد باقر نوبخت
معاون برنامه ریزی و نظارت راهبردی
رئیس جمهور

ش ش: ۱۱۴۴۵۸

اصلاح مدارک فنی

خواننده گرامی

امور نظام فنی معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رییس جمهور، با استفاده از نظر کارشناسان برجسته مبادرت به تهیه این نشریه کرده و آن را برای استفاده به جامعه مهندسی کشور عرضه نموده است. با وجود تلاش فـراوان، ایـن اثـر مصون از ایرادهایی نظیر غلط های مفهومی، فنی، ابهام، ایهام و اشکالات موضوعی نیست.

از این‌رو، از شما خواننده گرامی صمیمانه تقاضا دارد در صورت مشاهده هرگونه ایراد و اشکال فنی مراتب را به صورت زیر گزارش فرمایید:

۱- شماره بند و صفحه موضوع مورد نظر را مشخص کنید.

۲- ایراد مورد نظر را به صورت خلاصه بیان دارید.

۳- در صورت امکان متن اصلاح شده را برای جایگزینی ارسال نمایید.

۴- نشانی خود را برای تماس احتمالی ذکر فرمایید.

کارشناسان این امور نظرهای دریافتی را به دقت مطالعه نموده و اقدام مقتضی را معمول خواهند داشت. پیشـاپیش از همکاری و دقت نظر جنابعالی قدردانی می‌شود.

نشانی برای مکاتبه : تهران، میدان بهارستان، خیابان صفی‌علی‌شـاه، مرکـز تلفـن ۳۳۲۷۱، معاونـت برنامـه‌ریـزی و نظارت راهبردی رییس جمهور، امور نظام فنی

Email: info@nezamfanni.ir **web: http://nezamfanni.ir**

بسمه تعالی

پیشگفتار

نظام فنی و اجرایی کشور (مصوبه شماره ۴۲۳۳۹/ت ۳۳۴۹۷ هـ مورخ ۱۳۸۵/۴/۲۰ هیأت وزیران) به‌کارگیری معیارها، استانداردها و ضوابط فنی در مراحل تهیه و اجرای طرح و نیز توجه لازم به هزینه‌های نگهداری و بهره‌برداری در قیمت تمام‌شده طرح‌ها را مورد تأکید جدی قرار داده است و این امور به استناد ماده ۲۳ قانون برنامه و بودجه و نظام فنی اجرایی کشور، وظیفه تهیه و تدوین ضوابط و معیارهای فنی طرح‌های توسعه‌ای کشور را به عهده دارد.

محدود بودن ذخایر منابع انرژی فسیلی و مشکلات زیست‌محیطی ناشی از فعالیت نیروگاه‌هایی که از سوخت‌های فسیلی استفاده می‌کنند، توجه جهانی را به سمت استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر جلب کرده است. در این میان، انرژی باد به عنوان یکی از مهم‌ترین و اقتصادی‌ترین منابع انرژی تجدیدپذیر از جایگاه ویژه‌ای برخوردار است.

در گذشته، به علت پایین بودن توان تولیدی توربین‌های بادی، این توربین‌ها به عنوان منابع تولید پراکنده در شبکه در نظر گرفته شده و عمدتاً به شبکه توزیع متصل می‌شدند. ولی امروزه، با افزایش ظرفیت تولید توربین‌های بادی تا چند مگاوات و استفاده از تعداد زیادی توربین بادی در قالب یک مزرعه بادی، نیروگاه‌های بادی چندصد مگاواتی به وجود آمده‌اند. حتی در برخی کشورها، بخش مهمی از تولید برق کشور از طریق نیروگاه‌های بادی انجام می‌شود. واضح است که نمی‌توان یک نیروگاه بادی چندصد مگاواتی را بدون انجام مطالعات لازم به شبکه برق متصل کرد؛ زیرا این نیروگاه می‌تواند تأثیرات قابل توجهی بر عملکرد استاتیکی و دینامیکی شبکه بگذارد. همچنین، چنین نیروگاه‌هایی باید به شبکه‌های فوق‌توزیع و انتقال متصل شوند و نمی‌توان با آنها به صورت تولیدات پراکنده برخورد کرد. به علاوه، نیروگاه‌های بادی باید با داشتن شرایط لازم به شبکه متصل شوند و پس از اتصال به شبکه، این نیروگاه‌ها باید طبق ضوابط خاصی در شبکه بهره‌برداری شوند.

در کشور ایران، برنامه‌ریزی‌های راهبردی و کلان برای بهره‌گیری از ظرفیت‌های موجود نیروگاه‌های بادی وجود دارد؛ بنابراین، لازم است دستورالعمل‌های اتصال و بهره‌برداری این نیروگاه‌ها با توجه به شرایط بومی و خاص شبکه ایران تدوین و تنظیم گردند.

در این نشریه، شرایط لازم برای اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه و بهره‌برداری از آن‌ها ارائه می‌شوند. در اینجا منظور از نیروگاه‌های بادی، نیروگاه‌هایی هستند که توان نامی آن‌ها بالاتر از ۲۵ مگاوات است و به شبکه ۶۳ کیلوولت و بالاتر متصل می‌شوند و در نتیجه، می‌توانند در عملکرد شبکه تأثیرگذار باشند. با توجه به دستورالعمل ارائه‌شده از سوی توانیر در زمینه اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه توزیع نیروی برق، نیروگاه‌های بادی زیر ۲۵ مگاوات یا متصل به زیر سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت به عنوان نیروگاه‌های تولید پراکنده محسوب می‌شوند.

الزامات اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه و بهره‌برداری از آن‌ها را می‌توان در قالب ۶ بند ذیل دسته‌بندی کرد:

۱) الزامات توان اکتیو و فرکانس

۲) الزامات توان راکتیو و ولتاژ

۳) الزامات حفاظت و تحمل خطا[1]

۴) الزامات کیفیت توان

۵) الزامات مدل‌سازی، پایش[2]، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع

۶) الزامات تست

صرف‌نظر از مورد ششم، برقرار بودن هریک از این ضوابط، بسته به مورد، لازم است قبل از اتصال به شبکه یا پس از آن ارزیابی شود. اگر برقراری ضابطه ای را بتوان قبل از اتصال به شبکه ارزیابی نمود، آن ضابطه مربوط به حوزه اتصال محسوب می‌شود؛ در مقابل، اگر برقراری ضابطه‌ای را باید پس از اتصال به شبکه بررسی نمود، آن ضابطه مربوط به حوزه بهره‌برداری است. در عین حال، ممکن است ضابطه‌ای مربوط به هردو حوزه اتصال و بهره‌برداری باشد؛ به این معنا که لازم است این ضوابط قبل از اتصال به شبکه برقرار باشند و پس از اتصال به شبکه نیز برقرار باقی بمانند؛ به عبارت دیگر، قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه قدرت، تست‌های مرتبط بر روی نیروگاه انجام می‌شوند و در صورت عملکرد صحیح، اجازه اتصال نیروگاه به شبکه صادر می‌شود؛ سپس بهره‌برداری نیروگاه بادی مطابق این الزامات صورت می‌گیرد.

در فصل‌های بعدی این نشریه، هریک از الزامات فوق به طور تفصیلی بررسی می‌شوند.

معاونت نظارت راهبردی به این وسیله از پژوهشگاه نیرو(پژوهشکده برق) که مسوولیت قرارداد انجام این پروژه را به عهده داشته است و همچنین تمامی افرادی که در تهیه و تدوین و پیشبرد این نشریه اهتمام ورزیده اند، جناب آقای مهندس حمزه مصطفوی، کارشناسان امور نظام فنی و نیز نهادها و شرکت های مهندسین مشاور که با اظهار نظرهای خود این معاونت را در جهت غنا بخشیدن به آن یاری نموده اند سپاسگزاری و قدردانی نموده و توفیق روزافزون آنان را از درگاه ایزد یکتا آرزومند است.

معاون نظارت راهبردی

پاییز ۱۳۹۲

[1] Fault Ride Through
[2] Monitoring

تهیه و کنترل

مجری: پژوهشگاه نیرو

مدیر پروژه: زهرا مدیحی بیدگلی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق- قدرت

اعضای گروه تهیه‌کننده

محمد جعفریان	پژوهشگاه نیرو	دکترای مهندسی برق- قدرت
سید وحید خاتمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
حبیب‌اله رئوفی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
ابراهیم رضایی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
محمد ستاره	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
میلاد مقسم حمیدی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت

اعضای گروه تاییدکننده

همایون برهمندپور	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت
بابک پرکار کومله	شرکت توانیر	دکترای مهندسی برق - قدرت
داود جلالی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق- قدرت
حبیب قراگوزلو مزلقان	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	دکترای مهندسی برق - قدرت
یکی مسلمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
مهدی مقیم‌زاده	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	کارشناسی ارشد مهندسی برق – قدرت

هدایت و راهبری پروژه:

فرزانه آقا رمضانعلی	سر گروه برق، مخابرات، مکانیک، کشاورزی و معدن
محمد رضا طلاکوب	کارشناس امور نظام فنی

فهرست مطالب

عنوان صفحه

فصل ۱: مقدمه‌ای بر به‌کارگیری انرژی بادی در تولید برق ۱
۱-۱- مقدمه ۳
۱-۲- تاریخچه انرژی بادی ۳
۱-۳- تولید برق از انرژی بادی در ایران و جهان ۵
۱-۴- مبانی کارکرد توربین بادی ۶
۱-۵- انواع توربین‌های بادی ۸
۱-۵-۱- توربین بادی با ژنراتور القایی قفس سنجابی (SCIG) ۹
۱-۵-۲- توربین بادی با ژنراتور القایی با تغذیه دوگانه (DFIG) ۹
۱-۵-۳- توربین بادی با ژنراتور سنکرون با محرکه مستقیم (DDSG) ۱۰
۱-۶- مزرعه (نیروگاه) بادی ۱۰
۱-۷- دستورالعمل شبکه با حضور نیروگاه بادی ۱۲
فصل ۲: الزامات توان اکتیو و فرکانس ۳
۲-۱- مقدمه ۱۷
۲-۲- تنظیم توان اکتیو ۱۷
۲-۳- ظرفیت رزرو ۱۸
۲-۴- محدودیت نرخ تغییر توان اکتیو ۱۸
۲-۵- سیستم کنترل فرکانس ۱۹
فصل ۳: الزامات توان راکتیو و ولتاژ ۱۷
۳-۱- مقدمه ۲۵
۳-۲- مدهای کاری کنترل ولتاژ ۲۵
۳-۳- محدوده ضریب توان ۲۶
۳-۴- تأمین دینامیک توان راکتیو ۲۷
۳-۵- محدوده توان اکتیو برای رعایت ضریب توان ۲۸
فصل ۴: الزامات حفاظت و تحمل خطا ۲۹
۴-۱- مقدمه ۳۱
۴-۲- سیستم‌های حفاظتی مورد نیاز ۳۲
۴-۳- عملکرد سیستم حفاظتی در برابر تغییرات آرام ولتاژ ۳۳
۴-۴- عملکرد سیستم حفاظتی در برابر تغییرات فرکانس ۳۳
۴-۵- تحمل خطا ۳۴
فصل ۵: الزامات کیفیت توان ۳۷
۵-۱- مقدمه ۳۹

۵-۲- فلیکر ولتاژ ۳۹
۵-۳- نامتعادلی ولتاژ ۴۰
۵-۴- هارمونیک‌ها ۴۰
۵-۵- هارمونیک‌های میانی ۴۱
فصل ۶: الزامات مدل‌سازی، پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع ۴۵
۶-۱- مقدمه ۴۷
۶-۲- مدل‌سازی ۴۷
۶-۳- کنترل، پایش و ارتباطات ۴۸
۶-۳-۱- فراهم‌سازی بسترهای مخابراتی ۴۸
۶-۳-۲- الزامات پایش و کنترل توربین‌های بادی ۴۹
۶-۴- ثبت وقایع ۴۹
فصل ۷: الزامات تست ۵۱
۷-۱- مقدمه ۵۳
۷-۲- تست راه‌اندازی و خاموشی- نرخ تغییر توان اکتیو ۵۴
۷-۳- تست تولید توان اکتیو ثابت بر اساس مقادیر مرجع مشخص ۵۴
۷-۴- تست منحنی توان اکتیو-فرکانس ۵۶
۷-۵- تست سیستم تنظیم ولتاژ ۵۷
۷-۶- تست ظرفیت توان راکتیو ۵۹
۷-۷- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT) ۶۱
۷-۸- تست‌های کیفیت توان ۶۳
۷-۸-۱- فلیکر ولتاژ ۶۳
۷-۸-۲- نامتعادلی ولتاژ ۶۴
۷-۸-۳- هارمونیک ولتاژ و جریان و هارمونیک‌های میانی ۶۴
۷-۹- تست مدل‌سازی ۶۴
۷-۱۰- تست سیگنال‌های مخابراتی و کنترلی ۶۵
پیوست ها: ۶۷

پیوست ۱: مقدمه‌ای بر انرژی بادی و بررسی منابع موجود
پیوست۲: الزامات توان اکتیو، فرکانس، توان راکتیو و ولتاژ برای واحدهای بادی
پیوست۳: الزامات حفاظت و عملکرد در حالت خطا برای واحدهای بادی

پیوست ۴: الزامات کیفیت توان، مدل‌سازی، پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع برای واحدهای باد

پیوست۵: الزامات تست

فصل ۱

مقدمه‌ای بر به‌کارگیری انرژی بادی در تولید برق

۱-۱- مقدمه

با توجه به مشکلات زیست محیطی ناشی از فعالیت نیروگاه‌هایی که از سوخت‌های فسیلی استفاده می‌کنند، امروزه استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر (انرژی‌های نو) اهمیت ویژه‌ای یافته است. رویکرد گسترده به انرژی‌های تجدیدپذیر و حمایت‌های دولت در این زمینه، باعث شده است که استفاده از فن‌آوری‌های جدید برای تولید برق در کشور روزبه‌روز بیشتر شود. یکی از انواع انرژی‌های تجدیدپذیر، انرژی بادی است که با توجه به بادخیز بودن کشور، دارا بودن مناطق مناسب برای احداث نیروگاه بادی و همچنین قیمت تمام‌شده مناسب، بیشتر از سایر انواع منابع انرژی تجدیدپذیر مورد توجه قرار گرفته است. استفاده از این انرژی برای تولید برق، مزایای متعددی از جمله استحصال انرژی رایگان و بدون هزینه سوخت، احداث و بهره‌برداری آسان و سریع، کاهش تلفات و آزادسازی ظرفیت خطوط انتقال انرژی در صورت استفاده در محل مصرف و مهم‌تر از همه عدم انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی و حفظ محیط زیست را در پی دارد. از معایب کاربرد انرژی بادی در تولید برق می‌توان به عدم قطعیت در توان تولیدی، کاهش کیفیت توان (به علت تزریق هارمونیک و فلیکر به شبکه)، کاهش پایداری فرکانس (به علت کاهش اینرسی مؤثر شبکه)، خروج نیروگاه‌های بادی در صورت ایجاد خطا در شبکه (به علت حساسیت بالای آن‌ها) و کاهش پایداری گذرای ولتاژ شبکه (در مورد توربین‌های سرعت ثابت) اشاره کرد.

۱-۲- تاریخچه انرژی بادی

بشر از زمان‌های بسیار دور به نیروی لایزال باد پی برده و سال‌ها بود که از این انرژی برای به‌حرکت درآوردن کشتی‌ها و آسیاب‌های بادی بهره می‌گرفت. طی سالیان دراز، انرژی باد به انرژی مکانیکی و در دوران اخیر به انرژی الکتریکی تبدیل و مورد استفاده واقع شده است. منابع تاریخی نشان می‌دهند که ساخت آسیاب‌ها در ایران، عراق، مصر و چین قدمت باستانی داشته و در این تمدن‌ها، از آسیاب‌های بادی برای خرد کردن دانه‌ها و پمپاژ آب استفاده می‌شده است. چنان‌که از شواهد تاریخی برمی‌آید، در قرن ۱۷ قبل از میلاد، حمورابی پادشاه بابل طرحی ارائه داده بود تا بتوان به‌کمک آن دشت حاصل‌خیز بین‌النهرین را توسط انرژی حاصل از باد آبیاری نمود. آسیاب‌هایی که در آن زمان ساخته می‌شدند از نوع ماشین‌های محور قائم و شبیه به آن‌هایی هستند که امروزه آثار آن‌ها در نواحی خواف و تایباد ایران به‌چشم می‌خورد. ایرانیان اولین کسانی بودند که در حدود ۲۰۰ سال قبل از میلاد مسیح برای آرد کردن غلات از آسیاب‌های بادی با محور قائم استفاده کردند. سایر کاربردهای این انرژی در ایران قدیم عبارتند از کشیدن آب از چاه و خنک کردن منازل از کانال‌های مخصوص جهت هدایت باد. بعد از ایران، کشورهای عربی و اروپایی پی به قدرت باد در تبدیل انرژی بردند.

با توجه به شواهد موجود، می‌توان ادعا کرد که زادگاه ماشین‌های بادی از نوع محور قائم، حوزه شرقی مدیترانه و چین بوده است. در قرون وسطی، آسیاب‌های بادی در ایتالیا، فرانسه، اسپانیا و پرتقال متداول گردیده و کمی بعد در

بریتانیا، هلند و آلمان نیز به‌کار گرفته شد. آسیاب‌های بادی که در اروپا ساخته می‌شدند، از نوع آسیاب‌های محور افقی چهار پره بودند که برای آرد کردن حبوبات و گندم به‌کار می‌رفتند. مردم هلند آسیاب‌های بادی را از سال ۱۳۵۰ میلادی به‌منظور خشک کردن زمین‌های پست ساحلی و همچنین گرفتن روغن از دانه‌ها و بریدن چوب و تهیه پودر رنگ برای رنگرزی به‌کار گرفتند. آن‌چه که هلند را در قرن هفدهم میلادی در زمره غنی‌ترین و صنعتی‌ترین کشورهای اروپا قرار داد، صنعت کشتی‌سازی و ساخت آسیاب‌های بادی در آن کشور بود. توربین‌های بادی بطنی، که شامل پره‌های متعدد هستند، بعدها متداول شدند. در آغاز قرن بیستم، اولین توربین‌های بادی سریع و مدرن ساخته شدند. امروزه فعال‌ترین کشورها در این زمینه آلمان، اسپانیا، دانمارک، هند و آمریکا می‌باشند.

انرژی بادی، نظیر سایر منابع تجدیدپذیر، از نظر جغرافیایی گسترده و در عین حال به‌صورت پراکنده و غیرمتمرکز و تقریباً همیشه در دسترس می‌باشد. باد طبیعتی نوسانی و متناوب داشته و وزش دائمی ندارد. طی هزاران سال، انسان با استفاده از آسیاب‌های بادی، تنها جزء بسیار کوچکی از انرژی بادی را استفاده می‌کرد. این انرژی تا پیش از انقلاب صنعتی، به‌عنوان یک منبع انرژی به‌طور گسترده‌ای مورد بهره‌برداری قرار می‌گرفت؛ ولی در دوران انقلاب صنعتی، استفاده از سوخت‌های فسیلی، به دلیل ارزانی و قابلیت اطمینان بالا، جایگزین انرژی بادی شد. در این دوره، توربین‌های بادی قدیمی دیگر از نظر اقتصادی قابل رقابت با نیروگاه‌های فسیلی نبودند؛ تا این‌که در سال‌های ۱۹۷۳ و ۱۹۷۸، دو شوک بزرگ نفتی ضربه بزرگی به اقتصادهای وابسته به انرژی‌های حاصل از نفت و گاز وارد آورد. به‌این‌ترتیب، هزینه انرژی تولیدشده به‌وسیله توربین‌های بادی، در مقایسه با نرخ جهانی قیمت انرژی بهبود یافت. پس از آن، مراکز و مؤسسات تحقیقاتی و آزمایشگاهی متعددی در سراسر دنیا به بررسی فن‌آوری‌های مختلف جهت استفاده از انرژی بادی به عنوان یک منبع بزرگ انرژی پرداختند. به علاوه، این بحران باعث ایجاد تمایلات جدیدی در زمینه کاربرد فن‌آوری انرژی بادی جهت تولید برق برای اتصال به شبکه، پمپاژ آب و تأمین انرژی الکتریکی نواحی دورافتاده شد. همچنین در سال‌های اخیر، مشکلات زیست‌محیطی و مسائل مربوط به تغییر آب و هوای کره زمین به علت استفاده از منابع انرژی فسیلی، بر شدت این تمایلات افزوده است.

از سال ۱۹۷۵، پیشرفت‌های شگرفی در زمینه توربین‌های بادی در جهت تولید برق به‌عمل آمده است. در سال ۱۹۸۰، اولین توربین برق بادی متصل به شبکه سراسری نصب گردید. بعد از مدت کوتاهی، اولین نیروگاه بادی چند مگاواتی در آمریکا نصب و به بهره‌برداری رسید. در پایان سال ۱۹۹۰، ظرفیت توربین بادی متصل به شبکه در جهان به ۲۰۰ MW رسید. این ظرفیت نصب‌شده، توانایی تولید سالانه ۳۲۰۰ GWh برق را داشت که تقریباً تمام این تولید مربوط به ایالت کالیفرنیا در آمریکا و کشور دانمارک بود. امروزه، کشورهای دیگر نظیر هلند، آلمان، انگلستان، ایتالیا، اسپانیا، چین و هند برنامه‌های ملی ویژه‌ای را در جهت توسعه و عرضه تجاری انرژی باد آغاز کرده‌اند. در طی دهه گذشته، هزینه تولید انرژی به‌کمک توربین‌های بادی به‌طور قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته است. در حال حاضر، توربین‌های بادی از کارآیی و قابلیت اطمینان بیشتری در مقایسه با ۱۵ سال پیش برخوردارند. با این همه، استفاده وسیع

از سیستم‌های مبدل انرژی باد (WECS[3]) هنوز آغاز نگردیده است. در مباحث مربوط به انرژی باد، بیشتر تأکیدات بر توربین‌های بادی مولد برق جهت اتصال به شبکه است؛ زیرا این نوع از کاربرد انرژی باد می‌تواند سهم مهمی در تأمین برق مصرفی جهان داشته باشد. براساس پیش‌بینی‌های صورت‌گرفته توسط انجمن انرژی بادی (WWEA[4])، انرژی بادی تا سال ۲۰۲۰ قادر به تأمین حداقل ۱۲٪ از برق مصرفی جهان خواهد بود؛ همچنین، ظرفیت نصب‌شده جهانی در این سال به حداقل ۱۵۰۰ GW خواهد رسید. به‌طور کلی، با استفاده از انرژی باد به‌عنوان یک منبع انرژی در دراز مدت، می‌توان دو برابر مصرف انرژی الکتریکی فعلی جهان را تأمین کرد.

۱-۳- تولید برق از انرژی بادی در ایران و جهان

در سال ۲۰۱۲، کل ظرفیت نصب‌شده نیروگاه‌های بادی در دنیا برابر ۲۸۲,۵۸۷ مگاوات برآورد شده است. از این میان، مهم‌ترین ۱۰ کشوری که از انرژی بادی برای تولید برق استفاده می‌کنند به ترتیب عبارتند از چین (۷۵,۳۲۴ مگاوات معادل ۲۶/۷ درصد)، آمریکا (۶۰,۰۰۷ مگاوات معادل ۲۱/۲ درصد)، آلمان (۳۱,۳۰۸ مگاوات معادل ۱۱/۱ درصد)، اسپانیا (۲۲,۷۹۶ مگاوات معادل ۸/۱ درصد)، هند (۱۸,۴۲۱ مگاوات معادل ۶/۵ درصد)، انگلستان (۸,۴۴۵ مگاوات معادل ۳ درصد)، ایتالیا (۸,۱۴۴ مگاوات معادل ۲/۹ درصد)، فرانسه (۷,۵۶۴ مگاوات معادل ۲/۷ درصد)، کانادا (۶,۲۰۰ مگاوات معادل ۲/۲ درصد) و پرتقال (۴,۵۲۵ مگاوات معادل ۱/۶ درصد). این ۱۰ کشور در مجموع دارای ۲۴۲,۷۳۴ مگاوات معادل ۸۵/۹ درصد از ظرفیت بادی نصب‌شده موجود در دنیا هستند. سایر کشورها نیز در مجموع دارای ۳۹,۸۵۳ مگاوات معادل ۱۴/۱ درصد از ظرفیت بادی نصب‌شده موجود در دنیا هستند.

در ایران، تا کنون نیروگاه‌های بادی توسعه چندانی نیافته‌اند. تا پایان سال ۱۳۹۰، کل ظرفیت نصب‌شده نیروگاه بادی در ایران برابر ۹۸/۲۱ مگاوات بوده است. این ظرفیت معادل ۰/۰۳۵ درصد ظرفیت بادی نصب‌شده جهان در سال ۲۰۱۲ محسوب می‌شود. در حال حاضر، نیروگاه‌های بادی منجیل و بینالود مهم‌ترین نیروگاه‌های بادی ایران به شمار می‌آیند که تا پایان سال ۱۳۹۰ به ترتیب ۶۵/۲ مگاوات (معادل ٪۶۶/۴ ظرفیت بادی نصب‌شده کل کشور) و ۲۸/۳۸ مگاوات (معادل ٪۲۸/۹ از ظرفیت نصب‌شده بادی کشور) را تشکیل می‌دهند. سایر نیروگاه‌های بادی، که به طور پراکنده در استان‌های آذربایجان شرقی، سیستان و بلوچستان، فارس، خوزستان و اصفهان قرار دارند، در مجموع ۴/۶۳ مگاوات (معادل ٪۴/۷ ظرفیت بادی نصب‌شده کل کشور) را تولید می‌کنند.

[3] Wind Energy Conversion Systems
[4] World Wind Energy Association

۱-۴- مبانی کارکرد توربین بادی

مطابق قوانین فیزیکی، توان باد P (w) که با چگالی هوای برابر با ρ (kg/m^3) و با سرعتی برابر با ν (m/s) از سطحی به مساحت A (m^2) عبور می‌کند از رابطه (۱-۱) قابل محاسبه است:

$$P = 0.5A\rho v^3 \qquad (۱-۱)$$

مطابق این رابطه، توان باد با چگالی هوا و مکعب سرعت باد رابطه مستقیم دارد. لازم به ذکر است چگالی هوا در شرایط استاندارد (سطح دریا و دمای ۱۵ درجه سلسیوس) برابر با ۱/۲۵۵ kg/m^3 می‌باشد.

اگر یک توربین در مسیر وزش باد قرار بگیرد، نمی‌تواند همه انرژی موجود در باد را جذب کند و تنها کسری از آن را جذب می‌کند که به این کسر، ثابت توان (C_P) گفته می‌شود. لذا توان جذب شده توسط توربین را می‌توان مطابق رابطه (۱-۲) محاسبه نمود.

$$P = 0.5C_p A\rho v^3 \qquad (۱-۲)$$

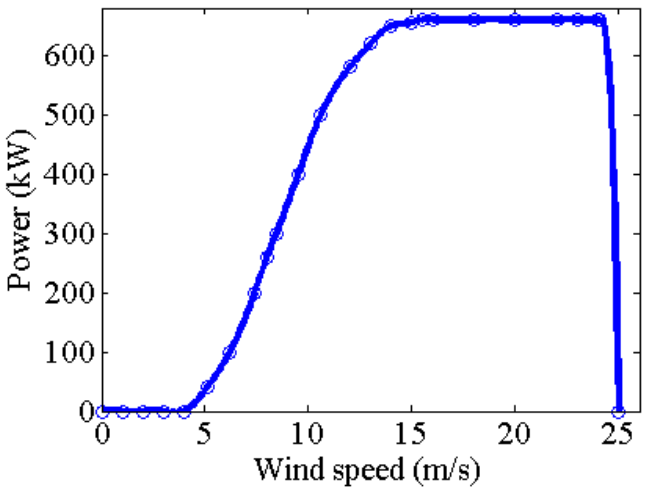
ثابت توان، مطابق قوانین فیزیک، حداکثر برابر با ۰/۵۹۲۶ می‌باشد؛ پس حداکثر توان قابل مهار از بادی با سرعت ν توسط توربین، مطابق رابطه (۱-۳) قابل محاسبه است:

$$P = 0.5\times0.5926\times A\rho v^3 \qquad (۱-۳)$$

توان جذب‌شده توسط توربین، به ژنراتور داده می‌شود تا این توان مکانیکی را به توان الکتریکی تبدیل کند. اگر بازده ژنراتور مقداری ثابت و برابر با η فرض شود، حداکثر توان الکتریکی حاصل از توربین بادی از رابطه (۱-۴) قابل محاسبه است:

$$P = 0.5\times0.5926\times\eta A\rho v^3 \qquad (۱-۴)$$

باید توجه نمود که در عمل، رسیدن به این حد ممکن نخواهد بود. برای سرعت‌های بالای باد (حدود ۱۵ m/s)، توان تولیدی توربین بادی دیگر متناسب با سرعت باد نبوده و مقدار ثابتی می‌شود؛ به عبارت دیگر، ثابت توان به سرعت باد وابسته است. در عمل، میزان توان به‌دست‌آمده از یک توربین بادی در شرایط استاندارد برای سرعت‌های مختلف باد، توسط یک منحنی، که به آن منحنی توان تولیدی توربین بادی گفته می‌شود، قابل محاسبه است. شکل (۱-۱) منحنی توان تولیدی توربین S47 را نشان می‌دهد، این توربین بادی در ایران ساخته شده و در همه نیروگاه‌های بادی ایران نصب و بهره‌برداری می‌شود. این توربین از نوع SCIG با توان تولیدی نامی ۶۶۰ kW می‌باشد. این منحنی از طریق انجام آزمایش بر روی توربین به دست می‌آید.



شکل (۱-۱): منحنی توان تولیدی توربین بادی S47

در این منحنی، ۳ سرعت باد دارای اهمیت است:

۱- $v_{cut\ in}$ که سرعت بادی است که توربین قبل از آن توانایی تولید توان را ندارد. برای توربین S47 این مقدار برابر ۴ m/s می‌باشد.

۲- v_{rated} که اولین سرعت بادی است که توربین، توان حداکثر خود را تولید می‌کند. برای توربین S47 این مقدار برابر با ۱۵ m/s می‌باشد.

۳- $v_{cut\ out}$ که سرعت بادی است که توربین بعد از آن به‌علت محافظت توربین، اجازه تولید توان را ندارد. برای توربین S47 این پارامتر برابر با ۲۵ m/s می‌باشد.

توان تولیدی توربین در فاصله صفر تا $v_{cut\ in}$ ناچیز است (تقریباً برابر با صفر)، در فاصله $v_{cut\ in}$ تا v_{rated} تقریباً متناسب با مکعب سرعت باد، در فاصله v_{rated} تا $v_{cut\ out}$ مقداری ثابت و برابر با توان نامی توربین بادی (برای اکثر توربین‌ها) و برای سرعت‌های بالاتر از $v_{cut\ out}$ برابر با صفر می‌باشد. محدوده v_{rated} برای توربین‌های بادی مختلف بین ۱۲ m/s تا ۱۶ m/s و محدوده $v_{cut\ out}$ بین ۲۰ m/s تا ۲۵ m/s می‌باشد.

همان‌طور که ذکر شد، توانی که از منحنی توان تولیدی توربین به‌دست می‌آید (P_W) برای شرایط استاندارد می‌باشد. از طرفی، همان‌طور که در رابطه (۱-۳) بیان شده است، توان تولیدی توربین با چگالی هوا رابطه مستقیم دارد؛ لذا توان تولیدی توربین بادی در چگالی هوای ρ برابر است با:

$$P = \frac{\rho}{\rho_0} P_W \qquad (۱-۵)$$

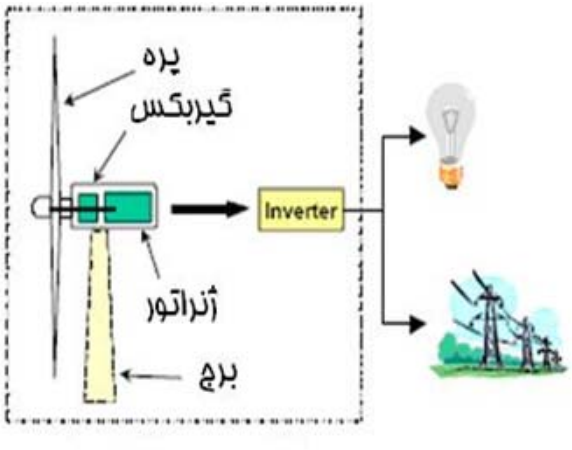
که در این رابطه، ρ_0 چگالی هوا در شرایط استاندارد و P_W توان به‌دست‌آمده از منحنی توان تولیدی توربین بادی می‌باشد.

به دلیل آن که سرعت باد در طی زمان همواره برابر مقدار حداکثر آن نیست، توان استحصالی از توربین نیز همواره برابر مقدار حداکثر آن نمی‌باشد. نسبت توان متوسط تولیدشده توسط توربین بادی به حداکثر ظرفیت تولیدی توربین در طی دوره زمانی مورد نظر را ضریب ظرفیت می‌نامند. یک توربین بادی نصب‌شده در سطح دریا (بالاترین فشار هوا)، ضریب ظرفیت سالیانه‌ای در حدود ۳۵٪ دارد. انتخاب مکان مناسب برای نصب توربین بادی و جهت نصب توربین‌ها در محل از نکات حیاتی برای توسعه اقتصادی این‌گونه توربین‌هاست. گذشته از دسترسی به سرعت وزش باد مناسب در محل مورد نظر، عوامل مهم دیگری مانند دسترسی به خطوط انتقال، قیمت زمین مورد استفاده، ملاحظات استفاده از زمین و مسائل زیست‌محیطی ساخت و بهره‌برداری نیز در انتخاب یک محل برای نصب توربین بادی مؤثر است.

۱-۵- انواع توربین‌های بادی

اجزای مختلف یک توربین بادی به‌صورت کلی در شکل (۱-۲) نشان داده شده است. این اجزا عبارتند از:

- برج
- قسمت محرکه (شامل پره، سیستم انحراف[5]، روتور توربین، شفت، جعبه دنده، روتور ژنراتور)
- ژنراتور
- مبدل‌های الکترونیک قدرت



شکل (۱-۲): اجزای مختلف یک توربین بادی

اولین توربین‌های بادی دارای ژنراتور سنکرون بودند که مستقیماً به شبکه متصل می‌شد. این توربین‌ها دارای سیستم کنترل پره برای محدود کردن توان مکانیکی در هنگام افزایش زیاد سرعت باد بودند. اولین مدل‌سازی‌ها برای این توربین‌ها انجام شده است. امروزه این نوع توربین‌ها به‌کلی منسوخ شده‌اند. علت این امر، پیچیدگی طراحی بهینه اقتصادی و قابل اطمینان این توربین‌ها می‌باشد؛ زیرا سرعت روتور این توربین‌ها ثابت است و تغییرات سرعت باد تماماً به

[5] Yaw System

تغییرات توان و گشتاور مکانیکی منجر می‌شود. علاوه بر این، این توربین‌ها می‌بایست قبل از اتصال به شبکه سنکرون شوند که این امر با وجود یک نیروی محرکه غیرقابل‌کنترل بسیار پیچیده است. لذا ژنراتورهایی مانند ژنراتور القایی قفس سنجابی و ژنراتورهای سرعت متغیر به‌عنوان سیستم تبدیل الکترومکانیکی جایگزین این نوع ژنراتورهای سنکرون شدند.

ژنراتورهای القایی قفس سنجابی نسبت به ژنراتورهای سنکرون مذکور، ارزان‌تر و نیز دارای منحنی گشتاور - سرعت بسیار مطلوب‌تر بودند. این نوع ژنراتورها امروزه نیز مورد استفاده می‌باشند. پس از مدتی علاوه بر این ژنراتورها، ژنراتورهای سرعت متغیر نیز مورد استفاده قرار گرفتند. توربین‌های سرعت متغیر دارای سیستم پیچیده‌ای هستند.

علاوه بر این نوع توربین‌ها، انواع دیگر توربین‌های بادی مانند توربین بادی با ژنراتور سنکرون متصل به شبکه از طریق مبدل الکترونیک قدرت تمام موج و نیز توربین بادی دارای ژنراتور القایی با تغذیه دوگانه با مبدل منبع جریان تریستوری جهت تغذیه سیم‌پیچی روتور، طراحی و ساخته شده‌اند.

امروزه، دو نوع توربین بادی سرعت ثابت و سرعت متغیر مورد استفاده قرار می‌گیرند. توربین‌های بادی سرعت ثابت، توربین‌هایی هستند که دارای ژنراتور القایی قفس سنجابی می‌باشند. این توربین‌ها با نام توربین‌های بادی SCIG شناخته می‌شوند. دو نوع توربین‌های بادی سرعت متغیر نیز امروزه مورد استفاده هستند که عبارتند از توربین‌های بادی با ژنراتور القایی با تغذیه دوگانه (DFIG) و توربین‌های بادی با ژنراتور سنکرون با محرکه مستقیم (DDSG). در ادامه این توربین‌های بادی شرح داده شده‌اند.

۱-۵-۱- توربین بادی با ژنراتور القایی قفس سنجابی (SCIG)

ژنراتور SCIG[6]، یک ماشین القایی قفس سنجابی است که به‌طور مستقیم به شبکه قدرت متصل می‌شود. سرعت روتور این نوع ژنراتور با تغییر توان تولیدی آن تغییر می‌کند؛ ولی تغییرات سرعت آن بسیار محدود و در حد ۱ یا ۲ درصد است؛ به همین دلیل به این نوع توربین بادی، توربین بادی سرعت ثابت گفته می‌شود.

۱-۵-۲- توربین بادی با ژنراتور القایی با تغذیه دوگانه (DFIG)

ژنراتور DFIG[7]، یک ژنراتور القایی با روتور سیم‌پیچی‌شده است که روتور آن توسط یک مبدل پشت به پشت[8] تغذیه می‌شود و استاتور آن به‌طور مستقیم به شبکه متصل است. توسط مبدل، ولتاژ و فرکانس روتور تنظیم می‌شود. با تنظیم فرکانس روتور، فرکانس استاتور در حالات مختلف کارکرد مقداری ثابت (۵۰Hz یا ۶۰ Hz) می‌ماند و با تنظیم ولتاژ روتور، ولتاژ استاتور مطابق مقدار از پیش تعیین شده تنظیم می‌شود. تنظیم فرکانس روتور، این امکان را به ماشین می‌دهد که بتواند در سرعت‌های متغیری کار کند (از حدود ۰/۷ تا ۱/۳ سرعت مبنا) که این

[6] Squirrel Cage Induction Generator
[7] Double Fed Induction Generator
[8] Back to Back Converter

بر خلاف ژنراتور القایی قفس سنجابی است که سرعت آن تقریباً ثابت است (یک یا دو درصد تغییر از سرعت مبنا). این امر سبب می‌شود که استرس مکانیکی کمتری به توربین و مخصوصاً قسمت محرکه آن وارد شود.

قابلیت توان تولیدی بالاتر و نیز استرس مکانیکی کمتر نسبت به ژنراتورهای القایی قفس سنجابی و نیز مبدل کوچک‌تر و لذا قیمت پایین‌تر نسبت به ژنراتور سنکرون با محرکه مستقیم، باعث شده است که امروزه اکثر توربین‌های بادی ساخته شده به همراه ژنراتور القایی، دارای تغذیه دوگانه باشند.

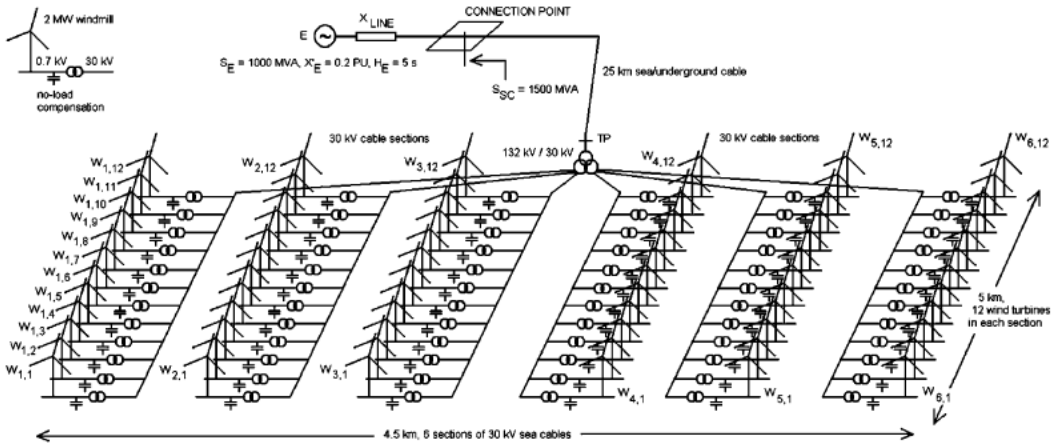
۱-۵-۳- توربین بادی با ژنراتور سنکرون با محرکه مستقیم (DDSG)

در ژنراتور DDSG[9]، از ژنراتور سنکرون برای تولید برق استفاده می‌شود. این ژنراتور، ژنراتوری با تعداد قطب زیاد و سرعت کم است و معمولاً بدون نیاز به جعبه‌دنده به روتور توربین متصل می‌شود. این ژنراتور، با استفاده از یک مبدل پشت به پشت به شبکه متصل می‌شود. یکی از مزایای اصلی استفاده از این نوع توربین‌ها آن است که پره‌های توربین و همچنین ژنراتور می‌توانند در حالت بازدهی بهینه عمل کنند. مزیت دیگر این نوع توربین‌های بادی، مستقل بودن (ایزوله بودن) ژنراتور آن‌ها از شبکه است که ناشی از وجود مبدل می‌باشد. مشکل اصلی این نوع توربین‌ها آن است که تمام توان باید از مبدل عبور کند. بازده مبدل در این نوع توربین‌ها بازده کل سیستم را مستقیماً تحت تأثیر قرار می‌دهد. لذا مبدل باید مقاوم و دارای بازده خیلی بالا باشد. این امر هزینه و حجم مبدل را افزایش می‌دهد.

۱-۶- مزرعه (نیروگاه) بادی

به طور معمول، توربین‌های بادی در قالب مزارع بادی بزرگ مورد استفاده قرار می‌گیرند. یک مزرعه بادی[10] می‌تواند شامل چندین توربین بادی باشد که توسط سیستم اتصال توربین‌ها[11] به ترانسفورماتور مزرعه متصل می‌شوند. شکل (۱-۳) نمای یک مزرعه بادی نمونه با ظرفیت کلی حدود ۱۵۰ MW را نشان می‌دهد. در این مزرعه بادی نمونه، ۶ قسمت وجود دارد که هر قسمت شامل ۱۲ توربین می‌باشد. هر قسمت توسط کابل ۳۰ kV به ترانسفورماتور ۱۳۲ kV / ۳۰ kV مزرعه متصل است. خروجی ترانسفورماتور مزرعه توسط یک کابل ۲۵ km به شبکه ۱۳۲ kV موجود در ساحل متصل می‌شود. ولتاژ برق تولیدی هر توربین ۰/۷ kV است که برای هر توربین توسط یک ترانسفورماتور ۳۰ kV/ ۰/۷ kV به ولتاژ ۳۰ kV تبدیل می‌شود و به کابل ۳۰ kV متصل می‌گردد.

[9] Direct Drive Synchronous Generator
[10] Wind Farm
[11] Collector System

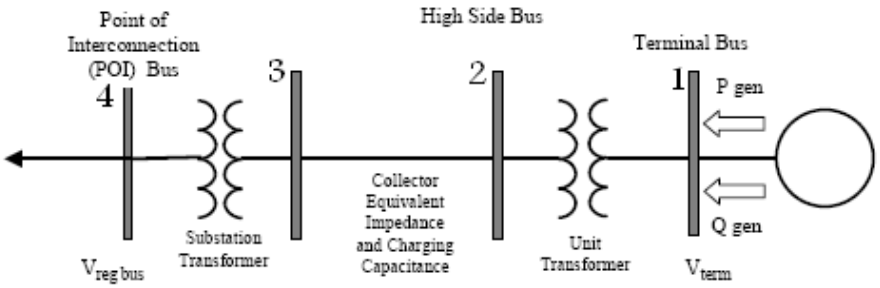


شکل (۱-۳): یک مزرعه (نیروگاه) بادی نمونه

معمولاً سرعت بادی که به تمامی توربین‌های بادی یک مزرعه بادی می‌رسد، ثابت فرض می‌شود؛ زیرا توربین‌های بزرگ در یک مزرعه بادی با فاصله‌ای در حدود ۳۰۰ m تا ۵۰۰ m از یکدیگر نصب می‌شوند. لذا تغییرات سرعت باد با تأخیر قابل توجهی در سطح مزرعه بادی دیده می‌شود. همچنین، از امپدانس سیستم اتصال توربین‌ها در مقابل امپدانس ترانسفورماتور مزرعه بادی صرف‌نظر می‌شود. چنین فرضی معمولاً برقرار است؛ به عنوان مثال، در یکی از مراجع ذکر شده که بر مبنای ظرفیت مزرعه، راکتانس ترانسفورماتور مزرعه حدود ۰/۰۸ تا ۰/۱ پریونیت است؛ این در حالی است که امپدانس سیستم اتصال توربین‌ها حدود ۰/۰۲۵ پریونیت است.

مدل‌سازی تمامی توربین‌های یک مزرعه بادی، سبب بالا رفتن حجم محاسبات شده و نیز نیازمند اطلاع از الگوی دقیق و جهت وزش باد در هنگام اجرای برنامه و نیز اطلاع از سیستم اتصال توربین‌ها می‌باشد که در بسیاری از موارد مقدور نیست. لذا در مدل‌سازی مزرعه بادی جهت مطالعات الکتریکی، از مدل تجمعی مزرعه بادی[12] استفاده می‌شود. اگر تمامی توربین‌های یک مزرعه بادی یکسان باشند، سرعت بادی که به همه آن‌ها می‌رسد یکسان فرض شود و نیز امپدانس سیستم اتصال توربین‌ها در مقابل امپدانس ترانسفورماتور مزرعه بادی قابل صرف‌نظر باشد، می‌توان مزرعه بادی را با مدل یکی از این توربین‌ها مدل‌سازی کرد. به این مدل، مدل تجمعی مزرعه بادی گفته می‌شود. شکل (۱-۴) نمای مدل تجمعی یک مزرعه بادی نوعی را نشان می‌دهد. اگر از هر نوع توربین بادی، چند واحد در یک مزرعه بادی موجود باشند، به ازای هریک از آن‌ها یک مدل تجمعی به ترانسفورماتور مزرعه متصل می‌شود.

[12] Wind Farm Aggregated Model



شکل (۱-۴): مدل تجمعی مزرعه (نیروگاه) بادی متصل به شبکه

۱-۷- دستورالعمل شبکه با حضور نیروگاه بادی

دستورالعمل شبکه[۱۳]، عنوان دستورالعملی کلی است که توسط شرکت‌های برق کشورهای مختلف تدوین و منتشر می‌شود و هدف از آن، بیان ضوابط عملکرد شبکه برق و تجهیزات آن در این کشورها است. در مورد برخی کشورها، دستورالعمل شبکه به سه دسته زیر تقسیم می‌شود:

- Planning Code: ضوابط مربوط به نحوه برنامه‌ریزی شبکه را بیان می‌کند.
- Connection Code: ضوابط مربوط به نحوه اتصال به شبکه را بررسی می‌کند.
- Operation [Operating, Operational] Code: ضوابط مربوط به نحوه بهره‌برداری از شبکه را بیان می‌کند.

در سایر کشورها، اگرچه در واقع دستورالعمل شامل مطالبی مربوط به هریک از سه بند فوق است؛ ولی لزوماً تفکیک خاصی بین این سه حوزه انجام نشده است.

چنانکه پیشتر گفته شد، اتصال یک نیروگاه بادی بزرگ به شبکه فوق‌توزیع یا انتقال، قطعاً بر نحوه عملکرد شبکه تأثیر خواهد گذاشت. بنابراین، باید دستورالعمل شبکه به‌گونه‌ای بازنویسی یا تکمیل شود که تأثیر وجود نیروگاه‌های بادی بزرگ در شبکه را نیز در نظر بگیرد. بازنویسی یا تکمیل دستورالعمل شبکه، به عواملی مانند ساختار شبکه، میزان ارتباط شبکه با شبکه‌های مجاور، میزان قوی بودن شبکه و غیره بستگی دارد. یکی از مهم‌ترین عوامل موثر در این زمینه، میزان نفوذ ظرفیت بادی[۱۴] در شبکه است که به طور خلاصه آن را ضریب نفوذ می‌نامند. این کمیت، ضریبی است که با استفاده از تقسیم دو عبارت بر هم محاسبه و بر حسب درصد بیان می‌شود. صورت این کسر، کل ظرفیت بادی نصب‌شده در شبکه و مخرج آن بار پیک شبکه است. به عبارت دیگر، این کمیت نشان می‌دهد که در هنگام وقوع پیک بار در شبکه، حداکثر چند درصد از بار پیک می‌تواند توسط نیروگاه‌های بادی تأمین شود. البته، در عمل ممکن است به علت مسائلی مانند شرایط آب و هوایی کشور و غیره، در شرایط پیک بار تنها بخشی از ظرفیت نصب‌شده بادی بتواند وارد

[13] Grid Code
[14] Wind Capacity Penetration

شبکه شود؛ ولی این امر در محاسبه این کمیت دخالت داده نمی‌شود. ضریب نفوذ عامل بسیار مهمی در زمینه اثرات متقابل نیروگاه بادی و شبکه است. اگر ضریب نفوذ پایین باشد، نیروگاه تأثیر چندانی بر عملکرد شبکه ندارد؛ در مقابل، اگر ضریب نفوذ بالا باشد، تأثیر نیروگاه بادی بر شبکه قطعاً قابل توجه است.

بازنویسی یا تکمیل دستورالعمل شبکه معمولاً به دو صورت انجام می‌شود: در روش اول، دستورالعمل به‌گونه‌ای تکمیل می‌شود که ضوابط مخصوص مربوط به توربین بادی در آن گنجانده شده باشد. در روش دوم، دستورالعمل جداگانه‌ای برای ضوابط مخصوص توربین بادی تهیه می‌شود که معمولاً دستورالعمل بادی شبکه[15] نامیده می‌شود. محورهای موضوعی دستورالعمل شبکه در زمینه نیروگاه‌های بادی، قبلاً در پیشگفتار در قالب ۶ محور ذکر شد.

منابع مورد استفاده برای تدوین این نشریه به دو دسته منابع داخلی و خارجی تقسیم می‌شوند. منابع داخلی شامل ضوابط و دستورالعمل‌های مربوط به اتصال نیروگاه‌ها به شبکه [۱]، بهره‌برداری از شبکه [۲]، مولدهای مقیاس کوچک [۴-۳]، کیفیت توان [۵] و نیز برخی ضوابط خاص نیروگاه‌های تجدیدپذیر [۶-۷] می‌باشند. منابع خارجی نیز شامل دستورالعمل‌های شبکه هند، ایرلند، دانمارک، کشورهای شمال اروپا[16] ، کانادا، آلمان، انگلستان، آفریقای جنوبی، فنلاند، چین، آمریکا، بوسنی و هرزگوین و زلاند نو می‌باشند. علاوه بر آن، در مواردی از استانداردهای IEC، استانداردهای IEEE و منابع دیگر استفاده شده است.

[15] Wind Grid Code
[16] Nordic

فصل ۲

الزامات توان اکتیو و فرکانس

۲-۱- مقدمه

کنترل توان اکتیو در نیروگاه‌های بادی یک قابلیت مهم به شمار می‌رود. کنترل توان اکتیو مزایای زیادی دارد؛ به ویژه زمانی که باد در حداکثر خود باشد و نیاز به محدود کردن این توان حداکثر وجود داشته باشد. در حال حاضر، بیشترین کاربرد کنترل توان اکتیو برای کمک کردن به بهره‌برداری شبکه در زمان وقوع پیشامدهایی است که ظرفیت شبکه کاهش یافته و شبکه ممکن است دچار اضافه بار یا پرشدگی[۱۷] شود. دلیل دیگر برای تنظیم توان اکتیو، کنترل فرکانس است. در برخی از کشورها، نیروگاه‌های بادی با تنظیم توان اکتیو خروجی خود در کنترل فرکانس مشارکت می‌کنند؛ در حالی که در برخی دیگر از کشورها، از نیروگاه‌های بادی به این منظور استفاده نمی‌شود.

در این فصل، الزامات مربوط به کنترل توان اکتیو و فرکانس نیروگاه بادی ارائه می‌شوند. این الزامات هم مربوط به حوزه اتصال و هم مربوط به حوزه بهره‌برداری هستند. قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه، تست‌های مرتبط با توان اکتیو و فرکانس بر روی سیستم کنترلی نیروگاه انجام می‌شود و در صورت عملکرد صحیح و برآورده شدن این الزامات، اجازه اتصال نیروگاه به شبکه صادر می‌شود. سپس، در هنگام بهره‌برداری از نیروگاه در شبکه، با توجه به همین الزامات از نیروگاه بادی بهره‌برداری می‌شود. شایان ذکر است که طبق دستورالعمل ثابت بهره‌برداری شماره ۲ (کنترل فرکانس)، فرکانس نامی شبکه تولید و انتقال برق ایران ۵۰ هرتز و دامنه نوسانات مجاز آن در شرایط عادی بهره‌برداری ۰/۳±۵۰ هرتز می‌باشد[۱۸] [۲].

۲-۲- تنظیم توان اکتیو

اعمال محدودیت بر روی مقدار توان اکتیو خروجی[۱۹] عمومی‌ترین قابلیت نیروگاه‌های بادی در زمینه کنترل توان اکتیو است. توان خروجی نیروگاه بادی ثابت نیست و متناسب با سرعت باد به صورت لحظه‌ای تغییر می‌کند. مالک یک نیروگاه بادی تمایل دارد که در تمام شرایط، حداکثر توانی را که می‌تواند تولید کند به شبکه تزریق کند؛ اما هنگامی که بهره‌بردار شبکه، با در نظر گرفتن شرایط بحرانی برای امنیت شبکه، دستور کاهش توان خروجی[۲۰] نیروگاه بادی را صادر می‌کند، تمام توربین‌های بادی در یک نیروگاه توان خروجی خود را بر اساس مقدار توان تعیین‌شده توسط بهره‌بردار شبکه تنظیم می‌کنند. بهره‌بردار شبکه، ممکن است به دلایل مربوط به امنیت شبکه، دستور جدا شدن نیروگاه بادی از شبکه اصلی را نیز صادر کند.

---

[17] Congestion

[۱۸] باید توجه شود که در عمل، این محدوده هم‌اکنون به ۰/۲±۵۰ هرتز تبدیل شده است؛ ولی این امر هنوز در یک دستورالعمل رسمی ابلاغ‌شده ذکر نشده است.

[19] Production Constraint

[20] Mw Curtailment

محدودیت حرارتی خطوط انتقال نیز می‌تواند باعث شود که نیروگاه بادی مجبور به کاهش توان خروجی خود شود و یا در مواردی که شبکه دچار اضافه بار شده است به ناچار از مدار خارج شود. این مسأله در مورد نیروگاه‌های بادی، به خصوص در کشورهای پهناور با طبیعت غیر یکنواخت، بسیار اتفاق می‌افتد؛ زیرا بیشتر مناطقی که از نظر وزش باد وضعیت خوبی دارند در نقاط دور از مصرف قرار دارند؛ در نتیجه، بیشتر نیروگاه‌های بادی در نقاطی احداث می‌شوند که از نظر زیرساخت‌های شبکه‌ای وضعیت ضعیفی دارند. ظرفیت خطوط انتقالی که رابط میان نیروگاه بادی با شبکه قدرت است نقش تعیین‌کننده‌ای در بهره‌برداری بهینه از آن دارد. عوامل دیگری که می‌تواند منجر به محدودیت تولید شود شامل پرشدگی خطوط، کنترل ولتاژ و قیود پایداری شبکه هستند.

بنابراین، نیروگاه بادی باید قابلیت تنظیم توان اکتیو خروجی خود را بر روی یک مقدار ثابت و پایین‌تر از مقدار نامی خود داشته باشد. در هنگامی که بهره‌بردار شبکه دستور کاهش توان خروجی نیروگاه بادی را صادر می‌کند، نیروگاه باید بتواند توان خروجی خود را بر اساس مقدار توان تعیین‌شده توسط بهره‌بردار تنظیم کند.

۲-۳- ظرفیت رزرو

منظور از ظرفیت رزرو آن است که توان اکتیو خروجی، در محدوده فرکانس عادی شبکه، به صورت درصد مشخصی از توان اکتیو در دسترس (حداکثر توان قابل تولید توسط باد) تنظیم شود. به این نوع اعمال محدودیت، محدودیت دلتای توان اکتیو گفته می‌شود که کاربرد آن عموماً برای ایجاد یک مقدار توان به صورت رزرو چرخان است. در این حالت، در شرایط عادی، بخشی از انرژی بادی قابل تبدیل به برق بلااستفاده مانده و به هدر می‌رود. در کشورهایی که دارای ضریب نفوذ بالای انرژی بادی هستند، معمولاً از نیروگاه‌های بادی برای کنترل فرکانس در زمان افت فرکانس استفاده می‌شود که لازمه آن، در نظر گرفتن درصدی از توان اکتیو خروجی به عنوان رزرو می‌باشد. در مقابل، در کشورهای با ضریب نفوذ بادی پایین، این امر چندان رایج نیست.

بنابراین، وجود ظرفیت رزرو برای نیروگاه بادی ضروری نیست.

۲-۴- محدودیت نرخ تغییر توان اکتیو

یکی دیگر از محدودیت‌های توان اکتیو در نیروگاه بادی، اعمال محدودیت بر روی نرخ تغییر توان خروجی[۲۱] است. تعیین نرخ حداکثر برای توان اکتیو خروجی در یک شبکه به منظور عملکرد مطلوب[۲۲] آن شبکه انجام می‌شود. نیروگاه‌های بادی به صورت ذاتی توان ثابت تولید نمی‌کنند؛ زیرا توان خروجی آن‌ها متناسب با سرعت باد است. تغییرات توان تولیدی نیروگاه‌های بادی توسط منابع دیگر موجود در شبکه (نیروگاه‌های سنتی) پوشش داده می‌شود. زمانی که ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در یک شبکه قدرت زیاد باشد، برنامه‌ریزی تولید (پیش بینی مقدار ظرفیت رزرو مورد نیاز)

[21] Ramp Rate Constraint
[22] Smooth

در نیروگاه‌های سنتی آن شبکه عموماً بر اساس توان پیش‌بینی‌شده نیروگاه‌های بادی انجام می‌گیرد. بر این اساس، حداکثر نرخ تغییر توان نیروگاه بادی معمولاً به اندازه‌ای است که منابع دیگر موجود در شبکه بتوانند افزایش/کاهش توان اکتیو را در زمان مناسب و با در نظر گرفتن یک مقدار منطقی به عنوان رزرو چرخان پاسخ دهند.

بنابراین، در صورت توافق بین مالک نیروگاه بادی و بهره‌بردار شبکه، نیروگاه بادی می‌تواند قابلیت محدود کردن نرخ افزایش و/یا کاهش توان اکتیو خروجی خود بر روی مقادیر حداکثر را داشته باشد. در این صورت، این مقادیر باید بر حسب مگاوات بر دقیقه توسط بهره‌بردار شبکه مشخص و به بهره‌بردار نیروگاه اعلام شوند.

۲-۵- سیستم کنترل فرکانس

برای کنترل فرکانس، ژنراتورها می‌توانند در دوره‌های زمانی کوتاه، توان خروجی خود را بر مبنای تغییرات فرکانس شبکه تنظیم کنند. این در واقع متعادل کردن تولید و مصرف در یک دوره زمانی کوتاه است تا فرکانس در یک بازه مشخص تنظیم شود.

همان‌طور که اشاره شد، مشارکت در کنترل فرکانس نیازمند این است که ژنراتور بتواند توان خروجی خود را تنظیم کند؛ در نتیجه، تمام ژنراتورها برای کنترل فرکانس مناسب نیستند و قابلیت این کنترل نیز متفاوت است. قابلیت ژنراتور بادی برای کنترل فرکانس به طور مشخص به شرایط باد وابسته است؛ به این دلیل که بدون باد توان خروجی برای تنظیم شدن در کار نخواهد بود. مسأله دیگر نوع توربین بادی است. ژنراتورهای بادی stall regulated cage rotor induction (که دیگر قدیمی شده‌اند) نمی‌توانند توان خروجی خود را کنترل کنند و در نتیجه، نمی‌توانند در کنترل فرکانس مشارکت داشته باشند؛ در حالی که توربین‌های سرعت متغیر جدید و توربین‌های مجهز به تنظیم‌کننده‌ی زاویه[۲۳] می‌توانند توان خود را کنترل کنند.

از آنجا که فرکانس یک شاخص سراسری[۲۴] در شبکه قدرت محسوب می‌شود، تمام ژنراتورها در هر نقطه از شبکه می‌توانند بر روی آن تأثیر بگذارند. با این وجود، در برخی از کشورها نیروگاه‌های بادی در کنترل فرکانس مشارکت می‌کنند و در برخی دیگر، از نیروگاه‌های بادی به این منظور استفاده نمی‌شود. نحوه مشارکت نیروگاه بادی در زمینه کنترل فرکانس معمولاً با "منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس" مشخص می‌شود. در این منحنی، در محدوده فرکانسی که نیروگاه باید به شبکه متصل باقی بماند، حداکثر سه ناحیه کنترلی متفاوت می‌تواند وجود داشته باشد. در ناحیه اول، که فرکانس از مقدار مجاز کمتر شده است، نیروگاه بادی، متناسب با افت فرکانس، توان خروجی خود را تا مقدار حداکثر قابل تولید افزایش می‌دهد. برای اینکه نیروگاه بادی بتواند در این ناحیه کنترل فرکانس انجام دهد، در شرایط عادی، درصدی از توان اکتیو به صورت رزرو چرخان در نظر گرفته می‌شود. در ناحیه دوم، فرکانس در محدوده‌ی مجاز قرار دارد؛ این ناحیه یک باند مرده کنترلی است که در آن نیروگاه درصد توان ثابت یا مقدار ثابتی را به دستور بهره‌بردار شبکه

[23] Pitch regulator
[24] global

تولید می‌کند. در ناحیه سوم، که فرکانس از مقدار مجاز بیشتر شده است، نیروگاه بادی، متناسب با افزایش فرکانس، توان اکتیو خروجی خود را کاهش می‌دهد. به طور کلی، کنترل فرکانس در شبکه قدرت در دو مد متفاوت انجام می‌گیرد: کنترل در ناحیه اول (زمانی که فرکانس از حد مجاز کمتر است) و کنترل در ناحیه سوم (زمانی که فرکانس از حد مجاز بیشتر است).

زمانی که تولید توان اکتیو در یک شبکه از مصرف آن بیشتر می‌شود، فرکانس شبکه افزایش می‌یابد؛ در این شرایط، برای بازگرداندن فرکانس به محدوده‌ی عادی، ژنراتورهای موجود در شبکه توان اکتیو خروجی خود را کاهش می‌دهند. در دستورالعمل شبکه بسیاری از کشورها، مشارکت ژنراتورهای بادی در کاهش توان خروجی در زمان افزایش فرکانس در به صورت یک الزام قید شده است.

زمانی که تولید توان اکتیو در یک شبکه از مصرف آن کمتر می‌شود، فرکانس شبکه کاهش می‌یابد؛ در این شرایط، برای بازگرداندن فرکانس به محدوده‌ی عادی، ژنراتورهای موجود در شبکه توان اکتیو خروجی خود را افزایش می‌دهند. نکته اساسی در مورد نیروگاه‌های بادی این است که آن‌ها باید در شرایط عادی، توانی کمتر از توان در دسترس خود را تولید کنند تا بتوانند در شرایطی که فرکانس شبکه افت می‌کند، به شبکه توان تزریق کنند. این مسأله به این دلیل مهم است که قسمتی از انرژی بادی قابل تولید از دست می‌رود. در مورد ژنراتورهای دیگر، زمانی که ژنراتور توانی پایین‌تر از ظرفیت نامی خود تولید می‌کند، می‌توان سوخت را ذخیره کرد؛ ولی در مورد باد نمی‌توان انرژی باد را ذخیره کرد و در نتیجه قسمتی از این انرژی در واقع به هدر می‌رود. به همین دلیل، در حالت کلی استفاده از نیروگاه بادی برای کنترل اولیه فرکانس منطقی به نظر نمی‌رسد. استفاده از نیروگاه بادی در این مد عمومیت کمتری نسبت به حالت افزایش فرکانس دارد و بیشتر در کشورهایی که دارای ضریب نفوذ بالای نیروگاه‌های بادی هستند مرسوم است [۱].

بنابراین، در مورد نیروگاه‌های بادی با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ مگاوات، وجود سیستم کنترل فرکانس ضروری نیست. در مورد نیروگاه‌های بادی با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات و بالاتر، سیستم کنترل فرکانس نیروگاه بادی باید دارای ویژگی‌های زیر باشد:

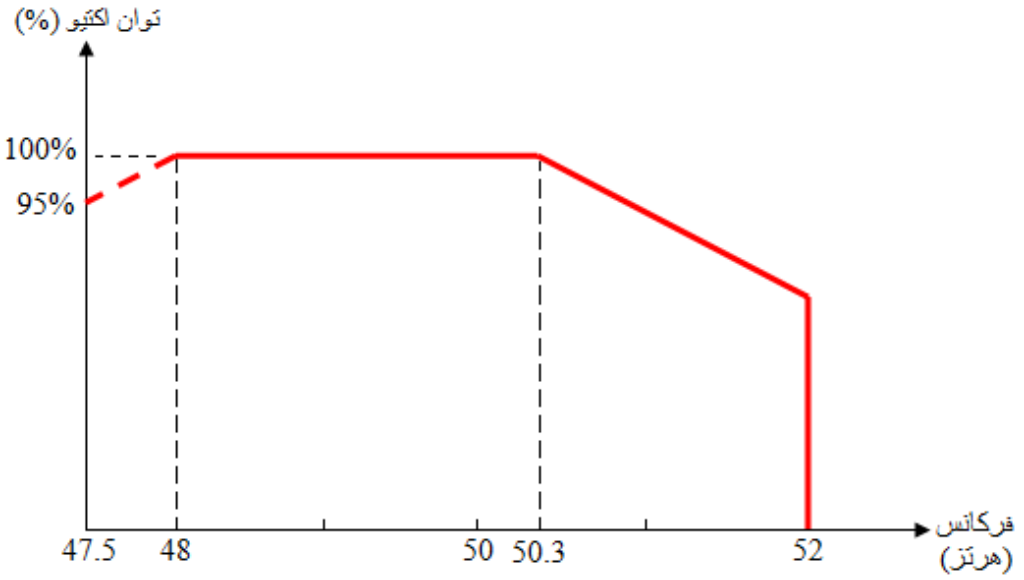
الف) سیستم کنترل فرکانس حداقل باید قابلیت و امکان تعریف و تنظیم فرکانس مرجع در محدوده ۵۰±۰/۲ هرتز را به طور پیوسته و یا در پله‌های حداکثر ۰/۰۵ هرتز دارا باشد.

ب) باند مرده در سیستم کنترل توان اکتیو-فرکانس نباید بیش از ۰/۰۳ درصد (۰/۰۱۵ هرتز) باشد.

ج) منحنی توان اکتیو - فرکانس نیروگاه بادی باید مطابق با شکل (۲-۱) باشد. بر اساس این منحنی، نیروگاه بادی موظف است تا زمانی که فرکانس شبکه کمتر از ۵۰/۳ هرتز می‌باشد، ۱۰۰٪ توان اکتیو در دسترس را تولید کند. در فرکانس‌های بالاتر از ۵۰/۳ هرتز، نیروگاه باید توان اکتیو خروجی خود را با شیبی که توسط بهره‌بردار شبکه تعیین می‌شود کاهش دهد. زمانی که فرکانس به ۵۲ هرتز رسید، نیروگاه باید از شبکه خارج شود. در فرکانس‌های بین ۴۷/۵ تا ۴۸ هرتز، نیروگاه بادی باید در وضعیت اضطراری به مدت یک ساعت

در مدار باقی بماند. در این بازه فرکانسی، نیروگاه باید توان خروجی خود را تا ۹۵٪ توان اکتیو در دسترس کاهش دهد. در فرکانس‌های زیر ۴۷/۵ هرتز، نیروگاه باید از شبکه جدا شود.

د) در صورت توافق بین مالک نیروگاه و بهره‌بردار شبکه، فرکانس‌های ذکرشده در بند ج و شکل (۲-۱) می‌توانند با توجه به مشخصات نیروگاه تغییر کنند.



شکل (۲-۱): منحنی "توان اکتیو (٪)-فرکانس" نیروگاه بادی

فصل ۳

الزامات توان راکتیو و ولتاژ

۳-۱- مقدمه

توان راکتیو را نمی‌توان در مسافت‌های طولانی انتقال داد و به همین دلیل، نیازمندی‌های مرتبط با توان راکتیو به صورت محلی مورد توجه قرار می‌گیرند. کنترل توان راکتیو معمولاً با کنترل ولتاژ شبکه و تأمین تقاضای توان راکتیو بارها مرتبط است. از نظر بهره‌بردار شبکه، نقش قابلیت‌های توان راکتیو ژنراتورها در هر دو موضوع یادشده بسیار مهم است. در مورد ژنراتورهای سنکرون، معمولاً بهره‌بردار شبکه یک محدوده برای ضریب توان مورد نیاز تعیین می‌کند و ژنراتور مطابق دستور بهره‌بردار، توان راکتیو خود را به گونه‌ای تولید می‌کند که ضریب توان در این محدوده باقی بماند. در مورد نیروگاه‌های بادی، بهره‌بردار شبکه برای مسأله تنظیم ولتاژ نسبت به تأمین تقاضای توان راکتیو بارها اهمیت بیشتری قائل است. در شبکه انتقال، مسأله‌ی توان راکتیو و ولتاژ نیروگاه بادی می‌تواند مشکل‌زا باشد. به عنوان مثال، انتقال مقدار زیادی توان تولیدشده توسط نیروگاه بادی در یک مسافت طولانی، می‌تواند منجر به پدید آمدن مشکلات جدی در زمینه کنترل ولتاژ شود.

در ارتباط با الزامات کنترل توان راکتیو و ولتاژ نبروگاه بادی، دو بحث کلی مطرح است: اول اینکه نیروگاه در چه مد کنترلی با شبکه تبادل توان راکتیو دارد و دوم اینکه محدوده مورد انتظار تولید/مصرف توان راکتیو توسط نیروگاه بادی چگونه است. این الزامات هم مربوط به حوزه اتصال و هم مربوط به حوزه بهره‌برداری هستند. قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه، تست‌های مرتبط با توان راکتیو و ولتاژ بر روی سیستم کنترلی نیروگاه انجام می‌شوند و در صورت عملکرد صحیح و برآورده شدن این الزامات، اجازه اتصال نیروگاه به شبکه صادر می‌شود. سپس، در هنگام بهره‌برداری از نیروگاه در شبکه، با توجه به همین الزامات از نیروگاه‌های بادی بهره‌برداری می‌شود. شایان ذکر است که طبق دستورالعمل ثابت بهره‌برداری شماره ۳ (کنترل ولتاژ)، محدوده مجاز نوسانات ولتاژ در شرایط عادی بهره‌برداری ۰/۹۸ تا ۱/۰۲ پریونیت می‌باشد [۲].

۳-۲- مدهای کاری کنترل ولتاژ

همان‌طور که پیشتر اشاره شد، کنترل توان راکتیو نیروگاه‌های بادی در شبکه انتقال بیشتر با هدف تنظیم ولتاژ انجام می‌شود تا برآورده کردن نیازهای راکتیو بار. تنظیم ولتاژ در شبکه، رابطه مستقیم با کنترل توان راکتیو دارد. با توجه به اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه انتقال، این انتظار از نیروگاه‌های بادی وجود دارد که به اندازه ژنراتورهای سنکرون دارای قابلیت‌های کنترل توان راکتیو باشند. الزامات توان راکتیو در یک شبکه به مشخصات خود شبکه مربوط می‌باشد؛ در حالی که میزان تأثیر تزریق توان راکتیو به یک نقطه از شبکه بر روی ولتاژ شبکه در آن نقطه، به ظرفیت اتصال کوتاه شبکه در آن نقطه بستگی دارد. در دستورالعمل شبکه بیشتر کشورها، بهره‌بردار شبکه یک مقدار مرجع[۲۵] برای ولتاژ یا

[25] Set-point

ضریب توان یا توان راکتیو در نقطه اتصال نیروگاه بادی به شبکه تعریف می‌کند. به طور کلی، سه مد کنترل ولتاژ - توان راکتیو وجود دارند که عبارتند از تنظیم توان راکتیو، تنظیم ضریب توان و تنظیم ولتاژ. با توجه به اینکه مدهای کنترل ولتاژ - توان راکتیو دو به دو به یکدیگر وابسته هستند، نیروگاه بادی در هر لحظه تنها در یکی از این سه مد می‌تواند کار کند.

در مد تنظیم توان راکتیو، توان راکتیو خروجی، مستقل از توان اکتیو نیروگاه، در یک مقدار مشخص تثبیت می‌شود. نیروگاه بادی سیگنال مرجع توان راکتیو را با دقت مشخصی دریافت می‌کند و مشابه توان اکتیو، توان راکتیو خود را در این مقدار تثبیت می‌نماید. در مد تنظیم ضریب توان، توان راکتیو متناسب با توان اکتیو تنظیم می‌شود تا ضریب توان بر روی یک مقدار ثابت تنظیم شود. در مد تنظیم ولتاژ، به طور معمول مقدار مرجع ولتاژ توسط بهره‌بردار شبکه تعیین می‌شود و نیروگاه بادی، ولتاژ خود را بر روی آن تنظیم می‌نماید. در برخی از کشورها، به جای مرجع ولتاژ، یک محدوده مشخص بین ولتاژ حداقل و حداکثر به همراه منحنی دروپ ولتاژ-توان راکتیو ارائه می‌شود. طبق این منحنی، ولتاژ نیروگاه بادی با شیب مشخص و متناسب با توان راکتیو خروجی تنظیم می‌شود.

در شبکه انتقال، استفاده از نیروگاه‌های بادی در مد تنظیم ولتاژ عمومیت بیشتری نسبت به مدهای تنظیم توان راکتیو و تنظیم ضریب توان دارد. یکی از دلایل این امر آن است که نیروگاه‌های بادی معمولاً در نقاط دور از مصرف احداث می‌شوند. خطوط طولانی میان تولیدکننده و مصرف‌کننده و افزایش تلفات یا افزایش احتمالی ولتاژ- در نتیجه عبور توان راکتیو- سبب می‌شود که نیروگاه‌های بادی ملزم به تنظیم ولتاژ خروجی خود در نقطه اتصال به شبکه شوند. تنظیم ولتاژ عموماً به دو طریق انجام می‌شود: تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ[۲۶] و تپ ترانسفورماتور. البته تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ ممکن است قابل اجرا بر روی تمامی انواع توربین‌ها نباشد؛ در این شرایط، معمولاً چگونگی تنظیم ولتاژ نقطه اتصال نیروگاه بادی به شبکه بر عهده بهره‌بردار نیروگاه بادی گذارده می‌شود [۱].

بنابراین، نیروگاه بادی باید مجهز به سیستم AVR بوده و بتواند در مد تنظیم ولتاژ کار کند. در این مد، نیروگاه بادی باید قابلیت تنظیم ولتاژ نقطه اتصال بر روی یک مقدار مرجع را داشته باشد. مقدار مرجع ولتاژ توسط بهره‌بردار شبکه تعیین می‌شود. چنان‌چه بهره‌برداری در مد تنظیم توان راکتیو یا تنظیم ضریب توان مورد نیاز باشد، این مسأله باید در توافق‌نامه بین مالک نیروگاه بادی و بهره‌بردار شبکه قید شود.

۳-۳- محدوده ضریب توان

همانند ژنراتورهای سنکرون، انتظار می‌رود که نیروگاه‌های بادی نیز در محدوده مشخصی از ضریب توان کار کنند. در حالی که ژنراتورهای سنکرون دارای قابلیت‌های ذاتی خوبی در تولید و کنترل توان راکتیو خود می‌باشند، این قابلیت در مورد بسیاری از ژنراتورهای القایی به‌کاررفته در نیروگاه‌های بادی ضعیف‌تر است. یک ژنراتور القایی، به صورت ذاتی از

[26] AVR

شبکه برق یا خازن‌هایی که به آن متصل شده توان راکتیو جذب می‌کند. علاوه بر این، خود نیروگاه بادی ممکن است دارای یک شبکه کابلی قابل توجه با مشخصه‌های راکتیو مختص به خود باشد که این می‌تواند در توان‌های اکتیو متفاوت، بر روی قابلیت‌های راکتیو آن تأثیرگذار باشد. با توجه به نیاز برای هماهنگی نیروگاه‌های بادی با سایر ادوات و ژنراتورهای موجود در شبکه، سازندگان توربین بادی و مالکان نیروگاه‌های بادی برخی قابلیت‌های حداقلی را در مورد توان راکتیو برآورده می‌نمایند. این قابلیت‌ها، که معمولاً به صورت یک بازه یا محدوده برای ضریب توان مورد نیاز مطرح می‌شوند، می‌توانند توسط خود توربین بادی یا ادوات خارجی متصل به نیروگاه بادی (مانند خازن یا ادوات FACTS) تأمین شوند.

آنچه مسلم است، هرچه قابلیت راکتیو مورد انتظار از نیروگاه بادی بیشتر شود (به این معنی که ژنراتور یا نیروگاه بادی برای اتصال به شبکه ملزم به فراهم کردن بازه وسیع‌تری از ضریب توان شود)، هزینه ساخت توربین و احداث نیروگاه افزایش می‌یابد. این افزایش هزینه شامل هزینه ساخت توربین با قابلیت‌های بالاتر، افزودن ادوات جبران‌ساز دیگر به نیروگاه بادی به دلیل قابلیت‌های محدود توربین‌های بادی و حتی تغییر سطح عایقی ادوات نیروگاه و نیاز به طراحی مناسب می‌باشد. در واقع، افزایش قابلیت‌های مورد نیاز در ارتباط با توان راکتیو، مطلوب مالک نیروگاه بادی نیست. این در حالی است که بهره‌بردار شبکه، برای برآورده کردن نیازهای راکتیو و ایجاد انعطاف در بهره‌برداری از شبکه خود، تمایل دارد قابلیت‌های بیشتری از نیروگاه‌های بادی درخواست کند. در این زمینه، بهره‌بردار شبکه، برای کاستن از هزینه‌های تحمیلی به مالک نیروگاه، حداقل‌های مورد نیاز شبکه خود در ارتباط با توان راکتیو را در نظر می‌گیرد و بر این اساس، قابلیت‌های حداقلی را از نیروگاه بادی طلب می‌کند.

دستورالعمل‌های شبکه کشورها، عموماً یک محدوده را برای ضریب توان نیروگاه‌های بادی تعیین می‌کنند. در برخی از دستورالعمل‌ها، این محدوده صرفاً با بیان دو مقدار برای ضریب توان‌های مجاز پیش‌فاز و پس‌فاز مشخص گردیده است؛ در این حالت، قابلیت‌های راکتیو مورد انتظار از نیروگاه بادی در محدوده‌ای متناسب با توان اکتیو خروجی مطرح می‌شود. این قابلیت، عموماً در نقطه اتصال و در بیشتر موارد (به استثنای چند کشور) در سمت فشارقوی ترانسفورماتور اصلی نیروگاه بادی تعریف می‌شود. در برخی دیگر از دستورالعمل‌ها، این محدوده با جزئیات بیشتری نظیر تعیین ضریب توان مجاز در شرایط کاهش یا افزایش ولتاژ شبکه و یا در شرایط کم باری و ... مشخص شده است [۲-۳].

بنابراین، نیروگاه بادی باید قابلیت تولید توان اکتیو نامی در هر ضریب توان بین ۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز را داشته باشند.

۳-۴- تأمین دینامیک توان راکتیو

طبق دستورالعمل شبکه بیشتر کشورها، بخشی از توانایی راکتیو مورد نیاز توسط توربین بادی و بخشی دیگر توسط سایر ادوات جبران‌ساز توان راکتیو (مانند ادوات FACTS و خازن‌های سوئیچ‌شونده) تأمین می‌شود. ترکیب انواع مختلف

توربین‌ها با قابلیت‌های متفاوت در کنار ادوات جبران‌ساز، انعطاف‌پذیری بالایی به تأمین توان راکتیو می‌دهد. با توجه به این که تأمین توان راکتیو در نیروگاه‌های بادی عمدتاً برای کنترل ولتاژ مورد نیاز است، حداقل بخشی از تأمین توان راکتیو می‌تواند به صورت دینامیک باشد. تأمین دینامیک توان راکتیو توسط توربین بادی و ادوات FACTS و تأمین استاتیک توان راکتیو از طریق خازن‌های سوئیچ‌شونده صورت می‌گیرد. در دستورالعمل شبکه برخی کشورها، محدوده‌ای را برای کنترل دینامیک توان راکتیو در درون محدوده مورد نیاز ضریب توان مشخص شده است؛ در حالی که در دستورالعمل شبکه برخی دیگر از کشورها، چنین محدوده‌ای در نظر گرفته نشده است..

بنابراین، این امر که توان راکتیو مورد نیاز در چه بازه‌ای از ضریب توان باید به صورت دینامیک تأمین شود، باید در توافق‌نامه بین مالک نیروگاه بادی و بهره‌بردار شبکه قید شود.

۳-۵- محدوده توان اکتیو برای رعایت ضریب توان

تأمین توان راکتیو در بار کم یا بی‌باری برای توربین‌های سرعت متغیر، که با مبدل به شبکه متصل می‌شوند، رایج است؛ با این وجود، این توربین‌ها لزوماً قادر به حفظ ضریب توان خود در محدوده مجاز، از توان اکتیو صفر تا توان اکتیو حداکثر، نمی‌باشند. اصرار بر وجود چنین الزامی ممکن است منجر به نیاز برای نصب جبران‌سازهای راکتیو دیگری در نیروگاه بادی شود. مسأله توجیه‌پذیری وجود این قابلیت اضافی از اهمیت زیادی برخوردار است. واضح است که با تولید توان اکتیو، نیروگاه بادی باید در کنترل ولتاژ شبکه نیز مشارکت کند؛ با این حال، اگر نیروگاه بادی از شبکه حذف شود، اثر آن شبیه به تولید توان راکتیو صفر در توان اکتیو صفر می‌باشد. این امر نشان می‌دهد که الزام یک نیروگاه بادی به تولید توان راکتیو در بی‌باری (توان اکتیو صفر) به معنی در نظر گرفتن عملکرد آن فراتر از یک تولیدکننده برق است. این امر ممکن است در ضریب نفوذ بالا قابل توجیه باشد؛ اما در ضریب نفوذ پایین‌تر به راحتی قابلیت دفاع ندارد. بنابراین، در دستورالعمل برخی کشورها حداقلی از توان اکتیو تعیین می‌شود که رعایت محدوده ضریب توان، تنها از توان اکتیو حداقل تعیین‌شده تا توان اکتیو حداکثر الزامی باشد.

بنابراین، در توافق‌نامه میان مالک نیروگاه و بهره‌بردار شبکه باید قید شود که بازه ضریب توان مورد نیاز، حداقل تا چه درصدی از توان اکتیو در دسترس، لازم است توسط نیروگاه بادی تأمین شود.

فصل ۴

الزامات حفاظت و تحمل خطا

۴-۱- مقدمه

در گذشته، نیروگاه‌های بادی به صورت منابع تولید پراکنده مورد استفاده قرار می‌گرفتند. به دلیل کوچک بودن نیروگاه‌های بادی و تأثیر کم این نیروگاه‌ها بر روی شبکه، نصب سیستم‌های کنترلی و حفاظتی پیچیده صرفه اقتصادی نداشت. در این سال‌ها، از نظر حفاظت، تنها حفاظت نیروگاه بادی مطرح بود؛ به این معنی که تجهیزات نیروگاه بادی (تمامی تجهیزات مانند ژنراتور، ترانسفورماتور و غیره) دارای حفاظت مناسب بودند؛ اما نیروگاه از نظر کارکرد موازی با شبکه دارای حفاظت خاصی نبود و تنها محدودیت‌های شبکه به عنوان معیار حفاظتی در نظر گرفته می‌شد. این محدودیت‌ها در واقع شامل محدودیت‌های ولتاژ و فرکانس شبکه در نقطه اتصال نیروگاه بادی به شبکه هستند. طبق این محدودیت‌ها، در صورتی که فرکانس یا ولتاژ نقطه اتصال نیروگاه بادی به شبکه از محدوده مجاز قابل تحمل خارج شود، نیروگاه بادی از شبکه جدا می‌شود. بر این اساس، در صورت وقوع هرگونه تغییر در شبکه، چه در حالت کارکرد عادی شبکه (تغییرات بار، ورود و خروج خط و غیره) و چه در حالت گذرای شبکه (خطاهای متقارن و یا نامتقارن)، که منجر به خروج ولتاژ و فرکانس شبکه از محدوده مجاز قابل تحمل می‌شد، نیروگاه‌های بادی از شبکه جدا می‌شدند.

اما در سال‌های اخیر، نیروگاه‌های بادی بزرگ با ظرفیت بالا در بسیاری از کشورها نصب و راه‌اندازی شده است. بر اساس مطالعات صورت‌گرفته در این کشورها، نشان داده شده است که تنظیمات حفاظتی قبلی (صرفاً محدوده مجاز قابل تحمل برای ولتاژ و فرکانس)، در صورت وقوع هر گونه تغییری در شبکه، می‌تواند باعث خروج حجم بالایی از نیروگاه‌های بادی شود. این امر می‌تواند احتمال ناپایداری و یا فروپاشی ولتاژ در شبکه را افزایش دهد؛ بنابراین، نیروگاه‌های بادی بزرگ تنها تحت شرایط معینی می‌توانند از شبکه جدا شوند و در سایر موارد، متصل به شبکه باقی می‌مانند.

در این فصل، الزامات حفاظتی مربوط به نیروگاه بادی ارائه می‌شوند. این الزامات شامل سه قسمت هستند: سیستم‌های حفاظتی که باید در یک نیروگاه بادی وجود داشته باشند، نحوه عملکرد سیستم حفاظتی در برابر تغییرات آرام ولتاژ و نحوه عملکرد سیستم حفاظتی در برابر تغییرات فرکانس. علاوه بر آن، الزامات مربوط به نحوه تحمل تغییرات شدید در شبکه (تحمل خطا) نیز در این فصل ارائه می‌شوند. برخی از این الزامات صرفاً مربوط به حوزه اتصال و برخی دیگر مربوط به هر دو حوزه اتصال و بهره‌برداری هستند. الزامات سیستم‌های حفاظتی، حفاظت در برابر تغییرات فرکانس، حفاظت در برابر تغییرات آرام ولتاژ و تحمل خطا مربوط به حوزه اتصال هستند. در واقع، نیروگاه باید به سیستم‌های حفاظتی مربوطه مجهز باشد تا در صورت بروز حادثه در سمت شبکه و تشخیص حالت قطع، نیروگاه از شبکه جدا شود؛ همچنین، این سیستم‌های حفاظتی باید دارای تنظیمات ویژه و قابلیت‌های مورد نظر بهره‌بردار شبکه باشند؛ به گونه‌ای که قادر باشند مطابق با کارکرد مورد نظر بهره‌بردار شبکه (در شرایط عادی و در شرایط بروز خطا) عمل کنند. بنابراین، قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه، باید با بررسی این سیستم‌ها و تنظیمات و قابلیت‌های آن‌ها، از عملکرد درست سیستم‌های حفاظتی اطمینان حاصل کرد. در عین حال، حفاظت در برابر تغییرات فرکانس، حفاظت در برابر تغییرات آرام ولتاژ و تحمل خطا مربوط به حوزه بهره‌برداری نیز می‌شوند. در واقع، در هنگام بهره‌برداری شبکه، سیستم‌های

حفاظتی باید به همان گونه‌ای که توسط بهره‌بردار شبکه مشخص شده بود در برابر خروج ولتاژ و فرکانس از محدوده قابل تحمل واکنش نشان دهند.

۴-۲- سیستم‌های حفاظتی مورد نیاز

برای حفاظت نیروگاه بادی، رعایت موارد ذیل ضروری است. قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه و بهره‌برداری از آن، باید از صحت کار سیستم‌های حفاظتی ذکرشده اطمینان حاصل نمود:

- نیروگاه بادی باید توسط حداقل یک کلید قدرت به شبکه متصل گردد. این کلید باید قابلیت تحمل حداکثر جریان اتصالی در نقطه اتصال به شبکه را مطابق با استاندارد IEEE C37.013 داشته باشد.
- نیروگاه بادی متصل به شبکه در سطح ولتاژ ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت باید مجهز به دو سیستم حفاظت اصلی و نیروگاه بادی متصل به شبکه ۱۳۲ کیلوولت و پایین‌تر باید حداقل مجهز به یک سیستم حفاظت اصلی باشد.
- نیروگاه بادی باید علاوه بر سیستم حفاظت اصلی، مجهز به سیستم حفاظت پشتیبان باشد تا در صورت عملکرد نادرست سیستم حفاظت اصلی، اتصالی توسط سیستم حفاظت پشتیبان بر طرف گردد.
- کلیه کلیدهای قدرت در نقطه اتصال نیروگاه بادی به شبکه باید مجهز به حفاظت عیب کلید[۲۷] باشند. در صورت ناموفق بودن سیستم حفاظت اصلی به دلیل عیب در کلید، حفاظت عیب کلید باید در طی مدت زمانی که توسط بهره‌بردار شبکه تعیین می‌شود، کلیه کلیدهای مربوط به مدارهای مجاور کلید معیوب را قطع نماید. به عنوان یک پیشنهاد، این زمان را می‌توان برابر ۱۵۰ میلی‌ثانیه در نظر گرفت.
- نیروگاه بادی باید به حفاظت‌های ولتاژ بالا/ پایین[۲۸] و فرکانس بالا/ پایین[۲۹] مجهز باشد.
- نیروگاه بادی باید به حفاظت اضافه جریان[۳۰] و خطای زمین مجهز گردد.
- نیروگاه بادی باید به حفاظت نامتعادلی[۳۱] ولتاژ و جریان مجهز گردد.
- نیروگاه بادی باید به حفاظت دیفرانسیل برای ترانسفورماتور اتصال به شبکه خود مجهز باشد.
- نیروگاه بادی باید به حفاظت بانک خازنی مجهز گردد.
- در صورتی که بهره‌بردار شبکه نصب سیستم‌های حفاظتی تله‌پروتکشن را در پست بلافصل نیروگاه بادی ضروری تشخیص دهد، مالک نیروگاه موظف به نصب این سیستم‌ها می‌باشد.
- نیروگاه بادی باید دارای سیستم حفاظت صاعقه بر اساس استاندارد IEC 61400-24 باشد.
- سیستم زمین نیروگاه بادی باید مطابق با فصل نهم استاندارد IEC 61400-24 طراحی شود.

---

[27] Circuit Breaker Failure
[28] Over/ Under Voltage
[29] Over/ Under Frequency
[30] Over Current
[31] Unbalance

- سیستم حفاظت نیروگاه بادی برای عملکرد درست باید هماهنگ با سیستم حفاظت شبکه تنظیم شود.

۴-۳- عملکرد سیستم حفاظتی در برابر تغییرات آرام ولتاژ

در شرایط کار عادی، خطا در شبکه رخ نداده و شبکه در حالتی پایدار به سر می‌برد؛ اما در این شرایط، امکان بروز تغییراتی نظیر ورود و خروج بار یا خروج خط (مثلاً برای تعمیرات) وجود دارد و ممکن است در اثر این تغییرات، ولتاژ شبکه از محدوده مجاز خارج شود. افزایش یا کاهش ولتاژ شبکه موجب صدمه زدن به برخی از اجزاء (مانند ژنراتورها) می‌شود. برای جلوگیری از آسیب زدن به شبکه، سیستم‌های حفاظتی مناسبی برای نیروگاه بادی در نظر گرفته می‌شود.

منظور از تغییر آرام ولتاژ، تغییر ولتاژ در شرایط کار عادی است. حفاظت نیروگاه بادی در برابر تغییرات آرام ولتاژ عبارت است از رعایت محدوده مجاز تغییرات ولتاژ شبکه در شرایط کار عادی. بر این اساس، در صورتی که ولتاژ نیروگاه بادی از محدوده مجاز قابل تحمل خارج شود، نیروگاه از شبکه جدا می‌شود. این محدوده مجاز در دستورالعمل شبکه کشورهای مختلف متفاوت بوده و بر اساس قابلیت و توانایی هر شبکه تعیین می‌شود.

بنابراین، در صورت تغییر آرام ولتاژ، نیروگاه بادی باید مطابق با جدول (۴-۱) عمل نماید. در این جدول، منظور از حالت بار خانگی[۳۲]، جدا شدن از شبکه و در مدار بودن کلیه تجهیزات نیروگاه با استفاده از توان تولیدشده توسط ژنراتورها جهت تأمین مصرف داخلی نیروگاه می‌باشد [۱].

۴-۴- عملکرد سیستم حفاظتی در برابر تغییرات فرکانس

نیروگاه بادی، مانند نیروگاه‌های سنتی، در نقطه اتصال خود به شبکه دارای محدودیت در برابر تغییرات فرکانس می‌باشد. در دستورالعمل شبکه کشورها، محدوده تغییرات فرکانس متفاوت بوده و بر اساس قابلیت شبکه تعیین می‌شود. در مورد برخی از کشورها، خروج از این محدوده در برخی شرایط (مثلاً برای زمان خاص و یا در سطح ولتاژ خاص) مجاز شمرده می‌شود و نیروگاه بادی در این شرایط در حالت متصل به شبکه باقی می‌ماند. همچنین، در دستورالعمل شبکه برخی از کشورها، معیار بسیار ساده‌ای (تنها محدوده فرکانس مجاز) برای محدوده تغییرات فرکانس در نظر گرفته شده است؛ در صورتی که در برخی از کشورهای دیگر، محدوده تغییرات فرکانس همراه با تغییرات ولتاژ و توان خروجی نیروگاه در نظر گرفته شده است که دارای پیچیدگی بیشتری است.

بنابراین، در صورت تغییر فرکانس، نیروگاه بادی باید مطابق جدول (۴-۲) عمل نماید. در این جدول، تعریف حالت بار خانگی همان تعریف ذکرشده در بخش ۴-۳ است [۱].

[32] House Load

جدول (۴-۱): محدوده تغییرات ولتاژ نیروگاه بادی

نوع حالت	محدوده نوسانات ولتاژ در نقطه اتصال	نوع حالت و قابلیت‌های مورد نیاز
حالت عادی	۲± درصد ولتاژ نامی	بهره‌برداری از تمام قابلیت‌ها بدون محدودیت زمانی
حالت هشدار	افزایش بیش از ۲ درصد ولتاژ نامی و تا ۵ درصد آن	قابلیت جذب حداکثر توان راکتیو بدون محدودیت زمانی و بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید
حالت اضطراری	کاهش بیش از ۲ درصد ولتاژ نامی و تا ۱۰ درصد آن	تولید حداکثر توان راکتیو بدون محدودیت زمانی و بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید
حالت فوق‌اضطراری سطح ۱	افزایش بیش از ۵ درصد ولتاژ نامی و تا ۱۰ درصد آن	جذب حداکثر توان راکتیو بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید به مدت حداقل ۱۵ دقیقه. بعد از این مدت، نیروگاه می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد.
حالت فوق‌اضطراری سطح ۲	کاهش بیش از ۱۰ درصد ولتاژ نامی و تا ۱۳ درصد آن	تولید حداکثر توان راکتیو بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید به مدت حداقل ۶۰ دقیقه. بعد از این مدت، نیروگاه می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد.
حالت فوق‌اضطراری شدید	افزایش بیش از ۱۰ درصد ولتاژ نامی و یا کاهش بیش از ۱۳ درصد ولتاژ نامی	نیروگاه می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد.

جدول (۴-۲): محدوده تغییرات فرکانس نیروگاه بادی

محدوده فرکانس	نوع وضعیت و خواسته‌های بهره‌برداری
$۴۹/۷ \leq f \leq ۵۰/۳$	مجاز - نیروگاه در مدار بدون هیچ‌گونه محدودیت
$۴۸ \leq f < ۴۹/۷$ $۵۰/۳ < f \leq ۵۲$	اضطراری - بدون محدودیت زمانی در مدار. برای نیروگاه‌های با توان کمتر از ۱۰۰ مگاوات، حداکثر توان در دسترس تولید شود و برای نیروگاه‌های با توان ۱۰۰ مگاوات و بالاتر، تولید مطابق شکل (۲-۱) باشد.
$۴۷/۵ \leq f < ۴۸$	اضطراری - یک ساعت در مدار، توان تولیدی به میزان ۹۵ درصد حداکثر توان در دسترس باشد، سپس می‌تواند در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.
$f < ۴۷/۵$	فوق‌اضطراری - می‌تواند ابتدا کاهش بار داده و سپس در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.
$۵۲ < f$	فوق‌اضطراری - اجباراً کاهش بار داده و یا در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.

۴-۵- تحمل خطا

تحمل خطا عبارت است از عملکرد نیروگاه در حالت متصل به شبکه در صورتی که ولتاژ شبکه در اثر وقوع هر گونه خطا (اتصال کوتاه متقارن و نامتقارن) با کاهش روبرو شود. در صورت وقوع خطا در نقطه‌ای از شبکه، ولتاژ در سطح شبکه کاهش پیدا می‌کند؛ به گونه‌ای که بیشترین افت ولتاژ در محل وقوع خطا خواهد بود و با دور شدن از محل خطا، ولتاژ به تدریج افزایش پیدا می‌کند. در اثر وقوع خطا، بسته به محل خطا و مقاومت خطا، ولتاژ می‌تواند به صفر هم برسد. اگر تحمل خطا برای نیروگاه‌ها در نظر گرفته نشود، در اثر بروز خطا در شبکه، تعداد زیادی از آن‌ها از شبکه جدا می‌شوند؛ به همین دلیل، معمولاً تحمل خطا برای نیروگاه‌های سنتی در نظر گرفته می‌شود.

در گذشته، برای نیروگاه‌های بادی تحمل خطا لحاظ نمی‌شد و تنها محدوده ولتاژ مجاز قابل تحمل شبکه در نظر گرفته می‌شد. در صورت وقوع خطا، آن دسته از نیروگاه‌های بادی که ولتاژ نقطه اتصال آن‌ها از محدوده مجاز قابل تحمل شبکه خارج شده بود، از شبکه جدا می‌شدند. اما با توجه رشد نیروگاه‌های بادی در شبکه، این رویه دیگر کارآمد نیست. زیرا در صورت بروز خطا، اگر نیروگاه‌های بادی از قابلیت تحمل خطا برخوردار نباشند، تعداد زیادی از نیروگاه‌ها از شبکه جدا می‌شوند و بخش قابل توجهی از تولید شبکه از دست می‌رود که ممکن است مشکلات جدی برای شبکه به وجود آورد. به همین دلیل، در دستورالعمل شبکه بسیاری از کشورها، قابلیت تحمل خطا برای نیروگاه بادی الزامی شده است.

بنابراین، تحمل خطا در مورد نیروگاه بادی متصل به سطوح ولتاژ ۶۳ و ۶۶ کیلوولت الزامی نیست و تنها در صورت تشخیص بهره‌بردار شبکه الزامی خواهد بود. در مورد نیروگاه بادی متصل به سطوح ولتاژ ۱۳۲ کیلوولت و بالاتر، تحمل خطا الزامی است. زمان تحمل خطا توسط نیروگاه بادی باید حداقل برابر با زمان رفع خطا در شبکه باشد و در طول این مدت، نیروگاه نباید از شبکه جدا شود. زمان رفع خطا در شبکه مطابق با جدول (۴-۳) می‌باشد [۱]. سایر موارد (مانند میزان مجاز افت ولتاژ و زمان بازیابی ولتاژ پس از رفع خطا) بر اساس توافق‌نامه بین مالک نیروگاه بادی و بهره‌بردار شبکه تعیین می‌شوند. در صورت توافق بین مالک نیروگاه بادی و بهره‌بردار شبکه، مدت زمان رفع خطا را می‌توان افزایش داد؛ ولی در هر صورت، زمان‌های افزایش‌یافته رفع خطا طبق توافق‌نامه نباید بیش از ۲۰ درصد طولانی‌تر از زمان‌های ذکرشده در جدول (۴-۳) باشند.

جدول (۴-۳): زمان رفع خطا برای سطوح مختلف ولتاژی شبکه ایران

سطح ولتاژ (کیلوولت)	زمان رفع خطا (میلی‌ثانیه)
۴۰۰	۶۰
۲۳۰	۸۰
۱۳۲	۱۰۰
۶۳ و پایین‌تر	۱۳۰

فصل ۵

الزامات کیفیت توان

۵-۱- مقدمه

کیفیت برق، مبحثی است کلی که با تغییر خصوصیات و مشخصات انرژی الکتریکی سر و کار دارد. کیفیت مناسب برق، نشان‌دهنده وضعیت مناسب تغییرات یا اعوجاج یا اغتشاش در کمیت‌های ولتاژ، جریان و فرکانس می‌باشد. اگر کمیت‌های یادشده وضعیت مناسبی نداشته باشند، کیفیت برق نامناسب خواهد بود که می‌تواند خرابی و یا عملکرد نادرست تجهیزات شبکه و مشترکین را به دنبال داشته باشد. کیفیت برق شامل مسائل مهمی نظیر هارمونیک‌ها، فلیکر و ... می‌باشد.

نیروگاه‌های بادی بر اساس ساختارشان با نیروگاه‌های سنتی که فقط شامل یک ژنراتور سنکرون هستند، تفاوت زیادی دارند؛ زیرا معمولاً شامل ادوات الکترونیک قدرت هستند و همین ویژگی، می‌تواند تأثیرات آن‌ها را بر روی شبکه برق متمایز نماید. از آنجا که سرعت و جهت باد یک متغیر نامعین است، اگر نیروگاه بادی کنترل‌کننده‌های ویژه‌ای نداشته باشد، توان تولیدی کاملاً به طور اتفاقی تغییر خواهد کرد؛ به همین دلیل، معمولاً از مبدل الکترونیک قدرت برای اتصال توربین بادی به شبکه استفاده می‌شود. به همین دلیل، مسأله کیفیت توان برای اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه اهمیت زیادی دارد.

در این فصل به بررسی الزامات کیفیت توان نیروگاه بادی، که شامل چهار محور مهم فلیکر ولتاژ، نامتعادلی ولتاژ، هارمونیک‌ها و هارمونیک‌های میانی[۳۳] می‌باشند، پرداخته می‌شود. این الزامات هم مربوط به حوزه اتصال و هم مربوط به حوزه بهره‌برداری هستند؛ قبل از اتصال به شبکه، با داشتن تعداد توربین‌ها و مشخصات توربین‌ها و با انجام محاسبات ریاضی، شاخص‌های مربوط به هریک از محورهای کیفیت توان محاسبه و بررسی می‌شود که مقادیر محاسبه‌شده در محدوده مجاز قرار داشته باشند. سپس، در هنگام بهره‌برداری از نیروگاه بادی در شبکه، مقادیر واقعی شاخص‌های کیفیت توان باید در محدوده مجاز قرار داشته باشند.

۵-۲- فلیکر ولتاژ

فلیکر به تأثیر زودگذری که یک منبع روشنایی بر روی حس بینایی انسان ایجاد می‌کند، به گونه‌ای که طیف فرکانسی یا شدت روشنایی آن تغییر کند، اطلاق می‌گردد. طبق تعریف، فلیکر ولتاژ به تغییرات سریع و نوسانات ولتاژ به دلیل تغییر در بار مصرفی و یا کلیدزنی گفته می‌شود. فلیکر ولتاژ اغلب خود را به صورت سوسو زدن لامپ‌ها نشان می‌دهد. از عوامل اصلی تولید این پدیده بارهای صنعتی، ماشین‌های جوش‌کاری، کارخانه نورد آهن و کوره‌های قوس الکتریکی می‌باشند. فلیکر ولتاژ می‌تواند نور خروجی لامپ‌های رشته‌ای را به میزان زیادی کاهش دهد؛ اما در مورد نور

[33] Interharmonics

لامپ‌های گازی (تخلیه‌ای) تأثیر کمتری از خود نشان می‌دهد. به علاوه، نوسان ولتاژ می‌تواند روی گیرنده‌های تلویزیونی، وسایل کنترل الکترونیکی و کامپیوترها نیز تأثیر بگذارد.

برای اندازه‌گیری فلیکر از دستگاهی استفاده می‌شود که برای محاسبه دو شاخص به کار می‌رود: شاخص کوتاه‌مدت فلیکر و شاخص بلندمدت فلیکر. شاخص کوتاه‌مدت فلیکر، به میزان شدت فلیکر در یک دوره زمانی ۱۰ دقیقه‌ای گفته می‌شود. وقتی این شاخص برابر یک است، میزان فلیکر در آستانه آزاردهی چشم انسان می‌باشد. شاخص بلندمدت فلیکر، به میزان شدت فلیکر در یک دوره زمانی ۲ ساعته گفته می‌شود. الزامات مربوط به فلیکر در دستورالعمل شبکه بسیاری از کشورها ارائه شده است.

در کشور ایران استانداردی وضع شده که بر اساس آن، حداکثر میزان فلیکر ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در حالت‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت باید به ترتیب برابر با ۰/۸ و ۰/۶ باشد [۵]. این اغتشاش برای مولدهای بادی نیز در همین محدوده مجاز می‌باشد.

۵-۳- نامتعادلی ولتاژ

نامتعادلی یا عدم تعادل ولتاژ، به حالتی گفته می‌شود که مقادیر ولتاژ سه فاز با یکدیگر متفاوت بوده و یا اختلاف فاز ۱۲۰ درجه بین فازها وجود نداشته باشد. منشأ اصلی ایجاد نامتعادلی ولتاژ، وجود بارهای تک‌فاز در شبکه و توزیع غیریکنواخت آن‌ها روی سه فاز است. از دیگر دلایل ایجاد نامتعادلی ولتاژ می‌تواند سوختن فیوز یکی از فازهای سیستم تغذیه یا وجود کوره‌های القایی در بار مصرف‌کنندگان بزرگ باشد. نامتعادلی ولتاژ می‌تواند تأثیرات قابل ملاحظه‌ای در ژنراتورها به وجود آورد. همچنین، این پدیده اثرات حرارتی نامناسبی را روی برخی تجهیزات، مانند موتورها و ترانسفورماتورها، ایجاد می‌نماید که ممکن است موجب آسیب‌دیدگی این تجهیزات شود.

برای اندازه‌گیری این پدیده از شاخصی به نام درصد نامتعادلی ولتاژ استفاده می‌شود. برای این شاخص، دو تعریف ارائه شده است. طبق تعریف اول، درصد نامتعادلی ولتاژ برابر است با نسبت مقدار مؤلفه توالی منفی یا صفر ولتاژ به مؤلفه توالی مثبت آن ضرب در ۱۰۰ [۵]. طبق تعریف دوم، درصد نامتعادلی ولتاژ برابر است با قدرمطلق تفاضل بین حداکثر و حداقل ولتاژ خط سه‌فاز تقسیم بر میانگین ولتاژ خط ضرب در ۱۰۰ [۱۰]. در این نشریه از تعریف اول برای نامتعادلی ولتاژ استفاده شده است. الزامات مربوط به نامتعادلی ولتاژ در دستورالعمل شبکه برخی از کشورها نیز ارائه شده است.

در این نوع مولدها، درصد نامتعادلی ولتاژ باید حداکثر برابر با ۱ درصد باشد [۵].

۵-۴- هارمونیک‌ها

زمانی که سری فوریه یک کمیت متناوب تشکیل گردد، به مؤلفه‌های فرکانسی با مرتبه بزرگتر از یک در این سری، هارمونیک گفته می‌شود. در شبکه برق، هارمونیک‌ها، ولتاژها یا جریان‌های سینوسی هستند که فرکانس آن‌ها مضربی

صحیح از فرکانس نامی شبکه است. میزان اعوجاج هارمونیکی ولتاژ یا جریان، با استفاده از طیف کامل هارمونیکی شکل موج مربوطه توصیف می‌شود که در آن، هر مؤلفه هارمونیکی به شکل مجزا با دامنه و زاویه فاز خود مشخص می‌گردد. برخی از بارها (مانند بارهای غیرخطی، تجهیزات الکترونیکی مدرن و ...) جریان‌های هارمونیکی به شبکه تزریق می‌کنند که می‌توانند باعث ایجاد هارمونیک‌های ولتاژ شوند. این جریان‌ها و ولتاژهای هارمونیکی سبب اضافه حرارت در تجهیزات، ترانسفورماتورها و هادی‌های حامل جریان و عملکرد نامناسب تجهیزات حفاظتی (مانند فیوزها) می‌شوند. همچنین، ممکن است تشدید هارمونیکی به وجود آورند که می‌تواند موجب خرابی و آسیب‌دیدگی تجهیزات شبکه شود.

محدودیت هارمونیکی مربوط به هارمونیک‌های ولتاژ و هارمونیک‌های جریان است و در هریک از این موارد، به صورت محدودیت بر روی تک‌تک هارمونیک‌ها و نیز محدودیت بر روی اعوجاج کلی ارائه می‌شود. اعوجاج کلی ولتاژ یا جریان، که با THD[۳۴] نمایش داده می‌شود، طبق روابط زیر تعریف می‌شود:

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_n} \times 100 \qquad (۱-۵)$$

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2}}{V_n} \times 100 \qquad (۲-۵)$$

که در آنها I_h و V_h به ترتیب مؤلفه هارمونیکی مرتبه h جریان و ولتاژ و I_n و V_n به ترتیب جریان و ولتاژ نامی هستند. اعوجاج تکی ولتاژ یا جریان نیز به صورت نسبت دامنه هریک از هارمونیک‌ها به دامنه هارمونیک اصلی بر حسب درصد تعریف می‌شود.

برای این نوع مولدها، حدود مجاز هارمونیک‌ها باید مطابق با جداول (۵-۱) تا (۵-۳) باشد [۵].

۵-۵- هارمونیک‌های میانی

هارمونیک میانی، مؤلفه فرکانسی یک کمیت متناوب است که فرکانس آن مضرب غیرصحیحی از فرکانس اصلی آن کمیت باشد. در شبکه برق، هارمونیک‌های میانی، ولتاژها یا جریان‌های سینوسی هستند که فرکانس آن‌ها مضرب غیرصحیحی از فرکانس اصلی شبکه است. هارمونیک‌های میانی می‌توانند در شبکه‌های با سطوح مختلف ولتاژ ظاهر شوند. منبع اصلی تولید آن‌ها مبدل‌های فرکانسی، برخی یکسوکننده‌ها، موتورهای القایی و کوره‌های القایی هستند. سیگنال‌های مخابراتی که از طریق هادی‌های انتقال انرژی الکتریکی منتقل می‌شوند نیز می‌توانند به نوعی هارمونیک میانی در نظر گرفته شوند. هارمونیک‌های میانی در گیرنده‌های کنترل ریپل تأثیرات نامناسبی می‌گذارند و همچنین اثرات نامطلوبی در موتورهای الکتریکی و کوره‌های قوس الکتریکی دارند.

در این نوع مولدها، حد مجاز برای هر هارمونیک میانی برابر ۰/۲ درصد ولتاژ نامی است [۵].

[34] Total Harmonic Distortion

جدول (۵-۱): حداکثر حدود مجاز هارمونیک‌های جریان برای سطح ولتاژ ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت

درصد توان نامی به توان اتصال کوتاه در محل اتصال (R)	اعوجاج تکی هر هارمونیک جریان مرتبه n										اعوجاج کلی جریان (THD_i)
	n < ۱۱		۱۱ ≤ n < ۱۷		۱۷ ≤ n < ۲۳		۲۳ ≤ n < ۳۵		۳۵ ≤ n		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
R > ۵	۲	۰/۵	۱	۰/۲	۰/۷	۰/۲	۰/۳	۰/۱	۰/۱	۰	۲/۵
۲ < R ≤ ۵	۳/۵	۰/۹	۱/۷	۰/۴	۱/۲	۰/۳	۰/۵	۰/۱	۰/۲	۰	۴
۱ < R ≤ ۲	۵	۱/۲	۲/۲	۰/۶	۲	۰/۵	۰/۷	۰/۲	۰/۳	۰/۱	۶
۰/۱ < R ≤ ۱	۶	۱/۵	۲/۷	۰/۷	۲/۵	۰/۶	۱	۰/۲	۰/۵	۰/۱	۷/۵
R ≤ ۰/۱	۷/۵	۱/۹	۳/۵	۰/۹	۳	۰/۷	۱/۲	۰/۳	۰/۷	۰/۲	۱۰

جدول (۵-۲): حداکثر حدود مجاز هارمونیک‌های جریان برای سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت

درصد توان نامی به توان اتصال کوتاه در محل اتصال (R)	اعوجاج تکی هر هارمونیک جریان مرتبه n										اعوجاج کلی جریان (THD_i)
	n < ۱۱		۱۱ ≤ n < ۱۷		۱۷ ≤ n < ۲۳		۲۳ ≤ n < ۳۵		۳۵ ≤ n		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
۲ < R	۲	۰/۵	۱	۰/۲	۰/۷	۰/۲	۰/۳	۰/۱	۰/۱	۰/۰۴	۲/۵
R ≤ ۲	۳	۰/۷	۱/۵	۰/۴	۱/۱	۰/۳	۰/۴	۰/۱	۰/۲	۰/۰۵	۴

جدول (۵-۳): حداکثر حدود مجاز هارمونیک‌های ولتاژ

سطح ولتاژ (kV)	اعوجاج تکی هر هارمونیک ولتاژ		اعوجاج کلی ولتاژ (THD_v)
	فرد	زوج	
۶۳ و ۱۳۲	۱/۵	۰/۷	۲/۵
۲۳۰ و ۴۰۰	۱	۰/۵	۱/۵

فصل ۶

الزامات مدل‌سازی، پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع

۶-۱- مقدمه

در این فصل به الزامات مربوط به مدل‌سازی، پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع پرداخته می‌شود. برخی از این الزامات صرفاً مربوط به حوزه اتصال و برخی دیگر مربوط به هر دو حوزه اتصال و بهره‌برداری هستند. الزامات مدل‌سازی مربوط به حوزه اتصال هستند و قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه، باید مدل آن آماده و بررسی شده باشد. الزامات پایش، کنترل و ارتباطات مربوط به هر دو حوزه اتصال و بهره‌برداری هستند. ایجاد زیرساخت‌های مخابراتی لازم برای ارسال یا دریافت سیگنال‌های مورد نظر مربوط به حوزه اتصال است؛ اما در هنگام بهره‌برداری از شبکه، دریافت و ارسال سیگنال‌ها باید به درستی انجام شود. به همین صورت، الزامات ثبت وقایع مربوط به هر دو حوزه اتصال و بهره‌برداری هستند. ایجاد زیرساخت‌های لازم برای ثبت سیگنال‌های مورد نظر مربوط به حوزه اتصال است؛ اما در هنگام بهره‌برداری از شبکه، ثبت این سیگنال‌ها باید به درستی انجام شود.

۶-۲- مدل‌سازی

افزایش نفوذ نیروگاه‌های بادی در شبکه، نیاز به مطالعات جامع درباره تأثیر نیروگاه‌های بادی بر شبکه را افزایش داده است. این امر، مستلزم مشخص بودن اطلاعات توربین‌های بادی به منظور ارائه مدلی مناسب جهت استفاده در نرم‌افزارهای تحلیل شبکه است. توربین‌های بادی مدرن متصل به شبکه در دو حالت سرعت ثابت و سرعت متغیر بهره‌برداری می‌شوند و ژنراتور آن‌ها می‌تواند ژنراتور سنکرون و یا القایی باشد؛ همچنین، این توربین‌ها معمولاً همراه با مبدل‌های الکترونیک قدرت هستند. این عوامل باعث می‌شوند که مدل نیروگاه بادی مانند نیروگاه‌های سنتی نباشد و مبحث مدل‌سازی توربین بادی نیاز به الزامات مربوط به خود داشته باشد. در گذشته، به دلیل مسائل اقتصادی، سازندگان توربین‌های بادی در هنگام اتصال به شبکه، مدل‌های توربین‌های بادی را به صورت مدل جعبه سیاه[۳۵] ارائه می‌دادند و مدل توربین بادی، در حالتی که هیچ یک از عناصرش قابل تغییر و مشخص نبود، به بهره بردار شبکه تحویل داده می‌شد. بهره‌بردار، برای استفاده از مدل، ورودی‌های مورد نیاز را وارد مدل می‌کرد و سپس، آن مدل را در شبکه قرار می‌داد و نتایج شبیه‌سازی را بررسی می‌کرد. اما به تدریج، با زیادتر شدن نیروگاه‌های بادی، مدل‌سازی آن عام‌تر شد؛ تا جایی که چندین مدل عام برای توربین بادی ارائه شد و الزامات آن برای مدل‌سازی‌های توربین‌های مختلف بیان گردید.

به همین دلیل، مالک نیروگاه بادی باید قبل از اتصال به شبکه، مدل نیروگاه بادی را، که مناسب و قابل استفاده توسط بهره‌بردار شبکه باشد، در اختیار وی قرار دهد. این مدل شامل دو مدل استاتیکی و دینامیکی می‌باشد که مدل استاتیکی باید برای انجام تحلیل‌های پخش بار و اتصال کوتاه و مدل دینامیکی باید برای تحلیل‌های گذرا و دینامیکی

[35] Black box

شبکه مناسب باشد. مدل‌هایی که به بهره‌بردار شبکه داده می‌شوند، باید قابلیت ورود اطلاعات و تغییر آن‌ها را برای پارامترهای مورد نظر بهره‌بردار شبکه داشته باشند. مالک نیروگاه بادی باید مدل را به دو شکل (مدل تک‌تک توربین‌های بادی موجود در نیروگاه بادی و مدل مجتمع‌شده نیروگاه بادی) به بهره‌بردار شبکه تحویل دهد.

۶-۳- کنترل، پایش و ارتباطات

ارتباطات نیروگاه‌های بادی با بهره‌بردار شبکه برای کنترل آن، مانند نیروگاه‌های سنتی، امری بدیهی است. مالک نیروگاه بادی موظف به تأمین زیرساخت‌ها و سیگنال‌های لازم در زمینه فراهم‌سازی این ارتباطات می‌باشد تا بتواند اجازه اتصال به شبکه را پیدا کند. این سیگنال‌ها به چندین بخش تقسیم می‌شوند که بعضی از آن‌ها از بهره‌بردار شبکه به بهره‌بردار نیروگاه بادی ارسال می‌شوند و تعدادی از آن‌ها هم از بهره‌بردار نیروگاه بادی به بهره‌بردار شبکه ارسال می‌شوند. به همین دلیل، مالک نیروگاه بادی موظف است قبل از اتصال به شبکه، بسترهای مخابراتی مناسب را برای برقراری ارتباط با بهره‌بردار شبکه فراهم آورد و بعد از اتصال به شبکه، در حین بهره‌برداری، لازم است که آماده تبادل اطلاعات با بهره‌بردار شبکه باشد.

۶-۳-۱- فراهم‌سازی بسترهای مخابراتی

قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه، باید امکانات مخابراتی لازم فراهم شود. امکانات و کانال های مخابراتی بین نیروگاه و بهره‌بردار شبکه، چه به صورت تلفنی و چه به صورت خودکار و از راه دور، باید برقرار باشند.

در فرآیندهای کنترل و هماهنگی مانورها، برقراری تماس بین اتاق فرمان ژنراتورها و مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی یا منطقه‌ای (با توجه به مفاد دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری و ظرفیت نیروگاه) باید با استفاده از سیستم تلفنی ویژه دیسپاچینگ DTS (تلفن‌های اختصاصی بدون نیاز به شماره‌گیری) انجام گیرد. قابلیت‌ها و استانداردهای این سیستم توسط بهره‌بردار شبکه مشخص می‌گردد. مالک نیروگاه عهده‌دار تأمین تجهیزات لازم در محل اتاق فرمان ژنراتورها و پایانه‌های قابل اتصال به کانال‌های مخابراتی بین نیروگاه و مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه می‌باشد. علاوه بر این، مالک نیروگاه باید پیش‌بینی لازم را در محل اتاق ژنراتورها و دفاتر بهره‌برداری نیروگاه جهت ارسال و دریافت اطلاعات و گزارشات از طریق نمابر و یا پست الکترونیکی به عمل آورد.

قبل از شروع بهره‌برداری از اولین ژنراتور نیروگاه، مالک نیروگاه باید اطلاعات لازم را در رابطه با شماره تلفن های تماس، اعم از تلفن شهری، نمابر و PLC [۳۶] در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار دهد. بهره‌بردار شبکه نیز، متقابلاً این اطلاعات را در اختیار مالک نیروگاه قرار خواهد داد.

برای به دست آوردن اطلاعات، نصب دستگاه‌های اندازه‌گیری مورد نیاز است؛ بنابراین، پایانه‌های راه دور و تجهیزات جمع‌آوری اطلاعات و کنترل (SCADA) مربوط به پست بلافصل نیروگاه بادی، باید توسط مسئولان بهره‌برداری پست

[36] Power Line Carrier

بلافصل پیش‌بینی و در محل مناسبی در پست بلافصل و نقطه اتصال نیروگاه به شبکه نصب گردند. مسئولیت تهیه، نصب و راه‌اندازی این تجهیزات (SCADA) و رعایت کلیه استانداردها و پروتکل‌های جمع‌آوری و ارسال اطلاعات به عهده‌ی مالک پست نیروگاه بادی است. در صورت نیاز دیسپاچینگ ملی به پایانه‌های راه دور و تجهیزات جمع‌آوری اطلاعات و کنترل (SCADA) در نیروگاه، مالک نیروگاه ملزم به تهیه، نصب و راه اندازی این تجهیزات (SCADA) و رعایت کلیه استانداردها و پروتکل‌های جمع‌آوری و ارسال اطلاعات می‌باشد [۱].

۶-۳-۲- الزامات پایش و کنترل توربین‌های بادی

استاندارد IEC 61400-25-2 پایش سیگنال‌های مربوط به نیروگاه بادی را به دو دسته‌ی پایش اجباری و پایش اختیاری تقسیم‌بندی نموده است؛ پایش اجباری به معنی پایش حداقل سیگنال‌های مورد نیاز برای بهره‌برداری از نیروگاه بادی است؛ در مقابل، پایش اختیاری به معنی پایش سیگنال‌هایی علاوه بر سیگنال‌های اجباری می‌باشد. تمامی سیگنال‌های اجباری که در استاندارد مذکور معرفی شده‌اند، باید قابلیت پایش، اندازه‌گیری، ارسال و دریافت را داشته باشند. سیگنال‌هایی که باید به آن‌ها دسترسی داشت تنها شامل موارد یادشده نیست؛ بلکه دسترسی به هر سیگنال دیگری که بهره‌بردار شبکه لازم بداند باید فراهم شود.

همچنین، نیروگاه بادی قبل از اتصال به شبکه باید به توابع کنترلی زیر تجهیز شود:

- کنترل توان اکتیو
- کنترل سرعت ژنراتور
- کنترل زاویه پره‌های توربین
- کنترل ضریب توان
- کنترل فرکانس
- کنترل ولتاژ

علاوه بر اینها، هر سیستم کنترلی دیگری که بهره‌بردار شبکه لازم بداند، باید در نیروگاه بادی موجود باشد.

۶-۴- ثبت وقایع

مالک نیروگاه بادی موظف است در محل اتصال به شبکه، دستگاه‌های مورد نیاز برای ثبت وقایع را نصب نماید و برخی اطلاعات نیروگاه را که در ادامه ذکر شده، ثبت نماید. همچنین مالک نیروگاه بادی موظف است اطلاعات ثبت وقایع را در صورت نیاز در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار دهد. مشخصات دستگاه‌های یادشده توسط بهره‌بردار شبکه تعیین می‌شوند. حداقل اطلاعات نیروگاه که باید ثبت شوند عبارتند از:

- ولتاژ هر فاز
- جریان هر فاز

- توان اکتیو
- توان راکتیو
- فرکانس
- ولتاژ هر ژنراتور

اطلاعاتی که باید ثبت شوند تنها شامل موارد یادشده نیست؛ بلکه هر کمیت دیگری که بهره‌بردار شبکه لازم بداند باید ثبت شود و در صورت لزوم در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار گیرد.

فصل ۷

الزامات تست

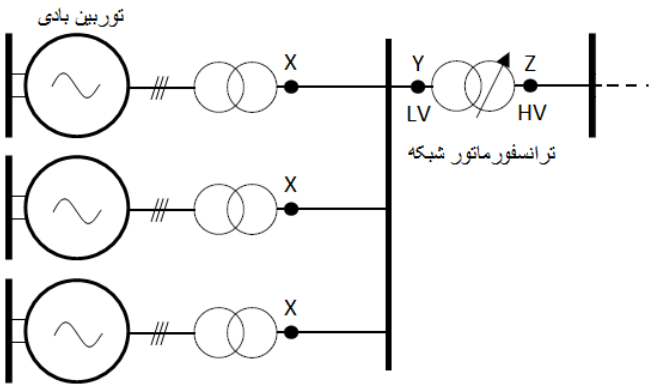
۷-۱- مقدمه

در کشورهای مختلف، بهره‌بردار شبکه برق با تدوین استاندارد یا دستورالعمل شبکه، قابلیت‌هایی را برای اتصال به شبکه از نیروگاه‌های بادی درخواست می‌کند. برای حصول اطمینان از اینکه یک نیروگاه بادی مطابق با دستورالعملی از پیش تعیین‌شده عمل می‌کند، پیش از اتصال به شبکه، باید تست‌های مرتبط با آن دستورالعمل را گذرانده باشد. این تست‌ها، با عنوان تست‌های اتصال، برای هر دستورالعملی متفاوت می‌باشند. این تست‌ها، بسته به مورد می‌توانند بر روی یک توربین بادی و یا بر روی مجموعه توربین‌ها (نیروگاه بادی) انجام شوند.

در مورد هر تست، موارد زیر باید مشخص شوند:

- حداقل شرایط مورد نیاز پیش از انجام تست (مانند وضعیت باد، تعداد توربین‌های در دسترس، ادوات کنترل توان راکتیو در دسترس و ....)
- اجراکننده تست و نظارت‌کننده بر حسن انجام آن
- تجهیزات انجام و اندازه‌گیری تست و دقت مورد نیاز برای آن‌ها
- روند انجام تست
- نقاط اندازه‌گیری و اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند
- معیار قبولی در تست

در این فصل، تعداد ۱۲ تست مورد نیاز برای بررسی برآورده شدن الزامات ارائه‌شده در فصل‌های قبل آورده می‌شوند. در این تست‌ها، برای رفع هرگونه ابهام، ساختار نیروگاه بادی و نقاط اندازه‌گیری مربوط به آن مطابق شکل (۷-۱) در نظر گرفته می‌شود. در تمام تست‌ها، نرخ اندازه‌گیری و ثبت کمیت‌ها و نیز تلرانس قابل قبول برای ارزیابی کمیت‌های اندازه‌گیری‌شده با توافق بین مالک نیروگاه و بهره‌بردار شبکه تعیین می‌شود. همچنین، در اندازه‌گیری یک کمیت در یک دوره زمانی، متوسط مقادیر اندازه‌گیری‌شده در طول دوره به عنوان مقدار کمیت در دوره زمانی یادشده در نظر گرفته می‌شود.



شکل (۷-۱): شماتیک نیروگاه بادی نمونه

۷-۲- تست راه‌اندازی و خاموشی- نرخ تغییر توان اکتیو

هدف: تأیید توانایی نیروگاه بادی در راه‌اندازی و خاموشی مطلوب مورد نظر است.

شرایط پیش از انجام تست: بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده تست باید تعیین کند که چه میزان از توان نامی نیروگاه برای انجام این تست و شبیه‌سازی شرایط کاری عادی مورد نیاز است. در غیر این‌صورت، پیشنهاد می‌شود شرایط باد پیش از شروع تست و میزان در دسترس بودن توربین‌های بادی به اندازه‌ای باشد که نیروگاه بادی بتواند حداقل به میزان ۵۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.

روند انجام این تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه نیروگاه بادی انجام می‌شود.
- نیروگاه بادی راه‌اندازی شود و توان اکتیو خروجی آن از مقدار حداقل قابل تولید به مقدار حداکثر توان در دسترس برسد.
- نیروگاه بادی، پس از راه‌اندازی و رسیدن به حداکثر توان در دسترس، به مدت ۱۰ دقیقه این توان را تولید کند.
- توان نیروگاه بادی از مقدار حداکثر قابل تولید تا مقدار حداقل کاهش یابد.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط نیروگاه بادی بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)

معیارهای قبولی عبارتند از:

- راه‌اندازی مطلوب نیروگاه بادی به شرطی که هیچ یک از ادوات حفاظتی - که به صورت صحیح تنظیم شده‌اند - عملکرد نداشته باشند.
- اگر با موافقت مالک نیروگاه بادی و بهره‌بردار شبکه، حدودی برای نرخ افزایش/کاهش توان اکتیو تعیین شده باشند، نرخ تغییر توان اکتیو در طول روند راه‌اندازی، تولید توان حداکثر و خاموشی نباید از این حدود فراتر رود.

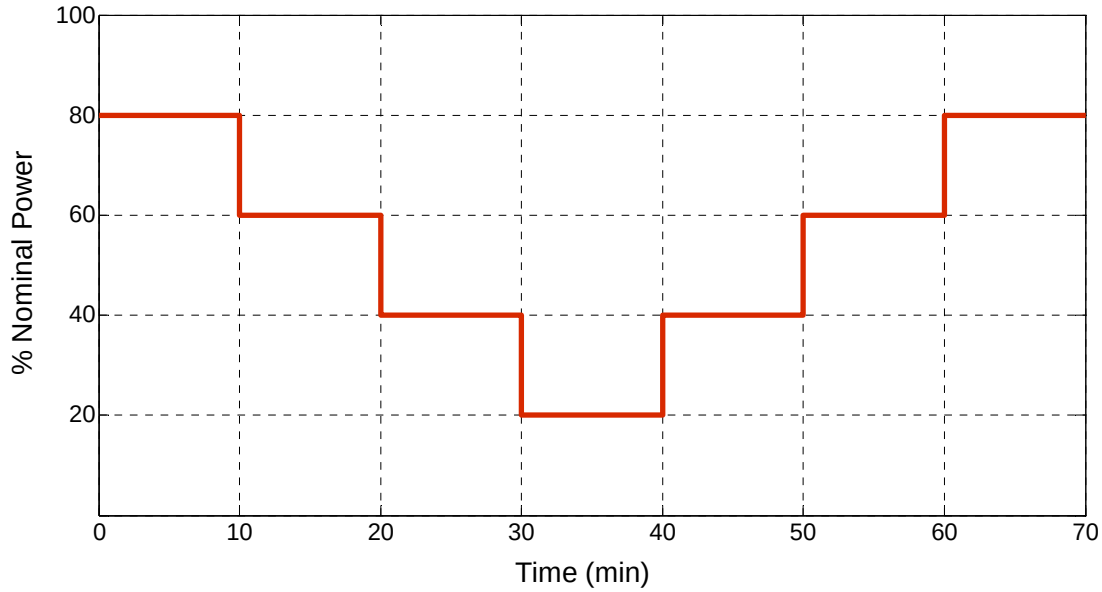
۷-۳- تست تولید توان اکتیو ثابت بر اساس مقادیر مرجع مشخص

هدف: تأیید توانایی نیروگاه بادی در تولید توان اکتیو ثابت براساس مقادیر مرجع مشخص مورد نظر است. سنجیدن ظرفیت نیروگاه بادی، هدف دیگر این تست می‌باشد.

شرایط پیش از انجام تست: شرایط باد پیش از شروع تست باید به گونه‌ای باشد که نیروگاه بادی بتواند حداقل به میزان ۹۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه نیروگاه بادی انجام می‌شود.
- سیستم کنترل توان اکتیو فعال شود.
- مرجع توان اکتیو، به تشخیص بهره‌بردار شبکه و اجراکننده تست، در زمان‌های مشخص و با مقادیر مشخص تغییر داده شود. بهره‌بردار نیروگاه بادی یا اجراکننده تست می‌تواند مقادیر مرجع را بر اساس شکل (۷-۲) به صورت درصدی از ظرفیت نامی نیروگاه بادی به سیستم کنترل توان اکتیو اعمال کند.
- اگر شرایط باد مساعد بود، توان اکتیو باید تا جائی که امکان دارد به ۱۰۰٪ ظرفیت نامی نزدیک شود (حداقل این توان برابر با ۹۰٪ ظرفیت نامی است).
- هر مقدار مرجع توان اکتیو به مدت ۱۰ دقیقه تولید شود.
- سیستم کنترل توان اکتیو غیر فعال شود.



شکل (۷-۲): تغییر مقدار مرجع توان اکتیو بر حسب درصدی از توان نامی

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط نیروگاه بادی بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)

- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)

معیارهای قبولی عبارتند از:

- توان اکتیو در مدت ۱۰ دقیقه، در محدوده قابل قبول توسط بهره‌بردار شبکه، پیرامون هر مقدار مرجع تولید شود. این معیار برای تأیید توانایی نیروگاه بادی در تولید توان اکتیو ثابت است.
- نیروگاه بادی بتواند حداقل به میزان ۹۰٪ ظرفیت نامی خود توان اکتیو تولید کند. این معیار برای تأیید ظرفیت نامی نیروگاه بادی است.
- اگر با موافقت مالک نیروگاه بادی و بهره‌بردار شبکه، حدودی برای نرخ افزایش/کاهش توان اکتیو تعیین شده باشند، تغییرات توان اکتیو در طول تست نباید از این حدود تجاوز کند.
- هیچ یک از ادوات حفاظتی - که به صورت صحیح تنظیم شده‌اند - عملکرد نداشته باشند.

۷-۴- تست منحنی توان اکتیو-فرکانس

هدف: تأیید توانایی نیروگاه بادی برای مشارکت در کنترل فرکانس شبکه مورد نظر است. در این تست، مقصود از منحنی توان اکتیو-فرکانس، منحنی ارائه‌شده در شکل (۲-۱) می‌باشد. این تست برای نیروگاه‌های بادی با ظرفیت بیشتر از ۱۰۰ مگاوات می‌باشد.

شرایط پیش از انجام تست عبارتند از:

- با توجه به اینکه در این تست، عملکرد سیستم کنترل فرکانس مدنظر است، بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده تست باید تعیین کند که چه میزان از توان نامی نیروگاه برای انجام این تست و شبیه‌سازی شرایط کاری عادی مورد نیاز است. در غیر این صورت، پیشنهاد می‌شود که شرایط باد پیش از شروع تست و میزان در دسترس بودن توربین‌های بادی به اندازه‌ای باشد که نیروگاه بادی بتواند حداقل به میزان ۵۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.
- تست‌های توان اکتیو (بخش‌های ۷-۲ و ۷-۳) با موفقیت گذرانده شده باشند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه نیروگاه بادی انجام می‌شود.
- منحنی توان اکتیو-فرکانس، با تنظیم دروپ بر روی مقدار مورد توافق میان مالک نیروگاه بادی و بهره‌بردار شبکه، توسط بهره‌بردار نیروگاه بادی یا اجراکننده تست به سیستم کنترل فرکانس اعمال شود.
- سیستم کنترل فرکانس فعال شود.
- سیگنال‌های فرکانس شماره ۳، ۵ و ۷، که در شکل (۷-۳) مشخص شده‌اند، به فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه اضافه و مجموع آن‌ها به عنوان فیدبک به سیستم کنترل فرکانس اعمال شود. مقدار هر سیگنال اعمال‌شده، تا

زمانی که توان اکتیو به شرایط ماندگار برسد، ثابت باقی می‌ماند (زمان T در شکل (۷-۳) که توسط بهره‌بردار شبکه تعیین می‌شود).

- فاصله زمانی میان تزریق دو سیگنال با مقادیر متفاوت باید به اندازه‌ای باشد که تغییر توان اکتیو، ناشی از تزریق سیگنال قبلی، به شرایط ماندگار رسیده باشد.
- برای انجام این تست، با توجه به منحنی توان اکتیو-فرکانس ارائه‌شده در شکل (۲-۱)، ظرفیت رزرو برای نیروگاه بادی صفر است؛ به عبارت دیگر، در فرکانس نامی، نیروگاه بادی باید ۱۰۰٪ توان اکتیو در دسترس خود را تولید نماید.
- در صورتی که در توافق‌نامه میان بهره‌بردار شبکه و مالک نیروگاه بادی، عملکرد در مقادیر متفاوت دروپ ذکر شده باشد، تست‌ها باید با تغییر مقدار دروپ تکرار شوند.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط نیروگاه بادی بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه

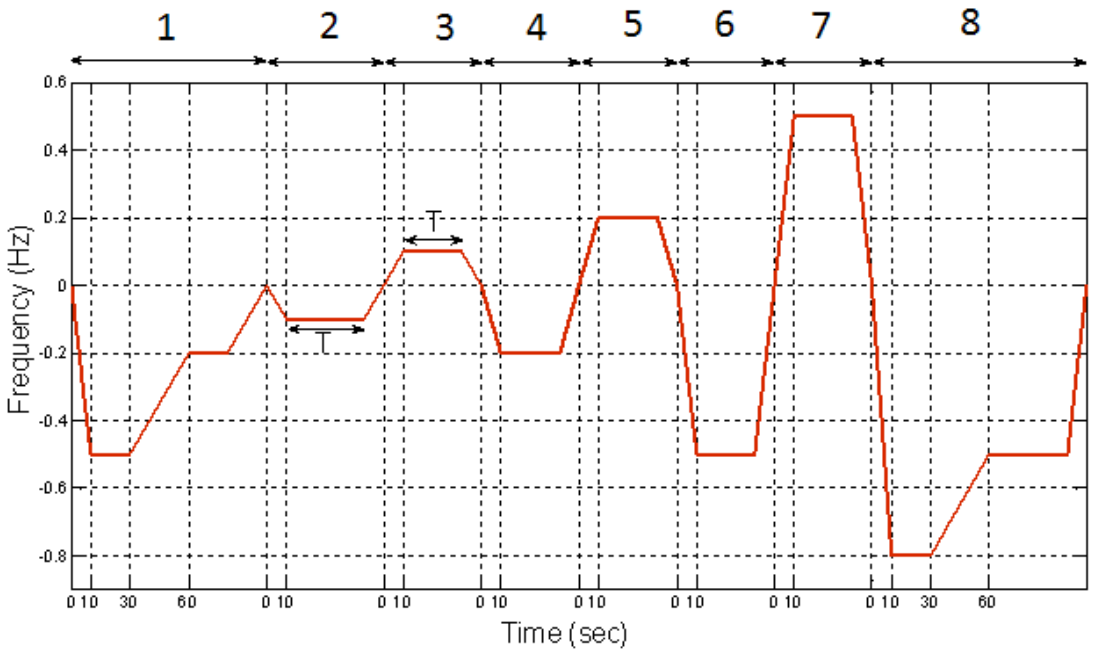
معیارهای قبولی عبارتند از:

- تطابق تغییرات توان اکتیو ناشی از تغییر فرکانس با شکل (۲-۱).
- در صورت انجام تست‌ها در مقادیر متفاوت دروپ، قابلیت تنظیم دروپ سیستم کنترل فرکانس سنجیده شود.

۷-۵- تست سیستم تنظیم ولتاژ

هدف: توانایی نیروگاه بادی در تنظیم ولتاژ نقطه اتصال در بازه مورد نظر باید تأیید شود.

شرایط پیش از انجام تست: با توجه به اینکه در این تست، عملکرد سیستم کنترل ولتاژ مدنظر است، بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده تست باید تعیین کند که چه میزان از توان نامی نیروگاه برای انجام این تست و شبیه‌سازی شرایط کاری عادی مورد نیاز است. در غیر این صورت، پیشنهاد می‌شود که شرایط باد پیش از شروع تست و میزان در دسترس بودن توربین‌های بادی به اندازه‌ای باشد که نیروگاه بادی بتواند حداقل به میزان ۵۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.



شکل (۷-۳): سیگنال فرکانس تزریق‌شده به سیستم کنترل فرکانس

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه نیروگاه بادی انجام می‌شود.
- مرجع ولتاژ تقریباً به اندازه ولتاژ نامی شبکه تنظیم شود.
- مرجع ولتاژ با پله‌هایی به اندازه ۱٪ ولتاژ نامی، تا زمانی که ضریب توان نیروگاه از محدوده ۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز خارج نشده باشد، افزایش یابد. سپس، مرجع ولتاژ با پله‌هایی به اندازه ۱٪ ولتاژ نامی، تا زمانی که ضریب توان نیروگاه از محدوده ۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز خارج نشده باشد، کاهش یابد. در نهایت، مرجع ولتاژ به ولتاژ نامی شبکه بازگردانده شود.
- زمان میان مرجع‌دهی به سیستم تنظیم ولتاژ باید به گونه‌ای تنظیم شود که ولتاژ نقطه اتصال و توان راکتیو مرحله قبل به مقدار حالت ماندگار رسیده باشند.
- تست‌های فوق با یک تنظیم مشخص AVR، با نظر بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده تست، با تغییر تپ ترانسفورماتور شبکه تکرار شوند. تغییر تپ باید برای تمام تپ‌ها و به ترتیب انجام شود.
- تست‌ها در کل بازه مجاز ولتاژ و توان راکتیو انجام می‌شوند؛ مگر اینکه بهره‌بردار شبکه تشخیص دهد انجام تست در بازه یادشده بر روی شبکه اثر منفی به همراه دارد.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- توان اکتیو در دسترس قابل تولید توسط نیروگاه بادی بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال

- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- وضعیت تپ ترانسفورماتور شبکه در هر مرحله از تست
- مرجع تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ

معیارهای قبولی عبارتند از:

- تأیید عملکرد صحیح AVR بر اساس مرجع ولتاژ. به ازای هر مرجع ولتاژ AVR و در یک بازه‌ی زمانی مناسب، ولتاژ ترمینال نیروگاه بادی باید با درصد خطایی قابل قبول تنظیم شود.
- تأیید عملکرد صحیح تپ‌های ترانسفورماتور شبکه.
- عدم عملکرد ادوات حفاظتی - که به صورت صحیح تنظیم شده‌اند - در محدوده‌های مجاز ولتاژ در طول انجام تست.

۷-۶- تست ظرفیت توان راکتیو

هدف: تأیید اینکه نیروگاه بادی قادر است در بازه مشخص‌شده توسط بهره‌بردار شبکه، توان راکتیو تولید/مصرف کند.

شرایط پیش از انجام تست: شرایط باد پیش از شروع تست باید به گونه‌ای باشد که نیروگاه بادی بتواند به میزان ۸۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.

روند انجام تست: این تست شامل دو قسمت با عناوین "تست ظرفیت راکتیو خازنی" و "تست ظرفیت راکتیو سلفی" می‌باشد.

روند انجام تست ظرفیت راکتیو خازنی به صورت زیر است:

- مرجع ولتاژ تقریباً به اندازه ولتاژ نامی شبکه تنظیم شود.
- سیستم AVR فعال شود؛
- با تغییر پله‌ای مرجع ولتاژ (هر پله حدود ۱٪) توان راکتیو نیروگاه بادی به حداکثر مقدار خازنی خود برسد. پله‌های ولتاژ تا جایی که توان راکتیو به محدوده منحنی قابلیت ژنراتور برسد تغییر داده شوند.
- نیروگاه بادی توان اکتیو به اندازه ۲۰٪، ۴۰٪، ۶۰٪ و اگر شرایط مساعد بود، ۸۰٪ توان نامی خود را در مقدار توان راکتیو حداکثر خازنی تولید کند. نیروگاه در هر پله باید ۱۰ دقیقه توان تولید کند.
- سیستم کنترل توان اکتیو بر روی حداکثر توان اکتیو در دسترس تنظیم شود؛ نیروگاه بادی، در حداکثر توان راکتیو خازنی، به مدت ۶۰ دقیقه توان تولید کند.

روند انجام تست ظرفیت راکتیو سلفی به صورت زیر است:

- مرجع ولتاژ تقریباً به اندازه ولتاژ نامی شبکه تنظیم شود.
- سیستم AVR فعال شود؛
- با تغییر پله‌ای مرجع ولتاژ (هر پله حدود ۱٪) توان راکتیو نیروگاه بادی به حداکثر مقدار سلفی خود برسد. پله‌های ولتاژ تا جایی که توان راکتیو به محدوده منحنی قابلیت ژنراتور برسد تغییر داده شوند.
- نیروگاه بادی توان اکتیو به اندازه ۲۰٪، ۴۰٪، ۶۰٪ و اگر شرایط مساعد بود، ۸۰٪ توان نامی خود را در مقدار توان راکتیو حداکثر سلفی تولید کند. نیروگاه در هر پله باید ۱۰ دقیقه توان تولید کند.
- سیستم کنترل توان اکتیو بر روی حداکثر توان اکتیو در دسترس تنظیم شود؛ نیروگاه بادی، در حداکثر توان راکتیو سلفی، به مدت ۱۵ دقیقه توان تولید کند.

اگر بهره‌بردار شبکه تشخیص دهد که انجام تست‌های ولتاژ و توان راکتیو در بخشی از محدوده‌های آن بر روی عملکرد شبکه مورد نظر اثر منفی به همراه دارد، می‌تواند در زمان انجام تست بازه تغییرات ولتاژ یا توان راکتیو را محدودتر نماید.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط نیروگاه بادی بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- وضعیت تپ ترانسفورماتور شبکه
- مرجع تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ

معیارهای قبولی عبارتند از:

- تأیید اینکه نیروگاه بادی می‌تواند در شرایط مختلف تولید توان اکتیو، حداکثر توان راکتیو خود را تولید یا مصرف کند؛ به گونه‌ای که ضریب توان در محدوده ۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز باقی بماند.
- هیچ یک از ادوات حفاظتی- که به صورت صحیح تنظیم شده‌اند - در حین انجام تست نباید عملکرد داشته باشند.

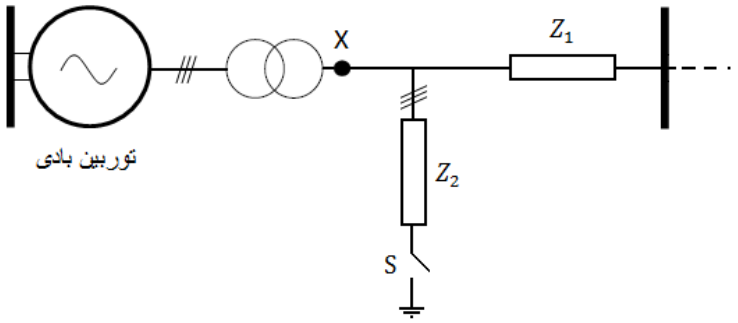
۷-۷- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT)

هدف: تأیید اینکه نیروگاه بادی قادر است شرایط خطا یا افت ولتاژ را مطابق با بخش ۴-۴ تحمل کند. روند انجام تست برای سطوح مختلف ولتاژ یکسان، ولی مدت‌زمان تحمل ولتاژ متفاوت است. مقصود از عبارت "ولتاژ خطا" در این تست، یک مقدار مورد توافق میان مالک نیروگاه و بهره‌بردار شبکه است.

شرایط پیش از انجام تست: شرایط باد پیش از شروع تست باید به گونه‌ای باشد که نیروگاه بادی بتواند به میزانی بیش از ۹۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی ژنراتورهای بادی انجام می‌شود.
- مدار شبیه‌سازی اتصال کوتاه مطابق شکل (۷-۴) بسته شود.
- مقدار امپدانس Z_1 به اندازه‌ای انتخاب شود که اثر اتصال کوتاه در نقطه X بر روی شبکه به حداقل برسد و در عین حال اثر آن بر روی پاسخ حالت گذرای ژنراتور بادی نیز چندان زیاد نباشد.
- اتصال کوتاه یا افت ولتاژهای مورد نظر توسط امپدانس Z_2 و کلید S ایجاد می‌شوند. مقدار امپدانس Z_2، پیش از متصل کردن ژنراتور به این مدار، بر مبنای میزان ولتاژی که قرار است ایجاد شود انتخاب می‌شود. کلید S باید قادر باشد، با دقت خوبی، امپدانس Z_2 را در هر سه فاز به صورت جداگانه قطع و وصل کند. این کلید می‌تواند یک کلید قدرت مکانیکی یا کلید الکترونیک قدرت باشد.



شکل (۷-۴): مدار تست LVRT

- شکل (۷-۵) نمودار ولتاژ افت‌کرده بر حسب زمان را در نقطه X نمایش می‌دهد (در حالت بدون ژنراتور). دقت‌های مورد نیاز در تولید این افت ولتاژ در شکل مشخص شده‌اند. اندازه ولتاژی که به ترمینال ژنراتور در هر فاز داده می‌شود باید با این الگو تغییر کند.
- این تست شامل انجام کلیدزنی به گونه‌ای است که در صورت عدم وجود ژنراتور، ولتاژی مطابق با شکل (۷-۵) با اندازه و زمان افت مشخص در هر سطح ولتاژ، در ترمینال ایجاد می‌شد. مطابق این شکل، ابتدا ولتاژ در

محدوده قابل تحمل است (بیش از ۸۷٪ مقدار نامی) و سپس در یک مدت زمان مشخص ولتاژ افت‌کرده‌ای توسط مدار تست ایجاد شده و پس از آن ولتاژ دوباره به محدوده مجاز بازگردانده می‌شود.

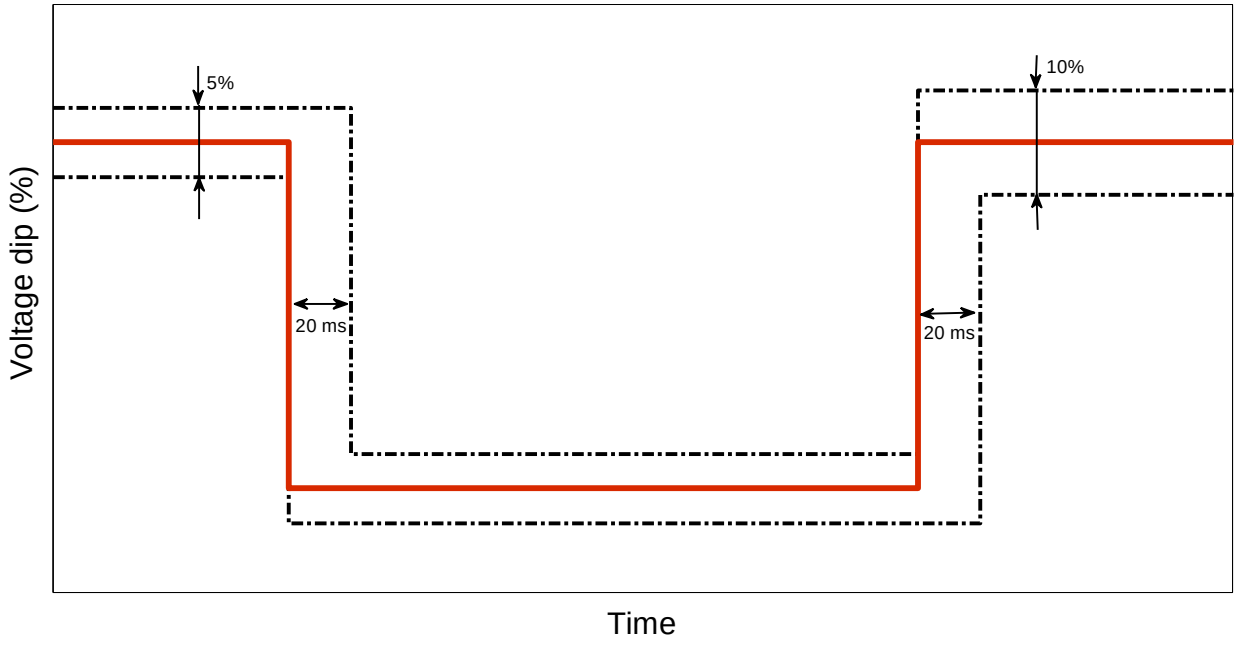
- بهره‌بردار باید تست‌ها را در دو مقدار متفاوت از توان اکتیو ژنراتور بادی انجام دهد. این مقادیر به صورت زیر پیشنهاد می‌شوند:

۱) بین ۱۰٪ تا ۳۰٪ توان نامی

۲) بیش از ۹۰٪ توان نامی

تست برای سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت: مراحل تست عبارتند از:

- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در هر سه فاز در مدت ۶۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در دو فاز در مدت ۶۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در یک فاز در مدت ۶۰ میلی‌ثانیه



شکل (۷-۵): افت ولتاژ ایجاد شده در ترمینال ژنراتور بادی در زمانی که هنوز ژنراتور به مدار تست متصل نشده است

تست برای سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت: مراحل تست عبارتند از:

- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در هر سه فاز در مدت ۸۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در دو فاز در مدت ۸۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در یک فاز در مدت ۸۰ میلی‌ثانیه

تست برای سطح ولتاژ ۱۳۲ کیلوولت: مراحل تست عبارتند از:

- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در هر سه فاز در مدت ۱۰۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در دو فاز در مدت ۱۰۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در یک فاز در مدت ۱۰۰ میلی‌ثانیه

تست برای سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و کمتر: مراحل تست عبارتند از:

- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در هر سه فاز در مدت ۱۳۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در دو فاز در مدت ۱۳۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در یک فاز در مدت ۱۳۰ میلی‌ثانیه

در مورد هریک از تست‌های فوق، مدت تحمل خطا طبق نظر بهره‌بردار شبکه می‌تواند تا ۲۰٪ افزایش یابد (بخش ۴-۴).

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در ترمینال ژنراتور
- توان راکتیو خروجی بر حسب مگاوار در ترمینال ژنراتور
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در ترمینال ژنراتور (هر دو سمت ترانسفورماتور)
- ولتاژهای توالی مثبت، منفی و صفر در ترمینال ژنراتور (هر دو سمت ترانسفورماتور)
- جریان سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در ترمینال ژنراتور
- جریان‌های توالی مثبت، منفی و صفر در ترمینال ژنراتور
- سرعت روتور

معیار قبولی: ژنراتور هر کدام از مقادیر ولتاژ را در زمان‌های مورد نظر تحمل کند.

۷-۸- تست‌های کیفیت توان

در این بخش، نحوه تست الزامات کیفیت توان نیروگاه بادی ارائه می‌شود. نحوه اندازه‌گیری شاخص‌های مناسب برای این الزامات و مشخصات فنی وسایل اندازه‌گیری باید مطابق با [۵] باشد.

۷-۸-۱- فلیکر ولتاژ

هدف: تأیید اینکه فلیکر ولتاژ خارج از محدوده‌های مشخص‌شده در بخش ۵-۲ نمی‌باشد.

روند انجام تست: اندازه‌گیری فلیکر کوتاه‌مدت و بلندمدت در حین انجام مراحل مختلف تست‌های ارائه‌شده در بخش‌های (۷-۲) تا (۷-۶) انجام شود.

معیار قبولی: میزان فلیکر کوتاه‌مدت و بلندمدت به ترتیب حداکثر برابر ۰/۸ و ۰/۶ باشند.

۷-۸-۲- نامتعادلی ولتاژ

هدف: تأیید اینکه نامتعادلی ولتاژ از حد مشخص‌شده در بخش ۵-۳ فراتر نمی‌رود.

روند انجام تست: اندازه‌گیری نسبت مؤلفه توالی منفی/صفر ولتاژ به مؤلفه توالی مثبت آن در حین انجام مراحل مختلف تست‌های ارائه‌شده در بخش‌های (۷-۲) تا (۷-۶) انجام شود.

معیار قبولی: درصد نامتعادلی ولتاژ اندازه‌گیری‌شده از ۱٪ تجاوز نکند.

۷-۸-۳- هارمونیک ولتاژ و جریان و هارمونیک‌های میانی

هدف: تأیید اینکه نیروگاه بادی هارمونیک‌های جریان و ولتاژ و هارمونیک‌های میانی را خارج از محدوده‌های مشخص‌شده در بخش‌های (۵-۴) تا (۵-۵) تولید نمی‌کند.

روند انجام تست: اندازه‌گیری هارمونیک‌های ولتاژ و جریان و هارمونیک‌های میانی در حین انجام مراحل مختلف تست‌های ارائه‌شده در بخش‌های (۷-۲) تا (۷-۶) انجام شود.

معیار قبولی: مقدار هارمونیک‌های اندازه‌گیری‌شده (شامل هارمونیک‌های جریان و ولتاژ) مطابق جداول (۵-۱) تا (۵-۳) و مقادیر هارمونیک‌های میانی مطابق با بخش (۵-۵) باشد.

۷-۹- تست مدل‌سازی

نیروگاه بادی شامل چند بخش است که مالک نیروگاه بادی باید مدل هریک از آن‌ها را به طور جداگانه به بهره‌بردار شبکه ارائه دهد. سپس بهره‌بردار شبکه برای شناسایی پارامترها و اجزاء مدل‌های ارائه‌شده، باید از تزریق سیگنال‌های ورودی به مدل و بررسی خروجی آن‌ها (در حالت جدا از شبکه) استفاده کند و آن‌گاه، مدل شناسایی‌شده نیروگاه را در نرم‌افزار خود وارد کند. برای تست این مدل، بهره‌بردار شبکه باید از دو نوع داده استفاده کند:

۱) داده‌هایی که در هنگام انجام تست‌های اتصال نیروگاه به شبکه ثبت شده‌اند.

۲) داده‌هایی که مربوط به تأثیر تغییرات شبکه بر عملکرد نیروگاه هستند.

۷-۱۰- تست سیگنال‌های مخابراتی و کنترلی

تمامی سیگنال‌های کنترلی و مخابراتی ذکرشده در بخش ۵-۳، باید مورد آزمون یا بازرسی قرار گیرند. آزمودن این سیگنال‌ها دستورالعمل خاصی ندارد؛ برای آزمودن عملکرد درست هر سیگنال، با ارسال سیگنال‌های آزمایشی از نیروگاه به بهره‌بردار شبکه و برعکس، می‌توان از ارسال یا دریافت درست داده هر سیگنال اطمینان حاصل نمود. اگر بهره‌بردار شبکه، برای دریافت یا ارسال هر سیگنال مخابراتی و یا عملکرد هر سیگنال کنترلی، مدت زمانی را مشخص کرده باشد، با ارسال سیگنال‌های آزمایشی، عملکرد درست هر یک از سیگنال‌ها در مدت زمان مورد نظر می‌تواند معیار عملکرد صحیح آن‌ها باشد.

منابع

۱- شرکت توانیر، "روش‌های اجرایی اتصال به شبکه: روش اجرایی شرایط اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه"، ۱۳۸۱.

۲- شرکت توانیر، "دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری"، ۱۳۷۶.

۳- شرکت توانیر، "دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه توزیع نیروی برق"، ۱۳۸۸.

۴- شرکت توانیر، "دستورالعمل آزمون اتصال مولد مقیاس کوچک به شینه فشار متوسط پست‌های فوق‌توزیع"، ۱۳۸۸.

۵- شرکت توانیر، "استاندارد صنعت برق ایران - مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق)"، ۱۳۸۱.

۶- سازمان انرژی‌های نو ایران، "مجموعه اطلاعات راهنمای احداث نیروگاه‌های برق تجدیدپذیر غیردولتی"، ویرایش اول، ۱۳۸۵.

۷- سازمان انرژی‌های نو ایران، " معیارها و الزاماتی که در نگارش گزارش مطالعه امکان‌سنجی باید در نظر گرفته شود"، ۱۳۸۹.

۸- معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو، "ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۰"، ۱۳۹۲.

۹- سازمان انرژی‌های نو ایران، "از انرژی‌های نو چه می‌دانید: انرژی باد ۱"، www.suna.org.ir .

10- Centre for Wind Energy Technology, "Indian Wind Grid Code [Draft]", India, 2009.

11- IEC 61400-21: Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, 2008.

12- IEC 61400-25-2, "Wind turbines – Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information models", 2006.

13- IEC 61400-24, "Wind turbines – Part 24: Lightning protection", 2010.

14- IEEE Standard C37.013, "AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis", 1997.

15- AWEA,"Electrical Guide to Utility Scale Wind Turbines", http://www.awea.org.

16- ABB, "Wind Farm Planning Interconnection Report for BCTC -Stages 1&2", 2005.

17- ABB, "Wind Farm Operations Impact Report for BCTC -Stage 3", 2005.

18- Global Wind Energy Council (GWEC), "Global Wind 2012 Report", www.gwec.net .

19- J. F. Manwell, J. G. McGowan and A. L. Rogers, "Wind energy explained", John Wiley & Sons, USA, 2002.

20- http://www.sabaniroo.co.ir/news/admin/SabaNiroo cataloge english.pdf.

21- T. Ackerman (editor), "Wind power in power systems", John Wiley & Sons, USA, 2005

22- O. Wasynczuk, D.T. Man and J.P. Sullivan, "Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 100, No. 6, pp.2837-2845, June 1981.

23- P.M. Anderson and A. Bose, "Stability simulation of wind tirbine systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 102, No. 12, pp.3791-3795, Dec 1983.

24- J.G. Slootwe, "Wind power: modelling and impact on power system dynamics", Ph.D. thesis, Delft University of Thechnology, Dec 2003.
25- J.G. Slootweg, "Wind power: modelling and impact on power system dynamics", Delft University of Technology, Netherlands, 2003.
26- F. Mei and B. Pal, "Modal analysis of grid-connected doubly fedinduction generators", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 22, No. 3, pp. 728-736, 2007.
27- V. Akhmatov and H. Knudsen, "An aggregate model of a grid-connected, large scale, offshore wind farm for power stability investigations-importance of windmill mechanical system", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 24, No. 9, pp. 709-717, 2002.
28- CIGRE Technical Brochure on modeling and dynamic behavior of wind generation as it relates to power system control and dynamic performance, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Jan. 2007.
29- G. Tsourakis, B.M. Nomikos, and C.D. Vournas, "Effect of wind parks with doubly fed asynchronous generators on small-signal stability", Electric Power Systems Research, Vol. 79, No. 1, pp. 190-200, 2009.
30- http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-2-grid-integration/chapter-1-setting-the-scene.
31- CER, "Wind Farm Transmission Grid Code Provisions", Ireland, 2004.
32- EIRGRID, "Grid Code Compliance Test Procedure for Wind Farms", Ireland, 2010.
33- ENERGINET, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW", Denmark, 2010.
34- NORDEL,"Nordic Grid Code", 2007.
35- Canadian Wind Energy Association,"Canadian Grid Code for Wind Developments-Integrated French-English-Final",2005.
36- Hydro-Québec TransEnergie, "Transmission provider technical requirements for the connection of power plants to the Hydro-Quebec transmission system", Canada, 2006.
37- Hydro Québec TransEnergie, "General Validation Test Program for Wind Power Plants Connected to the Hydro-Québec ", Quebec, 2009.
38- AESO, "Wind power facility technical requirements. Revision 0", Alberta, Canada, 2004.
39- E.on Netz," Grid Code: High and extra high voltage", Germany, 2006.
40- E.ON Netz, "Requirements for offshore grid connections in the E.ON Netz Network", Germany, 2008.
41- National Grid Electricity Transmission plc, "The grid code, issue 5, rev. 1", UK, 2012.
42- NERSA, "Grid Code Connection Requirements for Wind Energy Facilities in South Africa, rev 4.4 [Draft]", South Africa.
43- NERSA, "Grid connection code requirements for renewable power plants (RPPs) connected to the transmission system (TS) or the distribution system (DS) in South Africa", South Africa, 2012.
44- Fingrid, "Specifications for the operational performance of power plants", Finland, 2007.
45- CEPRI, "Revised National Grid Code [Draft]", China, 2009.
46- NERC, "Interconnection Requirements for Variable Generation", US, 2012.
47- Independent System Operator in Bosnia and Herzegovina, "Grid Code", 2011.
48- Transpower New Zealand Limited, "Connection and dispatch guide", 2004.

49- M.Tsili and S.Papathanassiou, "Review of grid code technical requirements for wind farms", IET Renew. Power Gener., pp. 1–25, 2009.
50- I. Erlich and U. Bachmann, "Grid Code Requirements Concerning Connection and operation of Wind Turbines in Germany", 2005.
51- S.A. Stapleton and Y.Kazachkov, "Wind turbine modelling & grid code issues", European Wind Energy Conference (EWEA), 2004.
52- A. Sudrià, M. Chindris, A. Sumper, G. Gross and F. Ferrer, "Wind turbine operation in power systems and grid connection requirements", Internacional Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2005.

پیوست اول

مقدمه‌ای بر انرژی بادی و بررسی منابع موجود

تهیه و کنترل

مجری: پژوهشگاه نیرو

مدیر پروژه: زهرا مدیحی بیدگلی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق- قدرت

اعضای گروه تهیه‌کننده

محمد جعفریان	پژوهشگاه نیرو	دکترای مهندسی برق- قدرت
سید وحید خاتمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشدمهندسی‌برق- قدرت
حبیب‌اله رئوفی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشدمهندسی‌برق- قدرت
ابراهیم رضایی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشدمهندسی‌برق- قدرت
محمد ستاره	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشدمهندسی‌برق- قدرت
میلاد مقسم حمیدی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشدمهندسی‌برق- قدرت

اعضای گروه تاییدکننده

همایون برهمندپور	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
بابک پرکار کومله	شرکت توانیر	دکترای مهندسی برق - قدرت
داود جلالی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق- قدرت
حبیب قراگوزلو مزلقان	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	دکترای مهندسی برق - قدرت
نیکی مسلمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
مهدی مقیم‌زاده	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	کارشناسی ارشد مهندسی برق - قدرت

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

پیشگفتار .....
مقدمه .....
فصل اول: انرژی بادی، توربین بادی و مزرعه بادی ۱
مقدمه ۳
۱-۱- انرژی بادی و توان بادی ۳
۱-۲- توربین بادی ۱۰
۱-۳- انواع توربین‌های بادی ۱۳
۱-۳-۱- توربین بادی با ژنراتور القایی قفس سنجابی (SCIG) ۱۵
۱-۳-۲- توربین بادی با ژنراتور القایی با تغذیه دوگانه (DFIG) ۱۵
۱-۳-۳- توربین بادی با ژنراتور سنکرون با محرکه مستقیم (DDSG) ۱۶
۱-۴- مزرعه بادی ۱۶
فصل دوم: بررسی منابع موجود در زمینه ضوابط اتصال نیروگاه بادی به شبکه ۱۹
مقدمه ۲۱
۲-۱- دستورالعمل شبکه با حضور نیروگاه‌های بادی در کشورهای مختلف ۲۳
۲-۱-۱- هند ۲۳
۲-۱-۲- ایرلند ۲۳
۲-۱-۳- دانمارک ۲۳
۲-۱-۴- شمال اروپا ۲۳
۲-۱-۵- کانادا ۲۴
۲-۱-۶- آلمان ۲۴
۲-۱-۷- انگلستان ۲۴
۲-۱-۸- آفریقای جنوبی ۲۵
۲-۱-۹- منابع متفرقه ۲۵
۲-۲- منابع موجود در ایران ۲۵
نتیجه‌گیری ۲۹
مراجع ۳۳

فهرست جداول

عنوان **صفحه**

جدول (۱-۱): روند افزایش ظرفیت نصب‌شده تولید انرژی الکتریکی از انرژی بادی ۶
جدول (۱-۲): مشخصات سایت‌های توربین بادی نصب‌شده در ایران تا پایان سال ۱۳۸۹ ..... ۸
جدول (۱-۳): توان توربین‌های بادی نصب‌شده در ایران طی سال‌های ۱۳۷۳-۱۳۸۹ ..... ۹
جدول (۱-۴): میزان تولید برق از نیروگاه‌های برق بادی در ایران طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۹ ..... ۱۰

فهرست اشکال

عنوان **صفحه**

شکل (۱-۱): ظرفیت کلی نصب‌شده تولید انرژی الکتریکی از انرژی بادی از سال ۱۹۹۶ تا سال ۲۰۱۱ .....۶
شکل (۱-۲): ظرفیت کلی تجمعی نصب‌شده تولید انرژی الکتریکی از انرژی بادی از سال ۱۹۹۶ تا سال ۲۰۱۱ ..۶
شکل (۱-۳): منحنی توان تولیدی توربین S47 .....۱۲
شکل (۱-۴): اجزای مختلف یک توربین بادی.....۱۴
شکل (۱-۵): یک مزرعه‌ی بادی نمونه.....۱۷
شکل (۱-۶): مدل تجمعی مزرعه بادی متصل به شبکه.....۱۸

مقدمه

رویکرد گسترده به انرژی‌های نو (انرژی‌های تجدیدپذیر) و حمایت‌های دولت در این زمینه، باعث شده است که استفاده از تکنولوژی‌های جدید برای تولید برق در کشور روزبه‌روز بیشتر شود. یکی از انواع انرژی‌های نو، انرژی بادی است که با توجه به بادخیز بودن کشور، دارا بودن مناطق مناسب برای احداث نیروگاه بادی و همچنین قیمت مناسب تمام‌شده، بیشتر از سایر انواع منابع انرژی نو مورد توجه قرار گرفته است. استفاده از این انرژی برای تولید برق، مزایای متعددی از جمله استحصال انرژی رایگان و بدون هزینه سوخت، احداث و بهره‌برداری آسان و سریع، کاهش تلفات و آزادسازی ظرفیت خطوط انتقال انرژی در صورت استفاده در محل مصرف و مهم‌تر از همه عدم انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی و حفظ محیط زیست را در پی دارد. از معایب کاربرد انرژی بادی در تولید برق می‌توان به کاهش کیفیت توان (به علت تزریق هارمونیک و فلیکر به شبکه)، کاهش پایداری فرکانس (به علت کاهش اینرسی مؤثر شبکه)، عدم قطعیت در توان تولیدی، خروج نیروگاه‌های بادی در صورت ایجاد خطا در شبکه (به علت حساسیت بالای آنها) و کاهش پایداری گذرای ولتاژ شبکه (در مورد توربین‌های سرعت ثابت) اشاره کرد.

تبدیل انرژی بادی به انرژی الکتریکی از طریق توربین بادی انجام می‌شود. در گذشته، توربین‌های بادی دارای ظرفیت کمی بودند و بنابراین، به شبکه توزیع متصل شده و به عنوان منابع تولید پراکنده انرژی الکتریکی در نظر گرفته می‌شدند. واضح است که اتصال واحدهای بادی با توان کم به شبکه توزیع، نمی‌تواند تأثیر قابل توجهی بر عملکرد شبکه بگذارد. با این وجود، با افزایش توان تولیدی توربین‌های بادی و استفاده از تعداد زیادی توربین بادی در یک مزرعه بادی بزرگ، توان مزرعه بادی بالاتر از آن خواهد بود که به شبکه توزیع متصل شود و باید اتصال به شبکه فوق‌توزیع یا انتقال انجام شود. واضح است که اتصال واحدهای بادی با توان زیاد به شبکه فوق‌توزیع یا انتقال، مطمئناً بر عملکرد شبکه تأثیر خواهد گذاشت. بنابراین، اتصال این واحدها به شبکه باید پس از انجام مطالعات سیستم با حضور این واحدها انجام شود و واحدها نمی‌توانند بدون داشتن شرایط لازم به شبکه متصل شوند. همچنین، پس از اتصال به شبکه، این واحدها باید طبق ضوابط خاصی در شبکه بهره‌برداری شوند.

در این گزارش، شرایط لازم برای اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه و بهره‌برداری از آنها مورد بررسی قرار می‌گیرند. این شرایط را می‌توان در قالب ۸ بند زیر دسته‌بندی کرد:

۱) الزامات توان اکتیو و فرکانس

۲) الزامات توان راکتیو و ولتاژ

۳) الزامات تحمل خطا[1]

۴) الزامات حفاظت

۵) الزامات کیفیت توان

۶) الزامات مدل‌سازی و ثبت وقایع

۷) الزامات پایش[2]، کنترل و ارتباطات

۸) الزامات تست

در این مجموعه گزارش‌ها، کلیه بندهای فوق‌الذکر به تفصیل بررسی خواهند شد. برقرار بودن هریک از این ضوابط هشت‌گانه، بسته به مورد، لازم است قبل از اتصال یا پس از آن ارزیابی شود. اگر برقراری ضابطه‌ای را بتوان قبل از اتصال به شبکه ارزیابی نمود، آن ضابطه مربوط به حوزه اتصال محسوب می‌شود؛ در مقابل، اگر برقراری ضابطه‌ای را باید پس از اتصال آن به شبکه بررسی نمود، آن ضابطه مربوط به حوزه بهره‌برداری است. در عین حال، ممکن است ضابطه‌ای مربوط به هردو حوزه اتصال و بهره‌برداری باشد؛ به این معنا که لازم است این ضوابط قبل از اتصال به شبکه برقرار باشند و پس از اتصال به شبکه نیز برقرار باقی بمانند.

گزارش حاضر در پنج جلد تهیه شده است. جلد اول، مقدماتی درباره انرژی بادی، توربین بادی، مزارع بادی و انواع توربین‌های بادی ارائه می‌کند. در این جلد، همچنین منابع عمده‌ای که در زمینه ضوابط اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه و بهره‌برداری از آنها وجود دارند (چه در داخل و چه در خارج) مورد بررسی قرار می‌گیرند. جلد دوم به بررسی ضوابط مرتبط با بندهای ۱ و ۲ اختصاص دارد. جلد سوم ضوابط مرتبط با بندهای ۳ و ۴ را بررسی می‌کند. جلد چهارم ضوابط مرتبط با بندهای ۵، ۶ و ۷ را بررسی می‌کند. در نهایت، جلد پنجم ضوابط مرتبط با بند ۸ را بررسی می‌کند. در مورد هریک از چهار جلد اخیر، منابع موجود در کشورهای مختلف در زمینه ضوابط بررسی می‌شوند و بر مبنای مقایسه آنها با هم و نیز با ضوابط موجود در ایران، پیشنهادهایی برای تدوین دستورالعمل مشابه در مورد ایران ارائه می‌شود.

---

[1] Fault Ride Through
[2] Monitoring

فصل ۱

انرژی بادی، توربین بادی و مزرعه بادی

مقدمه

با توجه به مشکلات زیست‌محیطی ناشی از فعالیت نیروگاه‌هایی که از سوخت‌های فسیلی و یا هسته‌ای استفاده می‌کنند، امروزه استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر اهمیت ویژه‌ای یافته است. در این میان، انرژی باد از مقبولیت بیشتری برخوردار است که این امر به علت هزینه پایین‌تر تولید برق از انرژی باد نسبت به سایر انرژی‌های تجدیدپذیر و نیز ظرفیت‌های نسبتاً بالای تولید برق در مزارع بادی می‌باشد [۱]. در این فصل، ابتدا تاریخچه مختصری از سابقه استفاده از انرژی بادی و کاربرد آن در تولید برق و سپس آمارهایی جهت اطلاع از وضعیت کنونی تولید برق بادی در جهان ارائه می‌شوند و وضعیت نیروگاه‌های بادی در ایران به طور خلاصه بررسی می‌شود. آن‌گاه، ساختار یک توربین بادی و انواع آن معرفی می‌شوند و نهایتاً به معرفی مزارع بادی پرداخته می‌شود.

۱-۱- انرژی بادی و توان بادی

بشر از زمان‌های بسیار دور به نیروی لایزال باد پی برده و سال‌ها بود که از این انرژی برای به‌حرکت درآوردن کشتی‌ها و آسیاب‌های بادی بهره می‌گرفت. طی سالیان دراز ثابت شده است که می‌توان انرژی باد را به انرژی مکانیکی و در ادامه به انرژی الکتریکی تبدیل کرد و مورد استفاده قرار داد. منابع تاریخی نشان می‌دهند که ساخت آسیاب‌ها در ایران، عراق، مصر و چین قدمت باستانی داشته و در این تمدن‌ها، از آسیاب‌های بادی برای خرد کردن دانه‌ها و پمپاژ آب استفاده می‌شده است. چنان‌که از شواهد تاریخی برمی‌آید، در قرن ۱۷ قبل از میلاد، حمورابی پادشاه بابل طرحی ارائه داده بود تا بتوان به‌کمک آن دشت حاصل‌خیز بین‌النهرین را توسط انرژی حاصل از باد آبیاری نمود. آسیاب‌هایی که در آن زمان ساخته می‌شدند از نوع ماشین‌های محور قائم و شبیه به آن‌هایی هستند که امروزه آثار آن‌ها در نواحی خواف و تایباد ایران به‌چشم می‌خورد. ایرانیان اولین کسانی بودند که در حدود ۲۰۰ سال قبل از میلاد مسیح برای آرد کردن غلات از آسیاب‌های بادی با محور قائم استفاده کردند. مثلاً در کتاب‌های قدیمی نوشته‌اند: دیار سیستان دیار باد و ریگ است و همان شهری است که گویند باد آن‌جا آسیاب‌ها را گرداند و آب از چاه کشد و باغ‌ها را سیراب کند و در همه‌ی دنیا شهری نیست که بیشتر از آن‌جا از باد سود ببرد و نیز نوشته‌اند که در سیستان بادهای سخت مداوم می‌وزد و به همین دلیل، در آن‌جا آسیاب‌های بادی برای آرد کردن گندم ساخته‌اند. از دیگر استان‌های دارای قدمت کاربرد انرژی باد می‌توان به کرمان، اصفهان و

یزداشاره نمود که در این مکان‌ها در زمان قدیم، برای خنک کردن منازل از کانال‌های مخصوص جهت هدایت باد استفاده می‌کردند. بعد از ایران، کشورهای عربی و اروپایی پی به قدرت باد در تبدیل انرژی بردند [۲].

در قرن سوم بعد از میلاد، یک محقق مصری که در زمینه‌ی نیروی هوای فشرده تحقیق می‌کرد، آسیاب بادی چهار پره‌ای را با محور افقی طراحی نمود که از هوای فشرده آن جهت نواختن یک ارگ استفاده می‌کرد. با توجه به شواهد موجود، می‌توان ادعا کرد که زادگاه ماشین‌های بادی از نوع محور قائم، حوزه‌ی شرقی مدیترانه و چین بوده است. در قرون وسطی، آسیاب‌های بادی در ایتالیا، فرانسه، اسپانیا و پرتقال متداول گردیده و کمی بعد در بریتانیا، هلند و آلمان نیز به‌کار گرفته شد. برخی از مورخان اظهار داشته‌اند که ورود این آسیاب‌ها به اروپا را باید مدیون شرکت‌کنندگان در جنگ‌های صلیبی دانست که از خاورمیانه بازگشتند. آسیاب‌های بادی که در اروپا ساخته می‌شدند، از نوع آسیاب‌های محور افقی چهار پره بودند که برای آرد کردن حبوبات و گندم به‌کار می‌رفتند [۲].

مردم هلند آسیاب‌های بادی را از سال ۱۳۵۰ میلادی به‌منظور خشک کردن زمین‌های پست ساحلی و همچنین گرفتن روغن از دانه‌ها و بریدن چوب و تهیه پودر رنگ برای رنگرزی به‌کار گرفتند. آن‌چه که هلند را در قرن هفدهم میلادی در زمره‌ی غنی‌ترین و صنعتی‌ترین مردم اروپا قرار داد، صنعت کشتی‌سازی و ساخت آسیاب‌های بادی در آن کشور بود. توربین‌های بادی بطنی، که شامل پره‌های متعدد هستند، بعدها متداول شدند. در آغاز قرن بیستم، اولین توربین‌های بادی سریع و مدرن ساخته شدند. امروزه فعال‌ترین کشورها در این زمینه آلمان، اسپانیا، دانمارک، هند و آمریکا می‌باشند [۲].

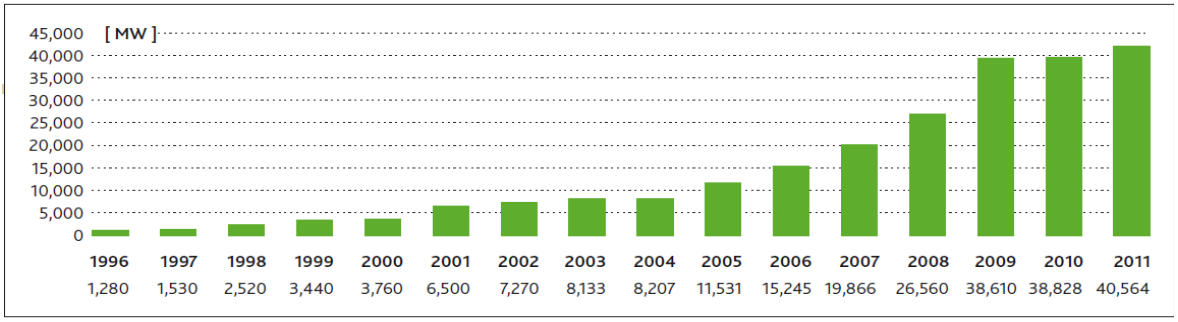
انرژی باد، نظیر سایر منابع تجدیدپذیر، از نظر جغرافیایی گسترده و در عین حال به‌صورت پراکنده و غیرمتمرکز و تقریباً همیشه در دسترس می‌باشد. انرژی باد طبیعتی نوسانی و متناوب داشته و وزش دائمی ندارد. هزاران سال بود که انسان با استفاده از آسیاب‌های بادی، تنها جزء بسیار کوچکی از آن را استفاده می‌کرد. این انرژی تا پیش از انقلاب صنعتی، به‌عنوان یک منبع انرژی به‌طور گسترده‌ای مورد بهره‌برداری قرار می‌گرفت؛ ولی در دوران انقلاب صنعتی، استفاده از سوخت‌های فسیلی، به دلیل ارزانی و قابلیت اطمینان بالا، جایگزین انرژی باد شد. در این دوره، توربین‌های بادی قدیمی دیگر از نظر اقتصادی قابل رقابت با بازار انرژی نفت و گاز نبودند. تا این‌که در سال‌های ۱۹۷۳ و ۱۹۷۸، دو شوک بزرگ نفتی ضربه بزرگی به اقتصاد انرژی‌های حاصل از نفت و گاز وارد آورد. به‌این‌ترتیب، هزینه انرژی تولیدشده به‌وسیله توربین‌های بادی، در مقایسه با نرخ جهانی قیمت انرژی بهبود یافت. پس از آن، مراکز و

مؤسسات تحقیقاتی و آزمایشگاهی متعددی در سراسر دنیا به بررسی تکنولوژی‌های مختلف جهت استفاده از انرژی باد به عنوان یک منبع بزرگ انرژی پرداختند. به علاوه، این بحران باعث ایجاد تمایلات جدیدی در زمینه کاربرد تکنولوژی انرژی باد جهت تولید برق متصل به شبکه، پمپاژ آب و تأمین انرژی الکتریکی نواحی دورافتاده شد. همچنین در سال‌های اخیر، مشکلات زیست‌محیطی و مسائل مربوط به تغییر آب و هوای کره زمین به علت استفاده از منابع انرژی فسیلی، بر شدت این تمایلات افزوده است. از سال ۱۹۷۵، پیشرفت‌های شگرفی در زمینه توربین‌های بادی در جهت تولید برق به‌عمل آمده است. در سال ۱۹۸۰، اولین توربین برق بادی متصل به شبکه سراسری نصب گردید. بعد از مدت کوتاهی، اولین مزرعه برق بادی چند مگاواتی در آمریکا نصب و به بهره‌برداری رسید. در پایان سال ۱۹۹۰، ظرفیت توربین بادی متصل به شبکه در جهان به MW ۲۰۰ رسید. این ظرفیت نصب‌شده، توانایی تولید سالانه Gwh ۳۲۰۰ برق را داشت که تقریباً تمام این تولید مربوط به ایالت کالیفرنیا در آمریکا و کشور دانمارک بود. امروزه، کشورهای دیگر نظیر هلند، آلمان، انگلستان، ایتالیا، اسپانیا، چین و هند برنامه‌های ملی ویژه‌ای را در جهت توسعه و عرضه تجاری انرژی باد آغاز کرده‌اند. در طی دهه گذشته، هزینه تولید انرژی به‌کمک توربین‌های بادی به‌طور قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته است. در حال حاضر، توربین‌های بادی از کارآیی و قابلیت اطمینان بیشتری در مقایسه با ۱۵ سال پیش برخوردارند. با این همه، استفاده وسیع از سیستم‌های مبدل انرژی باد (WECS[1]) هنوز آغاز نگردیده است. در مباحث مربوط به انرژی باد، بیشتر تأکیدات بر توربین‌های بادی مولد برق جهت اتصال به شبکه است؛ زیرا این نوع از کاربرد انرژی باد می‌تواند سهم مهمی در تأمین برق مصرفی جهان داشته باشد. براساس پیش‌بینی‌های صورت‌گرفته توسط انجمن انرژی بادی (WWEA[2])، انرژی بادی تا سال ۲۰۲۰ قادر به تأمین حداقل ۱۲٪ از برق مصرفی جهان خواهد بود؛ همچنین، ظرفیت نصب‌شده جهانی در این سال به حداقل GW ۱۵۰۰ خواهد رسید. به‌طور کلی، با استفاده از انرژی باد به‌عنوان یک منبع انرژی در دراز مدت، می‌توان دو برابر مصرف انرژی الکتریکی فعلی جهان را تأمین کرد [۲].

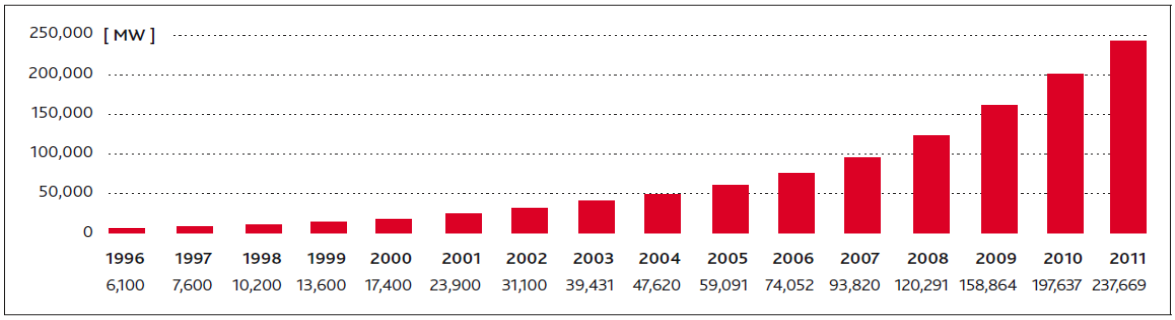
شکل (۱-۱) ظرفیت کلی نصب‌شده تولید انرژی الکتریکی از انرژی بادی را از سال ۱۹۹۶ تا سال ۲۰۱۱ نشان می‌دهد [۳]. شکل (۱-۲) نیز ظرفیت نصب‌شده در این سال‌ها را به‌صورت تجمعی نشان می‌دهد.

[1] Wind Energy Conversion Systems
[2] World Wind Energy Association

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، بیشترین افزایش ظرفیت نصب‌شده مربوط به سال‌های ۲۰۰۹ تا ۲۰۱۱ است.



شکل (۱-۱): ظرفیت کلی نصب‌شده تولید انرژی الکتریکی از انرژی بادی از سال ۱۹۹۶ تا سال ۲۰۱۱ [۳]



شکل (۱-۲): ظرفیت کلی تجمعی نصب‌شده تولید انرژی الکتریکی از انرژی بادی از سال ۱۹۹۶ تا سال ۲۰۱۱ [۳]

جدول (۱-۱) جزئیات افزایش ظرفیت نصب‌شده تولید انرژی الکتریکی از انرژی بادی را در سال‌های ۲۰۰۹ تا ۲۰۱۱ در کشورهای مختلف نشان می‌دهد [۴]. در حال حاضر، کشور چین دارای بیشترین ظرفیت نصب‌شده تولید انرژی الکتریکی از انرژی بادی در سطح جهان می‌باشد.

جدول (۱-۱): روند افزایش ظرفیت نصب‌شده تولید انرژی الکتریکی از انرژی بادی [۴]

موقعیت	کشور	مجموع ظرفیت در انتهای شش‌ماهه اول ۲۰۱۱ [MW]	افزایش ظرفیت در شش‌ماهه اول ۲۰۱۱ [MW]	مجموع ظرفیت در انتهای ۲۰۱۰ [MW]	افزایش ظرفیت در شش‌ماهه اول ۲۰۱۰ [MW]	مجموع ظرفیت در انتهای ۲۰۰۹ [MW]
۱	چین	۵۲.۸۰۰	۸.۰۰۰	۴۴.۷۳۳	۷.۸۰۰	۲۵.۸۱۰
۲	امریکا	۴۲.۴۳۲	۲.۲۵۲	۴۰.۱۸۰	۱۲.۰۰	۳۵.۱۵۹
۳	آلمان	۲۷.۹۸۱	۷۶۶	۲۷.۲۱۵	۶۶۰	۲۵.۷۷۷
۴	اسپانیا	۲۱.۱۵۰	۴۸۰	۲۰.۶۷۶	۴۰۰	۱۹.۱۴۹
۵	هند	۱۴.۵۵۰	۱.۴۸۰	۱۳.۰۶۵	۱.۲۰۰	۱۱.۸۰۷
۶	فرانسه	۶.۲۰۰	۴۶۰	۵.۷۹۷	۴۵۰	۴.۸۵۰
۷	ایتالیا	۶.۰۶۰	۴۰۰	۵.۶۶۰	۵۰۰	۴.۵۷۴

۸	انگلیس	۵.۷۰۷	۵۰۴	۵.۲۰۳	۵۰۰	۴.۰۹۲
۹	کانادا	۴.۶۱۱	۶۰۳	۴.۰۰۸	۳۱۰	۳.۳۱۹
۱۰	پرتقال	۳.۹۶۰	۲۶۰	۳.۷۰۲	۲۳۰	۳.۳۵۷
	دیگر کشورها	۲۹.۵۰۰	۳.۲۰۰	۲۶.۴۴۱	۲.۷۵۰	۲۱.۸۷۲
	کل	۲۱۵.۰۰۰	۱۸.۴۰۵	۱۹۶.۶۸۲	۱۶.۰۰۰	۱۵۹.۷۶۶

در ایران، تا کنون نیروگاه‌های بادی توسعه چندانی نیافته‌اند. در حال حاضر، نیروگاه‌های بادی منجیل و بینالود مهم‌ترین نیروگاه‌های بادی ایران به شمار می‌آیند که تا پایان سال ۱۳۸۹ به ترتیب ٪۶۵/۲ و ٪۳۰/۵ از ظرفیت نصب‌شده بادی کشور را تشکیل می‌دهند (سهم سایر نیروگاه‌های بادی برابر ٪۴/۳ است). نیروگاه بادی منجیل، در منطقه منجیل (واقع در حد فاصل سه استان گیلان، قزوین و زنجان) قرار دارد و شامل پنج سایت منجیل، رودبار، هرزویل، پسکولان و سیاهپوش می‌باشد. نصب توربین‌ها در سایت‌های مختلف به این علت است که شهر منجیل، دریاچه سد سفیدرود و همچنین کوهستان‌های اطراف، فضا را برای نصب توربین‌ها به طور مجتمع محدود نموده است. این نیروگاه از سال ۱۳۷۳ با دو توربین ۵۰۰ کیلوواتی آغاز به کار کرد و تا پایان سال ۱۳۸۹، ظرفیت نصب‌شده این نیروگاه در مجموع برابر ۶۰/۵۸ مگاوات می‌باشد. قرار است ظرفیت این نیروگاه در آینده تا ۹۹/۴ مگاوات افزایش یابد. نیروگاه بادی بینالود، در منطقه بینالود (در نزدیکی شهرستان نیشابور در استان خراسان رضوی) در محلی به مساحت ۷۰۰ هکتار ساخته شده است. این نیروگاه از سال ۱۳۸۳ با ۲۰ توربین ۶۶۰ کیلوواتی آغاز به کار کرد و عملیات ساخت آن در سال ۱۳۸۶ به پایان رسیده است. در حال حاضر، این نیروگاه شامل ۴۳ توربین بادی ۶۶۰ کیلوواتی است و ظرفیت نصب‌شده آن ۲۸/۳۸ مگاوات است. جدول (۱-۲)، مشخصات سایت‌های توربین بادی نصب‌شده در ایران را تا پایان سال ۱۳۸۹ نشان می‌دهد. جدول (۱-۳)، مشخصات توان نصب‌شده توربین‌های بادی ایران در طی دوره زمانی ۱۳۷۳-۱۳۸۹ را نشان می‌دهد. جدول (۱-۴) نیز میزان تولید برق از نیروگاه‌های بادی در طی دوره زمانی ۱۳۸۳-۱۳۸۹ را نشان می‌دهد [۵].

جدول (۱-۲): مشخصات سایت‌های توربین بادی نصب‌شده در ایران تا پایان سال ۱۳۸۹ [۵]

نیروگاه بادی	سایت	استان	شهرستان	توربینهای نصب شده	
				تعداد	ظرفیت (کیلووات)
منجیل	پسکولان	گیلان	رودبار	۲۲	۱۴۵۲۰
	رودبار	گیلان	رودبار	۴	۲۱۵۰
	سیاهپوش	گیلان	رودبار	۲۶	۱۷۱۶۰
	منجیل	گیلان	رودبار	۳۱	۱۳۲۵۰
	هرزویل	گیلان	رودبار	۲۷	۱۳۵۰۰
بینالود		خراسان	نیشابور	۴۳	۲۸۳۸۰
سهند	دانشگاه سهند تبریز	آذربایجان شرقی	تبریز	۱	۱۰
	تبریز	آذربایجان شرقی	تبریز	۳	۱۹۸۰
لوتک	زابل	سیستان و بلوچستان	زابل	۱	۶۶۰
بابا کوهی شیراز	بابا کوهی	فارس	شیراز	۱	۶۶۰
ماهشهر خوزستان	ماهشهر	خوزستان	ماهشهر	۱	۶۶۰
جمع		–	–	۱۶۰	۹۲۹۳۰

جدول (۱-۳): توان توربین‌های بادی نصب‌شده در ایران طی سال‌های ۱۳۷۳-۱۳۸۹ [۵]

شماره توربین	زمان نصب و راه‌اندازی	توان توربین (کیلووات)	محل نصب
منجیل ۱	بهمن ماه ۷۳	۱ × ۵۰۰ = ۵۰۰	منجیل
منجیل ٦	مهر ماه ۷۶	۱ × ۵۵۰ = ۵۵۰	منجیل
منجیل ۱۳	مهر ماه ۷۶	۱ × ۳۰۰ = ۳۰۰	منجیل
منجیل ۱۱، ۱۲، ۱٤	مرداد ماه ۷۶	۳ × ۳۰۰ = ۹۰۰	منجیل
منجیل (۷ الی ۱۰)	مهر ماه ۷۶	۴ × ۳۰۰ = ۱۲۰۰	منجیل
منجیل (۲ الی ۱۵)	آبان ماه ۷۷	۴ × ۵۵۰ = ۲۲۰۰	منجیل
منجیل (۱۵ الی ۲۱)	اسفند ماه ۷۷	۷ × ۳۰۰ = ۲۱۰۰	منجیل
منجیل (۲۲ و ۲۳)	فروردین ماه ۸۲	۲ × ۵۵۰ = ۱۱۰۰	منجیل
منجیل (۲٦ الی ۲۸)	بهمن ماه ۸۲	۳ × ۵۵۰ = ۱۶۵۰	منجیل
منجیل ۲۹ و ۳۰	فروردین ماه ۸۳	۲ × ۵۵۰ = ۱۱۰۰	منجیل
منجیل ۲۵	خرداد ماه ۸۳	۱ × ۵۵۰ = ۵۵۰	منجیل
منجیل ۲٤ و ۳۱	بهمن ماه ۸۳	۲ × ۵۵۰ = ۱۱۰۰	منجیل
بابائیان ۱ [۱]	آذر ماه ۸۱	۱ × ۶۰۰ = ۶۰۰	منجیل
پسکولان (۹ الی ۱۱)	خرداد ماه ۸۳	۳ × ۶۶۰ = ۱۹۸۰	پسکولان
پسکولان ۱۲، ۱۵، ۱۳، ۲، ۱، ۳، ٤، ۱٤، ۵، ۷، ۸	بهمن ماه ۸۴	۱۱ × ۶۶۰ = ۷۲۶۰	پسکولان
پسکولان ٦، ۲۱، ۱٤، ۱٦، ۱۷، ۲۰، ۱۸، ۱۹	اسفند ماه ۸۴	۸ × ۶۶۰ = ۵۲۸۰	پسکولان
رودبار ۲	بهمن ماه ۷۳	۱ × ۵۰۰ = ۵۰۰	رودبار
رودبار ۱، ۳ ، ٤	بهمن ماه ۷۷	۳ × ۵۵۰ = ۱۶۵۰	رودبار
هرزویل ۸، ۹، ۱۰	آبان ماه ۷۸	۳ × ۳۰۰ = ۹۰۰	هرزویل
هرزویل ۱	آبان ماه ۸۲	۱ × ۳۰۰ = ۳۰۰	هرزویل
هرزویل ۳، ٤، ۵، ٦، ۷، ۱۱، ۱۲	دی ماه ۸۲	۷ × ۳۰۰ = ۲۱۰۰	هرزویل
هرزویل ۲	بهمن ماه ۸۲	۱ × ۳۰۰ = ۳۰۰	هرزویل
هرزویل (۱۳ الی۲۷)	آبان ماه ۸۷	۱۵ × ۶۶۰ = ۹۹۰۰	هرزویل
سیاهپوش	مرداد ماه ۸۵	۱۷ × ۶۶۰ = ۱۱۲۲۰	سیاهپوش
	اسفند ماه ۸۷	۹ × ۶۶۰ = ۵۹۴۰	سیاهپوش
بینالود	سال ۸۳	۲۰ × ۶۶۰ = ۱۳۲۰۰	خراسان
	سال ۸۶	۲۳ × ۶۶۰ = ۱۵۱۸۰	بینالود
ونتیس (دیزباد) [۲]	سال ۸۴	۲ × ۱۳۰ = ۲۶۰	خراسان
سهند تبریز	سال ۸۵	۱ × ۱۰ = ۱۰	دانشگاه سهند تبریز
عون ابی علی	سال ۸۸	۳ × ۶۶۰ = ۱۹۸۰	تبریز
لوتک	سال ۸۸	۱ × ۶۶۰ = ۶۶۰	زابل
باباکوهی شیراز	سال ۸۹	۱ × ۶۶۰ = ۶۶۰	شیراز
ماهشهر خوزستان	سال ۸۹	۱ × ۶۶۰ = ۶۶۰	ماهشهر

۱) در سایت بابائیان نیروگاه منجیل یک توربین ۶۰۰ کیلوواتی وجود دارد که به دلیل تعمیرات اساسی جمع‌آوری شده و لذا آمار آن در تعداد و ظرفیت اسمی لحاظ نشده است.

۲) پروژه به صورت تحقیقاتی بوده و به علت تولید پایین به شبکه برق سراسری متصل نبوده است. از سوی دیگر به علت خرابی برخی از قطعات توربین و عدم امکان تأمین آنها به دلیل تحریم متوقف می‌باشد، لذا در جمع تعداد توربین‌ها و ظرفیت توربین‌های نصب شده، لحاظ نگردیده است.

جدول (۱-۴): میزان تولید برق از نیروگاه‌های برق بادی در ایران طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۹ [۵]

سال	منطقه	کل ظرفیت اسمی (کیلووات)	تعداد توربین	تولید ناویژه برق (گیگاوات‌ساعت)
۱۳۸۳	گیلان و خراسان	۲۴۸۸۰	۵۶	۴۶/۵
۱۳۸٤	گیلان و خراسان	۴۷۵۸۰	۹۲	۷۰/۹
۱۳۸۵	گیلان، خراسان و تبریز	۵۸۸۱۰	۱۱۰	۱۲۵/۳
۱۳۸٦	گیلان، منجیل	۴۵۳۴۰	۸۷	۱۱۸/۷
	خراسان، بینالود	۲۸۳۸۰	۴۳	۲۴/۶
	خراسان، ونتیس	۲۶۰	۲	(۱)
	سهند تبریز	۱۰	۱	*
	جمع	۷۳۹۹۰	۱۳۳	۱۴۳/۴
۱۳۸۷	گیلان، منجیل	۶۱۱۸۰	۱۱۱	۱۳۹/۸
	خراسان، بینالود	۲۸۳۸۰	۴۳	۵۶/۵
	خراسان، ونتیس	۲۶۰	۲	(۱)
	سهند تبریز	۱۰	۱	*
	جمع	۸۹۸۳۰	۱۵۷	۱۹۶/۳
۱۳۸۸	گیلان، منجیل	۶۰۵۸۰ (۲)	۱۱۰	۱۷۰/۲
	خراسان، بینالود	۲۸۳۸۰	۴۳	۵۳/۸
	سهند تبریز	۱۰	۱	*
	عون ابن علی تبریز	۶۶۰	۱	۰/۱
	لوتک زابل	۶۶۰	۱	۰/۵ (۳)
	جمع	۹۰۲۹۰	۱۵۶	۲۲۴/۶
۱۳۸۹	گیلان، منجیل	۶۰۵۸۰ (۲)	۱۱۰	۱۰۹/۷
	خراسان، بینالود	۲۸۳۸۰	۴۳	۵۰/۶
	سهند تبریز	۱۰	۱	*
	عون ابن علی تبریز	۱۹۸۰	۳	۱/۲
	لوتک زابل	۶۶۰	۱	۱/۱
	باباکوهی شیراز	۶۶۰	۱	۰/۱
	ماهشهر خوزستان	۶۶۰	۱	۰/۰۴
	جمع	۹۲۹۳۰	۱۶۰	۱۶۲/۶

ملاحظات: خودمصرفی، با توجه به نوع توربین بین ۰/۵ تا ۱ درصد تولید سالیانه می‌باشد.

۱) پروژه به صورت تحقیقاتی بوده و به علت تولید پایین به شبکه برق سراسری متصل نبوده است. از سوی دیگر به علت خرابی برخی از قطعات توربین و عدم امکان تأمین آنها به دلیل تحریم متوقف می‌باشد، لذا در جمع تعداد توربین‌ها و ظرفیت توربین‌های نصب شده، لحاظ نگردیده است.

۲) در سایت بابائیان نیروگاه منجیل یک توربین ۶۰۰ کیلوواتی وجود دارد که به دلیل تعمیرات اساسی جمع‌آوری شده و لذا آمار آن در تعداد و ظرفیت اسمی لحاظ نشده است.

۳) این مقدار تولید مربوط به ۶ ماه از سال ۸۸ و مربوط به ماه‌های کم بادی است. ** مقدار ناچیز است.*

۱-۲- توربین بادی

مطابق قوانین فیزیکی، توان بادی (P) که با چگالی هوای برابر با ρ و با سرعتی برابر با v از سطحی به مساحت A عبور می‌کند از رابطه‌ی (۱-۱) قابل محاسبه است [۶].

$$P = 0.5A\rho v^3 \qquad (۱-۱)$$

مطابق این رابطه، توان باد با چگالی هوا و مکعب سرعت باد رابطه‌ی مستقیم دارد. لازم به ذکر است چگالی هوا در شرایط استاندارد (سطح دریا و دمای ۱۵ درجه‌ی سلسیوس) برابر با $1/255\ kg/m^2$ می‌باشد.

اگر یک توربین در مسیر وزش باد قرار بگیرد، نمی‌تواند همه انرژی موجود در باد را جذب کند و تنها کسری از آن را جذب می‌کند که به این کسر، ثابت توان (C_P) گفته می‌شود. لذا توان جذب شده توسط توربین را می‌توان مطابق رابطه‌ی (۱-۲) محاسبه نمود.

$$P = 0.5 C_P A \rho v^3 \qquad (۱-۲)$$

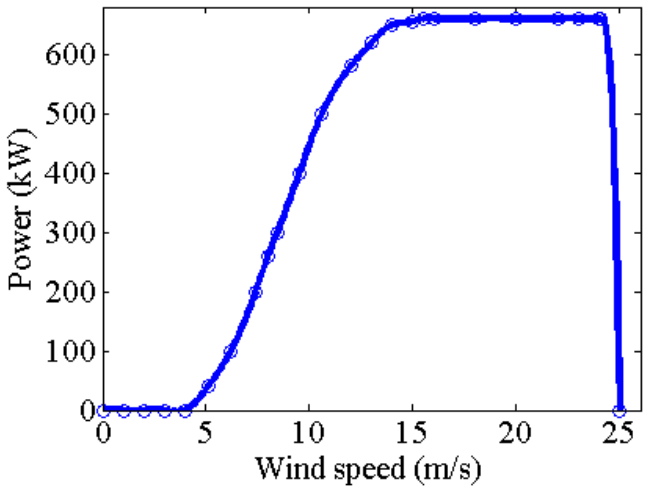
ثابت توان، مطابق قوانین فیزیک، حداکثر برابر با ۰/۵۹۲۶ می‌باشد؛ پس حداکثر توان قابل مهار از بادی با سرعت v توسط توربین، مطابق رابطه (۱-۳) قابل محاسبه است [۶].

$$P = 0.5 \times 0.5926 \times A \rho v^3 \qquad (۱-۳)$$

توان جذب‌شده توسط توربین، باید به ژنراتور داده شود که این توان مکانیکی را به توان الکتریکی تبدیل کند. اگر بازده ژنراتور را مقداری ثابت و برابر با η فرض کنیم، حداکثر توان الکتریکی حاصل از توربین بادی از رابطه (۱-۴) قابل محاسبه است.

$$P = 0.5 \times 0.5926 \times \eta A \rho v^3 \qquad (۱-۴)$$

باید توجه نمود که در عمل، رسیدن به این حد ممکن نخواهد بود. برای سرعت‌های بالای باد (حدود ۱۵ m/s)، توان تولیدی توربین بادی دیگر متناسب با سرعت باد نبوده و مقدار ثابتی می‌شود؛ به عبارت دیگر، ثابت توان به سرعت باد وابسته است. در عمل، میزان توان به‌دست‌آمده از یک توربین بادی در شرایط استاندارد برای سرعت‌های مختلف باد، توسط یک منحنی، که به آن منحنی توان تولیدی توربین بادی گفته می‌شود، قابل محاسبه است [۷]. شکل (۱-۳) منحنی توان تولیدی توربین S47 را نشان می‌دهد. این توربین از نوع SCIG با توان تولیدی نامی ۶۶۰ kW می‌باشد. این منحنی از طریق انجام آزمایش بر روی توربین به دست می‌آید.



شکل (۱-۳): منحنی توان تولیدی توربین S47 [۷]

در این منحنی، ۳ سرعت باد دارای اهمیت است:

۱- $v_{cut\ in}$ که سرعت بادی است که توربین قبل از آن توانایی تولید توان را ندارد. برای توربین S47 این مقدار برابر ۴ m/s می‌باشد.

۲- v_{rated} که اولین سرعت بادی است که توربین، توان حداکثر خود را تولید می‌کند. برای توربین S47 این مقدار تقریباً برابر با ۱۳ m/s می‌باشد.

۳- $v_{cut\ out}$ که سرعت بادی است که توربین بعد از آن به‌علت محافظت توربین، اجازه‌ی تولید توان را ندارد. برای توربین S47 این پارامتر برابر با ۲۵ m/s می‌باشد.

توان تولیدی توربین در فاصله صفر تا $v_{cut\ in}$ ناچیز است (تقریباً برابر با صفر)، در فاصله $v_{cut\ in}$ تا v_{rated} تقریباً متناسب با مکعب سرعت باد، در فاصله v_{rated} تا $v_{cut\ out}$ مقداری ثابت و برابر با توان نامی توربین بادی (برای اکثر توربین‌ها) و برای سرعت‌های بالاتر از $v_{cut\ out}$ برابر با صفر می‌باشد. محدوده v_{rated} برای توربین‌های بادی مختلف بین ۱۲ m/s تا ۱۶ m/s و محدوده $v_{cut\ out}$ بین ۲۰ m/s تا ۲۵ m/s می‌باشد.

همان‌طور که ذکر شد، توانی که از منحنی توان تولیدی توربین به‌دست می‌آید (P_W) برای شرایط استاندارد می‌باشد. از طرفی، همان‌طور که در رابطه‌ی (۱-۳) بیان شده است، توان تولیدی توربین با چگالی هوا رابطه‌ی مستقیم دارد؛ لذا توان تولیدی توربین بادی در چگالی هوای ρ برابر است با:

$$P = \frac{\rho}{\rho_0} P_W \qquad (۵-۱)$$

که در این رابطه، ρ_0 چگالی هوا در شرایط استاندارد و P_W توان به‌دست‌آمده از منحنی توان تولیدی توربین بادی می‌باشد [۶].

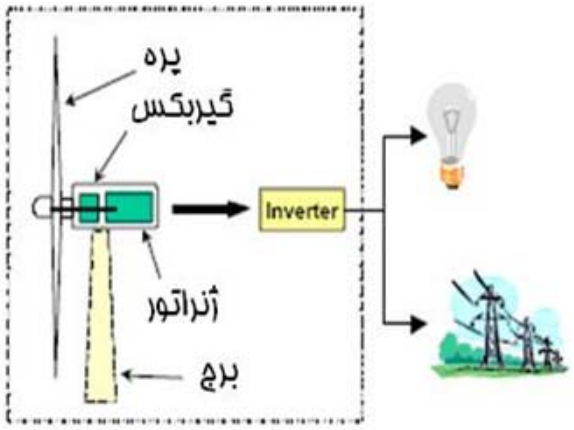
به دلیل آن که سرعت باد در طی زمان همواره برابر مقدار حداکثر آن نیست، بنابراین توان استحصالی از توربین نیز همواره برابر مقدار حداکثر آن نمی‌باشد. نسبت توان متوسط تولیدشده توسط توربین بادی به حداکثر ظرفیت تولیدی توربین در طی دوره زمانی مورد نظر را ضریب ظرفیت می‌نامند. یک توربین بادی نصب‌شده در سطح دریا (بالاترین فشار هوا)، ضریب ظرفیت سالیانه‌ای در حدود ۳۵٪ دارد. انتخاب مکان مناسب برای نصب توربین بادی و جهت نصب توربین‌ها در محل از نکات حیاتی برای توسعه اقتصادی این‌گونه توربین‌هاست. گذشته از دسترسی به سرعت وزش باد مناسب در محل مورد نظر، عوامل مهم دیگری مانند دسترسی به خطوط انتقال، قیمت زمین مورد استفاده، ملاحظات استفاده از زمین و مسائل زیست‌محیطی ساخت و بهره‌برداری نیز در انتخاب یک محل برای نصب توربین بادی مؤثر است.

۱-۳- انواع توربین‌های بادی

اجزای مختلف یک توربین بادی به‌صورت کلی در شکل (۱-۴) نشان داده شده است. این اجزا عبارتند از [۱]:

- برج
- قسمت محرکه (شامل پره، سیستم انحراف[1]، روتور توربین، شفت، جعبه دنده، روتور ژنراتور)
- ژنراتور
- مبدل‌های الکترونیک قدرت

[1] Yaw System



شکل (۱-۴): اجزای مختلف یک توربین بادی

اولین توربین‌های بادی دارای ژنراتور سنکرون بودند که مستقیماً به شبکه متصل می‌شد. این توربین‌ها دارای سیستم کنترل پره برای محدود کردن توان مکانیکی در هنگام افزایش زیاد سرعت باد بودند. اولین مدل‌سازی‌ها برای این توربین‌ها انجام شده است [۸-۹]. امروزه این نوع توربین‌ها به‌کلی منسوخ شده‌اند. علت این امر، پیچیدگی طراحی بهینه اقتصادی و قابل اطمینان این توربین‌ها می‌باشد؛ زیرا سرعت روتور این توربین‌ها ثابت است و تغییرات سرعت باد تماماً به تغییرات توان و گشتاور مکانیکی منجر می‌شود. علاوه بر این، این توربین‌ها می‌بایست قبل از اتصال به شبکه سنکرون شوند که این امر با وجود یک نیروی محرکه غیرقابل‌کنترل بسیار پیچیده است. لذا ژنراتورهایی مانند ژنراتور القایی قفس سنجابی و ژنراتورهای سرعت متغیر به‌عنوان سیستم تبدیل الکترومکانیکی جایگزین این نوع ژنراتورهای سنکرون شدند [۱۰].

ژنراتورهای القایی قفس سنجابی نسبت به ژنراتورهای سنکرون مذکور، دارای منحنی گشتاور - سرعت بسیار مطلوب‌تر و نیز ارزان‌تر بودند. این نوع ژنراتورها امروزه نیز مورد استفاده می‌باشند. پس از مدتی علاوه بر این ژنراتورها، ژنراتورهای سرعت متغیر نیز مورد استفاده قرار گرفتند. توربین‌های سرعت متغیر دارای سیستم پیچیده‌ای هستند.

علاوه بر این نوع توربین‌ها، انواع دیگر توربین‌های بادی مانند توربین‌های بادی با ژنراتور القایی قفس سنجابی یا ژنراتور سنکرون با اتصال به شبکه از طریق مبدل الکترونیک قدرت تمام موج و نیز توربین بادی دارای ژنراتور القایی با تغذیه دوگانه با مبدل منبع جریان تریستوری جهت تغذیه سیم‌پیچی روتور، طراحی و ساخته شده‌اند؛ ولی این نوع توربین‌ها معمولاً کاربرد زیادی ندارند و مورد توجه نیستند [۱۰].

انواع توربین‌های بادی که امروزه مورد استفاده هستند، دو نوع توربین بادی سرعت ثابت و سرعت متغیر می‌باشند. توربین‌های بادی سرعت ثابت، توربین‌هایی هستند که دارای ژنراتور القایی قفس سنجابی می‌باشند. این توربین‌ها با نام توربین‌های بادی SCIG شناخته می‌شوند. دو نوع توربین‌های بادی سرعت متغیر نیز امروزه مورد استفاده هستند که عبارتند از توربین‌های بادی با ژنراتور القایی با تغذیه دوگانه (DFIG) و توربین‌های بادی با ژنراتور سنکرون با محرکه مستقیم (DDSG). در ادامه این توربین‌های بادی شرح داده شده‌اند.

۱-۳-۱- توربین بادی با ژنراتور القایی قفس سنجابی (SCIG)

ژنراتور SCIG[1]، یک ماشین القایی قفس سنجابی است که به‌طور مستقیم به شبکه قدرت متصل می‌شود. سرعت روتور این نوع ژنراتور با تغییر توان تولیدی آن تغییر می‌کند؛ ولی تغییرات سرعت آن بسیار محدود و در حد ۱ یا ۲ درصد است؛ به همین دلیل به این نوع توربین بادی، توربین بادی سرعت ثابت گفته می‌شود.

۱-۳-۲- توربین بادی با ژنراتور القایی با تغذیه دوگانه (DFIG)

ژنراتور DFIG[2]، یک ژنراتور القایی با روتور سیم‌پیچی‌شده است که روتور آن توسط یک مبدل پشت به پشت[3] تغذیه می‌شود و استاتور آن به‌طور مستقیم به شبکه متصل است. توسط مبدل، ولتاژ و فرکانس روتور تنظیم می‌شود. با تنظیم فرکانس روتور، فرکانس استاتور در حالات مختلف کارکرد مقداری ثابت (۵۰Hz یا ۶۰ Hz) می‌ماند و با تنظیم ولتاژ روتور، ولتاژ استاتور مطابق مقدار از پیش تعیین شده تنظیم می‌شود. تنظیم فرکانس روتور، این امکان را به ماشین می‌دهد که بتواند در سرعت‌های متغیری کار کند (از حدود ۰/۷ تا ۱/۳ سرعت مبنا [۱۱]) که این بر خلاف ژنراتور القایی قفس سنجابی است که سرعت آن تقریباً ثابت است (یک یا دو درصد تغییر از سرعت مبنا [۱۲]). این امر سبب می‌شود که استرس مکانیکی کمتری به توربین و مخصوصاً قسمت محرکه آن وارد شود.

---

[1] Squirrel Cage Induction Generator

[2] Double Fed Induction Generator

[3] Back to Back Converter

قابلیت توان تولیدی بالاتر و نیز استرس مکانیکی کمتر نسبت به ژنراتورهای القایی قفس سنجابی و نیز مبدل کوچک‌تر و لذا قیمت پایین‌تر نسبت به ژنراتور سنکرون با محرکه مستقیم، باعث شده است که امروزه اکثر توربین‌های بادی ساخته شده به همراه ژنراتور القایی، دارای تغذیه دوگانه باشند [۱۳].

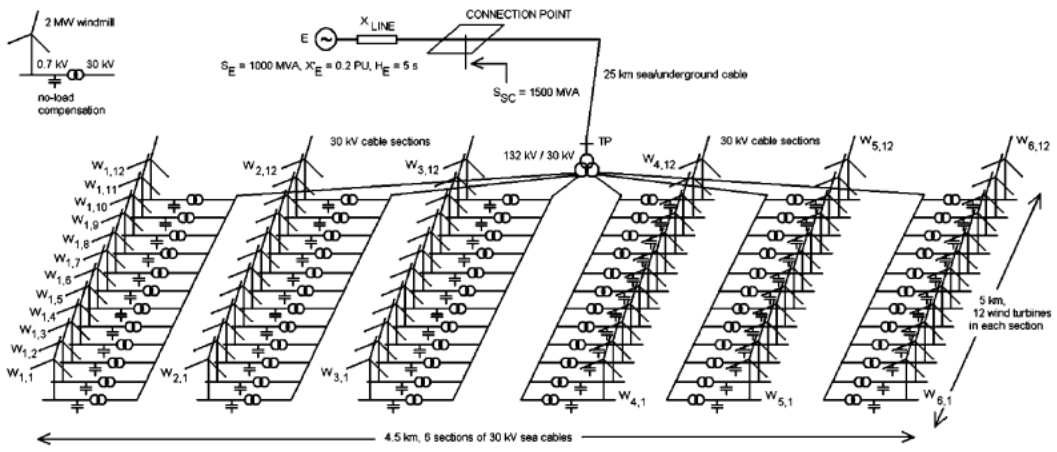
۱-۳-۳- توربین بادی با ژنراتور سنکرون با محرکه مستقیم (DDSG)

در ژنراتور DDSG[1]، از ژنراتور سنکرون برای تولید برق استفاده می‌شود. این ژنراتور، ژنراتوری با تعداد قطب زیاد و سرعت کم است و معمولاً بدون نیاز به جعبه‌دنده به روتور توربین متصل می‌شود. این ژنراتور، با استفاده از یک مبدل پشت به پشت به شبکه متصل می‌شود. یکی از مزایای اصلی استفاده از این نوع توربین‌ها آن است که پره‌های توربین و همچنین ژنراتور می‌توانند در حالت بازدهی بهینه عمل کنند. مزیت دیگر این نوع توربین‌های بادی، مستقل بودن (ایزوله بودن) ژنراتور آنها از شبکه است که ناشی از وجود مبدل می‌باشد. مشکل اصلی این نوع توربین‌ها آن است که تمام توان باید از مبدل عبور کند. بازده مبدل در این نوع توربین‌ها بازده کل سیستم را مستقیماً تحت تأثیر قرار می‌دهد. لذا مبدل باید مقاوم و دارای بازده خیلی بالا باشد. این امر هزینه و حجم مبدل را افزایش می‌دهد.

۱-۴- مزرعه بادی

به طور معمول، توربین‌های بادی در قالب مزارع بادی بزرگ مورد استفاده قرار می‌گیرند. یک مزرعه بادی[2] می‌تواند شامل چندین توربین بادی باشد که توسط سیستم اتصال توربین‌ها[3] به ترانسفورماتور مزرعه متصل می‌شوند. شکل (۱-۵) نمای یک مزرعه بادی نمونه با ظرفیت کلی حدود ۱۵۰ MW را نشان می‌دهد. در این مزرعه بادی نمونه، ۶ قسمت وجود دارد که هر قسمت شامل ۱۲ توربین می‌باشد. هر قسمت توسط کابل ۳۰ kV به ترانسفورماتور ۳۰ kV / ۱۳۲ kV مزرعه متصل است. خروجی ترانسفورماتور مزرعه توسط یک کابل ۲۵ km به شبکه ۱۳۲ kV موجود در ساحل متصل می‌شود. ولتاژ برق تولیدی هر توربین ۰/۷ kV است که برای هر توربین توسط یک ترانسفورماتور ۰/۷ kV/ ۳۰ kV به ولتاژ ۳۰ kV تبدیل می‌شود و به کابل ۳۰ kV متصل می‌گردد [۱۳].

[1] Direct Drive Synchronous Generator
[2] Wind Farm
[3] Collector System

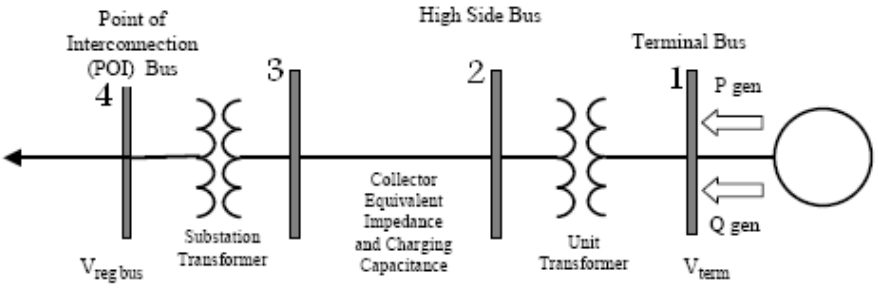


شکل (۱-۵): یک مزرعه‌ی بادی نمونه

معمولاً سرعت بادی که به تمامی توربین‌های بادی یک مزرعه بادی می‌رسد، ثابت فرض می‌شود؛ زیرا توربین‌های بزرگ در یک مزرعه بادی با فاصله‌ای در حدود ۳۰۰ m تا ۵۰۰ m از یکدیگر نصب می‌شوند. لذا تغییرات سرعت باد با تأخیر قابل توجهی در سطح مزرعه بادی دیده می‌شود. همچنین، از امپدانس سیستم اتصال توربین‌ها در مقابل امپدانس ترانسفورماتور مزرعه بادی صرف‌نظر می‌شود. چنین فرضی معمولاً برقرار است؛ به عنوان مثال، در مرجع [۱۴] ذکر شده که بر مبنای ظرفیت مزرعه، راکتانس ترانسفورماتور مزرعه حدود ۰/۰۸ تا ۰/۱ پریونیت است؛ این در حالی است که امپدانس سیستم اتصال توربین‌ها حدود ۰/۰۲۵ پریونیت است.

مدل‌سازی تمامی توربین‌های یک مزرعه بادی، سبب بالا رفتن حجم محاسبات شده و نیز نیازمند اطلاع از الگوی دقیق و جهت وزش باد در هنگام اجرای برنامه و نیز اطلاع از سیستم اتصال توربین‌ها می‌باشد که در بسیاری از موارد مقدور نیست. لذا در مدل‌سازی مزرعه بادی جهت مطالعات الکتریکی، از مدل تجمعی مزرعه بادی[1] استفاده می‌شود. اگر تمامی توربین‌های یک مزرعه بادی یکسان باشند، سرعت بادی که به همه آنها می‌رسد یکسان فرض شود و نیز امپدانس سیستم اتصال توربین‌ها در مقابل امپدانس ترانسفورماتور مزرعه بادی قابل صرف‌نظر باشد، می‌توان مزرعه بادی را با مدل یکی از این توربین‌ها مدل‌سازی کرد [۱۵]. به این مدل، مدل تجمعی مزرعه بادی گفته می‌شود. شکل (۱-۶) نمای مدل تجمعی یک مزرعه‌ی بادی نوعی را نشان می‌دهد. اگر از هر نوع توربین بادی، چند واحد در یک مزرعه بادی موجود باشند، به ازای هریک از آنها یک مدل تجمعی به ترانسفورماتور مزرعه متصل می‌شود.

[1] Wind Farm Aggregated Model



شکل (۱-۶): مدل تجمعی مزرعه بادی متصل به شبکه

فصل دوم

بررسی منابع موجود در زمینه ضوابط اتصال نیروگاه بادی به شبکه

مقدمه

دستورالعمل شبکه[1]، عنوان دستورالعملی کلی است که توسط شرکت‌های برق کشورهای مختلف تدوین و منتشر می‌شود و هدف از آن، بیان ضوابط عملکرد شبکه برق و تجهیزات آن در این کشورها است. در مورد برخی کشورها [۱۶-۱۷]، دستورالعمل شبکه به سه دسته زیر تقسیم می‌شود:

- Planning Code: ضوابط مربوط به نحوه برنامه‌ریزی شبکه را بیان می‌کند.
- Connection Code: ضوابط مربوط به نحوه اتصال به شبکه را بررسی می‌کند.
- Operation [Operating, Operational] Code: ضوابط مربوط به نحوه بهره‌برداری از شبکه را بیان می‌کند.

در سایر موارد [۱۸-۱۹]، اگرچه در واقع دستورالعمل شامل مطالبی مربوط به هریک از سه بند فوق است؛ ولی لزوماً تفکیک خاصی بین این سه حوزه انجام نشده است.

چنانکه پیشتر گفته شد، در گذشته توربین‌های بادی دارای ظرفیت کمی بودند و به همین دلیل، به شبکه توزیع متصل شده و فاقد توانایی تأثیر گذاشتن بر عملکرد شبکه بودند. امروزه، با افزایش ظرفیت توربین‌های بادی و استفاده از آنها در قالب یک مزرعه بادی، توان یک نیروگاه بادی ممکن است به ۲۰۰ تا ۳۰۰ مگاوات نیز برسد. در این صورت، چنین نیروگاهی باید به شبکه فوق‌توزیع یا انتقال متصل شود و قطعاً بر نحوه عملکرد شبکه تأثیر خواهد گذاشت. بنابراین، باید دستورالعمل شبکه به‌گونه‌ای بازنویسی یا تکمیل شود که تأثیر وجود نیروگاه‌های بادی بزرگ در شبکه را نیز در نظر بگیرد.

بازنویسی یا تکمیل دستورالعمل شبکه، به عواملی مانند ساختار شبکه، میزان ارتباط شبکه با شبکه‌های مجاور، میزان قوی بودن شبکه و غیره بستگی دارد. یکی از مهم‌ترین عوامل موثر در این زمینه، میزان نفوذ ظرفیت بادی[1] در شبکه است که به طور خلاصه آن را ضریب نفوذ می‌نامند. این کمیت، ضریبی است که با استفاده از تقسیم دو عبارت بر هم محاسبه و بر حسب درصد بیان می‌شود. صورت این کسر، کل ظرفیت بادی نصب‌شده در شبکه و مخرج آن بار پیک شبکه است [۲۰]. به عبارت دیگر، این کمیت نشان می‌دهد که در هنگام وقوع پیک بار در شبکه، حداکثر چند درصد از بار پیک می‌تواند توسط نیروگاه‌های بادی تأمین شود. البته، در عمل ممکن است به علت مسائلی مانند شرایط آب و هوایی کشور

[1] Grid Code

و غیره، در شرایط پیک بار تنها بخشی از ظرفیت نصب‌شده بادی بتواند وارد شبکه شود؛ ولی این امر در محاسبه این کمیت دخالت داده نمی‌شود. ضریب نفوذ عامل بسیار مهمی در زمینه اثرات متقابل نیروگاه بادی و شبکه است. اگر ضریب نفوذ پایین باشد، نیروگاه تأثیر چندانی بر عملکرد شبکه ندارد؛ در مقابل، اگر ضریب نفوذ بالا باشد، تأثیر نیروگاه بادی بر شبکه قطعاً قابل توجه است. در برخی مراجع [۲۱-۲۲]، حد این تأثیر برابر ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است؛ به عبارت دیگر، اگر ضریب نفوذ کمتر از ۱۰ درصد باشد، تأثیر نیروگاه بادی قابل صرف‌نظر است و در غیر این صورت، باید تأثیر نیروگاه بادی در نظر گرفته شود.

بازنویسی یا تکمیل دستورالعمل شبکه معمولاً به دو صورت انجام می‌شود: در روش اول، دستورالعمل به‌گونه‌ای تکمیل می‌شود که ضوابط مخصوص مربوط به توربین بادی در آن گنجانده شده باشد. در روش دوم، دستورالعمل جداگانه‌ای برای ضوابط مخصوص توربین بادی تهیه می‌شود که معمولاً دستورالعمل بادی شبکه[۲] نامیده می‌شود. مراجع [۲۳-۲۴] بررسی خوبی در مورد دستورالعمل کشورها در زمینه نیروگاه‌های بادی انجام داده‌اند. این مراجع، هم به طور اجمالی به معرفی دستورالعمل‌های کشورهای مختلف پرداخته‌اند و هم محورهای موضوعی آنها را بررسی کرده‌اند. محورهای موضوعی دستورالعمل شبکه در زمینه نیروگاه‌های بادی، پیشتر در قالب ۸ محور ذکر شد که در اینجا مجدداً جهت یادآوری ارائه می‌شوند:

۱) الزامات توان اکتیو و فرکانس
۲) الزامات توان راکتیو و ولتاژ
۳) الزامات تحمل خطا
۴) الزامات حفاظت
۵) الزامات کیفیت توان
۶) الزامات مدل‌سازی و ثبت وقایع
۷) الزامات پایش، کنترل و ارتباطات
۸) الزامات تست

[1] Wind Capacity Penetration
[2] Wind Grid Code

این الزامات در جلدهای دوم تا چهارم گزارش به تفصیل مورد بررسی قرار خواهند گرفت. در این فصل، هدف صرفاً معرفی مختصر منابع موجود در زمینه دستورالعمل شبکه با حضور نیروگاه‌های بادی است. همچنین، منابع موجود در این زمینه در ایران نیز معرفی شده‌اند. این منابع، هم شامل مواردی هستند که به نیروگاه‌های بادی مربوط می‌شوند و هم شامل مواردی هستند که به عملکرد شبکه در حالت کلی مربوط می‌شوند.

۲-۱- دستورالعمل شبکه با حضور نیروگاه‌های بادی در کشورهای مختلف

در این بخش، قسمت‌های مربوط به نیروگاه‌های بادی در دستورالعمل شبکه کشورهای مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرند.

۲-۱-۱- هند

هند هنوز دارای دستورالعمل بادی تأییدشده‌ای نیست؛ ولی پیش‌نویسی جداگانه در این زمینه در سال ۲۰۰۹ توسط مرکز فن‌آوری انرژی بادی (C-WET) تهیه شده است [۲۵]. این دستورالعمل، یکی از معدود مواردی است که از ساختار سه بخشی Planning Code، Connection Code و Operation Code تشکیل شده است.

۲-۱-۲- ایرلند

ایرلند دارای یک دستورالعمل بادی جداگانه است که در سال ۲۰۰۴ توسط کمیسیون تنظیم انرژی (CER) این کشور منتشر شده است [۲۶].

۲-۱-۳- دانمارک

اگرچه توان بادی نصب‌شده در دانمارک نسبت به سایر کشورهای جهان بالا نیست؛ ولی این کشور بخش عمده‌ای از برق خود را از طریق انرژی بادی تأمین می‌کند و دارای ضریب نفوذ بالایی می‌باشد. شرکت ENERGINET، در سال ۲۰۱۰ دستورالعمل جداگانه‌ای برای نیروگاه‌های بادی با توان بادی بالاتر از kW ۱۱ منتشر کرده است [۲۷].

۲-۱-۴- شمال اروپا

منطقه اسکاندیناوی شامل کشورهای دانمارک، سوئد، فنلاند و نروژ است که معمولاً با نام شمال اروپا (Nordic) شناخته می‌شوند. برای شبکه انتقال به‌هم‌پیوسته این منطقه، یک دستورالعمل در سال ۲۰۰۷ از سوی شرکت NORDEL تهیه شده که شامل سه بخش Planning Code، Connection Code و Operation Code می‌باشد [۱۶]. در این دستورالعمل، تنها در بخش Connection Code بخش مجزایی به نیروگاه‌های بادی اختصاص داده شده است. بخشی از کشور دانمارک که در اختیار شرکت ENERGINET قرار دارد، از این دستورالعمل مستثنی است.

۲-۱-۵- کانادا

در کشور کانادا، تا کنون سه دستورالعمل از سوی سه شرکت تهیه شده است. دستورالعمل اول، در سال ۲۰۰۵ توسط مؤسسه کانادایی انرژی بادی تهیه شده است که مربوط به کل کشور کانادا است [۲۲]. دستورالعمل دوم، در سال ۲۰۰۶ توسط شرکت Hydro-Québec TransEnergie تهیه شده است که مربوط به استان کبک است [۲۸]. دستورالعمل سوم، در سال ۲۰۰۴ توسط شرکت بهره‌برداری سیستم الکتریکی آلبرتا (AESO) تهیه شده است که مربوط به استان آلبرتا است [۲۹].

۲-۱-۶- آلمان

در کشور آلمان، شرکت E.ON Netz در سال ۲۰۰۶ یک دستورالعمل برای شبکه خود منتشر کرده است که در بخش‌هایی از آن، الزامات مربوط به نیروگاه‌های مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر را نیز بیان نموده است (که شامل انرژی بادی نیز می‌شود) [۱۹]. این شرکت، در سال ۲۰۰۸ دستورالعمل جداگانه‌ای نیز در زمینه الزامات لازم جهت اتصال نیروگاه‌های بادی واقع در دریا[1] به شبکه خود منتشر کرده است [۳۰].

۲-۱-۷- انگلستان

[1] Offshore

در کشور انگلستان، شرکت National Grid Electricity Transmission plc در سال ۲۰۱۱ یک دستورالعمل برای شبکه خود منتشر کرده است که در بخش‌هایی از آن، الزامات مربوط به نیروگاه‌های بادی نیز بیان شده است [۳۱].

۲-۱-۸- آفریقای جنوبی

آفریقای جنوبی هنوز دارای دستورالعمل بادی تأییدشده‌ای نیست؛ ولی پیش‌نویس یک دستورالعمل بادی جداگانه در این زمینه در سال ۲۰۰۹ توسط شرکت ملی قانونگذار انرژی آفریقای جنوبی (NERSA) تهیه و منتشر شده است [۳۲].

۲-۱-۹- منابع متفرقه

در مورد برخی از کشورها، دستورالعمل شبکه به زبانی غیر از انگلیسی منتشر شده و در نتیجه قابل بررسی نبود. در عین حال، در برخی مراجع، بخشی از ضوابط مربوط به دستورالعمل بادی شبکه این کشورها مورد بررسی قرار گرفته که از این مراجع استفاده شده است. از جمله این کشورها می‌توان به بلژیک، ایتالیا، چین و اسپانیا اشاره کرد. علاوه بر دستورالعمل کشورهای مختلف، برخی استانداردهای منتشرشده توسط مؤسسات بین‌المللی (مانند IEC) نیز در مواردی برای تدوین ضوابط اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه و بهره‌برداری از آنها مورد استفاده قرار گرفته‌اند. به علاوه، کتب و مقالات مختلفی که به بررسی مقایسه‌ای دستورالعمل‌ها می‌پردازند نیز بررسی شده‌اند. فهرست این منابع در این گزارش ذکر نشده و در جلدهای بعدی گزارش، بسته به مورد استفاده شده و در فهرست مراجع ذکر خواهند شد.

۲-۲- منابع موجود در ایران

منابع موجود در ایران را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد. دسته اول، منابعی هستند که یا به انرژی‌های تجدیدپذیر (و از جمله انرژی باد) و یا مستقیماً به انرژی بادی مرتبط هستند. دسته دوم، منابعی هستند که به عملکرد کلی شبکه مربوط می‌شوند و ارتباط مستقیمی با نیروگاه‌های بادی ندارند. دسته اخیر، عمدتاً برای مقایسه موارد موجود در دستورالعمل کشورهای مختلف با موارد نظیر آنها در ایران به کار می‌روند.

منابع دسته اول عبارتند از:

۱- دستورالعملی با عنوان "معیارها و الزاماتی که در نگارش گزارش مطالعه امکان‌سنجی باید در نظر گرفته شود" که توسط سازمان انرژی‌های نو ایران تهیه شده است. این دستورالعمل به پیوست نامه شماره ۱۹۰/۹۳۷ مورخ ۸۹/۷/۱۳ سازمان انرژی‌های نو ایران برای دفتر خصوصی‌سازی صنعت برق وزارت نیرو ارسال شده است. در این دستورالعمل، بخشی با عنوان "معیارها و الزامات گزارش مطالعه امکان‌سنجی" وجود دارد که طبق آن، گزارش امکان‌سنجی باید شامل ۶ فصل باشد. فصل سوم با عنوان "طرح اتصال به شبکه"، طبق این دستورالعمل باید شامل مواردی نظیر مطالعات اتصال کوتاه، پایداری گذرا و غیره باشد. باید توجه کرد که این دستورالعمل مربوط به مطالعه امکان‌سنجی است و بنابراین، مربوط به حوزه ضوابط برنامه‌ریزی نیروگاه بادی (Planning Code) است؛ لذا، مسائل مطرح‌شده در این دستورالعمل در حوزه ضوابط اتصال نیروگاه بادی به شبکه (Connection Code) و حوزه ضوابط بهره‌برداری از نیروگاه بادی متصل به شبکه (Operation Code) نمی‌گنجد.

۲- گزارشی با عنوان "مجموعه اطلاعات راهنمای احداث نیروگاه‌های برق تجدیدپذیر غیردولتی" که در خردادماه ۱۳۸۵ توسط سازمان انرژی‌های نو ایران تهیه شده و در سایت این سازمان قرار داده شده است [۳۳]. این دستورالعمل، اگرچه مربوط به کلیه انرژی‌های تجدیدپذیر است؛ ولی بخش عمده آن به انرژی بادی اختصاص دارد. فصل چهارم این گزارش با عنوان "راهنمای استانداردها و دستورالعمل‌های فنی"، لزوم تبعیت از دستورالعمل "روش‌های اجرایی اتصال به شبکه" در زمینه اتصال به شبکه، "دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری" در زمینه بهره‌برداری از شبکه و استاندارد "مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق)" در زمینه کیفیت توان را یادآور شده است. به این سه دستورالعمل در ادامه اشاره خواهد شد.

منابع دسته دوم عبارتند از:

۱- دستورالعملی با عنوان "روش‌های اجرایی اتصال به شبکه: روش اجرایی شرایط اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه" که در سال ۱۳۸۱ از سوی شرکت توانیر انتشار یافته است [۳۴]. این دستورالعمل، ضوابطی که سازنده یک نیروگاه باید قبل از اتصال آن به شبکه در زمینه مواردی چون فرکانس، ولتاژ، حفاظت و غیره رعایت کند ارائه می‌دهد.

۲- دستورالعملی با عنوان "دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری" که در سال ۱۳۷۶ توسط شرکت توانیر در هشت قسمت تهیه شده است [۳۵] و مواردی چون نحوه کنترل فرکانس و کنترل ولتاژ شبکه را در حین بهره‌برداری نشان می‌دهد.

۳- استاندارد "مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق)" که در سال ۱۳۸۱ از سوی شرکت توانیر انتشار یافته است [۳۶]. این دستورالعمل، حدود مجاز و ضوابط مربوط به مواردی چون هارمونیک، فلیکر، تغییرات فرکانس و ولتاژ و غیره را نشان می‌دهد.

۴- دستورالعملی با عنوان "دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه توزیع نیروی برق" که در سال ۱۳۸۸ توسط شرکت توانیر منتشر شده است [۳۷]. این دستورالعمل، مشابه دستورالعمل بند ۱ است؛ با این تفاوت که در اینجا توان تولیدی نیروگاه کوچک است و اتصال آن به شبکه توزیع خواهد بود؛ در حالی که در دستورالعمل بند ۱، توان تولیدی نیروگاه بزرگ است و نیروگاه به شبکه انتقال یا فوق‌توزیع متصل خواهد شد.

فصل سوم

نتیجه‌گیری

با توجه به مواردی چون افزایش قیمت سوخت‌های فسیلی و مسائل زیست‌محیطی، رویکرد به انرژی‌های تجدیدپذیر برای تولید برق گسترش یافته است. یکی از مهم‌ترین این انرژی‌ها، انرژی بادی است که امروزه از طریق نیروگاه‌های بادی به برق تبدیل می‌شود و روزبه‌روز استفاده از آن گسترش می‌یابد. در این گزارش، تاریخچه مختصر استفاده از انرژی باد برای تولید برق و آمارهای مربوط به وضعیت کنونی تولید برق بادی در جهان و ایران ارائه شد. طبق این آمارها، کشورهای چین، آمریکا، آلمان، اسپانیا و هند به ترتیب دارای بیشترین ظرفیت نصب‌شده بادی هستند. همچنین، در ایران دو نیروگاه منجیل و بینالود مهم‌ترین نیروگاه‌های بادی موجود در کشور هستند که به ترتیب ٪۶۵/۲ و ٪۳۰/۵ از ظرفیت نصب‌شده بادی کشور را تشکیل می‌دهند. در ادامه، ساختار یک توربین بادی، روابط مربوط به تولید برق توسط توربین بادی و انواع توربین‌های بادی (SCIG، DFIG و DDSG) به طور مختصر معرفی شدند. به علاوه، نشان داده شد که توربین‌های بادی معمولاً در قالب مزارع بادی بزرگ بهره‌برداری می‌شوند. هر مزرعه بادی متشکل از تعداد زیادی توربین بادی است که با فواصل مناسب از هم در زمین بزرگی قرار می‌گیرند و از طریق سیستم اتصال و یک ترانسفورماتور به شبکه متصل می‌شوند.

در ادامه، با ارائه مفهوم دستورالعمل شبکه به عنوان ضوابطی که شبکه برق کشورها بر مبنای آن اداره می‌شوند، دستورالعمل کشورهای مختلف در زمینه نحوه اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه و بهره‌برداری از آنها معرفی شدند. محورهای کلی این دستورالعمل‌ها عبارتند از الزامات توان اکتیو و فرکانس، الزامات توان راکتیو و ولتاژ، الزامات تحمل خطا، الزامات حفاظت، الزامات کیفیت توان، الزامات مدل‌سازی و ثبت وقایع، الزامات پایش، کنترل و ارتباطات و دستورالعمل تست. در این زمینه، دستورالعمل‌های کشورهایی چون هند، ایرلند، دانمارک، کانادا، آلمان، انگلستان، آفریقای جنوبی و نیز کشورهای شمال اروپا (Nordic) مورد بررسی قرار گرفتند. همچنین، منابع داخلی، اعم از اینکه مرتبط با انرژی‌های تجدیدپذیر باشند یا مربوط به عملکرد کلی شبکه باشند، معرفی شدند. این منابع توسط سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) و شرکت توانیر منتشر شده‌اند.

مراجع

[1] T. Ackerman (editor), Wind power in power systems, New York: John Wiley & Sons, Sweden, 2005.

[۲] سازمان انرژی‌های نو ایران، "انرژی باد"، گزارش سوم.

[3] "Global Wind 2011 Report", Global Wind Energy Council (GWEC), 2012.

[4] "Half-year Report 2011", The World Wind Energy Association, 2011.

[۵] معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو، "ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۹".

[6] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers, Wind energy explained, 1st ed. Amherst, USA: Wiley; 2002.

[7] <http://www.sabaniroo.co.ir/news/admin/SabaNiroo%20cataloge%20english.pdf>; [last accessed January 2009].

[8] O. Wasynczuk, D.T. Man, J.P. Sullivan, "Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.100, n.6, June 1981, pp.2837-2845.

[9] P.M. Anderson, A. Bose, "Stability simulation of wind tirbine systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.102, n.12, Dec 1983, pp.3791-3795.

[10] J.G. Slootwe."Wind power; modelling and impact on power system dynamics", Ph.D. thesis Delft University of Thechnology, Dec 2003.

[11] J.G. Slootweg, "Wind power: modelling and impact on power system dynamics", Delft University of Technology., Ridderkerk, the Netherlands, 2003.

[12] F. Mei and B. Pal, "Modal analysis of grid-connected doubly fedinduction generators", IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 22, n. 3, 2007, pp. 728-736.

[13] Akhmatov and H. Knudsen, "An aggregate model of a grid-connected, large scale, offshore wind farm for power stability investigations-importance of windmill mechanical system", Electrical Power and Energy Systems, v. 24, n. 2002, pp. 709-717.

[14] CIGRE Technical Brochure on MODELING AND DYNAMIC BEHAVIOR OF WIND GENERATION AS IT RELATES TO POWER SYSTEM CONTROL AND DYNAMIC PERFORMANCE, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Jan. 2007.

[15] G. Tsourakis, B.M. Nomikos, and C.D. Vournas, "Effect of wind parks with doubly fed asynchronous generators on small-signal stability", Electric Power Systems Research, v. 79, n. 1, 2009, pp. 190-200.

[16] NORDEL,"Nordic Grid Code", 2007.

[17] CERC,"Indian Electricity Grid Code", 2010.

[18] EIRGRID, "EirGrid Grid Code", Ireland, 2007.

[19] E.on Netz," Grid Code: High and extra high voltage", Germany, 2006.

[20] < http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-2-grid-integration/chapter-1-setting-the-scene >; [last accessed Octobr 2012].

[21] AWEA,"Electrical Guide to Utility Scale Wind Turbines", http://www.awea.org

[22] Canadian Wind Energy Association,"Canadian Grid Code for Wind Developments-Integrated French-English-Final",2005.

[23] T. Ackermann [ed.], "Wind power in power systems", John Wiley, 2005.

[24] M.Tsili and S.Papathanassiou, "Review of grid code technical requirements for wind farms", IET Renew. Power Gener., pp. 1–25, 2009.

[25] Centre for Wind Energy Technology, "Indian Wind Grid Code [Draft]", India, 2009.

[26] CER, "Wind Farm Transmission Grid Code Provisions", Ireland, 2004.

[27] ENERGINET, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW", Denmark, 2010.

[28] Hydro-Québec TransEnergie, "Transmission provider technical requirements for the connection of power plants to the Hydro-Quebec transmission system", Canada, 2006.

[29] AESO, "Wind power facility technical requirements. Revision 0", Alberta, Canada, 2004.

[30] E.ON Netz, "Requirements for offshore grid connections in the E.ON Netz Network", Germany, 2008.

[31] National Grid Electricity Transmission plc, "The grid code, issue 4, rev. 7", UK, 2011.

[32] NERSA, "Grid Code Connection Requirements for Wind Energy Facilities in South Africa [Draft]", rev 4.4.

[۳۳] سازمان انرژی‌های نو ایران، "مجموعه اطلاعات راهنمای احداث نیروگاه‌های برق تجدیدپذیر غیردولتی"، ویرایش اول، ۱۳۸۵.

[۳۴] شرکت توانیر، "روش‌های اجرایی اتصال به شبکه: روش اجرایی شرایط اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه"، ۱۳۸۱.

[۳۵] شرکت توانیر، "دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری"، ۱۳۷۶.

[۳۶] شرکت توانیر، "استاندارد صنعت برق ایران - مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق)"، ۱۳۸۱.

[۳۷] شرکت توانیر، "دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه توزیع نیروی برق"، ۱۳۸۸.

پیوست دوم

الزامات توان اکتیو، فرکانس، توان راکتیو و ولتاژ برای واحدهای بادی

بسمه تعالی

تهیه و کنترل

مجری: پژوهشگاه نیرو

مدیر پروژه: زهرا مدیحی بیدگلی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق-قدرت

اعضای گروه تهیه‌کننده

محمد جعفریان	پژوهشگاه نیرو	دکترای مهندسی برق- قدرت
سید وحید خاتمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت
حبیب‌اله رئوفی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت
ابراهیم رضایی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت
محمد ستاره	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت
میلاد مقسم حمیدی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت

اعضای گروه تاییدکننده

همایون برهمندپور	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت
بابک پرکار کومله	شرکت توانیر	دکترای مهندسی برق -قدرت
داود جلالی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق-قدرت
حبیب قراگوزلو مزلقان	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	دکترای مهندسی برق -قدرت
نیکی مسلمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت
مهدی مقیم‌زاده	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	کارشناسی ارشد مهندسی برق -قدرت

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

مقدمه ..... ز
فصل ۱ ..... ۱
کنترل توان اکتیو-فرکانس ۱
مقدمه ۳
۱-۱- مدهای کنترل توان اکتیو- فرکانس ۳
۱-۱-۱- محدودیت بر روی توان اکتیو خروجی ۳
۱-۱-۱-۱- اعمال محدودیت بر روی مقدار توان اکتیو خروجی ۳
۱-۱-۱-۲- اعمال محدودیت بر روی درصد توان اکتیو خروجی (رزرو چرخان) ۶
۱-۱-۲- محدودیت بر روی نرخ تغییر توان اکتیو خروجی ۷
۱-۱-۳- مشارکت در کنترل فرکانس ۹
۱-۱-۳-۱- کنترل فرکانس در فرکانسهای بیشتر از حد مجاز ۱۱
۱-۱-۳-۲- کنترل فرکانس در فرکانسهای کمتر از حد مجاز ۱۶
۱-۲- نتیجه‌گیری ۱۸
فصل دوم ۲۳
کنترل توان راکتیو-ولتاژ ۲۳
مقدمه ۲۵
۲-۱- مدهای کنترل توان راکتیو-ولتاژ ۲۷
۲-۱-۱- تنظیم توان راکتیو ۲۷
۲-۱-۲- تنظیم ضریب توان ۲۷
۲-۱-۳- تنظیم ولتاژ ۲۸
۲-۲- محدوده ضریب توان مجاز نیروگاه بادی ۳۱
۲-۲-۱- منحنی توان راکتیو-توان اکتیو (یا ضریب توان-توان اکتیو) ۳۲
۲-۲-۱-۱- تعیین محدوده مجاز ضریب توان در بار کامل ۳۳
۲-۲-۱-۲- تعیین محدوده مورد نیاز ضریب توان در بار کم یا بیباری ۳۳
۲-۲-۱-۳- تعیین محدوده برای دینامیک بودن پاسخ ۳۴
۲-۲-۱-۴- تعیین محدوده برای حداکثر توان راکتیو ۳۵

۲-۲-۲- منحنی ضریب توان-ولتاژ ۴۱
۲-۳- نتیجه‌گیری ۴۴
فصل سوم ۴۹
پیشنهاد دستورالعمل برای اتصال نیروگاههای بادی در ایران ۴۹
مقدمه ۵۱
۳-۱- دستورالعمل پیشنهادی برای کنترل توان اکتیو-فرکانس ۵۱
۳-۲- دستورالعمل پیشنهادی برای کنترل توان راکتیو-ولتاژ ۵۷
فصل چهارم ۶۱
نتیجه‌گیری ۶۱
مراجع ۶۳

فهرست جداول

عنوان **صفحه**

جدول (۱-۱): WF1.2 از دستورالعمل ایرلند..... ۱۵
جدول (۱-۲): مقایسه‌ی توابع کنترل توان اکتیو در دستورالعمل‌های مختلف..... ۲۱
جدول (۲-۱): نقاط اندازه‌گیری ولتاژ و ضریب توان در دستورالعمل‌های مختلف..... ۲۶
جدول (۳-۱): قابلیت‌های مورد نیاز در ارتباط با نوسانات ولتاژ در دستورالعمل اتصال ایران..... ۵۸

فهرست اشکال

عنوان **صفحه**

شکل (۱-۱): اعمال محدودیت بر روی مقدار توان خروجی یک نیروگاه بادی..... ۴
شکل (۱-۲): اعمال محدودیت دلتا بر روی توان خروجی یک نیروگاه بادی..... ۶
شکل (۱-۳): اعمال محدودیت بر روی نرخ تغییر توان خروجی یک نیروگاه بادی..... ۸
شکل (۱-۴): منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس در کلی‌ترین حالت..... ۱۱
شکل (۱-۵): منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس نیروگاه‌های بادی در سطح ولتاژ بالاتر از ۱۱۰ کیلوولت و ظرفیت بالاتر از ۱۰۰ مگاوات در دستورالعمل آلمان (E.ON Netz)..... ۱۲
شکل (۱-۶): منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس در دستورالعمل هند..... ۱۳
شکل (۱-۷): نمونه منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس در دستورالعمل ایرلند..... ۱۴
شکل (۱-۸): منحنی سیستم کنترل فرکانس در دستورالعمل دانمارک در مد Minor Downward..... ۱۶
شکل (۱-۹): منحنی سیستم کنترل فرکانس در دستورالعمل دانمارک در مد Major Downward..... ۱۸
شکل (۲-۱): نحوه اتصال نیروگاه بادی به شبکه انتقال..... ۲۶
شکل (۲-۲): توابع کنترل توان راکتیو و ضریب توان..... ۲۸
شکل (۲-۳): کنترل ولتاژ نقطه‌ی اتصال نسبت به توان راکتیو..... ۲۹
شکل (۲-۴): محدوده ضریب توان بر حسب توان اکتیو و توان راکتیو بر حسب توان اکتیو..... ۳۲
شکل (۲-۵): قابلیت‌های توان راکتیو مورد نیاز در آلبرتا..... ۳۴
شکل (۲-۶): محدوده مورد نیاز برای تبادل توان راکتیو مزارع بادی در ایرلند..... ۳۶
شکل (۲-۷): محدوده مورد نیاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی بین ۱۱ کیلووات و ۱/۵ مگاوات - دانمارک..... ۳۷
شکل (۲-۸): محدوده مورد نیاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی بین ۱/۵ مگاوات و ۲۵ مگاوات – دانمارک..... ۳۸
شکل (۲-۹): محدوده مورد نیاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی بزرگ‌تر از ۲۵ مگاوات -دانمارک..... ۳۹
شکل (۲-۱۰): محدوده مورد نیاز برای ضریب توان در مقابل ولتاژ برای مزارع بادی بزرگ‌تر از ۲۵ مگاوات - دانمارک..... ۳۹
شکل (۲-۱۱): محدوده مجاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی کوچکتر از ۲۰ مگاوات –آفریقای جنوبی..... ۴۱
شکل (۲-۱۲): محدوده مجاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی بزرگ تر از ۲۰ مگاوات –آفریقای جنوبی..... ۴۱
شکل (۲-۱۳): نمونه‌ای از نمودار ضریب توان-ولتاژ..... ۴۲
شکل (۲-۱۴): محدوده ضریب توان-ولتاژ مورد نیاز در دستورالعمل آلمان- مزارع بادی در سطح ۱۱۰ کیلوولت و بالاتر..... ۴۳

شکل (۲-۱۵): محدوده ضریب توان-ولتاژ مورد نیاز در دستورالعمل هند- مزارع بادی در سطح ۶۶ کیلوولت و بالاتر ۴۴
شکل (۳-۱): منحنی "توان اکتیو(٪)-فرکانس" پیشنهادی: پیش‌بینی برای کنترل فرکانس در زمان افزایش فرکانس - پیشنهاد دوم ۵۳
شکل (۳-۲): منحنی "توان اکتیو(٪)-فرکانس" پیشنهادی: پیش‌بینی برای کنترل فرکانس در زمان افزایش فرکانس - پیشنهاد سوم ۵۵
شکل (۳-۳): منحنی "توان اکتیو(٪)-فرکانس" پیشنهادی: با در نظر گرفتن کنترل فرکانس در زمان افت فرکانس- پیشنهاد چهارم ۵۶
شکل (۳-۴): محدوده "ضریب توان-ولتاژ" پیشنهادی ۵۸

مقدمه

با نفوذ روزافزون منابع تجدیدپذیر در شبکه‌ی قدرت ایران، که عموماً دارای مشخصه‌های عملکردی متفاوتی نسبت به نیروگاه‌های سنتی می‌باشند، بازنگری در استانداردهای اتصال و بهره‌برداری این نیروگاه‌ها غیر قابل اجتناب خواهد بود. یکی از منابع تجدیدپذیری که پیش‌بینی می‌شود در آینده نفوذ بالایی در شبکه‌ی ایران داشته باشد، نیروگاه بادی است. در حال حاضر، مزارع یا نیروگاه‌های بادی در ایران در سطح ولتاژ توزیع قرار دارند و بالطبع استانداردهای مربوط به تولید پراکنده و نیروگاه‌های مقیاس کوچک در مورد آن‌ها قابل اجراست. از طرفی، ظرفیت اندک آن‌ها موجب می‌شود که تأثیرشان بر روی عملکرد شبکه صرفاً به مسائل محلی در شبکه‌های توزیع مانند ولتاژ محلی و ... محدود شود. با این وجود، زمانی که ظرفیت نیروگاه‌های بادی به حدی برسد که لازم است به شبکه‌ی انتقال متصل شوند، تأثیر آن‌ها بر روی شبکه صرفاً به مسائل محلی محدود نخواهد شد؛ در این شرایط، نیروگاه‌های بادی می‌توانند بر روی ولتاژ، فرکانس و امنیت شبکه تأثیرگذار باشند.

با توجه به اینکه در ایران، برای اتصال و بهره‌برداری نیروگاه‌های بادی در سطوح ولتاژ بالاتر از توزیع دستورالعمل مشخصی موجود نیست، در این جلد از گزارش، با مطالعه‌ی استانداردها و دستورالعمل‌های موجود در کشورهای پیشرو در این زمینه و مطابقت آن با شرایط کشور، پیشنهاداتی در ارتباط با کنترل توان‌های اکتیو و راکتیو مزارع بادی ارائه شده است.

در این جلد، استانداردهای اتصال و بهره‌برداری از نیروگاه‌های بادی در نقاط مختلف دنیا، در ارتباط با الزامات توان اکتیو-فرکانس و الزامات توان راکتیو-ولتاژ، مورد بررسی قرار گرفته‌اند. سپس این استانداردها به تفصیل مورد مقایسه قرار گرفته‌اند. این مقایسه نشان می‌دهد که با توجه به شرایط هر کشور یا منطقه، تفاوت‌های بنیادینی در زمینه‌ی اتصال و بهره‌برداری از نیروگاه‌های بادی در نقاط مختلف دنیا وجود دارد. برای مطابقت این استانداردها با شبکه‌ی ایران، دستورالعمل‌های اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث، اتصال مولدهای مقیاس کوچک و دستورالعمل‌های بهره‌برداری (کنترل ولتاژ و فرکانس) به دقت مورد مطالعه قرار گرفتند. در نهایت، با توجه به خلأ موجود در این دستورالعمل‌ها، پیشنهاداتی برای اتصال و بهره‌برداری نیروگاه‌های بادی به شبکه‌ی ۶۳ کیلوولت و بالاتر یا با ظرفیت ۲۵ مگاوات و بالاتر ارائه شدند.

قابلیت‌های مورد اشاره در ارتباط با کنترل توان اکتیو-فرکانس و توان راکتیو-ولتاژ، قابلیت‌های مورد نیاز یک نیروگاه بادی برای اتصال به شبکه می‌باشند. این قابلیت‌ها به عنوان دستورالعمل اتصال به شبکه نیروگاه‌های بادی مطرح می‌شوند. قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه‌ی قدرت، تست‌های مرتبط بر روی سیستم کنترلی نیروگاه انجام می‌شود و در صورت عملکرد صحیح اجازه‌ی اتصال نیروگاه به شبکه صادر می‌شود. در دستورالعمل بهره‌برداری، اپراتور شبکه با توجه به همین قابلیت‌ها از نیروگاه‌های بادی بهره‌برداری می‌کند.

فصل ۱

کنترل توان اکتیو– فرکانس

مقدمه

کنترل توان اکتیو در نیروگاه‌های بادی یک قابلیت مهم به شمار می‌رود. کنترل توان اکتیو مزایای زیادی دارد؛ به ویژه زمانی که باد در حداکثر خود باشد و نیاز به محدود کردن این توان حداکثر وجود داشته باشد. در حال حاضر بیشترین کاربرد کنترل توان اکتیو برای کمک کردن به بهره‌برداری سیستم در زمان وقوع پیشامدهایی است که ظرفیت سیستم کاهش یافته و شبکه ممکن است دچار اضافه بار یا پرشدگی[1] شود[۱]. دلیل دیگر برای تنظیم توان اکتیو، کنترل فرکانس است. در برخی از کشورهای اروپایی نظیر دانمارک و ایرلند، نیروگاه‌های بادی با تنظیم توان اکتیو خروجی خود در کنترل فرکانس مشارکت می‌کنند. این در حالی است که در حال حاضر، در آمریکای شمالی از مزارع بادی به این منظور استفاده نمی‌شود [۳-۱].

۱-۱- مدهای کنترل توان اکتیو- فرکانس

یک نیروگاه بادی باید قابلیت کنترل توان اکتیو خروجی خود را بر اساس توابع محدودکننده یا کنترلی داشته باشد. اعمال محدودیت می‌تواند شامل محدودیت مقدار توان اکتیو خروجی یا شیب تغییرات (معمولاً شیب صعودی) آن باشد.

۱-۱-۱- محدودیت بر روی توان اکتیو خروجی

اعمال محدودیت بر روی مقدار توان اکتیو خروجی[2] عمومی‌ترین قابلیتی است که یک نیروگاه بادی در زمینه‌ی کنترل توان باید داشته باشد [۶-۱]. توان خروجی یک نیروگاه بادی متناسب با پروفایل باد متغیر است. مالک یک نیروگاه بادی تمایل دارد که در تمام شرایط حداکثر توانی را که می‌تواند تولید کند به شبکه تزریق کند. این در حالی است که اپراتور سیستم انتقال ممکن است با توجه به اولویت‌های بهره‌برداری در یک شبکه قدرت (نظیر امنیت شبکه، محدودیت خطوط و ...) نیروگاه را ملزم به محدود کردن توان اکتیو خروجی خود کند. محدود کردن توان اکتیو در یک نیروگاه بادی در دو مد انجام می‌شود.

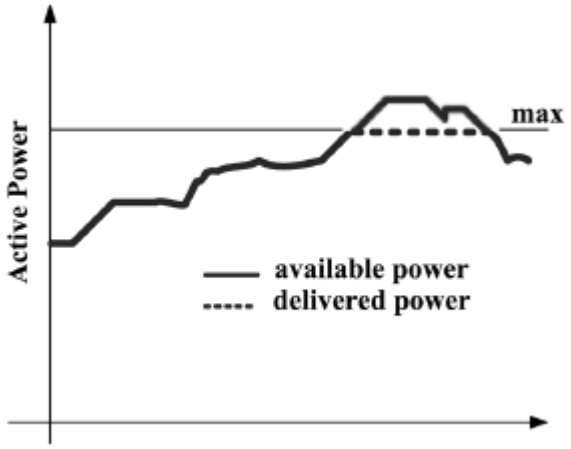
۱-۱-۱-۱- اعمال محدودیت بر روی مقدار توان اکتیو خروجی

تمایل کلی بر این است که نیروگاه‌های بادی تنها در شرایط غیرعادی یا اضطراری توان خود را کاهش دهند؛ اما هنگامی که اپراتور سیستم انتقال، با در نظر گرفتن شرایط بحرانی برای امنیت شبکه، دستور کاهش توان

[1] Congestion

خروجی[3] مزرعه‌ی بادی را صادر می‌کند، تمام توربین‌های بادی در یک مزرعه باید توان خروجی خود را بر اساس مقدار توان تعیین‌شده توسط اپراتور تنظیم کنند. اپراتور سیستم انتقال ممکن است به دلایل مربوط به امنیت شبکه، دستور جدا شدن مزرعه بادی از شبکه اصلی را نیز صادر کند.

محدودیت حرارتی خطوط انتقال نیز می‌تواند باعث شود که مزارع بادی مجبور به کاهش توان خروجی خود شوند و یا در مواردی که سیستم دچار اضافه بار شده است به ناچار از مدار خارج شوند. این مسأله در مورد مزارع بادی، به خصوص در کشورهای پهناور با طبیعت غیر یکنواخت، بسیار اتفاق می‌افتد؛ زیرا بیشتر مناطقی که از نظر پروفایل باد وضعیت خوبی دارند در نقاط دور از مصرف قرار دارند؛ در نتیجه، بیشتر مزارع بادی در نقاطی احداث می‌شوند که از نظر زیربناهای شبکه‌ای وضعیت ضعیفی دارند [۳]. ظرفیت خطوط انتقالی که رابط میان مزرعه بادی با شبکه قدرت است نقش تعیین‌کننده‌ای در بهره‌برداری بهینه از آن دارد. به عنوان مثال، در تگزاس، بیشتر منابع بادی در غرب و شمال قرار دارند؛ در حالی که عمده‌ی مصرف در شرق آن تمرکز یافته است. محدودیت حرارتی خطوط باعث شده است که مزارع بادی در غرب تگزاس به اجبار دچار محدودیت در تولید تا حدود ۲۰ الی ۳۰٪ ظرفیت خود شوند. این مسأله در مورد مزارع بادی کالیفرنیا، آلبرتا و بریتیش کلمبیا نیز وجود دارد. عوامل دیگری که می‌تواند منجر به محدودیت تولید شود، کنترل ولتاژ و قیود پایداری شبکه هستند [۳] .



شکل (۱-۱): اعمال محدودیت بر روی مقدار توان خروجی یک نیروگاه بادی

بنابراین، تمام توربین‌های بادی در یک مزرعه باید قابلیت عملکرد در سطح توان پایین‌تر را داشته باشند. یک مزرعه‌ی بادی باید قابلیت دریافت سیگنال کاهش توان خروجی را به صورت به‌هنگام[4] داشته باشد و بتواند توان حداکثر خود را بر روی یک مرجع ثابت به عنوان حداکثر تنظیم کند. این مد کنترل توان، عموماً برای محافظت

[2] Production Constraint
[3] Mw Curtailment
[4] on-line

شبکه در برابر اضافه بار در حالت‌های اضطراری یا زمانی که با محدودیت در انتقال توان روبرو هستیم مورد استفاده قرار می‌گیرد. شکل (۱-۱) اعمال محدودیت بر روی مقدار توان خروجی یک نیروگاه بادی را نمایش می-دهد.

آلمان: براساس دستورالعمل آلمانی E.ON Netz، تمام منابع بادی متصل به شبکه با سطح ولتاژ ۱۱۰ کیلوولت و بالاتر باید قادر باشند توان اکتیو خروجی خود را در تمام شرایط عملکردی کاهش دهند. توان خروجی مزرعه بادی باید با نرخ حداقل "۱۰٪ ظرفیت اتصال (در نقطه اتصال) بر دقیقه" بر روی مقدار تعیین‌شده توسط اپراتور شبکه تنظیم شود بدون اینکه مزرعه از شبکه‌ی اصلی جدا شود [۷].

هند: در دستورالعمل هند، اپراتور شبکه در زمان پرشدگی و شرایط اضطراری دیگر از نیروگاه بادی درخواست می‌کند که توان خروجی خود را بر روی یک مقدار تعیین‌شده کاهش دهد. در این شرایط، تمام نیروگاه‌های بادی متصل به شبکه با سطح ولتاژ ۶۶ کیلوولت و بالاتر باید توان اکتیو خروجی خود را بر این مبنا تنظیم کنند [۸].

آلبرتا: براساس دستورالعمل آلبرتا، آن دسته از مزارع بادی که قادرند توان خروجی خود را در مدت کمتر از ۱۰ دقیقه بر روی مقدار مرجع تعیین‌شده تنظیم کنند، می‌توانند در هنگام پرشدگی متصل به شبکه باقی بمانند [۹]. به طور کلی، قابلیت‌هایی که در دستورالعمل‌های استان‌های مختلف کانادا برای توان اکتیو نیروگاه‌های بادی در نظر گرفته شده محدود است یا اینکه تنها به اشاره‌ای در این کدها بسنده شده است؛ به عنوان مثال، انتاریو هیچ محدودیتی بر روی توان اکتیو قرار نمی‌دهد؛ یا کبک (۲۰۰۴) نیروگاه‌ها را ملزم به داشتن قابلیت مشخصی از نظر توان اکتیو قابل کنترل نمی‌کند؛ هرچند توانایی نیروگاه در تنظیم توان اکتیو بر روی یک مقدار مشخص را مطلوب می‌داند (شبکه کبک از لحاظ ساختارهای ارتباطی نیز ضعیف است و نیاز به تقویت دارد. ضمن اینکه توربین‌های نصب‌شده در آن احتمالاً قابلیت‌های پایینی دارند) [۳].

ایرلند: در ایرلند، سیگنالی با عنوان مقدار مرجع کاهش‌یافته[5] از طرف اپراتور شبکه به مزرعه بادی ارسال می-گردد. توان اکتیو خروجی مزرعه بادی از روی کمینه‌ی این مقدار و منحنی توان اکتیو-فرکانس مشخص می‌شود. اینکه مزرعه بادی چه توان اکتیوی تولید کند، علاوه بر این مقدار مرجع، به سیستم پاسخ فرکانس آن نیز وابسته است که در بخش ۱-۱-۳ توضیح داده خواهد شد. هیچ تأخیر زمانی، به غیر از تأخیر ذاتی که در طراحی خود سیستم پاسخ فرکانس لحاظ می‌شود، نباید وجود داشته باشد. نرخ پاسخ هر توربین بادی باید کمتر از ۱٪ توان نامی توربین در ثانیه باشد. نکته‌ی قابل توجه در مورد ایرلند این است که، برخلاف دستورالعمل‌های قبلی، در شرایط نرمال نیز یک مرجع کاهش‌یافته‌ی توان اکتیو توسط اپراتور شبکه برای هر نیروگاه تعیین می‌شود [۱۰].

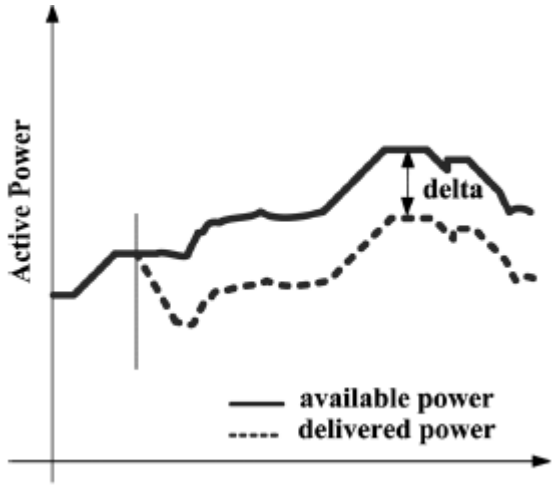
[5] Mw Curtailment Set-point

دانمارک: در دانمارک نیز، تمام مزارع بادی بزرگ‌تر از ۱/۵ مگاوات ملزم به داشتن قابلیت اعمال محدودیت بر روی توان اکتیو خود می‌باشند. مقدار مرجع توان اکتیو توسط سیگنال از اپراتور شبکه به نیروگاه ارسال می‌شود [۱۱].

شمال اروپا: در دستورالعمل کشورهای شمال اروپا، نیروگاه‌های بادی موظفند پس از دریافت سیگنال از اپراتور شبکه، توان خروجی خود را بر روی مقدار مورد نظر اپراتور از ۲۰٪ تا ۱۰۰٪ تنظیم کنند [۱۲].

۱-۱-۱-۲- اعمال محدودیت بر روی درصد توان اکتیو خروجی (رزرو چرخان)

در این مد، توان اکتیو خروجی - در محدوده‌ی فرکانس نرمال (بنا به تعریف هر دستورالعمل) - با یک نسبت مشخص (معمولاً بر حسب درصد) نسبت به توان اکتیو در دسترس (حداکثر توان قابل تولید توسط باد) تنظیم می‌شود. به این نوع اعمال محدودیت، محدودیت دلتای توان اکتیو گفته می‌شود که کاربرد آن عموماً برای ایجاد یک مقدار توان به صورت رزرو چرخان است [۵-۴]. در مناطقی که از نیروگاه‌های بادی در مد کنترل اولیه در زمان افت فرکانس استفاده می‌کنند، درصدی از توان اکتیو خروجی به عنوان رزرو در نظر گرفته می‌شود؛ در این حالت، محدودیت دلتا بر روی توان اکتیو مزرعه بادی اعمال می‌شود. مقدار مرجع (درصد) توان اکتیو توسط اپراتور شبکه تعیین می‌شود. دانمارک و ایرلند، برای نیروگاه‌های بادی توان اکتیو رزرو در نظر می‌گیرند. شکل (۱-۲) اعمال محدودیت بر روی درصد توان خروجی یک نیروگاه بادی را نمایش می‌دهد.



شکل (۱-۲): اعمال محدودیت دلتا بر روی توان خروجی یک نیروگاه بادی

۱-۱-۲- محدودیت بر روی نرخ تغییر توان اکتیو خروجی

یکی دیگر از محدودیت‌های توان در نیروگاه بادی، اعمال محدودیت بر روی نرخ تغییر توان خروجی[۶] است. تعیین نرخ حداکثر برای توان اکتیو خروجی در یک سیستم قدرت به منظور عملکرد مطلوب[۷] شبکه انجام می‌شود. اپراتورهای سیستم انتقال به طور معمول، برای واحدهای حرارتی و آبی که ممکن است چند هزار مگاوات ظرفیت داشته باشند، نرخ حداکثر تغییرات توان را در نظر می‌گیرند.

نیروگاه‌های بادی به صورت ذاتی توان ثابت تولید نمی‌کنند؛ زیرا توان خروجی آن‌ها متناسب با سرعت باد است. تغییرات توان تولیدی نیروگاه‌های بادی باید توسط منابع دیگر موجود در شبکه (نیروگاه‌های سنتی) پوشش داده شود. زمانی که ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در یک شبکه قدرت زیاد باشد (به صورت معمول بیشتر از ۱۰٪ بار پیک)، برنامه‌ریزی تولید (پیش بینی مقدار ظرفیت رزرو مورد نیاز) در نیروگاه‌های سنتی آن شبکه عموماً بر اساس توان پیش‌بینی‌شده نیروگاه‌های بادی انجام می‌گیرد[۱-۳،۱۳]. بر این اساس، حداکثر نرخ تغییر توان نیروگاه بادی باید به اندازه‌ای باشد که منابع دیگر موجود در شبکه بتوانند افزایش/کاهش توان را در زمان مناسب و با در نظر گرفتن یک مقدار منطقی به عنوان رزرو چرخان پاسخ دهند. شکل (۱-۳) اعمال محدودیت بر روی نرخ تغییر توان خروجی یک نیروگاه بادی را نمایش می‌دهد.

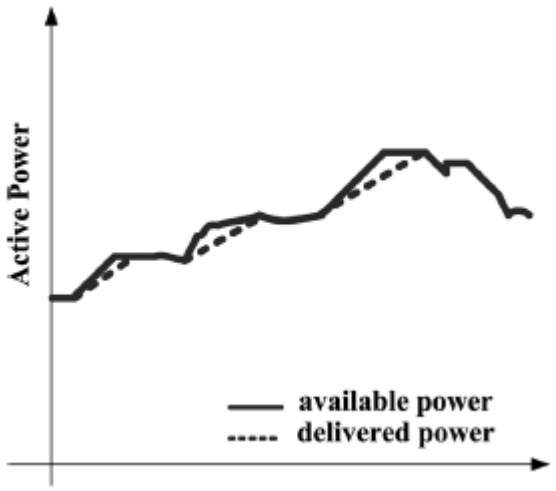
مقدار مجاز ramp rate نیروگاه بادی در یک شبکه با انجام مطالعه بر روی شبکه مورد نظر به دست می‌آید. در مرجع [۲]، مطالعاتی که توسط شرکت E.ON Netz بر روی شبکه‌ی ایالت E.ON آلمان انجام شده مورد بررسی قرار گرفته است. در این گزارش ذکر شده است که در مطالعات سال ۲۰۰۳، تفاوت‌هایی میان توان پیش‌بینی‌شده برای باد و توانی که تولید شده است وجود دارد. با توجه به این مطالعات، حداکثر نرخ تغییر توان در یک بازه زمانی

۶ ساعته در حدود ۱۰ مگاوات بر دقیقه بوده است. اگر همین مقدار نرخ تغییر توان اکتیو را برای شبکه‌ای مانند بریتیش کلمبیا در نظر بگیریم، با توجه به فراوانی نیروگاه‌های آبی در این منطقه و اینکه بیشتر نیروگاه‌های آبی آن دارای نرخ تغییر توان به مراتب بیش از این مقدار می‌باشند، این میزان تغییرات در توان خروجی نیروگاه‌های بادی به راحتی توسط همین نیروگاه‌های آبی قابل جبران می‌باشند. در نتیجه، اعمال محدودیت بر روی نرخ تغییرات توان خروجی نیروگاه‌های بادی بر اساس نیاز شبکه انجام می‌گیرد. مطالعات انجام گرفته بر روی شبکه‌ی بریتیش کلمبیا نشان می‌دهند که با توجه به حضور نیروگاه‌های آبی با نرخ تغییر بیش از چند ۱۰۰ مگاوات بر دقیقه، تعیین محدودیت بر روی نرخ تغییر توان اکتیو نیروگاه‌های بادی عملاً تأثیری بر عملکرد شبکه ندارد. بر

---

[6] Ramp Rate Constraint
[7] smooth

مبنای دستورالعمل کبک نیز، ramp rate برای نیروگاه بادی تنها در صورت نیاز با تشخیص اپراتور شبکه تعیین می‌شود [۳]. با این وجود، آلبرتا مقدار ۱۰٪ توان اکتیو خروجی بر دقیقه را به عنوان حداکثر نرخ تغییر توان خروجی نیروگاه‌های بادی تعیین کرده است [۹].



شکل (۱-۳): اعمال محدودیت بر روی نرخ تغییر توان خروجی یک نیروگاه بادی

ایرلند: بر اساس دستورالعمل ایرلند، مزرعه بادی باید قادر باشد نرخ تغییرات توان خروجی خود را بر مبنای نرخ حداکثری (مگاوات بر دقیقه) که اپراتور سیستم انتقال تعیین می‌کند تنظیم کند. در دستورالعمل ایرلند، دو نرخ تغییر توان حداکثر تعیین می‌شود. مقدار اول به متوسط نرخ تغییرات توان بر حسب مگاوات در یک دقیقه اعمال می‌شود. مقدار دوم به متوسط مگاوات بر دقیقه در طول ۱۰ دقیقه اعمال می‌شود. این محدودیت‌های نرخ تغییر توان باید برای تمام شرایط شامل نرمال، راه‌اندازی و خاموشی اعمال شود. این امکان وجود دارد که هر کدام از این دو نرخ بین دو مقدار ۱ تا ۳۰ مگاوات بر دقیقه تغییر کنند. تنظیمات مربوط به نرخ حداکثر تغییر توان خروجی حداقل ۶۰ روز کاری قبل از تاریخ عملکرد مزرعه بادی توسط اپراتور سیستم انتقال مشخص می‌شود. نرخ تغییر توان ممکن است بر مبنای نیاز شبکه در طول زمان تغییر کند؛ در این شرایط، اپراتور سیستم با در نظر گرفتن یک فرصت دو هفته‌ای برای مزرعه بادی، تنظیمات جدید را به نیروگاه بادی ابلاغ می‌کند. در دستورالعمل آفریقای جنوبی نیز مشابه ایرلند دو نرخ در بازه‌های یک و ۱۰ دقیقه‌ای برای حداکثر تغییر توان در دقیقه تعیین می‌شود. این نرخ‌ها توسط اپراتور سیستم تعیین می‌شوند؛ اما تأکید شده که این مقدار نباید از ۵۰ مگاوات بر دقیقه بیشتر باشد [۱۰،۱۴].

هند: بر مبنای دستورالعمل هند، تمام مزارع بادی بزرگ‌تر از ۵۰ مگاوات باید قابلیت کنترل نرخ تغییر توان خروجی خود را داشته باشند. مشابه ایرلند، دو نرخ حداکثری برای تغییر توان در بازه‌های یک دقیقه‌ای و ۱۰ دقیقه‌ای تعیین می‌شود. در دستورالعمل هند، نرخ تغییر توان برای مزارع کوچک‌تر از ۱۵۰ مگاوات با یک ضریب

(که در دستورالعمل مشخص شده) متناسب با ظرفیت نصب‌شده است. برای مزارع بزرگ‌تر از ۱۵۰ مگاوات - فارغ از اندازه ظرفیت نصب‌شده - این نرخ یک مقدار ثابت و تعیین‌شده است [۸].

دانمارک: در دانمارک، تمام مزارع بادی بزرگ‌تر از ۱/۵ مگاوات ملزم به داشتن قابلیت تنظیم نرخ تغییر توان می‌باشند. اندازه‌ی نرخ حداکثر توسط اپراتور شبکه مشخص می‌شود. اگر نیاز به تغییر این نرخ وجود داشته باشد، این تغییر باید در مدتی بین ۲ تا ۳۰ ثانیه پس از دریافت دستور از اپراتور شبکه اعمال شود [۱۱]. (توضیح بیشتری در مورد این نرخ داده نشده است.)

شمال اروپا: در دستورالعمل کشورهای شمال اروپا، برای افزایش توان اکتیو خروجی محدودیتی برابر ۱۰٪ توان نامی توربین بادی بر دقیقه در نظر گرفته شده است. با این وجود، توربین‌های بادی برای کاهش توان اکتیو خروجی خود، تنها در زمانی که با دستور اپراتور شبکه ملزم به کاهش توان اکتیو خروجی خود می‌شوند می‌بایست با همین نرخ توان اکتیو خروجی خود را کاهش دهند [۱۲].

آلمان: در دستورالعمل آلمان، نرخ حداکثر برای تغییرات توان مزرعه بادی در شرایط کلی مشخص نشده؛ اما اشاره شده که در حالتی که اپراتور شبکه دستوری مبنی بر تنظیم توان بر روی یک مقدار مشخص را صادر می‌کند، مزرعه بادی باید با سرعت حداقل "۱۰٪ ظرفیت نقطه اتصال بر دقیقه" توان خود را به آن مقدار افزایش یا کاهش دهد [۷].

۱-۱-۳- مشارکت در کنترل فرکانس

برای کنترل فرکانس، ژنراتورها باید بتوانند در دوره‌های زمانی کوتاه، توان خروجی خود را برمبنای تغییرات فرکانس سیستم تنظیم کنند. این در واقع متعادل کردن تولید و مصرف در یک دوره زمانی کوتاه است تا فرکانس در یک بازه‌ی مشخص تنظیم شود. فرکانس سیستم، در واقع نمایان‌گر اینرسی چرخشی در ژنراتور است.

همان‌طور که اشاره شد، مشارکت در کنترل فرکانس نیازمند این است که ژنراتور بتواند توان خروجی خود را تنظیم کند؛ در نتیجه تمام مولدها برای کنترل فرکانس مناسب نیستند و قابلیت این کنترل نیز متفاوت است [۳]. قابلیت ژنراتور بادی برای کنترل فرکانس به طور مشخص به شرایط باد وابسته است؛ به این دلیل که بدون باد توان خروجی برای تنظیم شدن در کار نخواهد بود. مسأله‌ی دیگر نوع توربین بادی است. ژنراتورهای بادی stall regulated cage rotor induction (که دیگر قدیمی شده‌اند) نمی‌توانند توان خروجی خود را کنترل کنند و در نتیجه نمی‌توانند در کنترل فرکانس مشارکت داشته باشند؛ در حالی که توربین‌های سرعت متغیر جدید و توربین‌های مجهز به تنظیم‌کننده‌ی زاویه[8] می‌توانند توان خود را کنترل کنند [۳].

[8] Pitch regulator

از آنجا که فرکانس یک شاخص سراسری[9] در شبکه قدرت محسوب می‌شود، تمام ژنراتورها در هر نقطه از شبکه می‌توانند بر روی آن تأثیر بگذارند. نیروگاه‌های بادی اساساً هنگامی در کنترل فرکانس شبکه قدرت مشارکت می‌کنند که ضریب نفوذ آن‌ها در شبکه بیش از ۱۰٪ بار پیک باشد [۱۳،۳]؛ به این دلیل که در ضریب نفوذ کمتر از این مقدار، عملاً تأثیر آن‌ها بر شبکه از نقطه نظر فرکانس قابل چشم‌پوشی است [۳،۱۳]. در آمریکای شمالی (ایالات متحده و کانادا)، به صورت کلی چنین قابلیتی برای نیروگاه‌های بادی در نظر گرفته نمی‌شود. دلیل اصلی آن نیز تأثیر اندک نیروگاه‌های بادی بر شبکه به دلیل ضریب نفوذ پایین آن‌هاست. در بسیاری از مناطق کانادا، از جمله بریتیش کلمبیا، به دلیل وجود نیروگاه‌های برق‌آبی فراوان با ظرفیت بالا، نیازی به مشارکت دادن نیروگاه-های بادی در کنترل فرکانس حس نمی‌شود. در کبک نیز، این قابلیت برای نیروگاه‌های بادی ضروری دانسته نشده است [۳]. تنها در آلبرتا، نیروگاه‌های بادی در هنگام افزایش فرکانس از مقدار مجاز موظف به کاهش توان اکتیو خروجی خود براساس یک مقدار تعیین‌شده توسط اپراتور سیستم انتقال می‌باشند [۹].

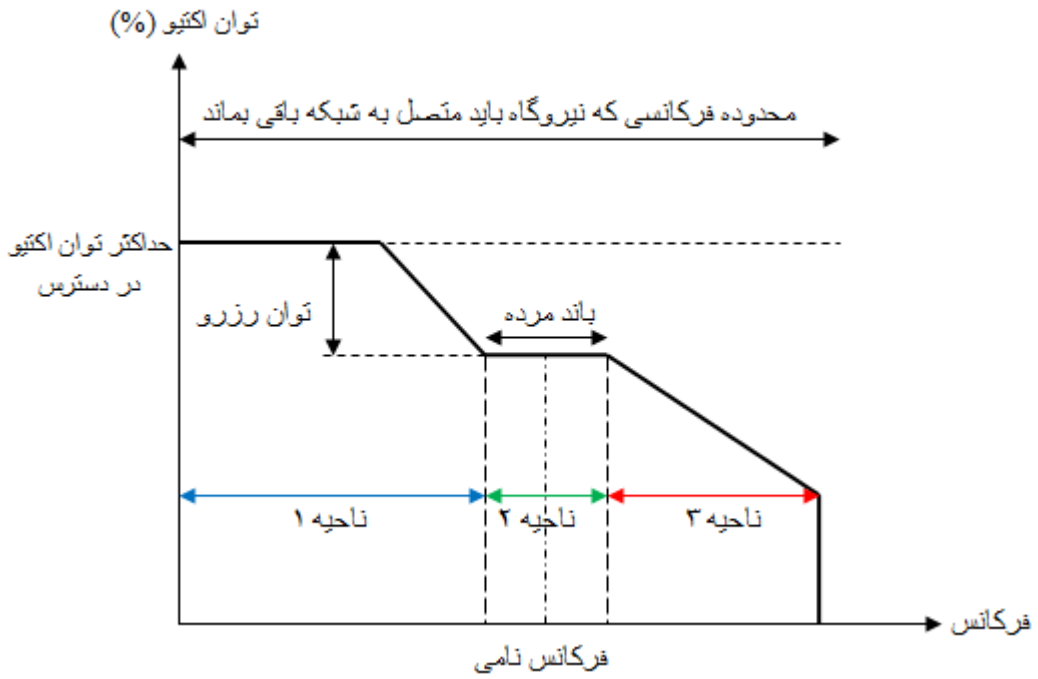
نحوه‌ی مشارکت نیروگاه بادی در زمینه‌ی کنترل فرکانس معمولاً با "منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس" مشخص می‌شود. شکل (۱-۴) این منحنی را در کلی‌ترین حالت نمایش می‌دهد. در محدوده‌ی فرکانسی که نیروگاه باید به شبکه متصل باقی بماند، سه ناحیه‌ی کنترلی متفاوت وجود دارد. ناحیه اول که مربوط به افت فرکانس از محدوده مجاز است، ناحیه کنترل اولیه[10] است که در آن نیروگاه بادی، متناسب با افت فرکانس، توان خروجی خود را تا مقدار حداکثر قابل تولید افزایش می‌دهد. در ناحیه دوم، فرکانس در محدوده‌ی مجاز قرار دارد؛ این ناحیه یک باند مرده کنترلی است که در آن نیروگاه درصد توان ثابت یا مقدار ثابتی را به دستور اپراتور سیستم انتقال تولید می-کند. در ناحیه سوم که فرکانس از مقدار مجاز بیشتر شده است، نیروگاه بادی، متناسب با افزایش فرکانس، توان اکتیو خروجی خود را کاهش می‌دهد. برای اینکه نیروگاه بادی بتواند در ناحیه کنترل اولیه عمل کند، در شرایط نرمال، درصدی از توان اکتیو باید به صورت رزرو چرخان کاهش یابد. این مقدار در نمودار (۱-۴) با پارامتر "توان رزرو" ($P_{reserve}$) مشخص شده است.

بنابراین، به صورت کلی، کنترل فرکانس در شبکه قدرت در دو مد متفاوت انجام می‌گیرد:

۱- زمانی که فرکانس سیستم از حد مجاز بیشتر است (کنترل در ناحیه سوم)

۲- زمانی که فرکانس از حد مجاز کمتر است (کنترل در ناحیه اول).

[9] global
[10] Primary control



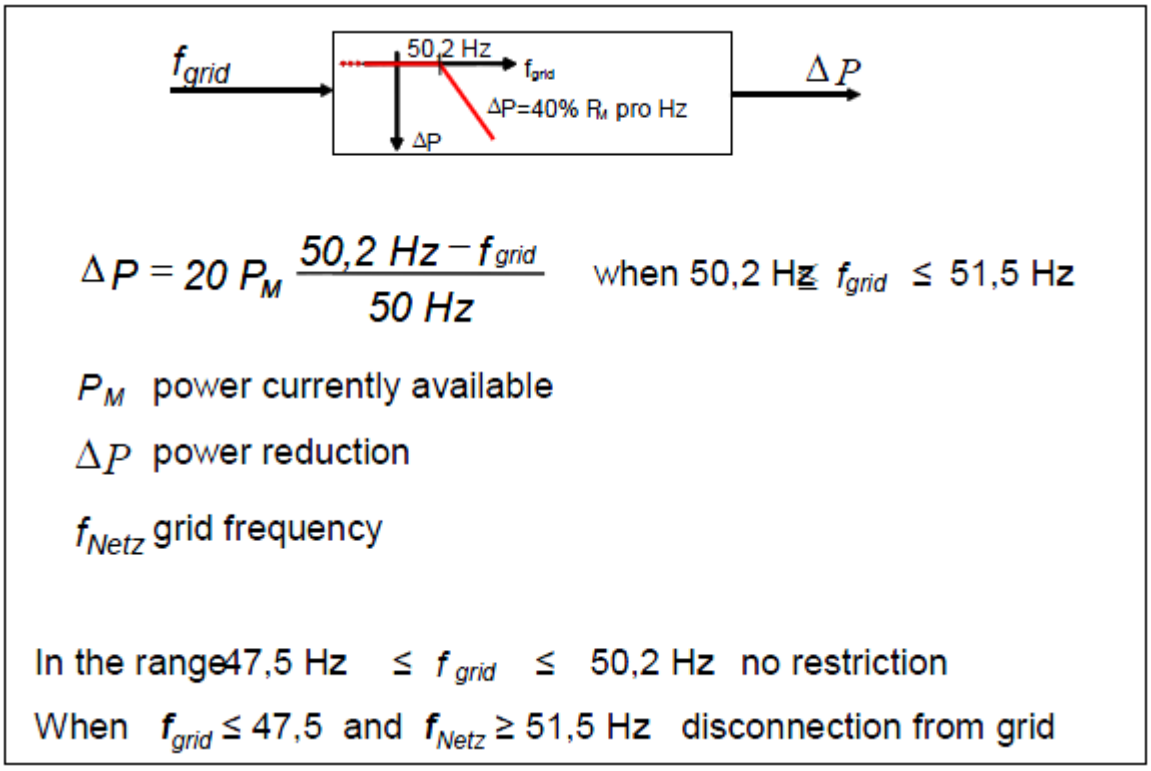
شکل (۱-۴): منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس در کلی‌ترین حالت

۱-۱-۳-۱- کنترل فرکانس در فرکانس‌های بیشتر از حد مجاز

زمانی که تولید توان اکتیو در یک شبکه از مصرف آن بیشتر می‌شود، فرکانس شبکه افزایش می‌یابد؛ در این شرایط، برای بازگرداندن فرکانس به محدوده‌ی نرمال، ژنراتورهای موجود در شبکه باید توان اکتیو خروجی خود را کاهش دهند. مشارکت ژنراتورهای بادی در کاهش توان خروجی در زمان افزایش فرکانس در دستورالعمل بسیاری از کشورهای اروپایی، که دارای نفوذ توان بادی بالا (عموماً بیشتر از ۱۰٪ بار پیک) می‌باشند، به صورت یک الزام قید شده است. در آمریکای شمالی، تنها در دستورالعمل آلبرتا قید شده است که در مواقع اضافه فرکانس، اپراتور سیستم انتقال به نیروگاه بادی دستور کاهش توان اکتیو خروجی می‌دهد [۹].

شکل (۱-۵) منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس مورد استفاده برای نیروگاه‌های بادی در سطح ولتاژ بالاتر از ۱۱۰ کیلوولت و بالاتر از ۱۰۰ مگاوات در دستورالعمل آلمان را نمایش می‌دهد. مطابق این منحنی، مزرعه بادی تا فرکانس ۵۰/۲ باید حداکثر توان خروجی را به شبکه تزریق کند. در فرکانس بالاتر از ۵۰/۲، مزرعه بادی باید قادر باشد با شیب مشخص ۴۰٪ (هرتز/توان حداکثر) توان خروجی خود را کاهش دهد. در فرکانس بالاتر از ۵۱/۵، مزرعه بادی از مدار خارج می‌شود. باید توجه کرد که در صورت تجاوز فرکانس از ۵۰/۲، توان باید مطابق با شکل (۱-۵) کاهش یابد تا منجر به کاهش فرکانس شود؛ اما زمانی که روند افزایش فرکانس متوقف شد و فرکانس

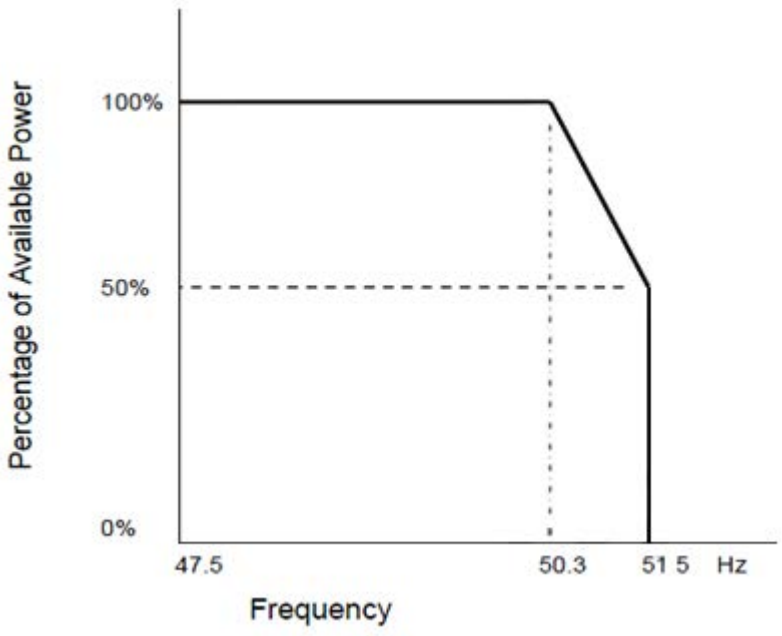
شروع به کاهش کرد، توان در آخرین مقدار خود قبل از آغاز کاهش فرکانس باقی می‌ماند تا فرکانس به ۵۰/۰۵ برسد. در این صورت، حرکت صعودی[11] (افزایش توان متناسب با کاهش فرکانس طبق شکل (۱-۵)) مجاز خواهد بود. لازم به ذکر است که مزرعه بادی باید قادر باشد با نرخ ۱۰٪ ظرفیت نقطه اتصال بر دقیقه توان خروجی خود را تغییر (کاهش) دهد [۷].



شکل (۱-۵): منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس نیروگاه‌های بادی در سطح ولتاژ بالاتر از ۱۱۰ کیلوولت و ظرفیت بالاتر از ۱۰۰ مگاوات در دستورالعمل آلمان (E.ON Netz)

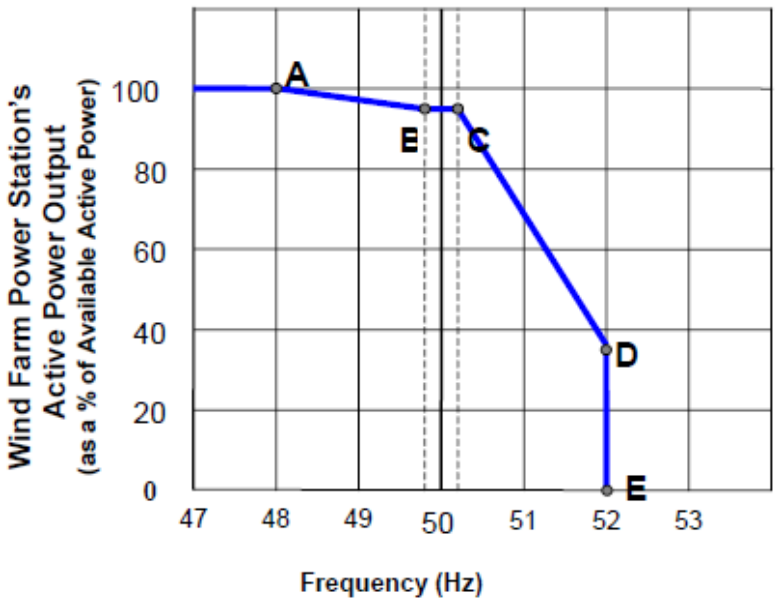
منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس در دستورالعمل هند نیز در شکل (۱-۶) نمایش داده شده است. در این منحنی، مزارع بادی در فرکانس‌های بالاتر از ۵۰/۳ موظف به کاهش توان خروجی خود با یک شیب مشخص می‌باشند که این مقدار از دستورالعمل شبکه انتقال هند (IEGC) استخراج شده است. همان‌طور که در شکل (۱-۶) مشاهده می‌شود، نیروگاه‌های بادی در هند موظفند در شرایط نرمال توان حداکثر خود را تولید کنند [۸].

[11] upward



شکل (۱-۶): منحنی توان اکتیو(٪) -فرکانس در دستورالعمل هند

ایرلند نیز به دلیل رشد بالای مزارع بادی یکی از کشورهای پیشرو در زمینه‌ی تعیین استاندارد برای نیروگاه‌های بادی است. شکل (۱-۷) "منحنی توان اکتیو (٪)-فرکانس" مورد استفاده در دستورالعمل ایرلند را نمایش می-دهد. بر خلاف مشخصه‌های قبلی، مشخصه استفاده‌شده در ایرلند دارای مقادیر ثابت نیست. نقاط عملکردی که در این منحنی مشخص شده، توسط اپراتور سیستم انتقال تعیین می‌شوند و در شرایط مختلف و برای مزارع بادی مختلف، با توجه به مکان قرارگیری آن‌ها، می‌توانند متفاوت باشند [۱۰].



شکل (۱-۷): نمونه منحنی توان اکتیو(٪)-فرکانس در دستورالعمل ایرلند

همان‌طور که در شکل مشخص شده، در شرایطی که فرکانس سیستم انتقال در محدوده‌ی نرمال قرار دارد، مزرعه بادی باید توان خروجی بر مبنای خط B-C را تولید کند. زمانی که فرکانس بین نقاط B و C قرار دارد، درصد توان خروجی مزرعه بادی ثابت است و تغییر نمی‌کند.

در شرایطی که فرکانس سیستم انتقال از محدوده‌ی نرمال خارج شده و به نقطه‌ای بالاتر از C افزایش یافته است، سیستم کنترل فرکانس بر اساس مشخصه‌ی C-D-E باید توان خروجی مزرعه بادی را کاهش دهد. در فرکانس‌های برابر یا بیشتر از D-E، توان خروجی مزرعه بادی باید برابر صفر گردد.

نقاط عملکردی A، B، C، D و E به ترکیبی از فرکانس سیستم انتقال، توان اکتیو و میزان مرجع کاهش‌یافته‌ی توان اکتیو[۱۲] برای مزرعه بادی بستگی دارند. در این دستورالعمل، جدول ۱-۱ (جدول WF1.2 در مرجع [۱۰]) محدوده‌ی فرکانس سیستم انتقال و توان اکتیو را برای نقاط ذکرشده نمایش می‌دهد (تحت این شرایط که $F_A<F_B<F_C<F_D<F_E$). در این جدول، MEC[۱۳] همان ظرفیت نصب‌شده است. با توجه به اینکه اپراتور سیستم انتقال در هر لحظه سیگنال مربوط به حداکثر توان مجاز خروجی را به اپراتور مزرعه بادی ارسال می‌کند، در واقع اپراتور نیروگاه بادی در هر لحظه دو منحنی توان دارد؛ یکی همان منحنی شکل (۱-۷) و دیگری خط راستی که توان مجاز خروجی را نشان می‌دهد. به ازای هر فرکانس، توان خروجی از میان کمینه‌ی این دو مقدار انتخاب می‌شود.

[12] MW Curtailment Set-point
[13] Maximum Export Capacity

جدول (۱-۱): WF1.2 از دستورالعمل ایرلند

	Transmission System Frequency (Hz)		Available Active Power (%)	
			MEC > 10	5 MW < MEC ≤ 10 MW
F_A	47.0-51.0	P_A	50-100	100
F_B	49.5-51.0	P_B	50-100	100
F_C	49.5-51.0	P_C		
F_D	50.5-52.0	P_D	20-100	20-100
F_E		P_E	0	0

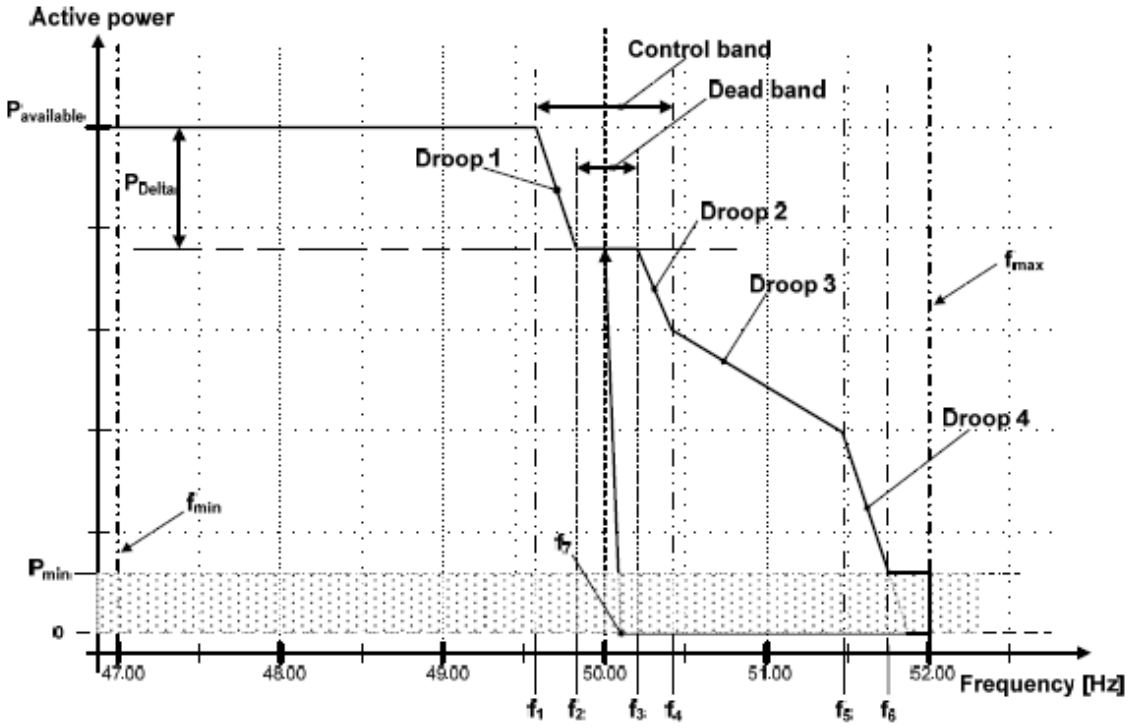
Table WF1.2: **Transmission System Frequency & Active Power**

تغییرات مورد نیاز برای توان خروجی مزرعه بادی باید ترجیحاً بر روی مجموعه توربین‌های بادی انجام شود و نه از طریق وارد یا خارج کردن تعدادی از توربین‌ها (ایرلند). در شرایطی که فرکانس سیستم انتقال از محدوده‌ی D-E فراتر رفت، اپراتور سیستم انتقال خروج واحدهای توربین بادی را از شبکه‌ی اصلی می‌پذیرد. هر واحد توربین بادی که از شبکه خارج شد، بلافاصله پس از بازگشت فرکانس به محدوده‌ی کمتر از ۵۰/۲، باید به سیستم متصل گردد.

منحنی استفاده‌شده در دستورالعمل آفریقای جنوبی برای توربین‌های بادی نیز کاملاً مشابه ایرلند است [۱۴].

دانمارک: دانمارک نیز مزارع بادی با ظرفیت بیشتر از ۲۵ مگاوات را ملزم به نصب سیستم کنترل فرکانس می‌کند. شکل (۱-۸) منحنی سیستم کنترل فرکانسی را که در دستورالعمل دانمارک مشخص شده است نشان می‌دهد. در منحنی کنترل فرکانس در دستورالعمل دانمارک، که نسبت به منحنی‌های مشابه دارای جزئیات بیشتری است،

۷ نقطه‌ی f_1 تا f_7 مشخص شده است. هدف اصلی این سیستم کنترل آن است که زمانی که فرکانس سیستم انتقال از مقدار f_3 تجاوز می‌کند، توان خروجی توربین‌ها کاهش پیدا کند. نقاط f_1 تا f_4 به منظور ایجاد یک محدوده برای کنترل اولیه تعیین شده‌اند. در این محدوده همچنین یک باند مرده وجود دارد که در آن درصد توان خروجی ثابت است [۱۱].



شکل (۱-۸): منحنی سیستم کنترل فرکانس در دستورالعمل دانمارک در مد Minor Downward

هدف از تعیین نقاط f_5 تا f_7، ایجاد یک محدوده برای کنترل بحرانی فرکانس-توان اکتیو است. در این محدوده، زمانی که فرکانس از مقدار f_5 تجاوز کرده باشد، کنترل نزولی[14] (کاهش توان خروجی مزرعه بادی متناسب با میزان افزایش فرکانس) انجام می‌شود؛ اما کنترل صعودی در این محدوده (افزایش توان خروجی مزرعه بادی متناسب با میزان کاهش فرکانس) تنها زمانی مجاز است که فرکانس سیستم از f_7 کمتر شده باشد.

لازم به ذکر است که در دانمارک، دو منحنی توان- فرکانس (که در شکل‌های ۱-۸ و ۱-۹ نشان داده شده‌اند) حداقل ۶۰ روز کاری قبل از تاریخ عملکرد مزرعه بادی توسط اپراتور سیستم انتقال مشخص می‌شود. سیستم کنترل فرکانس باید قادر باشد در مدت یک دقیقه پس از دریافت سیگنال مربوطه از اپراتور، میان این دو منحنی تغییر کند (مبنای عمل خود را منحنی مورد نظر اپراتور قرار دهد).

براساس دستورالعمل کشورهای شمال اروپا نیز، نیروگاه‌های بادی باید مجهز به سیستم کنترل فرکانس باشند که جزئیات آن توسط اپراتور سیستم انتقال مشخص می‌شود [۱۲].

۱-۱-۳-۲- کنترل فرکانس در فرکانس‌های کمتر از حد مجاز

[14] downward

زمانی که تولید توان اکتیو در یک شبکه از مصرف آن کمتر می‌شود، فرکانس شبکه کاهش می‌یابد؛ در این شرایط، برای بازگرداندن فرکانس به محدوده‌ی نرمال، ژنراتورهای موجود در شبکه باید توان اکتیو خروجی خود را افزایش دهند. نکته‌ی اساسی در مورد نیروگاه‌های بادی این است که آن‌ها باید در شرایط نرمال، توانی کمتر از توان در دسترس خود را تولید کنند تا بتوانند در شرایطی که فرکانس سیستم افت می‌کند، به شبکه توان تزریق کنند. این مسأله به این دلیل مهم است که قسمتی از انرژی بادی قابل تولید از دست می‌رود. در مورد مولدهای دیگر، زمانی که ژنراتور توانی پایین‌تر از ظرفیت نامی خود تولید می‌کند، می‌توان سوخت را ذخیره کرد؛ ولی در مورد باد نمی‌توان انرژی باد را ذخیره کرد و در نتیجه قسمتی از این انرژی در واقع هدر می‌رود [۱،۳]. بنابراین، در حالت کلی استفاده از نیروگاه بادی برای کنترل اولیه فرکانس منطقی به نظر نمی‌رسد.

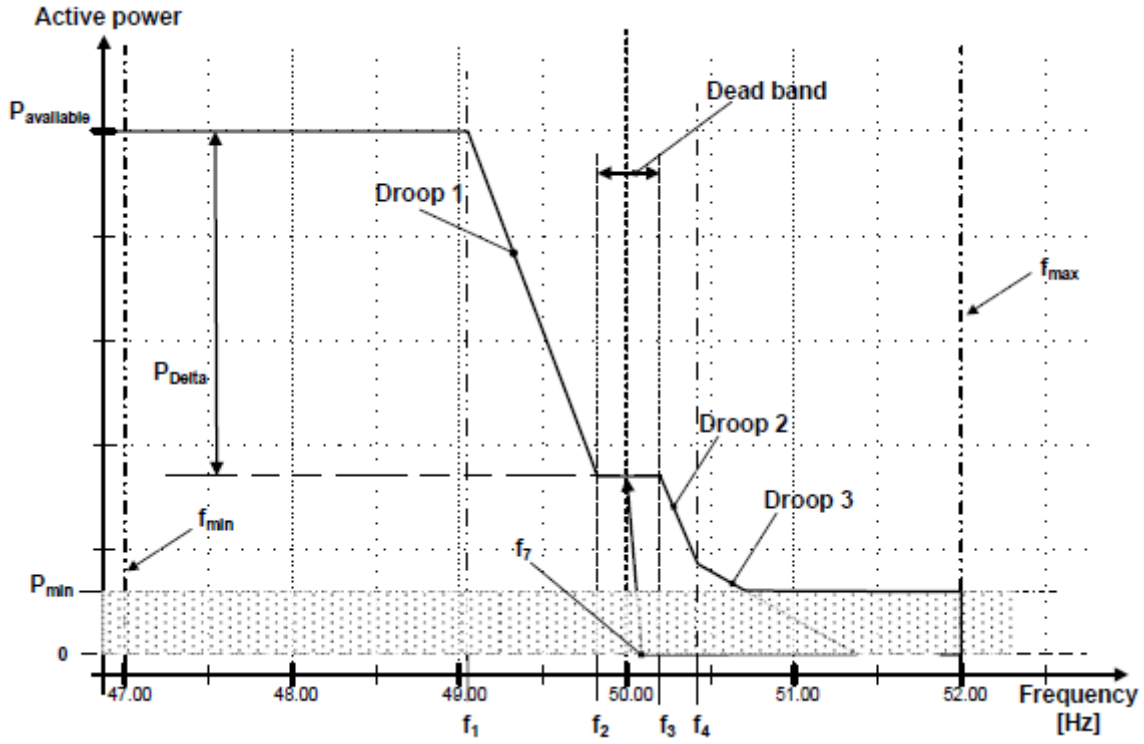
استفاده از نیروگاه بادی در این مد عمومیت کمتری نسبت به حالت اضافه فرکانس دارد. این نوع استفاده از انرژی باد بیشتر در کشورهایی که دارای ضریب نفوذ بالای نیروگاه‌های بادی هستند مرسوم است (از جمله کشورهای شمال اروپا).

در نمودار شکل (۱-۵) که مربوط به شرکت E.ON Netz آلمان است، برای افزایش توان خروجی در شرایطی که فرکانس شبکه افت می‌کند پیش‌بینی انجام نشده است؛ اما مطابق با همین دستورالعمل، مزارع بادی با ظرفیت بیش از ۱۰۰ مگاوات باید مجهز به کنترل اولیه باشند تا در صورت نیاز و با دستور اپراتور شبکه با افزایش توان خروجی در بازیابی فرکانس شبکه مشارکت کنند [۷].

در منحنی توان اکتیو (٪)-فرکانس ایرلند (شکل(۱-۷)) نیز، زمانی که فرکانس سیستم انتقال به کمتر از نقطه‌ی B نزول می‌کند، سیستم کنترل فرکانس بر اساس مشخصه‌ی A-B باید توان خروجی مزرعه بادی را افزایش دهد. در شرایطی که فرکانس سیستم انتقال در کمتر از محدوده‌ی نرمال قرار دارد و در حال بازگشت به محدوده‌ی نرمال است، سیستم کنترل فرکانس بر اساس مشخصه‌ی A-B باید توان خروجی مزرعه بادی را کاهش دهد [۱۰].

در دستورالعمل دانمارک، پارامتر P_{delta} به عنوان توان اکتیو رزرو در نمودار توان اکتیو (٪)-فرکانس تعریف شده است. مقدار این پارامتر، دو حالت را برای استفاده از نیروگاه بادی از نقطه نظر کنترل فرکانس مشخص می‌کند. هر چقدر P_{delta} بزرگ‌تر باشد، توان اکتیو رزرو برای تزریق به شبکه هنگامی که فرکانس افت می‌کند بیشتر می‌شود؛ در نتیجه محدوده‌ی کنترلی برای فرکانس‌های کمتر از مقدار نامی بیشتر می‌شود. شکل (۱-۹) نموداری را نشان می‌دهد که در آن شیب منحنی‌های دروپ مشابه شکل (۱-۸) است؛ با این تفاوت که افزایش میزان P_{delta} نسبت به شکل (۱-۸) (Minor Downward Regulation) امکان مشارکت مزرعه‌ی بادی در

بازیابی فرکانس شبکه در فرکانس‌های کمتر از فرکانس نامی را بیشتر کرده است (Major Downward Regulation). هر مزرعه بادی باید قادر باشد با نرخ ۱۰-۱۰۰٪ توان نامی توان خروجی خود را تنظیم کند [۱۱].



شکل (۱-۹): منحنی سیستم کنترل فرکانس در دستورالعمل دانمارک در مد Major Downward

۱-۲- نتیجه‌گیری

در این فصل، الزامات مرتبط با کنترل توان اکتیو و توان اکتیو-فرکانس در دستورالعمل‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفتند. همان‌طور که اشاره شد، در دستورالعمل‌های مختلف، مالک یا اپراتور شبکه قدرت محدودیت‌هایی را برای توان اکتیو تمام نیروگاه‌ها مشخص می‌کند. نیروگاه بادی موظف است توان اکتیو خروجی خود را بر اساس این الزامات تنظیم کند.

به طور کلی، می‌توان مجموعه‌ای از توابع محدودکننده و توابع کنترلی را در ارتباط با توان اکتیو تعریف نمود. این توابع عبارتند از:

- محدودیت بر روی توان اکتیو خروجی
- محدودیت بر روی درصد توان اکتیو خروجی (رزرو چرخان)
- محدودیت بر روی نرخ افزایش یا کاهش توان اکتیو خروجی

- کنترل فرکانس نیروگاه بادی در شرایط افزایش فرکانس
- کنترل فرکانس نیروگاه بادی در شرایط افت فرکانس

تمام توابع محدودکننده یا کنترلی مورد اشاره در بالا در دستورالعمل‌های مختلف به صورت الزام قید نشده‌اند. از این میان، محدودیت بر روی توان اکتیو خروجی، به این دلیل که بیشتر مرتبط با مسائل امنیت شبکه است، در تمام دستورالعمل‌ها به عنوان یک قابلیت ضروری نیروگاه بادی دانسته شده است.

اعمال محدودیت بر روی درصد توان اکتیو خروجی در شرایط نرمال، به منظور ایجاد رزرو چرخان انجام می‌شود؛ اما استفاده از نیروگاه‌های بادی به عنوان تأمین‌کننده‌ی توان رزرو در کنترل فرکانس، تنها در نفوذ بالا قابل توجیه است.

در بسیاری از دستورالعمل‌ها، نیروگاه‌های بادی ملزم به اعمال محدودیت بر روی نرخ افزایش/کاهش توان خروجی خود می‌باشند. البته این محدودیت معمولاً بر روی افزایش توان اکتیو اعمال می‌شود؛ زیرا نیروگاه‌های بادی ذاتاً توان اکتیو ثابت تولید نمی‌کنند و در شرایطی که سرعت باد به صورت ناگهانی افزایش پیدا می‌کند، اپراتور شبکه تمایل به محدود کردن نرخ افزایش توان خروجی دارد. لازم به ذکر است که، در کشوری مانند کانادا که دارای نیروگاه‌های فراوان برق‌آبی می‌باشد، نیازی به قرار دادن محدودیت بر روی نرخ افزایش توان حس نمی‌شود؛ دلیل اصلی آن، نفوذ پایین نیروگاه‌های بادی نسبت به منابع برق‌آبی در بیشتر مناطق این کشور است. در این شرایط، نیروگاه‌های آبی قادر به جبران نوسانات توان نیروگاه‌های بادی هستند. با این وجود، تعیین نرخ حداکثر برای توان اکتیو یک قابلیت نسبتاً عمومی در دستورالعمل‌ها به شمار می‌رود.

فرکانس یک شاخص سراسری در شبکه قدرت می‌باشد؛ از این رو، تمام نیروگاه‌ها در سرتاسر یک شبکه می‌توانند بر روی آن تأثیر بگذارند. با این وجود، تمام واحدهای نیروگاهی در یک شبکه قدرت در کنترل فرکانس مشارکت نمی‌کنند. مهم‌ترین قابلیت مورد نیاز یک نیروگاه برای مشارکت در کنترل فرکانس، قابلیت کنترل توان اکتیو خروجی است. علاوه بر این، ظرفیت نیروگاه عامل اصلی در میزان تأثیر آن بر روی شاخص فرکانس است. در مورد نیروگاه‌های بادی، مطابق استاندارد AWEA [۱۳]، زمانی که ضریب نفوذ آن‌ها در شبکه بیش از ۱۰٪ بار پیک باشد، تأثیر آن‌ها بر روی فرکانس غیرقابل چشم‌پوشی است و باید، مانند نیروگاه‌های سنتی، در کنترل فرکانس مشارکت داشته باشند. در آمریکای شمالی، به دلیل نفوذ پایین، چنین قابلیتی از نیروگاه‌های بادی مورد انتظار نیست؛ در حالی که در بیشتر کشورهای اروپایی که دارای تعداد زیادی مزارع بادی نصب‌شده در شبکه‌ی انتقال خود می‌باشند، کنترل فرکانس یکی از وظایف مهم این نوع نیروگاه‌ها به شمار می‌رود. کنترل فرکانس در دو مد متفاوت انجام می‌شود؛ هنگامی که فرکانس شبکه از مقدار نرمال افزایش می‌یابد، نیروگاه‌های بادی با کاهش توان اکتیو خروجی خود، متناسب با افزایش فرکانس، به بازیابی فرکانس کمک می‌کنند. استفاده از نیروگاه‌های بادی در زمان افت فرکانس مستلزم این است که مقداری از توان اکتیو قابل تولید نیروگاه بادی در شرایط نرمال به

عنوان رزرو باشد. عموماً کشورهای شمال اروپا به دلیل نفوذ بالای نیروگاه‌های بادی، از این نیروگاه‌ها در هر دو مد کنترل فرکانس استفاده می‌کنند.

به طور خلاصه، عوامل مؤثر در انتخاب یک تابع کنترل توان اکتیو-فرکانس مناسب برای یک شبکه عبارتند از:

- ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در شبکه: در ضریب نفوذ بالای ۱۰٪ بار پیک، نیروگاه‌های بادی معمولاً تمام توابع محدودکننده و کنترلی را دارا می‌باشند. در کشورهایی مانند دانمارک، که دارای ضریب نفوذ در حدود ۷۰٪ بار پیک هستند، نیروگاه‌های بادی حتی به عنوان منابعی برای ایجاد رزرو چرخان نیز به کار می‌روند [۳]. در مجموع، ضریب نفوذ مهم‌ترین عامل در تعیین نحوه‌ی عملکرد نیروگاه بادی در ارتباط با توان اکتیو می‌باشد.
- اتصالات شبکه به شبکه‌های مجاور (و ظرفیت آنها): به هم‌پیوسته بودن در داخل یک شبکه نیز می‌تواند مهم باشد؛ به ویژه در مواردی که تولید و مصرف در یک منطقه تفاوت زیادی داشته باشند. این مسأله در مورد مزارع بادی زیاد اتفاق می‌افتد؛ زیرا بیشتر مناطقی که از لحاظ باد در شرایط خوبی قرار دارند، جمعیت زیادی ندارند و در نتیجه دارای زیربناهای ضعیفی می‌باشند. این مسأله در تگزاس، آلبرتا، بریتیش کلمبیا، کالیفرنیا و تا حدودی کبک چشمگیر است. در چنین مناطقی، استفاده از نیروگاه‌های بادی به عنوان کنترل‌کننده‌ی فرکانس منطقی به نظر نمی‌رسد. در این مسأله نیز شکی وجود ندارد که شبکه‌های انتقالی که به شبکه‌های دیگر متصل هستند، بهتر می‌توانند جوابگوی نفوذ بالای مزارع بادی باشند (مانند دانمارک). کشورهایی مانند اسپانیا نیز به دلیل اتصال ضعیف با شبکه‌های مجاور اساساً نمی‌تواند نفوذ بالای مزارع بادی را تحمل کنند. طبق نظر REE (اپراتور شبکه اسپانیا)، نفوذ بیش از ۱۷٪ منابع بادی برای شبکه اسپانیا مناسب نیست. در چنین شبکه‌هایی، معمولاً تنها تابعی که برای توان اکتیو نیروگاه‌های بادی در نظر می‌گیرند محدودیت بر روی مقدار توان اکتیو خروجی و نرخ تغییرات آن است [۱].
- مشخصه‌های شبکه: در مناطقی که نیروگاه‌های جایگزین برای تأمین فرکانس (مانند نیروگاه‌های برق‌آبی که در کانادا فراوان است) وجود دارد، معمولاً از نیروگاه‌های بادی در کنترل فرکانس استفاده نمی‌شود؛ مگر اینکه ضریب نفوذ آن‌ها در شبکه بسیار بالا باشد.
- میزان در دسترس بودن و پروفایل باد: در کشورهایی مانند اسپانیا، که در فصول مختلف وضعیت کلی باد بسیار متغیر است، تنها توابعی که برای توان اکتیو در نظر گرفته می‌شود، محدودیت بر روی مقدار توان اکتیو و نرخ تغییرات آن است [۱].

جدول (۱-۲)، کنترل توان اکتیو در دستورالعمل‌های مختلف را با هم مقایسه می‌کند. در این جدول، توابع ذکرشده برای سطوح ولتاژ یا توان به شرح زیر می‌باشند:

استان‌های کانادا: سطح ولتاژ ۶۶ کیلوولت یا بیشتر و سطح توان ۵۰ مگاوات یا بیشتر

آلمان: سطح ولتاژ ۱۱۰ کیلوولت یا بیشتر و سطح توان ۱۰۰ مگاوات یا بیشتر

هند: سطح ولتاژ ۶۶ کیلوولت یا بیشتر

دانمارک: سطح توان ۲۵ مگاوات یا بیشتر

جدول (۱-۲): مقایسه‌ی توابع کنترل توان اکتیو در دستورالعمل‌های مختلف

دستورالعمل نیروگاه بادی	محدودیت توان اکتیو	محدودیت نرخ تغییر توان اکتیو	کنترل فرکانس در زمان اضافه فرکانس	کنترل فرکانس در زمان افت فرکانس
AWEA	✓	–	–	–
آلبرتا	✓	✓	–	–
بریتیش کلمبیا	✓	–	–	–
انتاریو	–	–	–	–
کبک	مطلوب	–	–	–
شمال اروپا	✓	✓	به تشخیص اپراتور	به تشخیص اپراتور
آلمان	✓	✓	✓	–
هند	✓	✓	✓	–
ایرلند	✓	✓	✓	✓
دانمارک	✓	✓	✓	✓
آفریقای جنوبی	✓	✓	✓	✓

قابلیت‌های مورد اشاره در ارتباط با کنترل توان اکتیو-فرکانس در این فصل، قابلیت‌هایی است که یک نیروگاه بادی باید برای اتصال به شبکه دارا باشد. بر این اساس، این قابلیت‌ها به عنوان دستورالعمل اتصال به شبکه نیروگاه‌های بادی مطرح می‌شوند. قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه‌ی قدرت، تست‌های مرتبط با توان اکتیو-فرکانس بر روی سیستم کنترلی نیروگاه انجام می‌شود و در صورت عملکرد صحیح، اجازه‌ی اتصال نیروگاه به شبکه صادر می‌شود.

فصل دوم

کنترل توان راکتیو– ولتاژ

مقدمه

برخلاف توان اکتیو، توان راکتیو را نمی‌توان در مسافت‌های طولانی انتقال داد و به همین دلیل، نیازمندی‌های مرتبط با توان راکتیو باید به صورت محلی مورد توجه قرار گیرند [۱۵]. کنترل توان راکتیو معمولاً با کنترل ولتاژ سیستم انتقال و تقاضای توان راکتیو بارها مرتبط است. قابلیت‌های تنظیم توان راکتیو معمولاً به صورت کنترل ضریب توان یا کنترل توان راکتیو خروجی به مگاوار در هر دو حالت پیش‌فاز و پس‌فاز مطرح می‌شوند. البته بیشتر ژنراتورها تمایل دارند به شبکه توان راکتیو تزریق کنند [۳].

از نظر بیشتر اپراتورها، قابلیت‌های توان راکتیو برای مولدها بسیار مهم است؛ در مورد نیروگاه‌های بادی، این قابلیت‌ها بیشتر با مسأله‌ی تنظیم ولتاژ گره خورده تا جبران توان راکتیو بار [۳،۱-۵]. در مورد ژنراتورهای سنکرون، معمولاً اپراتورها یک محدوده برای ضریب توان مورد نیاز تعیین می‌کنند و ژنراتور موظف است مطابق دستور اپراتور، توان راکتیو خود را در این محدوده حفظ کند.

مسأله‌ی تغییرات ولتاژ در سیستم‌های توزیعی که مزرعه بادی به آن متصل است، معمولاً با استفاده از مزرعه بادی در مد ضریب توان ثابت (برای جبران اثر توان اکتیو تزریقی به شبکه بر روی ولتاژ) برطرف می‌شود؛ اما در سیستم‌های انتقال، مسأله‌ی توان راکتیو و ولتاژ بحرانی‌تر است [۳].

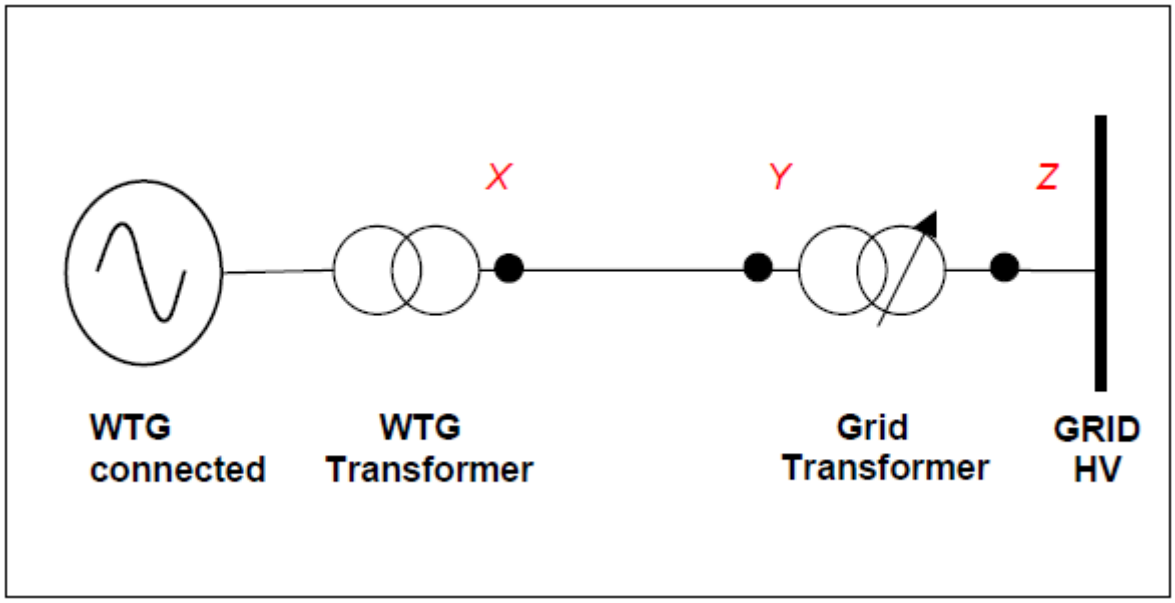
به عنوان مثال، در تگزاس، انتقال مقدار زیادی توان تولیدشده توسط نیروگاه‌های بادی در یک مسافت طولانی از غرب به شرق، منجر به پدید آمدن مشکلات جدی در زمینه کنترل ولتاژ شده است. برای برطرف شدن آن، نصب ادوات جبران‌سازی توان راکتیو - از جمله خازن - در سیستم انتقال پیشنهاد شده است [۳]. علاوه بر آن، دستورالعملی در دست آماده‌سازی است که مطابق آن، مزارع بادی باید قادر باشند در یک محدوده‌ی ضریب توان مشخص عملکرد داشته باشند و به شبکه در کنترل ولتاژ کمک کنند. پروژه‌هایی در دست انجام است که در آن، مزارع بادی ولتاژ شبکه را مونیتور و بر اساس آن توان راکتیو خروجی خود را تنظیم می‌کنند.

مطالعات اولیه بر روی مزارع بادی واقع در منطقه Cape Cod نیز نشان می‌دهند که کنترل ولتاژ یک مسأله‌ی جدی است و توربین‌های بادی و مزارع بادی که قادر باشند توان راکتیو خروجی خود را به منظور کنترل ولتاژ در یک نقطه‌ی دور تنظیم کنند مورد نیاز است [۳].

در ارتباط با ولتاژ-توان راکتیو، دو بحث کلی مطرح است: اول اینکه نیروگاه در چه مد کنترلی باید با شبکه تبادل توان راکتیو داشته باشد و دوم اینکه محدوده‌ی مورد انتظار تولید/مصرف توان راکتیو توسط نیروگاه بادی باید مشخص شود. این دو مبحث در این فصل مورد بررسی قرار می‌گیرند.

شکل (۲-۱) نحوه‌ی اتصال توربین بادی به شبکه را نمایش می‌دهد. در این شکل، سه نقطه برای اندازه‌گیری ولتاژ و ضریب توان مشخص شده است. نقطه ی X سمت ولتاژ بالای ترانسفورماتور توربین، نقطه‌ی Y سمت ولتاژ

پایین ترانسفورماتور شبکه و نقطه‌ی Z سمت ولتاژ بالای ترانسفورماتور شبکه می‌باشند. اندازه‌گیری ولتاژ و ضریب توان در دستورالعمل‌های مختلف در یکی از دو سمت ترانسفورماتور شبکه انجام می‌گیرد. در این میان، تنها در ایرلند، به دلیل وجود تپ بر روی ترانسفورماتور شبکه، اندازه‌گیری ولتاژ و ضریب توان در دو نقطه‌ی متفاوت انجام می‌گیرد. جدول (۲-۱) نقاط اندازه‌گیری در دستورالعمل‌های مورد بررسی در این گزارش را مشخص می‌کند.



شکل (۲-۱): نحوه اتصال نیروگاه بادی به شبکه انتقال

جدول (۲-۱): نقاط اندازه‌گیری ولتاژ و ضریب توان در دستورالعمل‌های مختلف

دستورالعمل شبکه	نقطه‌ی اندازه‌گیری ولتاژ	نقطه‌ی اندازه‌گیری ضریب توان
آلبرتا	Y	Y
ایرلند	Z	Y
دانمارک	Y	Y
آلمان	Z	Z
هند	Z	Z
سایر استان‌های کانادا	Z	Z
شمال اروپا	تعریف بر عهده اپراتور سیستم	تعریف بر عهده اپراتور سیستم
آفریقای جنوبی	مشخص نشده	مشخص نشده

۲-۱- مدهای کنترل توان راکتیو-ولتاژ

همان‌طور که پیشتر اشاره شد، کنترل توان راکتیو نیروگاه‌های بادی در سطح انتقال بیشتر با هدف تنظیم ولتاژ انجام می‌شود تا برآورده کردن نیازهای راکتیو بار [۳]. تنظیم ولتاژ در سیستم‌های قدرت رابطه‌ی مستقیم با کنترل توان راکتیو دارد. با توجه به نفوذ نیروگاه‌های بادی در سطوح ولتاژ فشار قوی شبکه قدرت، در دستورالعمل‌های جدید، این انتظار از مزارع بادی وجود دارد که به اندازه‌ی ژنراتورهای سنکرون دارای قابلیت‌های کنترل توان راکتیو خود باشند. الزامات توان راکتیو در یک شبکه‌ی قدرت به مشخصات خود شبکه مربوط می-باشد؛ در حالی که میزان تأثیر تزریق توان راکتیو بر روی سطح ولتاژ به ظرفیت اتصال کوتاه شبکه بستگی دارد [۳]. بیشتر دستورالعمل‌ها پیشنهاد می‌کنند که اپراتور سیستم انتقال، یک مقدار مرجع[1] برای ولتاژ یا ضریب توان یا توان راکتیو در نقطه‌ی اتصال مزرعه بادی به شبکه تعریف کند. با توجه به اینکه توابع کنترلی ولتاژ و توان راکتیو دو به دو به یکدیگر وابسته هستند[2] ، در نتیجه در هر لحظه تنها یکی از سه تابع زیر می‌تواند به سیستم اعمال شود. این سه تابع کنترلی عبارتند از:

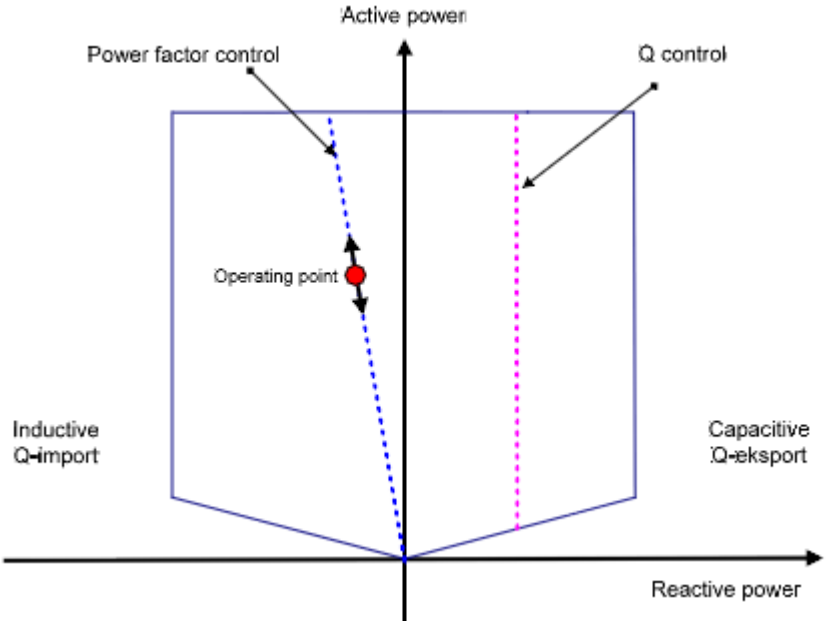
۲-۱-۱- تنظیم توان راکتیو

در این حالت، توان راکتیو خروجی، مستقل از توان اکتیو نیروگاه، در یک مقدار مشخص تثبیت می‌شود. مزرعه بادی باید بتواند سیگنال مرجع توان راکتیو را با یک دقت مشخص دریافت کند و مشابه توان اکتیو، توان راکتیو خود را در این مقدار تثبیت کند.

۲-۱-۲- تنظیم ضریب توان

در این حالت، توان راکتیو متناسب با توان اکتیو تنظیم می‌شود (تنظیم ضریب توان بر روی یک مقدار ثابت). شکل (۲-۲) توابع کنترل توان راکتیو و ضریب توان را نمایش می‌دهد.

[1] Set-point
[2] mutually exclusive

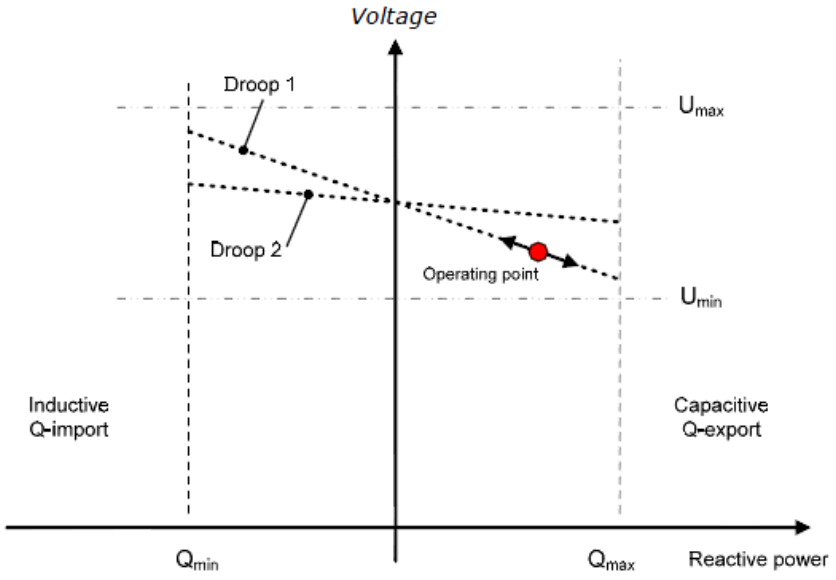


شکل (۲-۲): توابع کنترل توان راکتیو و ضریب توان

۲-۱-۳- تنظیم ولتاژ

در سطح انتقال، استفاده از نیروگاه‌های بادی در این مد عمومیت بیشتری نسبت به حالت‌های قبلی (مگاوار ثابت و ضریب توان ثابت) دارد. یکی از دلایل آن این است که مزارع بادی معمولاً در نقاط دور از مصرف احداث می-شوند؛ خطوط طولانی میان تولیدکننده و مصرف‌کننده و افزایش تلفات یا افزایش احتمالی ولتاژ- در نتیجه عبور توان راکتیو- سبب می‌شود که نیروگاه‌های بادی ملزم به تنظیم ولتاژ خروجی خود در نقطه‌ی اتصال با شبکه شوند [۵]. مقدار مرجع ولتاژ توسط اپراتور شبکه مشخص می‌شود. ولتاژ، در هر سیستم انتقال، یک محدوده مشخص بین ولتاژ حداقل و حداکثر دارد. این امکان باید وجود داشته باشد که از منحنی دروپ ولتاژ-توان راکتیو نیز استفاده شود.

بدین ترتیب، ولتاژ نقطه اتصال با شیب مشخص و متناسب با توان راکتیو خروجی تنظیم می‌شود. شکل (۲-۳) تابع کنترل ولتاژ نقطه‌ی اتصال نسبت به توان راکتیو را نمایش می‌دهد.



شکل (۲-۳): کنترل ولتاژ نقطه‌ی اتصال نسبت به توان راکتیو

تنظیم ولتاژ عموماً به دو طریق انجام می‌شود: ۱)تنظیم‌کننده‌ی خودکار ولتاژ[3] و ۲)تپ ترانسفورماتور. البته تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ ممکن است قابل اجرا بر روی تمامی انواع توربین‌ها نباشد؛ در این شرایط، معمولاً "چگونگی" تنظیم ولتاژ نقطه اتصال مزرعه بادی به شبکه بر عهده اپراتور مزرعه بادی گذارده می‌شود [۱].

آمریکای شمالی: مطابق دستورالعمل آلبرتا، وجود AVR برای نیروگاه‌های بزرگ‌تر از ۱۰ مگاوات الزامی است. تمام مزارع بادی باید مجهز به سیستم تنظیم‌کننده ولتاژی باشند که بتواند ولتاژ را از ۹۵٪ تا ۱۰۵٪ تنظیم کند. نقطه تنظیم توسط اپراتور شبکه مشخص می‌شود. تمامی توابع کنترلی توان راکتیو نیز باید زیر نظر سیستم تنظیم‌کننده‌ی ولتاژ باشند. در بند C در این دستورالعمل ذکر شده که سیستم تنظیم‌کننده ولتاژ فقط باید در مد کنترل ولتاژ کار کند و مجاز به عملکرد در مدهای دیگر (ضریب توان ثابت یا توان راکتیو ثابت) نمی‌باشد. همچنین، این سیستم باید بتواند با شیب نزولی ۰٪ تا ۱۰٪ نیز ولتاژ را تنظیم کند. تنظیمات این سیستم باید به گونه‌ای باشد که در صورت تغییر پله در مرجع ولتاژ، توان راکتیو خروجی در مدت زمانی بین ۰/۱ تا ۱ ثانیه به مقدار ۹۵٪ برسد. این تنظیم‌کننده‌ی ولتاژ باید در محدوده‌ی ضریب توان حداقل ۰/۹۵ پیش و پس‌فاز کار کند. تأکید شده است که نیروگاه‌های بادی باید در تنظیم ولتاژ در شرایط عادی و غیر عادی مشارکت داشته باشند [۹].

ایرلند: تمامی مزارع بادی باید مجهز به سیستم AVR مشابه ژنراتورهای سنکرون باشند. این سیستم باید بتواند سیگنالی برای تنظیم ولتاژ نقطه اتصال بر روی مقدار مرجع را دریافت کند. این سیستم باید قادر باشد تا یک

[3] AVR

دقیقه بعد از دریافت مقدار مرجع ولتاژ از اپراتور سیستم انتقال، ولتاژ را بر روی این مقدار تثبیت کند. همچنین، شیب سیستم تنظیم ولتاژ باید بتواند بین ۰ تا ۱۰ درصد تغییر کند. این مقدار، بسته به نیاز شبکه، توسط اپراتور سیستم انتقال از ۶۰ روز قبل تعیین و به مزارع بادی اعلام می‌شود. تنظیم ولتاژ در سمت ولتاژ بالای ترانسفورماتور شبکه انجام می‌گیرد [۱۰].

آلمان: اپراتور شبکه می‌تواند برای نیروگاه‌های متصل به شبکه‌ی ۱۱۰ کیلوولت و بالاتر، مرجعی برای ضریب توان یا توان راکتیو خروجی یا ولتاژ ترمینال ژنراتور تعیین کند. این مرجع، می‌تواند به صورت یک برنامه زمان‌بندی یا به صورت به‌هنگام به ژنراتورها ابلاغ شود. در شرایط به‌هنگام، پس از دریافت دستور، نیروگاه موظف است که در زمان کمتر از یک دقیقه، خروجی مورد نظر را در مقدار تعیین‌شده تثبیت کند. این مقدار مرجع، در شرایط خاص، حتی می‌تواند خارج از محدوده‌ی مجاز ضریب توان-ولتاژ باشد [۷].

دانمارک: در دانمارک، اپراتور شبکه ممکن است در هر لحظه مقدار مرجعی را برای هر یک از سه پارامتر ذکرشده به نیروگاه ارسال کند. نیروگاه بادی موظف است در زمانی بین ۲ تا ۳۰ ثانیه، مرجع توان راکتیو یا ضریب توان را بر روی مقدار خواسته‌شده تنظیم کند. همچنین، اگر مقدار مرجع ولتاژ نیز به دستور اپراتور شبکه تغییر کرد، اپراتور نیروگاه باید این مرجع را در زمانی بین ۲ تا ۱۰ ثانیه بر روی مقدار جدید تنظیم کند [۱۱].

هند: در دستورالعمل هند، هدف اصلی از جبران‌سازی توان راکتیو، عملکرد مطمئن و بدون مشکل شبکه و بهبود پروفایل ولتاژ عنوان شده است. براساس این دستورالعمل، تمامی نیروگاه‌های بادی باید مجهز به سیستم تنظیم ولتاژ باشند؛ به طوری که قادر باشند با دریافت سیگنال از اپراتور شبکه، ولتاژ را بر روی مقدار مرجع تعیین‌شده تنظیم کنند [۸].

آفریقای جنوبی: بر اساس دستورالعمل آفریقای جنوبی، نیروگاه بادی در تمام سطوح ولتاژ باید مجهز به سیستم تنظیم ولتاژ با عملکرد پیوسته باشد که بتواند ولتاژ نقطه‌ی اتصال به شبکه[4] را بر روی مقدار مرجع تعیین‌شده در بازه‌ی ۹۰ تا ۱۱۰ درصد تنظیم کند. همچنین، نیروگاه‌های کوچک‌تر از ۲۰ مگاوات باید قادر باشند در مد توان راکتیو ثابت عمل کنند. در مورد نیروگاه‌های بزرگ‌تر از ۲۰ مگاوات توضیحی داده نشده است [۱۴].

شمال اروپا: بر اساس دستورالعمل کشورهای شمال اروپا، تمام نیروگاه‌های بادی بزرگ‌تر از ۱۰۰ مگاوات باید بتوانند در هر سه مد اشاره‌شده در بالا توان راکتیو خود را تنظیم کنند. در مورد نیروگاه‌های کوچک‌تر از ۱۰۰ مگاوات، الزامات توان راکتیو با تصمیم اپراتور شبکه و براساس شرایط محلی می‌تواند تغییر کند. سیستم کنترل توان راکتیو باید خودکار و پیوسته[5] باشد [۱۲].

---

[4] POC: Point Of Connection or PCC: Point of Common Coupling
[5] continuous

شایان ذکر است که جبران‌سازی توان راکتیو، در شرایطی که تولید توان توسط مزرعه بادی زیاد است، می‌تواند از فروپاشی ولتاژ جلوگیری کند.

۲-۲- محدوده ضریب توان مجاز نیروگاه بادی

همانند ژنراتورهای سنکرون، انتظار می‌رود که نیروگاه‌های بادی نیز در محدوده مشخصی از ضریب توان کار کنند. در شرایطی که ژنراتورهای سنکرون دارای قابلیت‌های ذاتی خوبی در تولید و کنترل توان راکتیو خود می-باشند، این قابلیت در مورد بسیاری از ژنراتورهای القایی به‌کاررفته در مزارع بادی ضعیف‌تر است. یک ژنراتور القایی، به صورت ذاتی از شبکه اصلی یا خازن‌هایی که به آن متصل شده توان راکتیو جذب می‌کند. علاوه بر این، خود مزرعه‌ی بادی ممکن است دارای یک شبکه‌ی کابلی قابل توجه با مشخصه‌های راکتیو مختص به خود باشد که این می‌تواند در توان‌های اکتیو متفاوت، بر روی قابلیت‌های راکتیو آن تأثیر گذار باشد [۱۵]. با توجه به نیاز برای هماهنگی نیروگاه‌های بادی با سایر ادوات و ژنراتورهای موجود در شبکه، سازندگان توربین و مالکان مزراع بادی باید قابلیت‌های حداقلی را در مورد توان راکتیو برآورده نمایند. این قابلیت‌ها، که معمولاً به صورت یک بازه یا محدوده برای ضریب توان مورد نیاز مطرح می‌شود، می‌تواند توسط خود توربین یا ادوات خارجی متصل به مزرعه بادی (مانند خازن یا ادوات FACTS) تأمین شود. آنچه مسلم است، هرچقدر قابلیت راکتیو مورد انتظار از نیروگاه بادی بیشتر شود (به این معنی که ژنراتور یا نیروگاه بادی برای اتصال به شبکه ملزم به فراهم کردن بازه‌ی وسیع‌تری از ضریب توان شود)، هزینه ساخت توربین و احداث نیروگاه افزایش می‌یابد. این افزایش هزینه شامل هزینه ساخت توربین با قابلیت‌های بالاتر، افزودن ادوات جبران‌ساز دیگر به نیروگاه بادی به دلیل قابلیت‌های محدود توربین‌های بادی و حتی تغییر سطح عایقی ادوات نیروگاه و نیاز به طراحی مناسب می‌باشد [۱-۳،۱۵]. بنابراین، افزایش قابلیت‌های مورد نیاز در ارتباط با توان راکتیو، مطلوب مالک نیروگاه بادی نیست. این در حالی است که اپراتور شبکه، برای برآورده کردن نیازهای راکتیو و ایجاد انعطاف در بهره‌برداری از شبکه‌ی خود، تمایل دارد قابلیت‌های بیشتری از نیروگاه‌های بادی درخواست کند. در این زمینه، اپراتور شبکه، برای کاستن از هزینه‌های تحمیلی به مالک نیروگاه، باید حداقل‌های مورد نیاز شبکه‌ی خود در ارتباط با توان راکتیو را در نظر بگیرد و بر این اساس، قابلیت-های حداقلی را از نیروگاه بادی طلب کند.

دستورالعمل‌های مختلف، عموماً یک محدوده را برای ضریب توان نیروگاه‌های بادی تعیین می‌کنند. در برخی از دستورالعمل‌ها، این محدوده صرفاً با بیان دو مقدار برای ضریب توان‌های مجاز پیش‌فاز و پس‌فاز مشخص گردیده است؛ در برخی دیگر، این محدوده با جزئیات بیشتری نظیر تعیین ضریب توان مجاز در شرایط کاهش یا افزایش

ولتاژ شبکه و یا در شرایط کم باری و ... مشخص شده است. به صورت کلی، این محدوده به سه شکل در دستورالعمل‌ها مطرح می‌شود:

۱) منحنی توان راکتیو - توان اکتیو

۲) منحنی ضریب توان - توان اکتیو

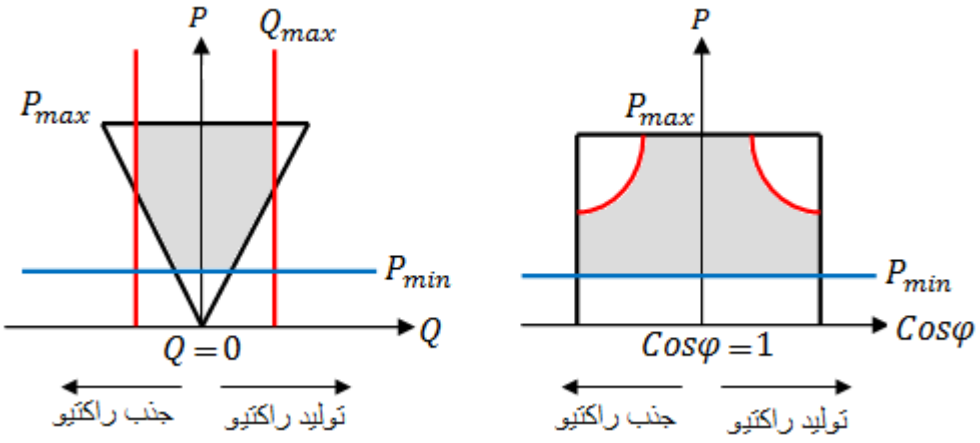
۳)منحنی ضریب توان - ولتاژ

که البته منحنی‌های اول و دوم قابل تبدیل به یکدیگر می‌باشند.

۲-۲-۱- منحنی توان راکتیو-توان اکتیو (یا ضریب توان-توان اکتیو)

در این منحنی، قابلیت‌های راکتیو مورد انتظار از نیروگاه بادی در محدوده‌ای متناسب با توان اکتیو خروجی مطرح می‌شود. این قابلیت، عموماً در نقطه اتصال و در سمت ولتاژ بالای ترانسفورماتور شبکه اصلی تعریف می‌شود. البته دستورالعمل‌های آلبرتا و ایرلند در این زمینه استثنا می‌باشند؛ در این دستورالعمل‌ها، قابلیت مورد نیاز توان راکتیو در سمت ولتاژ پایین ترانسفورماتور تعریف شده است. در شکل (۲-۴)، محدوده‌ای که برای ضریب توان مجاز بر حسب توان اکتیو، یا توان راکتیو بر حسب توان اکتیو، مشخص می‌شود در کلی‌ترین حالت نمایش داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، دو نمودار قابل تبدیل به یکدیگر می‌باشند. این منحنی، در کلی‌ترین حالت خود، می‌تواند دارای جزئیات زیر باشد:

- تعیین محدوده ضریب توان در بار کامل
- تعیین محدوده ضریب توان در بار کم یا بی باری
- تعیین محدوده برای دینامیک بودن پاسخ تعیین محدوده برای حداکثر توان راکتیو
- تعیین محدوده برای حداکثر توان راکتیو



شکل (۲-۴): محدوده ضریب توان بر حسب توان اکتیو و توان راکتیو بر حسب توان اکتیو

۲-۲-۱-۱- تعیین محدوده مجاز ضریب توان در بار کامل

تمام دستورالعمل‌ها، محدوده‌ای را برای ضریب توان مجاز یا مورد نیاز پس‌فاز و پیش‌فاز تعیین می‌کنند. در آمریکا، موسسه AWEA مقدار ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۵ پس‌فاز را برای ضریب توان نیروگاه‌های بادی تعیین کرده است. این محدوده به کل مزرعه بادی اعمال می‌شود و نه توربین‌ها به صورت جداگانه [۱۳]. البته، AWEA اشاره می‌کند که تعیین محدوده برای ضریب توان به شرایط محلی نیز وابسته است و در بسیاری از موارد نیز توانایی مورد نیاز کمتر از این محدوده می‌باشد. در دستورالعمل کبک نیز، محدوده مورد نیاز ضریب توان در بار کامل از ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۵ پس‌فاز تعیین شده است. قابلیت مورد نیاز در دستورالعمل‌های آلبرتا و انتاریو از محدوده مورد اشاره برای کبک بیشتر است؛ در این دو استان، محدوده‌ی مورد نیاز ضریب توان نیروگاه‌های بادی از ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹ پس‌فاز در بار کامل تعیین شده است. لازم به ذکر است که با توجه به اینکه استان‌های مختلف کانادا دارای دستورالعمل‌های مختص به خود می‌باشند و این دستورالعمل‌ها در موارد متعدد دارای تفاوت‌هایی می‌باشند، در نتیجه یک محدوده ثابت برای ضریب توان مورد نیاز نیروگاه‌های بادی در سراسر کانادا وجود ندارد. با این وجود، نیروگاه‌های بادی با قابلیت ارائه ضریب توان ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹ پس‌فاز می‌توانند در تمام نقاط این کشور به شبکه متصل شوند [۳]. البته، در [۳] اشاره شده است که این محدوده می‌تواند برای مکان‌های مختلف با توجه به قوانین و الزامات هر استان و نیز شرایط خاص محلی تغییر کند.

۲-۲-۱-۲- تعیین محدوده مورد نیاز ضریب توان در بار کم یا بی‌باری

تأمین توان راکتیو در بار کم یا بی‌باری برای توربین‌های سرعت متغیر، که با مبدل به شبکه متصل می‌شوند، رایج است؛ با این وجود، این توربین‌ها لزوماً قادر به حفظ توان راکتیو معادل در خروجی از توان حداکثر تا توان صفر نمی‌باشند. اصرار بر وجود چنین الزامی ممکن است منجر به نیاز برای نصب جبران‌سازهای راکتیو دیگری در مزرعه بادی شود.

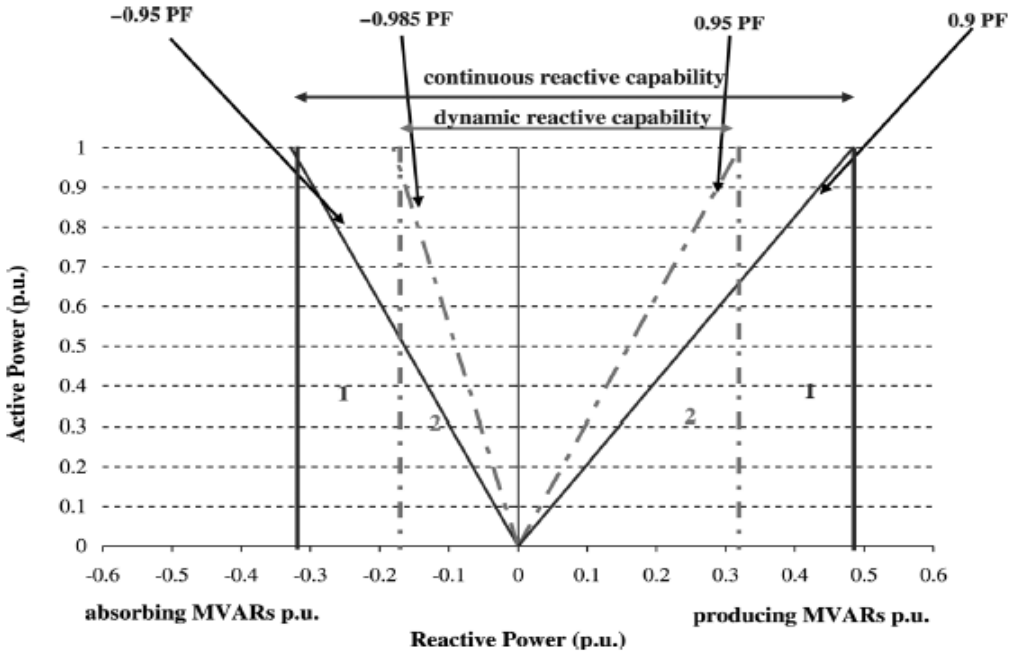
سوال کلیدی این است که آیا وجود این قابلیت اضافی قابل توجیه است؟ واضح است که با تولید توان، مزرعه بادی باید در کنترل ولتاژ سیستم نیز مشارکت کند؛ با این حال، اگر مزارع بادی از سیستم قدرت حذف شوند، اثر آن شبیه به تولید توان راکتیو صفر در صفر مگاوات خروجی می‌باشد. این نشان می‌دهد که الزام یک نیروگاه بادی به تولید توان راکتیو در بی‌باری به معنی در نظر گرفتن عملکرد آن فراتر از یک تولیدکننده برق است. این ممکن است در نفوذ بالا قابل توجیه باشد؛ اما در نفوذ پایین‌تر به راحتی قابلیت دفاع ندارد [۳].

در دستورالعمل انتاریو و AWEA نیز این مسأله به صورت روشن مطرح نشده است. کبک قابلیت توان راکتیو را در کل محدوده‌ی توان اکتیو به عنوان الزام قید می‌کند؛ در حالی که آلبرتا این قابلیت‌ها را در بار کم در صورتی که در دسترس باشد مطلوب می‌داند.

۲-۲-۱-۳- تعیین محدوده برای دینامیک بودن پاسخ

با توجه به این که تأمین توان راکتیو در نیروگاه‌های بادی عمدتاً برای کنترل ولتاژ مورد نیاز است، روشن است که حداقل بخشی از کنترل و بخشی از ارائه توان راکتیو باید دینامیک (سریع) باشد. تمام دستورالعمل‌های موجود، این مسأله را در نظر می‌گیرند که بخشی از توانایی راکتیو مورد نیاز از توربین و بخشی از سایر ادوات جبران‌ساز توان راکتیو تأمین می‌شود. این ادوات، احتمالاً در توربین یا نقطه اتصال به شبکه واقع شده‌اند. ترکیب انواع مختلف توربین‌ها با قابلیت‌های متفاوت در کنار ادوات جبران‌ساز، انعطاف‌پذیری بالایی به تأمین توان راکتیو می‌دهد.

در AWEA، قابلیت دینامیک به صورت یک الزام قید نشده است. در مقابل، آلبرتا محدوده‌ای را برای کنترل دینامیک در درون محدوده مورد نیاز ضریب توان مشخص کرده است؛ در آلبرتا، الزامات توان راکتیو در یک بازه‌ی بزرگ‌تر قابلیت راکتیو پیوسته و بازه‌ی کوچک‌تر قابلیت راکتیو دینامیک مطابق شکل (۲-۵) تعریف می‌شود. قابلیت دینامیک، مطابق تعریف ارائه‌شده در این دستورالعمل، به دوره‌های زمانی کوتاه‌مدت تا ۱ ثانیه اطلاق می‌شود. این قوانین در آلبرتا برای ژنراتورهای سنکرون هم وجود دارد؛ فقط در مورد ژنراتورهای سنکرون، ولتاژ باید بین ۹۰٪ تا ۱۱۰٪ باشد [۹]. کبک و انتاریو نیز، هر دو، قابلیت راکتیو دینامیک را قید می‌کنند.



شکل (۲-۵): قابلیت‌های توان راکتیو مورد نیاز در آلبرتا

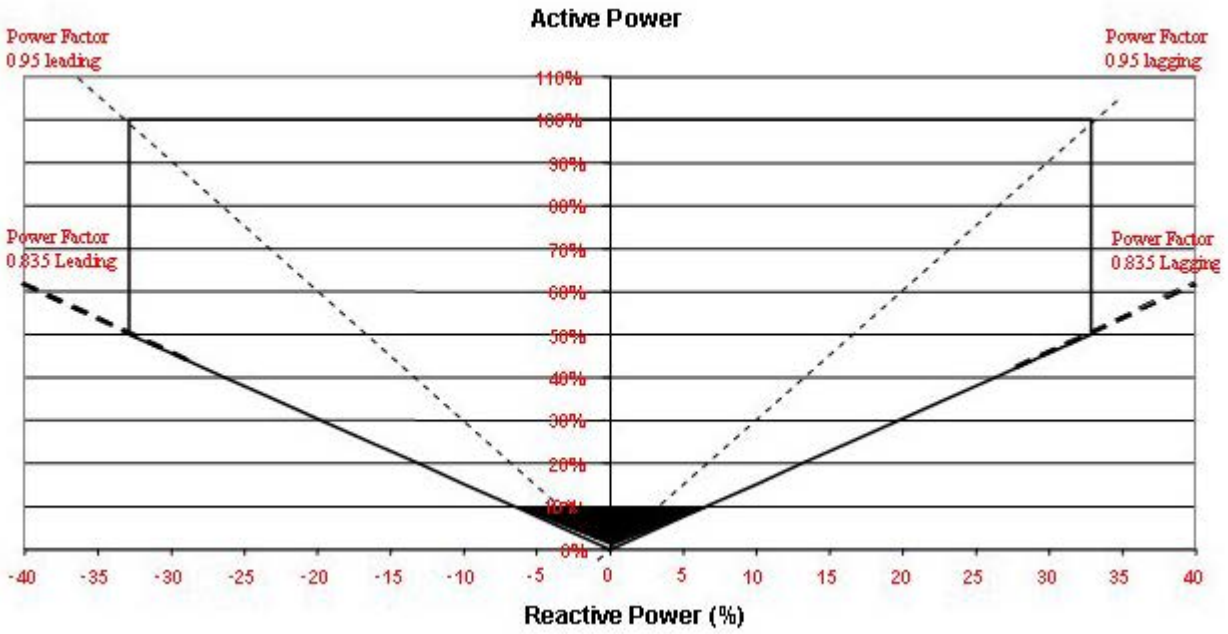
در مجموع، در دستورالعمل‌های آمریکای شمالی (دستورالعمل آمریکا و استان‌های کانادا)، محدوده‌ای که برای توان راکتیو خروجی نیروگاه بادی مشخص می‌شود به صورت ضریب توان پیش‌فاز و پس‌فاز است. نیروگاه باید قادر باشد در این محدوده، فارغ از اینکه در چه مدی کار می‌کند (ولتاژ ثابت، مگاوار ثابت یا ضریب توان ثابت)،

ضریب توان خروجی خود را حفظ کند. در این میان، تنها در دستورالعمل آلبرتا محدوده‌ای از ضریب توان مشخص شده که نیروگاه باید قادر باشد، در هر نقطه‌ای از این محدوده، توان راکتیو خود را به صورت دینامیک (یعنی در کمتر از یک ثانیه) تنظیم کند.

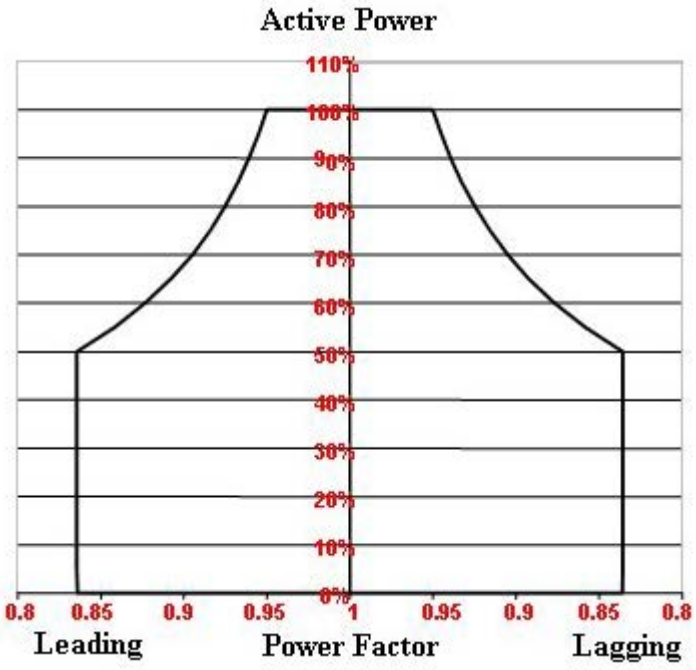
۲-۲-۱-۴- تعیین محدوده برای حداکثر توان راکتیو

منحنی توان راکتیو-توان اکتیو، در بسیاری از دستورالعمل‌ها به صورت یک منحنی V شکل، که محدوده‌ای را برای ضریب توان مورد نیاز تعیین می‌کند، نمایش داده می‌شود. با این وجود، می‌توان در این منحنی، علاوه بر ضریب توان، "مقدار توان راکتیو (مگاوار)" مورد نیاز را نیز محدود کرد.

ایرلند: محدوده‌ای که برای تولید توان راکتیو مزارع بادی در ایرلند در نظر گرفته شده است نیز براساس توان اکتیو خروجی است و مطابق شکل (۲-۶) مشخص می‌شود. در این نمودار، مانند نمودارهای قبلی، محدودیتی بر روی ضریب توان در نظر گرفته شده است؛ با این تفاوت که از ضرایب توان ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۵ پس‌فاز و در محدوده‌ی مجاز ولتاژ - مطابق تعریف همین دستورالعمل- نیروگاه باید قادر باشد هر ضریب توانی را تولید کند. اما در محدوده‌ی دیگری که بین ضرایب توان ۰/۸۳۵ تا ۰/۹۵ پس‌فاز و ۰/۸۳۵ تا ۰/۹۵ پیش‌فاز مشخص شده است، علاوه بر ضریب توان، محدودیت در مقدار توان راکتیو مورد نیاز نیز به نمودار اضافه می‌شود. نمودار توان راکتیو-توان اکتیو ایرلند یک نمودار دینامیک است. طبق دستورالعمل ایرلند، تمام نیروگاه‌های بادی باید ولتاژ نقطه اتصال خود را تنظیم کنند و در نتیجه، باید با شبکه تبادل توان راکتیو داشته باشند؛ بر اساس این دستورالعمل، سرعت پاسخ سیستم تنظیم ولتاژ، در تمام محدوده ضریب توان، باید به گونه‌ای باشد که در صورت تغییر در مرجع ولتاژ نقطه اتصال، توان راکتیو خروجی نیروگاه در مدت ۱ ثانیه به مقدار ۹۰ درصد حالت ماندگار خود برسد. همچنین در دستورالعمل ایرلند، محدوده مشخصی برای عملکرد نیروگاه بادی در توان کمتر از مقدار نامی در نظر گرفته شده است؛ به این صورت که نیروگاه باید در هر نقطه‌ای از این محدوده توان راکتیو با شبکه مبادله کند؛ به شرطی که ولتاژ نقطه‌ی اتصال در سمت ولتاژ پایین ترانسفورماتور شبکه از محدوده مجاز تجاوز نکند. این محدوده در شکل (۲-۶-الف) به صورت مثلث مشکی مشخص شده است. شکل (۲-۶-ب) نمایش همین محدوده‌ی ضریب توان در صفحه‌ی ضریب توان-توان اکتیو می‌باشد [۱۰].



(الف)



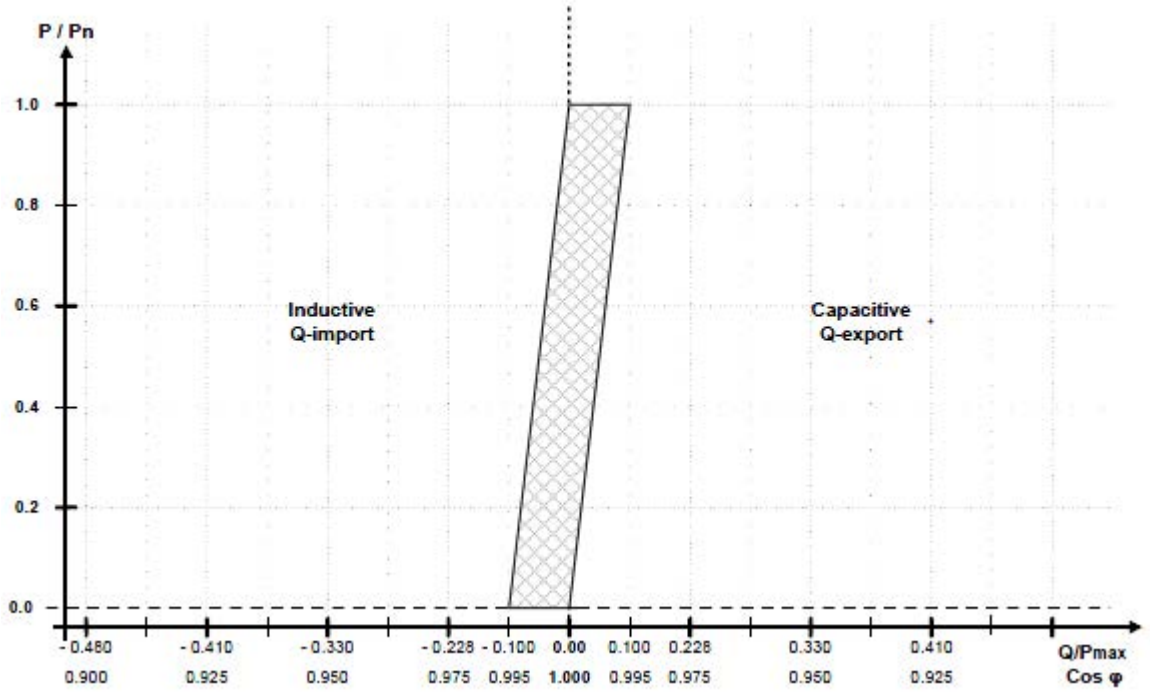
(ب)

شکل (۲-۶): محدوده مورد نیاز برای تبادل توان راکتیو مزارع بادی در ایرلند

دانمارک: در دستورالعمل دانمارک نیز، نیروگاه‌های بادی ملزم به مجهز بودن به سیستمی برای کنترل توان راکتیو خروجی و کنترل ولتاژ در نقطه‌ی اتصال بر اساس مقادیر مرجع و نیز شیب تعیین‌شده توسط اپراتور

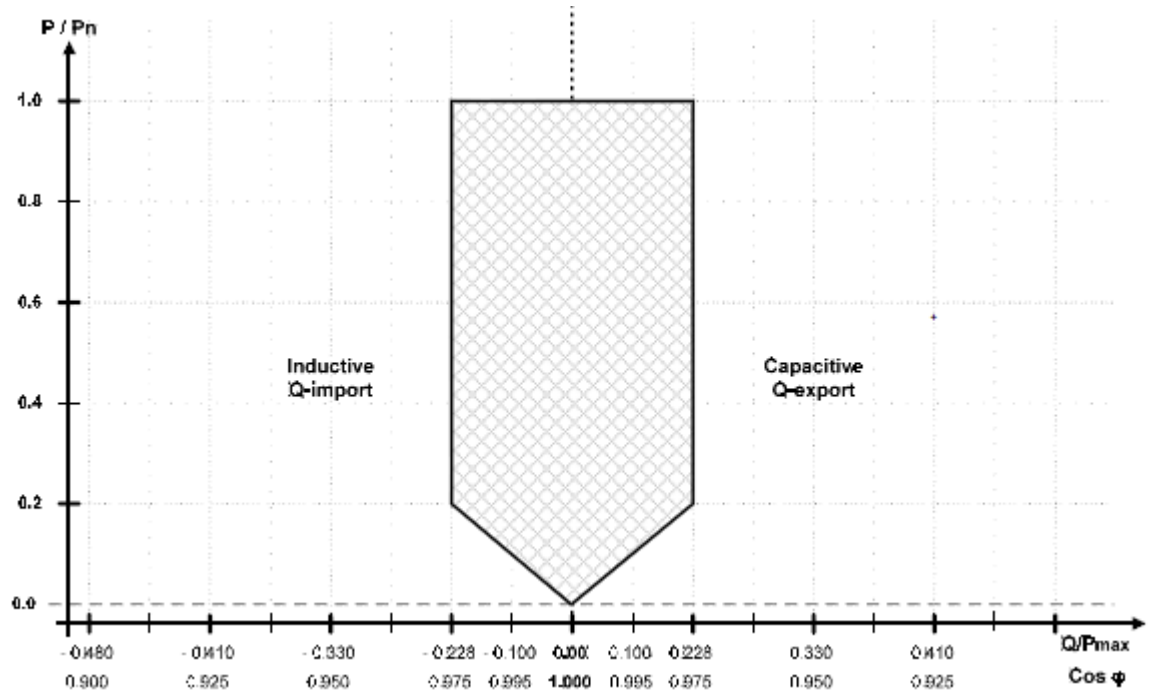
سیستم انتقال می‌باشند. در دانمارک، محدوده‌های مورد نیاز برای توان راکتیو خروجی نیروگاه بادی با نمودار ضریب توان-توان اکتیو مشخص می‌شود؛ اما این محدوده برای نیروگاه‌ها با سطوح توان مختلف متفاوت است.
مزارع کمتر از ۱۱ کیلووات، در توان‌های بالاتر از ۲۰ درصد توان نامی، باید ضریب توان خروجی خود را بین ۰/۹۵ و یک حفظ کنند [۱۱].

مزارع بین ۱۱ کیلووات و ۱/۵ مگاوات، باید توان راکتیو خود را در محدوده‌ی مشخص‌شده در شکل (۲-۷) حفظ کنند. زمانی که نیروگاه بادی از مدار خارج است یا هیچ توان اکتیوی تولید نمی‌کند، نیازی به جبران‌سازی توان راکتیو از طریق کابل‌ها یا دیگر ادوات نیروگاه وجود ندارد [۱۱].



شکل (۲-۷): محدوده مورد نیاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی بین ۱۱ کیلووات و ۱/۵ مگاوات -دانمارک

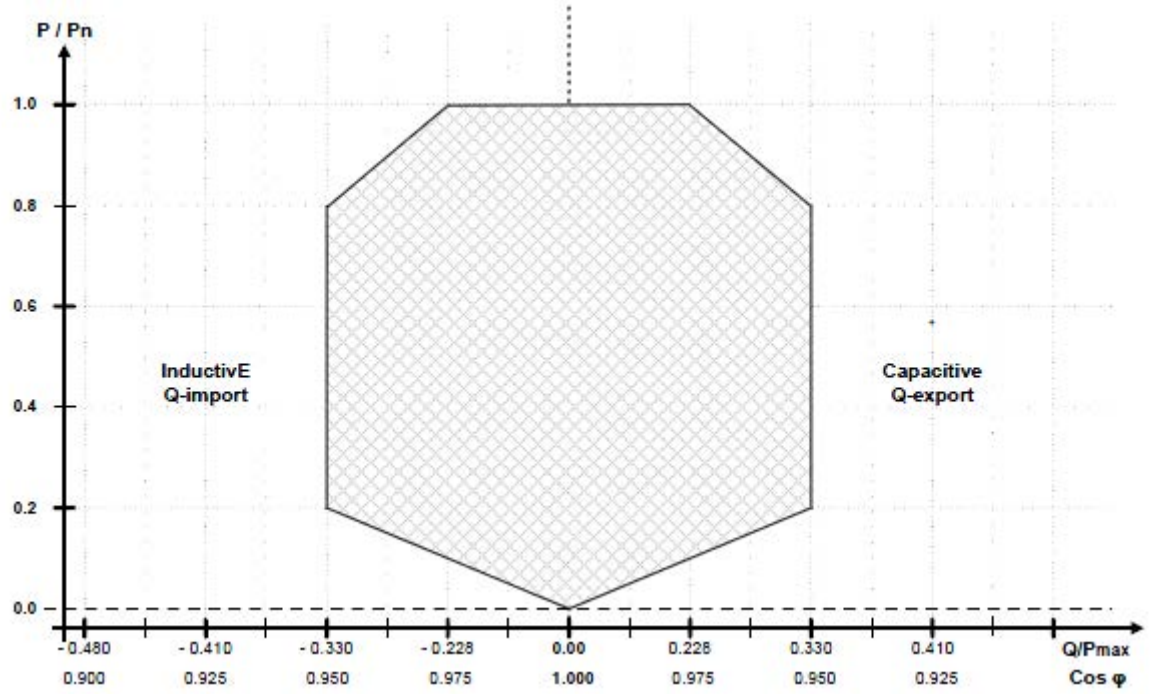
برای مزارع بادی بین ۱/۵ مگاوات تا ۲۵ مگاوات، یک محدوده‌ی مشخص برای ضریب توان نسبت به توان اکتیو تعیین می‌شود (شکل(۲-۸)). همان‌طور که مشاهده می‌شود، ضریب توان مجاز در "بار کامل" بین ۰/۹۷۵ پیش‌فاز و ۰/۹۷۵ پس‌فاز تغییر می‌کند [۱۱].



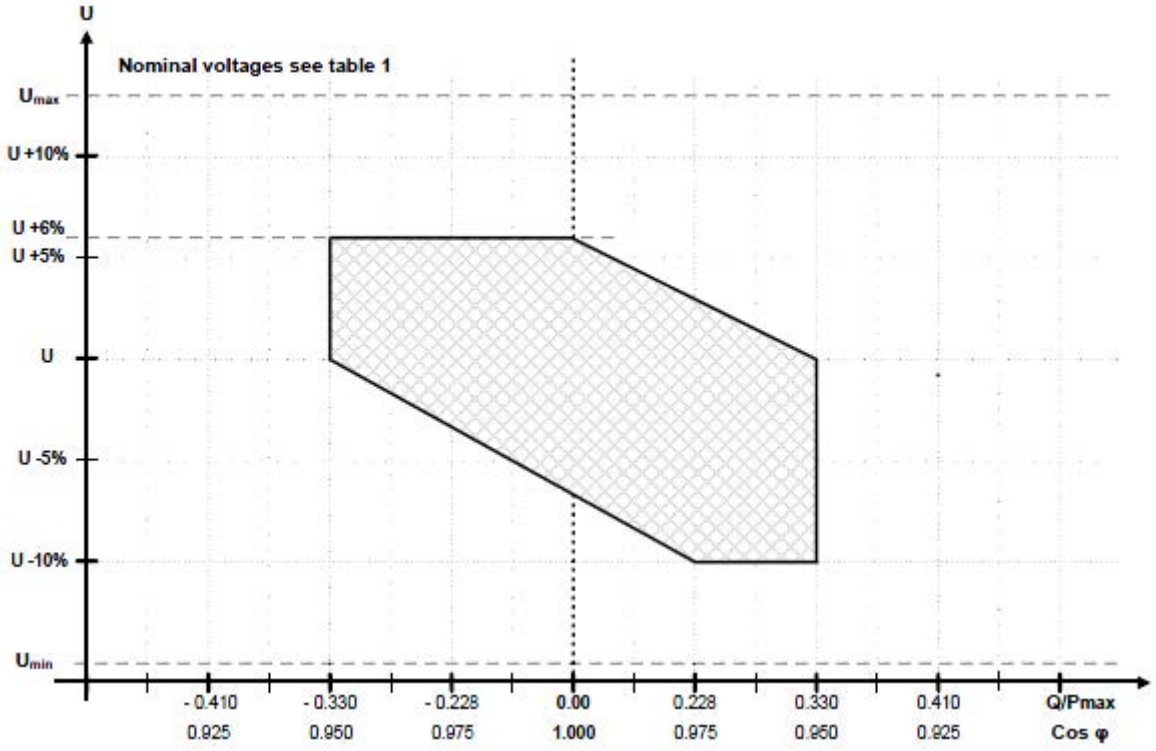
شکل (۲-۸): محدوده مورد نیاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی بین ۱/۵ مگاوات و ۲۵ مگاوات –دانمارک

برای مزارع بادی بزرگ‌تر از ۲۵ مگاوات، نمودار ضریب توان-توان اکتیو اندکی متفاوت است (شکل (۲-۹)). ضریب توان خروجی نیروگاه، با در نظر گرفتن محدودیت‌هایی در توان‌های اکتیو بالا و پایین، بین ۰/۹۵ پیش‌فاز و ۰/۹۵ پس‌فاز می‌تواند تغییر کند. علاوه بر این، برای همین سطح توان، منحنی ولتاژ-ضریب توان مجاز نیز تعریف شده است (شکل(۲-۱۰)) [۱۱].

در مورد تمام نیروگاه‌های بادی بزرگ‌تر از ۲۵ مگاوات، مالک نیروگاه بادی مسئول جبران‌سازی توان راکتیو در زمانی است که نیروگاه بادی از مدار خارج است یا هیچ توان اکتیوی تولید نمی‌کند. بر اساس قرارداد میان اپراتور سیستم و مالک نیروگاه، جبران‌سازی توان راکتیو می‌تواند با نصب تجهیزات لازم در خارج از آن انجام شود. جزئیات نحوه جبران‌سازی در قرارداد باید ذکر شود [۱۱].



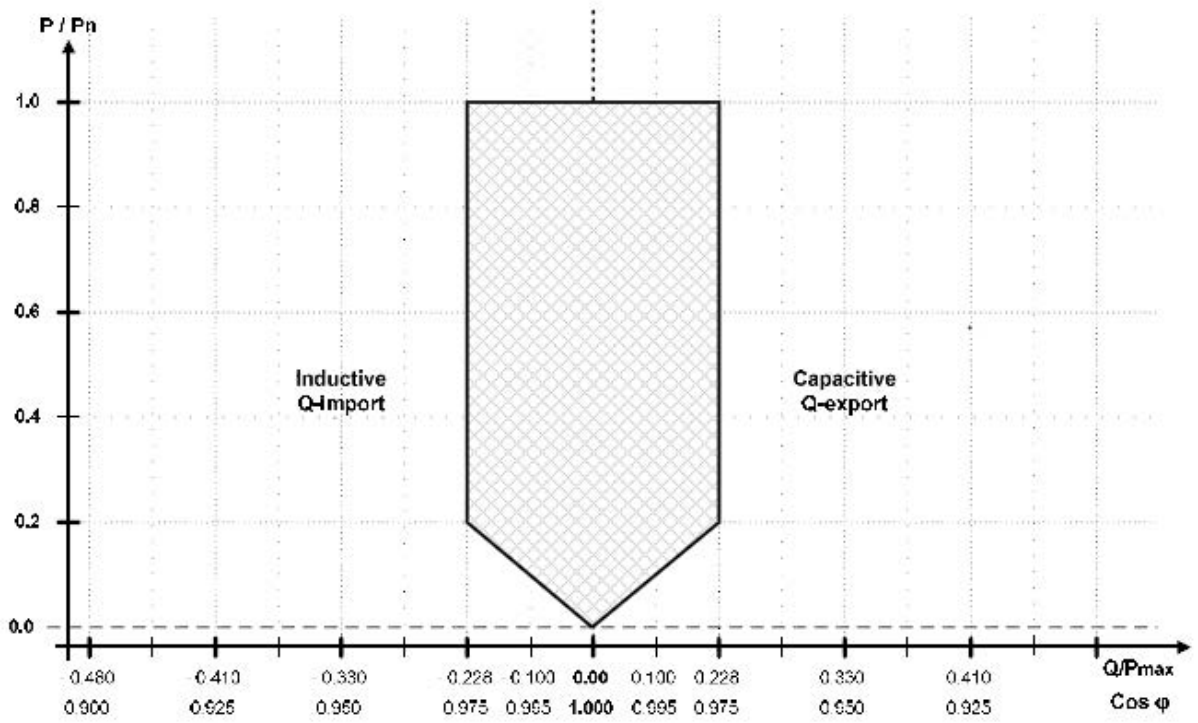
شکل (۲-۹): محدوده مورد نیاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی بزرگ‌تر از ۲۵ مگاوات -دانمارک



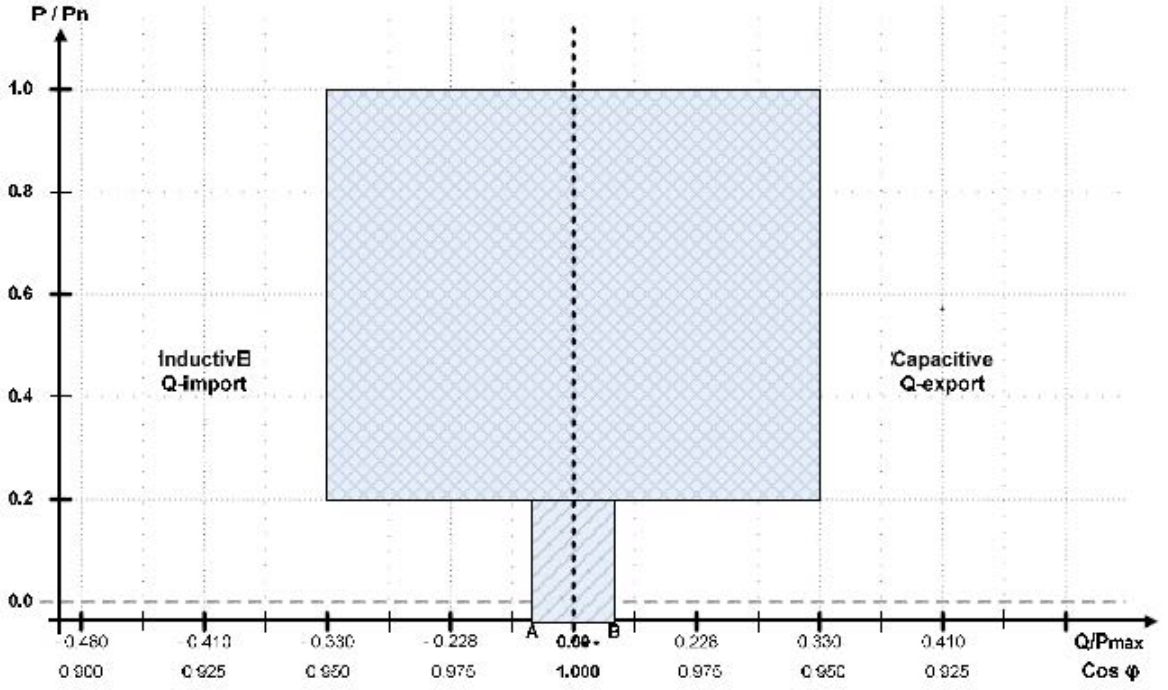
شکل (۲-۱۰): محدوده مورد نیاز برای ضریب توان در مقابل ولتاژ برای مزارع بادی بزرگ‌تر از ۲۵ مگاوات -دانمارک

آفریقای جنوبی: در دستورالعمل آفریقای جنوبی، محدوده‌ی مجاز ضریب توان برای نیروگاه‌های کوچک‌تر و بزرگ‌تر از ۲۰ مگاوات تعریف شده است. نیروگاه‌های بادی کوچک‌تر از ۲۰ مگاوات، باید در توان نامی، ضریب توان خود را در بازه‌ی ۰/۹۷۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۷۵ پس‌فاز کنترل کنند. کنترل ضریب توان باید در تمام مقادیر توان اکتیو خروجی انجام گیرد؛ اما در توان‌های کوچک‌تر از ۲۰٪ توان نامی، بازه‌ی مجاز ضریب توان کوچک‌تر می‌شود (شکل (۲-۱۱)). نیروگاه‌های بادی بزرگ‌تر از ۲۰ مگاوات باید در توان نامی ضریب توان خود را در بازه‌ی ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۵ پس‌فاز کنترل کنند. در توان‌های کوچک‌تر از ۲۰٪ توان نامی، بازه‌ی مجاز ضریب توان کوچک‌تر می‌شود (شکل (۲-۱۲)). در شکل (۲-۱۲)، نقطه‌ی A (مگاوار) معادل ۵٪ توان نامی (مگاوات) و نقطه‌ی B (مگاوار) معادل ۵-٪ توان نامی (مگاوات) می‌باشند [۱۴].

شمال اروپا: در دستورالعمل کشورهای شمال اروپا، به صورت مشخص، بازه‌ای برای ضریب توان مورد نیاز مشخص نشده است؛ با این وجود، نیروگاه‌های بادی باید "ظرفیت راکتیو کافی" را برای عملکرد در ضریب توان واحد در ولتاژ و فرکانس نرمال (بازه‌های ولتاژ-فرکانس مشخص شده توسط کشورهای شمال اروپا) داشته باشند. این اختیار به اپراتور سیستم انتقال داده شده است که، بر اساس شرایط محلی، در مورد محدوده‌ی تبادل توان راکتیو نیروگاه بادی با شبکه تصمیم‌گیری کند. ظرفیت راکتیو مورد نیاز نیروگاه بادی می‌تواند از طریق خود توربین‌ها یا ادوات دیگری که به نقطه اتصال نیروگاه به شبکه وصل هستند تأمین شود. لازم به ذکر است که، بر اساس این دستورالعمل، تبادل توان راکتیو نیروگاه با شبکه باید به صورت پیوسته و خودکار باشد [۱۲].



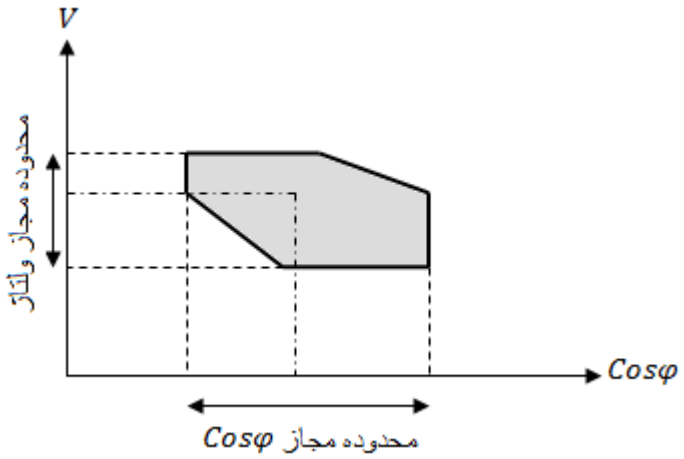
شکل (۲-۱۱): محدوده مجاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی کوچکتر از ۲۰ مگاوات –آفریقای جنوبی



شکل (۲-۱۲): محدوده مجاز برای توان راکتیو خروجی برای مزارع بادی بزرگ‌تر از ۲۰ مگاوات –آفریقای جنوبی

۲-۲-۲- منحنی ضریب توان-ولتاژ

برخی از دستورالعمل‌ها، یک محدوده برای ضریب توان در مقابل ولتاژ تعریف می‌کنند که مزرعه بادی موظف به عملکرد در داخل این محدوده است. این محدوده برای دستورالعمل‌های مختلف می‌تواند متفاوت باشد. نمودار توان راکتیو-توان اکتیو (یا ضریب توان-توان اکتیو) تنها محدوده‌ای را برای ضریب توان نیروگاه بادی مشخص می‌کند؛ اما در نمودار ضریب توان-ولتاژ، علاوه بر این، کاهش توان راکتیو سلفی/خازنی در شرایط کاهش/افزایش ولتاژ شبکه نیز در نظر گرفته شده است. فلسفه‌ی اصلی این نمودار آن است که نیروگاه‌های بادی در شرایط افزایش ولتاژ، توان راکتیو کمتری به شبکه تزریق کنند؛ همین‌طور در شرایطی که ولتاژ شبکه افت می‌کند، نیروگاه بادی باید توان راکتیو کمتری از شبکه جذب کند. عملکرد نیروگاه بادی خارج از این محدوده، مالک نیروگاه را مشمول جریمه می‌نماید. شکل (۲-۱۳) نمونه‌ای از نمودار ضریب توان-ولتاژ رانمایش می‌دهد.



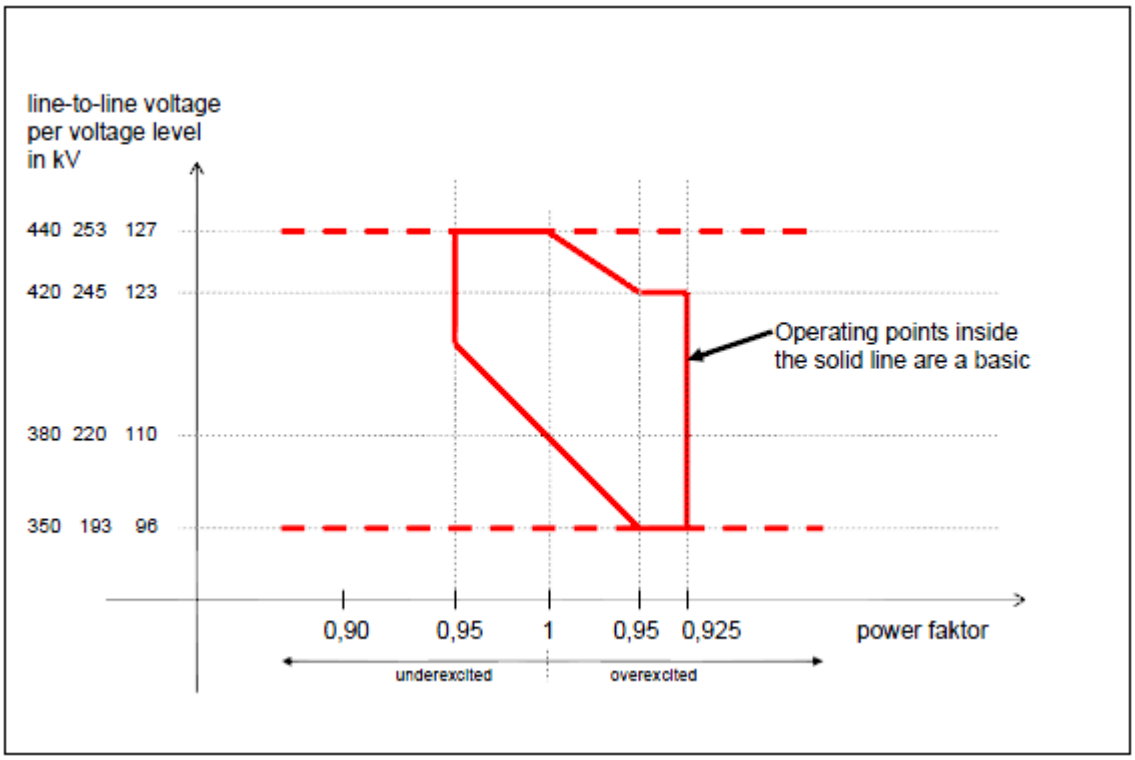
شکل (۲-۱۳): نمونه‌ای از نمودار ضریب توان-ولتاژ

آلمان: در دستورالعمل آلمان، این محدوده برای تمام ژنراتورها اعم از سنکرون و منابع تجدیدپذیر تعریف شده است. نموداری که در این دستورالعمل مشخص شده، برای محدوده‌ی فرکانسی ۴۹/۵ تا ۵۰/۵ است و در شرایطی که هیچ محدودیتی برای تولید توان اکتیو وجود ندارد. نیروگاه بادی باید بتواند ضریب توان-ولتاژ خود را درون این محدوده حفظ کند (شکل (۲-۱۴)) [۷].

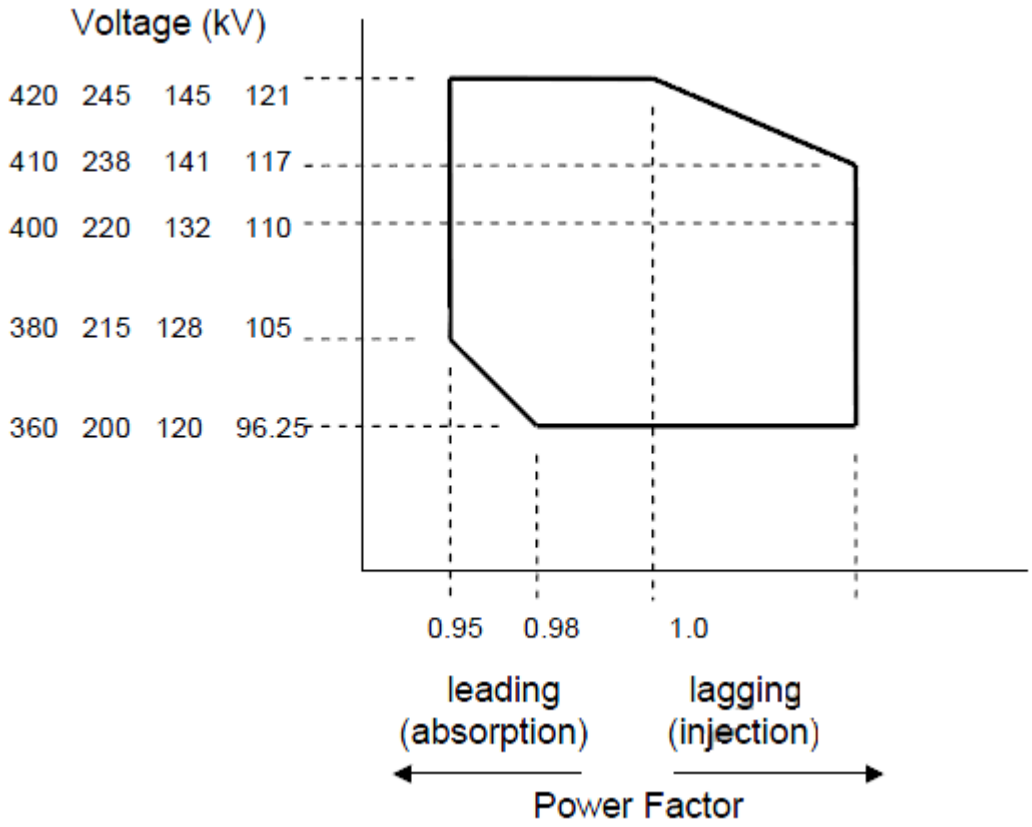
هند: در دستورالعمل نیروگاه‌های بادی هند، در دستورالعمل برنامه‌ریزی[6] ، ضریب توان مجاز برای تمام نیروگاه-های بادی از ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۵ پس‌فاز در نقطه‌ی اتصال به شبکه در نظر گرفته شده است؛ این در حالی است که این محدوده برای ژنراتورهای سنکرون در هند بین ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۸۵ پس‌فاز است. محدوده‌ی پس-فازی برای نیروگاه‌های بادی در هند به این دلیل کاهش یافته است که در هند، تزریق توان راکتیو توسط نیروگاه-های بادی در زمره‌ی پایین‌ترین اولویت‌های آن‌ها قرار دارد. در بخش دستورالعمل اتصال در همین دستورالعمل،

[6] Planning

نیروگاه‌های بادی در سطح ولتاژ کمتر از ۶۶ کیلوولت موظف به حفظ ضریب توان خود در محدوده‌ی ذکرشده (۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۵ پس‌فاز) در نقطه‌ی اتصال به شبکه هستند. نیروگاه‌های بادی که دارای سطح ولتاژ بالاتر از ۶۶ کیلوولت هستند، باید تولید توان راکتیو خود را در محدوده‌ی نمودار (۲-۱۵) تنظیم کنند. این نمودار از دستورالعمل آلمانی VE-T گرفته شده و تغییری در آن داده نشده است. جبران‌سازی توان راکتیو در مزارع بادی توسط خازن‌های سوئیچ‌شونده‌ای انجام می‌شود که در خروجی توربین‌های بادی نصب شده‌اند (بند ۵.۲.۲.۲ از دستورالعمل نیروگاه‌های بادی هند) [۸].



شکل (۲-۱۴): محدوده ضریب توان-ولتاژ مورد نیاز در دستورالعمل آلمان- مزارع بادی در سطح ۱۱۰ کیلوولت و بالاتر



شکل (۲-۱۵): محدوده ضریب توان-ولتاژ مورد نیاز در دستورالعمل هند- مزارع بادی در سطح ۶۶ کیلوولت و بالاتر

دانمارک: در دانمارک، برای نیروگاه‌های بادی بزرگ‌تر از ۲۵ مگاوات، علاوه بر نمودار محدوده‌ی توان اکتیو-توان راکتیو، محدوده‌ای برای ضریب توان در مقابل ولتاژ تعریف شده است (شکل (۲-۱۰))؛ در واقع، نمودار دوم تکمیل‌کننده‌ی نمودار اول می‌باشد.

۲-۳- نتیجه‌گیری

در این فصل، الزامات مرتبط با کنترل "توان راکتیو-ولتاژ" در دستورالعمل‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفتند. همان‌طور که اشاره شد، در دستورالعمل‌های مختلف، اپراتور شبکه قدرت محدودیت‌هایی را برای توان راکتیو تمام نیروگاه‌ها مشخص می‌کند. نیروگاه بادی موظف است توان راکتیو خروجی خود را بر اساس این الزامات تنظیم کند.

به طور کلی، مانند توان اکتیو، مجموعه‌ای از توابع محدودکننده و توابع کنترلی را در ارتباط با توان راکتیو نیز می‌توان تعریف نمود. این توابع و محدودیت‌ها عبارتند از:

- محدوده‌ی مورد نیاز یا مجاز توان راکتیو خروجی (یا ضریب توان)
- محدوده‌ای که "ولتاژ-ضریب توان خروجی" نیروگاه باید در آن حفظ شود

- کنترل در مد تنظیم ولتاژ؛ کنترل در مد تنظیم ضریب توان و کنترل در مد مگاوار خروجی

در بیشتر دستورالعمل‌ها، اپراتور شبکه قدرت محدوده‌ای را برای توان راکتیو تمام نیروگاه‌ها مشخص می‌کند. نیروگاه بادی موظف است هر ضریب توانی را در این محدوده تولید کند. این محدوده می‌تواند در ساده‌ترین حالت به صورت ضریب توان مجاز پس‌فاز و پیش‌فاز مطرح شود. در برخی از دستورالعمل‌ها، با قرار دادن محدودیت‌هایی بر روی ضریب توان یا توان راکتیو در توان‌های اکتیو پایین‌تر از توان نامی، این محدوده حاوی جزئیات بیشتری نیز می‌گردد.

علاوه بر محدوده‌ی ضریب توان مورد نیاز، محدودیت در میزان تولید/جذب توان راکتیو در شرایطی که ولتاژ شبکه افزایش/کاهش می‌یابد نیز در دسته منحنی‌های دیگری به صورت محدوده‌ی ضریب توان-ولتاژ لحاظ می-شود. محدوده‌ی ضریب توان-ولتاژ معمولاً به عنوان مکملی برای نمودار ضریب توان-توان اکتیو مطرح می‌شود. تفاوت بنیادین نمودار ضریب توان-ولتاژ با نمودار ضریب توان-توان اکتیو در این است که، نمودار اول عموماً به صورت محدوده‌ای مطرح می‌شود که توان راکتیو و ولتاژ نیروگاه نباید از آن خارج شود؛ در حالی که، نمودار ضریب توان-توان اکتیو معمولاً مشخص‌کننده‌ی یک محدوده‌ی مورد نیاز است که نیروگاه باید بتواند در آن تولید یا جذب توان راکتیو داشته باشد.

از سوی دیگر، لازم است مشخص شود که نیروگاه بادی در چه مد کنترلی می‌تواند توان راکتیو خود را تنظیم کند. سه مد کنترلی ولتاژ ثابت، توان راکتیو(مگاوار) ثابت و ضریب توان ثابت معرفی شدند. سیستم کنترل‌کننده-ی ولتاژ-توان راکتیو، در هر لحظه، می‌تواند تنها بر روی یکی از این سه مد تنظیم شود. در دستورالعمل‌های آمریکای شمالی، نیروگاه‌های بادی عموماً در مد تنظیم ولتاژ با شبکه تبادل توان راکتیو انجام می‌دهند؛ در دستورالعمل آلبرتا تصریح شده است که نیروگاه‌های بادی باید با استفاده از AVR ولتاژ نقطه‌ی اتصال خود را تنظیم کنند و اجازه‌ی عملکرد در مدهای مگاوار ثابت یا ضریب توان ثابت به آن‌ها داده نشده است. در بقیه‌ی دستورالعمل‌های مورد بررسی در این گزارش، نیروگاه‌های بادی باید قادر باشند در هر سه مد ذکرشده توان راکتیو خود را تنظیم کنند؛ اینکه نیروگاه در هر لحظه بر روی چه مدی تنظیم شود، به تصمیم اپراتور شبکه بستگی دارد.

همان‌طور که اشاره شد، ولتاژ در شبکه‌ی قدرت یک شاخص محلی است. از آنجا که تبادل توان راکتیو نیروگاه-های بادی با شبکه‌ی قدرت بیشتر به منظور تنظیم ولتاژ انجام می‌شود، یک دستورالعمل می‌تواند در زمینه‌ی الزامات توان راکتیو نیروگاه بادی دارای انعطاف باشد. این انعطاف می‌تواند بنا به تشخیص اپراتور شبکه و با توجه به قوانین و شرایط محلی ایجاد شود؛ به عنوان مثال، در شرایط خاص، اپراتور شبکه در آلمان این اجازه را دارد که از نیروگاه بادی بخواهد در محدوده‌ای خارج از ضریب توان مجاز با شبکه توان راکتیو مبادله کند؛ همچنین، در

کانادا یک محدوده‌ی یکتا برای ضریب توان مجاز وجود ندارد و تعیین آن با توجه به شرایط محلی به اپراتورهای هر منطقه واگذار شده است.

به طور کلی، عواملی که در نحوه‌ی کنترل توان راکتیو نیروگاه بادی نقش اساسی دارند به مکان نیروگاه در شبکه بستگی دارند. ظرفیت خطوط انتقالی که رابط نیروگاه بادی و شبکه‌ی قدرت هستند در انتخاب مد کنترلی بسیار تأثیرگذار می‌باشند. همان‌طور که در این فصل اشاره شد، مکان مناسب برای احداث یک نیروگاه بادی با توجه به پارامترهای جغرافیایی (پروفایل باد منطقه) یک منطقه مشخص می‌شود. در بیشتر موارد، مناطقی که از لحاظ پروفایل باد (پارامتر جغرافیایی) وضعیت خوبی دارند، سکنه‌ی قابل توجهی ندارند و از این رو زیربنای شبکه‌ی قدرت نیز در این مناطق ضعیف است. با توجه به این مسأله، عموماً ظرفیت خطوط متصل به نیروگاه‌های بادی در سطح انتقال پایین‌تر از حدی است که بتواند جواب‌گوی نیازهای مرتبط با انتقال توان نیروگاه باشد. این مشکل در بسیاری از کشورهای دنیا وجود دارد و راه حل نهایی آن نیز تقویت زیربنای شبکه‌ی قدرت در این مناطق است؛ اما تا زمانی که این مشکل در شبکه‌ی قدرت موجود است، نیروگاه بادی در انتقال توان با محدودیت روبروست. این محدودیت سبب می‌شود که اولویت اول بسیاری از دستورالعمل‌ها در ارتباط با تولید/جذب توان راکتیو نیروگاه بادی، تنظیم ولتاژ در نقطه‌ی اتصال نیروگاه با شبکه باشد.

در مورد انتخاب محدوده‌ای به عنوان ضریب توان پیش/پس‌فاز مورد نیاز، همواره باید مصالحه‌ای میان مالک و سازنده‌ی توربین (نیروگاه) بادی و اپراتور شبکه‌ی قدرت انجام شود. اپراتور شبکه‌ی قدرت، فارغ از اینکه ظرفیت خطوط متصل به نیروگاه این امکان را فراهم می‌کند یا خیر، ممکن است بازه‌ی وسیعی از ضریب توان را از نیروگاه بادی طلب کند. این بازه‌ی وسیع ضریب توان قابلیت انعطاف بالایی را در بهره‌برداری از شبکه‌ی قدرت در زمینه‌ی تنظیم و جبران‌سازی توان راکتیو برای اپراتور شبکه ایجاد می‌کند. در طرف دیگر، مالک یا سازنده‌ی نیروگاه بادی قرار دارد که باید بتواند این بازه از ضریب توان را تأمین کند. توان راکتیو یک نیروگاه بادی می‌تواند توسط ادوات جبران‌ساز توان راکتیو مانند FACTS یا خازن‌های سوئیچ شونده - نصب‌شده در ترمینال خروجی نیروگاه - یا خود توربین‌ها تأمین شود؛ در هر دو حالت، تأمین یک بازه‌ی وسیع‌تر از ضریب توان، هزینه‌ی نصب نیروگاه یا ساخت توربین را افزایش می‌دهد. تمایل مالک نیروگاه بادی، تأمین ضریب توان نزدیک به واحد است؛ در حالی که اپراتور شبکه، با مشخص کردن یک بازه، مشارکت بیشتری را از نیروگاه در کنترل توان راکتیو شبکه درخواست می‌کند. از این رو، در انتخاب بازه‌ی مورد نیاز ضریب توان در یک دستورالعمل، باید قابلیت‌های توربین‌های بادی موجود در یک شبکه و هزینه‌ای که باید برای ارتقای این قابلیت‌ها پرداخت مد نظر قرار داده شود.

قابلیت‌های مورد اشاره در ارتباط با کنترل توان راکتیو-ولتاژ در این فصل، قابلیت‌هایی است که یک نیروگاه بادی باید برای اتصال به شبکه دارا باشد. بر این اساس، این قابلیت‌ها به عنوان دستورالعمل اتصال به شبکه نیروگاه‌های

بادی مطرح می‌شوند. قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه‌ی قدرت، تست‌های مرتبط با توان راکتیو-ولتاژ بر روی سیستم کنترلی نیروگاه انجام می‌شود و در صورت عملکرد صحیح، اجازه‌ی اتصال نیروگاه به شبکه صادر می‌شود.

فصل سوم

پیشنهاد دستورالعمل برای اتصال نیروگاه‌های بادی در ایران

مقدمه

همان‌طور که در فصل دوم بیان شد، در دستورالعمل‌های مختلف، توابع محدودکننده و کنترلی متنوعی برای کنترل توان اکتیو نیروگاه‌های بادی در نظر گرفته می‌شود. در این فصل، با در نظر گرفتن ضوابط مورد اشاره برای اتصال و بهره‌برداری نیروگاه‌های ایران در دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث [۱۶]، دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس کوچک [۱۷] و دستورالعمل بهره‌برداری شماره ۲ [۱۸]، پیشنهادهایی برای شبکه ایران ارائه می‌شود.

۳-۱- دستورالعمل پیشنهادی برای کنترل توان اکتیو-فرکانس

طبق دستورالعمل ثابت بهره‌برداری شماره ۲، فرکانس نامی شبکه تولید و انتقال برق ایران ۵۰ هرتز و دامنه نوسانات مجاز آن در شرایط عادی بهره‌برداری ۰/۳±۵۰ هرتز می‌باشد[۱] [۱۸]. در این بخش، پیشنهادهای زیر برای کنترل توان اکتیو نیروگاه‌های بادی در سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و بالاتر یا سطح توان نامی ۲۵ مگاوات و بالاتر ارائه می‌شود. شایان ذکر است که طبق مرجع [۱۷]، واحدهای بادی با ولتاژ ۳۳ کیلوولت و پایین‌تر یا توان نامی زیر ۲۵ مگاوات جزء منابع تولید پراکنده محسوب می‌شوند؛ در حالی که پیشنهادهای ارائه‌شده در این بخش مربوط به واحدهای بادی بزرگی هستند که می‌توانند در شبکه تأثیرگذار باشند.

۱) کلیه‌ی نیروگاه‌های بادی متصل به شبکه با سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و بالاتر یا سطح توان نامی ۲۵ مگاوات و بالاتر، باید قابلیت تنظیم توان اکتیو خروجی خود را بر روی یک مقدار ثابت و پایین‌تر از مقدار نامی خود داشته باشند.

توضیح: توان خروجی نیروگاه بادی ثابت نیست و متناسب با سرعت باد به صورت لحظه‌ای تغییر می‌کند. تمایل عمومی به استفاده از حداکثر توانی است که باد می‌تواند تولید کند؛ اما هنگامی که اپراتور سیستم انتقال با در نظر گرفتن محدودیت‌های خطوط انتقال، پرشدگی خطوط و یا شرایط بحرانی برای امنیت شبکه، دستور کاهش توان خروجی مزرعه‌ی بادی را صادر می‌کند، تمام توربین‌های بادی در یک مزرعه باید بتوانند توان خروجی خود را بر اساس مقدار توان تعیین‌شده توسط اپراتور تنظیم کنند. اپراتور سیستم انتقال ممکن است به دلایل مربوط به امنیت شبکه، دستور جدا شدن مزرعه بادی از شبکه اصلی را نیز صادر کند.

---

[۱] باید توجه شود که در عمل، این محدوده هم‌اکنون به ۰/۲±۵۰ تبدیل شده است؛ ولی این امر هنوز در یک دستورالعمل رسمی ابلاغ‌شده ذکر نشده است.

۲) در حال حاضر، نیازی به اعمال محدودیت دلتا بر روی توان اکتیو نیروگاه‌های بادی حس نمی‌شود؛ مگر در شرایطی که اپراتور بخواهد در مد کنترل اولیه برای کنترل فرکانس از نیروگاه بادی استفاده کند. در این صورت، پیشنهاد می‌شود که وجود این قابلیت در قرارداد اولیه‌ی نیروگاه بادی ذکر شود.

توضیح: محدودیت دلتا بر روی توان اکتیو عموماً به منظور ایجاد ظرفیت رزرو در شبکه انتقال اعمال می‌شود. با توجه به اینکه در حال حاضر ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در شبکه‌ی ایران پایین است، نیازی به تنظیم توان اکتیو این نیروگاه‌ها بر روی این مد وجود ندارد. محدودیت دلتا در بخش (۱-۱-۱-۲) تعریف شده است.

۳) کلیه‌ی نیروگاه‌های بادی متصل به شبکه با سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و بالاتر یا سطح توان نامی ۲۵ مگاوات و بالاتر، می‌توانند قابلیت محدود کردن نرخ افزایش توان اکتیو خروجی خود بر روی یک مقدار حداکثر را داشته باشند. این مقدار باید بر حسب مگاوات بر دقیقه توسط اپراتور شبکه مشخص و به نیروگاه اعلام شود؛ اما در حال حاضر، به دلیل نفوذ پایین نیروگاه‌های بادی در ایران، تغییرات توان اکتیو می‌تواند توسط منابع دیگر تولید توان در شبکه جبران شود.

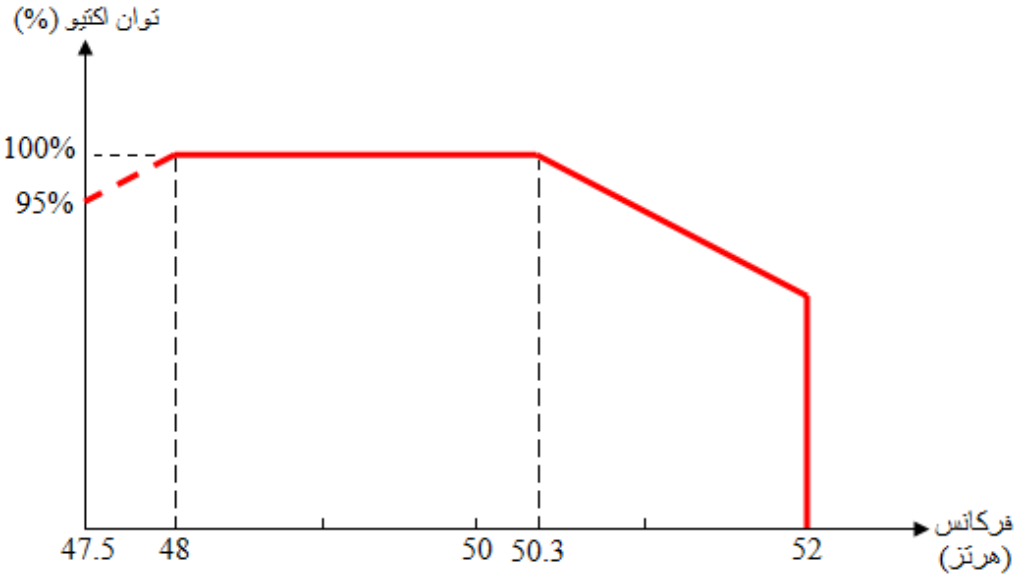
توضیح: تغییرات توان تولیدی نیروگاه‌های بادی باید توسط منابع دیگر موجود در شبکه پوشش داده شود. زمانی که ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در یک شبکه قدرت زیاد باشد (ظرفیت نصب‌شده بیشتر از ۱۰٪ بار پیک)، تغییرات توان به دلیل اثر منفی بر روی عملکرد مطلوب شبکه باید کنترل شود. حداکثر نرخ تغییری که برای یک شبکه تعیین می‌شود به سرعت پاسخگویی منابع دیگری که تغییرات توان نیروگاه بادی را جبران می‌کنند بستگی دارد.

۴) در مورد مشارکت نیروگاه‌های بادی در کنترل فرکانس در زمان خروج فرکانس از محدوده نامی، چهار پیشنهاد به شرح ذیل ارائه می‌شوند:

۴-الف) پیشنهاد اول: با توجه به ضریب نفوذ پایین نیروگاه‌های بادی در ایران، نیازی به مشارکت آن‌ها در کنترل فرکانس در زمان افزایش یا کاهش فرکانس از محدوده نامی نیست.

توضیح: فرکانس یک شاخص سراسری است؛ بنابراین، توان اکتیو تمام مولدها در سرتاسر شبکه می‌تواند بر روی آن تأثیر گذار باشد. اما زمانی که ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در شبکه پایین باشد (کمتر از ۱۰٪ بار پیک)، کاهش یا افزایش توان اکتیو خروجی آن‌ها تأثیر قابل توجهی بر روی فرکانس شبکه نخواهد داشت. از طرفی توان تولید شده توسط باد دارای عدم قطعیت است؛ بنابراین، زمانی که شبکه دارای منابعی با توان قطعی و قابل تنظیم برای کنترل فرکانس می‌باشد، استفاده از نیروگاه‌های بادی به این منظور منطقی به نظر نمی‌رسد. به اضافه اینکه برای کنترل فرکانس در زمان افت آن، نیروگاه بادی باید در شرایطی که فرکانس در محدوده عادی قرار دارد، درصدی کمتر از توان اکتیو در دسترس را تولید کند؛ این امر، با توجه به اینکه انرژی بادی از دست رفته قابل ذخیره‌سازی نیست، نیاز به بررسی اقتصادی دارد.

۴-ب) پیشنهاد دوم: منحنی شکل (۳-۱) برای مشارکت نیروگاه‌های بادی بزرگ‌تر از ۱۰۰ مگاوات در کنترل فرکانس در زمان افزایش فرکانس پیشنهاد می‌شود. بر اساس این منحنی، نیروگاه‌های بادی موظف می‌شوند تا زمانی که فرکانس سیستم کمتر از ۵۰/۳ هرتز می‌باشد، ۱۰۰٪ توان اکتیو در دسترس را تولید کنند.



شکل (۳-۱): منحنی "توان اکتیو(٪) -فرکانس" پیشنهادی: پیش‌بینی برای کنترل فرکانس در زمان افزایش فرکانس - پیشنهاد دوم

در فرکانس‌های بالاتر از ۵۰/۳ هرتز، نیروگاه باید توان اکتیو خروجی خود را با شیبی که توسط اپراتور شبکه تعیین می‌شود کاهش دهد. زمانی که فرکانس به ۵۲ هرتز رسید، نیروگاه مجاز است از شبکه خارج شود.

در فرکانس‌های بین ۴۷/۵ تا ۴۸ هرتز، نیروگاه بادی باید در وضعیت اضطراری به مدت یک ساعت در مدار باقی بماند. در این بازه‌ی فرکانسی، نیروگاه مجاز است مطابق شکل (۳-۱) توان خروجی خود را تا ۹۵٪ توان اکتیو در دسترس کاهش دهد. در فرکانس‌های زیر ۴۷/۵ هرتز، نیروگاه مجاز است از شبکه جدا شود.

در صورت توافق بین مالک نیروگاه و اپراتور شبکه، فرکانس‌های ذکرشده در بالا می‌توانند با توجه به مشخصات نیروگاه تغییر کنند.

توضیح: مقادیر مربوط به نمودار توان اکتیو(٪)-فرکانس پیشنهادی در این بخش از دستورالعمل اتصال نیروگاه-های جدیدالاحداث استخراج شده‌اند. مقدار حداقل ۱۰۰ مگاوات برای نیروگاه‌های بادی که در کنترل فرکانس شرکت می‌کنند، یک مقدار پیشنهادی است و به دلیل تأثیر بیشتر بر شبکه‌ی انتقال انتخاب شده است. همچنین، در دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث، نیروگاه‌های بزرگ‌تر از ۱۰۰ مگاوات، در مورد برنامه‌ی خروج و تعمیرات خود مستقیماً با دیسپاچینگ ملی در ارتباط می‌باشند. علاوه بر این، در استاندارد E.ON نیز، نیروگاه‌های بزرگ‌تر از ۱۰۰ مگاوات در کنترل فرکانس مشارکت می‌کنند. شایان ذکر است که بر اساس این

نمودار، نیروگاه‌های بادی مجاز به شرکت در کنترل فرکانس در زمان افت فرکانس نمی‌باشند. کاهش توان خروجی در زمان افت فرکانس، صرفاً به دلیل حفظ امنیت توربین است.

۴-ج) پیشنهاد سوم: منحنی شکل (۳-۲) برای مشارکت نیروگاه‌های بادی بزرگ‌تر از ۱۰۰ مگاوات در کنترل فرکانس در زمان افزایش فرکانس پیشنهاد می‌شود. بر اساس این منحنی، نیروگاه‌های بادی موظف می‌شوند، مانند شکل (۳-۱)، تا زمانی که فرکانس سیستم کمتر از ۵۰/۳ هرتز می‌باشد، ۱۰۰٪ توان اکتیو در دسترس را تولید کنند.

در فرکانس‌های بالاتر از ۵۰/۳ هرتز، نیروگاه باید توان اکتیو خروجی خود را با شیب ($\Delta f(pu)/\Delta P(pu)$) ۵٪ کاهش دهد. زمانی که فرکانس به ۵۲ هرتز رسید، نیروگاه مجاز است از شبکه خارج شود.

در فرکانس‌های بین ۴۷/۵ تا ۴۸ هرتز، نیروگاه بادی باید در وضعیت اضطراری به مدت یک ساعت در مدار باقی بماند. در این بازه‌ی فرکانسی، نیروگاه مجاز است مطابق شکل (۳-۲) توان خروجی خود را تا ۹۵٪ توان اکتیو در دسترس کاهش دهد. در فرکانس‌های زیر ۴۷/۵ هرتز، نیروگاه مجاز است از شبکه جدا شود.

در صورت توافق بین مالک نیروگاه و اپراتور شبکه، فرکانس‌های ذکرشده در بالا می‌توانند با توجه به مشخصات نیروگاه تغییر کنند.

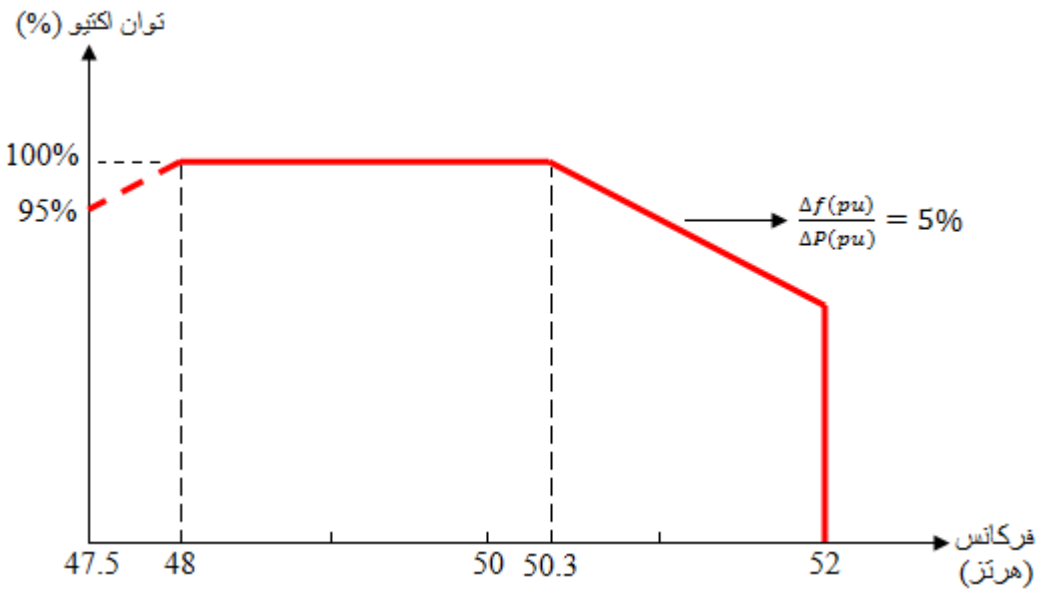
توضیح: مقادیر مربوط به فرکانس در نمودار توان اکتیو(٪)-فرکانس پیشنهادی در این بخش از دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث استخراج شده‌اند. شیب منحنی توان اکتیو فرکانس (دروپ)، مطابق تعریف ارائه‌شده در پیوست ۶ دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث در ایران به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$droop(\%) = \frac{\Delta f(pu)}{\Delta P(pu)} \times 100$$

در نیروگاه بادی:

$$\Delta f(pu) = \frac{\Delta f}{50\ Hz}$$

$$\Delta P(pu) = \frac{\Delta P}{P_{avail}}$$

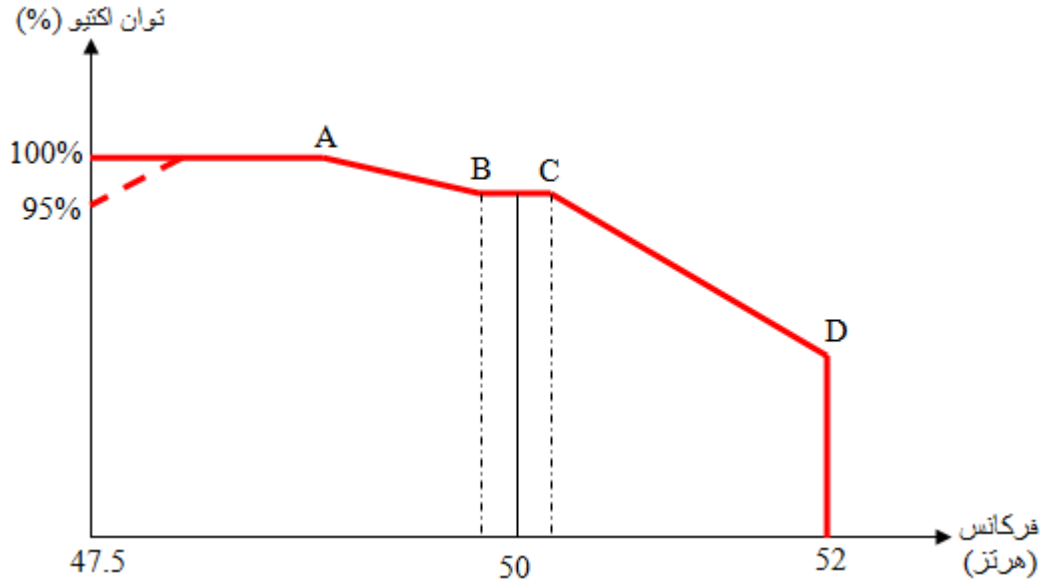


شکل (۳-۲): منحنی "توان اکتیو(٪)-فرکانس" پیشنهادی: پیش‌بینی برای کنترل فرکانس در زمان افزایش فرکانس - پیشنهاد سوم

در بسیاری از دستورالعمل‌ها، انتخاب شیب منحنی توان اکتیو-فرکانس بر عهده‌ی اپراتور شبکه است. با این وجود، در دستورالعمل *E.ON* این مقدار ثابت و برابر ۵٪ در نظر گرفته شده است. همچنین، دستورالعمل هند نیز مقدار شیب را ۴/۸٪ در نظر گرفته است. در جدول (۶) در دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث در ایران، حداقل شیب منحنی توان اکتیو فرکانس (با عنوان درصد حساسیت کنترل دور مولد) برای نیروگاه‌های مختلف ذکر شده است. با توجه به این جدول، نیروگاه‌های آبی کمترین درصد حساسیت (طبق تعریف پیوست ۶ از دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث در ایران) و در نتیجه بیشترین سهم را در کنترل فرکانس دارند (۱/۵٪)، نیروگاه‌های چرخه ترکیبی نیز دارای بیشترین درصد حساسیت و در نتیجه کمترین سهم در کنترل فرکانس می‌باشند (۵٪). با توجه به مطالب ذکرشده، مقدار ۵٪ شیب ثابت برای نیروگاه‌های بادی یک مقدار منطقی و محافظه‌کارانه است. شایان ذکر است که بر اساس این نمودار، نیروگاه‌های بادی مجاز به شرکت در کنترل فرکانس در زمان افت فرکانس نمی‌باشند. کاهش توان خروجی در زمان افت فرکانس صرفاً به دلیل حفظ امنیت توربین است.

۴-د) پیشنهاد چهارم: منحنی شکل (۳-۳) برای مشارکت نیروگاه‌های بادی بزرگ‌تر از ۱۰۰ مگاوات در کنترل فرکانس در زمان افزایش فرکانس پیشنهاد می‌شود. این منحنی مشابه شکل (۳-۱) است؛ با این تفاوت که در منحنی (۳-۳)، نیروگاه بادی در شرایط نرمال توانی کمتر از توان حداکثر قابل تولید توسط باد را به شبکه می‌دهد. شیب افزایش یا کاهش توان و مقدار توان رزرو توسط اپراتور شبکه تعیین می‌شود. در واقع، اپراتور نقاط عملکردی A، B، C و D را مشخص می‌کند. به عنوان یک پیشنهاد، می‌توان مقادیر فرکانسی ۴۹/۷، ۴۹/۹، ۵۰/۱

و ۵۲ را به ترتیب برای نقاط A، B، C و D در نظر گرفت. این نمودار نیز براساس قابلیت‌های مورد نیـاز نیروگـاه-های متصل به شبکه ایران، مطابق دستورالعمل اتصال، پیشنهاد شده است.



شکل (۳-۳): منحنی "توان اکتیو(٪)-فرکانس" پیشنهادی: با در نظر گرفتن کنترل فرکانس در زمان افت فرکانس- پیشنهاد چهارم

توضیح: توضیح این قسمت مشابه توضیح قسمت ۴-ب است؛ با این تفاوت که در شکل (۳-۳)، بر خلاف شکل‌های (۳-۱) و (۳-۲)، نیروگاه بادی باید در زمان افت فرکانس نیز در بازیابی آن مشارکت داشته باشد.

شایان ذکر است که در تمام مدهای کنترل فرکانس:

۱- سیستم کنترل فرکانس حداقل باید قابلیت و امکان تعریف و تنظیم فرکانس مرجع در محدوده ۵۰±۰/۲ هرتز را به طور پیوسته و یا در پله‌های حداکثر ۰/۰۵ هرتز دارا باشد [۱۶].

۲- باند مرده در سیستم کنترل توان اکتیو-فرکانس نباید بیش از ۰/۰۳ درصد (۰/۰۱۵ هرتز) باشد [۱۶].

در مجموع می‌توان گفت که اگرچه در ضریب نفوذ کمتر از ۱۰٪ بار پیک، تأثیر نیروگاه بادی بر کنتـرل فرکـانس شبکه اندک است؛ ولی حتی همین میزان کم نیز ممکن است بتواند بـه کنتـرل فرکـانس کمـک کنـد. بنـابراین، پیشنهاد اول اولویت بالایی ندارد. همچنین، با توجه به ضریب نفـوذ فعلـی و احتمـالاً مسـائل اقتصـادی، بـه نظـر می‌رسد پیشنهاد چهارم به دلیل عدم استفاده از بخشی از توان در دسترس باد مقرون به صرفه نباشد. از آنجا کـه در پیشنهاد دوم دست اپراتور شبکه برای تعیین شیب کاهش توان اکتیو باز است، به نظر می‌رسـد پیشـنهاد دوم نسبت به پیشنهاد سوم (که شیب مشخصی ارائه می‌دهد) اولویت بیشتری داشته باشد. بنابراین، پیشنهاد می‌شـود در مورد نیروگاه‌های بادی با ظرفیت زیر ۱۰۰ مگاوات از پیشنهاد اول (عـدم مشـارکت در کنتـرل فرکـانس) و در مورد نیروگاه‌های بادی با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات و بالاتر از پیشنهاد دوم استفاده شود.

۳-۲- دستورالعمل پیشنهادی برای کنترل توان راکتیو-ولتاژ

همان‌طور که در فصل سوم بیان شد، محدودیت‌ها و مدهای کنترلی مختلفی برای کنترل توان راکتیو-ولتاژ نیروگاه‌های بادی در دستورالعمل‌ها در نظر گرفته می‌شود. در این بخش، با در نظر گرفتن ضوابط مورد اشاره برای اتصال و بهره‌برداری نیروگاه‌های ایران در دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث [۱۶]، دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس کوچک [۱۷] و دستورالعمل بهره‌برداری شماره۳ [۱۹]، پیشنهادهای زیر برای کنترل توان راکتیو-ولتاژ نیروگاه‌های بادی در سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و بالاتر یا سطح توان نامی ۲۵ مگاوات و بالاتر ارائه می‌شود.

۱) کلیه‌ی نیروگاه‌های بادی متصل به شبکه با سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و بالاتر یا سطح توان نامی ۲۵ مگاوات و بالاتر، باید مجهز به سیستم AVR با قابلیت تنظیم ولتاژ نقطه‌ی اتصال بر روی یک مقدار مرجع باشند. مقدار مرجع ولتاژ توسط اپراتور شبکه تعیین می‌شود. همچنین، چنانچه بهره‌برداری با توان راکتیو ثابت یا ضریب بار ثابت مورد نیاز باشد، این مسأله باید در توافق‌نامه احداث و اتصال نیروگاه به شبکه قید شود.

توضیح: دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث ایران [۱۶].

۲) در مورد محدوده‌ی مورد انتظار ضریب توان برای نیروگاه‌های بادی، دو پیشنهاد به شرح ذیل ارائه می‌شوند:

۲-الف) پیشنهاد اول: کلیه‌ی نیروگاه‌های بادی متصل به شبکه با سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و بالاتر یا سطح توان نامی ۲۵ مگاوات و بالاتر، باید قابلیت تولید توان اکتیو نامی در هر ضریب قدرت بین ۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز را داشته باشند (نقطه اندازه‌گیری: خروجی ژنراتور؛ باید توسط اپراتور شبکه مشخص شود).

توضیح: در دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث که مربوط به سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت به بالا می‌باشد، کلیه‌ی نیروگاه‌ها (ژنراتورهای سنکرون) باید قادر باشند در بازه‌ی ضریب توان ۰/۸۵ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز توان اکتیو تولید کنند. این بازه برای مولدهای مقیاس کوچک در دستورالعمل اتصال ۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز است. با توجه به محدودیت تولید توان راکتیو در توربین‌های بادی نسبت به ژنراتورهای سنکرون، بازه‌ی مربوط به مولدهای مقیاس کوچک برای توان راکتیو نیروگاه‌های بادی پیشنهاد می‌شود. البته در مورد توانایی‌های توربین-های بادی در زمینه‌ی توان راکتیو باید اشاره کرد که، مطالعه در زمینه‌ی توانایی‌های مدل‌هایی که در نیروگاه‌های بادی ایران نصب شده‌اند یا در آینده نصب می‌شوند، مورد نیاز است. بازه‌ی ضریب توان پیشنهادی (۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز) به مقادیر رایج در دستورالعمل‌های دنیا برای نیروگاه‌های بادی نزدیک‌تر است.

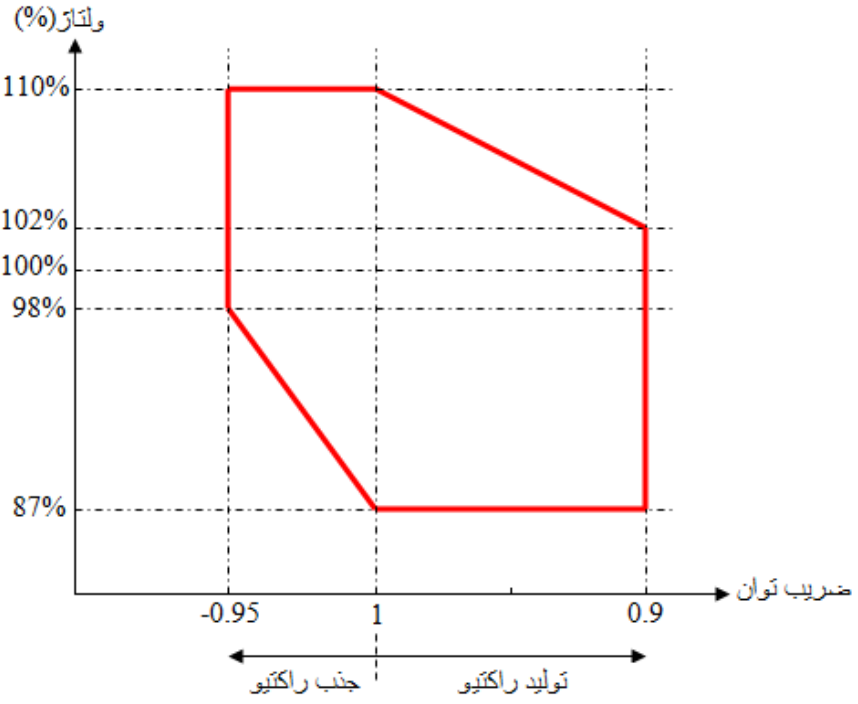
۲-ب) پیشنهاد دوم: کلیه‌ی نیروگاه‌های بادی متصل به شبکه با سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و بالاتر یا سطح توان نامی ۲۵ مگاوات و بالاتر، باید قابلیت تولید توان اکتیو نامی در هر نقطه‌ای در محدوده‌ی "ضریب‌توان-ولتاژ"

مشخص شده در شکل (۳-۴) را داشته باشند (نقطه اندازه‌گیری: خروجی ژنراتور؛ باید توسط اپراتور شبکه مشخص شود).

توضیح: محدوده‌ی "ضریب‌توان-ولتاژ" بر این اساس معرفی شده که در ولتاژهای بیشتر/کمتر از ولتاژ نامی، نیروگاه‌ها باید توان راکتیو جذب/تولید کنند؛ بنابراین، معمولاً در ولتاژهای بیشتر از ولتاژ نامی انتظار تولید راکتیو از نیروگاه نداریم و بالعکس. این منحنی با در نظر گرفتن این مسأله، قابلیت‌های مورد نیاز از نیروگاه بادی در زمینه‌ی ضریب توان را کاهش می‌دهد؛ چرا که در پیشنهاد اول، از نیروگاه انتظار می‌رود در تمام بازه‌ی ولتاژ قابل تحمل، قابلیت ارائه‌ی ضریب توان ۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز را داشته باشد.

لازم به ذکر است که مقادیر مرتبط با این نمودار بر اساس جدول ۲ از دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث ایران انتخاب شده‌اند. این جدول (قابلیت‌های مورد نیاز در ارتباط با نوسانات ولتاژ) در ذیل به عنوان جدول (۳-۱) آورده شده است.

هر دو پیشنهاد ذکرشده در این بند قابل انجام هستند؛ ولی با توجه به اینکه در دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث [۱۶] منحنی ارائه نشده و مشابه با پیشنهاد اول تنها محدوده ضریب توان ارائه شده، به نظر می‌رسد پیشنهاد اول، که دست اپراتور شبکه را نیز باز می‌گذارد، مناسب‌تر باشد.



شکل (۳-۴): محدوده "ضریب توان-ولتاژ" پیشنهادی

جدول (۳-۱): قابلیت‌های مورد نیاز در ارتباط با نوسانات ولتاژ در دستورالعمل اتصال ایران [۱۶]

محدوده نوسانات ولتاژ در نقطه اتصال	نوع حالت و قابلیت‌های مورد نیاز
۲± درصد ولتاژ نامی	حالت عادی- بهره‌برداری از تمام قابلیت‌ها بدون محدودیت زمانی
افزایش بیش از ۲ درصد نامی و کمتر از ۵ درصد نامی	حالت هشدار- قابلیت جذب حداکثر توان راکتیو بدون محدودیت زمانی و بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید
کاهش بیش از ۲ درصد نامی و کمتر از ۱۰ درصد نامی	حالت اضطراری- تولید حداکثر توان راکتیو بدون محدودیت زمانی و بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید
افزایش بیش از ۵ درصد نامی و کمتر از ۱۰ درصد نامی	جذب حداکثر توان راکتیو بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید به مدت حداقل ۱۵ دقیقه. بعد از این مدت واحد می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد - حالت فوق اضطراری سطح ۱
کاهش بیش از ۱۰ درصد نامی و کمتر از ۱۳ درصد نامی	تولید حداکثر توان راکتیو بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید به مدت حداقل ۶۰ دقیقه. بعد از این مدت واحد می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد - حالت فوق اضطراری سطح ۲
افزایش بیش از ۱۰ درصد نامی یا کاهش بیش از ۱۳ درصد نامی	حالت فوق اضطراری شدید- واحد می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد.

۳) سایر قابلیت‌های مورد نیاز در ارتباط با توان راکتیو به شرح ذیل است:

۳-الف) اینکه چه بازه‌ای از ضریب توان مورد نیاز باید به صورت دینامیک (سریع) تأمین شود، باید در توافق‌نامه-ی مالک و اپراتور شبکه قید شود.

۳-ب) در توافق‌نامه‌ی میان مالک نیروگاه و شبکه باید قید شود که، بازه‌ی ضریب توان مورد نیاز از نیروگاه بادی تا چه درصدی از توان اکتیو قابل تولید لازم است تأمین شود. در غیر این صورت، پیشنهاد می‌شود نیروگاه بادی ملزم شود که از توان اکتیو حداکثر (۱۰۰٪) تا ۲۰٪ توان قابل تولید، بازه‌ی ضریب توان پیشنهادی (بین ۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز) را تأمین کند؛ در توان‌های اکتیو کمتر از ۲۰٪ توان قابل تولید، نیروگاه بادی با ضریب توان واحد به شبکه توان بدهد. شایان ذکر است که حالت توافق‌نامه نسبت به حالت پیشنهاد توان حداقلی اولویت دارد، زیرا چنانچه عدد تعیین‌شده (در اینجا ۲۰ درصد) کمتر از توان حداقل قابل تولید توسط نیروگاه باشد، نیروگاه در شرایط پایدار نیست و نمی‌توان از آن انتظار داشت که توان راکتیو را طبق نظر اپراتور شبکه تولید یا جذب کند.

توضیح: مقادیری که به عنوان بازه‌ی ضریب توان مجاز مطرح شدند، عموماً مربوط به بار کامل یا نزدیک به کامل می‌باشند؛ با این وجود، در دستورالعمل‌های اتصال در ایران اشاره‌ای به این مسأله که آیا بازه‌ی ضریب توان مورد اشاره مربوط به تمام سطوح توان اکتیو است یا خیر نشده. مقدار ۲۰٪ پیشنهادی با مطالعه‌ی دستورالعمل‌های

مختلف و به عنوان یک مقدار رایج انتخاب شده است. البته ضریب توان واحد یک مقدار سختگیرانه و به نفع نیروگاه بادی است و ممکن است اپراتور شبکه بازه‌ی دیگری از ضریب توان را از نیروگاه‌های بادی در توان اکتیو کم یا کم باری تقاضا کند.

فصل چهارم

نتیجه‌گیری

در این گزارش، الزامات مرتبط با کنترل توان اکتیو-فرکانس در دستورالعمل‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفتند. به طور کلی، پنج مورد در ارتباط با توان اکتیو و فرکانس تعریف شد که عبارتند از:

- محدودیت بر روی توان اکتیو خروجی
- محدودیت بر روی درصد توان اکتیو خروجی (رزرو چرخان)
- محدودیت بر روی نرخ افزایش یا کاهش توان اکتیو خروجی
- کنترل فرکانس نیروگاه بادی در شرایط افزایش فرکانس
- کنترل فرکانس نیروگاه بادی در شرایط افت فرکانس

این موارد در دستورالعمل‌های کشورهای مختلف به تفصیل بررسی شدند. موارد ذکرشده، همگی مربوط به دستورالعمل اتصال می‌باشند و در عین حال، در هنگام بهره‌برداری نیز باید رعایت شوند. عوامل مؤثر در انتخاب یک تابع کنترل توان اکتیو-فرکانس مناسب برای یک شبکه عبارتند از ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در شبکه، اتصالات شبکه به شبکه‌های مجاور (و ظرفیت آنها)، مشخصه‌های شبکه و میزان در دسترس بودن و پروفایل باد.

در این گزارش، الزامات مرتبط با کنترل توان راکتیو-ولتاژ نیز در دستورالعمل‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفتند. به طور کلی، سه مورد در ارتباط با توان اکتیو و فرکانس تعریف می‌شود که عبارتند از:

- محدوده‌ی مورد نیاز یا مجاز توان راکتیو خروجی (یا ضریب توان)
- محدوده‌ای که "ولتاژ-ضریب توان خروجی" نیروگاه باید در آن حفظ شود
- کنترل در مد تنظیم ولتاژ؛ کنترل در مد تنظیم ضریب توان و کنترل در مد مگاوار خروجی

این موارد در دستورالعمل‌های کشورهای مختلف به تفصیل بررسی شدند. موارد ذکرشده، همگی مربوط به دستورالعمل اتصال می‌باشند و در عین حال، در هنگام بهره‌برداری نیز باید رعایت شوند. به طور کلی، عوامل موثر در نحوه‌ی کنترل توان راکتیو نیروگاه بادی عبارتند از مکان نیروگاه و پروفایل باد منطقه، موقعیت نیروگاه در شبکه و ظرفیت خطوط انتقالی که رابط نیروگاه بادی و شبکه‌ی قدرت هستند. در بسیاری از دستورالعمل‌ها، اولویت اول در ارتباط با تولید/جذب توان راکتیو نیروگاه بادی، تنظیم ولتاژ در نقطه‌ی اتصال نیروگاه با شبکه می‌باشد.

در نهایت، بر مبنای دستورالعمل‌های بررسی‌شده سایر کشورها و دستورالعمل‌های موجود در ایران (که مستقیماً با انرژی بادی ارتباط ندارند)، پیشنهادهایی برای تدوین ضوابط اتصال نیروگاه بادی به شبکه ایران در دو زمینه توان اکتیو-فرکانس و توان راکتیو-ولتاژ ارائه شد.

مراجع

[1] ABB, "Wind Farm Planning Interconnection Report for BCTC -Stages 1&2", 2005.

[2] ABB, "Wind Farm Operations Impact Report for BCTC -Stage 3", 2005.

[3] Canadian Wind Energy Association,"Canadian Grid Code for Wind Developments-Integrated French-English-Final",2005.

[4] T. Ackerman (editor), Wind power in power systems, New York: John Wiley & Sons, Sweden, 2005.

[5] M.Tsili and S.Papathanassiou, "Review of grid code technical requirements for wind farms", IET Renew. Power Gener., pp. 1–25, 2009.

[6] IEA Wind Task 25, "Design and operation of power systems with large amounts of wind power", 2006-2008

[7] E.on Netz," Grid Code: High and extra high voltage", Germany, 2006.

[8] Centre for Wind Energy Technology, "Indian Wind Grid Code [Draft]", India, 2009.

[9] AESO, "Wind power facility technical requirements. Revision 0", Alberta, Canada, 2004.

[10] CER, "Wind Farm Transmission Grid Code Provisions", Ireland, 2004.

[11] ENERGINET, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW", Denmark, 2010.

[12] NORDEL,"Nordic Grid Code", 2007.

[13] AWEA,"Electrical Guide to Utility Scale Wind Turbines", http://www.awea.org

[14] NERSA, "Grid Code Connection Requirements for Wind Energy Facilities in South Africa [Draft]", rev 4.4.

[15] National Grid Electricity, "Grid Code Consultation Document-Grid Code Changes to Incorporate New Generation Technologies and DC Inter-connectors ", United Kingdom, 2004

[۱۶] شرکت توانیر، "روش‌های اجرایی اتصال به شبکه: روش اجرایی شرایط اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه"، ۱۳۸۱.

[۱۷]شرکت توانیر، "دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه توزیع نیروی برق"، ۱۳۸۸.

[۱۸] شرکت توانیر، "دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری - شماره ۲: کنترل فرکانس"، ۱۳۷۶.

[۱۹] شرکت توانیر، " دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری - شماره ۳: کنترل ولتاژ"، ۱۳۷۷.

پیوست سوم

الزامات حفاظت و عملکرد در حالت خطا برای واحدهای بادی

تهیه و کنترل

مجری: پژوهشگاه نیرو

مدیر پروژه: زهرا مدیحی بیدگلی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق-قدرت

اعضای گروه تهیه‌کننده

محمد جعفریان	پژوهشگاه نیرو	دکترای مهندسی برق-قدرت
سید وحید خاتمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشدمهندسی برق- قدرت
حبیب‌اله رئوفی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشدمهندسی‌برق- قدرت
ابراهیم رضایی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشد مهندسی برق- قدرت
محمد ستاره	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشدمهندسی برق- قدرت
میلاد مقسم حمیدی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی‌برق- قدرت

اعضای گروه تاییدکننده

همایون برهمندپور	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت
بابک پرکار کومله	شرکت توانیر	دکترای مهندسی برق -قدرت
داود جلالی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق-قدرت
حبیب قراگوزلو مزلقان	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	دکترای مهندسی برق -قدرت
نیکی مسلمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت
مهدی مقیم‌زاده	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	کارشناسی ارشد مهندسی برق -قدرت

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

فصل اول:حفاظت واحد بادی در حین عملکرد پایدار ۱
مقدمه ۳
۱-۱- حفاظت تجهیزات واحد بادی ۳
۱-۲- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس شبکه در شرایط کار عادی ۵
۱-۲-۱- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ در شرایط کار عادی ۵
۱-۲-۲- حفاظت واحد بادی در برابر فرکانس شبکه در شرایط کار عادی ۸
۱-۲-۲-۱- حفاظت واحد بادی در برابر فرکانس شبکه در شرایط کار عادی تنها با توجه محدوده فرکانسی ۹
۱-۲-۲-۲- حفاظت واحد بادی در برابر فرکانس شبکه در شرایط کار عادی با توجه به ولتاژ شبکه و تغییر توان خروجی ۱۲
۱-۳- نتیجه‌گیری ۱۵
فصل دوم: حفاظت واحد بادی در حین خطا ۱۷
مقدمه ۱۹
۲-۱- تحمل خطا ۱۹
۲-۲- عملکرد واحد بادی در حین خطا ۲۱
۲-۲-۱- تحمل خطا ۲۲
۲-۲-۲- تغییرات توان خروجی واحد بادی درحین خطا ۳۴
۲-۳- نتیجه‌گیری ۳۷
فصل سوم:الزامات شبکه ایران و ارائه پیشنهادی برای دستورالعمل واحد بادی برای اتصال به شبکه برق ایران ۳۹
مقدمه ۴۱
۳-۱- مشخصات نقطه کار شبکه برق ایران ۴۱
۳-۱-۱- نوسانات فرکانس شبکه ۴۱
۳-۱-۲- نوسانات ولتاژ شبکه ۴۲
۳-۲- زمان رفع خطا ۴۳
۳-۳- پیشنهاد دستورالعمل حفاظت واحد بادی برای شبکه ایران ۴۴
۳-۳-۱- تفکیک واحد بادی از نظر تأثیرگذاری ۴۴
۳-۳-۲- دستورالعمل حفاظت تجهیزات واحد بادی ۴۵
۳-۳-۳- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ ۴۶
۳-۳-۳-۱- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ برای واحدهای متصل‌شده به سطح ولتاژ پایین‌تر از ۳۳ کیلوولت و توان خروجی کمتر از ۲۵ مگاوات ۴۶

۳-۳-۳-۲- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ برای واحد های متصل‌شده به سطح ولتاژ بالاتر از ۶۳ کیلوولت یا توان خروجی بیشتر از ۲۵ مگاوات ۴۷
۳-۳-۴- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات فرکانس ۴۸
۳-۳-۴-۱- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات فرکانس برای واحدهای متصل‌شده به سطح ولتاژ پایین‌تر از ۳۳ کیلوولت و توان خروجی کمتر از ۲۵ مگاوات ۴۸
۳-۳-۴-۲- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات فرکانس برای واحدهای متصل‌شده به سطح ولتاژ بیشتر از ۶۳ کیلوولت یا توان خروجی بیشتر از ۲۵ مگاوات ۴۹
۳-۳-۵- تحمل خطا ۵۰
۳-۳-۵-۱- بدون در نظر گرفتن منحنی (توافق نامه) ۵۲
۳-۳-۵-۲- ارائه منحنی تحمل خطا ۵۲
۳-۳-۵-۲-۱- افت ولتاژ مجاز در حین خطا (V_f) ۵۳
۳-۳-۵-۲-۲- مدت زمان مجاز افت ولتاژ ۵۴
۳-۳-۵-۲-۳- زمان بازیابی ولتاژ ۵۵
فصل چهارم: نتیجه‌گیری ۵۷
مراجع ۶۱

فهرست جداول

عنوان **صفحه**

جدول (۱-۱): محدوده تغییرات مجاز ولتاژ واحد بادی در دانمارک ۶
جدول (۱-۲): حداقل ولتاژ، حداکثر ولتاژ و ولتاژ نامی واحد بادی در هند ۶
جدول (۱-۳): حداقل ولتاژ، حداکثر ولتاژ و ولتاژ نامی واحد بادی در استان انتاریو کانادا ۷
جدول (۱-۴): محدوده تغییرات ولتاژ در استان کبک کانادا ۸
جدول (۱-۵): محدوده تغییرات فرکانس برحسب زمان برای کشور آلمان ۱۰
جدول (۱-۶): محدوده تغییرات فرکانس برحسب زمان برای استان آلبرتا در کانادا ۱۱
جدول (۱-۷): محدوده تغییرات فرکانس برحسب زمان برای استان کبک در کانادا ۱۲
جدول (۲-۱): میزان توان از دست رفته در حین اتصال کوتاه در شبکه آلمان ۲۰
جدول (۲-۲): افت ولتاژ و زمان رفع خطا برای کشور هند ۳۰
جدول (۲-۳): مشخصات پروفایل‌های ولتاژ در کشورهای مختلف ۳۴
جدول (۳-۱): محدوده مجاز تغییر فرکانس برای واحدهای تولید توان شبکه ایران ۴۱
جدول (۳-۲): محدوده تغییرات ولتاژ شبکه ایران ۴۳
جدول (۳-۳): زمان رفع خطا برای سطوح مختلف ولتاژی شبکه ایران ۴۳
جدول (۳-۴): تقسیم‌بندی واحدهای تولیدی از نظر تأثیرگذاری بر شبکه ایران ۴۴
جدول (۳-۵): محدوده تغییرات ولتاژ واحد بادی متصل‌شده به سطح ولتاژ بالای ۶۳ یا توان خروجی بیش از ۲۵ مگاوات ۴۸
جدول (۳-۶): محدوده تغییرات فرکانس واحد بادی متصل‌شده به سطح ولتاژ کمتر از ۳۳ کیلوولت و توان خروجی کمتر از ۲۵ مگاوات ۴۹
جدول (۳-۷): محدوده تغییرات فرکانس واحد بادی متصل شده به سطح ولتاژ بیشتر از ۶۳ کیلوولت یا توان خروجی بیشتر از ۲۵ مگاوات ۵۰
جدول (۳-۸): زمان رفع خطا برای سطوح مختلف ولتاژی شبکه ایران ۵۲
جدول (۳-۹): حداقل سطح ولتاژ قابل قبول در حین خطا برای کشورهای مختلف ۵۳
جدول (۳-۱۰): زمان رفع خطا برای سطوح مختلف ولتاژی شبکه ایران ۵۴
جدول (۳-۱۱): زمان بازیابی ولتاژ برای کشورهای مختلف ۵۵

فهرست اشکال

عنوان **صفحه**

شکل (۱-۱): مقایسه محدوده تغییرات ولتاژ برای سه استان انتاریو، کبک و آلبرتا در کانادا ۸
شکل (۱-۲): تغییرات فرکانسی واحد بادی برای کشورهای مختلف ۹
شکل (۱-۳): ناحیه کاری واحد بادی برای تغییرات فرکانس و ولتاژ های مختلف برای واحد بادی بیش از ۲۵ کیلووات در دانمارک ۱۳
شکل (۱-۴): ناحیه کاری واحد بادی برای تغییرات فرکانس و ولتاژهای مختلف در شمال اروپا ۱۴
شکل (۲-۱): اتصال کوتاه در شبکه آلمان (شرکت انتقال VE-T) و تغییرات ولتاژ در شبکه ۲۰
شکل (۲-۲): نمودار کلی تحمل خطا ۲۱
شکل (۲-۳): نمودار محدودیت ولتاژ بر حسب زمان در آلمان ۲۲
شکل (۲-۴): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در انگلستان ۲۴
شکل (۲-۵): نمودار افت ولتاژ واحد بادی به میزان ۵۰٪ نامی در انگلستان ۲۴
شکل (۲-۶): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان برای کشورهای شمال اروپا ۲۵
شکل (۲-۷): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در کانادا بر اساس دو دستورالعمل Hydro-Quebec و آلبرتا ۲۶
شکل (۲-۸): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در آمریکا ۲۷
شکل (۲-۹): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در اسپانیا ۲۷
شکل (۲-۱۰): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در ایتالیا ۲۸
شکل (۲-۱۱): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در نیوزیلند ۲۹
شکل (۲-۱۲): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در هند ۳۰
شکل (۲-۱۳): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در بلژیک ۳۱
شکل (۲-۱۴): ملاحظات تغییر ولتاژ واحد بادی با توان خروجی بیشتر از ۱/۵ MW در دانمارک ۳۲
شکل (۲-۱۵): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در کشورهای مختلف ۳۳
شکل (۲-۱۶): نمودار جریان راکتیو - ولتاژ برای شبکه آلمان ۳۵
شکل (۲-۱۷): نمودار جریان راکتیو - ولتاژ برای شبکه اسپانیا ۳۶
شکل (۲-۱۸): تغییرات جریان راکتیو - ولتاژ در حالت خطا برای شبکه دانمارک ۳۶
شکل (۳-۱): محدوده تغییر فرکانس برای شبکه ایران ۴۲
شکل (۳-۲): نحوه تغییرات فرکانس و توان ۵۰
شکل (۳-۳): نمودار شدت تحمل خطا ۵۱

مقدمه

استفاده از انرژی‌های نو، به دلیل مسائل زیست‌محیطی و گرانی سوخت‌های فسیلی، در سال‌های اخیر رشد بسیاری نموده است. در میان انواع انرژی‌های استفاده‌شده، انرژی باد مورد توجه زیادی قرار گرفته است. از این رو از سال‌های گذشته تا به امروز، تکنولوژی واحدهای بادی پیشرفت چشم‌گیری داشته است و همچنان در حال گسترش است.

در سال‌های قبل، واحدهای بادی به صورت تولید پراکنده مورد استفاده قرار می‌گرفتند؛ به این معنی که واحد بادی یا مزرعه بادی وظیفه تولید حداکثر توان را داشت و سیستم‌های کنترل و حفاظت واحد بادی بسیار ساده فرض می‌شدند. این امر به خاطر کوچک بودن واحدهای بادی و سطح توان تزریقی پایین واحدهای بادی بود. به دلیل کوچک بودن واحدهای بادی و تأثیر کم این واحدها برروی شبکه، نصب سیستم‌های کنترلی و حفاظتی پیچیده صرفه اقتصادی نداشت.

در این سال‌ها، از نظر حفاظت واحد، تنها حفاظت واحد بادی مطرح بود؛ به این معنی که تجهیزات واحد بادی (تمامی تجهیزات مانند ژنراتور، ترانسفورماتور و غیره) دارای حفاظت مناسب بودند؛ اما از نظر کارکرد موازی با شبکه دارای حفاظت خاصی نبودند و تنها محدودیت‌های شبکه به عنوان معیار حفاظتی در نظر گرفته می‌شد. این محدودیت‌ها در واقع ولتاژ و فرکانس شبکه در نقطه اتصال واحد بادی به شبکه هستند. بر اساس استاندارد، تغییرات ولتاژ نامی شبکه در محدوده ۹۰٪-۱۰۵٪ ولتاژ نامی شبکه (این محدوده برای کشورهای مختلف متفاوت است) مجاز شمرده می‌شود. همچنین، تغییرات فرکانس در محدوده ۴۹/۷-۵۰/۳ هرتز مجاز می‌باشد. طبق این محدودیت‌ها، در صورتی که فرکانس یا ولتاژ نقطه اتصال واحد بادی به شبکه از محدوده مجاز قابل تحمل خارج شود، واحد بادی باید از شبکه جدا شود. بر این اساس، در صورت وقوع هرگونه تغییر در شبکه، چه در حالت کارکرد عادی شبکه (تغییرات بار، ورود و خروج خط و غیره) و چه در حالت گذرای شبکه (خطاهای متقارن و یا نامتقارن)، که منجر به خروج ولتاژ و فرکانس شبکه از محدوده مجاز قابل تحمل می‌شد، واحدهای بادی از شبکه جدا می‌شدند.

اما در سال‌های اخیر، واحدهای بادی بزرگ با ظرفیت بالا در بسیاری از کشورها مانند آلمان، اسپانیا، آمریکا، دانمارک، هند و غیره نصب و راه‌اندازی شده است. بر اساس مطالعات صورت‌گرفته در شبکه این کشورها، نشان داده شده است که تنظیمات حفاظتی قبلی (محدوده مجاز قابل تحمل ولتاژ و فرکانس)، در صورت وقوع هر گونه تغییری در شبکه، می‌تواند باعث خروج درصد بالایی از واحدهای بادی شود که این امر می‌تواند احتمال ناپایداری و یا فروپاشی ولتاژ شبکه را افزایش دهد. بر این اساس، تدوین دستورالعمل حفاظتی جدید برای واحدهای بادی به منظور حفاظت شبکه و کمک به پایداری شبکه امری ضروری به نظر می‌رسد.

از نظر کلی، دستورالعمل حفاظتی واحد بادی از دو بخش دستورالعمل اتصال و دستورالعمل بهره‌برداری تشکیل شده است. در دستورالعمل اتصال، به مواردی که قبل از اتصال باید از کارکرد آن‌ها اطمینان حاصل نمود اشاره می‌شود (مانند تنظیمات رله‌ها و غیره) و در بخش بهره‌برداری بر اصولی که در حین کارکرد واحد باید رعایت شود تأکید می‌شود.

نکته مهم این است که مقررات و یا دستورالعمل جدید حفاظت برای تمامی واحدهای بادی لازم‌الاجرا نبوده و یا تمامی موارد آن لازم‌الاجرا نبوده و تنها برای درصدی از واحدهای بادی که تأثیرگذار بر شبکه هستند ضروری می‌باشد. دستورالعمل حفاظت واحد بادی برای کشورهای مختلف متفاوت می‌باشد و بر اساس توان تولیدی واحد بادی یا سطح ولتاژ واحد بادی تدوین می‌شوند. به عبارت دیگر، واحدهای بادی که میزان توان خروجی آن‌ها از حدی بالاتر باشد یا به سطح ولتاژ خاصی متصل باشند، مشمول دستورالعمل حفاظت واحد بادی و یا بخشی از این دستورالعمل می‌شوند.

دستورالعمل حفاظت واحدهای بادی برای کشورهای مختلف از نظر توان یا ولتاژ به صورت زیر است:

کشور آلمان: دستورالعمل کشور آلمان توسط شرکت انتقال E.ON Netz، که یکی از ۵ شرکت انتقال آلمان است، برای اتصال واحد بادی به خطوط این شرکت تدوین شده است. این دستورالعمل، برای واحدهای بادی که دارای سطح ولتاژ ۳۸۰، ۲۲۰ و ۱۱۰ کیلوولت هستند لازم‌الاجرا می‌باشد [۱-۳].

انگلستان: دستورالعمل‌های ارائه‌شده برای واحد بادی با در نظر گرفتن دیگر واحدهای تولیدی می‌باشد. این دستورالعمل‌ها برای سطح ولتاژهای ۴۰۰، ۲۷۵ و ۱۳۲ کیلوولت می‌باشد [۴].

ایرلند: برای شبکه‌های ۴۰۰، ۲۲۰ و ۱۱۰ کیلوولت تدوین شده است [۵].

کشورهای شمال اروپا: این دستورالعمل‌ها برای تمامی‌کشورهای شمال اروپا استفاده می‌شود که دارای سطوح ولتاژی ۱۱۰، ۱۳۲، ۱۵۰، ۲۲۰، ۳۰۰، ۴۰۰ و ۴۲۰ کیلوولت می‌باشند [۶].

بلژیک: دستورالعمل بلژیک که توسط شرکت انتقال آن کشور -Elia- برای سطح ولتاژ ۳۰-۷۰ و ۱۵۰-۳۸۰ کیلوولت تدوین شده است [۷،۱۸].

کانادا: دستورالعمل این کشور توسط دو شرکت انتقال تدوین شده است: یکی توسط شرکت Hydro-Quebec که برای سطح ولتاژ ۴۴ کیلوولت تدوین شده و دیگری توسط شرکت برق آلبرتا که برای واحدهای بادی با ظرفیت بیش از ۵ مگاوات متصل به شبکه با سطح ولتاژ ۶۹ الی ۲۴۰ کیلوولت تدوین شده است [۸-۱۰].

آمریکا: قوانین اتصال واحد بادی توسط کمیسیون ملی انرژی این کشور تدوین شده است و برای واحدهای بادی با توان خروجی بیش از ۲۰ مگاوات لازم‌الاجرا می‌باشد [۱۸،۱۱].

ایتالیا: دستورالعمل حفاظت بادی در ایتالیا برای واحدهای بادی با ظرفیت بیش از ۲۵ مگاوات در نظر گرفته می‌شود [۱۸،۱۲].

نیوزیلند: دستورالعمل کشور نیوزیلند برای اتصال به سطح ولتاژ ۱۱۰ کیلوولت تدوین شده است [۱۸،۱۳].

هند: دستورالعمل حفاظت واحدهای بادی برای زیر سطح ولتاژ ۶۶ کیلوولت لازم‌الاجرا نمی‌باشد. بر اساس دستورالعمل حفاظت واحد بادی کشور هند، واحدهای بادی با سطح ولتاژی بیش از ۶۶ کیلوولت باید در شرایط نرمال و خطا در شبکه باقی بمانند [۱۴].

همان‌گونه که توضیح داده شد، برخی از کشورها دستورالعمل حفاظت واحد بادی را برای واحدهای متصل به شبکه انتقال یا فوق‌توزیع در نظر گرفته‌اند. برخی دیگر از کشورها، این دستورالعمل را برای سطح توان خاصی در نظر گرفته‌اند؛ بنابراین، واحدهایی که در این محدوده نیستند، ملزم به اجرای دستورالعمل حفاظت جدید نبوده و کافی است دستورالعمل قدیمی مبنی بر حفاظت واحد بادی را رعایت کنند.

در این جلد از گزارش، در فصل اول حفاظت واحد بادی توضیح داده خواهد شد. حفاظت واحد بادی شامل حفاظت تجهیزات واحد بادی و حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس شبکه در شرایط کار عادی است. در فصل دوم، حالت گذرای واحد بادی توضیح داده خواهد شد و مقررات لازم برای واحد بادی در این حالت شرح داده خواهد شد. در فصل سوم، اصول حفاظتی بهره‌برداری شبکه ایران آورده خواهد شد و در ادامه سعی می‌شود بر اساس مطالعات صورت‌گرفته، دستورالعمل حفاظت واحد بادی منطبق با شبکه ایران پیشنهاد داده شود.

فصل اول

حفاظت واحد بادی در حین عملکرد پایدار

مقدمه

در این فصل، ابتدا حفاظت تجهیزات واحد بادی عنوان خواهد شد و تمامی الزاماتی که برای حفاظت تجهیزات واحد بادی لازم است توضیح داده خواهد شد. در ادامه، به حفاظت واحد بادی در شرایط کارکرد عادی[1] پرداخته خواهد شد. حفاظت واحد بادی در شرایط کارکرد عادی، شامل حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس شبکه می‌باشد. کارکرد عادی به کارکرد پایدار شبکه گفته می‌شود و حالت گذرا (خطای متقارن و نامتقارن) در آن در نظر گرفته نمی‌شود.

۱-۱- حفاظت تجهیزات واحد بادی

واحدهای بادی، مانند سایر ژنراتورهای سنتی و فسیلی، دارای سیستم‌های کنترل و حفاظت خودکار به منظور کارکرد پایدار سیستم و افزایش طول عمر قطعات می‌باشد. این امر شامل حفاظت‌هایی چون ولتاژ بالا/ پایین[2]، فرکانس بالا/ پایین[3]، نامتعادلی[4] ولتاژ و جریان، اضافه‌جریان[5] روتور و استاتور و خطای زمین، حفاظت دیفرانسیل برای ترانسفورماتور اتصال به شبکه واحد، حفاظت بانک خازنی، کانال حفاظت مخابراتی (برای رله‌های دیستانس)، زمین کردن، حفاظت صاعقه و غیره می‌باشد [۱۴-۱۵].

اما برخی از کشورها موارد خاصی را در زمینه حفاظت تجهیزات واحد بادی بیان کرده‌اند که مالکان واحدهای بادی موظف به رعایت این اصول هستند. در ادامه، دستورالعمل لازم برای حفاظت تجهیزات واحد بادی کشورهای هند و دانمارک آورده شده است:

بر اساس دستورالعمل حفاظت واحد بادی کشور هند [۱۴]:

تمامی واحدهای بادی باید مانند واحدهای سنتی مجهز به سیستم‌های حفاظتی مناسب برای حفاظت تجهیزات واحد در حین خطا باشند و هیچ بخشی از واحد نباید بدون سیستم حفاظتی باشد.

سیستم حفاظت واحد بادی باید با سیستم حفاظت شبکه هماهنگ باشد (برخی از تنظیمات با توجه به قابلیت توربین بادی و شرکت سازنده -مانند شدت تحمل- تنظیم می‌شود).

[1] Normal operating
[2] Over/ Under Voltage
[3] Over/ Under Frequency
[4] Unbalance
[5] Over Current

رله: خطا در مزرعه بادی باید بدون هیچ‌گونه تأخیری، توسط رله‌های مربوطه رفع شود. همچنین، واحد باید به رله‌های مناسبی مجهز باشد تا در صورت تشخیص حالت غیرعادی (از دید دستورالعمل حفاظتی)، واحد را از شبکه جدا سازند.

حفاظت پشتیبان: نصب سیستم حفاظت پشتیبان برای واحد بادی ضروری است تا در صورت ناموفق بودن حفاظت اصلی در رفع خطا، خطا را رفع کند.

حفاظت صاعقه: واحد بادی باید دارای سیستم حفاظت صاعقه بر اساس استاندارد IEC TR 61400-24 باشد.

زمین کردن: زمین کردن واحد بادی باید مطابق با قسمت نهم استاندارد IEC TR 61400-24 طراحی شود.

تغذیه اضطراری: سیستم تغذیه اضطراری (جبران‌ساز) واحد بادی باید بر اساس استاندارد IEC TR 61400-1 طراحی شود. همچنین، سیستم حفاظت تغذیه اضطراری واحد باید به گونه‌ای طراحی شود تا در صورت تغییرات ولتاژ و فرکانس، موجب جدا شدن واحد بادی از شبکه نشود.

دستورالعمل کشور دانمارک، مالک واحد بادی را موظف به رعایت برخی اصول و نصب تجهیزات حفاظتی خاصی کرده است [۱۵-۱۷]. بر این اساس:

- ✓ واحد بادی باید در برابر خسارت ناشی از خطا و حوادثی که در سمت شبکه رخ می‌دهد، خطای متقارن و نامتقارن، بازیابی ولتاژ بعد از رفع خطا و یا بر طرف شدن حادثه در سمت شبکه، افزایش ولتاژ در حالت خطای نامتقارن و خطای فاز و غیره، حفاظت شود.
- ✓ واحد باید در برابر خسارت ناشی از وصل مجدد فاز حفاظت شود.
- ✓ شبکه باید در برابر تأثیرات ناخواسته واحد بادی بر روی شبکه حفاظت شود.
- ✓ واحد بادی باید در برابر قطع شدن از شبکه در شرایط غیر بحرانی[1] حفاظت شود.

تجهیزات و سیستم‌های کنترلی اشاره‌شده در بالا، در سایر کشورها رعایت می‌شوند.

حفاظت‌های تجهیزات که در بالا اشاره شده است، بر اساس استاندارد و یا قابلیت واحد بادی (امکاناتی که سازنده توربین بادی برای توربین در نظر می‌گیرد، مانند شدت تحمل خطا یا اضافه‌جریان روتور و استاتور در حین خطا) تنظیم می‌شود. به عبارت دیگر، تنظیم این پارامترها فارغ از وضعیت شبکه می‌باشد و تنها مربوط به حفاظت واحد بادی و تجهیزات نصب‌شده در آن است.

نکته مهم دیگری که باید به آن اشاره نمود این است که این تجهیزات حفاظتی و کنترلی، برای تمامی واحدهای بادی (واحدهای تأثیرگذار و غیرتأثیرگذار بر پایداری شبکه) لازم بوده و قبل از اتصال واحد به شبکه و بهره‌برداری از آن، باید از صحت کار سیستم حفاظتی اطمینان حاصل نمود.

۱-۲- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس شبکه در شرایط کار عادی

شرایط کار عادی شبکه، همان‌گونه که توضیح داده شد، همان وضعیت پایدار شبکه می‌باشد که هرگونه تغییری در آن محتمل است و حالت خطا در آن در نظر گرفته نمی‌شود. بنابراین، در شرایط کار عادی شبکه، ممکن است به دلیل ورود و خروج بار، خط و غیره، ولتاژ و فرکانس شبکه از محدوده مجاز خارج شود. افزایش یا کاهش ولتاژ و فرکانس شبکه موجب صدمه زدن به برخی از اجزاء شبکه (مانند ژنراتورها) می‌شود. بنابراین، برای جلوگیری از آسیب زدن به شبکه، باید سیستم حفاظتی مناسبی برای واحدها در نظر گرفت.

نکته مهمی‌که باید به آن اشاره نمود این است که حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس برای تمامی واحدهای بادی لازم‌الاجرا می‌باشد؛ اما همان‌گونه که در مقدمه توضیح داده شد، برای واحدهای تأثیرگذار بر پایداری شبکه، محدوده این تغییرات کمی متفاوت است.

۱-۲-۱- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ در شرایط کار عادی

حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ در شرایط کار نامی عبارت است از رعایت حدود مجاز تغییرات ولتاژ شبکه در شرایط کار عادی. بر این اساس، در صورتی که ولتاژ از مقدار محدوده مجاز قابل تحمل خارج شود، واحد باید از شبکه جدا شود.

نکته مهم قابل اشاره در این زمینه آن است که مقدار مجاز تغییرات ولتاژ برای هر کشور متفاوت بوده و بر اساس قابلیت و توانایی خود شبکه تعیین می‌شود. در ادامه این بخش، محدوده مجاز تغییرات ولتاژ برای کشور-های مختلف آورده شده است.

- **دانمارک**

محدوده تغییرات مجاز ولتاژ شبکه دانمارک، برای واحدهای بادی با توان بالاتر از ۲۵ مگاوات، در جدول (۱-۱) آورده شده است [۱۵-۱۷].

[1] Non-Critical

جدول (۱-۱): محدوده تغییرات مجاز ولتاژ واحد بادی در دانمارک [۱۵]

Protection function	Symbol	Setting		Function time	
Overvoltage (step 3)	$U_{>>>}$	$1.20 \cdot U_n$	V	5...100	ms
Overvoltage (step 2)	$U_{>>}$	$1.15 \cdot U_n$	V	2	s
Overvoltage (step 1)	$U_{>}$	$1.10 \cdot U_n$	V	60	s
Undervoltage (step 1)	$U_{<}$	$0.90 \cdot U_n$	V	10...60	s

- **هند**

تغییرات ولتاژ مجاز برای کشور هند در جدول (۱-۲) آورده شده است [۱۴].

جدول (۱-۲): حداقل ولتاژ، حداکثر ولتاژ و ولتاژ نامی واحد بادی در هند [۱۴]

Voltage (kV)			
Nominal	% Limit of variation	Maximum	Minimum
400	+5% to -10%	420	360
220	+11% to -9%	245	200
132	+10% to -9%	145	120
110	+10% to -12.5%	121	96.25
66	+10% to -9%	72.5	60
33	+5% to -10%	34.65	29.7

در جدول فوق، سطح ولتاژ ۶۶ و ۳۳ کیلوولت و محدوده تغییرات آن‌ها نیز داده شده است؛ اما نکته‌ای که باید اشاره نمود این است که دستورالعمل حفاظت برای واحدهای بادی که به سطح ۳۳ کیلوولت متصل هستند اجرا نمی‌شود. همچنین، برای واحدهای بادی متصل به سطح ولتاژ ۶۶ کیلوولت مقررات حفاظتی رعایت نمی‌شود. اما در دستورالعمل کشور هند ذکر شده است که اگر واحدهای متصل‌شده در سطح ۶۶ کیلوولت بر پایداری سیستم

تأثیرگذار باشند یا از نظر صرفه اقتصادی مقرون به صرفه باشند، می‌توان دستورالعمل حفاظت واحدهای بـادی را برای آن‌ها تدوین نمود.

- **کانادا**

تغییرات ولتاژ در کشور کانادا در استان‌های مختلف متفاوت بوده و هر استان، بر اساس توانایی شبکه و با توجه به ارتباط با شبکه‌های مجاور، محدوده تغییرات ولتاژ را تعیین می‌کند [۹].

✓ **آلبرتا:** برای استان آلبرتا، تغییرات ولتاژ در محدوده ۱۰±٪ مجاز است. بر اساس دستورالعمل حفاظـت شبکه استان آلبرتا، در صورت خروج ولتاژ از این میزان، واحد باید از شبکه جدا شود.

✓ **انتاریو:** در استان انتاریو، محدوده مجاز تغییرات ولتاژ به صورتی است که در جدول (۱-۳) نشان داده شده است.

جدول (۱-۳): حداقل ولتاژ، حداکثر ولتاژ و ولتاژ نامی واحد بادی در استان انتاریو کانادا [۹]

System nominal voltage [kV]	Minimum continuous voltage [kV]	Maximum continuous voltage [kV]
115	113	127*
230	220	250*
500	490	550

***افزایش سطح ولتاژ برای سطوح ۱۱۵ و۲۳۰ کیلوولت تا ۱۳۲ و ۲۶۰ کیلوولت مجاز است.**

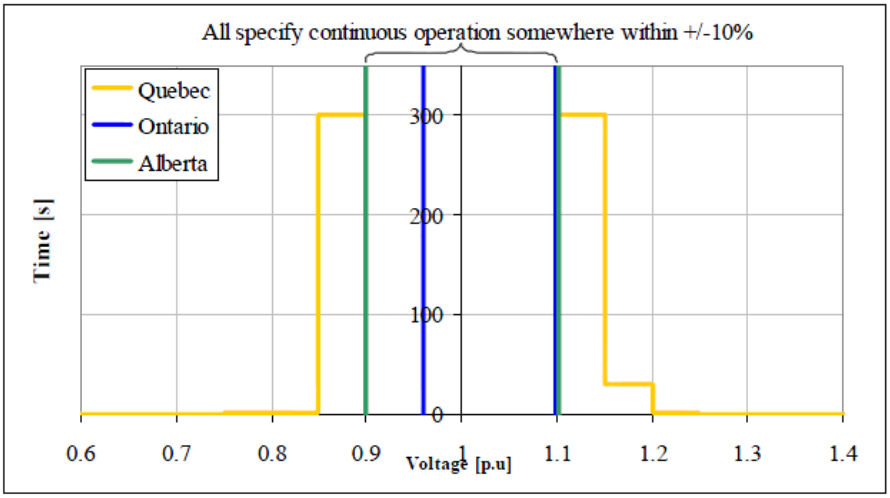
✓ **کبک:** استان کبک دارای محدوده تغییرات ولتاژ بسیار وسیعی می‌باشد و با تمامی استان‌های کانـادا متفاوت است. محدوده مجاز تغییرات ولتاژ استان کبک در جدول (۱-۴) نشان داده شده است.

جدول (۱-۴): محدوده تغییرات ولتاژ در استان کبک کانادا [۹]

Voltage (p.u.) note	Duration
V < 0.60	0.10 second
0.60 ≤ V < 0.75	0.25 second
0.75 ≤ V < 0.85	2.0 seconds
0.85 ≤ V < 0.90	300 seconds
0.90 ≤ V ≤ 1.10	**permanent**
1.10 < V ≤ 1.15	300 seconds
1.15 < V ≤ 1.20	30 seconds
1.20 < V ≤ 1.25	2 seconds
1.25 < V ≤ 1.40*	0.10 second
V > 1.40 p.u.*	0.03 second

تنها دستورالعملی که افزایش ولتاژ تا حد ۱/۴ پریونیت را مجاز دانسته، متعلق به استان کبک است و این هم به دلیل ایزوله بودن و ارتباط ضعیف شبکه کبک با دیگر شبکه‌های مجاور است.

مقایسه محدوده تغییرات ولتاژ برای سه استان انتاریو، کبک و آلبرتا در شکل (۱-۱) نشان داده شده است.

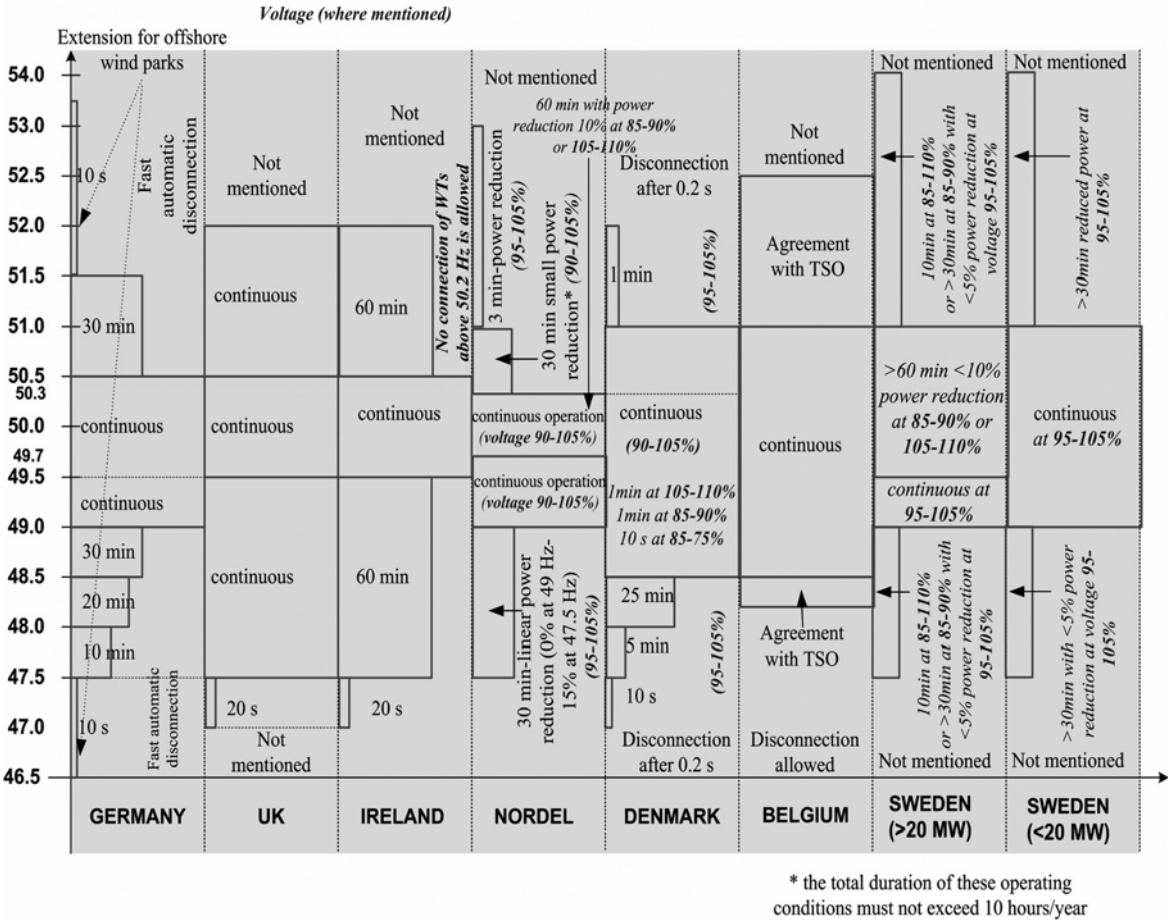


شکل (۱-۱): مقایسه محدوده تغییرات ولتاژ برای سه استان انتاریو، کبک و آلبرتا در کانادا [۹]

۱-۲-۲- حفاظت واحد بادی در برابر فرکانس شبکه در شرایط کار عادی

یکی دیگر از پارامترهای کارکرد واحدهای بادی، فرکانس در نقطه اتصال واحد بادی به شبکه می‌باشد. واحد بادی نیز مانند واحدهای سنتی و فسیلی دارای محدودیت در برابر تغییرات فرکانس می‌باشد. در دستورالعمل‌های

حفاظت فرکانسی واحدهای بادی، گذر از این محدودیت‌ها برای زمان خاص و یا در سطح ولتاژ خاص مجاز شمرده می‌شود و واحد بادی، در صورتی که این محدودیت‌ها رعایت شود، باید در حالت متصل به شبکه باقی بماند. محدوده تغییرات فرکانس برای کشورهای مختلف متفاوت بوده و بر اساس قابلیت شبکه تعیین می‌شود. در شکل (۱-۲)، محدوده تغییرات فرکانس برای چند کشور مختلف نشان داده شده است [۱۸].



شکل (۱-۲): تغییرات فرکانسی واحد بادی برای کشورهای مختلف [۱۸]

بر اساس شکل (۱-۲)، در برخی از کشورها معیار بسیار ساده‌ای (تنها محدوده فرکانس مجاز) برای محدوده تغییرات فرکانس در نظر گرفته شده است؛ در صورتی که برای برخی از کشورهای دیگر، محدوده تغییرات فرکانس همراه با تغییرات ولتاژ و توان خروجی واحد در نظر گرفته شده است که دارای پیچیدگی بیشتری است.

۱-۲-۲-۱- حفاظت واحد بادی در برابر فرکانس شبکه در شرایط کار عادی تنها با توجه محدوده فرکانسی

- **انگلستان:** طبق دستورالعمل کشور انگلستان، واحد بادی می‌تواند در محدوده فرکانسی ۴۷/۵ الی ۵۲ هرتز به عملکرد پایدار خود ادامه دهد؛ ولی در صورت کاهش فرکانس از ۴۷/۵ به ۴۷ هرتز، واحد تنها می‌تواند ۲۰ ثانیه به عملکرد خود ادامه دهد. همچنین، برای افزایش فرکانس بیش از ۵۲ هرتز قیدی اشاره نشده است. بر

اساس دستورالعمل کشور انگلستان، واحد در بازه ۴۷/۵-۵۲ هرتز بدون تغییر در توان خروجی می‌تواند به صورت دائم توان نامی خود را تولید کند [۱۸].

- **آلمان:** بر اساس دستورالعمل کشور آلمان، محدوده تغییرات فرکانس، وابسته به ولتاژ و توان خروجی نبوده و تنها برای بازه‌های مختلف، زمان مجاز در نظر گرفته شده است. محدوده تغییرات فرکانس برای کشور آلمان در جدول (۱-۵) داده شده است [۱۸].

جدول (۱-۵): محدوده تغییرات فرکانس برحسب زمان برای کشور آلمان [۱۸]

محدوده فرکانس (هرتز)	زمان مجاز (دقیقه)
۵۱/۵ -۵۳/۵	۱/۶ (۱۰ ثانیه)
۵۰/۵ -۵۱/۵	۳۰
۴۹ -۵۰/۵	دائم
۴۸/۵ -۴۹	۳۰
۴۸ -۴۸/۵	۲۰
۴۷/۵ -۴۸	۱۰
۴۶/۵ -۴۷/۵	۱/۶ (۱۰ ثانیه)

- **ایرلند:** محدوده تغییرات این کشور مانند انگلستان است؛ با این تفاوت که عملکرد واحد به صورت دائم نبوده و برای آن زمان مشخص شده است. بر این اساس، واحد در بازه ۴۹/۵- ۵۰/۵ هرتز بدون هیچ‌گونه تغییر در توان خروجی به صورت دائم به شبکه متصل خواهد بود. در صورت افزایش فرکانس از ۵۰/۵ به ۵۲ هرتز و یا کاهش آن از ۴۹/۵ به ۴۷/۵ هرتز، واحد بدون تغییر در توان خروجی می‌تواند مدت ۶۰ دقیقه به شبکه متصل بماند و در صورتی که فرکانس در این زمان در محدوده مجاز قرار نگرفت، واحد باید از شبکه جدا شود. همچنین، در صورت کاهش فرکانس از ۴۷/۵ به ۴۷ هرتز، واحد تنها ۲۰ ثانیه مجاز است به شبکه متصل باقی بماند [۱۸]
- **کانادا:** در کشور کانادا، محدوده تغییرات فرکانس، مانند ولتاژ، برای استان‌های مختلف متفاوت است [۹].
  - ✓ **آلبرتا:** محدوده تغییرات فرکانس برای استان آلبرتا در جدول (۱-۶) نشان داده شده است. بر اساس این مقررات، در فرکانس‌های بیش از ۶۱/۷ و کمتر از ۵۷ هرتز، واحد قادر به عملکرد نمی‌باشد.

جدول (۱-۶): محدوده تغییرات فرکانس برحسب زمان برای استان آلبرتا در کانادا [۹]

Frequency (Hz)	Minimum Time Delay
>61.7 Hz	0 seconds
61.6 Hz to 61.7 Hz	30 seconds
60.6 Hz to <61.6 Hz	3 minutes
>59.4 Hz to <60.6 Hz	Continuous Operation
>58.4 Hz to 59.4 Hz	3 minutes
>57.8 Hz to 58.4 Hz	30 seconds
>57.3 Hz to 57.8 Hz	7.5 seconds
>57.0 Hz to 57.3 Hz	45 cycles
57.0 Hz or Less	0 seconds

✓ **انتاریو:** برای استان انتاریو، محدوده مشخصی ارائه نشده است. بر اساس مقررات این استان:

- واحد باید با تمام ظرفیت در محدوده ۵۹/۴-۶۰/۶ هرتز کار کند.
- واحد باید برای زمان محدودی در زیر فرکانس ۵۸/۸ هرتز با تمام ظرفیت خود کار کند.
- واحد در فرکانس زیر ۵۷ هرتز باید از شبکه جدا شود.

✓ **کبک:** برای استان کبک هم، مانند استان آلبرتا، محدوده تغییرات فرکانس برای بازه‌های زمانی مشخص در جدول (۱-۷) ارائه شده است.

جدول (۱-۷): محدوده تغییرات فرکانس برحسب زمان برای استان کبک در کانادا [۹]

Frequency (Hz)	Duration
$F < 55.5$	Instantaneous
$55.5 \leq F < 56.5$	0.35 second
$56.5 \leq F < 57.0$	2 seconds
$57.0 \leq F < 57.5$	10 seconds
$57.5 \leq F < 58.5$	1.5 minutes
$58.5 \leq F < 59.4$	11 minutes
$59.4 \leq F \leq 60.6$	**Permanent**
$60.6 < F \leq 61.5$	11 minutes
$61.5 < F < 61.7$	1.5 minutes
$F \geq 61.7$	Instantaneous

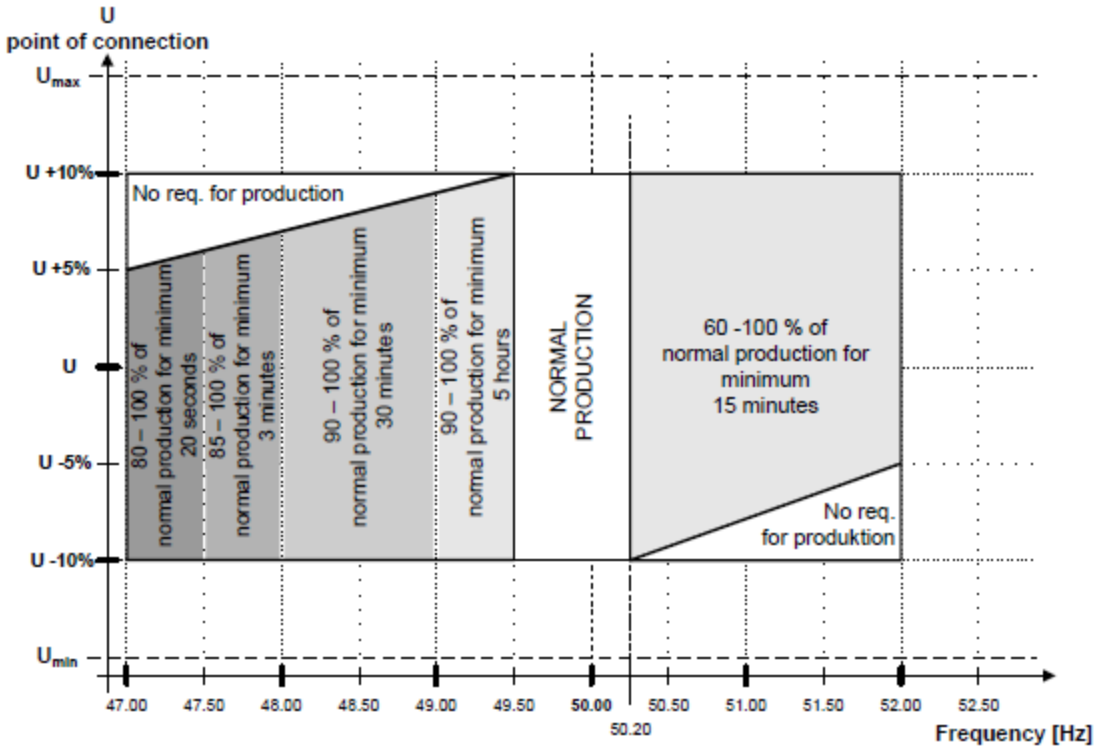
بر اساس این دستورالعمل، واحد باید تا فرکانس ۵۵/۵ هرتز کاهش فرکانس را تحمل نماید و از شبکه جدا نشود.

۱-۲-۲-۲- حفاظت واحد بادی در برابر فرکانس شبکه در شرایط کار عادی با توجه به ولتاژ شبکه و تغییر توان خروجی

در برخی از کشورها، محدوده مجاز تغییرات فرکانس بر اساس ولتاژ و توان خروجی تعیین می‌شود؛ به این معنی که با تنظیم نسبت فرکانس به ولتاژ، می‌توان مدت زمانی که واحد در شبکه باقی می‌ماند را افزایش داد.

این گونه سیاست‌ها بیشتر در کشورهای اروپایی دیده می‌شود. در ادامه، برخی از این کشورها و محدوده تغییرات مجاز فرکانس آن‌ها آورده شده است.

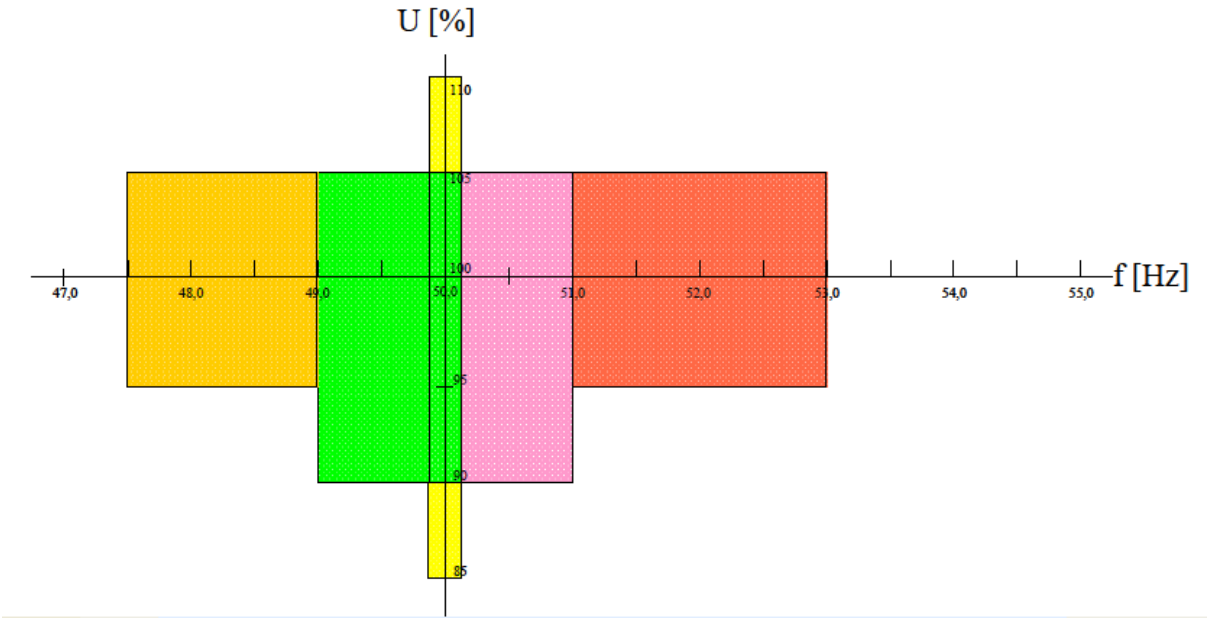
✓ **دانمارک:** دستورالعمل حفاظت فرکانس کشور دانمارک برای واحدهای با توان بیش از ۲۵ کیلووات در نظر گرفته شده است. نمودار ولتاژ بر حسب فرکانس برای واحدهای بادی بیش از ۲۵ کیلووات کشور دانمارک در شکل (۱-۳) نشان داده است. همان‌طور که دیده می‌شود، واحدهای بادی بیش از ۲۵ کیلووات در صورت خروج از محدوده ولتاژ و فرکانس، با تنظیم نسبت فرکانس به ولتاژ می‌توانند به کار خود ادامه دهند [۱۵].



شکل (۱-۳): ناحیه کاری واحد بادی برای تغییرات فرکانس و ولتاژهای مختلف برای واحد بادی بیش از ۲۵ کیلووات در دانمارک [۱۵]

به عنوان مثال، در صورت کاهش فرکانس به مقدار جدیدی در محدوده ۴۷/۵- ۴۸ هرتز و محدود شدن ولتاژ در محدوده U-10% تا U+5%، واحد بادی می‌تواند ۸۵٪ تا۱۰۰٪ توان نامی خود را به مدت ۳ دقیقه تولید نماید و نباید واحد از شبکه جدا شود. در مورد واحدهای بادی با توان نامی بالاتر از ۲۵ مگاوات، در صورت خروج فرکانس از محدوده ۴۷-۵۲ هرتز، سیستم حفاظت فرکانس باید ظرف ۲۰۰ میلی‌ثانیه عمل کند.

✓ **کشورهای شمال اروپا:** برای کشورهای شمال اروپا، نمودار ولتاژ بر حسب توان در شکل (۱-۴) نشان داده شده است [۶].



شکل (۱-۴): ناحیه کاری واحد بادی برای تغییرات فرکانس و ولتاژهای مختلف در شمال اروپا [۶]

- **فرکانس بین ۴۹ تا ۵۱ هرتز:** واحد می‌تواند در حالت نامی به عملکرد خود ادامه دهد؛ در صورتی که ولتاژ بین ۹۰٪ تا ۱۰۵٪ مقدار نامی شبکه باشد. عملکرد واحد بادی در محدوده فرکانسی ۵۰/۳ الی ۵۱ هرتز فقط ۱۰ مرتبه در سال مجاز بوده و هر مرتبه نباید از ۳۰ دقیقه تجاوز نماید. در محدوده بالای ۵۰/۳ هرتز، واحد می‌تواند درصدی از توان نامی خود را کاهش دهد.
- **فرکانس بین ۴۷/۵ تا ۴۹ هرتز:** واحد بادی می‌تواند به مدت ۳۰ دقیقه به عملکرد نامی خود در محدوده فرکانسی ۴۷/۵ تا ۴۹ هرتز ادامه دهد و در صورتی که ولتاژ بین ۹۵٪ تا ۱۰۵٪ ولتاژ نامی شبکه باشد، هیچ‌گونه کاهش توانی لازم نیست. در صورتی که فرکانس بیش از ۳۰ دقیقه در این محدوده باقی بماند، واحد می‌تواند توان خروجی را به میزان ۰٪ برای فرکانس ۴۹ هرتز و به میزان ۱۵٪ برای فرکانس ۴۷/۵ هرتز کاهش دهد. کاهش توان به صورت خطی بین ۴۹ هرتز و ۴۷/۵ هرتز برای مقادیر ۰٪ و ۱۵٪ توان نامی صورت می‌پذیرد.
- **فرکانس بین ۵۱ تا ۵۳ هرتز:** در این حالت، در صورتی که ولتاژ بین ۹۵٪ الی ۱۰۵٪ ولتاژ نامی قرار داشته باشد، واحد می‌تواند با کاهش شدید توان نامی خود به مدت ۳ دقیقه به عملکرد خود ادامه دهد.
- **فرکانس زیر ۴۷/۵ هرتز:** در این حالت، واحد می‌تواند از شبکه جدا شده و به حالت بار خانگی (عملکرد مجزا از شبکه و تأمین مصرف داخلی) تغییر وضعیت دهد. مدت زمانی که واحد می‌تواند تغییر وضعیت دهد، بر اساس طراحی واحد و به گونه‌ای می‌باشد که عملکرد بار خانگی به طور مطمئن انجام شود.

۱-۳- نتیجه‌گیری

- ✓ حفاظت تجهیزات و حفاظت در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس برای تمامی واحدها الزامی است؛ مگر این که واحدهایی از این مقرات معاف شوند؛ به عنوان مثال، برای واحدهای بادی دانمارک با توان نامی زیر ۱۱ کیلووات، حفاظت در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس در نظر گرفته نمی‌شود؛ همچنین، برای واحدهای ۱۱ -۲۵ کیلووات، تنظیم نسبت فرکانس به ولتاژ در نظر گرفته نمی‌شود و تنها محدوده مجاز ولتاژ و فرکانس شبکه دانمارک در نظر گرفته می‌شود.
- ✓ حفاظت در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس بر اساس قابلیت شبکه تدوین می‌شود. نکته مهم این است که محدوده تغییرات ولتاژ و فرکانس برای ژنراتورهای شبکه بر اساس سطح ولتاژ و توان در نظر گرفته می‌شوند.
- ✓ حفاظت تجهیزات و حفاظت در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس جزء دستورالعمل اتصال به شبکه می‌باشد. در واقع، واحد باید به رله‌های مربوطه مجهز باشد تا در صورت بروز حادثه در سمت شبکه و تشخیص حالت قطع، واحد از شبکه جدا شود. بنابراین، باید قبل از اتصال واحد به شبکه از عملکرد درست آن‌ها اطمینان حاصل کرد. در تمامی دستورالعمل‌های کشورهای مختلف، این بخش جزء دستورالعمل اتصال مطرح شده است؛ اما نکته‌ای که باید به آن اشاره کرد این است که حفاظت در برابر تغییرات ولتاژ و فرکانس جز دستورالعمل بهره‌برداری نیز منظور می‌گردد. طبق این دستورالعمل، در هنگام بهره‌برداری سیستم، رله‌ها باید با همان شرایطی که در دستورالعمل اتصال نیز ذکر شده است در برابر خروج ولتاژ و فرکانس از محدوده مجاز واکنش نشان دهند.

فصل دوم

حفاظت واحد بادی در حین خطا

مقدمه

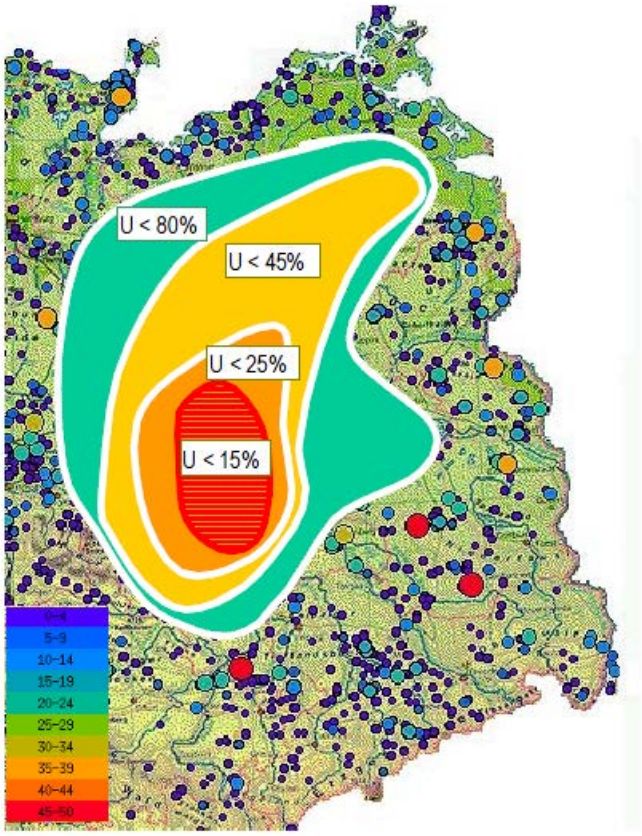
در این فصل، ابتدا توضیح مختصری در زمینه تحمل خطا برای واحدهای بادی ارائه می‌گردد. در ادامه، مقررات واحدهای بادی برای کشورهای مختلف در حین خطا توضیح داده می‌شود.

۲-۱- تحمل خطا

منظور از تحمل خطا، پایدار ماندن واحد تولیدی در برابر تغییرات ولتاژ در زمان خطا (تمامی خطاهای متقارن و نامتقارن) است. پروفایل ولتاژ، بر خلاف فرکانس، به صورت منطقه‌ای عمل می‌کند؛ بنابراین، در صورت وقوع اتصال کوتاه در نقطه‌ای از شبکه، ولتاژ در سطح شبکه کاهش پیدا می‌کند؛ به گونه‌ای که بیشترین افت ولتاژ در محل اتصال کوتاه خواهد بود و با دور شدن از محل اتصال کوتاه، ولتاژ به تدریج افزایش پیدا می‌کند. افت ولتاژ در اثر خطا، بسته به محل خطا و مقاومت خطا، می‌تواند تا ۰٪ نامی باشد. اگر تحمل خطا برای واحدهای تولیدی در نظر گرفته نشود، در اثر بروز اتصال کوتاه در شبکه، تعداد زیادی از واحدهای تولید توان از شبکه جدا می‌شوند؛ بنابراین، تحمل خطا برای واحدهای تولید توان فسیلی و سنتی در نظر گرفته می‌شود.

در گذشته، برای واحدهای بادی تحمل خطا در نظر گرفته نمی‌شد و تنها حدود ولتاژ مجاز شبکه در نظر گرفته می‌شد. در صورت وقوع اتصال کوتاه، آن واحدهای بادی که ولتاژ نقطه اتصال آن‌ها از مقدار مجاز شبکه کمتر بود، از شبکه جدا می‌شدند. اما با توجه رشد واحدهای بادی در شبکه، دیگر این رویه کارآمدی خود را نداشته و بنابراین، در مورد مقررات واحد بادی در حین خطا بازنگری صورت گرفته و مقررات جدیدی تدوین شده است.

برای مثال، در شبکه آلمان، اگر یک خطای اتصال کوتاه مانند شکل (۲-۱) در شبکه رخ دهد، تعداد زیادی از واحدهای بادی از شبکه جدا می‌شوند و توان زیادی از دست خواهد رفت. مقدار توان از دست رفته در جدول (۲-۱) آورده شده است [۱].



شکل (۲-۱): اتصال کوتاه در شبکه آلمان (شرکت انتقال VE-T) و تغییرات ولتاژ در شبکه [۱]

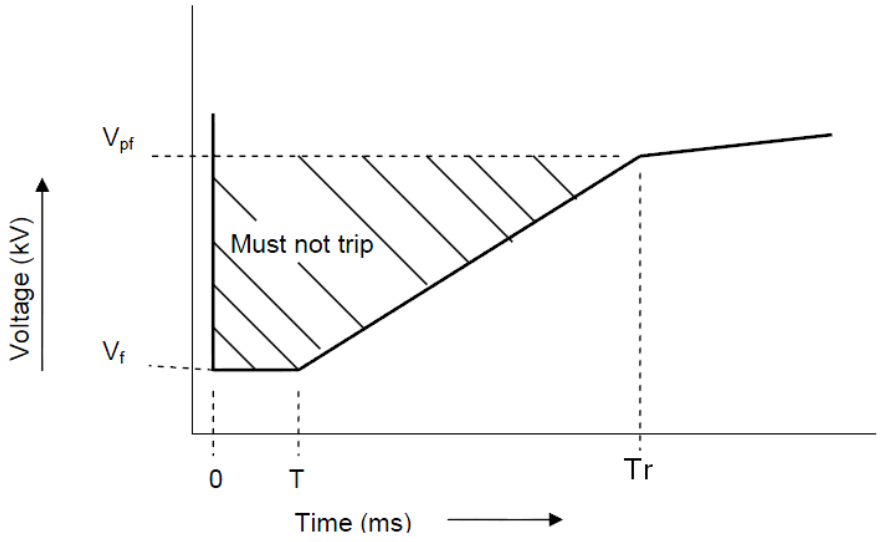
همان‌گونه که در جدول (۲-۱) مشخص شده است، در صورتی که حد پایینی ولتاژ برابر ۸۰٪ ولتاژ نامی فرض شود، ۲۸۰۰ مگاوات توان واحدهای بادی از شبکه جدا خواهند شد که این عمل، احتمال وقوع ناپایداری ولتاژ را افزایش خواهد داد. البته، مقادیر جدول (۲-۱) مربوط به پایان سال ۲۰۰۵ می‌باشند که این مقادیر، با توجه به رشد واحدهای بادی در آلمان، رشد زیادی داشته است [۱].

جدول (۲-۱): میزان توان از دست رفته در حین اتصال کوتاه در شبکه آلمان [۱]

ولتاژ >	توان(مگاوات)	درصد توان نصب شده
٪۸۰	۲۸۰۰	٪۶۰
٪۴۵	۲۱۰۰	٪۴۵
٪۲۵	۱۴۰۰	٪۳۰
٪۱۵	۱۱۰۰	٪۲۵

برای کاهش احتمال فروپاشی ولتاژ و همچنین استفاده بهینه از واحدهای بادی، تحمل خطا برای واحدهای بـادی نیز در نظر گرفته می‌شود تا در صورت وقوع اتصال کوتاه در شبکه، حداقل واحد بادی از شبکه جدا شود.

همان‌گونه که توضیح داده شد، منظور از تحمل خطا، پایدار ماندن واحد در زمان تغییر ولتاژ بر اثر وقوع خطا در شبکه است. بر این اساس، واحد باید برای افت ولتاژ تا مقدار خاصی و در زمان مشخصی به عملکرد پایدار خود ادامه دهد و از شبکه جدا نشود. مقدار افت ولتاژ و مدت زمان افت ولتاژ بر اساس مشخصات و توانایی شبکه تعیین می‌شود و برای هر کشور متفاوت است. در شکل (۲-۲)، نمودار کلی تحمل خطا نشان داده شده است.



شکل (۲-۲): نمودار کلی تحمل خطا [۱۴]

بر اساس شکل (۲-۲)، در صورتی که مشخصه ولتاژ شبکه در حین اتصال کوتاه بالای منحنی باشد، واحد نباید از شبکه جدا شود و باید در حالت متصل به شبکه به عملکرد پایدار خود ادامه دهد؛ اما در صورتی که مشخصه ولتاژ پایین منحنی قرار گرفت، واحد باید از شبکه جدا شود. در این شکل، V_{pf} حداقل ولتاژ مجاز قبل از خطا، V_f حداقل ولتاژ در حین خطا، T مدت زمانی که ولتاژ در مقدار V_f است و T_r مدت زمان مجازی است که ولتاژ می‌تواند به صورت خطی از مقدار V_f به مقدار حداقل ولتاژ مجاز شبکه (V_{pf}) برسد. برای داشتن نمودار تحمل خطا، این ۴ پارامتر را باید به دست آورد.

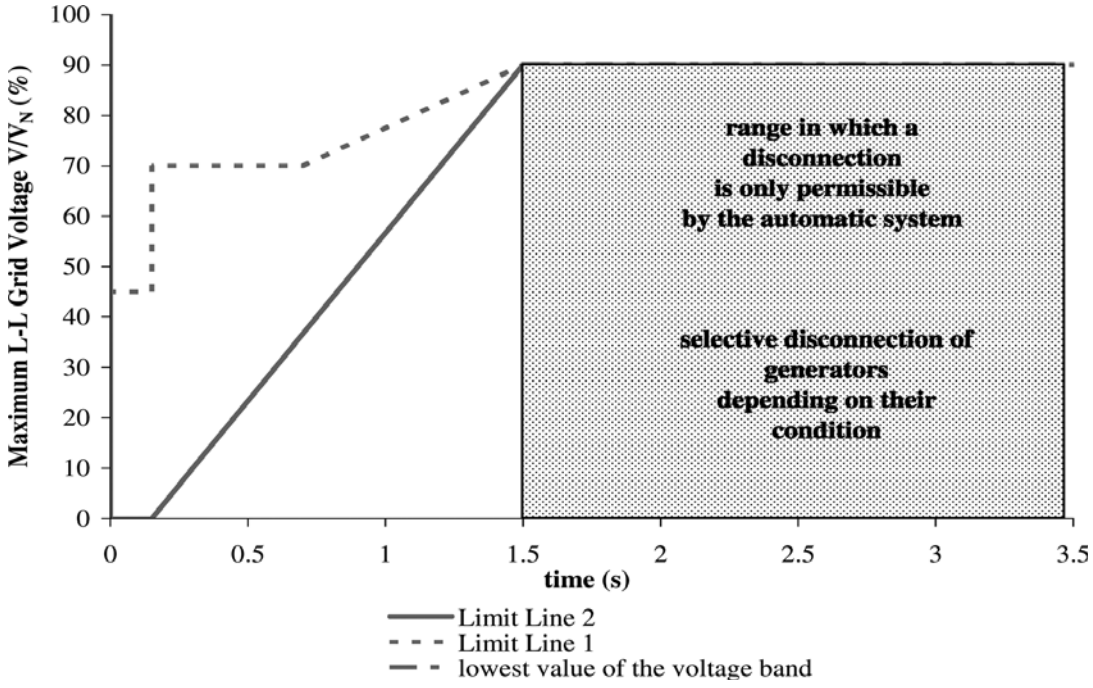
نکته قابل توجه این است که این ۴ پارامتر برای هر کشوری متفاوت بوده و بر اساس مشخصات شبکه و توانایی شبکه به دست می‌آید. در ادامه، عملکرد واحد بادی در حین خطا در دستورالعمل‌های کشورهای مختلف بررسی شده است.

۲-۲- عملکرد واحد بادی در حین خطا

در این بخش، ابتدا وضعیت تحمل خطا برای واحدهای بادی در دستورالعمل‌های کشورهای مختلف بررسی شده است و در ادامه، نحوه تغییر توان راکتیو واحدهای بادی برای برخی از کشورها بیان شده است.

۲-۲-۱- تحمل خطا

❖ **آلمان:** دارای ۵ شرکت انتقال می‌باشد که شرکت E.ON دارای بیشترین سهم از واحدهای بادی است [۱-۳]. دستورالعمل حفاظت واحدهای بادی توسط این شرکت تدوین شده است که برای سطوح ولتاژ ۳۸۰، ۲۲۰ و ۱۱۰ کیلوولت می‌باشد و دیگر شرکت‌ها از این دستورالعمل پیروی می‌کنند. نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان برای این شرکت در شکل (۲-۳) نشان داده شده است.



شکل (۲-۳): نمودار محدودیت ولتاژ بر حسب زمان در آلمان [۲-۳]

بر اساس این دستورالعمل:

- ✓ به ازای هر گونه خطا که باعث ایجاد افت ولتاژ شود، در محدوده بالای حد ۱، واحد بادی باید پایدار باشد و نباید واحد بادی از شبکه جدا شود. بعد از رفع اتصال کوتاه، واحد بادی باید توان خود را با نرخ ۲۰٪ بر ثانیه افزایش دهد.
- ✓ افت ولتاژ در محدوده حد ۱ و حد ۲، نباید باعث جدا شدن واحد بادی از شبکه شود؛ ولی در صورتی که این محدوده ولتاژی باعث ناپایداری خود واحد بادی شود، واحد می‌تواند به صورت

کوتاه‌مدت از شبکه جدا شود و بعد از مدت ۲ ثانیه دوباره به شبکه متصل شود و توان خروجی خود را با نرخ ۱۰٪ در ثانیه افزایش دهد.

- ✓ افت ولتاژ در محدوده پایین حد ۲ امکان‌پذیر نیست و واحد بادی باید از شبکه جدا شود.

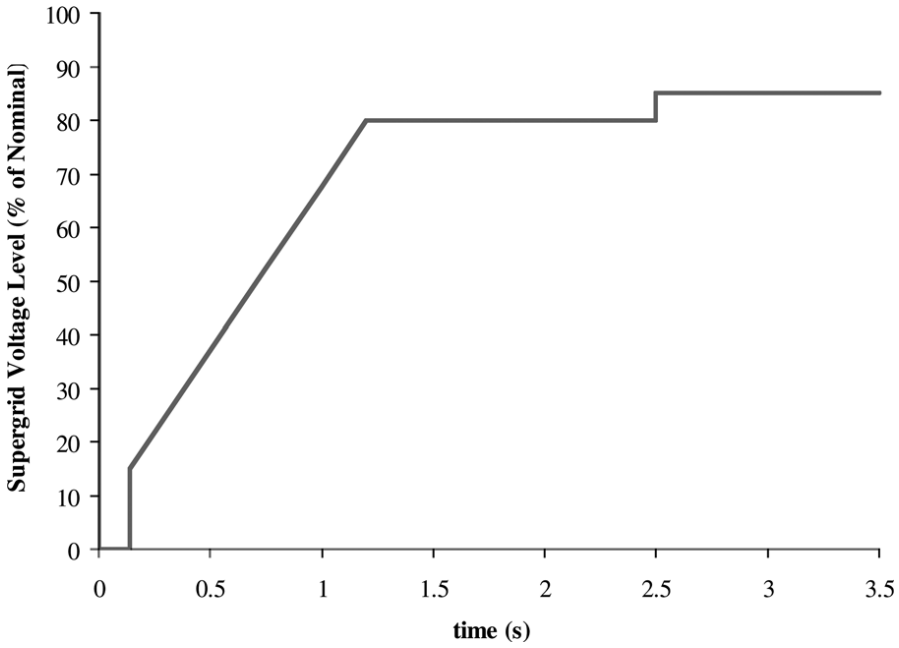
طبق توضیحات داده‌شده، واحد بادی باید بتواند افت ولتاژی برابر ۱۰۰٪ مقدار نامی را در مدت زمان ۱۵۰ میلی‌ثانیه تحمل کند و از شبکه اصلی جدا نشود. به عبارت دیگر، در صورتی که ولتاژ شینه فشارقوی ترانسفورماتور واحد بادی برابر صفر پریونیت باشد، واحد باید این ولتاژ را به مدت ۱۵۰ میلی‌ثانیه تحمل نماید و از شبکه جدا نشود؛ ولی در صورتی که ولتاژ شینه بیش از ۱۵۰ میلی‌ثانیه برابر صفر باقی بماند، واحد بادی باید از شبکه جدا شود.

مطابق شکل (۲-۳)، سیستم خودکار حفاظت در شرایط زیر وارد عمل می‌شود:

- ✓ در صورتی که ولتاژ نقطه اتصال به مقدار ۸۵٪ ولتاژ نامی افت کند و واحد بادی توان راکتیو از شبکه جذب نماید، واحد باید پس از گذشت ۰/۵ ثانیه از شبکه جدا شود.
- ✓ در صورتی که ولتاژ طرف فشارضعیف ترانسفورماتور هر ژنراتور به میزان ۸۰٪ حد پایین ولتاژ (۰/۹۵ پریونیت) کاهش پیدا کند (برای مثال ۵۲۵=۰/۹۵*۰/۸*۶۹۰) و در این حد باقی بماند، ژنراتورها باید در چهار گروه در زمان‌های ۱/۵، ۱/۸، ۲/۱ و ۲/۴ ثانیه از شبکه جدا شوند (طراحی باید به گونه‌ای باشد که ژنراتورها در چهار گروه مختلف قرار داده شوند و هر گروه در زمان مشخصی از شبکه جدا شود).
- ✓ در صورتی که ولتاژ طرف فشارضعیف ترانسفورماتور هر ژنراتور به میزان ۱۲۰٪ حد بالای ولتاژ (۱/۰۵ پریونیت) افزایش پیدا کند و در این حد باقی بماند، ژنراتوری که تحت تأثیر قرار دارد، باید پس از گذشت ۱۰۰ میلی‌ثانیه از شبکه اصلی جدا شود.

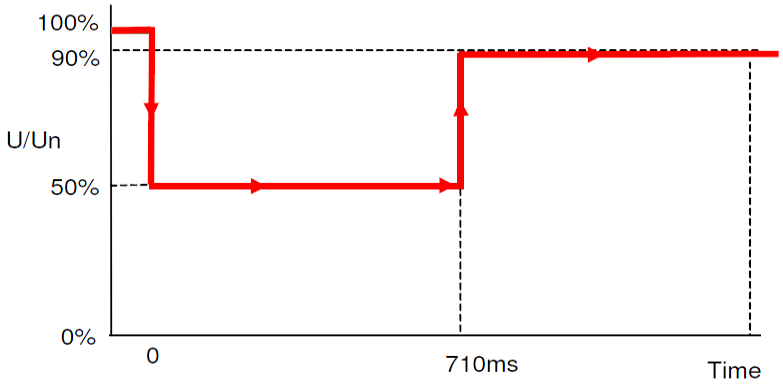
❖ **انگلستان:** دستورالعمل حفاظت واحد بادی، برای واحدهای بادی با سطح ولتاژ بالاتر از ۲۰۰ کیلوولت (برای سطوح ولتاژ ۴۰۰، ۲۷۵ و ۱۳۲ کیلوولت) لحاظ می‌شود. طبق این دستورالعمل [۴]:

- ✓ برای خطاهای متقارن و نامتقارنی که به اندازه حداکثر ۱۴۰ میلی‌ثانیه به طول می‌انجامد، کاهش ولتاژ تا ۰٪ مقدار نامی مجاز است و واحد بادی باید به کار خود ادامه دهد.
- ✓ برای خطاهای متقارن و نامتقارنی که بیش از ۱۴۰ میلی‌ثانیه به طول می‌انجامد، واحد بادی در صورتی که بالای حد نشان داده شده در شکل (۲-۴) باشد، نباید از شبکه جدا شود.



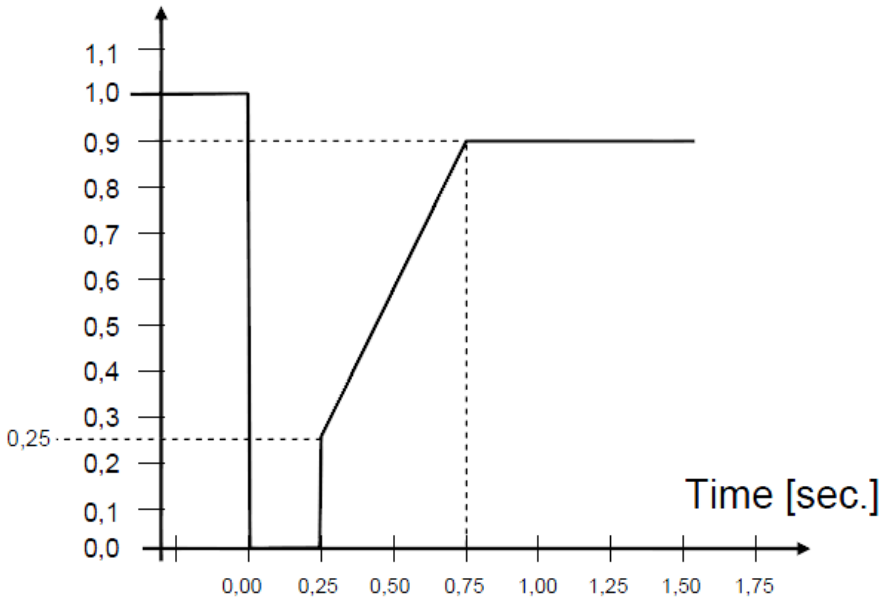
شکل (۲-۴): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در انگلستان [۱۱]

بر اساس دستورالعمل حفاظت واحد بادی کشور انگلستان، بعد از بر طرف شدن خطا، توان خروجی واحد باید در مدت ۱ ثانیه به میزان ۹۰٪ تولید نامی واحد برسد. برای مثال، اگر ولتاژ واحد در حین خطا به مقدار ۵۰٪ نامی افت کند، واحد باید به مدت ۷۱۰ میلی‌ثانیه به شبکه متصل باقی بماند (شکل (۲-۵)).



شکل (۲-۵): نمودار افت ولتاژ واحد بادی به میزان ۵۰٪ نامی در انگلستان [۱۱]

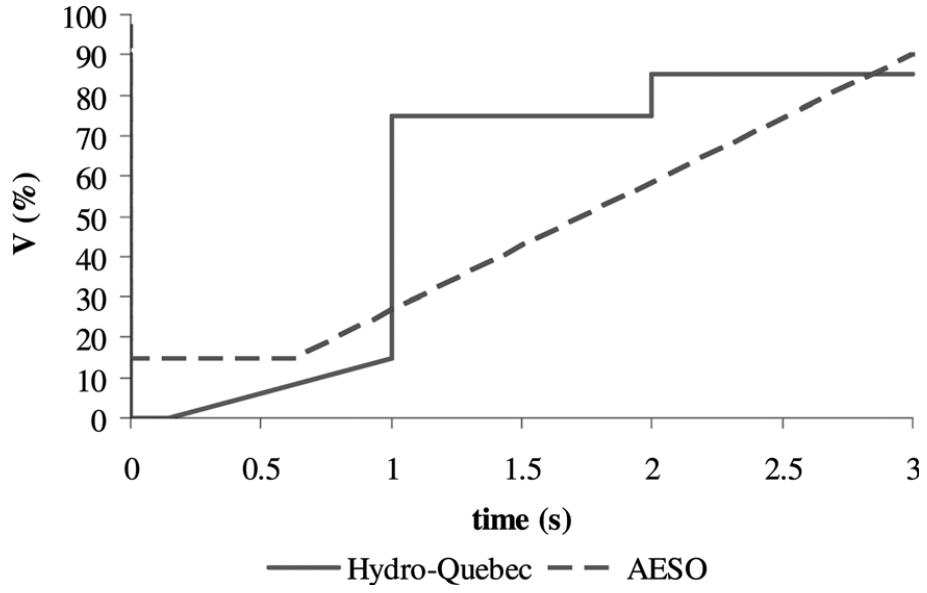
❖ **شمال اروپا:** این دستورالعمل برای تمامی مزارع بادی متصل به شبکه در کشورهای شمال اروپا (دانمارک، سوئد، نروژ و فنلاند) لازم‌الاجرا می‌باشد. نمودار افت ولتاژ برحسب زمان در شکل (۲-۶) نشان داده شده است [۶].



شکل (۲-۶): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان برای کشورهای شمال اروپا [۶]

طبق این دستورالعمل، واحد بادی باید بتواند افت ولتاژ تا میزان ۰٪ نامی را در مدت زمان ۲۵۰ میلی‌ثانیه (۱۲/۵ سیکل) تحمل نماید و بعد از بر طرف شدن خطا، ولتاژ خود را در مدت ۰/۵ ثانیه به میزان ۹۰٪ مقدار نامی افزایش دهد. مقرراتی برای نرخ افزایش توان در حین خطا و یا بعد از بر طرف شدن خطا در این دستورالعمل لحاظ نشده است.

❖ **کانادا:** برای حفاظت واحدهای بادی، چندین دستورالعمل متفاوت توسط شرکت‌های انتقال تدوین شده است؛ اما در این میان، دستورالعمل شرکت Hydro-Quebec و دستورالعمل آلبرتا مورد تأیید سازمان انرژی کانادا قرار گرفته است. دستورالعمل شرکت Hydro-Quebec برای سطح ولتاژ ۴۴ کیلوولت و دستورالعمل آلبرتا برای واحدهای بادی با ظرفیت بیش از ۵ مگاوات با سطح ولتاژ ۶۹ الی ۲۴۰ کیلوولت می‌باشد. تغییرات ولتاژ بر حسب زمان این دو دستورالعمل در شکل (۲-۷) نشان داده شده است [۸-۱۰].



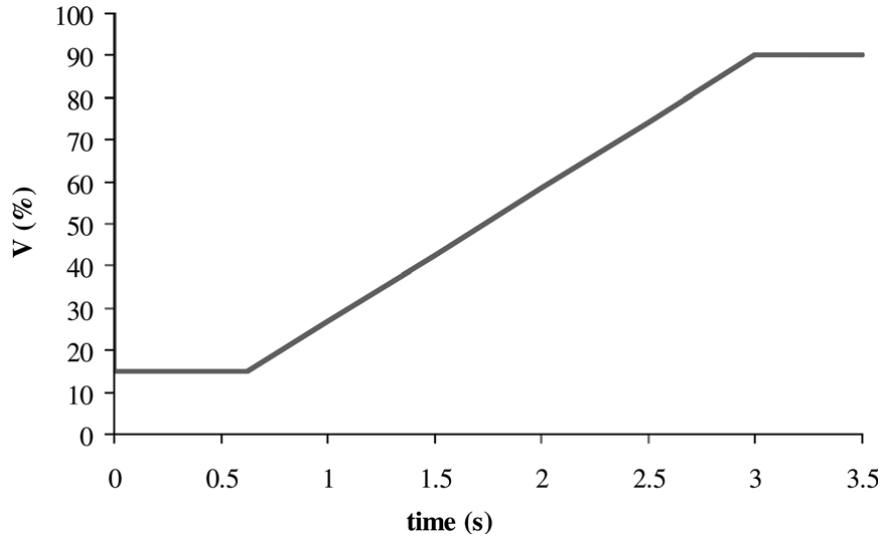
شکل (۲-۷): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در کانادا بر اساس دو دستورالعمل Hydro-Quebec و آلبرتا [۸]

ضوابط شرکت کبک، مربوط به خطاهای سه فاز و نامتقارن که در خطوط انتقال رخ می‌دهد و همچنین خطاهایی که زمان بر طرف شدن آن‌ها زیاد هستند می‌باشد. علاوه بر این، در این دستورالعمل افزایش ولتاژ تا حد ۱/۴ پریونیت در یک بازه زمانی مشخص مجاز می‌باشد و جدا شدن واحد از شبکه مجاز نمی‌باشد. دستورالعمل آلبرتا مشخص می‌کند که واحد بادی باید قابلیت تحمل افت ولتاژ تا ۱۵٪ ولتاژ نامی را داشته باشد و در صورت افزایش ولتاژ به میزان ۱/۱ پریونیت، واحد باید از شبکه جدا شود.

در دستورالعمل کبک، زمان افت ولتاژ و میزان افت ولتاژ بیشتری نسبت به آلبرتا در نظر گرفته شده است. دلیل این امر، ایزوله بودن و داشتن ارتباط ضعیف شبکه کبک با دیگر شبکه‌ها می‌باشد که بر این اساس، برای جلوگیری از دست دادن واحدهای تولیدی که موجب ناپایداری شبکه می‌شود، زمان و افت ولتاژ بیشتری را مجاز اعلام می‌کند.

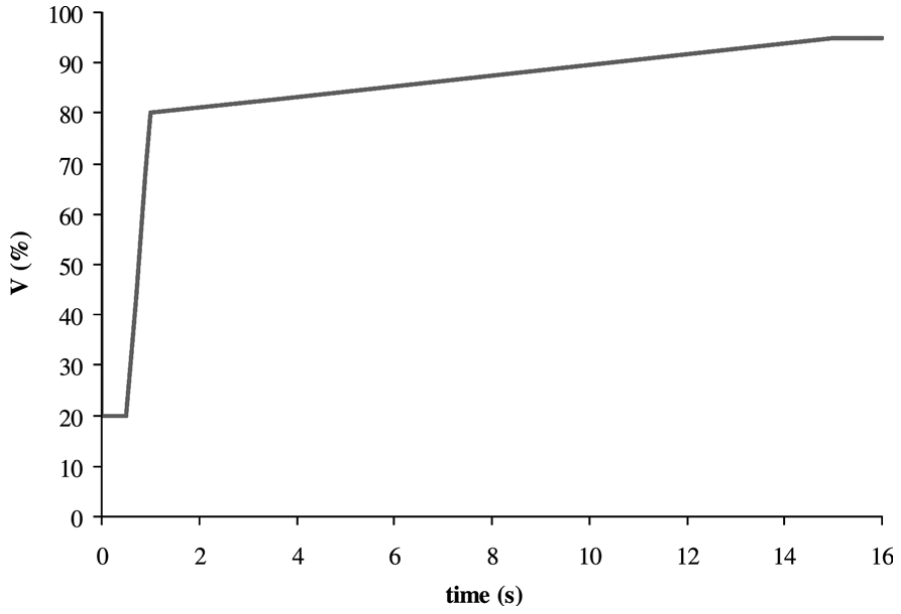
- **آمریکا:** قوانین اتصال واحد بادی توسط کمیسیون ملی انرژی این کشور تدوین شده است و برای واحدهای بادی با توان خروجی بیش از ۲۰ مگاوات لازم‌الاجرا می‌باشد [۱۸،۱۱].

بر اساس دستورالعمل حفاظت واحد بادی در آمریکا، واحد بادی در حین اتصال کوتاه و اغتشاش باید در حالت متصل به شبکه باقی بماند و به بهبود پروفایل ولتاژ کمک کند. همچنین، واحد بادی باید بتواند در ولتاژ ۹۰٪ پریونیت عملکرد خود را ادامه دهد و نباید از شبکه جدا شود. نمودار تغییرات ولتاژ بر حسب زمان در شکل (۲-۸) آورده شده است.



شکل (۲-۸): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در آمریکا [۱۸،۱۱]

❖ **اسپانیا:** بر اساس دستورالعمل اسپانیا، واحد بادی باید در حین خطا برای پروفایل ولتاژ نشان داده شده در شکل (۲-۹)، در شبکه باقی بماند [۱۸-۱۹].

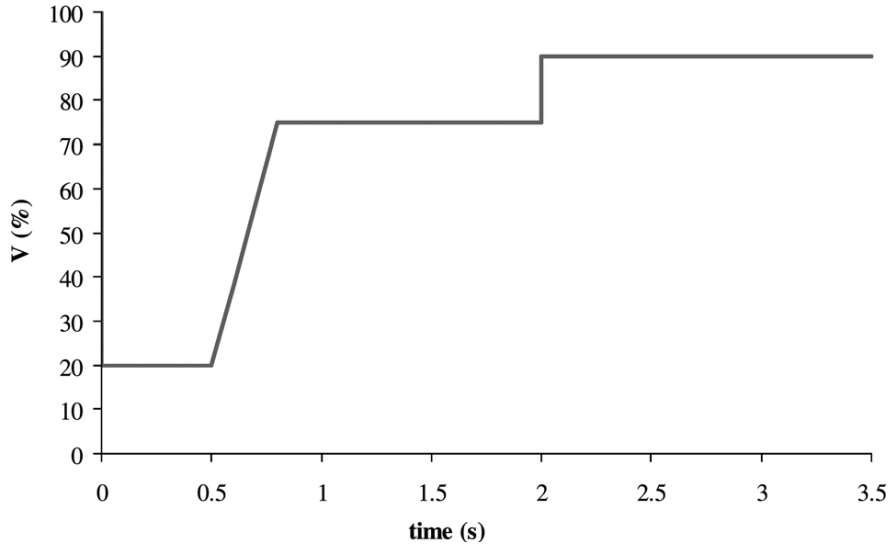


شکل (۲-۹): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در اسپانیا [۱۸-۱۹]

✓ بر اساس دستورالعمل اسپانیا، در حین خطای سه فاز متقارن و سپس در زمان رفع خطا و بازگرداندن ولتاژ، واحد بادی نباید توان راکتیو از شبکه جذب نماید.

- ✓ واحد بادی می‌تواند بعد از گذشت ۱۵۰ میلی‌ثانیه یا ۷/۵ سیکل بعد از آغاز خطا یا بعد از گذشت ۱۵۰ میلی‌ثانیه یا ۷/۵ سیکل بعد از رفع خطا توان راکتیو از شبکه جذب نماید.
- ✓ واحد بادی در حین خطا و یا در حین بازگرداندن ولتاژ، مجاز به جذب توان اکتیو از شبکه نمی‌باشد.
- ✓ واحد بادی می‌تواند بعد از گذشت ۱۵۰ میلی‌ثانیه یا ۷/۵ سیکل بعد از آغاز خطا و یا بعد از گذشت ۱۵۰ میلی‌ثانیه یا ۷/۵ سیکل بعد از رفع خطا، توان اکتیو از شبکه جذب نماید.
- ✓ واحد بادی می‌تواند در حین خطای سه فاز، حداکثر ۱۰٪ توان اکتیو نصب‌شده واحد را مصرف (جذب) نماید.

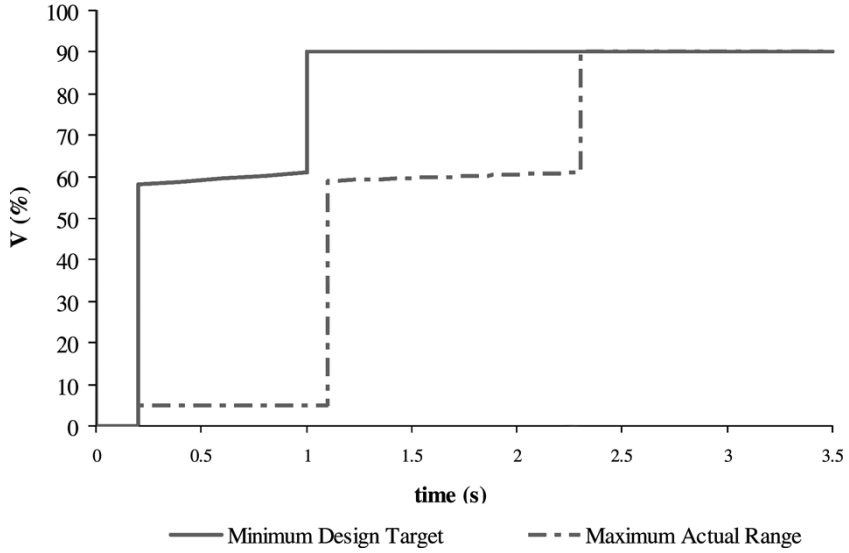
❖ **ایتالیا:** مشخصه ولتاژ بر حسب زمان مورد قبول در ایتالیا در شکل (۲-۱۰) نشان داده شده است. دستورالعمل حفاظت بادی در ایتالیا برای واحدهای بادی با ظرفیت بیش از ۲۵ مگاوات در نظر گرفته می‌شود [۱۸،۱۲].



شکل (۲-۱۰): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در ایتالیا [۱۸،۱۲]

❖ **نیوزیلند:** دستورالعمل کشور نیوزیلند برای اتصال به سطح ولتاژ ۱۱۰ کیلوولت تدوین شده است [۱۸،۱۳].

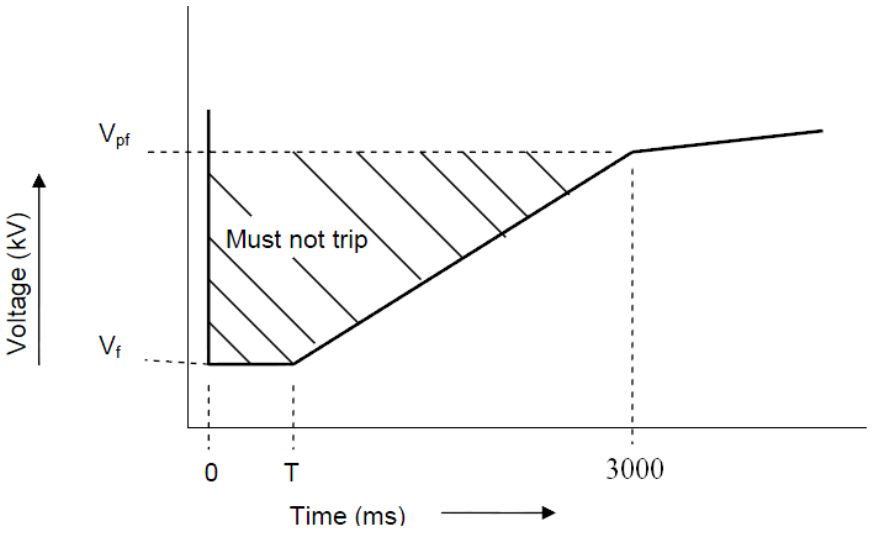
بر اساس این دستورالعمل، دو پروفایل ولتاژ متفاوت برای واحدهای بادی در نظر گرفته شده است. پروفایل اول "حداکثر محدوده عملی[1]" نامیده می‌شود و برای تمامی خطاهای متقارن و نامتقارن در نظر گرفته شده است. پروفایل دوم "حداقل هدف طراحی[2]" نامیده می‌شود. پروفایل اول برای واحد بادی الزامی می‌باشد؛ اما برای کاهش استرس واحد بادی، پروفایل دوم نیز مجاز می‌باشد. هر دو پروفایل ولتاژ در شکل (۲-۱۱) نشان داده شده است.



شکل (۲-۱۱): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در نیوزیلند [۱۸،۱۳]

❖ **هند:** دستورالعمل حفاظت واحدهای بادی برای زیر سطح ولتاژ ۶۶ کیلوولت لازم‌الاجرا نمی‌باشد (در صورتی که صرفه اقتصادی داشته باشد، می‌توان برای این واحدها هم دستورالعمل را اجرا نمود). بر اساس دستورالعمل حفاظت واحد بادی کشور هند، واحدهای بادی با سطح ولتاژی بیش از ۶۶ کیلوولت باید در شرایط نرمال و خطا در شبکه باقی بمانند. همچنین، جبران‌کننده‌های توان راکتیو در حین خطا و یا شرایط کار نرمال باید در شبکه باقی بمانند. نمودار ولتاژ بر حسب زمان در شکل (۲-۱۲) نشان داده شده است [۱۴].

[1] Maximum actual range
[2] Minimum design target



شکل (۲-۱۲): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در هند [۱۴]

که در آن:

V_f= ۱۵٪ ولتاژ نامی سیستم

V_{pf}= حداقل ولتاژ قابل قبول برای واحد بادی

مقادیر T، V_f و V_{pf} در جدول (۲-۲) داده شده است.

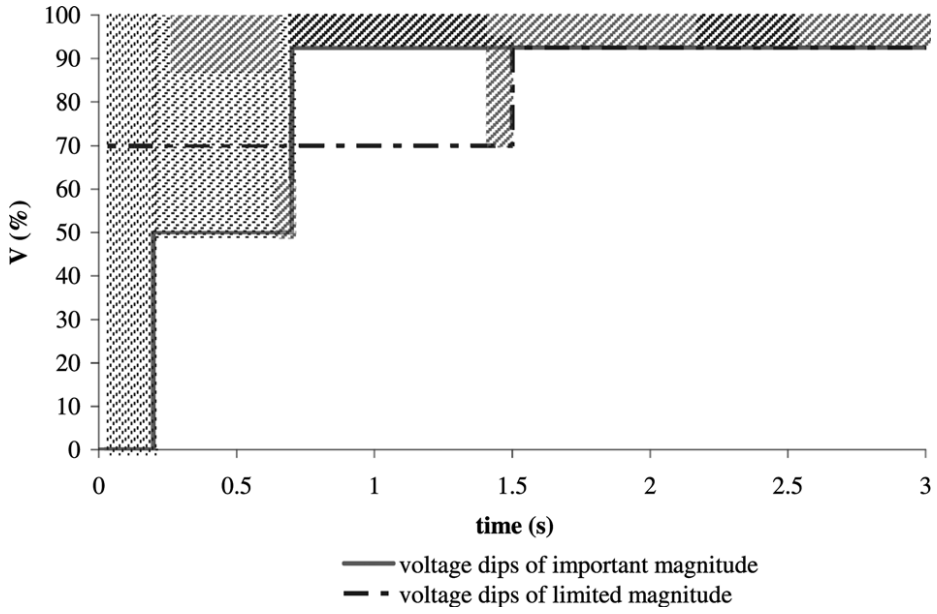
جدول (۲-۲): افت ولتاژ و زمان رفع خطا برای کشور هند [۱۴]

ولتاژ نامی سیستم	زمان رفع خطا – T (میلی‌ثانیه)	V_{pf} (kV)	V_f (kV)
۴۰۰	۱۰۰	۳۶۰	۶۰
۲۲۰	۱۶۰	۲۰۰	۳۳
۱۳۲	۱۶۰	۱۲۰	۱۹/۸
۱۱۰	۱۶۰	۹۶/۲۵	۱۶/۵
۶۶	۳۰۰	۶۰	۹/۹

مدت زمان رفع خطا، در صورت توافق با شرکت‌های انتقال و برق می‌تواند تغییر نماید. به دلیل افزایش رشد توربین‌های بادی در شبکه هند، دستورالعمل واحد بادی و سیستم‌های تولید سنتی یکسان در نظر گرفته شده است و مقادیر جدول فوق از دستورالعمل حفاظت شبکه هند استخراج شده است.

❖ **بلژیک:** دستورالعمل بلژیک توسط شرکت انتقال آن کشور (Elia) و برای سطوح ولتاژ ۳۰-۷۰ و ۱۵۰-۳۸۰ کیلوولت تدوین شده است. دستورالعمل حفاظت واحد بادی بلژیک، افت ولتاژ در شبکه را به

دو نوع متفاوت دسته‌بندی می‌کند. نوع اول را دامنه محدود[1] و دیگری را دامنه بحرانی[2] می‌نامند. نمودار تغییرات ولتاژ بر حسب زمان در شکل (۲-۱۳) نشان داده شده است [۷،۱۸].



شکل (۲-۱۳): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در بلژیک [۷،۱۸]

در صورت رخ دادن هر گونه اغتشاش، واحد بادی می‌بایست به شبکه متصل باشد و زمانی که در ناحیه هاشورزده است، قادر به عملکرد عادی خود باشد.

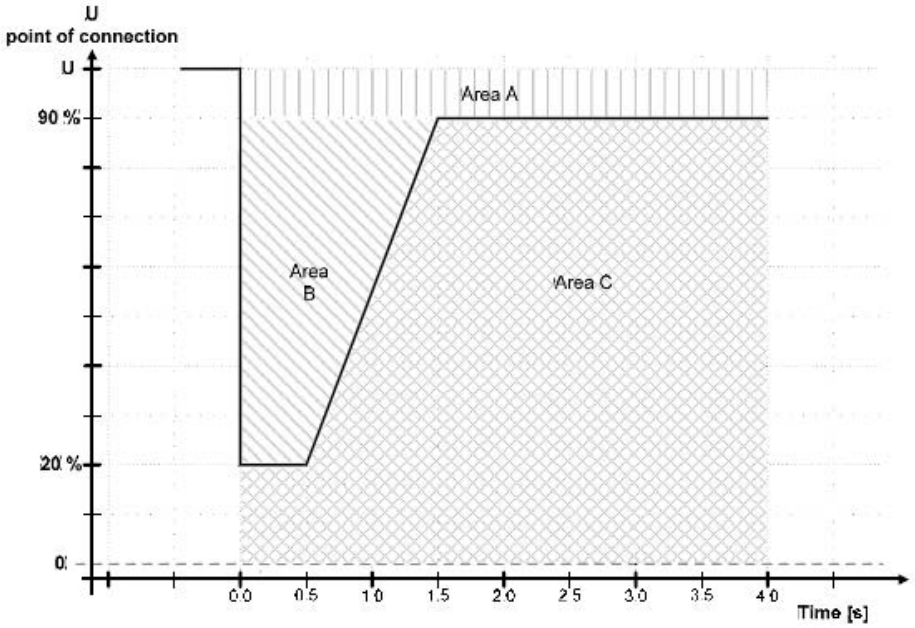
❖ **دانمارک:** برای واحدهای بادی با توان خروجی بیشتر از ۱/۵ مگاوات، ملاحظات شرایط کاری غیرنرمال به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود [۱۵].

✓ واحد بادی باید به گونه‌ای طراحی شود که در برابر افزایش ناگهانی فاز به مقدار ۲۰ درجه در نقطه اتصال به شبکه مقاوم باشد و واحد بتواند، بدون کاهش در توان خروجی و یا جدا شدن از شبکه اصلی، به فعالیت خود ادامه دهد. همچنین، باید بعد از گذشت زمان نشست، توان نامی خود را تولید نماید. به علاوه، باید در کمتر از ۵ ثانیه بعد از بازگشت نقطه اتصال به حالت عادی، توان تولیدی خود را به مقدار نامی تغییر دهد.

[1] Limited magnitude
[2] Important magnitude

- ✓ واحد بادی باید به گونه‌ای طراحی شود که در برابر کاهش ولتاژ، مطابق شکل (۲-۱۴) مقاوم باشد.

همچنین، طراحی واحد باید به گونه‌ای باشد که برای تغییر ولتاژ مطابق شکل (۲-۱۴)، بتواند توان راکتیو تولیدی خود را متناسب با آن تغییر دهد.



شکل (۲-۱۴): ملاحظات تغییر ولتاژ واحد بادی با توان خروجی بیشتر از ۱/۵ MW در دانمارک [۱۵]

همان‌گونه که در شکل دیده می‌شود، واحد بادی باید در برابر افت ولتاژ به مقدار ۲۰٪ ولتاژ نامی در طی مدت زمان ۵۰۰ میلی‌ثانیه مقاوم باشد و در این مدت از شبکه اصلی جدا نشود. در این حالت، این اجازه داده شده است که برای بهبود پروفایل ولتاژ در حین خطا، برای هر توربین بادی اندازه‌گیری ولتاژ به صورت مجزا انجام شود.

ملاحظات زیر برای خطاهای متقارن و نامتقارن یکسان می‌باشد:

ناحیه A: در این ناحیه، واحد بادی باید در حالت متصل به شبکه باقی بماند و توان تولیدی نرمال خود را افزایش دهد.

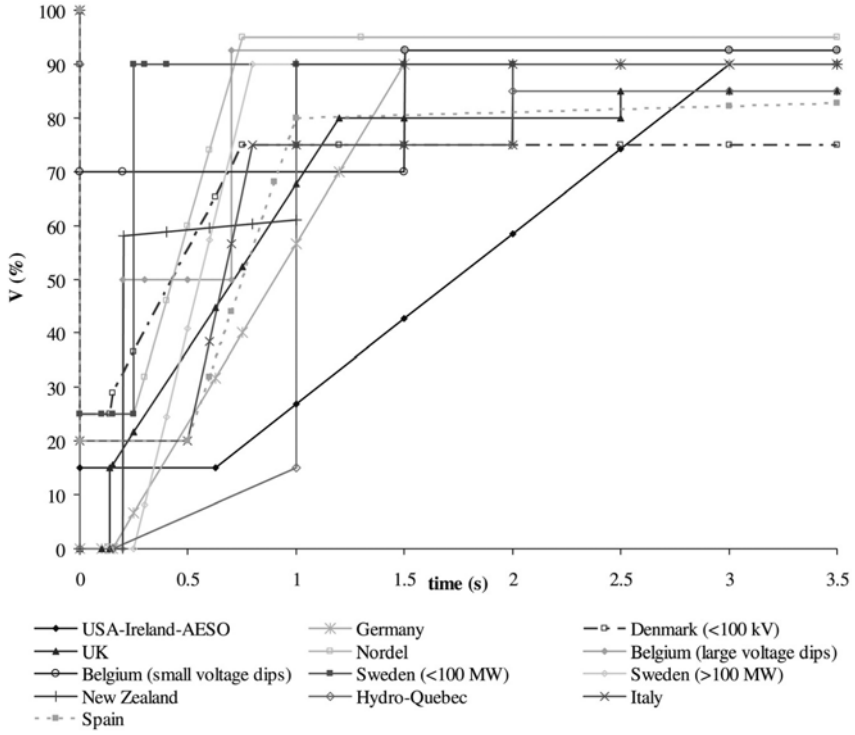
ناحیه B: در این ناحیه، توربین بادی باید به شبکه متصل باشد. در این حالت، واحد باید با افزایش توان راکتیو خود، افت ولتاژ را جبران کند و سعی در بهبود پایداری ولتاژ شبکه نماید.

ناحیه C: در این ناحیه، واحد بادی از شبکه جدا می‌شود.

- ✓ در صورتی که ولتاژ واحد در حین خطا در ناحیه A قرار گیرد، افت ولتاژ قابل صرف‌نظر کردن است.
- ✓ در صورتی که چندین خطای موفق در ناحیه B صورت بگیرد و ناحیه C در آن درگیر باشد، قطع از شبکه مجاز است.

✓ در صورتی که خطا در ناحیه B صورت پذیرد، واحد بادی باید به سیستم کنترلی مجهز باشد که توانایی کنترل توان راکتیو واحد را داشته باشد.

همان‌گونه که توضیح داده شد، هر کشور و یا هر منطقه دستورالعمل حفاظتی مشخص و مخصوص به خود را داراست. تفاوت اصلی دستورالعمل‌ها در مقدار افت ولتاژ، زمان افت ولتاژ، زمان بازیابی، نرخ افزایش توان اکتیو و راکتیو و غیره می‌باشد. برای بهتر مشخص شدن تفاوت پروفایل‌های ولتاژ، چه از نظر دامنه و چه از نظر زمان، پروفایل ولتاژ کشورهای توضیح داده شده در بالا در شکل (۲-۱۵) آورده شده است. در جدول (۲-۳) نیز مشخصات نمودارهای شکل (۲-۱۵) آورده شده است [۱۸].



شکل (۲-۱۵): نمودار افت ولتاژ بر حسب زمان در کشورهای مختلف [۱۸]

نکته قابل توجه این است که ولتاژهای بیان‌شده در شکل (۲-۱۵) و جدول (۲-۳)، برای اندازه‌گیری در طرف فشارقوی ترانسفورماتورهای واحد بادی می‌باشد؛ بنابراین، در حالتی که حداقل ولتاژ مجاز ذکرشده برابر صفر است، با توجه به مقادیر رایج امپدانس ترانسفورماتورها، مقدار ولتاژ واحد بادی در سمت فشارضعیف کمی بالای ۱۵٪ می‌باشد. مشخصات دستورالعمل‌های حفاظتی واحد بادی به سطح ولتاژ و یا توان نصب‌شده واحد وابسته می‌باشد.

جدول (۲-۳): مشخصات پروفایل‌های ولتاژ در کشورهای مختلف [۱۸]

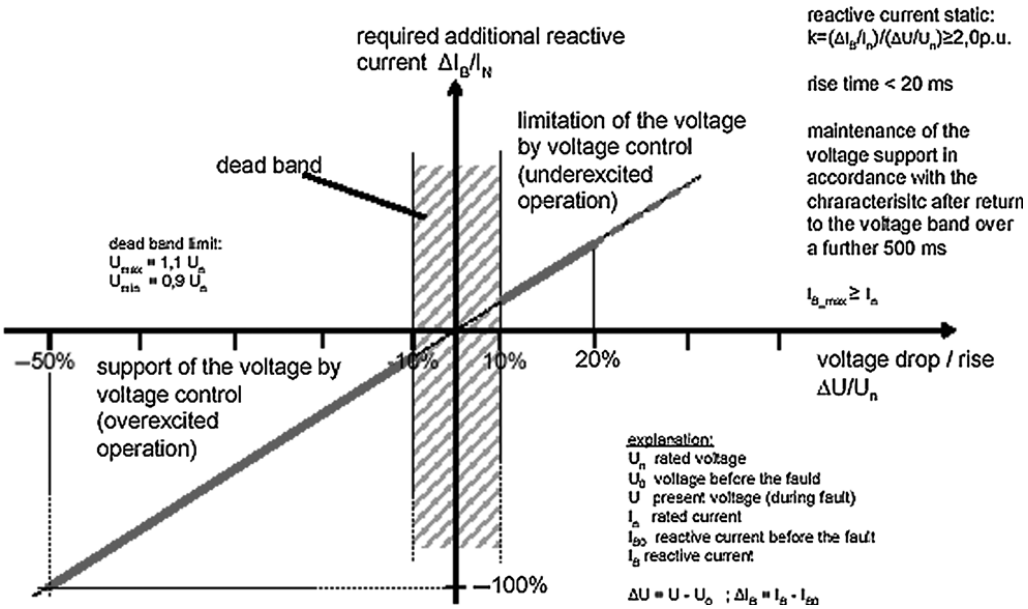
دستورالعمل	زمان خطا (میلی‌ثانیه)	زمان خطا (سیکل)	حداقل سطح ولتاژ (P.U٪)	زمان بازیابی ولتاژ (ثانیه)
آلمان(E.ON)	۱۵۰	۷/۵	۰	۱/۵
انگلستان	۱۴۰	۷	۰	۱/۲
ایرلند	۶۲۵	۳۱/۲۵	۱۵	۳
شمال اروپا	۲۵۰	۱۲/۵	۰	۰/۷۵
دانمارک (100 kV >)	۱۴۰	۷	۲۵	۰/۷۵
دانمارک (100 kV <)	۱۰۰	۵	۰	۱۰
بلژیک (افت ولتاژ زیاد)	۲۰۰	۱۰	۰	۰/۷
بلژیک (افت ولتاژ کم)	۱۵۰۰	۷۵	۷۰	۱/۵
کانادا (AESO)	۶۲۵	۳۷/۵	۱۵	۳
کانادا (Quebec)	۱۵۰	۹	۰	۱
آمریکا	۶۲۵	۳۷/۵	۱۵	۳
اسپانیا	۵۰۰	۲۵	۲۰	۱
ایتالیا	۵۰۰	۲۵	۲۰	۰/۸
سوئد (100 MW >)	۲۵۰	۱۲.۵	۲۵	۰.۲۵
سوئد (100 MW <)	۲۵۰	۱۲/۵	۰	۰/۸
نیوزیلند	۲۰۰	۱۰	۰	۱

یکی از تفاوت‌های مهم دستورالعمل‌ها در مورد نرخ بازیابی توان اکتیو واحدهای بادی می‌باشد. طبق دستورالعمل کشور انگلستان، توان اکتیو باید در مدت زمان ۱ ثانیه به ۹۰٪ مقدار نامی خود برسد؛ در حالی برای کشور آلمان، نرخ افزایشی ۲۰٪ بر ثانیه و یا افزایش تولید به میزان ۱۰۰٪ نامی در زمان ۵ ثانیه ذکر شده است.

ملاحظات سخت‌گیرانه شبکه انگلستان نسبت به شبکه آلمان به این دلیل می‌باشد که شبکه آلمان در محل بهتری نسبت به شبکه انگلستان در شبکه اروپا قرار دارد و اتصال قوی‌تری نسبت به شبکه انگلستان دارد. به این دلیل، بازیابی توان اکتیو در شبکه انگلستان بسیار مهم و اساسی می‌باشد.

۲-۲-۲- تغییرات توان خروجی واحد بادی درحین خطا

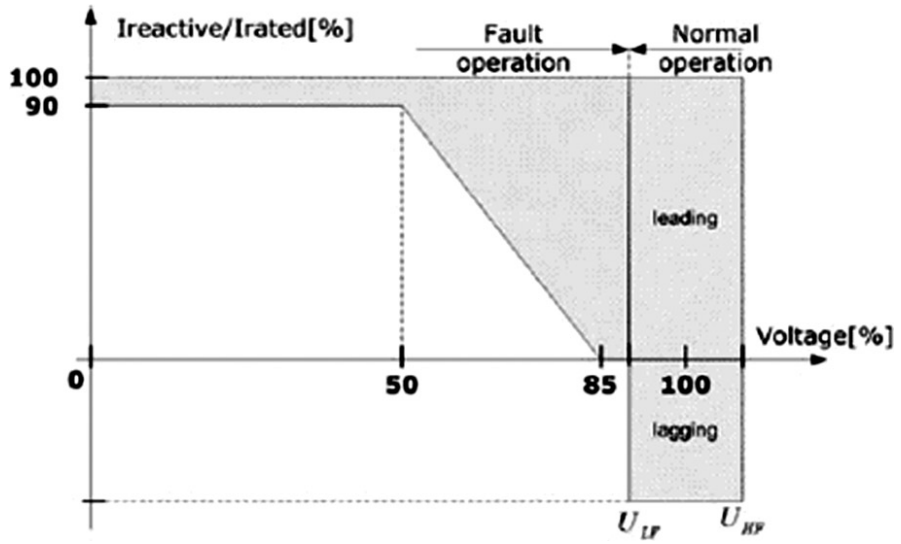
طبق دستورالعمل برخی از کشورها، لازم است که واحدهای بادی در حین خطا در شبکه توان راکتیو تولید نمایند و به پایداری شبکه و بازیابی ولتاژ شبکه کمک نمایند. نمودار مربوط به توان راکتیو و ولتاژ دستورالعمل E.ON برای شبکه آلمان در شکل (۲-۱۶) آورده شده است [۳-۱].



شکل (۲-۱۶): نمودار جریان راکتیو - ولتاژ برای شبکه آلمان [۲]

بر طبق این نمودار، در صورتی که ولتاژ شبکه به هر دلیلی افزایش پیدا کند، واحد بادی موظف است کـه مصـرف توان راکتیو خود را افزایش دهد تا میزان افزایش ولتاژ شبکه کاهش یابد. سیستم کنترل ولتـاژ بایـد بـه گونـه‌ای باشد که بعد از گذشت ۲۰ میلی‌ثانیه (یک سیکل) از تشخیص خطا، جریان راکتیو خـود را بـرای بهبـود پروفایـل ولتاژ شبکه تغییر دهد. بر اساس این ضوابط، به ازای هر یک درصد افت ولتاژ در شبکه، واحد بادی باید میزان ۲٪ جریان راکتیو خود را افزایش دهد. افزایش توان راکتیو به میزان ۱۰۰٪ توان نـامی مجـاز مـی‌باشـد و طبـق ایـن دستورالعمل، به ازای افت ولتاژ ۵۰٪ در شبکه، واحد می‌تواند به میزان ۱۰۰٪ ظرفیـت نـامی خـود تـوان راکتیـو تولید نماید.

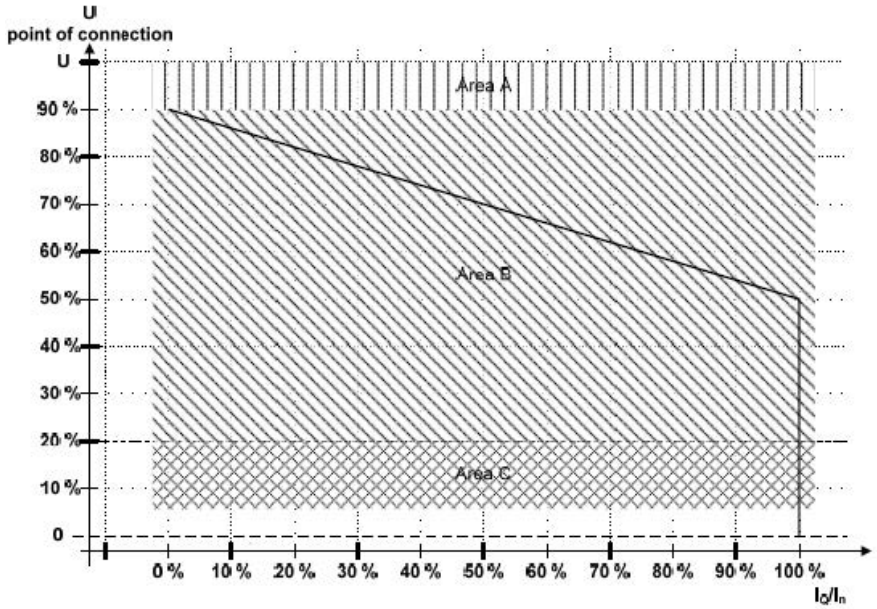
نمودار جریان راکتیو بر حسب تغییرات ولتاژ برای شبکه اسپانیا در شکل (۲-۱۷) نشان داده شده است. بر اسـاس این نمودار، در زمان عملکرد عادی، واحد بادی بنا بر سیستم کنترلی خود می‌تواند هر میزان توان راکتیو را تولیـد نماید؛ اما در زمان افت ولتاژ، حداقل تولید توان راکتیو افزایش می‌یابـد؛ تـا جـایی کـه اگـر ولتـاژ از ۵۰٪ میـزان نامی‌کاهش یابد، واحد بادی می‌تواند ۹۰ الی ۱۰۰٪ ظرفیت جریان راکتیو خود را تولید نماید [۲۰].



شکل (۲-۱۷): نمودار جریان راکتیو - ولتاژ برای شبکه اسپانیا [۱۸-۱۹]

دستورالعمل انگلستان و ایرلند، واحد بادی را ملزم می‌کنند که در صورت افت ولتاژ و در زمان خطا، حداکثر توان راکتیو خود را تولید و به شبکه تزریق نماید.

نمودار ولتاژ بر حسب توان راکتیو برای کشور دانمارک در شکل (۲-۱۸) نشان داده شده است [۱۵].



شکل (۲-۱۸): تغییرات جریان راکتیو - ولتاژ در حالت خطا برای شبکه دانمارک [۱۵]

بر اساس این نمودار، در صورت افت ولتاژ به مقداری کمتر از ۵۰٪ نامی، واحد بادی باید ۱۰۰٪ توان راکتیو نامی خود را تولید نماید.

۲-۳- نتیجه‌گیری

بر اساس مطالعات صورت‌گرفته، می‌توان نتایج زیر را به دست آورد:

- ✓ شدت تحمل خطا باید برای واحدهای بادی تأثیرگذار بر شبکه در نظر گرفته شود. برخی از کشورها، شدت تحمل خطا را برای واحد متصل به شبکه انتقال در نظر گرفته‌اند (بر مبنای سطح ولتاژ)؛ در صورتی که برای برخی دیگر از کشورها، شدت تحمل بر مبنای میزان ظرفیت نصب‌شده در نظر گرفته شده است (بر مبنای سطح توان).
- ✓ شدت تحمل برای هر کشور منحصربه‌فرد بوده و بر اساس مشخصه و قابلیت شبکه تعیین می‌شود. برای شبکه‌هایی که اتصال ضعیفی با دیگر شبکه‌ها دارند، این مقررات سخت‌گیرانه‌تر خواهد بود.
- ✓ تغییرات توان اکتیو و راکتیو واحد در حین خطا و بعد از خطا بر اساس ظرفیت شبکه تعیین می‌شود. در مورد برخی از شبکه‌ها، که ظرفیت بالا یا اتصال قوی با دیگر شبکه‌ها دارند، نرخ رشد توان برای واحد در نظر گرفته می‌شود (مانند آلمان) و برای برخی از کشورها (مانند انگلستان) این نرخ رشد در نظر گرفته نمی‌شود.
- ✓ شدت تحمل خطا برای واحدهای بادی، همان شدت تحمل خطا برای واحدهای فسیلی و سنتی است. در واقع، به دلیل اتصال زیاد واحدهای بادی با ظرفیت بالا به شبکه، شبکه متأثر از عملکرد واحد بادی است (مانند واحدهای سنتی). از این رو، مقررات حاکم بر واحدهای سنتی و بادی یکسان در نظر گرفته می‌شود.
- ✓ در دستورالعمل کشورهای مختلف، حالت گذرای واحد بادی در قسمت دستورالعمل اتصال عنوان شده است. همچنین، در دستورالعمل کشور کانادا تست‌های مرتبط با حالت گذرا در بخش اتصال بیان شده است. از این رو، این قسمت مربوط به دستورالعمل اتصال واحد بادی می‌شود؛ اما از طرف دیگر، واحد بادی باید در حین شرایط خطا بتواند شرایط الزام‌شده (اتصال به شبکه در حین خطا) را برآورده سازد. به همین دلیل، حالت گذرای واحد بادی جزء دستورالعمل بهره‌برداری نیز محسوب می‌گردد.

فصل سوم

الزامات شبکه ایران و ارائه پیشنهادی برای دستورالعمل واحد بادی برای اتصال به شبکه برق ایران

مقدمه

در این فصل، ابتدا در مورد حفاظت واحدهای تولید توان در شبکه ایران و مشخصات نقطه کار شبکه از نظر ولتاژ و فرکانس بحث خواهد شد. در ادامه، سعی شده است تا با توجه به مطالعات صورت‌گرفته در فصل‌های قبل و محدودیت‌های شبکه ایران، دستورالعمل حفاظتی برای واحد بادی پیشنهاد شود.

۳-۱- مشخصات نقطه کار شبکه برق ایران

در ادامه این بخش، مقررات حاکم بر شبکه ایران از لحاظ تغییرات ولتاژ و فرکانس شبکه بیان خواهد شد [۲۰-۲۱].

۳-۱-۱- نوسانات فرکانس شبکه

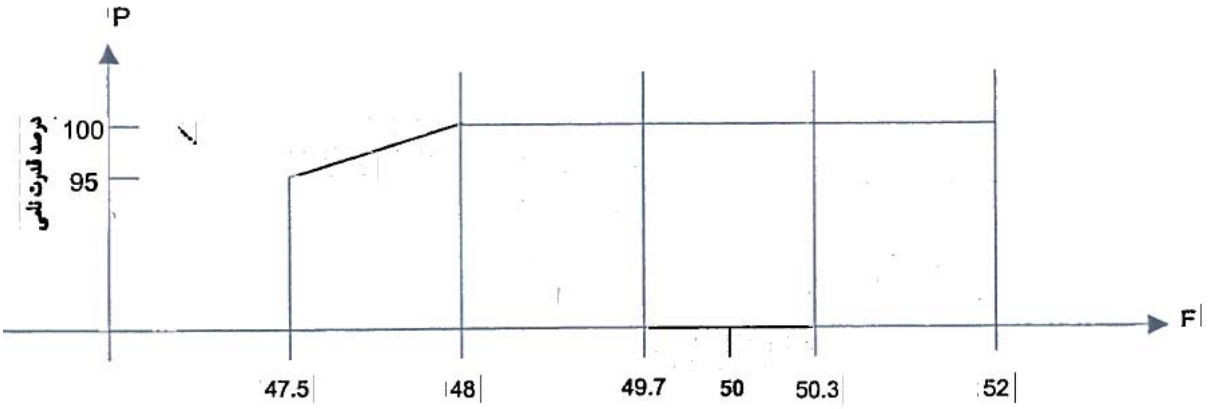
طبق دستورالعمل ثابت بهره‌برداری شماره ۲، فرکانس نامی شبکه تولید و انتقال برق ایران ۵۰ هرتز و دامنه نوسانات مجاز آن در شرایط عادی بهره‌برداری ۰/۳±۵۰ هرتز می‌باشد[۱] [۲۱]. در صورت بروز حوادث حاد، افزایش فرکانس تا ۵۲ هرتز و کاهش آن تا ۴۷/۵ هرتز محتمل می‌باشد. طراحی سیستم‌های حفاظتی باید به گونه‌ای باشد که بهره‌برداری از ژنراتورها طبق جدول (۳-۱) و شکل (۳-۱) ممکن باشد. شایان ذکر است که در جدول (۳-۱)، بار خانگی به معنای جدا شدن از شبکه و در مدار بودن کلیه تجهیزات نیروگاه با استفاده از توان تولیدشده از مولدها جهت تأمین مصارف داخلی می‌باشد [۲۰].

جدول (۳-۱): محدوده مجاز تغییر فرکانس برای واحدهای تولید توان شبکه ایران [۲۰]

محدوده فرکانس	نوع وضعیت و خواسته‌های بهره‌برداری
$49.7 \leq F \leq 50.3$	مجاز - واحد در مدار بدون هیچ‌گونه محدودیت
$48 \leq F < 49.7$ $50.3 < F \leq 52$	اضطراری - بدون محدودیت زمانی در مدار، تولید مطابق شکل (۳-۱)
$47.5 \leq F < 48$	اضطراری - یک ساعت در مدار، تولید مطابق شکل (۳-۱). سپس می‌تواند در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.
$F < 47.5$	فوق اضطراری - می‌تواند کاهش بار داده و سپس می‌تواند در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.
$F > 52$	فوق اضطراری - اجباراً کاهش بار داده و یا در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.

[۱] باید توجه شود که در عمل، این محدوده هم‌اکنون به ۰/۲±۵۰ تبدیل شده است؛ ولی این امر هنوز در یک دستورالعمل رسمی ابلاغ‌شده ذکر نشده است.

با توجه به شکل (۳-۱)، در صورتی که فرکانس شبکه در محدوده ۴۷/۵ الی ۴۸ هرتز باشد، توان خروجی واحد باید به صورت خطی کاهش یابد و حداکثر کاهش توان برابر با ۵٪ در فرکانس ۴۷/۵ هرتز می‌باشد. نکته قابل توجه این است که تغییرات فرکانس شبکه مستقل از تغییرات ولتاژ در نظر گرفته شده است (مانند انگلستان).



شکل (۳-۱): محدوده تغییر فرکانس برای شبکه ایران [۲۰]

۳-۱-۲- نوسانات ولتاژ شبکه

در شبکه به‌هم‌پیوسته تولید و انتقال ایران، سطوح ولتاژ ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت ولتاژهای شبکه انتقال، سطوح ۱۳۲ و ۶۳ (یا ۶۶) کیلوولت ولتاژهای شبکه فوق‌توزیع و ولتاژهای پایین‌تر، شبکه توزیع محسوب می‌شوند. در دستورالعمل بهره‌برداری شماره ۳، نحوه کنترل ولتاژ و محدوده مجاز نوسانات ولتاژ در شرایط کار عادی مشخص شده است. بر اساس این دستورالعمل، نوسانات به میزان ۲٪ ولتاژ نامی مجاز است. همچنین، افزایش ولتاژ پست‌های انتقال تا میزان ۵٪ (حالت هشدار) و یا کاهش آن‌ها به میزان ۱۰٪ (حالت اضطراری) در محدوده ولتاژ غیرعادی و افزایش بیش از ۵٪ (حالت فوق اضطراری سطح ۱) و یا کاهش بیش از ۱۰٪ ولتاژ نامی (حالت فوق اضطراری سطح ۲)، در محدوده ولتاژ غیر قابل تحمل می‌باشد [۲۰-۲۱].

در صورت افزایش یا کاهش ولتاژ به میزان بیش از حد غیرعادی (رسیدن به محدوده غیر قابل تحمل)، باید با استفاده از کلیه امکانات، ولتاژ کلیه نقاطی از شبکه که در محدوده غیر قابل تحمل قرار دارند به محدوده غیرعادی بازگردانده شود. حداکثر زمان تصحیح بر حسب شرایط و امکانات ۱۵ دقیقه می‌باشد. نحوه عملکرد واحدها در صورت تغییرات ولتاژ در جدول (۳-۲) نشان داده شده است.

جدول (۳-۲): محدوده تغییرات ولتاژ شبکه ایران [۲۰]

محدوده نوسانات ولتاژ در نقطه اتصال	نوع حالت و قابلیت‌های مورد نیاز
۲± درصد ولتاژ نامی	حالت عادی- بهره‌برداری از تمام قابلیت‌ها بدون محدودیت زمانی
افزایش بیش از ۲ درصد نامی و کمتر از ۵ درصد نامی	حالت هشدار- قابلیت جذب حداکثر توان راکتیو بدون محدودیت زمانی و بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید
کاهش بیش از ۲ درصد نامی و کمتر از ۱۰ درصد نامی	حالت اضطراری- تولید حداکثر توان راکتیو بدون محدودیت زمانی و بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید
افزایش بیش از ۵ درصد نامی و کمتر از ۱۰ درصد نامی	جذب حداکثر توان راکتیو بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید به مدت حداقل ۱۵ دقیقه. بعد از این مدت واحد می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد - حالت فوق اضطراری سطح ۱
کاهش بیش از ۱۰ درصد نامی و کمتر از ۱۳ درصد نامی	تولید حداکثر توان راکتیو بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید به مدت حداقل ۶۰ دقیقه. بعد از این مدت واحد می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد - حالت فوق اضطراری سطح ۲
افزایش بیش از ۱۰ درصد نامی یا کاهش بیش از ۱۳ درصد نامی	حالت فوق اضطراری شدید- واحد می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد.

۳-۲- زمان رفع خطا

زمان رفع خطا، یعنی زمان مشخصی که رله برای رفع خطا زمان دارد و در این مدت زمان، واحد باید به شبکه متصل باشد و از شبکه جدا نشود. زمان رفع خطا در دستورالعمل بهره‌برداری برای حفاظت اصلی شامل حفاظت اصلی اولیه و ثانویه با توجه به ولتاژ در نقطه اتصال مطابق جدول (۳-۳) است [۲۰].

جدول (۳-۳): زمان رفع خطا برای سطوح مختلف ولتاژی شبکه ایران [۲۰]

سطح ولتاژ (کیلوولت)	زمان رفع خطا (میلی‌ثانیه)
۴۰۰	۶۰
۲۳۰	۸۰
۱۳۲	۱۰۰
۶۳ و پایین‌تر	۱۳۰

در موافقت‌نامه بین مسئولان صنعت برق و واحدهای تولید، می‌توان در موارد فوق‌الذکر تعدیل‌هایی اعمال نمود؛ ولی در هر صورت، افزایش زمان خطا طبق توافق‌نامه به‌عمل‌آمده نباید بیش از ۲۰ درصد طولانی‌تر از زمان‌های فوق باشند.

۳-۳- پیشنهاد دستورالعمل حفاظت واحد بادی برای شبکه ایران

بر اساس مطالعات صورت‌گرفته در فصل اول و دوم، دستورالعمل حفاظت واحد بادی شامل دستورالعمل حفاظت تجهیزات، نقطه کار حالت پایدار و گذرا می‌باشد. به همین منظور، در این فصل سعی شده بر اساس مطالعات صورت‌گرفته، دستورالعمل حفاظت واحد بادی منطبق بر اصول کارکرد و حفاظت شبکه ایران برای واحد بادی ارائه شود.

همان‌طور که دیده شد، برخی از مفاد دستورالعمل حفاظت برای تمامی واحدها الزامی است؛ در صورتی که برخی دیگر برای واحدهای بادی خاصی (از نظر سطح ولتاژ و یا توان) مطرح است. بنابراین، سعی شده با توجه به توانایی شبکه ایران، مفاد دستورالعمل برای واحد بادی تفکیک شود.

۳-۳-۱- تفکیک واحد بادی از نظر تأثیرگذاری

طبق استاندارد شبکه برق ایران، واحدهای تولید توان به دو دسته واحدهای تأثیرگذار و واحدهای تولید پراکنده تقسیم شده است. واحدهای تولید پراکنده به سطح ولتاژ توزیع متصل می‌شوند [۲۲]، میزان تولید آن‌ها پایین بوده و به همین دلیل، از نظر ولتاژ و فرکانس تأثیر محسوسی بر شبکه قدرت ندارد. واحدهای تأثیرگذار بر شبکه، آن دسته از واحدهای تولیدی می‌باشند که به سطح ولتاژ فوق‌توزیع و یا انتقال متصل می‌شوند و میزان تولید آن‌ها بالا است.

بر اساس استاندارد شبکه ایران، مرز بین واحدهای تولید پراکنده و واحدهای تأثیرگذار در جدول زیر آمده است [۲۲].

جدول (۳-۴): تقسیم‌بندی واحدهای تولیدی از نظر تأثیرگذاری بر شبکه ایران [۲۲]

نوع واحد	سطوح ولتاژ مجاز برای اتصال (کیلوولت)	توان مجاز (مگاوات)
تولید پراکنده	۰/۴، ۲۰، ۳۳	حداکثر ۲۵
تأثیرگذار	۶۳، ۶۶، ۱۳۲، ۲۳۰، ۴۰۰	حداقل ۲۵

با توجه به جدول (۳-۴)، واحدهای زیر سطح ۳۳ کیلوولت که حداکثر توانی برابر با ۲۵ مگاوات دارند جزء واحدهای کم‌تأثیر بر شبکه ایران هستند و واحدهای بالای ۶۳ کیلوولت و یا با توان خروجی بیش از ۲۵ مگاوات واحد تأثیرگذار بر شبکه محسوب می‌شوند.

بنا بر استاندارد و تقسیم‌بندی شبکه برق ایران، می‌توان واحدهای بادی متصل به شبکه ایران را از نظر تأثیرگذاری بر شبکه به دو دسته متفاوت تقسیم نمود. دسته اول، آن دسته از واحدهای بادی متصل به شبکه که زیر سطح ولتاژ ۳۳ کیلوولت هستند و توان خروجی زیر ۲۵ مگاوات تولید می‌کنند. این دسته جزء واحدهای تولید پراکنده

هستند که تأثیر کمی بر پایداری شبکه دارند. دسته دوم، واحدهای بادی متصل به شبکه که دارای حداقل سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت در نقطه اتصال هستند یا از نظر توان، تولیدی بیش از ۲۵ مگاوات دارند. این دسته به سطح فوق‌توزیع یا انتقال متصل شده و شبکه متأثر از تغییرات آن‌هاست.

دستورالعمل حفاظتی برای دسته اول و دوم در برخی از موارد با یکدیگر متفاوت است و دلیل این امر، اهمیت و تأثیرگذاری واحد بر روی پایداری شبکه می‌باشد. برای دسته اول، برخی از مقررات در نظر گرفته نمی‌شود و یا آستانه تغییرات متفاوت است.

۳-۳-۲- دستورالعمل حفاظت تجهیزات واحد بادی

بر اساس مطالعه دستورالعمل کشورهای هند [۱۴]، دانمارک [۱۵] و کانادا [۱۵] و الزامات حفاظت شبکه برق ایران [۲۰-۲۲]، واحد بادی باید به سیستم‌های حفاظتی ذیل مجهز گردد:

- ✓ هر واحد یا مولد باید توسط حداقل یک کلید قدرت به شبکه متصل گردد. این کلید باید قابلیت تحمل حداکثر جریان اتصالی در نقطه اتصال به شبکه را مطابق با استاندارد IEEE C37/013 داشته باشد.
- ✓ واحد بادی متصل به شبکه در سطح ولتاژ ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت باید مجهز به دو سیستم حفاظت اصلی و واحدهای متصل به شبکه ۱۳۲ کیلوولت و پایین‌تر باید حداقل مجهز به یک سیستم حفاظت اصلی باشند.
- ✓ واحدهای بادی باید علاوه بر سیستم حفاظت اصلی، مجهز به سیستم حفاظت پشتیبان باشد تا در صورت عملکرد نادرست سیستم حفاظت اصلی، اتصالی توسط سیستم حفاظت پشتیبان بر طرف گردد.
- ✓ کلیه کلیدهای قدرت در نقطه اتصال واحد بادی به شبکه باید مجهز به حفاظت عیب کلید باشند. در صورت ناموفق بودن سیستم حفاظت اصلی به دلیل عیب در کلید، حفاظت عیب کلید باید در طی مدت زمانی که توسط اپراتور شبکه تعیین می‌شود، کلیه کلیدهای مربوط به مدارهای مجاور کلید معیوب را قطع نماید. به عنوان یک پیشنهاد، این زمان را می‌توان برابر ۱۵۰ میلی‌ثانیه در نظر گرفت.
- ✓ واحد بادی باید به حفاظت‌های ولتاژ بالا/ پایین[1] و فرکانس بالا/ پایین[2] مجهز باشد.
- ✓ واحد بادی باید به حفاظت اضافه جریان[3] روتور و استاتور و خطای زمین مجهز گردد.
- ✓ واحد بادی باید به حفاظت نامتعادلی[1] ولتاژ و جریان مجهز گردد.
- ✓ واحد بادی باید به حفاظت دیفرانسیل برای ترانسفورماتور اتصال به شبکه واحد مجهز باشد.

[1] Over/ Under Voltage
[2] Over/ Under Frequency
[3] Over Current

- ✓ واحد بادی باید به حفاظت بانک خازنی و جبران‌ساز مجهز گردد.
- ✓ واحد بادی باید دارای کانال حفاظت مخابراتی برای رله‌های دیستانس و همچنین ارتباط با اپراتور شبکه باشد.

- ✓ واحد بادی باید دارای سیستم حفاظت صاعقه بر اساس استاندارد IEC TR 61400-24 باشد. همچنین، زمین کردن واحد بادی باید مطابق با قسمت نهم استاندارد IEC TR 61400-24 طراحی شود.
- ✓ سیستم حفاظت واحد بادی برای عملکرد درست باید هماهنگ با سیستم حفاظت شبکه تنظیم شود.
- ✓ سیستم تغذیه اضطراری (جبران‌ساز) واحد بادی باید بر اساس استاندارد IEC TR 61400-1 طراحی شود. همچنین، سیستم حفاظت واحد تغذیه اضطراری باید به گونه‌ای طراحی شود تا در صورت تغییرات ولتاژ و فرکانس، موجب جدا شدن واحد بادی از شبکه نشود.
- ✓ واحد بادی باید مجهز به سیستم حفاظت مناسب در برابر قطع شدن از شبکه در شرایط غیر بحرانی (مانند تغییرات لحظه‌ای ولتاژ و یا فرکانس) باشد.
- ✓ واحد بادی باید مجهز به سیستم حفاظت مناسب در برابر خسارت ناشی از وصل مجدد فاز باشد.
- ✓ واحد بادی باید مجهز به سیستم حفاظت مناسب شبکه در برابر تأثیرات ناخواسته واحد بادی بر روی شبکه باشد.
- ✓ کلیه تجهیزات حفاظتی برای تمامی واحدهای بادی لازم بوده و قبل از اتصال واحد به شبکه و بهره‌برداری، باید از صحت کار آن‌ها اطمینان حاصل نمود.

۳-۳-۳- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ

همان‌طور که در بخش ۳-۳-۱ توضیح داده شد، واحدهای بادی از نظر تأثیرگذاری بر روی پایداری شبکه به دو دسته متفاوت تقسیم می‌شوند که از نظر حفاظت در برابر تغییرات ولتاژ متفاوت است. در این بخش، حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ برای هر دو دسته پیشنهاد می‌شود.

۳-۳-۳-۱- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ برای واحدهای متصل‌شده به سطح ولتاژ پایین‌تر از ۳۳ کیلوولت و توان خروجی کمتر از ۲۵ مگاوات

[1] Unbalance

- ✓ فرض می‌شود ولتاژ واحد بادی در طرف فشارضعیف ترانسفورماتور اندازه‌گیری می‌شود. به همین منظور، بیشترین ولتاژ در طرف فشار ضعیف برای محاسبه مقادیر حفاظتی منظور می‌گردد.
- ✓ در صورتی که ولتاژ در سمت فشارقوی اندازه‌گیری شود، پارامترهای سیستم حفاظتی باید به سمت فشارقوی منتقل شود و مقدار جدید در طرف فشارقوی محاسبه و تنظیم گردد.
- ✓ می‌بایست ولتاژ برای هر سه فاز به صورت فاز به فاز و فاز به زمین به طور متناوب اندازه‌گیری شود.
- ✓ واحد بادی باید مجهز به رله‌های حساس به ولتاژ بوده و چنانچه ولتاژ در حالت دائمی‌کمتر از ۰/۸مقدار نامی و یا بیش از ۱/۱ مقدار نامی باشد، باید طی ۱۰ سیکل فرکانس نامی شبکه از شبکه جدا شود [۲۲].

۳-۳-۳-۲- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات ولتاژ برای واحدهای متصل‌شده به سطح ولتاژ بالاتر از ۶۳ کیلوولت یا توان خروجی بیشتر از ۲۵ مگاوات

- ✓ فرض می‌شود که ولتاژ واحد بادی در طرف فشارضعیف ترانسفورماتور اندازه‌گیری می‌شود. به همین منظور، بیشترین ولتاژ در طرف فشارضعیف برای محاسبه مقادیر حفاظتی منظور می‌گردد.
- ✓ در صورتی که ولتاژ در سمت فشارقوی اندازه‌گیری شود، پارامترهای سیستم حفاظتی باید به سمت فشارقوی منتقل شود و مقدار جدید در طرف فشارقوی محاسبه و تنظیم گردد.
- ✓ می‌بایست ولتاژ برای هر سه فاز به صورت فاز به فاز و فاز به زمین به طور متناوب اندازه‌گیری شود.
- ✓ واحد بادی باید مجهز به رله‌های حساس به ولتاژ بوده و در صورت تغییر ولتاژ در حالت دائمی، واحد باید مطابق با جدول (۳-۵) عمل نماید [۲۰].

جدول (۳-۵): محدوده تغییرات ولتاژ واحد بادی متصل‌شده به سطح ولتاژ بالای ۶۳ یا توان خروجی بیش از ۲۵ مگاوات [۲۰]

محدوده نوسانات ولتاژ در نقطه اتصال	نوع حالت و قابلیت‌های مورد نیاز
۲± درصد ولتاژ نامی	حالت عادی- بهره‌برداری از تمام قابلیت‌ها بدون محدودیت زمانی
افزایش بیش از ۲ درصد نامی و کمتر از ۵ درصد نامی	حالت هشدار- قابلیت جذب حداکثر توان راکتیو بدون محدودیت زمانی و بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید
کاهش بیش از ۲ درصد نامی و کمتر از ۱۰ درصد نامی	حالت اضطراری- تولید حداکثر توان راکتیو بدون محدودیت زمانی و بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید
افزایش بیش از ۵ درصد نامی و کمتر از ۱۰ درصد نامی	جذب حداکثر توان راکتیو بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید به مدت حداقل ۱۵ دقیقه. بعد از این مدت واحد می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد - حالت فوق اضطراری سطح ۱
کاهش بیش از ۱۰ درصد نامی و کمتر از ۱۳ درصد نامی	تولید حداکثر توان راکتیو بدون کاهش در حداکثر توان اکتیو قابل تولید به مدت حداقل ۶۰ دقیقه. بعد از این مدت واحد می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد - حالت فوق اضطراری سطح ۲
افزایش بیش از ۱۰ درصد نامی یا کاهش بیش از ۱۳ درصد نامی	حالت فوق اضطراری شدید- واحد می‌تواند به حالت بار خانگی تغییر وضعیت دهد.

۳-۳-۴- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات فرکانس

حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات فرکانس نیز مانند حفاظت ولتاژ به دو بخش تقسیم می‌شود.

۳-۳-۴-۱- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات فرکانس برای واحدهای متصل‌شده به سطح ولتاژ پایین‌تر از ۳۳ کیلوولت و توان خروجی کمتر از ۲۵ مگاوات

- ✓ واحد بادی باید به رله حساس به فرکانس مجهز بوده و در صورت تغییر فرکانس، مطابق جدول (۳-۶) عمل نماید [۲۲].

جدول (۳-۶): محدوده تغییرات فرکانس واحد بادی متصل‌شده به سطح ولتاژ کمتر از ۳۳ کیلوولت و توان خروجی کمتر از ۲۵ مگاوات [۲۲]

مقادیر نامی	فرکانس	زمان قطع
کمتر از kW ۳۰	بیشتر از ۵۰/۴۲ هرتز	۱۰ سیکل
	کمتر از ۴۹/۴۲ هرتز	۱۰ سیکل
بزرگتر از kW ۳۰	بزرگتر از ۵۰/۴۲ هرتز	۱۰ سیکل
	بین ۴۷/۵ تا ۴۹/۸۳	تأخیر زمانی
	کمتر از ۴۷/۵	۱۰ سیکل

جدول (۳-۶) از مرجع [۲۲] اخذ شده است؛ ولی در مورد آن یک ابهام وجود دارد. در ایران، در هنگام حذف بار فرکانسی، اولین پله حذف بار در ۴۹/۴ هرتز، دومین پله در ۴۹/۲ هرتز و سومین پله در ۴۹ هرتز است و در هر پله تعدادی از بارهای شبکه حذف می‌شوند. بنابراین، قبل از اولین پله (۴۹/۴ هرتز) هیچ ژنراتوری نباید قطع شود. اما همان‌طور که در جدول (۳-۶) دیده می‌شود، در برخی موارد قطع شدن ژنراتور از شبکه زودتر از اولین پله حذف بار انجام می‌شود (مثلاً ۴۹/۴۲ هرتز که بزرگتر از ۴۹/۴ هرتز است). این موضوع، که احتمالاً ناشی از مشخصات واحدهای کوچک است، ممکن است مشکلات شبکه به علت قطع زودرس ژنراتور از شبکه را تشدید کند و حد تأثیر این موضوع شایسته انجام بررسی‌های لازم است.

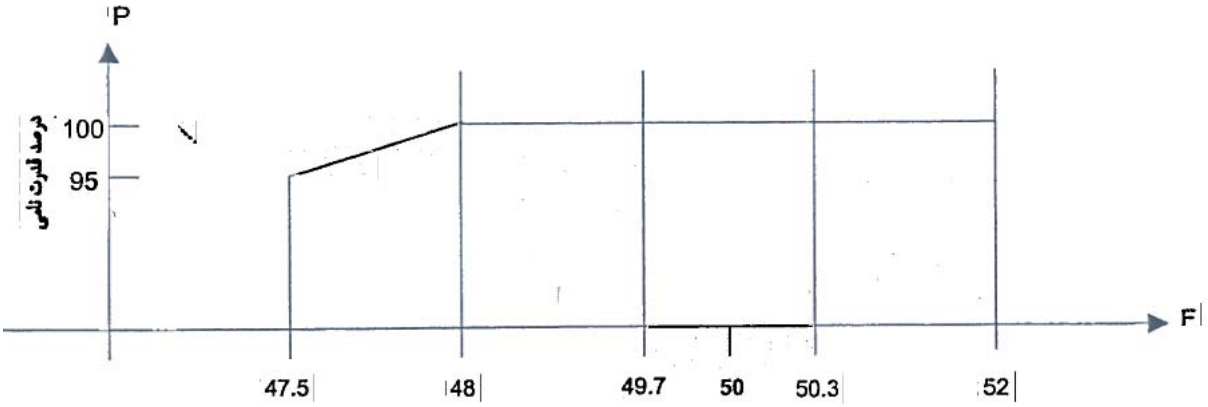
۳-۳-۴-۲- حفاظت واحد بادی در برابر تغییرات فرکانس برای واحدهای متصل‌شده به سطح ولتاژ بیشتر از ۶۳ کیلوولت یا توان خروجی بیشتر از ۲۵ مگاوات

- ✓ فرکانس نامی‌در شبکه تولید و انتقال برق ایران ۵۰ هرتز بوده و دامنه نوسانات مجاز در شرایط دائمی۰/۳±۵۰ هرتز است.
- ✓ واحد بادی باید به رله حساس به فرکانس مجهز بوده و در صورت تغییر فرکانس، مطابق جدول (۳-۷) عمل نماید [۲۰].
- ✓

جدول (۳-۷): محدوده تغییرات فرکانس واحد بادی متصل‌شده به سطح ولتاژ بیشتر از ۶۳ کیلوولت یا توان خروجی بیشتر از ۲۵ مگاوات [۲۰]

محدوده فرکانس	نوع وضعیت و خواسته‌های بهره‌برداری
$49.7 \leq F \leq 50.3$	مجاز - واحد در مدار بدون هیچ‌گونه محدودیت
$48 \leq F < 49.7$ $50.3 < F \leq 52$	اضطراری - بدون محدودیت زمانی در مدار، تولید مطابق شکل (۳-۱)
$47.5 \leq F < 48$	اضطراری - یک ساعت در مدار، تولید مطابق شکل (۳-۱). سپس می‌تواند در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.
$F < 47.5$	فوق اضطراری - می‌تواند کاهش بار داده و سپس می‌تواند در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.
$F > 52$	فوق اضطراری - اجباراً کاهش بار داده و یا در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.

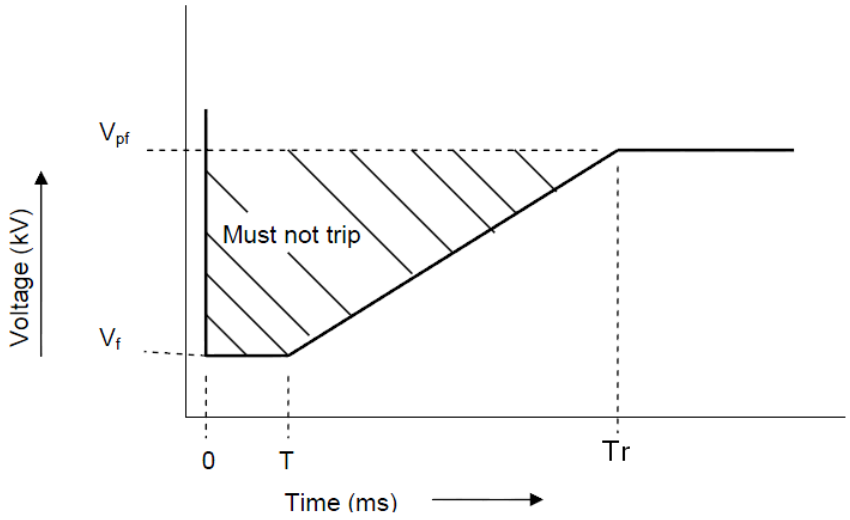
- ✓ واحد باید توان خروجی خود را به صورت خطی به میزان ۵٪ بین فرکانس ۴۷/۵-۴۸ هرتز مطابق شکل زیر کاهش دهد.



شکل (۳-۲): نحوه تغییرات فرکانس و توان [۲۰]

۳-۳-۵- تحمل خطا

تحمل خطا عبارت است از عملکرد واحد بادی در حالت متصل به شبکه در صورتی که ولتاژ شبکه در اثر وقوع هر گونه خطا (متقارن و نامتقارن) با کاهش روبرو شود. نمودار کلی تحمل خطا در شکل (۳-۳) نشان داده شده است.



شکل (۳-۳): نمودار شدت تحمل خطا [۱۴]

تحمل خطا برای واحدهای تأثیرگذار بر پایداری شبکه (واحد متصل‌شده به سطح ولتاژ بالای ۶۳ کیلوولت یا توان خروجی بیش از ۲۵ مگاوات) در نظر گرفته می‌شود. شایان ذکر است برای واحدهای بادی متصل به سطوح ولتاژ ۶۳ و ۶۶ کیلوولت، تحمل خطا در صورتی که از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد و یا از نظر پایداری شبکه را تحت تأثیر قرار دهند، باید در نظر گرفته شود؛ در غیر این صورت، تحمل خطا برای این واحدها لازم نمی‌باشد. از آنجا که در حال حاضر، در مطالعات پایداری گذرای شبکه ایران سطوح ولتاژی ۶۳ یا ۶۶ کیلوولت به طور مستقیم در نظر گرفته نمی‌شوند، پیشنهاد می‌شود که به جز مواردی که اپراتور شبکه لازم می‌داند که این واحدها الزامات تحمل خطا را رعایت کنند، این الزامات برای واحدهای متصل به شبکه‌های ۶۳ یا ۶۶ کیلوولت در نظر گرفته نشوند.

عواملی که نمودار تحمل خطا را تشکیل می‌دهند عبارتند از:

- ✓ سطح قابل قبول ولتاژ در حین خطا (V_f)
- ✓ مدت زمانی که ولتاژ افت می‌کند (T)
- ✓ مدت زمانی که ولتاژ به حداقل محدوده ولتاژ مجاز شبکه (برای ایران ۱۳٪ افت ولتاژ که معادل ولتاژ ۸۷٪ است [۲۰]) افزایش پیدا می‌کند.

در نمودار شکل (۳-۳)، نحوه بازگشت ولتاژ با یک خط تقریب زده شده است؛ در صورتی که برای برخی دیگر از کشورها (مانند کانادا یا انگلستان) نحوه باز گشت با ۲ و یا ۳ منحنی تقریب زده شده است. دلیل این امر، ایزوله بودن شبکه آن‌ها از دیگر کشورها و عدم توانایی تأمین توان راکتیو مورد نیاز برای تثبیت ولتاژ در مدت زمان کوتاه است [۱۸]. به همین دلیل، منحنی این دسته از کشورها مدت زمان افت ولتاژ را بیشتر در نظر می‌گیرند.

بر اساس دستورالعمل بهره‌برداری شبکه برق ایران، زمان رفع خطا برای سطوح مختلف ولتاژی ارائه شده است؛ در صورتی که برای به دست آوردن نمودار تحمل خطا، علاوه بر آن، میزان افت ولتاژ (سطح قابل قبول ولتاژ در حین

خطا) و زمان بازیابی ولتاژ نیز مورد نیاز است. بر این اساس، در این بخش سعی در ارائه پیشنهاداتی برای نمودار تحمل خطا شده است.

۳-۳-۵-۱- بدون در نظر گرفتن منحنی (توافق نامه)

بر اساس دستورالعمل بهره‌برداری شبکه برق ایران، واحدهای تولید توان باید توانایی تحمل خطا بر اساس جدول (۳-۸) را داشته باشند.

جدول (۳-۸): زمان رفع خطا برای سطوح مختلف ولتاژی شبکه ایران [۲۰]

سطح ولتاژ (کیلوولت)	زمان رفع خطا (میلی‌ثانیه)
۴۰۰	۶۰
۲۳۰	۸۰
۱۳۲	۱۰۰
۶۳ و پایین‌تر	۱۳۰

در صورت توافق بین مسئولان صنعت برق و واحدهای تولید توان، مدت زمان رفع خطا را می‌توان افزایش داد؛ ولی در هر صورت، افزایش زمان خطا طبق توافق‌نامه به عمل آمده در موافقت‌نامه‌ها نباید بیش از ۲۰ درصد طولانی‌تر از زمان‌های فوق باشند [۲۰].

بر اساس این دستورالعمل، برای واحد بادی می‌توان پیشنهاد داد:

- ✓ واحدهای بادی متصل به شبکه برق ایران با سطح ولتاژی بالاتر از ۶۳ کیلوولت باید مطابق جدول (۳-۸) عمل نموده و در حین خطا از شبکه جدا نشوند و سایر موارد (افت ولتاژ و زمان بازیابی ولتاژ) بر اساس توافق‌نامه بین واحدهای بادی و مسئولان صنعت برق صورت پذیرد.

۳-۳-۵-۲- ارائه منحنی تحمل خطا

برای ارائه منحنی تحمل خطا، همان‌گونه که توضیح داده شد، ولتاژ قابل قبول در حین خطا، مدت زمان مجاز که ولتاژ می‌تواند در ولتاژ قابل قبول باقی بماند و زمان بازیابی ولتاژ مورد نیاز است. در این بخش، برای این سه پارامتر پیشنهاداتی بر اساس مطالعات و شرایط شبکه برق ایران ارائه شده است.

نکته مهم این است که این پارامترها تحت تأثیر دو عامل اصلی زیر هستند:

- ✓ توانایی شبکه برای بازیابی ولتاژ بعد از رفع خطا که عواملی مانند سطح اتصال کوتاه شبکه، قدرت شبکه، میزان ارتباط شبکه با دیگر شبکه‌های برق و غیره در آن تأثیرگذار می‌باشند. این عوامل بیشتر بر روی زمان بازیابی ولتاژ بعد از رفع خطا تأثیر می‌گذارند.

- ✓ ضریب نفوذ واحد بادی در شبکه: هر چه میزان واحد بادی نصب‌شده افزایش یابد، واحد تنش بیشتری (منحنی سختگیرانه‌تری) را تجربه خواهد کرد. این عامل بیشتر بر روی میزان افت ولتاژ و مدت زمان مجاز افت ولتاژ در حین خطا تأثیر می‌گذارد.

۳-۳-۵-۲-۱- افت ولتاژ مجاز در حین خطا (V_f)

میزان افت ولتاژی که واحد بادی باید تجربه نماید، برای کشورهای مختلف بر اساس دو عامل ذکر شده در قسمت قبل متفاوت است. در جدول (۳-۹)، ولتاژ قابل قبول در حین خطا برای کشورهای مختلف ارائه شده است [۱۸].

جدول (۳-۹): حداقل سطح ولتاژ قابل قبول در حین خطا برای کشورهای مختلف [۱۸]

دستورالعمل	حداقل سطح ولتاژ (P.U٪)
آلمان (E.ON)	۰
انگلستان	۰
ایرلند	۱۵
شمال اروپا	۰
دانمارک (< 100 kV)	۲۵
دانمارک (> 100 kV)	۰
بلژیک(افت ولتاژ زیاد)	۰
بلژیک (افت ولتاژ کم)	۷۰
کانادا(AESO)	۱۵
کانادا(Quebec)	۰
آمریکا	۱۵
اسپانیا	۲۰
ایتالیا	۲۰
سوئد (< 100 MW)	۲۵
سوئد (> 100 MW)	۰
نیوزیلند	۰

بر اساس جدول فوق، مشخص است که برای آلمان که ضریب نفوذ واحد بادی در آن بالاست ولتاژ صفر در نظر گرفته شده است؛ در صورتی که برای آمریکا که شبکه قدرتمندی دارد، این مقدار برابر ۱۵٪ در نظر گرفته شده است.

با توجه به این که ضریب نفوذ واحد بادی در ایران پایین است و همچنین شبکه برق ایران نسبتاً قدرتمند است، سطح ولتاژ ۱۵٪ مقدار نامی‌در حین خطا مناسب به نظر می‌رسد. در عین حال، این مقدار می‌تواند با نظر اپراتور شبکه تغییر کند.

۳-۳-۵-۲-۲- مدت زمان مجاز افت ولتاژ

در برخی از دستورالعمل‌ها، مدت زمان مجاز افت ولتاژ و زمان رفع خطا یکسان در نظر گرفته شده‌اند؛ در صورتی که در برخی دیگر، مقدار این دو پارامتر مختلف در نظر گرفته شده است.

برای مثال، کشور هند زمان رفع خطا و مدت زمان مجاز افت ولتاژ برای سطح ۴۰۰ کیلوولت را ۱۰۰ میلی‌ثانیه در نظر گرفته است. این زمان برای سطوح ۲۳۰ و ۱۳۲ ، ۱۶۰ میلی‌ثانیه می‌باشد [۱۴]. در این دستورالعمل قید شده است در صورت توافق بین واحد بادی و مسئولان شبکه، این زمان می‌تواند تغییر پیدا کند [۱۴]. در مقابل، کشور انگلستان زمان رفع خطا برای سطوح ولتاژ ۴۰۰، ۲۷۵ و ۱۳۲ کیلوولت را به ترتیب ۸۰، ۱۰۰ و۱۲۰ میلی‌ثانیه در نظر گرفته است؛ در حالی که مدت زمان مجاز افت ولتاژ در حال خطا را برای سطح ولتاژ انتقال ۱۴۰ میلی‌ثانیه در نظر گرفته است [۴].

دلیل این که زمان افت ولتاژ مجاز کشور انگلستان بیش از زمان رفع خطا است، آن است که یک حاشیه امنیت در نظر گرفته شده است تا در صورت هر گونه تأخیر در عملکرد رله و یا اختلال در عملکرد رله اصلی، واحدهای بادی متصل‌شده به سطح انتقال از شبکه جدا نشود. با در نظر گرفتن این حاشیه امنیت، تعداد واحدهای جداشده از شبکه در حین خطا کاهش می‌یابد؛ ولی افزایش این زمان منجر به افزایش تنش بر روی واحد می‌شود. همچنین، این زمان (زمان افت ولتاژ مجاز) از بزرگترین زمان (۱۲۰ میلی‌ثانیه برای سطح ۱۳۲ کیلوولت) بیشتر می‌باشد. نکته مهم دیگر این است که حاشیه برای سطوح مختلف متفاوت است. بر این اساس، حاشیه در نظر گرفته شده برای سطوح ۴۰۰، ۲۷۵ و ۱۳۲ به ترتیب ۶۰، ۴۰ و ۲۰ میلی‌ثانیه است که برای واحدهای با سطح ولتاژ بالاتر، حاشیه امنیت بزرگتری در نظر گرفته شده است.

بر این اساس، برای زمان مجاز افت ولتاژ واحد بادی متصل به شبکه ایران می‌توان دو پیشنهاد ارائه داد:

۱) برای هر سطح ولتاژ، مدت زمان مجاز افت ولتاژ برابر زمان رفع خطا در نظر گرفته شود. بر اساس این پیشنهاد، مدت زمان مجاز افت ولتاژ به صورت جدول (۳-۱۰) است [۲۰]. این زمان‌ها بر اساس توافق با مسئولین صنعت برق می‌تواند تغییر کند.

جدول (۳-۱۰): زمان رفع خطا برای سطوح مختلف ولتاژی شبکه ایران [۲۰]

سطح ولتاژ (کیلوولت)	زمان رفع خطا (میلی‌ثانیه)
۴۰۰	۶۰
۲۳۰	۸۰
۱۳۲	۱۰۰
۶۳ و پایین‌تر	۱۳۰

۲) در نظر گرفتن حاشیه امنیت برای واحدهای بادی به منظور کاهش خروج واحدهای بادی. بر این اساس، یک زمان ثابت برای تمامی سطوح باید در نظر گرفت که این زمان باید از ۱۰۰ میلی‌ثانیه (زمان رفع خطا در سطح ولتاژ ۱۳۲) بیشتر باشد. بر اساس مطالعات صورت گرفته، ۱۲۰ میلی‌ثانیه (۲۰٪ بیشتر از زمان رفع خطا برای سطح ولتاژ ۱۳۲ کیلوولت) مناسب به نظر می‌رسد.

از بین این دو پیشنهاد، پیشنهاد دوم دارای اولویت بالاتری است؛ زیرا حتی‌الامکان از جدایی واحدها از شبکه جلوگیری می‌کند و بنابراین از نظر امنیت شبکه مناسب‌تر است. در عین حال، در صورت وجود ملاحظات مربوط به محدودیت‌های واحد یا پایداری گذرا، اپراتور می‌تواند این زمان را برای واحد بادی تغییر دهد.

۳-۳-۵-۲-۳- زمان بازیابی ولتاژ

زمان بازیابی ولتاژ برای کشورهای مختلف در جدول (۳-۱۱) ارائه شده است. همان‌گونه که دیده می‌شود، زمان بازیابی ولتاژ برای کشورهای مختلف متفاوت بوده و در برخی از موارد این تفاوت‌ها بسیار فاحش است [۱۸].

جدول (۳-۱۱): زمان بازیابی ولتاژ برای کشورهای مختلف [۱۸]

دستورالعمل	زمان بازیابی ولتاژ (ثانیه)
آلمان(E.ON)	۱/۵
انگلستان	۱/۲
ایرلند	۳
شمال اروپا	۰/۷۵
دانمارک (< 100 kV)	۰/۷۵
دانمارک (> 100 kV)	۱۰
بلژیک(افت ولتاژ زیاد)	۰/۷
بلژیک (افت ولتاژ کم)	۱/۵
کانادا(AESO)	۳
کانادا(Quebec)	۱
آمریکا	۳
اسپانیا	۱
ایتالیا	۰/۸
سوئد (> 100 MW)	۰/۲۵
سوئد (< 100 MW)	۰/۸
نیوزیلند	۱

زمان بازیابی ولتاژ به عواملی مانند ارتباط شبکه با دیگر شبکه‌ها و سطح اتصال کوتاه شبکه وابسته است. بر اساس جدول (۳-۱۱)، برای استان کبک کشور کانادا، که ارتباط ضعیفی با شبکه برق استان‌های همسایه دارد، زمان

بازیابی ولتاژ ۱ ثانیه عنوان شده است و کاهش ولتاژ تا میزان ۰٪ نامی مجاز است؛ در صورتی که برای شبکه آلبرتا، افت ولتاژ تا ۱۵٪ مجاز شمرده شده است و زمان بازیابی ولتاژ ۳ ثانیه در نظر گرفته شده است. همچنین، برای آمریکا این زمان برابر ۳ ثانیه می‌باشد [۱۸،۱۱].

در دستورالعمل بهره‌برداری شبکه برق ایران، اشاره‌ای به زمان بازیابی ولتاژ بعد از وقوع خطا نشده است و برای به دست آوردن این زمان، نیاز به مطالعات بیشتر و استفاده از کارشناسان خبره در این مقوله می‌باشد؛ اما با توجه ارتباط گسترده شبکه برق ایران با کشورهای همسایه، زمان بازیابی ولتاژ را می‌توان حدود ۱/۵ ثانیه در نظر گرفت. در عین حال، این مقدار می‌تواند با نظر اپراتور شبکه تغییر کند.

همان‌طور که دیده می‌شود، در مورد تحمل خطا در مجموع دو پیشنهاد ارائه شده است: پیشنهاد اول (بخش ۳-۳-۵-۱) که بر مبنای توافق‌نامه است و پیشنهاد دوم (بخش ۳-۳-۵-۲) که بر مبنای ارائه منحنی خطا است. به نظر می‌رسد که پیشنهاد اول، به دلیل آنکه دست اپراتور را برای نحوه بهره‌برداری مناسب از شبکه در شرایط بروز خطا باز می‌گذارد، اولویت بالاتری نسبت به پیشنهاد دوم داشته باشد.

فصل چهارم

نتیجه‌گیری

در فصل اول و دوم این گزارش، مروری بر دستورالعمل حفاظت واحدهای بادی برای کشورهای مختلف صورت گرفته است. در هر فصل، بندهای مختلف مربوط به دستورالعمل کشورهای مختلف عنوان شده است و سعی شده است با یک نگاه کلی، مقایسه‌ای بین دستورالعمل کشورهای مختلف انجام گیرد.

در فصل سوم، ابتدا الزامات حفاظتی شبکه برق ایران عنوان شده است. در ادامه این فصل، سعی شده با توجه مطالعات صورت‌گرفته در فصل اول و دوم و بر اساس محدودیت شبکه برق ایران، پیشنهاداتی برای دستورالعمل حفاظت واحد بادی برای اتصال به شبکه برق ایران ارائه شود. محورهای پیشنهادات عبارتند از:

۱) حفاظت تجهیزات واحد بادی

۲) تفکیک واحدهای بادی از لحاظ تأثیرگذاری بر پایداری شبکه برق ایران

۳) حفاظت در برابر تغییرات ولتاژ در حین عملکرد پایدار

۴) حفاظت در برابر تغییرات فرکانس در حین عملکرد پایدار

۵) حفاظت واحد بادی در زمان خطا (تحمل خطا)

البته برخی از موارد نیاز به بررسی‌های بیشتر دارند.

مراجع

[1] I. Erlich and U. Bachmann, "Grid Code Requirements Concerning Connection and operation of Wind Turbines in Germany", 2005.

[2] E.on Netz," Grid Code: High and extra high voltage", Germany, 2006.

[3] E.on Netz, "Requirements for offshore grid connections in the E.ON Netz Network", Germany, 2008.

[4] National Grid Electricity Transmission plc, "The grid code, issue 4, rev. 7", UK, 2011.

[5] CER, "Wind Farm Transmission Grid Code Provisions", Ireland, 2004.

[6] NORDEL,"Nordic Grid Code", 2007.

[7] Walloon Energy Commission, "Grid code for the local transmission system operator", Belgium, 2007.

[8] Hydro-Québec TransEnergie, "Transmission provider technical requirements for the connection of power plants to the Hydro-Quebec transmission system", Canada, 2006.

[9] Canadian Wind Energy Association,"Canadian Grid Code for Wind Developments-Integrated French-English-Final",2005.

[10] AESO, "Wind power facility technical requirements. Revision 0", Alberta, Canada, 2004.

[11] Federal Energy Regulatory Commission, "Interconnection for wind energy, final rule", USA, 2005.

[12] CEI 11/32, "Appendice N.6–Normativa impianti di produzione eolica [draft]", 2006.

[13] Transpower New Zealand Limited, "Connection and dispatch guide", 2004.

[14] Centre for Wind Energy Technology, "Indian Wind Grid Code [Draft]", India, 2009.

[15] ENERGINET, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW", Denmark, 2010.

[16] ENERGINET, "Grid connection of wind turbines to networks with voltages below 100 kV", Denmark, 2004.

[17] ENERGINET, "Grid connection of wind turbines to networks with voltages above 100 kV", Denmark, 2004.

[18] M.Tsili and S.Papathanassiou, "Review of grid code technical requirements for wind farms", IET Renew. Power Gener., pp. 1–25, 2009.

[19] "Requisitos de respuesta frente a huecos de tension de las instalaciones de produccion de regimen especial, PO 12.3". REE, Spain, 2005.

[۲۰] شرکت توانیر، "روش‌های اجرایی اتصال به شبکه: روش اجرایی شرایط اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث بـه شبکه"، ۱۳۸۱.

[۲۱] شرکت توانیر، "دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری"، ۱۳۷۶.

[۲۲] شرکت توانیر، "دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه توزیع نیروی برق"، ۱۳۸۸.

پیوست چهارم

الزامات کیفیت توان، مدلسازی، پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع

تهیه و کنترل

مجری: پژوهشگاه نیرو

مدیر پروژه: زهرا مدیحی بیدگلی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق-قدرت

اعضای گروه تهیه‌کننده

محمد جعفریان	پژوهشگاه نیرو	دکترای مهندسی برق- قدرت
سید وحید خاتمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشد مهندسی برق- قدرت
حبیب‌اله رئوفی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشد مهندسی برق- قدرت
ابراهیم رضایی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشد مهندسی برق- قدرت
محمد ستاره	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشد مهندسی برق- قدرت
میلاد مقسم حمیدی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی‌ارشد مهندسی برق- قدرت

اعضای گروه تاییدکننده

همایون برهمندپور	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
بابک پرکار کومله	شرکت توانیر	دکترای مهندسی برق - قدرت
داود جلالی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق- قدرت
حبیب قراگوزلو مزلقان	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	دکترای مهندسی برق - قدرت
نیکی مسلمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
مهدی مقیم‌زاده	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	کارشناسی‌ارشد مهندسی برق - قدرت

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

فصل اول:الزامات کیفیت توان

۱-۱- تعریف کیفیت توان (برق) ۳

۱-۲- فلیکر ولتاژ ۳

۱-۲-۱- شاخص کوتاه‌مدت فلیکر ۳

۱-۲-۲- شاخص بلندمدت فلیکر ۳

۱-۲-۳- روابط پیشنهادشده در استاندارد IEC 61400-21 برای ارزیابی فلیکر ۳

۱-۲-۳-۱- مقادیر فلیکر در شرایط پیوستهی عملکرد برای هر توربین بادی ۴

۱-۲-۳-۲- مقادیر فلیکر در شرایط پیوستهی عملکرد برای مزرعه بادی ۵

۱-۲-۳-۳- مقادیر فلیکر برای توربین بادی در شرایط کلیدزنی ۵

۱-۲-۳-۴- مقادیر فلیکر برای مزرعه بادی در شرایط کلیدزنی ۶

۱-۲-۴- الزامات فلیکر ولتاژ برای اتصال مزارع بادی به شبکه در دستورالعمل شبکهی کشورهای مختلف .. ۶

۱-۲-۴-۱- کشور هند ۶

۱-۲-۴-۲- کشور دانمارک ۶

۱-۲-۴-۳- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic) ۷

۱-۲-۴-۴- دستورالعمل کشور ایرلند ۷

۱-۲-۴-۵- کشور چین ۷

۱-۳- نامتعادلی ولتاژ ۷

۱-۳-۱- تعاریف نامتعادلی ولتاژ ۷

۱-۳-۲- الزامات نامتعادلی ولتاژ برای اتصال مزارع بادی به شبکه در دستورالعمل شبکه‌ی کشورهای مختلف ۸

۱-۳-۲-۱- کشور هند ۸

۱-۳-۲-۲- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic) ۸

۱-۴- هارمونیک ۸

۱-۴-۱- شاخص THD برای ولتاژ و جریان ۹

۱-۴-۲- شاخص دامنهی هارمونیک‌ها ۹

۱-۴-۳- الزامات هارمونیکی برای اتصال مزارع بادی در دستورالعمل کشورهای مختلف ۹

۱-۴-۳-۱- الزامات THD جریان و ولتاژ ۹

۱-۴-۳-۱-۱- کشور هند ۹

۱-۴-۳-۱-۲- کشور دانمارک ۱۰

۱-۴-۳-۱-۳- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic) ۱۱

۱-۴-۳-۱-۴- کشور ایرلند ۱۱
۱-۴-۳-۱-۵- کشور چین ۱۱
۱-۴-۳-۲- الزامات نسبت دامنهی هارمونیک‌ها به دامنهی هارمونیک اصلی ۱۱
۱-۴-۳-۲-۱- کشور هند ۱۱
۱-۴-۳-۲-۲- کشور دانمارک ۱۲
۱-۴-۳-۲-۳- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic) ۱۴
۱-۴-۳-۳- الزامات هارمونیک‌های میانی ۱۴
۱-۴-۳-۳-۱- کشور دانمارک ۱۵
۱-۴-۳-۳-۲- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic) ۱۵
۱-۵- کیفیت توان در زمینهی بهره‌برداری از مزارع بادی ۱۵
فصل دوم: الزامات مدلسازی مزارع بادی
۲-۱- مدل‌سازی استاتیکی ۱۹
۲-۱-۱- مدل‌سازی مزرعه بادی برای مطالعات پخش بار ۲۰
۲-۲- مدل‌سازی دینامیکی ۲۰
۲-۲-۱- اتصال مستقیم ژنراتور القایی به شبکه ۲۱
۲-۲-۲- ژنراتور القایی روتور سیم‌پیچی‌شده با مقاومت روتور متغیر ۲۱
۲-۲-۳- DFIG ۲۲
۲-۲-۴- واحد کاملاً مبدل الکترونیک قدرتی ۲۲
۲-۳- الزامات مدل‌سازی مزارع بادی در دستورالعمل کشورهای مختلف ۲۴
۲-۳-۱- دانمارک ۲۴
۲-۳-۱-۱- الزامات مدل‌سازی ۲۵
۲-۳-۲- ایرلند ۲۵
۲-۳-۲-۱- اطلاعات لازم برای مدل‌سازی دینامیکی ۲۶
۲-۳-۲-۱-۱- ترانسفورماتور تک‌تک ژنراتورهای توربین‌های بادی و ترانسفورماتور اتصال به شبکهی مزرعه بادی ۲۶
۲-۳-۲-۱-۲- اطلاعات شبکهی داخلی مزرعه بادی ۲۶
۲-۳-۲-۱-۳- جبران‌سازهای راکتیو نصب‌شده در مزرعه بادی ۲۷
۲-۳-۳- الزامات مدل‌سازی دیگر کشورها ۲۷
۲-۴- تفکیک الزامات مدل‌سازی در زمینهی اتصال به شبکه و بهره‌برداری مزارع بادی ۲۷
فصل سوم: الزامات پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع

۳-۱- اطلاعات و سیگنال‌های ارسالی از سوی مزرعه بادی به بهره‌بردار شبکه ۳۱
۳-۱-۱- هند ۳۱
۳-۱-۲- آفریقای جنوبی ۳۱
۳-۱-۳- ایرلند ۳۳
۳-۱-۴- دانمارک ۳۴
۳-۲- لیست سیگنال‌های ارسالی از سوی بهره‌بردار شبکه به مزرعه بادی ۳۵
۳-۲-۱- هند ۳۵
۳-۲-۲- آفریقای جنوبی ۳۵
۳-۳- پایش و کنترل ۳۵
۳-۳-۱- دانمارک ۳۵
۳-۳-۲- کانادا ۳۷
۳-۴- لیست سیگنال‌های قابل پایش، ارسال و مخابره ۳۷
۳-۵- الزامات ثبت وقایع ۴۷
۳-۵-۱- دانمارک ۴۷
۳-۵-۲- اسکاتلند ۴۸
۳-۶- تفکیک الزامات محورهای فوق در زمینهی اتصال به شبکه و بهره‌برداری مزارع بادی ۴۸
فصل چهارم: الزامات اتصال مزارع بادی به شبکه ایران
۴-۱- کیفیت توان ۵۱
۴-۱-۱- فلیکر ولتاژ ۵۱
۴-۱-۱-۱- نحوهی محاسبه و ارزیابی شاخص فلیکر برای توربین‌های بادی و مزارع بادی ۵۲
۴-۱-۱-۲- الزامات فلیکر ولتاژ ۵۲
۴-۱-۲- نامتعادلی ولتاژ ۵۲
۴-۱-۳- هارمونیک‌ها ۵۳
۴-۱-۴- هارمونیک‌های میانی ۵۵
۴-۲- مدل‌سازی ۵۵
۴-۳- کنترل، پایش و ارتباطات ۵۶
۴-۳-۱- فراهم‌سازی بسترهای مخابراتی ۵۶
۴-۳-۲- الزامات پایش و کنترل توربین‌های بادی ۵۷
۴-۴- ثبت وقایع ۵۸
مراجع ۵۹

مقدمه

رویکرد گسترده به انرژی‌های نو و حمایت‌های دولت در این زمینه، باعث شده است که استفاده از تکنولوژی‌های جدید برای تولید برق در کشور روزبه‌روز بیشتر شود. یکی از انواع انرژی‌های نو، انرژی بادی است که با توجه به بادخیز بودن کشور و دارا بودن مناطق مناسب برای احداث نیروگاه بادی و همچنین قیمت مناسب تمام شده، برای تولید برق نسبت به دیگر منابع انرژی نو بیشتر مورد علاقه قرار گرفته است. نیروگاه‌های بادی بر اساس ساختارشان با نیروگاه‌های سنتی، که فقط شامل یک ژنراتور سنکرون هستند، فرق زیادی دارند؛ زیرا معمولاً شامل ادوات الکترونیک قدرت و ژنراتور القایی هستند و همین ویژگی، می‌تواند تأثیرات آن‌ها را بر روی شبکه‌ی برق متمایز نماید. یکی از مهم‌ترین پارامترهای برق، کیفیت برق است که شامل شاخص‌هایی مانند هارمونیک، نامتعادلی، فلیکر و غیره می‌باشد. از آنجا که سرعت و جهت باد یک متغیر نامعین است، بنابراین توان تولیدی نیروگاه بادی، اگر کنترل‌کننده‌های مخصوص به خود را نداشته باشد، کاملاً به طور اتفاقی تغییر خواهد کرد؛ به همین دلیل، معمولاً از مبدل الکترونیک قدرت برای اتصال توربین بادی به شبکه استفاده می‌شود. این عوامل و دیگر عوامل دست به دست هم می‌دهند تا مسأله‌ی کیفیت توان برای اتصال مزارع بادی به شبکه اهمیت زیادی پیدا کند. البته، این امر زمانی اهمیت پیدا می‌کند که نیروگاه‌های بادی درصد مناسبی از کل تولید یک شبکه را در اختیار داشته باشند؛ در غیر این صورت، به دلیل کوچک بودن ظرفیت‌شان، تأثیر چندانی در شبکه نخواهند داشت.

بهره‌بردار شبکه، برای تجزیه و تحلیل وضعیت شبکه و پارامترهای آن، نیاز به داشتن مدل مناسبی از اجزای درون شبکه دارد؛ بنابراین، یک مسأله‌ی مهم دیگر که در اتصال مزارع بادی به شبکه اهمیت پیدا می‌کند، مدل‌سازی مزارع بادی است؛ زیرا این نیروگاه‌ها با نیروگاه‌های سنتی متفاوت هستند و بنابراین مدل‌شان نیز متفاوت خواهد بود. به تدریج، با زیادتر شدن ظرفیت مزارع بادی و تأثیر بیشتر آن‌ها بر متغیرهای شبکه، نیاز به ارتباطات، پایش و کنترل مزارع بادی بیشتر از گذشته احساس می‌شود و باید مورد توجه قرار گیرد.

در این جلد از گزارش، سعی می‌شود الزامات لازم برای کیفیت توان و مدل‌سازی مزارع بادی برای اتصال به شبکه و همچنین ارتباطات، پایش، کنترل و ثبت وقایع برای مزارع بادی در دستورالعمل‌های کشورهای مختلف مورد بررسی قرار گیرد و در انتها برای کشور ایران الزامات لازم در محورهای ذکرشده پیشنهاد گردد.

فصل ۱

الزامات کیفیت توان

مقدمه

در این فصل، الزامات کیفیت توان برای اتصال مزارع بادی به سیستم قدرت و بهره‌برداری از آن‌ها معرفی و مورد بررسی قرار می‌گیرد. ابتدا فلیکر ولتاژ، هارمونیک و نامتعادلی ولتاژ توضیح داده شده و الزامات آن‌ها برای اتصال مزارع بادی به شبکه در دستورالعمل‌های کیفیت توان مزارع بادی چندین کشور مختلف معرفی و با هم مقایسه می‌شوند. در انتها به بحث درباره‌ی این الزامات در حوزه‌ی بهره‌برداری مزارع بادی پرداخته می‌شود.

۱-۱- تعریف کیفیت توان (برق)

کیفیت برق، تغییرات خصوصیات و مشخصات انرژی الکتریکی را نشان می‌دهد. کیفیت مناسب برق، نشان دهنده‌ی وضعیت مناسب تغییرات یا اعوجاج و یا اغتشاش در کمیت‌های ولتاژ، جریان و فرکانس بوده و کیفیت برق نامناسب، خرابی و یا عملکرد نادرست تجهیزات شبکه و مشترکین را به دنبال خواهد داشت [۱].

۱-۲- فلیکر ولتاژ

فلیکر به تأثیر غیرماندگار حسی یک منبع نوری که روی چشم انسان ایجاد می‌شود اطلاق می‌گردد. توزیع طیفی شار این منبع نوری با زمان تغییر می‌کند. فلیکر ولتاژ به تغییرات سریع و نوسانات ولتاژ به دلیل تغییر در بار مصرفی و یا کلیدزنی گفته می‌شود که اثرات آن را می‌توان در کم و زیاد شدن و سوسو زدن نور لامپ‌ها و همچنین پرش در تصاویر تلویزیونی مشاهده نمود [۱].

۱-۲-۱- شاخص کوتاه‌مدت فلیکر

به شاخص شدت فلیکر در یک دوره‌ی ۱۰ دقیقه‌ای گفته می‌شود و با نماد P_{st} نشان داده می‌شود. $P_{st}=1$ آستانه‌ی آزاردهی چشم انسان است. این معیار از سری‌های زمانی به دست آمده از فلیکرمتر در مدت ۱۰ دقیقه استخراج می‌گردد [۱].

۱-۲-۲- شاخص بلندمدت فلیکر

شاخص بلندمدت فلیکر به شاخص شدت فلیکر به دست آمده در یک دوره‌ی زمانی بلندمدت ۲ ساعته از فلیکرمتر گفته می‌شود [۱].

۱-۲-۳- روابط پیشنهادشده در استاندارد IEC 61400-21 برای ارزیابی فلیکر

استاندارد IEC 61400-21، برای به دست آوردن شاخص‌های فلیکر برای مزارع بادی پیشنهاداتی دارد که در ادامه توضیح داده می‌شود.

این استاندارد برای دو حالت عملکرد عادی (عملکرد پیوسته) توربین بادی و حالت کلیدزنی به ترتیب دو پارامتر به نام‌های ضریب فلیکر در حالت عملکرد عادی $c(\psi_k, v_a)$ و ضریب پله‌ی فلیکر $k_f(\psi_k)$ معرفی نموده است. ψ_k زاویه امپدانس شبکه در نقطه اتصال توربین بادی و v_a میانگین سرعت باد سالیانه می‌باشد. در این استاندارد توضیح داده

شده که قبل از اتصال توربین بادی به شبکه، با روش آزمایشی که توصیه شده، شرایط ساختگی[۱] اتصال به شبکه را برای توربین بادی شبیه‌سازی نموده و برای زوایای مختلف امپدانس و سرعت‌های متفاوت باد، در هر دو حالت عادی و شرایط کلیدزنی، باید مقدار فلیکر توسط فلیکرمتر اندازه‌گیری شود و طبق روابط (۱-۱) و (۱-۲)، مقدار دو ضریب تعریف‌شده برای هر توربین در هر مقدار زاویه امپدانس و سرعت باد به دست آید [۲]:

$$c(\psi_k) = P_{st,fic} \times \frac{S_{k,fik}}{S_n} \qquad (۱-۱)$$

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k,fik}}{S_n} \times P_{st,fic} \times T_p^{0.31} \qquad (۱-۲)$$

در این روابط:

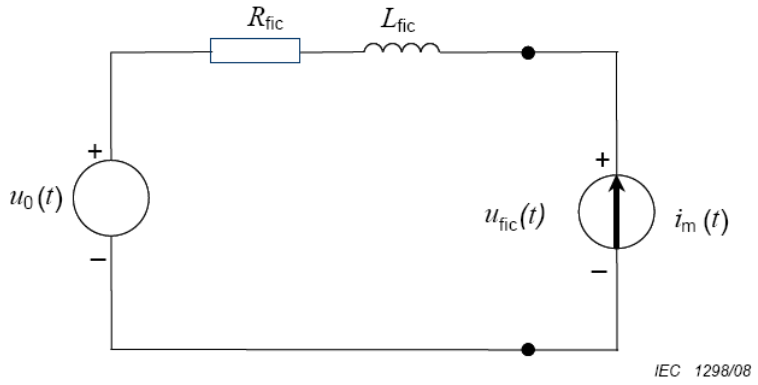
$P_{st,fic}$: مقدار فلیکر کوتاه‌مدت توربین بادی برای شبکه‌ی ساختگی که جایگزین شبکه‌ی اصلی شده است.

S_n: مقدار توان نامی توربین بادی.

$S_{k,fik}$: مقدار توان اتصال کوتاه در نقطه‌ی اتصال شبکه‌ی ساختگی.

T_p: مدت زمان اندازه‌گیری.

شبکه‌ی ساختگی برای انجام تست در شکل (۱-۱) نشان داده شده است.



شکل (۱-۱): مدار تست ضرایب فلیکر

بعد از انجام این تست‌ها، که شرایط و مراحل آن‌ها در استاندارد توضیح داده شده است، مقادیر این ضرایب توسط دو رابطه‌ی (۱-۱) و (۱-۲) محاسبه و برای دیگر شرایط باد و یا زاویه‌ی امپدانس، مقدار این ضرایب توسط درون‌یابی به دست می‌آید [۲].

برای ارزیابی فلیکر ولتاژ در شرایط عملکرد پیوسته‌ی بهره‌برداری از توربین بادی متصل به شبکه‌ی واقعی، می‌توان بدون انجام تست و با کمک این ضرایب، تخمین بسیار مناسبی از مقدار فلیکر برای هر توربین بادی و مزرعه بادی به دست آورد که در ادامه به آن پرداخته می‌شود.

۱-۲-۳-۱- مقادیر فلیکر در شرایط پیوسته‌ی عملکرد برای هر توربین بادی

در این شرایط، می‌بایست الزامات فلیکر برای توربین بادی و مزارع بادی اعمال شود؛ بدین‌گونه که مقادیر فلیکر به دست آمده از رابطه‌ی (۱-۳) باید از مقدار مجاز تعیین‌شده کمتر باشد [۲].

---

[۱] Fictitious-(fic)

$$P_{st} = P_{Lt} = c(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (۳-۱)$$

در این رابطه:

P_{st}: مقدار فلیکر کوتاه‌مدت در بهره‌برداری عادی از توربین بادی.

P_{Lt}: مقدار فلیکر بلندمدت در بهره‌برداری عادی از توربین بادی.

S_k: توان اتصال کوتاه در نقطه‌ی اتصال به شبکه (PCC[۲]).

S_n: توان نامی توربین بادی.

مقدار ضریب $c(\psi_k)$، باید از مقادیر گزارش‌شده در روش تست استاندارد IEC 61400-21 (که توضیح داده شد)، به ازای سرعت باد، زمان بهره‌برداری و زاویه امپدانس اتصال به شبکه به دست آید [۲].

۱-۲-۳-۲- مقادیر فلیکر در شرایط پیوسته‌ی عملکرد برای مزرعه بادی

برای مزارع بادی که شامل تعداد N_{wt} توربین بادی هستند، مقادیر فلیکر کوتاه‌مدت و بلندمدت از رابطه (۱-۴) به دست می آیند [۲].

$$P_{st\Sigma} = P_{Lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \times \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k, v_a) \times S_{n,i})^2} \quad (۴-۱)$$

در این رابطه:

$P_{st\Sigma}$: فلیکر کوتاه‌مدت برای مزرعه بادی از دید نقطه‌ی اتصال به شبکه (PCC).

$P_{Lt\Sigma}$: فلیکر بلندمدت برای مزرعه بادی از دید نقطه‌ی اتصال به شبکه (PCC).

$c_i(\psi_k, v_a)$: مقدار ضریب فلیکر برای هر توربین بادی مستقل.

$S_{n,i}$: توان نامی هر توربین بادی مستقل در مزرعه بادی.

N_{wt}: تعداد توربین‌های بادی درون مزرعه بادی.

۱-۲-۳-۳- مقادیر فلیکر برای توربین بادی در شرایط کلیدزنی

شرایط کلیدزنی، می‌تواند شامل راه‌اندازی و خاموش شدن به دلایل مختلف، مانند زیاد از حد بودن یا کم بودن سرعت باد و غیره باشد. مقادیر فلیکر را می‌توان با دقت مناسبی از روابط (۱-۵) و (۱-۶) به دست آورده و ارزیابی و تخمین مناسبی در هنگام بهره‌برداری توربین بادی از آن داشت [۲].

$$P_{st} = 18 \times N_{10\min}^{0.31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (۵-۱)$$

$$P_{Lt} = 8 \times N_{120\min}^{0.31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (۶-۱)$$

در این روابط:

$k_f(\psi_k)$: مقدار ضریب پله‌ی فلیکر با توجه به زاویه امپدانس در نقطه‌ی اتصال به شبکه (PCC).

$N_{10\min}$: تعداد کلیدزنی در ۱۰ دقیقه.

$N_{120\min}$: تعداد کلیدزنی در ۱۲۰ دقیقه.

---

[۲] Point of Common Coupling

۱-۲-۳-۴- مقادیر فلیکر برای مزرعه بادی در شرایط کلیدزنی

مقادیر فلیکر ولتاژ در شرایط کلیدزنی برای مزرعه‌ی بادی از روابط (۱-۷) و (۱-۸) به دست می‌آیند [۲].

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k}\left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10\min,i} \times (k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i})^{3.2}\right)^{0.31} \quad (۱-۷)$$

$$P_{st\Sigma} = \frac{8}{S_k}\left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120\min,i} \times (k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i})^{3.2}\right)^{0.31} \quad (۱-۸)$$

در این روابط:

$N_{10\min,i}$: تعداد کلیدزنی‌ها در طول ۱۰ دقیقه برای توربین بادی i .

$N_{120\min,i}$: تعداد کلیدزنی‌ها در طول ۱۲۰ دقیقه برای توربین بادی i.

۱-۲-۴- الزامات فلیکر ولتاژ برای اتصال مزارع بادی به شبکه در دستورالعمل شبکه‌ی کشورهای مختلف

۱-۲-۴-۱- کشور هند

در مبحث فلیکر ولتاژ، در دستورالعمل شبکه‌ی این کشور برای اتصال مزارع بادی آمده است که باید از استانداردهای IEC 61000-3-7، IEC 61000-4-15 (1997) و IEC 61000-4-15 (2003) برای محدودیت فلیکر ولتاژ و اندازه‌گیری آن استفاده شود [۳].

۱-۲-۴-۲- کشور دانمارک

در دستورالعمل مربوط به کشور دانمارک، محدودیت‌ها و الزامات لازم برای فلیکر ولتاژ بر اساس توصیه‌های استاندارد IEC 61000-3-7 اعمال شده و روابط موجود برای ارزیابی فلیکر در استاندارد IEC 61400-21 با ایجاد تغییراتی برای حالات مختلف مورد استفاده قرار گرفته است [۴].

برای حالت عملکرد عادی توربین بادی و حالت عملکرد عادی مزرعه بادی، روابط استفاده‌شده در دستورالعمل این کشور، همانند روابط موجود در استاندارد می‌باشد و برای حالت کلیدزنی برای مزرعه بادی از روابط ذیل استفاده می‌شود:

روابط فلیکر ولتاژ برای هر توربین در حالت کلید زنی:

$$P_{st,i} = 18 \times N_{10\min,i}^{0.31} \times k_{f,i}(\psi_k) \times \frac{S_{n,i}}{S_k} \quad (۱-۹)$$

$$P_{Lt,i} = 8 \times N_{120\min,i}^{0.31} \times k_{f,i}(\psi_k) \times \frac{S_{n,i}}{S_k} \quad (۱-۱۰)$$

روابط فلیکر برای مزرعه بادی در حالت کلیدزنی:

$$P_{st,\Sigma} = \sqrt[3]{\sum_i P_{st,i}^{\ 3}} \quad (۱-۱۱)$$

$$P_{Lt,\Sigma} = \sqrt[3]{\sum_i P_{Lt,i}^{\ 3}} \quad (۱-۱۲)$$

همان‌طور که مشاهده می‌شود، نمای توان و ریشه جذر به کار برده شده در این روابط با روابط موجود در استاندارد متفاوت می‌باشد.

دستورالعمل این کشور، الزامات لازم برای فلیکر ولتاژ مزارع بادی را، بر اساس سطح ولتاژ محل اتصال و مقدار توان نیروگاه بادی، به چندین بخش تقسیم‌بندی نموده است که در ادامه توضیح داده می‌شود:

توربین بادی با توان ۱۱ کیلووات تا ۱/۵ مگاوات (طبق جدول (۱-۱)). اگر توربین با توانی کمتر از ۰/۴ توان نامی کار کند، آن‌گاه محدودیت‌های نشان داده شده در جدول (۱-۱) لازم نیست اعمال شود.

جدول (۱-۱): محدودیت فلیکر برای توان ۱۱ کیلووات تا ۱/۵ مگاوات - دانمارک

سطح ولتاژ AC	P_{st}	P_{lt}
U_n<1 kv	0.35	0.25
U_n>1 kv	0.3	0.2

- توربین بادی با توان بزرگتر از ۱/۵ مگاوات (طبق جدول (۱-۲))

جدول (۱-۲): محدودیت فلیکر برای توان بیشتر از ۱/۵ مگاوات - دانمارک

سطح ولتاژ AC	P_{st}	P_{lt}
$U_n \leq 35$ kv	-	0.5
$35kv \leq U_n \leq 100$ kv	-	0.35
U_n>100 kv	0.3	0.2

۱-۲-۴-۳- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic)

الزامات کیفیت توان برای اتصال مزارع بادی را همان الزامات لازم برای اتصال نیروگاه‌های سنتی معرفی نموده است. فلیکر ولتاژ کوتاه‌مدت باید کمتر از ۱ و فلیکر ولتاژ بلندمدت باید کمتر از ۰/۸ باشد [۵].

۱-۲-۴-۴- دستورالعمل کشور ایرلند

استاندارد IEC61000-3-7 را برای کیفیت توان در مبحث ولتاژ مزارع بادی معرفی کرده است [۶].

۱-۲-۴-۵- کشور چین

به استاندارد GB 12326-2000 در زمینه‌ی فلیکر ولتاژ ارجاع شده است. مالکان مزارع بادی با ظرفیت بیشتر از ۵۰ مگاوات، موظفند که در شش ماه اول اتصال به شبکه، تست‌های لازم برای کیفیت توان را انجام داده و به بهره‌بردار شبکه گزارش دهند [۷].

۱-۳- نامتعادلی ولتاژ

نامتعادلی یا عدم تعادل، به حالتی گفته می‌شود که مقادیر ولتاژ و یا جریان سه‌فاز با یکدیگر متفاوت بوده و یا اختلاف فاز ۱۲۰ درجه بین فازها وجود نداشته باشد.

۱-۳-۱- تعاریف نامتعادلی ولتاژ

برای درصد نامتعادلی ولتاژ، دو تعریف معرفی می‌گردد:

۱. تعریف اول: درصد نامتعادلی ولتاژ برابر است با نسبت مقدار مؤلفه‌ی صفر یا منفی به مؤلفه‌ی توالی مثبت آن ضرب در ۱۰۰ [۱].

۲. تعریف دوم: درصد نامتعادلی ولتاژ برابر است با قدرمطلق تفاضل بین حداکثر و حداقل ولتاژ خط تقسیم بر میانگین ولتاژ خط سه‌فاز [۳].

۱-۳-۲- الزامات نامتعادلی ولتاژ برای اتصال مزارع بادی به شبکه در دستورالعمل شبکه‌ی کشورهای مختلف

۱-۳-۲-۱- کشور هند

برای نامتعادلی ولتاژ از تعریف دوم استفاده شده است و الزامات آن برای اتصال مزارع بادی در جدول (۱-۳) نشان داده شده است. همان‌طور که مشخص است، تقسیم‌بندی بر اساس سطح ولتاژ انجام شده است و هرچه سطح ولتاژ بالاتر باشد، درصد نامتعادلی ولتاژ باید کمتر باشد. این امر طبیعی است؛ زیرا در سطح ولتاژ بالاتر، کوچک‌ترین نامتعادلی باعث جاری شدن جریان توالی منفی در روتور ژنراتور می‌شود که آسیب‌های جبران‌ناپذیری به آن می‌رساند [۳].

جدول (۱-۳): محدودیت نامتعادلی ولتاژ - هند

نامتعادلی (٪)	سطح ولتاژ (kV)
1.5	400
2	220
3	<200

۱-۳-۲-۲- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic)

از تعریف اول برای نامتعادلی ولتاژ استفاده می‌نماید و الزامات آن بدین صورت است که بسته به شرایط اندازه‌گیری، مقدار میانگین مؤلفه‌ی توالی منفی در مدت ۱۰ دقیقه‌ی اندازه‌گیری، نباید بزرگتر از ۱-۲٪ مؤلفه‌ی توالی مثبت در نقطه‌ی اندازه‌گیری برای ۹۵٪ طول زمان اندازه‌گیری در یک هفته باشد [۵].

۱-۴- هارمونیک

اندازه‌گیری برای الزامات هارمونیکی، باید همانند بقیه‌ی اندازه‌گیری‌ها در محل اتصال به شبکه (PCC) انجام شود. در اتصال مزارع بادی، علاوه بر هارمونیک‌های جریان، هارمونیک‌های ولتاژ نیز مهم می‌باشد؛ بنابراین، هنگام انجام تست برای اندازه‌گیری هارمونیک‌ها، فرض می‌شود که شبکه هیچ عیبی ندارد و خالص است و هر آلودگی که در آنجا اندازه‌گیری می‌شود ناشی از حضور توربین بادی است [۲]. در ادامه، شاخص‌های ارزیابی هارمونیک‌ها معرفی و الزامات لازم در کشورهای مختلف برای اتصال مزارع بادی ذکر می‌شوند. این شاخص‌ها عبارتند از:

- THD برای ولتاژ و جریان.
- نسبت دامنه‌ی هارمونیک‌ها با هارمونیک اصلی.
- شاخص‌های فوق برای هارمونیک‌های میانی.

طبق استاندارد IEC 61400-21، باید دامنه‌های هارمونیک‌ها تا مرتبه‌ی ۵۰ برای ۱۰ دقیقه اندازه‌گیری شده و مقدار میانگین آن گزارش شود [۲].

۱-۴-۱- شاخص THD برای ولتاژ و جریان

شاخص THD (ضریب اعوجاج) برای ولتاژ و جریان به ترتیب بر اساس روابط (۱-۱۳) و (۱-۱۴) محاسبه می‌شود [۲].

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_n} \times 100 \qquad (۱-۱۳)$$

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} U_h^2}}{U_n} \times 100 \qquad (۱-۱۴)$$

۱-۴-۲- شاخص دامنه‌ی هارمونیک‌ها

علاوه بر شاخص THD، یک شاخص دیگر برای اتصال مزارع بادی به شبکه در دستورالعمل کشورهای مختلف معرفی شده است که عبارت است از نسبت دامنه‌ی هریک از هارمونیک‌ها به دامنه‌ی هارمونیک اصلی بر حسب درصد ($\frac{U_h}{U_n}(\%); \frac{I_h}{I_n}(\%)$) [۲].

۱-۴-۳- الزامات هارمونیکی برای اتصال مزارع بادی در دستورالعمل کشورهای مختلف

۱-۴-۳-۱- الزامات THD جریان و ولتاژ

دستورالعمل کشورهای هند و دانمارک، مقدار THD را برای هارمونیک‌های تا مرتبه ۴۰ محاسبه کرده و آن را معیار قرار داده‌اند [۳-۴] و در دستورالعمل بقیه کشورها، به این موضوع اشاره‌ای نشده و فقط مقدار مجاز THD را ذکر نموده‌اند. البته می‌توان استدلال کرد که در این دو استراتژی، مقادیر THD تفاوت چندانی نمی‌کند؛ زیرا هرچه مرتبه‌ی هارمونیک بالاتر می‌رود، مقدار دامنه‌ی آن کوچک‌تر می‌شود و این کوچک‌تر شدن هم به صورت خطی نمی‌باشد؛ بلکه با درجات بالاتر است.

۱-۴-۳-۱-۱- کشور هند

در این دستورالعمل، اندازه‌گیری هارمونیک‌ها بر اساس استانداردهای IEC61400-21 و IEEE STD 519-1992 می‌باشد (مطابق با جداول (۱-۴) و (۱-۵)) [۳].

جدول (۱-۴): محدودیت ضریب اعوجاج کلی ولتاژ - هند

ولتاژ (کیلوولت)	THD_U (٪)
۷۶۵	1.5
۴۰۰	2
۲۲۰	2.5
۱۳۲	3

جدول (۱-۵): محدودیت ضریب اعوجاج کلی جریان - هند

بیشتر از ۶۹ کیلوولت	کمتر از ۶۹ کیلوولت	سطح ولتاژ
2.5%	5%	THD_I

همان‌طور که مشاهده می‌شود، بر روی THD ولتاژ دقت بیشتری شده است.

۱-۴-۳-۱-۲- کشور دانمارک

دستورالعمل کشور دانمارک، علاوه بر THD، یک پارامتر دیگر به نام ضریب اعوجاج وزن‌دار جزئی (PWHD) برای ولتاژ و جریان تعریف نموده و مزارع بادی را ملزم به رعایت قیود آن کرده است [۴].

$$PWHD_I = \sqrt{\sum_{h=14}^{40} h.I_h^2}\,(\%) \qquad (۱-۱۵)$$

همان‌گونه که قبلاً اشاره شد، دستورالعمل کشور دانمارک مزارع بادی را بر اساس توان خروجی و ولتاژ محل اتصال‌شان تقسیم‌بندی نموده است. در اینجا هم این تقسیم‌بندی صادق می‌باشد و الزامات بر این اساس می‌باشد.

- توان خروجی بین ۱۱ تا ۲۵ کیلووات (طبق جدول (۱-۶)).
- توان خروجی بین ۲۵ کیلووات تا ۱/۵مگاوات (طبق جدول (۱-۷)).

جدول (۱-۶): محدودیت ضریب اعوجاج کلی جریان برای توان ۱۱ تا ۲۵ کیلووات - دانمارک

سطح ولتاژ AC	**THD_I**	**$PWHD_I$**
$U_n \leq 1$ kv	6	10.5
$U_n > 1$ kv	-	-

جدول (۱-۷): محدودیت ضریب اعوجاج کلی جریان برای توان ۲۵ kW تا ۱/۵ MW - دانمارک

توان خروجی بین ۲۵ کیلووات تا ۱/۵ مگاوات		
سطح ولتاژ AC	**THD_I**	**$PWHD_I$**
$U_n \leq 1$ kv	4.5	7.9
$U_n > 1$ kv	-	-

- توان خروجی بیش از ۱/۵ مگاوات (طبق جدول (۱-۸)). در این بازه‌ی توانی، دستورالعمل بر خلاف بازه‌های توانی قبل، بر روی هارمونیک‌های ولتاژ تأکید می‌کند و استاندارد IEC TR 61000-3-6 را اساس کار خود قرار می‌دهد.

شایان ذکر است که در جداول (۱-۶) و (۱-۷)، محدودیت THD برای سطح ولتاژ بیش از ۱ کیلوولت ذکر نشده و در نتیجه، تنها محدودیت هارمونیک در این موارد مربوط به هریک از هارمونیک‌ها به طور جداگانه خواهد بود (جداول (۱-۱۱) تا (۱-۱۲)).

جدول (۱-۸): محدودیت ضریب اعوجاج کلی ولتاژ برای توان بیش از MW ۱/۵- دانمارک

سطح ولتاژ AC	THD_U
$Un \leq 35$ kv	6.5
$U_n > 35$ kv	3

۱-۴-۳-۱-۳- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic)

این دستورالعمل، فقط بر روی هارمونیک ولتاژ برای ضریب اعوجاج کلی (THD) تأکید کرده و بین سطوح مختلف ولتاژ و توان هیچ تفاوتی قائل نشده است. الزامات این شاخص برای این دستورالعمل در جدول (۱-۹) نشان داده شده است [۵].

جدول (۱-۹): ضریب اعوجاج کلی ولتاژ - Nordic

	نروژ و سوئد	فنلاند
THD_U (%)	3	4

۱-۴-۳-۱-۴- کشور ایرلند

الزامات لازم برای اتصال مزارع بادی در زمینه‌ی هارمونیک را محدودیت‌های استاندارد IEC 61000-3-7 معرفی نموده است [۶].

۱-۴-۳-۱-۵- کشور چین

بر مبنای استاندارد GB/T 14549-1993 که برای هارمونیک‌های شبکه‌ی توزیع می‌باشد عمل می‌کند. این کشور، استاندارد ملی خود را از این استاندارد بین‌المللی اقتباس نموده و الزامات آن را برای مزارع بادی هم اعمال می‌نماید [۷].

۱-۴-۳-۲- الزامات نسبت دامنه‌ی هارمونیک‌ها به دامنه‌ی هارمونیک اصلی

۱-۴-۳-۲-۱- کشور هند

دستورالعمل کشور هند وارد جزئیات این مسأله نشده و بر خلاف دستورالعمل‌های کشورهای دیگر، برای هر هارمونیک یک حد مجاز تعیین ننموده و فقط بر اساس سطح ولتاژ، برای تمام هارمونیک‌های ولتاژ الزامات و محدودیت‌های لازم را قرار داده است (جدول (۱-۱۰)). همچنین، برای نسبت دامنه‌ی هارمونیک‌ها به هارمونیک اصلی جریان، الزامی قرار نداده است [۳].

جدول (۱-۱۰): نسبت دامنه هارمونیکی ولتاژ به فرکانس اصلی - هند

ولتاژ (کیلوولت)	$\frac{U_h}{U_n}(\%)$ در همه‌ی فرکانس ها
765	1
400	1.5
220	2
132	2

۱-۴-۳-۲-۲- کشور دانمارک

در دستورالعمل این کشور، همانند الزامات دیگر شاخص‌ها، الزامات این مبحث هم بر اساس سطوح ولتاژ و توان تقسیم‌بندی شده است. دستورالعمل این کشور، بر خلاف کشور هند، در این زمینه وارد جزئیات بسیاری شده است و الزامات مورد نیاز برای هر فرکانس را تعیین نموده و حتی این الزامات هارمونیکی را برای ولتاژ و جریان به طور مستقل بررسی نموده است [۴].

- توان خروجی بین ۱۱ تا ۲۵ کیلووات (طبق جدول (۱-۱۱)).

جدول (۱-۱۱): نسبت دامنه هارمونیک جریان به فرکانس اصلی (I_h/I_n (٪)) - توان بین ۱۱ تا ۲۵ کیلووات – دانمارک

توان خروجی بین ۱۱ تا ۲۵ کیلووات								
سطح ولتاژ AC	هارمونیک‌های فرد (به جز مضارب ۳)					هارمونیک‌های زوج (به جز مضارب ۳)		
	5	7	11	13	17≤h≤49	2	4	8≤h≤50
Un≤1 kv	4.8	3.3	1.3	0.9	-	-	-	-
Un>1 kv	4	4	2	2	*400/h^2	0.8	0.2	0.1

* این مقدار در هر صورت نباید کمتر از ۰/۱ باشد.

- توان خروجی بین ۲۵ کیلووات تا ۱/۵ مگاوات (طبق جدول (۱-۱۲)).

جدول (۱-۱۲): محدودیت نسبت دامنه هارمونیک جریان به فرکانس اصلی (I_h/I_n (٪)) - توان بین ۲۵ kW تا ۱/۵ MW - دانمارک

توان خروجی بین ۲۵ کیلووات تا ۱/۵ مگاوات								
سطح ولتاژ AC	هارمونیک‌های فرد (به جز مضارب ۳)					هارمونیک‌های زوج (به جز مضارب ۳)		
	5	7	11	13	17≤h≤49	2	4	8≤h≤50
Un≤1 kv	3.6	2.5	1	0.7	-	-	-	-
Un>1 kv	4	4	2	2	*400/h²	0.8	0.2	0.1

* این مقدار در هر صورت نباید کمتر از ۰/۱ باشد.

- برای نیروگاه‌های بادی با توان بزرگتر از ۱/۵ مگاوات، تولیدکننده‌ی برق مسئول اندازه‌گیری هارمونیک‌های ولتاژ و ضریب اعوجاج است و باید آلودگی این هارمونیک‌ها از محدودیت‌های تعیین‌شده کمتر باشد. جدول‌های (۱-۱۳) و (۱-۱۴)، دستورالعمل اتصال به شبکه برای هارمونیک‌های ولتاژ را برای نیروگاه‌های بادی بزرگتر از ۱/۵ مگاوات نشان می‌دهند.

جدول (۱-۱۳): محدودیت برای هارمونیک‌های فرد ولتاژ (U_h/U_n (٪)) برای توان بیش از ۱/۵ MW - دانمارک

هارمونیک‌های فرد									
سطح ولتاژ AC	هارمونیک‌های فرد به جز مضارب ۳					هارمونیک‌های فرد مضارب ۳			
			11	13	17≤h≤49		9	15	21≤h≤45
Un≤35 kv			3	2.5	$*1.9\times\frac{17}{h}-0.2$		1.2	0.3	0.2
Un>35 kv			1.5	1.5	$1.9\times\frac{17}{h}$ *		1	0.3	0.2

* نباید کمتر از ۰/۱ باشد.

جدول (۱-۱۴): محدودیت برای هارمونیک‌های زوج ولتاژ (U_h/U_n (٪)) برای توان بیش از ۱/۵ MW - دانمارک

سطح ولتاژ AC	هارمونیک‌های زوج				
	2	4	6	8	21≤h≤45
Un≤35 kv	1.8	1	0.5	0.5	0.25
Un>35 kv	1.4	0.8	0.4	0.4	0.19

۱-۴-۳-۲-۳- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic)

این دستورالعمل، همانند کشور دانمارک، مسأله را با جزئیات کامل بیان کرده است و در جدول (۱-۱۵) الزامات آن آمده است. همان‌طور که دیده می‌شود، در این جدول هیچ اشاره‌ای به سطح ولتاژ نشده و بنابراین، برای تمامی سطوح ولتاژ همین الزامات وجود دارد؛ اما همان‌طور که مشاهده می‌شود، این اعداد برای هر کشور با کشور دیگر، متناسب با شبکه‌ی خودش، تفاوت می‌کند [۵].

جدول (۱-۱۵): محدودیت نسبت دامنه هارمونیکهای ولتاژ به هارمونیک اصلی - Nordic

هارمونیک‌های زوج				هارمونیک‌های فرد				هارمونیک‌های فرد			
				مضارب ۳				مضارب غیر از ۳			
سوئد	نروژ	فنلاند	مرتبه‌ی هارمونیک	سوئد	نروژ	فنلاند	مرتبه‌ی هارمونیک	سوئد	نروژ	فنلاند	مرتبه‌ی هارمونیک
٪	٪	٪		٪	٪	٪		٪	٪	٪	
1	1.5	1	۲	2	2	3	۳	2.5	2	3	۵
1	1	0.7	۴	1	1	1.5	۹	2.5	2	2.5	۷
0.5	0.5	0.5	۶	0.6	0.3	0.5	۱۵	1.5	1.5	1.7	۱۱
0.5	0.2	0.3	۸	0.4	0.2	0.5	۲۱	1.5	1.5	1.7	۱۳
0.4	0.2		۱۰	0.4	0.2	0.3	>۲۱	۱	۱	1.5	۱۷
0.4	0.2		۱۲					۱	۱	1.5	۱۹
0.2	0.2		>۱۲					0.7	0.7	0.8	۲۳
								0.7	0.7	0.8	۲۵
								0.2+ 0.5*25/n	0.2+ 0.5*25/n	0.5	>۲۵

۱-۴-۳-۳- الزامات هارمونیک‌های میانی

هارمونیک‌های میانی، به هارمونیک‌هایی گفته می‌شوند که موجود هستند و ضریب صحیحی از هارمونیک اصلی نمی‌باشند [۱].

۱-۴-۳-۳-۱- کشور دانمارک

این دستورالعمل برای هارمونیک‌های میانی، الزاماتی بر اساس سطوح ولتاژ و توان مزارع بادی قرار داده است [۴].

- توان خروجی بین ۱۱ تا ۲۵ کیلووات (طبق جدول (۱-۱۶)).

جدول (۱-۱۶): نسبت دامنه هارمونیک‌های میانی به هارمونیک اصلی جریان، توان بین ۱۱ تا ۲۵ کیلووات - دانمارک

سطح ولتاژ AC	فرکانس (Hz)		
	75 Hz	125 Hz	>175 Hz
Un≤1 kv	0.53	0.8	100/f *
Un>1 kv	0.44	0.66	83/f *

* نباید کمتر از ۰/۱ باشد.

- توان خروجی بین ۲۵ کیلووات تا ۱/۵ مگاوات (طبق جدول (۱-۱۷)).

جدول (۱-۱۷): نسبت دامنه هارمونیک‌های میانی به هارمونیک اصلی جریان، توان بین ۲۵ kW تا ۱/۵ MW - دانمارک

سطح ولتاژ AC	فرکانس (Hz)		
	75 Hz	125 Hz	>175 Hz
Un≤1 kv	0.4	0.6	75/f *
Un>1 kv	0.44	0.66	83/f *

* نباید کمتر از ۰/۱ باشد.

- برای نیروگاه‌های بادی با توان بزرگتر از ۱/۵ مگاوات، تولیدکننده‌ی برق مسئول اندازه‌گیری هارمونیک‌های میانی ولتاژ و ضریب اعوجاج است و باید آلودگی این هارمونیک‌ها در نقطه‌ی اتصال به شبکه، از محدودیت‌های تعیین‌شده کمتر باشد.

جدول (۱-۱۸): نسبت دامنه هارمونیک‌های میانی به هارمونیک اصلی ولتاژ - توان بیش از ۱/۵ MW - دانمارک

حداکثر هارمونیک میانی ولتاژ (٪)	فرکانس (Hz)
0.2	f≤100 Hz
0.5	100 Hz<f<2000 Hz

۱-۴-۳-۳-۲- دستورالعمل شمال اروپا (Nordic)

در این مورد، استاندارد خاصی وجود ندارد و فقط برای سیستم بالای ۱۱۰ کیلوولت محدودیت‌هایی اعمال می‌شود. در کشور نروژ، معیار حداکثر ۰/۲٪ و در کشور سوئد معیار حداکثر ۰/۵٪ اعمال می‌شود؛ بدین‌گونه که نسبت دامنه‌ی هارمونیک‌های میانی به هارمونیک اصلی باید از این معیار کمتر باشد [۵].

۱-۵- کیفیت توان در زمینه‌ی بهره‌برداری از مزارع بادی

دستورالعمل مزارع بادی در شبکه‌ی کشور هند، الزامات لازم را به سه مرحله‌ی برنامه‌ریزی، اتصال و بهره‌برداری تقسیم‌بندی نموده است و مبحث الزامات لازم برای کیفیت توان را در قسمت بهره‌برداری توضیح داده است [۳].

دستورالعمل کشورهای شمال اروپا (Nordic)، همین تقسیم‌بندی را انجام داده، ولی الزامات کیفیت توان را در مبحث اتصال مزارع بادی به شبکه توضیح داده و در عین حال ذکر کرده است که شاخص‌های کیفیت توان در هنگام عملکرد عادی مزارع بادی باید اندازه‌گیری شوند [۵]. با بررسی دستورالعمل بقیه‌ی کشورها (مانند دانمارک، کانادا، چین و ایرلند) مشاهده گردید که چنین دسته‌بندی انجام نشده و همگی آن‌ها به اندازه‌گیری این شاخص‌ها در شرایط عملکرد عادی و پیوسته تأکید کرده‌اند و حتی دستورالعمل تست کشور ایرلند بر این مسأله تأکید نموده است [۴،۶-۷،۱۵]. استاندارد IEC 61400-21، که همه‌ی دستورالعمل‌های کشورهای مختلف برای اندازه‌گیری شاخص‌های کیفیت توان مزارع بادی به آن مراجعه می‌کنند، به این موضوع اشاره می‌کند که فرض می‌شود در نقطه‌ی اتصال به شبکه (PCC)، کیفیت توان قبل از اتصال مزرعه بادی عالی است و بعد از اتصال، هرچه آلودگی در کیفیت توان پدید می‌آید به دلیل حضور مزرعه بادی در نقطه‌ی اتصال است [۲]. با توجه به مطالب گفته‌شده، استنباط می‌شود که این الزامات برای عملکرد عادی مزارع بادی است و در صورتی که مزارع بادی نتوانند این الزامات را رعایت کنند، آن‌گاه حق اتصال به شبکه را ندارند. بنابراین، تمام الزاماتی که در دستورالعمل کشورهای مختلف بررسی گردید مربوط به حوزه‌ی بهره‌برداری عادی از مزارع بادی می‌باشند.

فصل ۲

الزامات مدل سازی مزارع بادی

مقدمه

افزایش نفوذ توربین‌های بادی در شبکه‌ی انتقال و شبکه‌ی توزیع، نیاز به مطالعات جامع درباره‌ی تأثیر توربین بادی بر شبکه را افزایش داده است. این امر، مستلزم دانستن کامل اطلاعات کنترل، حفاظت و عملکرد توربین بادی به منظور ارائه‌ی مدلی مناسب در نرم‌افزارهای آنالیز سیستم قدرت است. بهره‌برداری از توربین‌های بادی، نسبت به نیروگاه‌های سنتی متفاوت است؛ زیرا توربین‌های بادی مدرن متصل به شبکه در دو حالت سرعت ثابت و یا سرعت متغیر بهره‌برداری می‌شوند و ژنراتور آن‌ها می‌تواند ژنراتور سنکرون و یا القایی باشد؛ همچنین، معمولاً همراه با مبدل‌های الکترونیک قدرت هستند که بر روی روتور و یا استاتور ژنراتور نصب می‌شوند. این عوامل باعث می‌شود که مدل توربین بادی مثل نیروگاه‌های سنتی نباشد و مبحث مدل‌سازی توربین بادی نیاز به الزامات مربوط به خود را داشته باشد. تا چندین سال قبل، به دلیل مسائل اقتصادی، صاحبان و یا سازندگان توربین‌های بادی مدل‌های توربین‌های بادی را در هنگام اتصال به شبکه به صورت مدل جعبه سیاه[۳] ارائه می‌دادند و مدل توربین بادی، در حالتی که هیچ یک از عناصرش قابل تغییر و مشخص نبود، به بهره بردار شبکه تحویل داده می‌شد. بهره‌بردار، برای استفاده از مدل، ورودی‌های مورد نیاز را وارد مدل می‌کرد و سپس، آن مدل را در شبکه قرار می‌داد و نتایج شبیه‌سازی را به دست می‌آورد. اما به تدریج، با زیادتر شدن نیروگاه‌های بادی، مدل‌سازی آن عام‌تر شد؛ تا جایی که چندین مدل عام برای توربین بادی ارائه شده و الزامات آن برای مدل‌سازی‌های مختلف بیان شده است. در حال حاضر هم شرکت‌های سازنده توربین بادی، به دلیل مسائل اقتصادی و حق انحصاری، مدل خود را به صورت جعبه سیاه ارائه می‌دهند و سپس، با کمک چهار نوع مدل عام که توسعه پیدا کرده است، می‌توان صحت مدل جعبه سیاه را ارزیابی و بررسی نمود [۸].

الزامات مدل‌سازی نیروگاه بادی، بر اساس پنجره زمانی شبیه‌سازی و مطالعات صورت‌گرفته تعیین می‌گردد. سیستم‌های تبدیل انرژی باد به برق، شامل تجهیزات الکتریکی، مکانیکی و تجهیزات کنترلی و حفاظتی مربوط به آن‌ها می‌باشند. یکی از مسائل مهم شبکه‌ی قدرت، مبحث پایداری آن می‌باشد که به سه بخش پایداری زاویه‌ای، پایداری ولتاژ و پایداری فرکانس تقسیم‌بندی می‌شود. مسلماً برخی متغیرها، که در یک نوع تجزیه و تحلیل اهمیت پیدا می‌کنند، ممکن است در تجزیه و تحلیل دیگر مهم نباشند؛ بنابراین، برای مطالعه‌ی هریک از این سه نوع پایداری، نیاز به داشتن مدل مناسب تجهیزات شبکه امری ضروری است. مدل‌سازی توربین‌های بادی برای مطالعه‌ی تأثیر آن‌ها بر پایداری شبکه، نیازمند تجزیه و تحلیل با دقت بالا و در نظر گرفتن توابع کنترلی توربین بادی می‌باشد. برای محاسبه‌ی خصوصیات و پارامترهایی که در پنجره‌ی زمانی تحلیل مهم است و پارامترهایی که در پنجره زمانی تحلیل باید از آن‌ها صرف‌نظر کرد (به دلیل اینکه در پاسخ مزرعه/توربین بادی در سیستم نقشی بازی نمی‌کنند)، باید با توجه به نوع تجزیه و تحلیل از مدل مناسب توربین بادی استفاده نمود.

مشکلات کلیدی در توسعه‌ی مدل هر تجهیز الکتریکی، مشخص کردن هدف و الزامات لازم می‌باشد که مشخص می‌نماید کدام ویژگی‌ها و پارامترها برای مدل‌سازی اهمیت پیدا می‌کنند و چه خصوصیاتی مهم نیستند. ژنراتور و سیستم کنترلی توربین بادی، سیستم‌های الکترومکانیکی پیچیده‌ای هستند. اگرچه می‌توان تمام توابع کنترلی و خصوصیات آن‌ها را برای توربین بادی مدل‌سازی کرد؛ اما با توجه به نوع تحلیلی که صورت می‌گیرد، خیلی از آن‌ها نقشی ندارند و می‌توان از آن‌ها صرف‌نظر کرد. دو تحلیل رایج که مهم‌ترین نوع تحلیل‌ها هستند و توسط بهره‌بردار شبکه انجام می‌شود عبارتند از [۸-۹] :

[۳] Black box

- تحلیل پخش بار
- تحلیل دینامیکی

برای هریک از این تحلیل‌ها، نیاز به مدل‌های مناسبی می‌باشد که باید توسط مالکان مزارع بادی تهیه شوند و به بهره‌بردار شبکه ارائه شوند.

در این فصل، ابتدا دو مدل استاتیکی و دینامیکی و حوزه‌ی استفاده از آن‌ها شرح داده شده و سپس الزامات مدل‌سازی توربین بادی و مزارع بادی توضیح داده می‌شود. سپس، دستورالعمل اتصال مزارع بادی به شبکه در کشورهای مختلف بررسی می‌شود و الزامات هر یک از آن‌ها بررسی می‌گردد. در انتها، چهار نوع مدل عام برای توربین بادی، که توسط مراجع بین‌المللی ارائه شده‌اند، ذکر می‌شود و الزاماتی که باید برای مدل‌سازی هر یک از این چهار مدل در نظر گرفته شود، بیان می‌شود تا راهنمای مناسبی برای مشخص نمودن سیستم‌ها و الزامات مورد نیاز مدل‌سازی توربین‌های بادی باشد.

۲-۱- مدل‌سازی استاتیکی

عمده‌ی هدف مدل‌سازی استاتیکی، تحلیل پخش بار می‌باشد که بهره‌بردار شبکه آن را انجام می دهد. هدف تحلیل پخش بار، محاسبه‌ی ولتاژ شینه‌ها و توان روی خطوط است. این تحلیل، برای طراحی اتصال مزرعه بادی به شبکه ضروری است تا اطمینان حاصل شود تمام تجهیزات در محدوده‌ی مجاز خود کار می‌کنند. از دیدگاه مزرعه بادی، این مطالعات مقدمات اولیه جواب این سوال را فراهم می‌آورند که آیا توان تولیدشده می‌تواند به طور موفقیت‌آمیز به بارمصرفی برسد؟ در این تحلیل، مدل‌سازی توانایی مزرعه بادی برای کنترل ولتاژ از طریق کنترل توان راکتیو بسیار مهم است [۸].

مدل مزرعه بادی می‌تواند به دوصورت بیان شود [۸]:

- مدل با جزئیات کامل مزرعه بادی: بدین معنی که تمامی واحدها، اتصالات بین واحدها و شبکه اصلی به طور مستقل مدل شوند. یک مزرعه بادی، می‌تواند بیش از صد توربین بادی داشته باشد که در یک منطقه‌ی وسیع پخش شده‌اند و با تعدادی فیدر به هم وصل شده‌اند. این فیدرها، معمولاً به یک شینه واحد می‌رسند و از طریق آن شینه به شبکه وصل می‌شوند؛ بنابراین، یک مدل با جزئیات کامل شامل بیش از صد شینه و خطوط متصل بین آنهاست. اطلاعات بسیار جزئی مزرعه بادی متصل به شبکه، باید از سوی سازنده‌ی آن ارائه داده شود؛ اما تمامی این اطلاعات معمولاً در مراحل اولیه‌ی طراحی وجود ندارد. این مدل‌های جزئی می‌توانند برای محاسبه‌ی ولتاژها و توان جاری درون مزرعه بادی و همچنین توان تزریقی هریک از واحدها به شبکه به کار رود. یک مثال برای استفاده از این مدل‌سازی، ایجاد هماهنگی بین کنترل‌کننده مرکزی مزرعه بادی با کنترل‌کننده محلی هریک از واحدهای بادی می‌باشد [۸].
- مزرعه بادی می‌تواند به صورت مجتمع‌شده از سوی شبکه قدرت دیده شود. در اینجا نگرانی بر روی تک‌تک واحدها وجود ندارد و تمرکز بر روی تأثیر کلی مزرعه بادی بر روی سیستم است. تمامی واحدها با یک واحد معادل در پست اتصال مزرعه بادی به شبکه مدل‌سازی می‌شوند. بنابراین، اندازه‌ی مزرعه بادی و اطلاعات لازم برای مدل‌سازی و شبیه‌سازی کاهش می‌یابد. این مدل‌سازی، معمولاً در مطالعات تأثیر تزریق توان مزرعه بادی بر پخش توان سیستم و ولتاژ شینه‌ها مناسب است [۸].

مطالعات اتصال کوتاه برای بررسی پاسخ سیستم در هنگام بروز خطاها، که نوعاً تک‌فاز و یا سه‌فاز هستند و پس از مدتی رفع می‌شوند، انجام می‌شود. این مطالعات، بخش مهمی از برنامه‌ریزی و طراحی اتصال مزارع بادی به شبکه قدرت می‌باشند. پاسخ مزرعه بادی و یا مدل مزرعه بادی کاملاً متأثر از نوع تجهیزات به‌کاررفته در آن می‌باشد [۸].

۲-۱-۱- مدل‌سازی مزرعه بادی برای مطالعات پخش بار

در این مدل‌سازی، دو نوع راهکار وجود دارد که عبارتند از مدل جزء به جزء و مدل مجتمع‌شده.

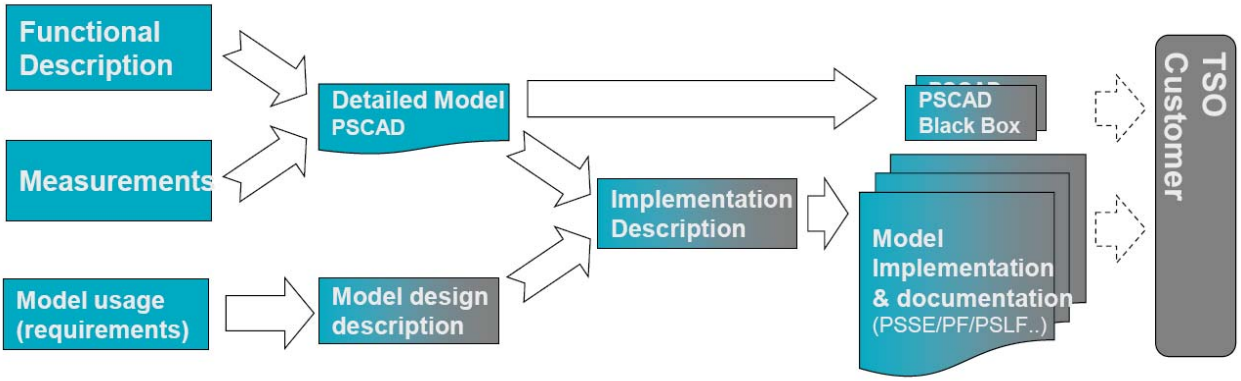
توان توربین بادی، کاملاً متأثر از مقدار سرعت باد و جهت باد است؛ بنابراین، برای مطالعات پخش بار باید منحنی سرعت باد مدل‌سازی شده و به عنوان ورودی به مدل توربین بادی داده شود.

در مدل‌سازی استاتیکی، مزرعه بادی همانند یک نیروگاه در حالت ماندگار دیده می‌شود که تمامی متغیرهای آن (مانند سرعت باد، سرعت توربین و غیره) ثابت است. بنابراین، اطلاعات معمول نیروگاه‌های سنتی، مانند حداکثر و حداقل توان اکتیو و راکتیو برای نیروگاه و MVA آن، راکتانس ژنراتور، مقاومت استاتور، مشخصات ترانسفورماتور و دیگر اطلاعاتی که در نیروگاه‌های سنتی برای مطالعات پخش بار باید در دسترس باشد، لازم است از مالک نیروگاه بادی دریافت شود تا بتوان از مدل استاتیکی که مالک نیروگاه به بهره‌بردار شبکه ارائه می‌دهد، استفاده نمود [۸].

۲-۲- مدل‌سازی دینامیکی

در این مدل‌سازی باید سرعت باد، حالت آیرودینامیکی و درایو توربین مدل شوند تا بتوان مطالعات دینامیکی را انجام داد [۸-۹] . در این مطالعات، نوع توربین بادی و نحوه‌ی اتصال آن به شبکه اهمیت پیدا می‌کند. به طور کلی، چهار مدل عام برای مدل دینامیکی توربین بادی ارائه شده است که در ادامه ذکر شده و الزامات لازم برای مدل‌سازی آن‌ها ارائه خواهد شد. در همه‌ی دستورالعمل‌های شبکه‌ی کشورهای مختلف، همواره ذکر شده که مالک نیروگاه بادی باید مدل نیروگاه خود را به بهره‌بردار شبکه ارائه دهد؛ ولی از جزئیات لازم برای مدل‌سازی صحبتی نشده است. در گذشته، همه‌ی سازندگان نیروگاه بادی، مدل خود را به صورت یک مدل جعبه سیاه در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار می‌دادند و بهره‌بردار فقط آن مدل را در سیستم خود قرار می‌داد و مطالعات خود را انجام می‌داد؛ اما طی چند سال گذشته، چهار مدل عام و کلی برای توربین بادی متصل به شبکه ارائه شده که بهره‌بردار، بر اساس نوع توربین بادی و سیستم‌های کنترلی آن، می‌تواند الزامات لازم برای مدل‌سازی را از مالک نیروگاه بخواهد.

شکل (۲-۱)، فرآیند مدل‌سازی توربین بادی شرکت VESTAS از ابتدا تا مرحله‌ی تحویل را نشان می‌دهد. همان‌طور که نشان داده شده، به دلیل مسائل اقتصادی و حق انحصاری، در انتها شرکت‌ها مدل خود را به صورت جعبه سیاه ارائه می‌دهند [۱۰].

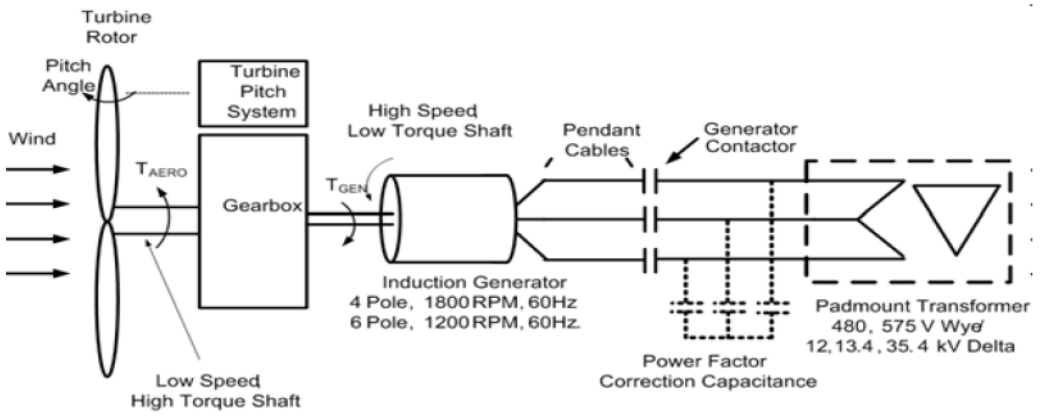


شکل (۲-۱): مراحل مدل‌سازی توربین بادی در شرکت VESTAS

چهار نوع مدل عام عبارتند از [۱۱]:

۲-۲-۱- اتصال مستقیم ژنراتور القایی به شبکه

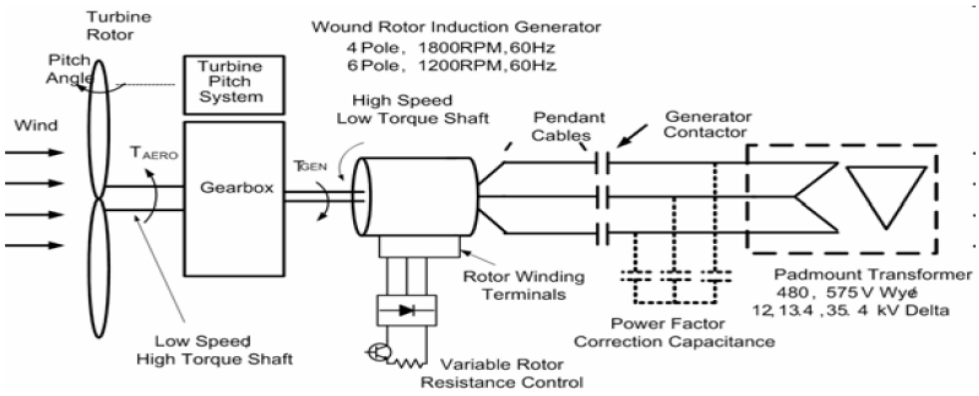
الزامات لازم برای مدل‌سازی در ساختار نشان داده شده در شکل (۲-۲)، آن است که مدل ژنراتور، توربین بادی و کنترل پره‌های توربین در مدل نهایی توربین بادی وجود داشته باشد و در نظر گرفته شوند [۱۱].



شکل (۲-۲): ژنراتور القایی مستقیماً متصل به شبکه [۱۱]

۲-۲-۲- ژنراتور القایی روتور سیم‌پیچی‌شده با مقاومت روتور متغیر

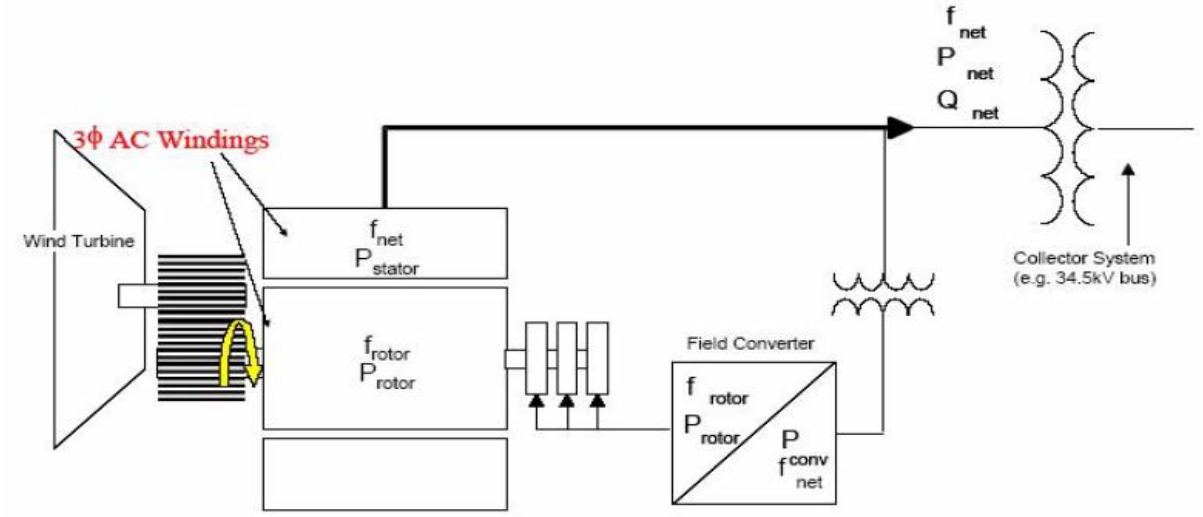
الزامات لازم برای مدل‌سازی دینامیکی در ساختار نشان داده شده در شکل (۲-۳)، آن است که مدل ژنراتور، کنترل الکتریکی، مدل توربین بادی و مدل کنترل پره‌های توربین در مدل نهایی توربین بادی وجود داشته باشد و در نظر گرفته شود [۱۱].



شکل (۲-۳): ژنراتور القایی روتور سیم‌پیچی‌شده با کنترل مقاومت متغیر [۱۱]

DFIG -۳-۲-۲

الزامات لازم برای مدل‌سازی دینامیکی در ساختار نشان داده شده در شکل (۲-۴)، آن است که مدل ژنراتور، مبدل الکتریکی، مدل مکانیکی و مدل کنترل زاویه پره‌ها در مدل نهایی توربین بادی وجود داشته باشد و در نظر گرفته شود [۱۱].

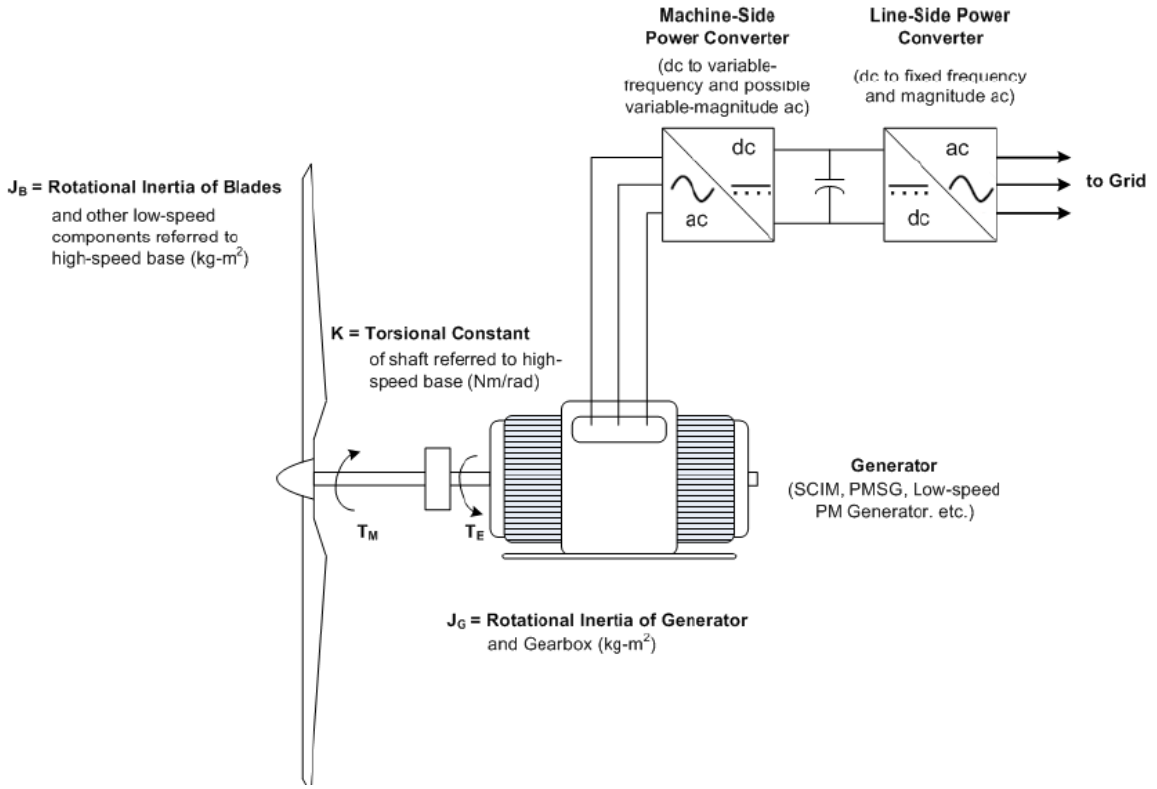


شکل (۲-۴): DFIG [۱۱]

۲-۲-۴- واحد کاملاً مبدل الکترونیک قدرتی

الزامات لازم برای مدل‌سازی دینامیکی در واحد کاملاً مبدل الکترونیک قدرتی[۴] (ساختار نشان داده شده در شکل (۲-۵))، آن است که مدل ژنراتور، ماژول مبدل الکترونیک قدرت و ماژول کنترل الکتریکی در مدل نهایی توربین بادی وجود داشته باشد و در نظر گرفته شود [۱۱].

[۴] Full Converter Wind Turbine



شکل (۲-۵): اتصال ژنراتور به شبکه از طریق مبدل الکترونیک قدرت [۱۱]

برای ساختن مدل‌ها به دو صورت عمل می‌شود که عبارتند از مدل تابعی[۵] و مدل فیزیکی مبتنی بر ریاضی[۶].
تفاوت بین این دو مدل آن است که مدل فیزیکی مبتنی بر ریاضی، شامل جزئیات بیشتری برای مدل‌های ادوات الکترونیک قدرت می‌باشد. جدول (۲-۱) مدل‌ها و انواع آنالیزهای مختلف را با هم مقایسه می‌نماید [۹].

[۵] Functional

[۶] Mathematical physical

جدول (۲-۱): مقایسه‌ی مدل‌های توربین بادی از دیدگاه نوع آنالیز

نوع آنالیز	مدل
آنالیز تنظیم ولتاژ	مدل‌های استاتیکی
آنالیز پخش بار	
آنالیز اتصال کوتاه	
آنالیز پایداری گذرا	مدل‌های دینامیکی حالت گذرا- مدل تابعی
آنالیز پایداری سیگنال کوچک	
آنالیز پاسخ گذرا	
آنالیز شکل موج	
کنترل	
بهینه‌سازی	
آنالیز تأثیر راه‌اندازی	مدل‌های دینامیکی حالت گذرا- مدل فیزیکی مبتنی بر ریاضی
آنالیز تأثیر گذراهای بار	
آنالیز عملکرد حین خطا	
کنترل همراه با جزئیات بیشتر	
بهینه‌سازی با جزئیات	

۲-۳- الزامات مدل‌سازی مزارع بادی در دستورالعمل کشورهای مختلف

۲-۳-۱- دانمارک

برای شبیه‌سازی مدل مزرعه بادی، الزامات مدل‌سازی باید قبل از ۱۸ ماه از آغاز به کار نیروگاه بادی اجرا شود. این الزامات برای تمامی نیروگاه‌های بادی بالاتر از ۱/۵ MW در نقطه‌ی اتصال به شبکه اجباری است. برای آنالیز دینامیک و پایداری شبکه، بهره‌بردار شبکه نیاز دارد تا مدل واحدهای تولیدی را در اختیار داشته باشد و بنابراین، نیاز به اطلاعات خاصی از آن‌ها دارد. مالکان نیروگاه موظفند که این اطلاعات و مدل خود را در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار دهند [۴].

- نیروگاه‌های بادی با توان ۱/۵ MW تا ۲۵ MW: بهره‌بردار شبکه‌ی انتقال، مدل شبیه‌سازی تک‌تک توربین‌های بادی در یک مزرعه بادی را باید در اختیار داشته باشد.
- نیروگاه‌های بادی با توان بیشتر از ۲۵ MW: بهره‌بردار شبکه، مدل شبیه‌سازی دینامیکی نیروگاه بادی را باید در اختیار داشته باشد.

مالک نیروگاه موظف است تا قبل از سه ماه بعد از پایان ساخت نیروگاه، اطلاعات زیر را ارسال نماید:

- اطلاعات اولیه برای شبیه‌سازی مدل دینامیکی که شامل هر ژنراتور توربین بادی در نیروگاه بادی است.
- اطلاعات لازم برای مدل‌سازی دینامیکی کنترل‌کننده مزرعه بادی.
- اطلاعات زیربنای قدرت شامل کابل‌ها، سوئیچ‌ها و تجهیزات رله‌های حفاظتی.

۲-۳-۱-۱- الزامات مدل‌سازی

- ✓ مدل شبیه‌سازی‌شده‌ی هر ژنراتور توربین بادی و همه‌ی مزرعه بادی، می‌بایست به طور دینامیکی خواص الکتریکی آن‌ها را توصیف کند. مدل‌های شبیه‌سازی‌شده، می‌بایست به صورت بلوک‌دیاگرام‌هایی که توسط تابع اولیه در حوزه‌ی لاپلاس توصیف شده و خواص مزرعه بادی را کاملاً شبیه‌سازی می‌نمایند، ارائه داده شوند.
- ✓ مدل‌های شبیه‌سازی‌شده‌ای که به صورت کد کامپایل‌شده[۷] ارسال می‌شوند، در صورتی قابل قبول می‌باشند که کد اصلی آن‌ها ارسال شود [۴].
- ✓ مدل‌های شبیه‌سازی‌شده به صورت اجزای رمزگذاری‌شده قابل قبول نیستند.
- ✓ مدل‌های شبیه‌سازی‌شده، می‌بایست تمام توابع کنترلی مورد نیاز را شامل باشند که عبارتند از [۴]:
  - کنترل فرکانس
  - قیود تولید خالص
  - قیود رزرو چرخان
  - محدودیت سرعت تغییر توان راکتیو در اثر تغییر سرعت باد و یا تغییر نقطه کار
  - سیستم حفاظت
  - کنترل ضریب قدرت
  - کنترل ولتاژ
- ✓ مدل شبیه‌سازی‌شده باید شامل تمامی توابع حفاظتی مورد نیاز باشد. این توابع حفاظتی عبارتند از [۴]:
  - حفاظت اضافه ولتاژ
  - حفاظت کاهش ولتاژ
  - حفاظت افزایش فرکانس
  - حفاظت کاهش فرکانس
  - حفاظت سرعت تغییر فرکانس
- ✓ مدل ارائه‌شده باید بتواند در محدوده‌ی فرکانس ۴۷-۵۳ هرتز اجرا شود و نتایج درست را نمایش دهد.
- ✓ مدل ارائه‌شده باید بتواند در محدوده‌ی ولتاژ ۰-۱/۴ پریونیت اجرا شود و نتایج درست را نمایش دهد.
- ✓ مدل ارائه‌شده باید به‌گونه‌ای باشد که بر اساس نتایج پخش بار، بتوان آن را مقداردهی اولیه کرد.
- ✓ برای ارزیابی مدل ارائه‌شده، می‌توان از اندازه‌گیری‌ها در شرایط مختلف استفاده کرد و نتایج حاصل از اندازه‌گیری را با مقدار به دست آمده از مدل شبیه‌سازی‌شده مقایسه نمود [۴].

۲-۳-۲- ایرلند

صاحبان مزرعه بادی بزرگتر از ۵ مگاوات، می‌بایست مدل دینامیکی خود را، که در نرم افزار PSS/E برای شبکه ایرلند قابل استفاده باشد، به بهره‌بردار شبکه ارائه دهند. این مدل، باید بتواند به درستی تغییرات توان اکتیو و راکتیو، سرعت ژنراتور، ولتاژ و دیگر متغیرهای مهم را محاسبه نماید. به همین منظور، ویژگی‌ها و خصوصیات حداقلی که باید در

[۷] compiled

مدل دینامیکی در نظر گرفته شود در ذیل آمده‌اند. البته باید توجه نمود که این موارد می‌توانند گسترش و افزایش یابند؛ اما پایه‌ی همه‌ی این موارد درباره‌ی کنترل ولتاژ و زاویه‌ی ولتاژ می‌باشد [۶].

- خصوصیات الکتریکی ژنراتور
- خصوصیات مکانیکی توربین بادی
- خصوصیات مکانیکی ژنراتور
- خصوصیات مکانیکی drive train
- تغییرات توان در اثر تغییر زاویه پره‌ها و سرعت باد
- کنترل زاویه پره‌ها
- جبران‌سازی توان راکتیو
- رله‌های حفاظتی

۲-۳-۲-۱- اطلاعات لازم برای مدل‌سازی دینامیکی

۲-۳-۲-۱-۱- ترانسفورماتور تک‌تک ژنراتورهای توربین‌های بادی و ترانسفورماتور اتصال به شبکه‌ی مزرعه بادی

- توان نامی ترانسفورماتور
- ولتاژ نامی ترانسفورماتور
- امپدانس ترانسفورماتور (٪)

۲-۳-۲-۱-۲- اطلاعات شبکه‌ی داخلی مزرعه بادی

باید به وسیله‌ی دیاگرام تک‌خطی و یا دیگر روش‌ها توضیح داده شود که شبکه‌ی داخلی مزرعه بادی چگونه است. این مسأله، می‌تواند شامل موضوعاتی مانند چگونگی اتصال توربین‌های بادی به هم و همچنین اتصال آن‌ها به پست مزرعه بادی، کابل‌ها، خطوط هوایی و طول آن‌ها باشد. جدول (۲-۲) پارامترهای لازم برای مدل‌سازی شبکه داخلی مزرعه بادی را مشخص می‌نماید [۶].

جدول (۲-۲): اطلاعات لازم برای شبکه داخلی مزرعه بادی - ایرلند [۶]

خصوصیات	نوع ۱	نوع ۲	نوع ۳	
طول (m)				گسترش جدول در صورت نیاز
قطر هادی (mm)				
نوع هادی				
نوع عایق				
خازن (μF/km)				
جریان شارژ خازنی (A/km)				
مقاومت توالی مثبت (R_1) (Ohm/km)				
راکتانس توالی مثبت (X_1) (Ohm/km)				

۲-۳-۲-۱-۳- جبران‌سازهای راکتیو نصب‌شده در مزرعه بادی

- تعداد عناصر سلفی: مقدار توان نامی آن‌ها مشخص شود و در صورتی که از ادوات الکترونیک قدرت برای افزایش تعداد پله‌های ظرفیت آن‌ها استفاده می‌شود، تعداد پله‌ها و مقدار ظرفیتی که در هر پله در مدار قرار می‌گیرد مشخص شود [۶].
- تعداد عناصر خازنی: مقدار توان نامی آن‌ها مشخص شود و در صورتی که از ادوات الکترونیک قدرت برای افزایش تعداد پله‌های ظرفیت آن‌ها استفاده می‌شود، تعداد پله‌ها و مقدار ظرفیتی که در هر پله در مدار قرار می‌گیرد مشخص شود [۶].
- روش جبران‌سازی توان راکتیو/ولتاژ کاملاً با جزئیات مشخص شود؛ مثلاً در صورت استفاده از تپ‌چنجر، تعداد تپ‌ها، هیسترزیس ترانسفورماتور، ناحیه‌ی مرده، بهره و ضریب دروپ سیستم و غیره مشخص شود [۶].

۲-۳-۳- الزامات مدل‌سازی دیگر کشورها

طی مطالعه‌ی دستورالعمل اتصال مزارع بادی به شبکه در کشورهای مختلف و بررسی‌های انجام‌شده، اکثر آن‌ها درباره‌ی الزامات مدل‌سازی مزارع بادی فقط به این جمله اکتفا کرده‌اند که صاحب مزرعه بادی موظف است مدل دینامیکی مناسب و قابل استفاده برای بهره‌بردار سیستم را در اختیار وی قرار دهد [۳-۵،۷].

۲-۴- تفکیک الزامات مدل‌سازی در زمینه‌ی اتصال به شبکه و بهره‌برداری مزارع بادی

دستورالعمل مزارع بادی در شبکه‌ی کشور هند، الزامات لازم را به سه مرحله‌ی برنامه‌ریزی، اتصال و بهره‌برداری تقسیم‌بندی نموده است و مبحث الزامات لازم برای مدل‌سازی را در قسمت برنامه‌ریزی توضیح داده است [۳]. دستورالعمل کشورهای شمال اروپا (Nordic)، همین تقسیم‌بندی را انجام داده ومدل‌سازی را در مبحث برنامه‌ریزی توضیح داده است [۵]. با بررسی دستورالعمل بقیه‌ی کشورها (مانند دانمارک، کانادا، چین و ایرلند) مشاهده گردید که

چنین دسته‌بندی انجام نشده و همگی آن‌ها به ارائه‌ی مدل مناسب برای اتصال مزرعه بادی به شبکه تأکید کرده‌اند [۴،۷،۱۴]. با توجه به مطالب گفته‌شده، استنباط می‌شود که این الزامات برای اتصال مزارع بادی است و در صورتی که مزارع بادی نتوانند این الزامات را رعایت کنند، آن‌گاه حق اتصال به شبکه را ندارند. بنابراین، تمام الزامات مربوط به مدل‌سازی مزارع بادی را می‌توان در مبحث الزامات اتصال مزارع بادی قرار داد و در مبحث بهره‌برداری قرار نمی‌گیرد.

فصل ۳

الزامات پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع

مقدمه

ارتباطات مزارع بادی با بهره‌بردار شبکه برای کنترل آن، همانند نیروگاه‌های سنتی، امری بدیهی است و مالک نیروگاه بادی موظف به تأمین زیرساخت‌ها و سیگنال‌های لازم در زمینه فراهم‌سازی این ارتباطات می‌باشد تا بتواند اجازه‌ی اتصال به شبکه را پیدا کند. سیگنال‌ها به چندین بخش تقسیم می‌شوند که بعضی از آن‌ها از بهره‌بردار شبکه به بهره‌بردار مزرعه بادی ارسال می‌شوند و تعدادی از آن‌ها هم از بهره‌بردار مزرعه بادی به بهره‌بردار شبکه ارسال می‌شوند. در این فصل، این سیگنال‌ها و حوزه‌ی مربوط به آنها، الزامات ارتباطات، پایش، کنترل و ثبت وقایع نیروگاه‌های بادی برای اتصال به شبکه در دستورالعمل کشورهای مختلف بررسی و با هم مقایسه می‌شود.

۳-۱- اطلاعات و سیگنال‌های ارسالی از سوی مزرعه بادی به بهره‌بردار شبکه

۳-۱-۱- هند

مزارع بادی که در سطح بالای ۶۶ کیلوولت به شبکه متصل می‌شوند، می‌بایست با یک کانال مخابراتی که دائماً موجود است، همواره با بهره‌بردار شبکه در ارتباط باشند. زیرساخت‌های مخابراتی، می‌توانند در پست مزرعه بادی نصب شوند [۳].

بهره‌بردار مزرعه بادی می‌بایست، در صورت هرگونه تغییر در موارد زیر، اطلاعات به‌روزرسانی‌شده را در اختیار بهره‌بردار سیستم قرار دهد. اطلاعاتی که باید قبل از اتصال از سوی بهره‌بردار مزرعه بادی در اختیار بهره‌بردار سیستم قرار بگیرند عبارتند از:

- نمودار تک‌خطی مزرعه بادی.
- نقشه‌ی مکانی و ساختمانی معمول مزرعه بادی.

علاوه بر اطلاعات فوق، در هنگام بهره‌برداری، مزرعه بادی باید بتواند سیگنال‌های زیر را به بهره‌بردار سیستم ارسال نماید:

- اطلاعات هواسنجی.
- توان اکتیو و راکتیو خروجی.
- حالت خاموش و یا روشن بودن.

۳-۱-۲- آفریقای جنوبی

الزامات لازم در این زمینه، برای همه‌ی توربین‌های بادی متصل به شبکه در هر سطح ولتاژ باید اعمال و اجرا شود. قبل از اتصال مزرعه بادی به شبکه، اطلاعات زیر باید از سوی بهره‌بردار مزرعه بادی به بهره‌بردار شبکه تحویل داده شود [۱۲]:

- مکان جغرافیایی مزرعه بادی
- نقشه‌ی مکانی (site plane)
- تعداد توربین‌های بادی درون مزرعه
- مگاوات خروجی هر توربین
- فاکتور آمادگی ظرفیت مورد انتظار

- ضریب توان
- وضعیت اولیه مگاوات خروجی
- وضعیت نهایی مگاوات خروجی
- تنظیم ولتاژ نقطه‌ی کار در محل اتصال به شبکه
- هر اطلاعات معقول دیگری که بهره‌بردار شبکه نیاز داشته باشد.

علاوه بر اطلاعات فوق، که مربوط به قبل از اتصال است، می‌بایست در حین بهره‌برداری از مزرعه بادی، برخی اطلاعات بین مزرعه بادی و بهره‌بردار شبکه رد و بدل شود. سیگنال‌های توضیح داده شده در ذیل، سیگنال‌هایی هستند که باید از سوی مزرعه بادی به بهره‌بردار شبکه ارسال شوند. این سیگنال‌ها باید به تعدادی گروه‌های منطقی تقسیم‌بندی شوند [۱۲]. این گروه‌ها در ذیل توضیح داده شده‌اند.

لیست سیگنال‌های ۱:

- توان مگاوات خروجی در نقطه‌ی اتصال.
- تخمین توان مگاوات در دسترس در نقطه‌ی اتصال.
- توان راکتیو تولیدی و یا مصرفی.
- حالت خاموش و یا روشن بودن برای تمامی عناصر توان راکتیو با ظرفیت بیش از ۵ مگاوار.
- نشان‌گر موقعیت کلید قدرت[۸].
- Ramp rate.

لیست سیگنال‌های ۲:

یک مزرعه بادی با حداقل ظرفیت MW ۱۰، می‌بایست در دروازه‌ی تبادل ارتباطات با بهره‌بردار شبکه، سیگنال‌های زیر را فراهم نماید:

- تخمین در دسترس پذیری (۰-۱۰۰٪) و تعداد واحدها همراه با نوع ژنراتورهای‌شان.
- مشخص کردن تعداد واحدها و نوعشان که به دلیل شرایط سرعت بالای باد خاموش شده‌اند.
- مشخص کردن تعداد واحدها و نوعشان که به دلیل شرایط سرعت کم باد خاموش شده‌اند.
- مشخص کردن تعداد واحدها و نوعشان که به دلیل عملیات تعمیر خاموش شده‌اند.

لیست سیگنال‌های ۳:

- نشان‌گر وضعیت روشن و خاموش بودن.
- نشان‌گر وضعیت تعقیب نقطه‌ی کار.

لیست سیگنال‌های ۴:

- نشان‌گر وضعیت مود پاسخ فرکانسی سیستم.

لیست سیگنال‌های ۵:

- سرعت باد در ارتفاعی که توپی توربین قرار دارد.

[۸] Circuit breaker

- جهت باد در ارتفاعی که توپی توربین قرار دارد.
- دمای هوا.
- فشار هوا.

۳-۱-۳- ایرلند

سیگنال‌هایی که باید از سوی بهره‌بردار مزرعه بادی فراهم و به بهره‌بردار شبکه ارسال شوند، به ۵ دسته سیگنال تقسیم‌بندی شده که در ادامه به تفصیل توضیح داده شده است [۶].

لیست سیگنال‌های ۱:

- موقعیت تپ ترانسفورماتور اتصال به شبکه.
- ولتاژ سمت فشارضعیف ترانسفورماتور اتصال به شبکه.
- توان اکتیو خروجی در سمت فشارضعیف ترانسفورماتور اتصال به شبکه.
- توان اکتیو قابل دسترس در سمت فشارضعیف ترانسفورماتور اتصال به شبکه.
- توان راکتیو تولیدی/مصرفی در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور اتصال به شبکه.
- نقطه کار سیستم تنظیم ولتاژ.
- نشان‌گر (خاموش/روشن) تمامی عناصر جبران‌کننده‌ی توان راکتیو با ظرفیت بالاتر از MVAr ۵.
- موقعیت کلید قدرت. این سیگنال می‌تواند شامل تمامی کلیدهای قدرت توربین‌های یک مزرعه بادی و یا کلید قدرت پست اتصال به شبکه باشد.

لیست سیگنال‌های ۲:

- سرعت باد در ارتفاع توپی
- جهت باد در ارتفاع توپی
- دمای هوا
- فشار هوا

مزارع بادی با ظرفیت بالاتر از MW ۱۰، باید لیست سیگنال‌های ۲ را که مربوط به هواسنجی است تهیه نمایند.

از آنجا که مزرعه بادی معمولاً منطقه‌ی وسیعی را شامل می‌شود، می‌توان برای تهیه و ارزیابی سیگنال‌های هواسنجی، مزرعه بادی را به چندین بخش تقسیم نمود و برای هر بخش، سیگنال‌های مربوط به خود را اندازه‌گیری و ارسال نمود تا با این کار، دقت اندازه‌گیری‌ها بیشتر شود.

لیست سیگنال‌های ۳:

- در دسترس پذیری نیروگاه بادی (۰ تا ۱۰۰٪).
- درصد توربین‌های بادی که در اثر سرعت زیاد بالا خاموش شده‌اند (۰ تا ۱۰۰٪).
- درصد توربین‌های بادی که در اثر سرعت کم باد تولیدی ندارند (۰ تا ۱۰۰٪).

از آنجا که مزرعه بادی معمولاً منطقه‌ی وسیعی را شامل می‌شود، می‌توان توربین‌های نزدیک به هم را دسته‌بندی نمود و برای هر دسته، که توربین‌های درون آن وضعیت مشابهی دارند، یک سیگنال ارسال نمود.

لیست سیگنال‌های ۴:

- مقدار تنظیم‌شده توان اکتیو کاهش‌یافته[۹] مزرعه بادی.
- حالت نشان‌گر توان اکتیو کاهش‌یافته مزرعه بادی (روشن-خاموش)

لیست سیگنال‌های ۵:

- سیگنال مود پاسخ فرکانسی سیستم.
- حالت نشان‌گر مود پاسخ فرکانسی سیستم (روشن- خاموش).

۳-۱-۴- دانمارک

در دستورالعمل مزارع بادی این کشور، مشخص نشده که چه سیگنال‌هایی باید از سوی دو طرف ارسال شود و فقط سیگنال‌هایی که مزرعه بادی اجباراً باید بتواند آن‌ها را تأمین و پایش و یا حتی ارسال نماید معرفی شده‌اند. دستورالعمل این کشور، مطابق فصول گذشته، این الزامات را بر اساس سطوح توان نیروگاه بادی تقسیم‌بندی نموده است که در ادامه توضیح داده می‌شوند [۴].

نیروگاه‌های بادی می‌بایست در هرلحظه آماده‌ی ارتباط با بهره‌بردار شبکه برای دریافت دستورالعمل‌ها باشند.

در این دستورالعمل، نیروگاه‌های بادی برحسب توانی که تولید می‌نمایند به سه دسته تقسیم شده‌اند:

- نیروگاه‌های بادی با توان ۱۱ kW تا ۲۵ kW: نیروگاه بادی می‌بایست برای دریافت سیگنال توقف تولید خود آماده باشد. این سیگنال به صورت یک پالس است. توقف تولید نیروگاه در شرایط عادی پس از دریافت این سیگنال، جزء الزامات مربوط به این بخش است و هر نیروگاه بادی در این محدوده‌ی توان باید این امکانات را مهیا سازد.
- نیروگاه‌های بادی با توان ۲۵ kW تا ۱/۵ MW: نیروگاه بادی باید برای دریافت سیگنال راه‌اندازی و توقف آماده باشد. این سیگنال‌ها باید از طریق ترمینال‌ها و یا دستورات با مشخصات و ویژگی‌های خاص خود قابل دسترس باشند.
- نیروگاه‌های بادی با توان بالاتر از ۱/۵ MW: نیروگاه بادی باید برای دریافت سیگنال راه‌اندازی و توقف خارجی آماده باشد. این سیگنال‌ها باید از طریق دستورات با مشخصات و ویژگی‌های خاص خود قابل دسترس باشند.

ارتباط و تبادل اطلاعات در تمامی موقعیت‌ها، مثلاً هنگامی که نیروگاه خاموش شود و یا شبکه از دست برود، باید برقرار باشد. یک منبع تغذیه پشتیبان[۱۰] باید وجود داشته باشد که اطلاعات را در تمامی مواقع بتواند ثبت کند.

نیروگاه بادی ملزم است که سیگنال‌های زیر را فراهم نماید [۴،۱۳].

- انرژی خالص تولیدی.
- وضیت توربین (خاموش، روشن، خراب).
- توان اکتیو تولیدی.
- دستورات بهره‌برداری توربین بادی.
- سرعت ژنراتور.

---

[۹] Curtailment

[۱۰] Back up

- مود کاری مبدل الکترونیک قدرت.
- دمای خارجی nacelle .
- زاویه چرخشی یاتاقان یوغ نسبت به شمال[۱۱].
- Cable windup

۳-۲- لیست سیگنال‌های ارسالی از سوی بهره‌بردار شبکه به مزرعه بادی

۳-۲-۱- هند

سیگنال‌هایی که باید از بهره‌بردار سیستم به بهره‌بردار مزرعه بادی ارسال شوند عبارتند از [۳]:

- قطع توان اکتیو در صورت لزوم.
- نقطه‌ی کار تنظیم ولتاژ.
- دستور راه‌اندازی و توقف نیروگاه

۳-۲-۲- آفریقای جنوبی

بهره‌بردار شبکه موظف است برای بهره‌بردار مزرعه بادی اطلاعات زیر را مهیا سازد [۱۲]:

- سطح ولتاژ مطلوب امکان‌پذیر برای اتصال به شبکه.
- توانایی شبکه در جذب توان اکتیو.
- اطلاعات معقول دیگری که نیاز باشد.

۳-۳- پایش و کنترل

در اکثر دستورالعمل‌های مزارع بادی کشورهای مختلف، همواره دو واژه پایش[۱۲] و کنترل در کنار هم آورده شده‌اند و در توضیحات مربوطه، معمولاً یا سیگنال‌هایی که باید در دسترس باشد و توابع کنترلی که باید وجود داشته باشد معرفی می‌شوند و یا به ذکر این نکته اکتفا می‌شود که مزرعه بادی باید زیرساخت‌های لازم برای پایش و ارتباطات را داشته باشد. سیگنال‌ها در قسمت قبل توضیح داده شد و در این بخش، دستورالعمل کشورهایی که الزاماتی جداگانه برای مباحث کنترلی معرفی نموده‌اند توضیح داده می‌شود.

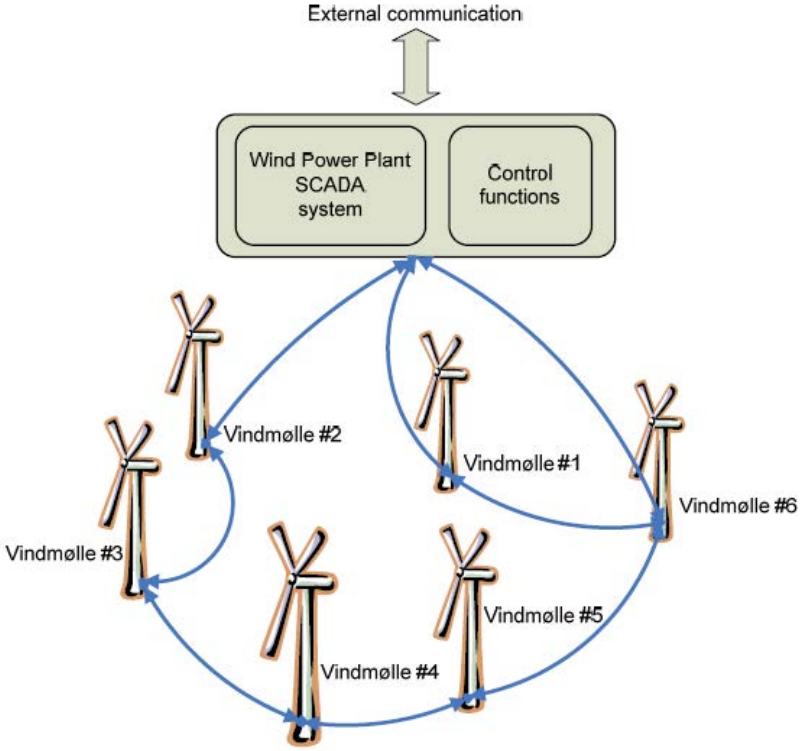
۳-۳-۱- دانمارک

شکل (۳-۱)، زیرساخت کنترلی یک مزرعه بادی در دانمارک را نمایش می‌دهد. در یک مزرعه بادی، تمامی توربین‌های بادی باید با کنترل‌کننده مرکزی مزرعه بادی در ارتباط باشند. بعد از اینکه نیروگاه بادی به دلیل وجود خطا در شبکه‌ی اصلی از آن جدا شد، به محض اینکه ولتاژ و فرکانس در محدوده‌ی مجاز خود قرار گرفت، باید در کمتر از ۳

[11] yaw bearing rotation angle relative to nominal true north

[۱۲] Monitoring

دقیقه به طور اتوماتیک به شبکه‌ی اصلی وصل شود. اگر مزرعه بادی با دستور یک سیگنال خارجی، که از سوی بهره‌بردار شبکه ارسال می‌شود، از شبکه قطع شود، تا زمانی که سیگنال وصل برایش ارسال شود، حق وصل شدن ندارد [۴].



شکل (۳-۱): زیرساخت کنترلی مزرعه بادی - دانمارک

نیروگاه‌های بادی بالاتر از ۱/۵ مگاوات، موظفند با توابع کنترلی که در جدول (۳-۱) نشان داده شده‌اند تجهیز شوند. هدف توابع کنترلی مختلف، اطمینان از پایش و کنترل کلی نیروگاه بادی است. در یک مزرعه بادی، توابع کنترلی می‌توانند به طور مستقل به تک‌تک توربین‌های بادی اعمال شوند و یا به طور مجتمع‌شده به کنترل‌کننده مرکزی مزرعه بادی اعمال شوند (شکل(۳-۱)).

جدول (۳-۱): الزامات توابع کنترلی مزرعه بادی - دانمارک

تابع کنترلی	1.5 MW < P < 25 MW	P > 25 MW
کنترل فرکانس	-	✓
کنترل توان خالص تولیدی	✓	✓
رزرو چرخان	-	✓
کنترل حداکثر سرعت تغییر توان راکتیو	✓	✓
حفاظت سیستم	✓	✓
کنترل توان راکتیو	✓	✓
کنترل ولتاژ	✓	✓
کنترل ضریب قدرت	-	✓

۳-۳-۲- کانادا

دستورالعمل کشور کانادا، سیگنال‌هایی را که باید دائماً توسط مزرعه بادی پایش شوند معرفی کرده است. این سیگنال‌ها عبارتند از [۱۴]:

- مگاوات خروجی و یا ورودی.
- مگاوار ورودی و یا خروجی.
- ولتاژ.
- سرعت و جهت باد.
- دمای محیط.
- حالت کلیدهای قدرت.
- تعداد توربین‌های در دسترس و غیرقابل دسترس.

۳-۴- لیست سیگنال‌های قابل پایش، ارسال و مخابره

تمامی دستورالعمل‌های اتصال مزارع بادی در کشورهای مختلف، لیست سیگنال‌های ارتباطی، پایش و کنترل خود را از استاندارد IEC61400-25-2 استخراج نموده‌اند و ذکر کرده‌اند که دیگر سیگنال‌ها را در صورت لزوم باید بتوان پایش و یا ارسال نمود و به طور کلی بتوان به آن‌ها دسترسی داشت. جداولی که در ادامه می‌آیند، این سیگنال‌ها را به چندین بخش کلی تقسیم‌بندی نموده و سیگنال‌های موجود در هر بخش را معرفی کرده‌اند [۱۳]. این سیگنال‌ها می‌توانند بنا به نیاز توسط مزرعه بادی ارسال، پایش، کنترل و یا دریافت شوند.

این بخش‌ها عبارتند از:

اطلاعات توربین بادی:

- روتور (اجباری)
- انتقال
- ژنراتور (اجباری)
- مبدل
- Nacelle[۱۳] (اجباری)
- Yaw system[۱۴] (اجباری)
- برج
- سیستم آلارم (اجباری)

سیستم هواسنجی:

---

[۱۳] قسمت اصلی توربین که روتور ژنراتور به آن متصل است و شامل جعبه‌دنده، شفت، بخش کنترل و ترمز است.

[۱۴] سیستمی که بر مبنای اطلاعات اندازه‌گیری‌شده، جهت غالب باد را تشخیص داده و بر مبنای آن، توربین را می‌چرخاند تا در راستای مناسب قرار گیرد.

- شرایط هواسنجی نیروگاه بادی

سیستم مدیریت نیروگاه بادی:

- کنترل نیروگاه بادی

سیستم الکتریکی:

- اتصال توربین بادی به شبکه‌ی قدرت

شایان ذکر است که منظور از کلمه‌ی "اجباری" آن است که سیگنال‌های آن بخش باید اجباراً در دسترس باشند (حال ممکن است بعضی از سیگنال‌های آن بخش در دسترس باشد و یا همگی آنها)؛ اما آنچه واضح است این است که ضروری است در بخش مذکور، حتماً بتوان اطلاعات لازم را به دست آورد [۱۳].

جدول (۳-۲): اطلاعات عمومی توربین بادی (WTUR) [۱۳]

اطلاعات عمومی توربین بادی (WTUR)	
توضیحات	**علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25**
اطلاعات عمومی	
زمان در دسترس پذیری توربین	AvITmRs
زمان کاری	OpTmRs
تعداد توربین‌هایی که راه‌اندازی می‌شوند	StrCnt
تعداد توربین‌هایی که خاموش می‌شوند	TotWh
انرژی راکتیو کل خالص تولیدی	TotVArh
انرژی مصرفی اکتیو حقیقی (انرژی که از سوی شینه به سمت توربین می‌رود)	DmdWh
انرژی مصرفی راکتیو حقیقی (انرژی که از سوی شینه به سمت توربین می‌رود)	DmdVArh
انرژی اکتیو حقیقی منبع (انرژی که از سوی توربین بادی به سمت شینه پست می‌رود)	SupWh
انرژی راکتیو کل حقیقی منبع (انرژی راکتیوی که از سوی توربین بادی به سمت شینه پست می‌رود)	SupVArh
اطلاعات وضعیت	
حالت توربین(روشن،خاموش، خطا)	TUrSt
اطلاعات آنالوگ	
توان اکتیو تولیدی	W
توان راکتیو تولیدی	Var
اطلاعات کنترلی	
دستورات کاری توربین بادی	SetTurOp
اولویت دستورات توان راکتیو توربین بادی نسبت به توان اکتیو	VArOvW
اولویت دستورات نقطه کار توان راکتیو توربین بادی	VArRefPri
نقطه کار توان اکتیو تولیدی توربین بادی	DmdWh
نقطه کار توان راکتیو تولیدی توربین بادی	DmdVAr
نقطه کار ضریب توان توربین بادی	DmdPF

جدول (۳-۳): اطلاعات روتور توربین بادی (WROT) [۱۳]

اطلاعات روتور توربین بادی (WROT)	
توضیحات	**علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25**
اطلاعات وضعیت	
حالت روتور	RotSt
حالت پره ۱ (مرجع)	BIStBI1
حالت پره ۲	BIStBI2
حالت پره ۳	BIStBI3
حالت کنترل پره (pitch)	PtCtISt
اطلاعات آنالوگ	
سرعت روتور در سمت روتور	RotSpd
موقعیت زاویه‌ای روتور	RotPos
دما در توپی روتور	HubTmp
فشار سیستم هیدرولیک pitch برای پره ۱	PtHyPresBI1
فشار سیستم هیدرولیک pitch برای پره ۲	PtHyPresBI2
فشار سیستم هیدرولیک pitch برای پره ۳	PtHyPresBI3
نقطه کار زاویه‌ی pitch برای پره ۱ (مرجع)	PtAngSpBI1
نقطه کار زاویه‌ی pitch برای پره ۲	PtAngSpBI2
نقطه کار زاویه‌ی pitch برای پره ۳	PtAngSpBI3
مقدار آنی زاویه‌ی pitch برای پره ۱ (مرجع)	PtAngValBI1
مقدار آنی زاویه‌ی pitch برای پره ۲	PtAngValBI2
مقدار آنی زاویه‌ی pitch برای پره ۳	PtAngValBI3
اطلاعات کنترلی	
تنظیم روتور به مکان قفل شده	BLkRot
چک کردن سیستم pitch پشتیبان ضروری	PtEmgCHk

جدول (۳-۴): اطلاعات تجهیزات نیروی موتوری توربین بادی (WTRM) [۱۳]

اطلاعات تجهیزات نیروی موتوری توربین بادی (WTRM)	
توضیحات	**علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25**
اطلاعات وضعیت	
حالت ترمز محور (خاموش، روشن، خطا)	BrkOpMod
حالت سیستم روغن‌زنی جعبه‌دنده	LuSt
حالت سیستم تصفیه	FtSt
حالت سیستم خنک‌کننده	CISt
حالت سیستم گرم‌کننده	HtSt
سطح روغن درون منبع روغن چرخ‌دنده	OiLevSt
حالت فیلتر offline	OfFISt
حالت فیلتر online	InIFISt
اطلاعات آنالوگ	
دمای بلبرینگ محور ۱	TrmTmpShfBrg1
دمای بلبرینگ محور ۲	TrmTmpShfBrg2
دمای روغن درون جعبه چرخ‌دنده	TrmTmpShfBrg3
دمای سطحی ترمز محور	TrmTmpShfBrk
لرزش چرخ‌دنده‌ی ۱	VibGbx1
لرزش چرخ‌دنده‌ی ۲	VibGbx2
سطح گریس برای گریس‌زنی بلبرینگ محور اصلی	GsLev
سطح روغن درون درون جعبه‌ی چرخ‌دنده	GbxOiLev
فشار روغن چرخ‌دنده	GbxOilPres
فشار هیدرولیکی برای بلبرینگ محور	BrkHyPres
ناخالصی و کثیفی فیلتر offline	OfFIt
ناخالصی و کثیفی فیلتر inline	InIFIt

جدول (۳-۵): اطلاعات ژنراتور توربین بادی (WGEN) [۱۳]

اطلاعات ژنراتور توربین بادی (WGEN)	
توضیحات	**علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25**
اطلاعات عمومی	
زمان کاری ژنراتور	opTmRs
	اطلاعات وضعیت
حالت کاری ژنراتور (روشن، خاموش، خطا)	GnOpMod
حالت سیستم خنک‌کننده‌ی ژنراتور (روشن، خاموش، خطا)	CISt
اطلاعات آنالوگ	
سرعت ژنراتور	Spd
توان اکتیو ژنراتور	W
توان راکتیو ژنراتور	VAr
دمای استاتور ژنراتور	GnTmpSta
دمای روتور ژنراتور	GnTmpRtr
دمای هوا/روغن درون ژنراتور	GnTmpInlet
ولتاژ خط سه فاز پایانه‌های استاتور ژنراتور	StaPPV
ولتاژ فاز هر سه فاز پایانه‌های استاتور ژنراتور	StaPhV
جریان هر سه فاز استاتور	StaA
ولتاژ خط سه فاز پایانه‌های روتور ژنراتور	RtrPPV
ولتاژ فاز هر سه فاز پایانه‌های روتور ژنراتور	RtrPhV
جریان هر سه فاز روتور ژنراتور	RtrA
تحریک dc روتور ژنراتور	RtrExtDC
تحریک ac روتور ژنراتور	RtrExtAC

جدول (۳-۶): اطلاعات مبدل الکترونیک قدرت توربین بادی (WCNY) [۱۳]

اطلاعات مبدل الکترونیک قدرت توربین بادی (WCNY)	
توضیحات	**علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25**
اطلاعات عمومی	
ساعات کار مبدل	OpTmRs
اطلاعات وضعیت	
وضعیت کار مبدل (خاموش، روشن، خطا)	CnvOpMod
حالت سیستم خنک‌کننده‌ی مبدل(خاموش، روشن، خطا)	CISt
اطلاعات آنالوگ	
مقدار فرکانس	Hz
مقدار گشتاور	Torq
ولتاژ خط در سمت ژنراتور	GnPPV
ولتاژ فاز تا زمین برای هر سه فاز سمت ژنراتور	GnPhV
مقدار جریان سه فاز در سمت ژنراتور	GnA
مقدار ضریب قدرت در سمت ژنراتور	GnPF
ولتاژ خط در سمت شبکه	GriPPV
ولتاژ فاز تا زمین برای هر سه فاز سمت شبکه	GriPhV
مقدار جریان سه فاز در سمت شبکه	GtiA
مقدار ضریب قدرت در سمت شبکه	GriPF
دمای سمت ژنراتور-مبدل	GnvTmpGn
دمای درون مبدل	CnvTmpDclink
دمای سمت شبکه-مبدل	GnvTmpGri
ولتاژ شینه dc درون مبدل	DclVol
جریان شینه dc درون مبدل	DcAmp

جدول (۳-۷): اطلاعات ترانسفورماتور قدرت توربین بادی (WTRF) [۱۳]

اطلاعات ترانسفورماتور قدرت توربین بادی (WTRF)	
توضیحات	**علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25**
اطلاعات عمومی	
زمان عملکرد ترانسفورماتور	TrfOpTmRs
	اطلاعات وضعیت
حالت سیستم خنک‌کننده‌ی ترانسفورماتور	TrfClSt
سطح روغن درون ترانسفورماتور	OilLevSt
فشار گاز درون تانک ترانسفورماتور	MTPresSt
اطلاعات آنالوگ	
ولتاژ سه فاز ترانسفورماتور سمت توربین	TrfTurPPV
ولتاژ فاز تا زمین برای هر سه فاز ترانسفورماتور سمت توربین	TrfTurPhV
جریان ترانسفورماتور سمت توربین	TrfTurA
ولتاژ سه فاز ترانسفورماتور سمت شبکه	TrfGriPPV
ولتاژ فاز تا زمین برای هر سه فاز ترانسفورماتور سمت شبکه	TrfGriPhv
جریان ترانسفورماتور سمت شبکه	TrfGriA
دمای ترانسفورماتور سمت توربین	TrfTmpTrfTur
دمای ترانسفورماتور سمت شبکه	TrfTmpTrfGri
اطلاعات کنترلی	
دستورات فعال‌سازی به سوئیچ اصلی اتصال به شبکه	AtvGriSw

جدول (۳-۸): اطلاعات nacelle توربین بادی (WNAC) [۱۳]

اطلاعات nacelle توربین بادی (WNAC)	
توضیحات	**علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25**
اطلاعات عمومی	
ساعت کار beacon	BecTmRs
اطلاعات وضعیت	
وضعیت beacon	BecBulbSt
وضعیت گرم‌کننده‌ی سنسور باد	WdHtSt
وضعیت تشخیص یخ	IceSt
وضعیت بادسنج اولیه و ثانویه	AneSt
اطلاعات آنالوگ	
جهت Nacelle	Dir
سرعت باد در خارج از Nacelle	WdSpd
جهت باد در خارج از Nacelle	WdDir
دمای خارجی Nacelle	ExTmp
دمای داخلی Nacelle	IntlTmp
رطوبت درون Nacelle	IntlHum
مقدار نورافکنی beacon	BecLumLev
قابلیت دید بیرون Nacelle	Vis
ضخامت یخ	Ice
تغییر مکان عمودی برج	DispXdir
تغییر مکان افقی برج	DispYdir
اطلاعات کنترلی	
تعیین طرز عمل beacon	SetBecMod
قرار دادن چراغ روشنایی سطح beacon	SetBscLev
قرار دادن مقدار زمان وظیفه‌ی نور beacon	SetFlsh

جدول (۳-۹): اطلاعات یوغ (yaw) توربین بادی (WYAW) [۱۳]

اطلاعات یوغ (yaw) توربین بادی (WYAW)	
توضیحات	**علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25**
اطلاعات عمومی	
Clockwise yawing operation hours	CwTm
Counter clockwise yawing operation hours	CcwTm
اطلاعات وضعیت	
حالت مود سیستم یوغ	YwSt
حالت مود ترمز یوغ	YwBreakeSt
اطلاعات آنالوگ	
سرعت Yawing	YwSpd
دمای چرخ‌دنده/موتور Yawing	Tmp
زاویه چرخش یاتاقان یوغ نسبت به خط سیر شمال	YawAng
Cable windup	CabWup
سطح گریس برای گریس‌کاری سیستم یوغ	SysGsLev
فشار ترمز یوغ	BrkPres
اطلاعات کنترلی	
دستورات به سیستم یوغ	AtvYw

جدول (۳-۱۰): اطلاعات برج توربین بادی (WTOW) [۱۳]

اطلاعات برج توربین بادی (WTOW)	
توضیحات	علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25
اطلاعات وضعیت	
حالت سیستم بالابر	LiftSt
حالت سیستم de-humidifier	DehumSt
حالت سیستم مبادله گرما	HtexSt
اطلاعات آنالوگ	
موقعیت بالابر	LiftPos
رطوبت درون برج	lntlHum

جدول (۳-۱۱): اطلاعات آب و هوایی توربین بادی (WMET) [۱۳]

اطلاعات آب و هوایی توربین بادی (WMET)	
توضیحات	علامت اختصاری سیگنال در استاندارد IEC 61400-25
اطلاعات آنالوگ	
ارتفاع سنسور هواسنجی	MetAlt1Alt
سرعت افقی باد	MetAlt1HorWdSpd
سرعت عمودی باد	MetAlt1VerWdSpd
جهت افقی باد	MetAlt1HorWdDir
جهت عمودی باد	MetAlt1VerWdDir
دما	MetAlt1Tmp
رطوبت	MetAlt1Hum
فشار	MetAlt1Pres

۳-۵- الزامات ثبت وقایع

با مطالعه‌ی دستورالعمل‌های کشورهای مختلف در زمینه مزارع بادی، مشاهده گردید که اکثر آن‌ها برای ثبت وقایع فقط به این نکته تأکید می‌کنند که مزرعه بادی باید توانایی ثبت وقایع را داشته باشد. در ادامه، الزامات لازم برای این موضوع در کشورهایی که به آن با جزئیات بیشتری پرداخته‌اند، نوشته شده است.

۳-۵-۱- دانمارک

الزامات برای ثبت وقایع در شبکه‌ی قدرت، برای نیروگاه‌های بادی با توان بزرگتر از ۲۵ MW اعمال می‌شود. ثبت وقایع باید توسط تجهیزات الکترونیکی، که در مواقع خطا در شبکه می‌توانند تمامی وقایع را در نقطه‌ی اتصال ثبت کنند،

انجام شود. مالک مزرعه بادی باید در نقطه‌ی اتصال به شبکه دستگاه ثبت وقایع را نصب نماید که حداقل اطلاعات زیر درباره‌ی نیروگاه بادی را ثبت نماید [۴]:

- ولتاژ هر فاز.
- جریان هر فاز.
- توان اکتیو (مقدار آن می‌تواند محاسبه شود).
- توان راکتیو (مقدار آن می‌تواند محاسبه شود).
- فرکانس (مقدار آن می‌تواند محاسبه شود).
- ولتاژ توربین.

علاوه بر متغیرهای گفته شده در بالا، ممکن است بین بهره‌بردار شبکه و نیروگاه بادی در مورد اینکه چه متغیرهایی ثبت شود توافقاتی صورت پذیرد. حداقل فرکانس دستگاه ثبت کننده باید ۱ kHz باشد.

۳-۵-۲- اسکاتلند

به طور خلاصه، سه نوع اطلاعات معرفی شده که باید ثبت شوند [۱۵]:

- ولتاژ سه فاز.
- جریان سه فاز.
- سرعت باد.

۳-۶- تفکیک الزامات محورهای فوق در زمینه‌ی اتصال به شبکه و بهره‌برداری مزارع بادی

در این فصل الزامات پایش، ارتباطات و ثبت وقایع در دستورالعمل کشورهای مختلف برای مزارع بادی بررسی گردید و مشاهده شد که تقریباً اساس همه‌ی آن‌ها یک چیز است و سیگنال‌های پایه و ضروری برای پایش و یا ارسال را معرفی می نمایند. استاندارد IEC 61400-25-2، پایه‌ی همه‌ی دستورالعمل‌های کشورهای مختلف می‌باشد که راهنمای بسیار مناسبی است [۳-۵،۱۲،۱۵]. اما باید به این سؤال توجه شود که این الزامات مربوط به حوزه‌ی اتصال مزارع بادی به شبکه می‌باشد و یا مربوط به حوزه‌ی بهره برداری؟ پاسخ این سؤال آن است که این الزامات مربوط به هر دو حوزه می‌باشد. در دستورالعمل کشورهای مختلف، ابتدا درباره‌ی تجهیزات لازم برای ارتباطات، پایش، کنترل و ثبت وقایع بحث می‌شود و مزارع بادی ملزم به تأمین زیرساخت‌های لازم و وسایل اندازه‌گیری می‌شوند و سپس، سیگنال‌ها و یا توابع کنترلی که در حین بهره‌برداری باید ثبت و یا مخابره شوند ارائه می‌نماید. بنابراین، ایجاد زیرساخت‌های لازم برای مخابره‌ی اطلاعات و یا اندازه‌گیری و پایش آن‌ها مربوط به قبل از اتصال مزارع بادی به شبکه است و مزارع بادی پس از تهیه‌ی این الزامات، اجازه‌ی اتصال به شبکه را می‌یابند. پس از آن، استفاده از این امکانات و مخابره‌ی اطلاعات و ثبت و پایش آن‌ها مربوط به حوزه‌ی بهره‌برداری از مزارع بادی است.

فصل ۴

الزامات اتصال مزارع بادی به شبکه در کشور ایران

مقدمه

در این فصل، سعی می‌شود که یک دستورالعمل برای اتصال مزارع بادی به شبکه‌ی کشور ایران در زمینه‌های بررسی‌شده طی سه فصل قبل ارائه شود. همان‌گونه که پیشتر دیده شد، کشورهایی که تولید برق نیروگاه‌های بادی در آن‌ها سهم زیادی از کل تولید برق‌شان را بر عهده دارند (ضریب نفوذ بالا)، در زمینه‌ی الزامات لازم برای نیروگاه‌های بادی نیاز دارند که به جزئیات بسیار زیادی توجه کنند؛ در مقابل، کشورهای دیگر که نیروگاه بادی درصد کمی از تولید کل برق‌شان را بر عهده دارند (ضریب نفوذ پایین)، برخی الزامات حداقلی را، که برای اتصال به شبکه مورد نیاز است، معرفی می نمایند و این حداقل الزامات می‌توانند همان الزامات لازم برای اتصال نیروگاه‌های سنتی باشد که متناسب با نیروگاه بادی اصلاح شده است. بنابراین، برای کشور ایران هم می‌توان در زمینه‌ی کیفیت توان، با توجه به اینکه استاندارد ملی مناسبی در دسترس است و این استاندارد ملی از استانداردهای بین‌المللی استخراج شده، استفاده نمود. به همین ترتیب، برای دیگر محورها نیز می‌توان الزامات لازم همانند دیگر دستورالعمل‌های کشورهای مختلف را معرفی نمود. کشور ایران برای نصب توربین‌های بادی در در ابتدای راه است؛ بنابراین، برای تهیه‌ی دستورالعمل باید به این نکته توجه کرد. الزاماتی که طی این فصل برای کشور ایران ارائه داده شده، تا زمانی که ضریب نفوذ بادی زیر ۱۰٪ باشد معتبر است. با گذشت زمان و افزایش تولیدات نیروگاه‌های بادی، باید این دستورالعمل به تدریج اصلاح شود و به جزئیات بیشتری توجه شود.

۴-۱- کیفیت توان

کیفیت توان شامل سه محور مهم می‌باشد که عبارتند از [۱]:

- فلیکر ولتاژ
- نامتعادلی ولتاژ
- هارمونیک

نیروگاه بادی، بر اساس ساختارش، عملاً همانند یک منبع کاهنده‌ی کیفیت توان رفتار می‌کند؛ در واقع، این نیروگاه مانند یک منبع هارمونیک‌زا عمل می‌کند و علاوه بر آن، حالت متعادل سه‌فاز را خراب می‌کند و باعث بروز پرش‌های ولتاژی می‌شود که دلیل این امر، مربوط به سرعت متغیر توربین بادی و کلیدزنی مبدل الکترونیک قدرت متصل به آن می‌باشد. در همه‌ی مراجعی که در این زمینه مطالعه شد، مشاهده گردید که از استانداردهای IEC61000-3-6 و IEC 6100-3-7 استفاده کرده‌اند [۳-۷]. استاندارد ملی کشور ایران هم در زمینه‌ی کیفیت برق از این استانداردها استفاده کرده است و برای الزامات مزارع بادی هم باید از همین استاندارد ملی استفاده شود [۱].

در فصل اول، هریک از این سه محور در دستورالعمل اتصال مزارع بادی به شبکه در کشورهای مختلف بررسی گردید و مشاهده شد که این کشورها استانداردهای کیفیت توان کشور خود را از استانداردهای IEC اخذ کرده‌اند و برای الزامات خود تعریف نموده‌اند و یا اینکه مستقیماً به استانداردهای بین‌المللی ارجاع داده‌اند [۳-۷].

۴-۱-۱- فلیکر ولتاژ

فلیکر کوتاه‌مدت و بلندمدت ولتاژ، باید بر اساس روابط استاندارد IEC61400-21 برای توربین بادی و مزرعه بادی محاسبه شود. این استاندارد، که در فصل اول روابط آن معرفی و توضیح داده شد، روش محاسبه‌ی فلیکر ولتاژ برای

نیروگاه بادی را توضیح داده است؛ اما الزامات فلیکر ولتاژ را معرفی نکرده است. برای هر توربین بادی، باید ضریب فلیکر و ضریب پله‌ی فلیکر، طبق آزمایش توضیح داده شده، به دست آید و سپس در هنگام بهره‌برداری، با فرض اینکه سایر بخش‌های شبکه باعث آلودگی به فلیکر نمی‌شوند و آلودگی شبکه ناشی از حضور نیروگاه بادی است، از روابط ذکرشده در فصل اول محاسبه شود.

۴-۱-۱-۱- نحوه‌ی محاسبه و ارزیابی شاخص فلیکر برای توربین‌های بادی و مزارع بادی

- فلیکر در هنگام عملکرد پیوسته و عادی توربین بادی متصل به شبکه، باید توسط رابطه‌ی (۱-۳) محاسبه و ارزیابی شود.
- فلیکر کوتاه‌مدت و بلندمدت به وجود آمده در اثر کلیدزنی توربین بادی، باید به ترتیب از روابط (۱-۵) و (۱-۶) محاسبه شود.
- فلیکر مزرعه بادی در هنگام عملکرد پیوسته و عادی، باید بر اساس رابطه‌ی (۱-۴) محاسبه و ارزیابی شود. این رابطه از استاندارد کیفیت برق ایران استخراج شده است و دلیل انتخاب توان ۲ و ریشه ۲ آن است که احتمال وقوع همزمان فلیکر در چندین توربین بادی موجود در مزرعه بادی در هنگام عملکرد عادی و پیوسته زیاد است.
- فلیکر مزرعه بادی بر اثر کلیدزنی، باید بر اساس روابط (۱-۱۱) و (۱-۱۲) محاسبه و ارزیابی شود. دلیل استفاده از این رابطه آن است که از آن در استاندارد کیفیت برق ایران استفاده شده است. دلیل انتخاب توان ۳ و ریشه ۳ آن است که احتمال وقوع همزمان چند تغییر ولتاژ به دلیل کلیدزنی کم است [۲].

۴-۱-۱-۲- الزامات فلیکر ولتاژ

برای کشور ایران، مزارع بادی می‌توانند در دو سطح ولتاژ فشار متوسط و فشار قوی متصل شوند و بنابراین، باید الزامات فلیکر ولتاژ ذکرشده در جدول (۴-۱) را رعایت نمایند. مقایسه این اعداد، که از استاندارد کیفیت برق ایران گرفته شده‌اند[۱]، با الزامات کشورهای دیگر نشان می‌دهد که اعداد پیشنهادی حدود مناسبی هستند. در واقع مزارع بادی، با توجه به ساختارشان، همانند یک بار هستند که فلیکر ایجاد می‌کنند؛ زیرا سرعت باد متغیر است و در نتیجه سرعت ژنراتور و تولید توان آن می‌تواند متغیر باشد و به طور ناگهانی تغییر کند که باعث ایجاد فلیکر می‌شود.

جدول (۴-۱): حدود مجاز فلیکر ولتاژ - ایران

	سطح ولتاژ (کیلوولت)				
	فشار متوسط	فشار قوی			
	۲۰	۶۳	۱۳۲	۲۳۰	۴۰۰
P_{st}	0.9	0.8			
P_{Lt}	0.7	0.6			

۴-۱-۲- نامتعادلی ولتاژ

در استاندارد کیفیت برق ایران، از تعریف اول برای نامتعادلی ولتاژ استفاده شده است و تعریف آن بدین‌گونه است:

- نامتعادلی ولتاژ برابر است با نسبت مؤلفه‌ی صفر ولتاژ به مؤلفه‌ی مثبت ولتاژ [۱].

بنابراین، برای ارزیابی نامتعادلی ولتاژ برای اتصال توربین‌ها و مزارع بادی به شبکه‌ی ایران، پیشنهاد می‌شود از همین تعریف برای ارزیابی نامتعادلی ولتاژ استفاده شود و محدودیت‌ها و الزامات آن همان محدودیت‌های نامتعادلی ولتاژ در استاندارد کیفیت برق ایران درنظر گرفته شود [۱].

جدول (۴-۲): حدود مجاز درصد نامتعادلی ولتاژ - ایران

سطح ولتاژ فشار متوسط	سطح ولتاژ فشار قوی	سطح ولتاژ
2	1	**درصد نامتعادلی ولتاژ**

۴-۱-۳- هارمونیک‌ها

توربین‌های بادی، به دلیل حضور مبدل الکترونیک قدرت و ساختارشان، یک منبع هارمونیکی به شمار می‌آیند؛ بنابراین، باید برای هارمونیک‌های جریان و ولتاژ تزریقی به شبکه‌ی برق محدودیت‌هایی قرار داده شود. این محدودیت‌ها، باید برای اعوجاج تکی هارمونیک‌ها و اعوجاج کلی آن‌ها اعمال شوند.

در همه‌ی دستورالعمل‌های اتصال مزارع بادی به شبکه در کشورهای مختلف، از استاندارد IEC 61000-3-6 برای حدود مجاز هارمونیک‌ها استفاده شده است. در این استاندارد، همواره از واژه‌ی مشترک[۱۵] استفاده شده که یک واژه‌ی عام است و هم شامل تولیدکننده برق و هم شامل مصرف‌کننده برق می‌شود؛ بنابراین، برای حدود مجاز هارمونیکی نیروگاه‌های بادی در کشور ایران هم می‌توان از استاندارد کیفیت برق ایران استفاده نمود. تقسیم‌بندی همانند کشور دانمارک بر اساس سطوح ولتاژ و سطوح توان انجام می‌شود. الزامات هارمونیکی در جداول (۴-۳) تا (۴-۵) ارائه شده و مزارع بادی ملزم به رعایت آن‌ها می‌باشند [۱].

[۱۵] Customer

جدول (۴-۳): حدود مجاز اعوجاج جریان برای سطح ولتاژ ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت - ایران

درصد توان نامی به توان اتصال کوتاه در محل اتصال	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک مرتبه‌ی n										اعوجاج کلی جریان THD_i
	n<11		$11 \le n < 17$		$17 \le n < 23$		$23 \le n < 35$		$n \ge 35$		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
R>5	2	0.5	1	0.2	0.7	0.2	0.3	0.1	0.1	0	2.5
$5 \ge R > 2$	3.5	0,9	1.7	0.4	1.2	0.3	0.5	0.1	0.2	0	4
$2 \ge R > 1$	5	1.2	2.2	0.6	2	0.5	0.7	0.2	0.3	0.1	6
$\ge R > 0.1$	6	1.5	2.7	0.7	2.5	0.6	1	0.2	0.5	0.1	7.5
$R \le 0.1$	7.5	1.9	3.5	0.9	3	0.7	1.2	0.3	0.7	0.2	10

جدول (۴-۴): حدود مجاز اعوجاج جریان برای سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت - ایران

درصد توان نامی به توان اتصال کوتاه در محل اتصال	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک مرتبه‌ی n										اعوجاج کلی جریان THD_i
	n<11		$11 \le n < 17$		$17 \le n < 23$		$23 \le n < 35$		$n \ge 35$		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
R>5	2	0.5	1	0.2	0.7	0.2	0.3	0.1	0.1	0.04	2.5
$R \le 0.1$	3	0.7	1.5	0.4	1.1	0.3	0.4	0.1	0.2	0.05	4

جدول (۴-۵): حدود مجاز اعوجاج ولتاژ - ایران

سطح ولتاژ(kV)	اعوجاج تکی ولتاژ هارمونیک		اعوجاج کلی ولتاژ
	فرد	زوج	
فشار متوسط ۶۳ و ۱۳۲	1.5	0.7	2.5
فشار قوی ۲۳۰ و ۴۰۰	1	0.5	1.5

۴-۱-۴- هارمونیک‌های میانی

برای هارمونیک‌های میانی، استاندارد خاصی در ایران وجود ندارد. در این مورد حتی کشور دانمارک، که کامل‌ترین دستورالعمل در ارتباط با اتصال مزارع بادی به شبکه را دارد، بحث چندانی نکرده و فقط حدود مجاز استاندارد IEC 61000-3-6 را متناسب با شبکه‌ی خود برای الزامات شبکه‌ی خود قرار داده است؛ بنابراین، برای کشور ایران هم می‌توان از این استاندارد استفاده کرد [۱۶].

جدول (۴-۶): حدود مجاز هارمونیک‌های میانی ولتاژ - ایران

فرکانس (Hz)	حداکثر هارمونیک میانی ولتاژ (٪)
f≤50 Hz	0.2
50 Hz<f<2500 Hz	0.5

۴-۲- مدل‌سازی

مالک مزرعه بادی باید قبل از اتصال، مدل مناسب و قابل استفاده برای بهره‌بردار شبکه را در اختیار وی قرار دهد. این مدل شامل دو مدل دینامیکی و استاتیکی می‌باشد که مدل استاتیکی باید برای انجام تحلیل پخش بار مناسب باشد و مدل دینامیکی باید برای تحلیل‌های گذرا و دینامیکی شبکه مناسب باشد. مدل‌های دینامیکی که به بهره‌بردار شبکه داده می‌شود، باید قابلیت ورود اطلاعات و تغییر آن‌ها برای سرعت و جهت باد، توان اکتیو و دیگر پارامترهای ورودی را داشته باشند [۴]. همچنین، مالک مزرعه بادی باید مدل تک‌تک توربین‌های بادی موجود در مزرعه بادی و مدل مجتمع‌شده‌ی مزرعه بادی را به بهره‌بردار شبکه تحویل دهد. همه مدل‌های فوق‌الذکر باید کلیه جزئیات و مواردی را که مد نظر بهره‌بردار شبکه است شامل شوند.

نیروگاه بادی شامل چند بخش است که مالک نیروگاه بادی باید مدل هریک از آنها را به طور جداگانه به بهره‌بردار شبکه ارائه دهد. سپس بهره‌بردار شبکه برای شناسایی پارامترها و اجزاء مدل‌های ارائه‌شده، از تزریق سیگنال‌های ورودی به مدل و بررسی خروجی آنها (در حالت جدا از شبکه) استفاده می‌کند و آن‌گاه، مدل شناسایی‌شده نیروگاه را در نرم‌افزار خود وارد می‌کند. برای تست این مدل، بهره‌بردار شبکه از دو نوع داده استفاده می‌کند:

۱) داده‌هایی که در هنگام انجام تست‌های اتصال نیروگاه به شبکه ثبت شده‌اند.

۲) داده‌هایی که مربوط به تأثیر تغییرات شبکه بر عملکرد نیروگاه هستند.

باید توجه کرد که در هنگام نصب و راه‌اندازی نیروگاه، تنظیماتی انجام می‌شود کـه باعـث تفـاوت بـین مـدل واقعـی نیروگاه با مدلی که طبق کاتالوگ‌های آن باید داشته باشد می‌گردد؛ بنابراین، انجام تست‌های فوق کاملاً ضروری است.

۴-۳- کنترل، پایش و ارتباطات

در این بخش، الزامات کنترل، پایش و ارتباطات برای مزارع بادی معرفی می‌گردد. همان طور که در فصل سوم گفتـه شد، مالکان مزرعه بادی موظفند قبل از اتصال به شبکه، بسترهای مخابراتی مناسب را برای برقراری ارتباط با بهـره‌بـردار شبکه فراهم آورند و بعد از اتصال به شبکه، در حین بهره‌برداری، لازم است که آماده‌ی تبادل اطلاعات با بهره‌بردار شبکه باشند.

۴-۳-۱- فراهم‌سازی بسترهای مخابراتی

قبل از اتصال نیروگاه بادی به شبکه، باید امکانات مخابراتی فراهم شود. در ایـن زمینـه، دسـتورالعمل "روش اجرایـی شرایط اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه" برای الزامات امکانات مخابراتی باید اجرا شود. امکانـات و کانـال‌هـای مخابراتی بین نیروگاه و بهره‌بردار شبکه، چه به صورت تلفنی و چه به صورت خودکار و از راه دور، باید برقرار باشد [۱۷].

در فرآیندهای کنترل و هماهنگی مانورها، برقراری تماس بین اتاق فرمان ژنراتورها و مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی یا منطقه‌ای (با توجه به مفاد دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری و ظرفیت نیروگاه) باید با اسـتفاده از سیسـتم تلفنـی ویـژه دیسپاچینگ DTS (تلفن‌های اختصاصی بدون نیاز به شماره‌گیری) انجام گیرد. قابلیت‌ها و اسـتانداردهای ایـن سیسـتم توسط سیستم دیسپاچینگ ملی مشخص می‌گردد. مالک نیروگاه عهده‌دار تـأمین تجهیـزات لازم در محـل اتـاق فرمـان ژنراتورها و پایانه‌های قابل اتصال به کانال‌های مخابراتی بین نیروگاه و مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه می‌باشـد. عـلاوه بر این، مالک نیروگاه باید پیش‌بینی لازم را در محل اتاق ژنراتورها و دفاتر بهره‌برداری نیروگـاه جهـت ارسـال و دریافـت اطلاعات و گزارشات از طریق نمابر و یا پست الکترونیکی به عمل آورد [۱۷]

قبل از شروع بهره‌برداری از اولین ژنراتور نیروگاه، مالک و بهره‌بردار نیروگاه بایـد اطلاعـات لازم در رابطـه بـا شـماره تلفن‌های تماس، اعم از تلفن شهری، نمابر، PLC (تلفن اختصاص صنعت برق) را در اختیار بهره‌بردار شـبکه قـرار دهـد. مسئولان بهره‌برداری شبکه نیز، متقابلاً این اطلاعات را در اختیار مسئولان بهره‌برداری نیروگاه قرار خواهند داد [۱۷].

برای به دست آوردن اطلاعات، نصب دستگاه‌های اندازه‌گیری مورد نیاز است؛ بنابراین، پایانه‌هـای راه دور و تجهیـزات جمع‌آوری اطلاعات و کنترل (SCADA) مربوط به پست بلافصل نیروگاه بادی، باید توسط مسئولان بهره‌برداری پسـت بلافصل پیش‌بینی و در محل مناسبی در پست بلافصل و نقطه‌ی اتصال نیروگاه به شبکه نصـب گـردد. مسـئولیت تهیـه، نصب و راه‌اندازی این تجهیزات (SCADA) و رعایت کلیه‌ی استانداردها و پروتکل‌های جمع‌آوری و ارسال اطلاعات بـه عهده‌ی مالک یا بهره‌بردار پست نیروگاه بادی است. در صورت نیاز دیسپاچینگ ملی بـه پایانـه‌هـای راه دور و تجهیـزات جمع‌آوری اطلاعات و کنترل (SCADA) در نیروگاه، مالک یا بهره‌بردار نیروگاه ملزم به تهیـه، نصـب و راه‌انـدازی ایـن تجهیزات (SCADA) و رعایت کلیه‌ی استانداردها و پروتکل‌های جمع‌آوری و ارسال اطلاعات می‌باشد [۱۷].

۴-۳-۲- الزامات پایش و کنترل توربین‌های بادی

پس از اینکه بسترهای مناسب مخابراتی و اندازه‌گیری برای اندازه‌گیری و ارسال و دریافت سیگنال‌ها فراهم شد، باید مشخص شود که چه چیزهایی را باید پایش و کنترل کرد. این الزامات در استاندارد IEC 61400-25 معرفی شده و سیگنال‌هایی که باید پایش و ارسال شوند مشخص شده‌اند. این استاندارد، سیگنال‌ها را به دو دسته‌ی پایش اجباری و پایش اختیاری تقسیم‌بندی نموده است؛ بنابراین، برای دستورالعمل کشور ایران می‌توان از این استاندارد استفاده کرد. پایش اجباری به معنی پایش حداقل سیگنال‌های مورد نیاز برای بهره‌برداری از نیروگاه بادی است؛ در مقابل، پایش اختیاری به معنی پایش سیگنال‌هایی علاوه بر سیگنال‌های اجباری می‌باشد[۱۳].

تمامی سیگنال‌های اجباری که در مرجع [۱۳] معرفی شده و برخی از سیگنال‌های اختیاری که در ذیل ذکر شده‌اند، باید قابلیت پایش، اندازه‌گیری، ارسال و دریافت را داشته باشند. همچنین در صورت نیاز، با توافق بهره‌بردار نیروگاه با بهره‌بردار شبکه، هر سیگنال دیگری می‌تواند پایش و یا مخابره شود [۱۳]. حداقل سیگنال‌های موردنیاز برای بهره‌برداری از مزرعه بادی متصل به شبکه در ذیل ارائه شده‌اند که باید به آن‌ها دسترسی داشت. باید توجه شود که سیگنال‌هایی که باید به آنها دسترسی داشت تنها شامل موارد زیر نیست؛ بلکه دسترسی به هر سیگنال دیگری که بهره‌بردار شبکه لازم بداند باید فراهم شود.

- انرژی خالص تولیدی
- وضعیت توربین (روشن، خاموش، خراب)
- توان اکتیو تولیدی
- توان راکتیو تولیدی و یا مصرفی
- فرمان‌های عملکردی به توربین
- سرعت ژنراتور
- مود کاری مبدل الکترونیک قدرت
- دمای محیط بیرون nacelle
- سرعت باد
- جهت باد
- فشار هوا در بالای برج
- ولتاژ
- فرکانس

مزارع بادی باید دارای توابع کنترلی برای کنترل متغیرهای سیستم باشند تا بتوانند به بهره‌برداری عادی خود ادامه دهند. هریک از این توابع کنترلی، با توجه به روش انتخاب‌شده برای کنترل، متغیر مربوط به خود را کنترل می‌کنند؛ مثلاً نیروگاه بادی باید بتواند ضریب توانش را کنترل کند و برای همین امر، باید دستگاه‌های اندازه‌گیری ضریب توان نصب شده و درکنار آن‌ها، دستگاه‌های لازم برای کنترل ضریب توان قرار بگیرند. نیروگاه بادی، باید قبل از اتصال به شبکه با توابع کنترلی ذیل تجهیز شود [۴]:

- کنترل توان اکتیو
- کنترل سرعت ژنراتور

- کنترل پره‌های توربین
- کنترل ضریب قدرت
- کنترل فرکانس
- کنترل ولتاژ
- دیگر توابع کنترلی مورد نیاز برای هر نیروگاه سنتی که در نیروگاه بادی هم باید وجود داشته باشد

اطلاعات و تمامی سیگنال‌هایی که در یک مزرعه بادی وجود دارد، در جداول (۳-۲) تا (۳-۱۱) ذکر شده‌اند. بنا به نیاز و ضرورت و بر اساس توافقات بین بهره‌بردار نیروگاه بادی با بهره‌بردار شبکه، باید تمهیداتی اندیشید که به هریک از آن سیگنال‌ها دسترسی داشت و بتوان آن‌ها کنترل، پایش و مخابره نمود.

۴-۴- ثبت وقایع

مالک و یا بهره‌بردار نیروگاه بادی موظف است که در محل اتصال به شبکه، دستگاه‌های مورد نیاز برای ثبت وقایع را نصب نماید و حداقل اطلاعات نیروگاه را که در ادامه ذکر شده ثبت نماید. همچنین، مالک و یا بهره‌بردار نیروگاه بادی موظف است که اطلاعات ثبت وقایع را در صورت نیاز در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار دهد و هر اطلاعات مورد نیاز دیگر را نیز ثبت نماید. در دستورالعمل اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه نیز تأکید شده است که نیروگاه در نقطه‌ی اتصال به شبکه باید به صورت مجزا دارای ثبات‌های حادثه و عیب باشد. مشخصات دستگاه‌های مزبور توسط مسئولان بهره‌برداری شبکه تعیین می‌گردد [۱۷].

به طور خلاصه، با الگوگیری از دستورالعمل شبکه کشور دانمارک، می‌توان متغیرهای ذیل را برای ثبت پیشنهاد داد [۴]. باید توجه شود که متغیرهایی که باید ثبت شوند تنها شامل موارد زیر نیست؛ بلکه دسترسی به هر متغیر دیگری که بهره‌بردار شبکه لازم بداند باید فراهم شود.

- ولتاژ هر فاز
- جریان هر فاز
- توان اکتیو
- توان راکتیو
- فرکانس
- ولتاژ هر توربین

مراجع

[۱] شرکت توانیر، "استاندارد صنعت برق ایران - مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق)"، ۱۳۸۱.

[2] IEC 61400-21, "Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines", 2008.

[3] Centre for Wind Energy Technology, "Indian Wind Grid Code [Draft]", India, 2009.

[4] ENERGINET, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW", Denmark, 2010.

[5] NORDEL,"Nordic Grid Code", 2007.

[6] EIRGRID, "Wind Farm Transmission Grid Code Provisions", Ireland, 2004.

[7] Dai Huizhu,Wang Weisheng and Zhao Haixiang, "Wind Power Integration Projects and the Grid Code in China", 2007.

[8] S.A. Stapleton and Y.Kazachkov, "Wind turbine modelling & grid code issues", EWEA European Wind Energy Conference, 2004.

[9] A. Sudrià, M. Chindris, A. Sumper, G. Gross and F. Ferrer, "Wind turbine operation in power systems and grid connection requirements", Internacional Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2005.

[10] B. Badrzadeh, "Vestas view on type 3 and 4 generic wind turbine models", Available: www.wecc.biz.

[11] PSS/E 32.1 Program Application Guide, Volume II.

[12] NERSA, "Grid Code Connection Requirements for Wind Energy Facilities in South Africa [Draft]", rev 4.4.

[13] IEC 61400-25-2, "Wind turbines – Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information models", 2006.

[14] Canadian Wind Energy Association,"Canadian Grid Code for Wind Developments-Integrated French-English-Final",2005.

[15] T. Ackerman (editor), Wind power in power systems, New York: John Wiley & Sons, Sweden, 2005.

[16] IEC 61000-3-6, "Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems", 2008.

[۱۷] شرکت توانیر، "روش‌های اجرایی اتصال به شبکه: روش اجرایی شرایط اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه"، ۱۳۸۱.

پیوست پنجم

الزامات تست

تهیه و کنترل

مجری: پژوهشگاه نیرو

مدیر پروژه: زهرا مدیحی بیدگلی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق- قدرت

اعضای گروه تهیه‌کننده

محمد جعفریان	پژوهشگاه نیرو	دکترای مهندسی برق-قدرت
سید وحید خاتمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
حبیب‌اله رئوفی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
ابراهیم رضایی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
محمد ستاره	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
میلاد مقسم حمیدی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت

اعضای گروه تاییدکننده

همایون برهمندپور	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
بابک پرکار کومله	شرکت توانیر	دکترای مهندسی برق - قدرت
داود جلالی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی مهندسی برق- قدرت
حبیب قراگوزلو مزلقان	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	دکترای مهندسی برق - قدرت
نیکی مسلمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
مهدی مقیم‌زاده	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	کارشناسی‌ارشد مهندسی برق - قدرت

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

مقدمه ۳
۱-۱- تست راه‌اندازی و خاموشی نیروگاه بادی ۴
۱-۱-۱- ایرلند ۵
۱-۱-۲- فنلاند ۵
۱-۱-۳- سایر کشورها ۶
۱-۲- تست تولید توان اکتیو ثابت بر اساس مقادیر مرجع مشخص ۶
۱-۲-۱- ایرلند ۶
۱-۲-۲- آفریقای جنوبی ۷
۱-۲-۳- فنلاند ۷
۱-۲-۴- سایر کشورها ۸
۱-۳- تست توانایی اعمال محدودیت بر نرخ افزایش/کاهش توان اکتیو تولیدی ۸
۱-۳-۱- ایرلند ۸
۱-۳-۲- آفریقای جنوبی ۸
۱-۳-۳- هیدروکبک ۸
۱-۳-۴- فنلاند ۹
۱-۴- تست توانایی اعمال محدودیت بر حداکثر توان اکتیو تولیدی ۹
۱-۴-۱- آفریقای جنوبی ۹
۱-۴-۲- سایر کشورها ۱۰
۱-۵- تست تولید توان اکتیو به صورت نسبتی از توان اکتیو در دسترس (رزرو چرخان) ۱۰
۱-۵-۱- آفریقای جنوبی ۱۰
۱-۵-۲- انگلستان ۱۰
۱-۵-۳- سایر کشورها ۱۰
۱-۶- تست منحنی توان اکتیو-فرکانس ۱۰
۱-۶-۱- ایرلند ۱۱
۱-۶-۲- انگلستان ۱۳
۱-۶-۳- هیدروکبک ۱۵
۱-۶-۴- آفریقای جنوبی ۱۶
۱-۶-۵- فنلاند ۱۶
۱-۷- تست سیستم تنظیم ولتاژ - کنترل اولیه و ثانویه ولتاژ ۱۷
۱-۷-۱- ایرلند ۱۸

۱-۷-۲- انگلستان ۲۰
۱-۷-۳- آفریقای جنوبی ۲۱
۱-۷-۴- هیدروکبک ۲۱
۱-۷-۴-۱- تست کنترل ولتاژ اولیه ۲۱
۱-۷-۴-۲- تست کنترل ولتاژ ثانویه ۲۲
۱-۷-۵- فنلاند ۲۳
۱-۸- تست ظرفیت توان راکتیو نیروگاه بادی ۲۳
۱-۸-۱- ایرلند ۲۴
۱-۸-۲- انگلستان ۲۵
۱-۸-۳- آفریقای جنوبی ۲۵
۱-۸-۴- هیدروکبک ۲۶
۱-۸-۵- فنلاند ۲۶
۱-۹- تست‌های تحمل خطا و افت ولتاژ (FRT و LVRT) ۲۷
۱-۹-۱- تست نمونه در استاندارد IEC61400-21 ..... ۲۷
۱-۹-۲- انگلستان ۲۹
۱-۹-۳- هیدروکبک ۳۱
۱-۱۰- تست‌های کیفیت توان (هارمونیک، نوسان ولتاژ (فلیکر)، نامتعادلی ولتاژ) ۳۲
۱-۱۰-۱- ایرلند ۳۲
۱-۱۰-۲- آفریقای جنوبی ۳۳
۱-۱۰-۳- استاندارد IEC61400-21 ..... ۳۴
۱-۱۱- تستهای ادوات حفاظتی ۳۴
۲-۱- مقدمه ۳۷
۲-۱- تست راه‌اندازی و خاموشی- نرخ تغییر توان اکتیو ۳۸
۲-۲- تست تولید توان اکتیو ثابت بر اساس مقادیر مرجع مشخص ۳۹
۲-۳- تست ظرفیت رزرو و منحنی توان اکتیو-فرکانس ۴۱
۲-۳-۱- تست منحنی توان اکتیو-فرکانس برای بخش ۳-۱-۴-ب و منحنی ارائه‌شده در شکل (۳-۱) از مرجع [۲۴] ۴۲
۲-۳-۲- تست منحنی توان اکتیو -فرکانس برای بخش ۳-۱-۴-ج و منحنی ارائه‌شده در شکل (۳-۲) از مرجع [۲۴] ۴۴
۲-۳-۳- تست منحنی توان اکتیو -فرکانس برای بخش ۳-۱-۴-د و منحنی ارائه‌شده در شکل (۳-۳) از مرجع [۲۴] ۴۵
۲-۴- تست سیستم تنظیم ولتاژ ۴۹
۲-۵- تست ظرفیت توان راکتیو ۵۰
۲-۶- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT) ۵۲

۲-۶-۱- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT) برای پیشنهاد ارائهشده در بخش ۳-۳-۵-۱ از مرجع [۲۵] ۵۲
۲-۶-۲- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT) برای پیشنهاد اول در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ از مرجع [۲۵]. ۵۵
۲-۶-۳- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT) برای پیشنهاد دوم در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ از مرجع [۲۵].۵۹
۲-۷- تست‌های کیفیت توان ۶۳
۲-۷-۱- هارمونیک ولتاژ و جریان و هارمونیک‌های میانی ۶۳
۲-۷-۲- نامتعادلی ولتاژ ۶۴
۲-۷-۳- فلیکر ولتاژ ۶۴
۲-۸- تست سیگنال‌های مخابراتی و کنترلی ۶۴
۲-۹- تست مدل‌سازی ۶۵
مراجع ۷۰

مقدمه

بهره‌برداران یا مالکین شبکه برق با تدوین استاندارد یا دستورالعمل شبکه، قابلیت‌هایی را از نیروگاه‌ها برای اتصال به شبکه درخواست می‌کنند. برای حصول اطمینان از اینکه یک نیروگاه بادی مطابق با استانداردی از پیش تعیین‌شده عمل می‌کند، پیش از اتصال به شبکه، باید تست‌های مرتبط با آن استاندارد را گذرانده باشد. این تست‌ها، با عنوان تست‌های اتصال، برای هراستانداردی متفاوت می‌باشند.

در جلدهای دوم تا چهارم از این مجموعه گزارش‌ها، ضوابطی برای اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه برق ایران پیشنهاد شده است. ضوابط ارائه‌شده در هر جلد عبارتند از:

- جلد دوم: الزامات توان اکتیو، فرکانس، توان راکتیو و ولتاژ برای واحدهای بادی
- جلد سوم: الزامات حفاظت و عملکرد در حالت خطا برای واحدهای بادی
- جلد چهارم: الزامات کیفیت توان، مدل‌سازی، پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع برای واحدهای بادی

در این جلد از گزارش، ضمن مطالعه تمامی منابع موجود و در دسترس، روند انجام تست نیروگاه‌های بادی برای اتصال به شبکه بررسی شده و در انتها تست‌هایی مشابه و منطبق بر استانداردهای شبکه برق ایران پیشنهاد شده‌اند. تست‌های پیشنهادی به منظور تأیید تطابق قابلیت‌های نیروگاه‌های بادی با دستورالعمل‌های فوق ارائه شده‌اند.

دستورالعمل‌های زیادی در این تحقیق مورد بررسی قرار گرفته‌اند. از این بین، تنها در انگلستان [۱]، هیدروکبک (کانادا) [۳-۲]، ایرلند [۵-۴]، آفریقای جنوبی [۶] و فنلاند [۷] روندی برای تست نیروگاه‌های بادی در نظر گرفته شده است. در ایرلند و هیدروکبک، دستورالعمل‌هایی جداگانه با عنوان کلی "تست نیروگاه‌های بادی برای تطابق[۱] با استاندارد همان کشورها" موجود است. این در حالی است که در دستورالعمل‌های انگلستان، آفریقای جنوبی و فنلاند، روند انجام تست نیروگاه‌های بادی بخشی از خود دستورالعمل می‌باشد. تفاوت اساسی دیگر میان این دستورالعمل‌ها در میزان جزئیاتی است که برای انجام هر تست معین شده است. در انگلستان، هیدروکبک و ایرلند، تست‌ها به صورت مشخص و با جزئیات بیان شده‌اند؛ در حالی که دستورالعمل‌های فنلاند و آفریقای جنوبی به تعیین یک قالب کلی برای انجام هر تست بسنده کرده‌اند. در آلمان، تست‌های تطابق نیروگاه‌های بادی توسط مؤسسه GH انجام می‌شود. این مؤسسه می‌تواند تطابق قابلیت‌های یک نیروگاه بادی را با دستورالعمل هریک از کشورها مشخص کند و فقط مختص دستورالعمل آلمان نیست. در دستورالعمل نیروگاه‌های بادی بلغارستان [۸] عنوان شده که تست‌های تطابق باید توسط یک نهاد دیگر غیر از بهره‌بردار شبکه تعیین و انجام شوند. دستورالعمل‌های چین [۹]، آلبرتا (کانادا) [۱۰] و دانمارک [۱۲-۱۱] تنها از تست‌هایی که باید انجام شوند نام برده‌اند و روند انجام آن‌ها در دستورالعمل مشخص نشده است. در بقیه دستورالعمل‌های نیروگاه‌های بادی مورد بررسی، روندی برای انجام تست‌های اتصال معرفی نشده است [۲۱-۱۳].

تست‌های تطابق، بسته به نوع تست، می‌توانند بر روی یک توربین بادی و یا بر روی مجموعه توربین‌ها (مزرعه بادی) انجام شوند. تست‌های مرتبط با کنترل توان اکتیو و راکتیو و کیفیت توان معمولاً بر روی مزرعه بادی انجام

[۱] Compliance

می‌شوند. تست‌های حفاظتی، مانند تحمل ولتاژ حین خطا، بر روی توربین‌ها به صورت جداگانه انجام می‌شوند. هر کدام از تست‌ها برای اطمینان از تطابق قابلیت‌های نیروگاه‌های بادی با استاندارد مربوطه انجام می‌شوند و از این رو، می‌توانند در جزئیات یا کلیات با تست‌های مشابه در استانداردهای دیگر متفاوت باشند.

علاوه بر این، مؤسسه IEC استانداردی را طراحی کرده که در آن قالب‌هایی برای تست توربین‌های بادی در حالت متصل به شبکه پیشنهاد شده است. استاندارد IEC61400-21 ، با وجود اینکه با عنوان "اندازه‌گیری شاخص‌های کیفیت توان توربین‌های بادی" خوانده می‌شود، حاوی دستورالعمل‌های کلی برای تست قابلیت‌های توان اکتیو و راکتیو و تحمل افت ولتاژ در حین خطا نیز می‌باشد [۲۲].

در این جلد از گزارش، در فصل اول، گزارشی مقایسه‌ای از تست‌هایی که در منابع و استانداردهای مختلف تشریح شده‌اند ارائه می‌شود؛ در فصل دوم، تست‌هایی متناسب با استانداردهای کشور ایران برای نیروگاه‌های بادی پیشنهاد می‌شوند. در نهایت نتیجه‌گیری، پیوست‌ها و فهرست مراجع ارائه خواهند شد.

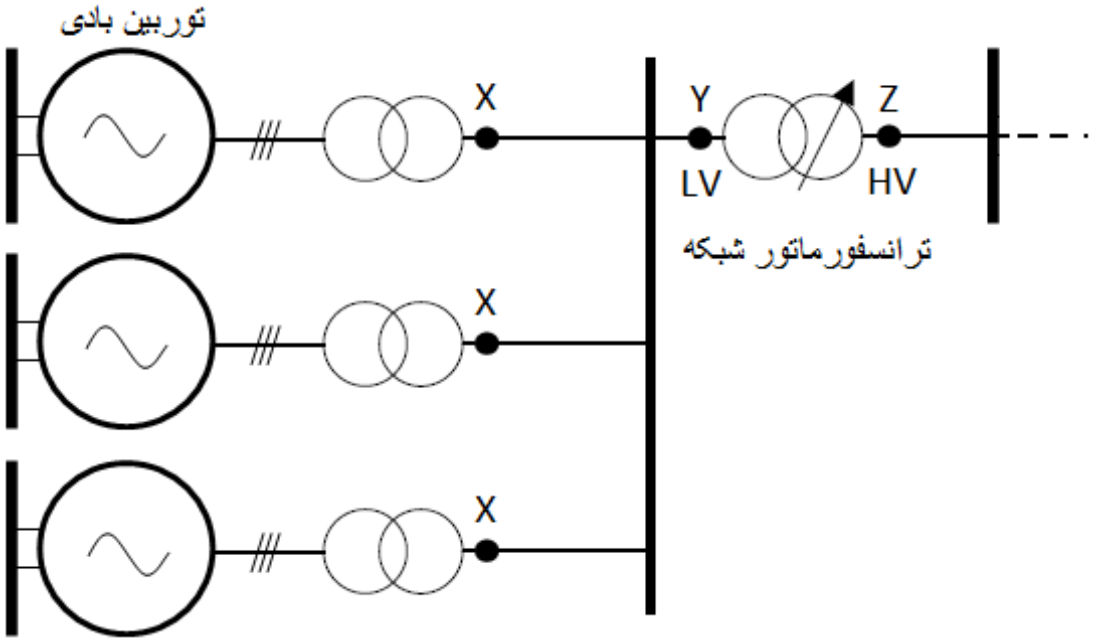
فصل ۱

مقایسه دستورالعمل‌های تست نیروگاه‌های بادی در کشورهای مختلف

مقدمه

در این فصل، انواع تست‌های تطابق قابلیت‌های نیروگاه‌های بادی با استانداردهای شبکه قدرت مورد بررسی قرار می‌گیرند. پس از معرفی هر تست، نمونه‌هایی از تست مورد نظر از دستورالعمل‌های کشورهای مختلف ذکر شده‌اند.

برای ایجاد یک ساختار یکپارچه در مقایسه، ابتدا لازم است شماتیک کلی یک مزرعه بادی و نقاط اندازه‌گیری آن مشخص شود. شکل (۱-۱) شماتیک کلی یک مزرعه بادی را نمایش می‌دهد. این مزرعه شامل تعدادی توربین بادی است که هر کدام از طریق یک ترانسفورماتور به نقطه مشترک Y اتصال دارند. نقطه Y معمولاً با عناوین Switchyard یا Collector خوانده می‌شود. این نقطه نیز از طریق ترانسفورماتور شبکه به شبکه قدرت متصل است. در تست‌هایی که بر روی کل مزرعه انجام می‌شوند، معمولاً نقاط Y و Z برای اندازه‌گیری ولتاژ و توان‌های اکتیو و راکتیو پیشنهاد می‌شوند. در تست‌هایی که بر روی توربین انجام می‌شوند، اندازه‌گیری‌ها عموماً در نقطه X انجام می‌شوند.



شکل (۱-۱): شماتیک کلی یک مزرعه یا نیروگاه بادی شامل چند توربین بادی

برای به دست آوردن یک قالب کلی در هر تست، موارد زیر باید مشخص شوند:

- حداقل شرایط مورد نیاز پیش از انجام تست (مانند وضعیت باد، تعداد توربین‌های در دسترس، ادوات کنترل توان راکتیو در دسترس و ....)
- اجراکننده تست و نظارت‌کننده بر حسن انجام آن
- تجهیزات انجام و اندازه‌گیری تست و دقت مورد نیاز برای آن‌ها
- روند انجام تست
- نقاط اندازه‌گیری و اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند
- معیار قبولی در تست

تست‌های تطابق، که در این فصل بررسی می‌شوند، برای آزمودن قابلیت‌های زیر در نیروگاه بادی انجام می‌شوند:

۱) راه‌اندازی و خاموشی نیروگاه بادی

۲) فعال/غیرفعال شدن سیستم کنترل توان اکتیو
۳) تولید توان اکتیو ثابت بر اساس مقادیر مرجع مشخص
۴) تولید توان اکتیو به صورت نسبتی از توان اکتیو در دسترس (رزرو چرخان)
۵) توانایی اعمال محدودیت بر حداکثر توان اکتیو تولیدی
۶) توانایی اعمال محدودیت بر نرخ افزایش/کاهش توان اکتیو تولیدی
۷) فعال/غیرفعال شدن سیستم کنترل فرکانس
۸) منحنی توان اکتیو-فرکانس در مقادیر دروپ و سطوح توان اکتیو متفاوت
۹) ظرفیت توان اکتیو نیروگاه بادی
۱۰) فعال/غیرفعال شدن سیستم کنترل ولتاژ
۱۱) تنظیم ولتاژ بر روی مقادیر مرجع مشخص با مقادیر دروپ متفاوت
۱۲) تپ ترانسفورماتور
۱۳) عملکرد در مد توان راکتیو-ثابت و مد ضریب توان-ثابت
۱۴) ظرفیت توان راکتیو نیروگاه بادی
۱۵) حفاظت افت ولتاژ، اضافه ولتاژ، افت فرکانس و اضافه فرکانس نیروگاه بادی
۱۶) تحمل خطا و افت ولتاژ (Fault Ride Through یا Low Voltage Ride Through)
۱۷) کیفیت توان (هارمونیک، نوسان ولتاژ (فلیکر)، نامتعادلی ولتاژ)
۱۸) سیگنال‌های مخابراتی

باید خاطر نشان کرد که هر یک از این موارد لزوماً در یک تست جداگانه مورد بررسی قرار نمی‌گیرند؛ به عنوان مثال، ظرفیت توان اکتیو یک نیروگاه بادی معمولاً در تست تولید توان اکتیو بر اساس یک مرجع مشخص مورد بررسی قرار می‌گیرد؛ به عنوان نمونه‌ای دیگر، سنجش توانایی نیروگاه بادی در تنظیم درصدی از توان اکتیو به عنوان رزرو، خود به خود در تست کنترل فرکانس انجام می‌شود؛ و یا موارد دیگری که به همین صورت وجود دارند.

در ادامه این فصل، به بررسی هر یک از تست‌های مورد اشاره پرداخته خواهد شد. در بخش مرتبط با هر تست، تمامی تست‌های نمونه که در دستورالعمل‌های شبکه کشورها و استانداردهای مختلف وجود دارند گنجانده شده‌اند.

۱-۱- تست راه‌اندازی و خاموشی نیروگاه بادی

در دستورالعمل‌های مختلف، معمولاً تست‌های راه‌اندازی و خاموشی نیروگاه‌های بادی با تست نرخ تغییرات توان اکتیو (صعودی و نزولی) ترکیب می‌شوند (بخش ۱-۳). این تست می‌تواند شامل یک مرتبه راه‌اندازی نیروگاه و رساندن توان اکتیو آن به مقدار حداکثر قابل تولید (ایرلند [۴] و فنلاند [۷]) و یا انجام راه‌اندازی و خاموشی‌های متوالی با یک روند مشخص (هیدروکبک [۳]) باشد. معیار قبولی در این تست در استانداردهای مختلف متفاوت است؛ با این وجود، سه معیار کلی ذیل را برای قبول شدن یک نیروگاه در این تست‌ها می‌توان برشمرد:

- نرخ حداکثری برای افزایش یا کاهش توان اکتیو در نظر گرفته می‌شود؛ در هنگام راه‌اندازی یا خاموش کردن نیروگاه، نرخ تغییرات توان اکتیو نباید از این مقادیر تجاوز کند.

- در هنگام راه‌اندازی یا خاموشی، هیچ یک از ادوات حفاظتی (ولتاژ، جریان و فرکانس) نباید عملکرد داشته باشند؛ البته با این شرط که این ادوات بر اساس استاندارد مربوطه تنظیم شده باشند.
- راه‌اندازی نیروگاه نباید منجر به ایجاد نوسانات هارمونیکی با میرایی شدید و/یا ضعیف - به عنوان مثال نوسانات ناشی از جریان هجومی ترانسفورماتور شبکه - شود. تغییر ولتاژ نقطه اتصال به شبکه نیز نباید از مقدار مشخصی تجاوز کند (به عنوان مثال ۳٪ مقدار نامی در فنلاند [۷]).

۱-۱-۱- ایرلند

در این تست، شرایط باد پیش از شروع تست باید به گونه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند به میزان ۷۵ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند. هدف تست، تأیید این مسأله است که مزرعه بادی می‌تواند به صورت مطلوب راه‌اندازی شود و توان اکتیو خود را تا مقدار حداکثر توان در دسترس افزایش دهد و نیز توانایی کاهش توان اکتیو خود را تا مقدار حداقل دارا می‌باشد. در ایرلند این تست در دو حالت انجام می‌شود؛ یک بار در شرایطی که سیستم کنترل توان اکتیو فعال است و بار دیگر در شرایطی که این سیستم غیرفعال است.

در حالت اول، ابتدا سیستم کنترل توان اکتیو غیرفعال می‌شود، نیروگاه خاموش شده، ۵ دقیقه در این شرایط باقی می‌ماند و سپس روند راه‌اندازی آغاز می‌شود.

در حالت دوم، ابتدا سیستم کنترل توان اکتیو فعال می‌شود و مزرعه بادی باید در مقدار ۷۵٪ ظرفیت نصب‌شده یا بیشتر توان تولید کند. سپس، سیگنال مرجع توان اکتیو به اندازه ۱۰٪ ظرفیت نصب‌شده به مزرعه بادی ارسال می‌شود و سیگنال مرجع باید ۵ دقیقه در این شرایط باقی بماند. آن‌گاه، سیگنال مرجع توان اکتیو به اندازه ۶۰٪ ظرفیت نصب‌شده به مزرعه بادی ارسال می‌شود و سیگنال مرجع باید ۵ دقیقه در این شرایط باقی بماند. پس از آن، مقدار مرجع توان اکتیو به اندازه حداکثر توان اکتیو در دسترس به مزرعه بادی ارسال می‌شود. در نهایت، سیستم کنترل توان اکتیو غیرفعال می‌شود.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند شامل موارد زیر هستند:

- توان اکتیو در دسترس قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات که از روی منحنی‌های سیستم کنترل توربین به دست می‌آید.
- توان اکتیو تولیدی بر حسب مگاوات در نقطه‌ی اتصال
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)

معیار قبولی: نرخ تغییر توان اکتیو نباید بیشتر از مقادیر تعیین‌شده توسط بهره‌بردار شبکه باشد. در ایرلند دو نرخ حداکثر برای تغییر توان اکتیو مزارع بادی در زمان یک و ۱۰ دقیقه در نظر گرفته می‌شود. این نرخ‌ها می‌توانند صعودی یا نزولی باشند [۴].

۱-۱-۲- فنلاند

هدف از انجام این تست، بررسی اثر راه‌اندازی و خاموشی نیروگاه بادی بر روی ولتاژ نقطه اتصال می‌باشد.

تست باید در دو شرایط متفاوت انجام شود:

- زمانی که سرعت باد به سرعت Cut-in توربین بادی (که در [۳۰] تعریف شده) می‌رسد؛
- در سرعت نامی مزرعه یا توربین‌های بادی.

معیار قبولی: راه‌اندازی و خاموشی مجموعه باید مطابق با مشخصات و استانداردهای ذکرشده در دستورالعمل فنلاند باشد. مطابق دستورالعمل فنلاند، راه‌اندازی یک نیروگاه بادی نباید منجر به نوسانات هارمونیکی با میرایی شدید و/یا ضعیف و تغییر ولتاژ نقطه اتصال بیش از ۳٪ مقدار نامی شود [۷].

۱-۱-۳- سایر کشورها

در انگلستان [۱] تستی با این هدف پیش‌بینی نشده است. در آفریقای جنوبی [۶]، این تست در سایر تست‌های مرتبط با توابع کنترل توان اکتیو (بخش‌های ۱-۲ تا ۱-۶) لحاظ شده است. در هیدروکبک [۳]، این تست در تست‌های مرتبط با کنترل نرخ تغییرات توان اکتیو (بخش ۱-۳) لحاظ شده است.

۱-۲- تست تولید توان اکتیو ثابت بر اساس مقادیر مرجع مشخص

این تست اصلی‌ترین تست سیستم کنترل توان اکتیو نیروگاه بادی می‌باشد. منطقی است که پیش از انجام هر تست دیگری برای سیستم کنترل توان اکتیو (به عنوان مثال، تست کنترل فرکانس (بخش ۱-۶) یا ظرفیت رزرو (بخش ۱-۵)) تأیید شود که نیروگاه بادی قادر است توان اکتیو خود را بر روی یک مقدار مرجع مشخص تثبیت کند. روند کلی انجام این تست در دستورالعمل‌های مختلف یکسان است: تزریق آرایه‌ای از سیگنال‌ها به عنوان مقادیر مرجع توان اکتیو به سیستم کنترل توان اکتیو نیروگاه بادی در فاصله‌های زمانی مشخص. این مقادیر مرجع معمولاً از مقدار حداقل تا مقدار حداکثری از توان اکتیو که نیروگاه بادی قادر است تولید کند در نظر گرفته می‌شوند. معیارهای کلی قبولی در این تست عبارتند از:

- تأیید اینکه در یک مدت زمان حداقل (حدود چند ثانیه) سیستم کنترل توان اکتیو مرجع مورد نظر را دریافت و آن را به کنترل‌کننده‌ها اعمال می‌کند.
- تأیید اینکه در یک بازه زمانی مشخص (از ۱۰ دقیقه تا چند ساعت) نیروگاه قادر است توان خروجی خود را در محدوده‌ای پیرامون هر مقدار مرجع حفظ کند. این محدوده می‌تواند p±٪ پیرامون مقدار مرجع در نظر گرفته شود.
- ادوات حفاظتی در هیچ شرایطی عملکرد نداشته باشند.

۱-۲-۱- ایرلند

در دستورالعمل شبکه ایرلند [۴]، برای این تست باید تمام توربین‌های بادی در دسترس باشند و شرایط باد پیش از شروع تست به گونه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند به میزان ۷۵ درصد ظرفیت نصب‌شده خود را تولید کند.

برای این تست، ابتدا سیستم کنترل توان اکتیو فعال می‌شود؛ سپس، مقادیر مرجع توان اکتیو به ترتیب ۷۵٪ - ۵۰٪ - ۲۵٪ - ۵٪ - ۰٪ - ۱۵٪ - ۲۵٪ - ۷۵٪ ظرفیت نصب‌شده به مزرعه بادی ارسال می‌شوند. در انتها مقدار مرجع توان اکتیو به اندازه حداکثر توان اکتیو در دسترس به مزرعه بادی ارسال می‌شود و سپس سیستم کنترل توان اکتیو غیرفعال می‌شود. مزرعه بادی باید به هر کدام از مقادیر به درستی پاسخ داده و هر مقدار مرجع توان را به مدت ۵ دقیقه تولید کند.

معیارهای قبولی عبارتند از:

- مقدار متوسط توان باید در محدوده ۲/۵±٪ پیرامون مقدار مرجع باشد. مقدار متوسط در هر کدام از دو بازه زمانی زیر که کمتر است محاسبه می‌شود:
  ۱) از زمانی که واحد باید مقدار مرجع را اعمال کند تا زمانی که مرجع بعدی اعمال می‌شود.
  ۲) یک بازه زمانی ده دقیقه‌ای.
- فاصله زمانی دریافت سیگنال از بهره‌بردار تا پاسخ‌گویی (اعمال مرجع توان اکتیو) باید ۱۰ ثانیه یا کمتر باشد.
- نرخ تغییر توان باید در بازه‌ی مشخص‌شده توسط بهره‌بردار (مقادیر متوسط یک دقیقه‌ای و ۱۰ دقیقه‌ای) محدود شود.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند شامل موارد زیر هستند:

- توان اکتیو در دسترس قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات که از روی منحنی‌های سیستم کنترل توربین به دست می‌آید.
- توان اکتیو تولیدی بر حسب مگاوات در نقطه‌ی اتصال
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)

۱-۲-۲- آفریقای جنوبی

در دستورالعمل شبکه آفریقای جنوبی [۶]، تست‌هایی به این منظور پیش‌بینی شده که باید در محدوده توان اکتیو از ۰/۲ پریونیت تا ۰/۶ پریونیت انجام شوند. در این تست، مزرعه یا نیروگاه بادی باید توان اکتیو را در محدوده طراحی خود بر اساس آرایه‌ای از مقادیر مرجع تولید کند. هر مقدار مرجع باید به مدت حداقل یک ساعت تولید شود.

معیار قبولی: توان اکتیو خروجی در مدت حداقل یک ساعت برای هر مقدار مرجع باید در محدوده ۲±٪ پیرامون مقدار مرجع باشد.

۱-۲-۳- فنلاند

در دستورالعمل فنلاند [۷]، تستی با عنوان تست قابلیت‌های مرتبط با محدودکننده‌های توان اکتیو وجود دارد که احتمالاً منظور از این عنوان، تولید توان اکتیو ثابت در یک مقدار مشخص است نه محدودیت‌هایی که بهره‌بردار شبکه برای تولید توان حداکثر در نظر می‌گیرد.

هدف از انجام این تست، آزمودن قابلیت نیروگاه بادی در محدود کردن توان اکتیو خروجی بر روی مقادیر مشخص است. این تست با روند زیر انجام می‌شود:

- تولید توان اکتیو در مقدار حداقل توسط تمام توربین‌های بادی در دسترس
- تولید توان اکتیو در مقدار ۳۰٪ توان قابل تولید توسط تمام توربین‌های بادی در دسترس
- تولید توان اکتیو در مقدار ۵۰٪ توان قابل تولید توسط تمام توربین‌های بادی در دسترس

شایان ذکر است که هر مقدار مرجع باید به مدت حداقل ۱۵ دقیقه تولید شود.

معیار قبولی: نیروگاه بادی باید بتواند توان اکتیو خروجی خود را در مدت حداقل ۱۵ دقیقه در مقدار مرجع نگاه دارد؛ در شرایطی که نقطه کار نیروگاه تغییر نکند و سیستم حفاظتی فعال نشود.

۱-۲-۴- سایر کشورها

در دستورالعمل‌های شبکه انگلستان [۴] و هیدروکبک [۳]، تستی با این هدف پیش بینی نشده است.

۱-۳- تست توانایی اعمال محدودیت بر نرخ افزایش/کاهش توان اکتیو تولیدی

قابلیت اعمال محدودیت بر نرخ تغییرات توان اکتیو عموماً به صورت جداگانه تست نمی‌شود؛ بلکه در حین انجام سایر تست‌های کنترل توان اکتیو، این توانایی نیز سنجیده می‌شود.

۱-۳-۱- ایرلند

در دستورالعمل شبکه ایرلند [۴]، تستی با عنوان "تست نرخ تغییر توان و راه‌اندازی" به این منظور پیش‌بینی شده است. هدف از انجام این تست، تأیید توانایی مزرعه بادی در بالا بردن یا پایین آوردن توان با نرخ‌های تعیین‌شده توسط بهره‌بردار است. علاوه بر این، همانطور که پیشتر عنوان شد (بخش ۱-۱)، در این تست توانایی مزرعه بادی در راه‌اندازی از حالت خاموش نیز آزموده می‌شود. در ایرلند، بهره‌بردار شبکه دو نرخ حداکثر را برای تغییر توان مشخص می‌کند: یکی برای متوسط تغییرات توان اکتیو در یک بازه‌ی یک دقیقه‌ای و دیگری برای متوسط تغییرات توان اکتیو در یک بازه ده دقیقه‌ای. البته باید خاطرنشان کرد که این نرخ‌ها به تغییرات توان اکتیو ناشی از پاسخ‌گویی به سیستم کنترل فرکانس یا در شرایط کم شدن ناگهانی سرعت باد تعلق نمی‌گیرد. جزئیات این تست در بخش "تست راه‌اندازی و خاموشی نیروگاه بادی" مربوط به ایرلند ذکر شده است (بخش ۱-۱).

۱-۳-۲- آفریقای جنوبی

در دستورالعمل شبکه آفریقای جنوبی [۶]، این تست به عنوان یکی از بخش‌های تست کنترل توان اکتیو محسوب می‌شود. این تست در بازه توان اکتیو از ۰/۲ پریونیت تا ۰/۶ پریونیت انجام می‌شود و در واقع بخشی از تست مرجع‌دهی به سیستم کنترل توان (بخش ۱-۲) است. بر این اساس، مزرعه یا نیروگاه بادی باید توان اکتیو را در محدوده طراحی خود بر اساس آرایه‌ای از مقادیر مرجع تولید کند؛ برای این تست، دو مقدار متفاوت برای نرخ صعودی توان اکتیو و دو مقدار متفاوت برای نرخ نزولی توان اکتیو در نظر گرفته می‌شود.

معیار قبولی: نرخ افزایش یا کاهش توان اکتیو باید در محدوده ۲±٪ به ترتیب پیرامون نرخ‌های صعودی و نزولی تعیین شده باشد.

۱-۳-۳- هیدروکبک

در دستورالعمل شبکه هیدروکبک [۳]، این تست بر روی مجموعه نیروگاه بادی انجام می‌شود؛ در شرایطی که حداقل ۹۵٪ ژنراتورها در سرویس باشند و برای هر تست، توان تولیدی مجموعه باید بیش از ۵۰٪ ظرفیت نامی آن باشد.

تست شامل یک توالی از خاموش و سپس راه‌اندازی کردن مزرعه بادی می‌باشد. در این تست‌ها ممکن است تغییر تنظیمات کنترل‌کننده توان اکتیو نیز مورد نیاز باشد.

- نرخ تغییر توان اکتیو بر روی مقداری برابر با "توان نامی بر ۱۵ دقیقه" تنظیم می‌شود و سپس کل مزرعه خاموش می‌شود.
- نرخ تغییر توان اکتیو بر روی مقداری برابر با "توان نامی بر ۱۵ دقیقه" تنظیم می‌شود و سپس کل مزرعه راه-اندازی می‌شود.
- نرخ تغییر توان اکتیو بر روی مقداری برابر با "توان نامی بر ۶۰ دقیقه" تنظیم می‌شود و سپس کل مزرعه خاموش می‌شود.
- نرخ تغییر توان اکتیو بر روی مقداری برابر با "توان نامی بر ۶۰ دقیقه" تنظیم می‌شود و سپس کل مزرعه راه-اندازی می‌شود.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند شامل موارد زیر هستند:

- ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز در نقطه X، سرعت روتور و سرعت باد
- ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز در نقطه Y
- ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز و سرعت باد در نقطه Z

۱-۳-۴- فنلاند

در دستورالعمل این کشور [۷]، هم نرخ تغییرات مثبت (صعودی) و هم نرخ تغییرات منفی (نزولی) در نظر گرفته می‌شوند. نرخ‌هایی که برای تست کردن در نظر گرفته می‌شوند باید حتماً شامل مقادیر زیر نیز باشند:

- نرخ حداکثر
- نرخ تغییر توان اکتیو از توان نامی تا توان صفر در مدت یک دقیقه
- نرخ تغییرات توان اکتیو آهسته (کمترین مقدار) مثلاً ۳ مگاوات بر دقیقه

این تست‌ها ترجیحاً باید در ارتباط با سایر تست‌ها، از جمله کنترل توان راکتیو، کنترل توان اکتیو و کنترل فرکانس انجام شوند (بخش‌های ۱-۱ تا ۱-۸).

معیار قبولی: عملکرد، کنترل پذیری و دقت نرخ‌های تغییر باید مطابق با دستورالعمل باشد.

۱-۴- تست توانایی اعمال محدودیت بر حداکثر توان اکتیو تولیدی

این قابلیت عموماً در حین انجام سایر تست‌های کنترل توان اکتیو و فرکانس سنجیده می‌شود (بخش‌های ۱-۱ تا ۱-۶).

۱-۴-۱- آفریقای جنوبی

در دستورالعمل آفریقای جنوبی [۶]، این تست بخشی از تست تولید توان اکتیو (بخش ۱-۲) است. شرایط پیش از انجام تست در تست تولید توان اکتیو ذکر شده است. در این بخش از تست، مزرعه یا نیروگاه بادی باید در شرایطی که دو مقدار متفاوت به عنوان حد مجاز توان اکتیو[۲] برای آن مشخص شده است، توان اکتیو را در محدوده طراحی خود (از مقدار حداقل طراحی تا مقدار حداکثر تعیین‌شده) تولید کند و توان اکتیو در این محدوده باقی بماند.

[۲] Maximum Constraint

معیار قبولی: بیشترین مقدار توان اکتیوی که در مدت حداقل یک ساعت تولید می‌شود، باید در محدوده ۲±٪ پیرامون مقدار حداکثری که برای آن مشخص شده قرار داشته باشد.

۱-۴-۲- سایر کشورها

در ایرلند، انگلستان و هیدروکبک، برای تابع محدودکننده توان اکتیو به صورت مجزا تستی طراحی نشده است.

۱-۵- تست تولید توان اکتیو به صورت نسبتی از توان اکتیو در دسترس (رزرو چرخان)

تست کردن این قابلیت در مزارع بادی عموماً با تست سیستم کنترل فرکانس انجام می‌شود (بخش ۱-۶). تنها در دستورالعمل آفریقای جنوبی [۶]، به عنوان یکی از بخش‌های تست کنترل توان اکتیو (بخش ۱-۲) منظور شده است.

۱-۵-۱- آفریقای جنوبی

برای این تست، مزرعه یا نیروگاه بادی باید در شرایطی که دو مقدار متفاوت به عنوان رزرو چرخان برای آن مشخص شده است، توان اکتیو را در محدوده طراحی خود (از مقدار حداقل طراحی تا مقدار حداکثری که توسط مقدار رزرو تعیین می‌شود) تولید کند و توان اکتیو در این محدوده باقی بماند.

معیار قبولی: بیشترین مقدار رزرو چرخان توان اکتیو در مدت حداقل یک ساعت، باید در محدوده ۲±٪ پیرامون مقادیر خواسته‌شده باشد.

۱-۵-۲- انگلستان

در دستورالعمل شبکه انگلستان [۱]، برای این قابلیت به صورت مجزا تستی طراحی نشده است؛ با این وجود، در تست سیستم کنترل فرکانس (بخش ۱-۶-۲)، نیروگاه بادی باید بر مبنای جدول ارائه‌شده (جدول (۱-۱)) قادر باشد مقادیری را به صورت درصدی از توان اکتیو در دسترس (MEL[۳]) تولید کند. این مقادیر شامل ۶ نقطه کار برای عملکرد نیروگاه می‌باشند که در جدول یادشده ذکر شده است.

۱-۵-۳- سایر کشورها

در دستورالعمل‌های شبکه ایرلند [۴] و هیدروکبک [۳]، برای این قابلیت به صورت مجزا تستی طراحی نشده است.

۱-۶- تست منحنی توان اکتیو-فرکانس

منحنی توان اکتیو-فرکانس به این منظور به سیستم کنترل توان اکتیو نیروگاه اعمال می‌شود که در شرایط افت فرکانس، نیروگاه توان اکتیو خود را متناسب با میزان این افت افزایش دهد و از طرف دیگر، هنگامی که فرکانس شبکه افزایش پیدا می‌کند، متناسب با افزایش فرکانس، توان اکتیو خروجی نیروگاه کاهش یابد. بنابراین، تست این قابلیت در یک نیروگاه باید شامل اندازه‌گیری تغییرات توان اکتیو در اثر تغییر فرکانس شبکه و تأیید عملکرد درست نیروگاه بر مبنای منحنی توان-فرکانس باشد. از آنجا که تغییرات فرکانس شبکه قدرت در شرایط کار عادی آن زیاد نیست، برای

[۳] Maximum Export Limit

تأیید تغییرات توان اکتیو متناسب با منحنی توان-فرکانس نمی‌توان روی فرکانس شبکه حساب کرد. به همین منظور، به جای فرکانس شبکه، یک سیگنال شبیه‌سازی‌شده (شبیه‌سازی فرکانس شبکه) به عنوان فیدبک به سیستم کنترل فرکانس نیروگاه تزریق و با مقدار مرجع آن مقایسه می‌شود (ایرلند [۴]). در روشی دیگر، سیگنال تست به صورت یک تابع اغتشاش با فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه جمع و سپس به عنوان فیدبک به سیستم کنترل فرکانس اعمال می‌شود (انگلستان [۱]، فنلاند [۷]، هیدروکبک [۳]). در هر دو حالت، سیگنال اغتشاشی که به کنترل‌کننده اعمال می‌شود می‌تواند یک تابع پله یا تابع شیب باشد.

بدیهی است که قبل از انجام تست کنترل فرکانس، نیروگاه باید تست‌های کنترل توان اکتیو (بخش‌های ۱-۱، ۱-۲ و ۱-۳) را با موفقیت گذرانده باشد. مهم‌ترین معیار قبولی در این تست در دستورالعمل‌های مختلف، تطابق تغییرات توان اکتیو ناشی از تغییر فرکانس با منحنی توان-فرکانس است. در برخی دستورالعمل‌ها (مانند ایرلند [۴]) نیروگاه باید قابلیت عملکرد با منحنی‌های توان-فرکانس متفاوت را داشته باشد؛ به همین دلیل، مدت زمانی که یک منحنی جدید به سیستم کنترل فرکانس اعمال می‌شود نیز جزو معیارهای قبولی در تست می‌باشد. همچنین، بعد از هر تغییر در فرکانس، توان اکتیو باید در مدت زمان مشخصی به مقدار نهایی خود برسد؛ این مدت زمان، به شرطی که در دستورالعمل ذکر شده باشد، یکی دیگر از معیارهای قبولی در تست کنترل فرکانس است.

۱-۶-۱- ایرلند

با توجه به اینکه فرکانس شبکه را به دلخواه نمی‌توان تغییر داد، این تست نیازمند تزریق یک سیگنال فرکانس به کنترل‌کننده توان-فرکانس مزرعه بادی برای شبیه‌سازی تغییرات فرکانس شبکه است. مطابق دستورالعمل ایرلند [۴]، هر نیروگاه بادی باید این قابلیت را داشته باشد که دو منحنی توان اکتیو-فرکانس متفاوت را به سیستم کنترل فرکانس خود اعمال کند. در این تست، زمانی که سیستم کنترل فرکانس فعال است، مزرعه بادی باید به یکی از منحنی‌های توان اکتیو-فرکانس، که توسط بهره‌بردار مشخص می‌شود، پاسخ دهد. مزرعه بادی باید توان اکتیو خود را متناسب با فرکانس شبکه تغییر دهد. این رابطه در هر یک از دو منحنی توان اکتیو-فرکانس متفاوت است.

شرایط پیش از انجام تست عبارتند از:

- قبل از انجام این تست، درستی عملکرد سیستم کنترل توان اکتیو باید اثبات شده باشد (قبول شدن در تست مدیریت توان اکتیو (بخش ۱-۲))
- شرایط وزش باد باید به گونه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند حداقل ۶۰٪ ظرفیت نصب‌شده خود را تولید کند.

روند اجرای تست: این تست در ایرلند چند بخش دارد که به ترتیب انجام می‌شوند. ابتدا باید بررسی شود که سیستم کنترل فرکانس به درستی فعال/غیر فعال می‌شود و سپس عملکرد آن با اعمال مقادیر متفاوت فرکانس به عنوان مرجع مورد تست قرار می‌گیرد. بنابراین، تست با روند زیر انجام می‌شود:

۱- ابتدا در شرایطی که سیستم کنترل توان اکتیو غیرفعال است، قابلیت فعال یا غیر فعال شدن سیستم کنترل فرکانس به صورت صحیح بررسی می‌شود. برای سنجیدن این قابلیت روند زیر طی می‌شود:

- سیستم کنترل فرکانس فعال شود؛
- ابتدا منحنی ۱ انتخاب شود؛
- سپس منحنی ۲ انتخاب شود؛
- در انتها باز هم منحنی ۱ انتخاب شود؛

- پس از آن سیستم کنترل فرکانس غیر فعال شود.

معیارهای قبولی در تست فعال/غیرفعال شدن سیستم کنترل فرکانس عبارتند از:

- سیستم کنترل فرکانس باید در مدت ۱ ثانیه فعال شود.
- پس از انتخاب هر یک از منحنی های توان اکتیو-فرکانس، منحنی مورد نظر باید در مدت ۱ دقیقه فعال شود.

۲- در شرایطی که سیستم کنترل توان اکتیو فعال است، تست به صورت زیر برای بررسی عملکرد درست سیستم توان اکتیو-فرکانس انجام می‌شود:

- سیستم کنترل فرکانس فعال شود؛
- ابتدا منحنی ۱ انتخاب شود؛
- سیستم کنترل توان اکتیو فعال شود؛
- زمانی که سیستم کنترل توان اکتیو-فرکانس فعال می‌شود، توان اکتیو نیروگاه بادی باید متناسب با تغییرات فرکانس شبکه تغییر کند؛ از این رو، تغییرات توان اکتیو خروجی ناشی از تغییر باد باید به حداقل برسد. به همین دلیل، ظرفیت رزرو نیروگاه با توجه به شرایط باد باید به اندازه‌ای باشد که این امر محقق شود؛ به صورت معمول، در این تست، مرجع توان اکتیو (مرجع دلتا) بر روی ۵۰٪ از توان اکتیو در دسترس قرار داده می‌شود تا تست به درستی انجام شود.
- سیگنال فرکانس به ترتیب ۴۸-۴۹/۸-۵۰/۲-۵۲ -۵۲/۲ هرتز به کنترل‌کننده مزرعه بادی ارسال شود؛
- بازگرداندن مزرعه بادی به فرکانس سیستم؛
- سیستم کنترل فرکانس غیر فعال شود؛
- مقدار مرجع توان اکتیو به اندازه حداکثر توان اکتیو در دسترس به مزرعه بادی ارسال شود؛
- سیستم کنترل توان اکتیو غیرفعال شود.
- تست به همین شکل برای منحنی ۲ تکرار می‌شود.
- تست به همین شکل در شرایطی که سیستم کنترل توان اکتیو غیرفعال است برای هر دو منحنی تکرار می‌شود.

معیارهای قبولی عبارتند از:

- سیستم کنترل فرکانس باید در مدت ۱ ثانیه فعال شود.
- منحنی‌های توان اکتیو-فرکانس باید در مدت ۱ دقیقه پس از دریافت دستور فعال شوند (در دستورالعمل مزارع بادی ایرلند ذکر شده که تنها تأخیر مجاز در سیستم کنترلی تأخیر ذاتی آن می‌باشد و هیچ تأخیر دیگری در عملکرد آن مجاز نیست).
- سرعت پاسخ‌دهی (میزان تغییر توان اکتیو در اثر تغییر فرکانس در طول زمان) در تمام تست‌ها باید حداقل "۱٪ ظرفیت نامی در ثانیه" باشد (این مقدار به عنوان حداقل سرعت پاسخ توان اکتیو در دستورالعمل شبکه‌ی ایرلند ذکر شده است [۵]).

۱-۶-۲- انگلستان

در دستورالعمل شبکه انگلستان [۱]، دو نوع تست برای سیستم کنترل فرکانس در نظر گرفته شده است: تست مقدماتی کنترل فرکانس و تست کامل کنترل فرکانس. قبل از توضیح در مورد روند انجام این تست‌ها، لازم است به تعاریف ارائه‌شده در این دستورالعمل اشاره شود.

مدهای عملکرد سیستم کنترل فرکانس: در دستورالعمل شبکه انگلستان، دو تعریف منحصر به فرد از مدهای عملکردی سیستم کنترل توان اکتیو-فرکانس وجود دارد:

۱- **وضعیت حساس به فرکانس**: یک مد عملکردی که در آن سیستم کنترل فرکانس ژنراتور برای کنترل اولیه/ثانویه یا اضافه فرکانس فعال می‌شود. در هر حالتی که فرکانس از محدوده مجاز خارج شود، توان اکتیو به نسبت عکس فرکانس کاهش یا افزایش می‌یابد.

۲- **وضعیت حساس به فرکانس محدود**: یک مد عملکردی که در آن سیستم کنترل فرکانس ژنراتور غیرفعال می‌شود؛ مگر در شرایطی که فرکانس سیستم از مقدار ۵۰/۴ هرتز تجاوز کند.

نقاط تولید توان اکتیو: در هر یک از تست‌های کنترل فرکانس، علاوه بر سیگنال تزریق‌شده، نقطه عملکرد نیروگاه نیز باید مشخص شود. در دستورالعمل انگلستان، ۶ نقطه کار به صورت درصدی از توان اکتیو در دسترس (حداکثر توانی که نیروگاه، با توجه به شرایط وزش باد، می‌تواند تولید کند) مشخص شده است. این نقاط عملکرد در جدول (۱-۱) ذکر شده‌اند.

شرایط پیش از انجام تست: این تست‌ها باید در یک زمان برنامه‌ریزی‌شده، که در آن حداقل ۹۵ درصد از واحد-های پارک (مزرعه بادی) در سرویس باشند، انجام شوند. منبع انرژی اولیه (شرایط باد) باید به اندازه‌ای فراهم باشد که ژنراتور یا مجموعه ژنراتورها بتوانند حداقل ۶۵٪ توان نامی مجموعه را تولید کنند.

تست مقدماتی سیستم کنترل فرکانس: این تست قبل از انجام تست کامل فرکانس و برای تأیید روش تزریق فرکانس و اینکه قابلیت‌های سیستم کنترلی در محدوده انتظار است انجام می‌شود. شرایط پیش از انجام تست باید به گونه‌ای باشد که بتوان حداقل ۶۵٪ ظرفیت نامی را تولید کرد. در تست سیستم کنترل فرکانس، نیروگاه به شبکه متصل است و سیگنال تزریق‌شده فرکانس به نقطه جمع[۴] سیگنال مرجع فرکانس و سیگنال فرکانس شبکه اعمال می‌شود؛ به این معنی که یک "سیگنال متغیر" با "فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه" جمع می‌شود و به عنوان فیدبک فرکانس به سیستم کنترلی توان اکتیو-فرکانس اعمال می‌شود. در این تست، هرجا که از تزریق صحبت شده، منظور همین سیگنال کنترل‌شده است که با فرکانس شبکه جمع می‌شود. در این تست، نیروگاه بادی باید به اندازه نقطه تولید توان ۴، توان اکتیو تولید کند.

[۴] Summation Point

جدول (۱-۱): نقاط تولید توان اکتیو در دستورالعمل شبکه انگلستان

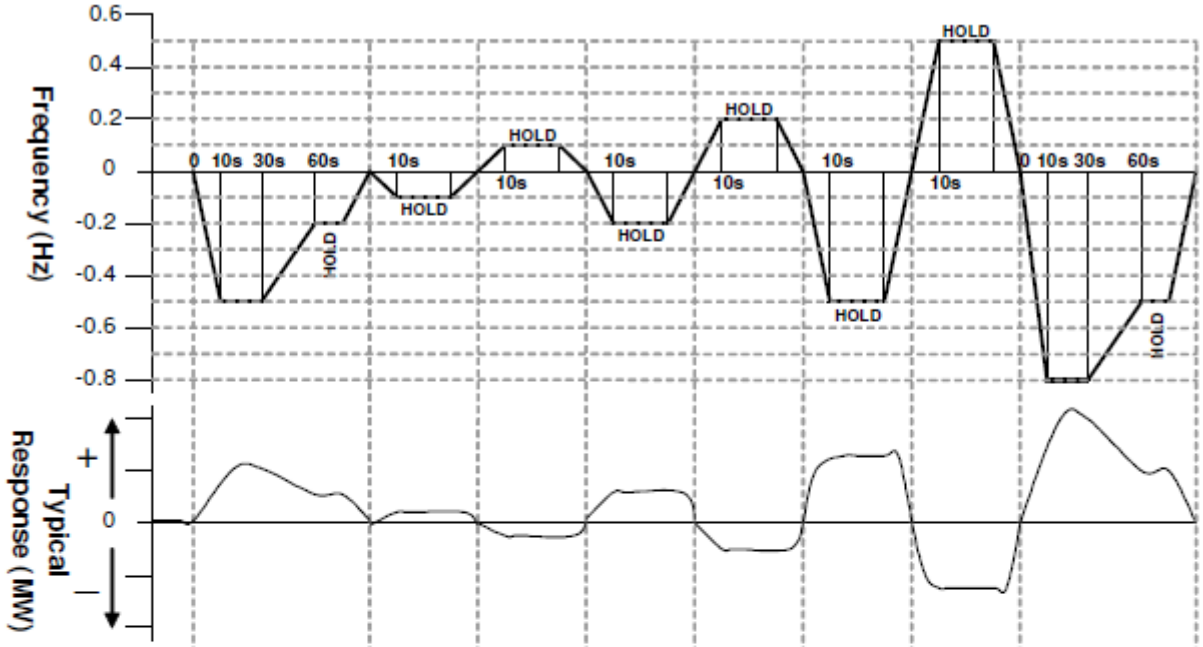
نقطه تولید توان ۶ (حداکثر تولید توان)	٪۱۰۰ توان در دسترس
نقطه تولید توان ۵	٪۹۰ توان در دسترس
نقطه تولید توان ۴	٪۸۰ توان در دسترس
نقطه تولید توان ۳	٪۲۰ + نقطه مینیمم طراحی
نقطه تولید توان ۲	٪۱۰ + نقطه مینیمم طراحی
نقطه تولید توان ۱ (نقطه حداقل تولید توان بر مبنای طراحی)	نقطه مینیمم طراحی[۵]

روند انجام تست مقدماتی سیستم کنترل فرکانس به صورت زیر است:

- تزریق سیگنال به صورت نزولی از مقدار ۰ تا ۰/۵- هرتز در مدت ۱۰ ثانیه؛
- این مقدار تا زمانی که شرایط به حالت ماندگار برسد نگه داشته شود؛
- سیگنال تزریقی حذف شود؛
- تزریق سیگنال به صورت صعودی از مقدار ۰ تا ۰/۵+ هرتز در مدت ۱۰ ثانیه؛
- این مقدار تا زمانی که شرایط به حالت ماندگار برسد نگه داشته شود؛
- سیگنال تزریقی حذف شود؛
- تزریق سیگنال به صورت نزولی از مقدار ۰ تا ۰/۵- هرتز در مدت ۱۰ ثانیه؛
- این مقدار به مدت ۲۰ ثانیه نگه داشته شود؛
- ۳۰ ثانیه پس از آغاز تزریق این سیگنال، سیگنال تزریق‌شده به صورت صعودی از همین مقدار تا ۰/۳+ هرتز در مدت ۱۰ ثانیه تزریق شود؛
- این مقدار تا زمانی که شرایط به حالت ماندگار برسد نگه داشته شود؛
- سیگنال تزریقی حذف شود؛

تست کامل سیستم کنترل فرکانس: تست‌ها باید در سطوح توان متفاوت بر مبنای جدول (۱-۱) انجام شوند. تست‌های پاسخ فرکانس کامل، مجموعه‌ای از تست در سطوح توان متفاوت است که بر اساس شکل (۱-۲) و جدول (۱-۱) انجام می‌شوند. همانطور که در شکل (۱-۲) مشاهده می‌شود، تست در ۲۶ حالت متفاوت انجام می‌شود. هر کدام از این ۲۶ حالت، شامل اعمال یک پروفایل فرکانس مشخص در یک نقطه تولید توان اکتیو مشخص می‌باشد. به عنوان مثال، در نقطه تولید توان اکتیو شماره ۴، حالت‌های ۸ تا ۱۴ تست می‌شوند؛ در واقع، فقط افت فرکانس ۰/۸ هرتز به این نقطه تولید توان اعمال نمی‌شود. ولی، در نقاط تولید توان اکتیو ۱ تا ۳، که توان اکتیو تولید نیروگاه بادی کمتر از نقطه ۴ است و در نتیجه توان رزرو بیشتری موجود است، افت فرکانس ۰/۸ هرتز نیز برای تست اعمال می‌شود (حالت‌های ۱۷، ۲۲ و ۲۶). برعکس، در نقطه تولید توان ۶، که توان اکتیو تولیدی بیشتر و در نتیجه توان رزرو کمتر است، افت فرکانس بیش از ۰/۲ هرتز به سیستم کنترل فرکانس اعمال نمی‌شود.

[۵] Design Minimum Operating level



Load Point	LF Event Profile 1	LF Ramp -0.1Hz	HF Ramp +0.1Hz	LF Ramp -0.2Hz	HF Ramp +0.2Hz	LF Ramp -0.5Hz	HF Ramp +0.5Hz	LF Event Profile 2
MLP6			1	2	3		4	
MLP5	5			6			7	
MLP4	8	9	10	11	12	13	14	
MLP3	15						16	17
MLP2	18			19	20	21		22
MLP1	23			24	25			26

OC5.A.3.6. Figure 1 – Frequency response volume tests

شکل (۱-۲): تست کامل سیستم کنترل فرکانس در دستورالعمل انگلستان

۱-۶-۳- هیدروکبک

روند انجام تست: تست بر روی یک ژنراتور انجام می‌شود و برای هر تست، توان تولیدی ژنراتور باید بیش از ۵۰٪ ظرفیت نامی آن باشد. این تست‌ها شامل اعمال توابع پله و شیب به سیستم کنترل فرکانس ژنراتور بادی می‌باشند.

- اعمال تابع پله فرکانس در حدود ۰/۲- هرتز
- اعمال تابع پله فرکانس در حدود ۰/۳+ هرتز

- اعمال تابع پله فرکانس در حدود ۰/۵- هرتز
- اعمال تابع پله فرکانس در حدود ۰/۷+ هرتز
- اعمال تابع پله فرکانس در حدود ۰/۸- هرتز
- اعمال تابع پله فرکانس در حدود ۱- هرتز
- اعمال تابع پله فرکانس در حدود ۱+ هرتز
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۰/۳- هرتز بر ثانیه در مدت ۵ ثانیه
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۰/۵+ هرتز بر ثانیه در مدت ۵ ثانیه
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۰/۳- هرتز بر ثانیه در مدت ۱۵ ثانیه
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۰/۵+ هرتز بر ثانیه در مدت ۱۵ ثانیه
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۰/۷- هرتز بر ثانیه در مدت ۱۵ ثانیه
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۰/۷+ هرتز بر ثانیه در مدت ۱۵ ثانیه
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۱- هرتز بر ثانیه در مدت ۲۰ ثانیه
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۱/۵- هرتز بر ثانیه در مدت ۳۰ ثانیه
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۰/۴- هرتز بر ثانیه در مدت ۲ ثانیه
- اعمال تابع شیب فرکانس در حدود ۱- هرتز بر ثانیه در مدت ۲ ثانیه

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند شامل ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز در سمت فشار قوی و فشار ضعیف ژنراتورها (در واقع در دو سمت ترانسفورماتور واحد)، سرعت روتور و زاویه پره توربین می‌باشند.

۱-۶-۴- آفریقای جنوبی

بر اساس دستورالعمل شبکه آفریقای جنوبی [۶]، این تست جزئی از تست کنترل توان اکتیو (بخش ۱-۲) است. مزرعه یا نیروگاه بادی باید در شرایطی که سیستم کنترل فرکانس آن فعال است، توان اکتیو را در محدوده طراحی خود تولید کند. دو منحنی متفاوت توان-فرکانس باید برای نیروگاه تست شوند.

معیار قبولی: باید تأیید شود که مقادیر توان اکتیو خروجی بر مبنای منحنی‌های توان-فرکانس تولید شده‌اند (توضیح بیشتری داده نشده است).

۱-۶-۵- فنلاند

تست‌های کنترل فرکانس در این کشور به دو دسته تقسیم می‌شوند [۷]:

- عملکرد سیستم کنترل فرکانس بر اثر تغییرات آهسته‌ی فرکانس شبکه
- عملکرد سیستم کنترل فرکانس در اثر تغییرات شدید فرکانس که می‌تواند سیستم کنترل فرکانس را در تمام محدوده‌ی خود فعال کند.

توان در دسترس نیروگاه بادی در زمان انجام تست باید حداقل ۳۰٪ ظرفیت نصب‌شده باشد. محدوده‌ی کنترل فرکانس نیز باید به اندازه‌ای باشد که تغییرات توان اکتیو نیروگاه (که مطابق با تغییر فرکانس تغییر می‌کند) حداقل تا ۱۰٪± ظرفیت کل توربین‌های بادی باشد. در دستورالعمل تست کشور فنلاند، توضیحی در مورد جزئیات تست سیستم

کنترل فرکانس داده نشده است. تنها به صورت کلی عنوان شده که کارایی سیستم کنترل فرکانس نیروگاه بادی برای دنبال کردن تغییرات آهسته و شدید فرکانس شبکه باید تأیید شود.

در تغییرات کم فرکانس شبکه، قابلیت‌هایی که باید آزموده شوند شامل موارد زیر می‌باشند:

- سیستم کنترل فرکانس باید قادر باشد در شرایطی که باند مرده بر روی صفر تنظیم شده، در تمام زمان‌ها تغییرات فرکانس سیستم را دنبال کند.
- سیستم کنترل فرکانس باید قادر باشد در شرایطی که باند مرده بر روی مقداری غیر صفر تنظیم شده (مثلاً ۲۵ میلی‌هرتز)، در تمام زمان ها تغییرات فرکانس سیستم را دنبال کند.

شایان ذکر است که در اینجا منظور از دنبال کردن تغییرات فرکانس، مونیتور کردن تغییرات آن و انجام تغییرات لازم در توان اکتیو می‌باشد. در تغییرات شدید فرکانس شبکه، قابلیت‌هایی که باید آزموده شوند شامل موارد زیر می‌باشد:

- مشخصه‌های پاسخ سریع در کل محدوده‌ی سیستم کنترل فرکانس با استفاده از سیگنال‌های بیشتر و کمتر از فرکانس نامی سنجیده شود. مشخصه پاسخ سریع، با استفاده از تغییر توان اکتیو با حداقل دو نرخ (بیشترین نرخ تغییر ممکن و نیز نرخی که در بهره‌برداری اعمال می‌شود) سنجیده می‌شود.
- مشخصه‌های پاسخ آهسته در کل محدوده‌ی سیستم کنترل فرکانس با استفاده از سیگنال‌های بیشتر و کمتر از فرکانس نامی سنجیده شود. مشخصه پاسخ آهسته با استفاده از حداقل یک تغییر توان اکتیو با نرخ آهسته سنجیده می‌شود.
- دروپ و باند مرده قابل تنظیم هستند و در محدوده‌ی مشخص‌شده در دستورالعمل شبکه قرار دارند. بر اساس دستورالعمل شبکه‌ی فنلاند ، دروپ بین ۲ تا ۱۲ درصد است. باند مرده نیز بین ۰ تا ۵۰۰ میلی‌هرتز است که با پله‌های ۵ میلی‌هرتز تغییر می‌کند.
- تست‌ها باید با دو مقدار متفاوت دروپ و باند مرده انجام شوند.

معیار قبولی: سیستم کنترل فرکانس قادر به دنبال کردن تغییرات فرکانس شبکه است. تنظیمات محدوده‌ها و حساسیت‌های دروپ و باند مرده مطابق با دستورالعمل شبکه است. سیستم کنترل فرکانس قادر به تنظیم توان اکتیو در محدوده‌ی فرکانس مجاز و بر اساس دروپ و باند مرده است.

۱-۷- تست سیستم تنظیم ولتاژ - کنترل اولیه و ثانویه ولتاژ

سیستم تنظیم ولتاژ در یک نیروگاه بادی، به منظور تثبیت ولتاژ ترمینال آن در مقادیر مشخص طراحی می‌شود. برای تنظیم ولتاژ نقطه اتصال نیروگاه به شبکه از ادوات مختلفی استفاده می‌شود؛ مانند تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ، تپ ترانسفورماتور و ادوات جبران‌ساز توان راکتیو نظیر بانک‌های خازنی. مجموعه این ادوات، سیستم کنترل ولتاژ و کنترل توان راکتیو نیروگاه را تشکیل می‌دهند. بیشتر دستورالعمل‌های شبکه‌ی موجود، حساسیتی در مورد نحوه تنظیم ولتاژ نیروگاه بادی ندارند و تنها محدوده‌ای از ولتاژ و توان راکتیو قابل انتظار را برای نیروگاه معین می‌کنند؛ با این وجود، این انتظار وجود دارد که حداقل بخشی از بازه مورد نیاز ولتاژ و توان راکتیو به صورت دینامیک (توسط قابلیت‌های ژنراتور و تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ) تأمین شود.

تنظیم ولتاژ بر روی یک مقدار مشخص، مهم‌ترین وظیفه یک نیروگاه بادی در حوزه ولتاژ-توان راکتیو است. نیروگاه باید قادر باشد ولتاژ نقطه اتصال خود را در یک محدوده، که توسط بهره‌بردار سیستم انتقال تعیین می‌شود، تنظیم کند.

هدف این بخش از تست‌ها، تأیید توانایی نیروگاه بادی در تنظیم ولتاژ در هر نقطه‌ای از این محدوده است. روند کلی تست در دستورالعمل‌های مختلف شامل تنظیم ولتاژ بر روی مقادیر مشخص با استفاده از تغییرات پله‌ای در مرجع ولتاژ و همچنین تغییر تپ‌های ترانسفورماتور می‌باشد. در این تست، منظور از سیستم دروپ ولتاژ-توان راکتیو، سیستمی است که در حالت عدم مبادله توان راکتیو با شبکه، ولتاژ را در مقدار مرجع تنظیم می‌کند و در صورت تولید یا جذب توان راکتیو، با شیبی که دروپ نامیده می‌شود، ولتاژ را در مقداری متناسب با توان راکتیو تولیدی یا جذب‌شده تنظیم می‌کند.

این تست به صورت معمول ابتدا در شرایطی که سیستم دروپ ولتاژ-توان راکتیو غیر فعال است انجام می‌شود و سپس، با فعال کردن سیستم دروپ ولتاژ-توان راکتیو برای چند مقدار متفاوت دروپ تکرار می‌شود. در این تست، مقادیر مرجع ولتاژ و مقادیر دروپ باید به گونه‌ای انتخاب شوند که نشان دهند نیروگاه قادر است در تمام بازه مورد نظر (محدوده ولتاژ مورد انتظار و محدوده دروپ مورد انتظار) عملکرد مناسب داشته باشد. تعریف عملکرد مناسب یا مورد قبول در دستورالعمل‌های مختلف می‌تواند معیارهای متفاوتی داشته باشد.

مهم‌ترین معیار قبولی در این تست، توانایی تنظیم ولتاژ نقطه اتصال در تمام بازه مورد انتظار توسط نیروگاه است. نیروگاه باید قادر باشد ولتاژ را در یک مدت زمان مشخص بر روی هر یک از مقادیر مرجع تثبیت کند. این مدت زمان در دستورالعمل‌های مختلف متفاوت است و می‌تواند از چند ثانیه تا یک ساعت عنوان شود. عموماً یک محدوده نیز به عنوان درصد خطای مورد قبول ولتاژ ($p\pm$٪) در نظر گرفته می‌شود. برخی از دستورالعمل‌های شبکه، مانند ایرلند [۴]، حساسیت ویژه‌ای بر روی زمان فعال شدن سیستم‌های کنترلی و زمان رسیدن پاسخ‌ها به حالت ماندگار دارند. در این شرایط، مدت زمانی که طول می‌کشد تا سیستم کنترلی دستور مورد نظر را اعمال کند و نیز زمانی که پاسخ (در این تست، ولتاژ نقطه اتصال و توان راکتیو) به مقدار حالت ماندگار خود برسد باید اندازه‌گیری‌شده و با استاندارد مطابقت داشته باشد.

در دستورالعمل تست هیدروکبک [۳]، تست دیگری تحت عنوان "تست سیستم کنترل ولتاژ اولیه" طراحی شده است. در این تست، به جای تغییر مقدار مرجع ولتاژ، ولتاژ شبکه (فیدبک) تغییر داده می‌شود و سپس پاسخ سیستم کنترل ولتاژ به این تغییر بررسی می‌شود. این تست که بر روی یک ژنراتور انجام می‌شود، برای ارزیابی پاسخ دینامیکی کنترل‌کننده ولتاژ به تغییرات سریع ولتاژ شبکه است. همانند تست کنترل فرکانس (بخش ۱-۶)، ولتاژ نقطه اتصال که به صورت فیدبک به کنترل‌کننده تزریق می‌شود، باید به طریقی تغییر داده شود. برای این کار دو روش مطرح می‌شود. روش اول، استفاده از دستگاه تستی است که بتواند ولتاژ نقطه اتصال را برای ژنراتور ایجاد کند؛ در این حالت، ژنراتور به دستگاه و امپدانس تست متصل شده و ولتاژ ترمینال به صورت پله‌ای توسط دستگاه تست تغییر داده می‌شود. روش دوم، ایجاد تغییر ناگهانی در ولتاژ ترمینال - به صورت تقریبی- با استفاده از سایر ادوات موجود در نیروگاه - مانند خازن‌های سوئیچ‌شونده و تپ ترانسفورماتور- است. در این تست، سیستم دروپ ولتاژ-توان راکتیو غیرفعال است. در قسمت دیگری از تست‌های سیستم کنترل ولتاژ، با عنوان "کنترل ولتاژ ثانویه"، با فعال کردن سیستم دروپ ولتاژ-توان راکتیو، این تست بار دیگر برای کل نیروگاه بادی تکرار می‌شود. در تست کنترل ولتاژ ثانویه، تغییرات ولتاژ نقطه اتصال به شبکه توسط ادوات توان راکتیو و تپ ترانسفورماتور شبکه ایجاد می‌شوند.

۱-۷-۱- ایرلند

هدف از انجام این تست، تأیید قابلیت مزرعه بادی در تنظیم ولتاژ نقطه‌ی اتصال به شبکه در مقدار تعیین‌شده توسط بهره‌بردار است. قابلیت تنظیم ولتاژ نقطه اتصال باید در محدوده توانایی‌های مزرعه بادی با در نظر گرفتن سطح اتصال

کوتاه در نقطه اتصال، تپ‌های ترانسفورماتور شبکه، قابلیت‌های توان راکتیو و دروپ ولتاژ باشد. این تست باید نشان دهد که مزرعه بادی:

- می‌تواند دروپ را بین مقادیر ۱٪ تا ۱۰٪ تنظیم کند.
- می‌تواند در مدت ۲۰ ثانیه پس از دریافت دستور، مرجع ولتاژ را در مقدار جدید تثبیت کند.
- می‌تواند در مدت کمتر از ۱ ثانیه، توان راکتیو را به ۹۰٪ مقدار قابل تولید خود برساند.
- می‌تواند نشان دهد که مقدار واقعی دروپ ولتاژ با مقدار تنظیم‌شده آن برابر است.

شرایط پیش از تست: لازم است شرایط وزش باد به گونه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند حداقل ۶۰٪ از ظرفیت توان خود را تولید کند.

در ایرلند [۴]، تست مرجع‌دهی به سیستم کنترل ولتاژ (تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ) در شرایطی که سیستم دروپ ولتاژ-توان راکتیو فعال است انجام می‌گیرد.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تنظیم AVR روی مقدار شیب ۱٪ ؛
- آغاز مرحله افزایش ولتاژ؛
- مقدار مرجع ولتاژ بر روی ولتاژ شبکه تنظیم شود (اطمینان حاصل شود که هیچ تبادل توان راکتیوی با شبکه در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه صورت نمی‌گیرد)؛
- مقدار مرجع ولتاژ با یک تغییر پله‌ای به اندازه‌ی ۱ کیلوولت در سطح ولتاژ ۲۲۰ کیلوولت افزایش داده شود (تغییر پله‌ای صعودی در مرجع ولتاژ به اندازه‌ی تقریبی ۰/۵ ٪)؛
- اگر ولتاژ و توان راکتیو از محدوده مجاز خارج نشده‌اند، مرجع ولتاژ یک پله دیگر افزایش یابد (تغییر پله‌ای صعودی در مرجع ولتاژ به اندازه‌ی تقریبی ۰/۵ ٪)؛
- افزایش پله‌ای مرجع ولتاژ تا زمانی که ولتاژ و توان راکتیو از محدوده مجاز خارج نشده‌اند ادامه یابد؛
- آغاز مرحله کاهش ولتاژ؛
- مقدار مرجع ولتاژ با همان تغییرات پله‌ای ۰/۵٪ به مقدار اولیه (ولتاژ شبکه) بازگردانده شود (رسیدن به نقطه تبادل توان راکتیو صفر با شبکه قدرت)؛
- مقدار مرجع ولتاژ با یک تغییر پله‌ای به اندازه‌ی ۱ کیلوولت در سطح ولتاژ ۲۲۰ کیلوولت کاهش داده شود (تغییر پله‌ای نزولی در مرجع ولتاژ به اندازه‌ی تقریبی ۰/۵ ٪)؛
- به همین ترتیب کاهش پله‌ای مرجع ولتاژ تا زمانی که ولتاژ و توان راکتیو از محدوده مجاز خارج نشده‌اند ادامه یابد؛
- با تنظیم شیب (دروپ) ولتاژ بر روی ۴٪ ، همان تست قبلی تکرار شود.

شایان ذکر است که ظاهراً در ایرلند واحدهای بادی عمدتاً به شبکه ۲۲۰ کیلوولت متصل می‌شوند و احتمالاً، چنانچه سطح ولتاژ متفاوت باشد، عدد ۰/۵ ٪ ذکرشده ملاک عمل خواهد بود.

تست دیگری که در این دستورالعمل در ارتباط با تنظیم ولتاژ در نظر گرفته شده است، تکرار قسمت آخر تست قبلی (تنظیم شیب (دروپ) ولتاژ بر روی ۴٪) ولی این بار انجام تست با تنظیم تپ ترانسفورماتور شبکه است.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند شامل موارد ذیل هستند:

- توان اکتیو در دسترس قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات که از روی منحنی‌های سیستم کنترل توربین به دست می‌آید.
- توان اکتیو تولیدی بر حسب مگاوات در نقطه‌ی اتصال
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- وضعیت تپ ترانسفورماتور شبکه
- مرجع تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ

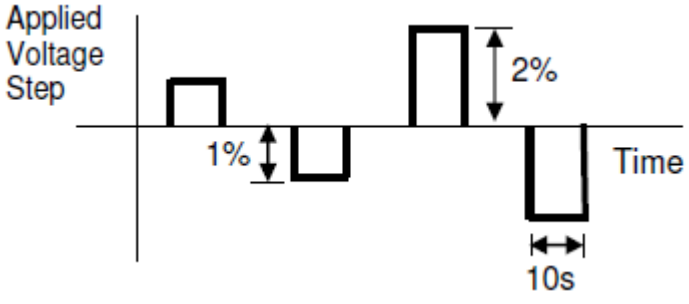
معیارهای قبولی در تست‌های فوق عبارتند از:

- برای یک مقدار دروپ مشخص، ولتاژ در محدوده مشخص‌شده در قرارداد مزرعه با بهره‌بردار سیستم انتقال باشد.
- تأیید اینکه مقدار واقعی شیب ولتاژ با مقدار تنظیم‌شده‌ی آن (۱٪ و ۴٪) تطابق دارد.
- تأیید اینکه مقدار مرجع ولتاژ در مدت کمتر از ۲۰ ثانیه پس از دریافت سیگنال بر روی مقدار تعیین‌شده توسط بهره‌بردار قرار می‌گیرد (پاسخ‌دهی در مدت کمتر از ۲۰ ثانیه انجام می‌شود).
- تأیید اینکه توان راکتیو می‌تواند در مدت ۱ ثانیه یا کمتر به مقدار ۹۰٪ توان قابل تولید برسد.

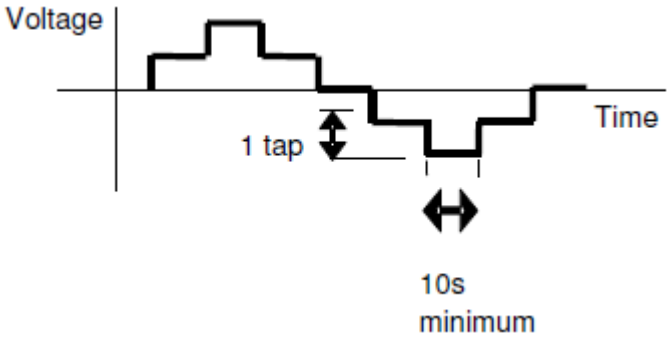
۱-۷-۲- انگلستان

بر مبنای دستورالعمل شبکه این کشور [۶]، این تست‌ها باید در یک زمان برنامه‌ریزی‌شده، که در آن حداقل ۹۵ درصد از واحدهای مزرعه در سرویس باشند، انجام شوند. منبع انرژی اولیه (شرایط باد) باید به اندازه‌ای فراهم باشد که ژنراتور یا مجموعه ژنراتورها بتوانند حداقل ۸۵٪ توان نامی مجموعه را تولید کنند.

در این تست‌ها، آرایه‌ای از سیگنال‌های پله باید به نقطه مرجع سیستم کنترل ولتاژ مزرعه اعمال شود (شکل ۱-۳) و اگر ممکن بود آرایه‌ای از تپ‌های ترانسفورماتور نیز اعمال گردد. زمان میان تغییر تپ‌های ترانسفورماتور باید مطابق شکل (۱-۴)، به میزان ۱۰ ثانیه باشد.



شکل (۱-۳): سیگنال‌های پله اعمال‌شده به مرجع ولتاژ در دستورالعمل انگلستان



شکل (۱-۴): زمان‌بندی تغییر تپ ترانسفورماتور شبکه در دستورالعمل انگلستان

۱-۷-۳- آفریقای جنوبی

بر اساس دستورالعمل شبکه این کشور [۱]، مزرعه یا نیروگاه بادی باید ولتاژ نقطه اتصال را در محدوده طراحی خود بر روی یک مقدار مرجع تنظیم کند.

معیار قبولی: ولتاژ نقطه اتصال در مدت حداقل یک ساعت باید در محدوده ۲±٪ پیرامون مقدار مرجع باشد.

۱-۷-۴- هیدروکبک

برخلاف ایرلند که تست تنظیم‌کننده ولتاژ را با حضور دروپ‌های ۱ و ۴ درصدی انجام می‌دهد، در دستورالعمل تست هیدروکبک [۳] دو تست جداگانه برای سیستم کنترل ولتاژ اولیه و ثانویه در نظر گرفته شده است. تست سیستم کنترل ولتاژ اولیه بدون دروپ و تست سیستم کنترل ولتاژ ثانویه با تنظیم دروپ بر روی مقادیر مشخص انجام می‌شوند.

۱-۷-۴-۱- تست کنترل ولتاژ اولیه

هدف از انجام این تست، بررسی پاسخ ژنراتور بادی به تغییرات سریع ولتاژ و تأیید پاسخ‌گویی مناسب به نیازهای تنظیم ولتاژ می‌باشد. نتایج این تست باید تأمین نیازمندی‌های بخش تنظیم ولتاژ و ضریب توان از دستورالعمل شبکه هیدروکبک را تأیید کند.

روند انجام تست: این تست بر روی یک ژنراتور بادی و در دو قسمت انجام می‌شود. ژنراتور باید از هر سیستم کنترل ولتاژ ثانویه (شامل سیستم دروپ ولتاژ-توان راکتیو) جدا شود. برای هر تست، خروجی ژنراتور باید از ۵۰٪ ظرفیت نامی تجاوز نماید.

قسمت ۱، تست پاسخ‌گویی به تغییرات آنی ولتاژ با دامنه کم در سمت فشار قوی ژنراتور بادی (نقطه Y) می‌باشد. اگر دستگاه تستی وجود داشته باشد که بتوان ژنراتور بادی را به آن متصل و آن را از طریق یک امپدانس از شبکه ایزوله کرد، این دستگاه تغییرات ولتاژ ترمینال مورد نظر را ایجاد می‌کند. در غیر این صورت، تغییرات ولتاژ ترمینال توسط عملیات کلیدزنی (سوئیچینگ بانک‌های خازنی، راکتور، و غیره) و یا با تغییر موقعیت تپ ترانسفورماتور شبکه ایجاد می‌شود.

تست‌های قسمت ۱ عبارتند از:

- افزایش ناگهانی ولتاژ ترمینال به میزان ۱٪ تا ۲٪

- کاهش ناگهانی ولتاژ ترمینال به میزان ۱٪ تا ۲٪
- افزایش ناگهانی ولتاژ ترمینال به میزان ۳٪ تا ۵٪
- کاهش ناگهانی ولتاژ ترمینال به میزان ۳٪ تا ۵٪

قسمت ۲، شامل تزریق سیگنال‌های پله کوچک ولتاژ در مدت زمان مشخص به طور مستقیم به سیستم کنترل ولتاژ ژنراتور بادی (سیگنال پله به ولتاژ شبکه اضافه می‌شود) می‌باشد. این تست تنها در صورتی امکان‌پذیر است که به سیستم کنترل ولتاژ ژنراتور دسترسی وجود داشته باشد.

تست‌های قسمت ۲ عبارتند از:

- افزایش پله‌ای سیگنال ولتاژ به میزان ۲٪ که از ۰/۵ تا چند ثانیه ادامه داشته باشد.
- کاهش پله‌ای سیگنال ولتاژ به میزان ۲٪ که از ۰/۵ تا چند ثانیه ادامه داشته باشد.
- افزایش پله‌ای سیگنال ولتاژ به میزان ۵٪ که از ۰/۵ تا چند ثانیه ادامه داشته باشد.
- کاهش پله‌ای سیگنال ولتاژ به میزان ۵٪ که از ۰/۵ تا چند ثانیه ادامه داشته باشد.

در این تست‌ها، ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز در سمت فشار قوی ژنراتور (نقطه Y) باید اندازه‌گیری شوند.

۱-۷-۴-۲- تست کنترل ولتاژ ثانویه

این تست بر روی مجموعه نیروگاه بادی انجام می‌گیرد. اهداف این تست عبارتند از:

- تأیید قابلیت‌های کنترل ولتاژ ثانویه
- تأیید عملکرد سیستم کنترل ولتاژ در شرایطی که دروپ به صورت دائم وجود دارد (اگر دروپ وجود داشته باشد).
- ارزیابی دینامیک‌های توان راکتیو مجموعه در زمانی که سیستم کنترل ولتاژ فعال و غیرفعال می‌شود.

روند انجام تست: تست بر روی کل مزرعه انجام می‌شود. پیش از انجام تست، حداقل ۹۵٪ ژنراتورها باید در سرویس باشند و برای هر تست، توان تولیدی مزرعه باید بیش از ۵۰٪ ظرفیت نامی آن باشد. این تست شامل اعمال توابع پله و شیب به سیستم کنترل ولتاژ ژنراتور بادی است که شامل ۳ قسمت به شرح ذیل می‌باشد:

قسمت ۱، تست پاسخ‌گویی به تغییرات ولتاژ با دامنه کم است که توسط عملیات کلیدزنی (سوئیچینگ بانک‌های خازنی، راکتور، و غیره) و یا با تغییر موقعیت تپ ترانسفورماتور شبکه ایجاد می‌شوند.

تست‌های قسمت ۱ عبارتند از:

- افزایش ولتاژ ترمینال در حدود ۱٪
- کاهش ولتاژ ترمینال در حدود ۱٪
- افزایش ولتاژ ترمینال در حدود ۳٪
- کاهش ولتاژ ترمینال در حدود ۳٪
- حدود ۳٪ کاهش ولتاژ شبکه و سپس - چند ثانیه بعد- افزایش آن تا حدود ۵٪

قسمت ۲، شامل اعمال توابع پله به مرجع کنترل‌کننده ولتاژ است.

تست‌های قسمت ۲ عبارتند از:

- افزایش پله‌ای مرجع ولتاژ به اندازه حدود ۱٪ تا ۲٪
- کاهش پله‌ای مرجع ولتاژ به اندازه حدود ۱٪ تا ۲٪
- افزایش پله‌ای مرجع ولتاژ به اندازه حدود ۳٪ تا ۵٪
- کاهش پله‌ای مرجع ولتاژ به اندازه حدود ۳٪ تا ۵٪

- کاهش پله‌ای مرجع ولتاژ به اندازه حدود ۳٪ تا ۵٪ و سپس - چند ثانیه بعد- افزایش پله‌ای به میزان ۲٪ در مرجع ولتاژ

قسمت‌های ۱ و ۲ این تست، ابتدا بدون دروپ انجام می‌شوند و سپس، دو مقدار دروپ بین ۲٪ و ۸٪ انتخاب شده و تست‌ها تکرار می‌شوند.

قسمت ۳ این تست شامل غیرفعال کردن سیستم کنترل ولتاژ و فعال کردن مجدد آن پس از رسیدن توان راکتیو به حالت ماندگار است. تست ۳ تنها در شرایط بدون دروپ انجام می‌شود. کنترل‌کننده‌ی ولتاژ ژنراتور غیرفعال می‌شود تا زمانی که خروجی پایدار شود و سپس کنترل‌کننده دوباره فعال می‌شود.

شایان ذکر است که در این تست‌ها، ممکن است تغییر تنظیمات کنترل‌کننده ولتاژ نیز مورد نیاز باشد.

در این تست‌ها، داده‌های ذیل باید اندازه‌گیری و ثبت شوند:

- ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز در نقطه X، سرعت روتور و سرعت باد
- ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز در نقطه Y
- ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز و سرعت باد در نقطه Z

۱-۷-۵- فنلاند

در دستورالعمل شبکه‌ی فنلاند [۷]، جزئیات تست‌ها ذکر نشده، اما عنوان شده که تست‌ها باید به گونه‌ای انجام شوند که بتوان توسط آن‌ها قابلیت‌های ذیل را در مورد مزرعه بادی تأیید یا بررسی نمود:

- محدوده‌ی دروپی که نیروگاه می‌تواند تأمین کند و نیز عملکرد درست سیستم دروپ
- تولید ولتاژ با دادن مقادیر مرجع به صورت پله‌ای (۱٪± تا ۵٪±)
- مشخصه‌های زمانی پاسخ پله ولتاژ با دادن مقادیر مرجع به صورت پله‌ای در قسمت قبل
- تست باند مرده با در نظر گرفتن دو مقدار متفاوت برای این پارامتر
- دقت سیستم کنترل ولتاژ

تغییرات پله‌ای ولتاژ می‌تواند با دادن مقادیر مرجع به سیستم کنترلی تنظیم ولتاژ یا سوئیچ کردن ادوات کنترل توان راکتیو (نظیر خازن) یا تنظیم تپ‌ها صورت گیرد.

معیارهای قبولی عبارتند از:

- مرجع ولتاژ کنترل‌کننده و دروپ آن مطابق نیازمندی‌ها قابل تنظیم‌اند.
- کمترین پله‌ی تغییر ولتاژ (کمترین مقدار در تغییر مرجع) با دستورالعمل شبکه تطابق دارد.
- زمان صعود در تغییرات ولتاژ با دستورالعمل شبکه تطابق دارد.

۱-۸- تست ظرفیت توان راکتیو نیروگاه بادی

هر نیروگاه بادی، مطابق استاندارد مربوطه، باید محدوده‌ای از توان راکتیو را برای شبکه فراهم کند. این محدوده عموماً به صورت ضرایب توان پس‌فاز و پیش‌فاز مطرح می‌شوند. نیروگاه باید قادر باشد این میزان توان راکتیو را با استفاده از ژنراتورها و با کمک سایر ادوات جبران‌ساز نصب‌شده (مانند خازن‌های سوئیچ‌شونده) تأمین کند. تست ظرفیت توان راکتیو با هدف تأیید قابلیت جذب یا تولید توان راکتیو در محدوده مورد انتظار انجام می‌شود. نحوه انجام این تست باید به گونه‌ای باشد که نیروگاه، در طول تست، در تمام بازه مورد انتظار توان راکتیو تولید/جذب کند. روند کلی این

تست عبارت است از عملکرد در توان راکتیو حداکثر سلفی و خازنی در یک مدت زمان مشخص و با مقادیر متفاوت تـوان اکتیو خروجی. توان راکتیو نیروگاه بادی عموماً با تغییر نقطه مرجع تنظیم‌کننده ولتاژ تنظیم مـی‌شـود. در دسـتورالعمل آفریقای جنوبی [۶] عنوان شده است که نیروگاه بادی باید مقادیر مشخصی از توان راکتیو را به صورت ثابت تولید کنـد؛ در بقیه دستورالعمل‌ها، در این تست نیروگاه تنها باید توان راکتیو را در مقدار حداکثر تولید کند.

معیار قبولی در این تست، تأیید این مسأله است که نیروگاه بادی می‌تواند در بازه‌ای از ضریب تـوان و در یـک مـدت زمان مشخص، توان راکتیو حداکثر را تولید یا جذب کند. یک محدوده نیز به عنـوان درصـد خطـای مـورد قبـول ولتـاژ (p±٪) در نظر گرفته می‌شود.

۱-۸-۱- ایرلند

این تست در چند سطح مختلف از توان اکتیو انجام می‌شود [۴]. همچنین، این تست باید در شیب (دروپ) ولتاژ ۴٪ انجام گیرد و مرجع ولتاژ باید در کنترل بهره‌بردار باشد.

شرایط پیش از تست: مانند تست کنترل خودکار ولتاژ از همان دستورالعمل (بخش ۱-۷).

روند انجام تست: این تست شامل دو قسمت با عناوین "تست ظرفیت راکتیـو خـازنی" و "تسـت ظرفیـت راکتیـو سلفی" می‌باشد.

روند انجام تست ظرفیت راکتیو خازنی به صورت زیر است:

- مرجع ولتاژ تقریباً به اندازه ولتاژ شبکه تنظیم شود (PF=1)؛
- سیستم AVR فعال شود؛
- شیب ولتاژ بر روی ۴٪ تنظیم شود؛
- با تغییر پله‌ای مرجع ولتاژ (هر پله حدود ۰/۵ ٪)، توان راکتیو مزرعه بادی به حداکثر مقدار خازنی خود برسد (پله‌های ولتاژ تا جایی که توان راکتیو به محدوده منحنی قابلیت ژنراتور برسد اعمال شود و بین هر تغییر در پله ۱ دقیقه فاصله باشد)؛
- برای هر یک از مقادیر توان اکتیو ۱۰٪، ۲۰٪، ۳۰٪، ۴۰٪، ۵۰٪، ۶۰٪، و اگر شرایط مهیا بود، ۷۰٪، ۸۰٪، ۹۰٪، مقدار توان راکتیو خازنی (MVAr-) در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه ثبت شود؛

روند انجام تست ظرفیت راکتیو سلفی به صورت زیر است:

- مرجع ولتاژ تقریباً به اندازه ولتاژ شبکه تنظیم شود (PF=1)؛
- سیستم AVR فعال شود؛
- شیب ولتاژ بر روی ۴٪ تنظیم شود؛
- با تغییر پله‌ای مرجع ولتاژ (هر پله حدود ۰/۵ ٪) توان راکتیو مزرعه بادی به حداکثر مقدار سلفی خود برسد (پله‌های ولتاژ تا جایی که توان راکتیو به محدوده منحنی قابلیت ژنراتور برسد اعمال شود و بین هر تغییر در پله ۱ دقیقه فاصله باشد)؛
- برای هر یک از مقادیر توان اکتیو ۱۰٪، ۲۰٪، ۳۰٪، ۴۰٪، ۵۰٪، ۶۰٪، و اگر شرایط مهیا بود، ۷۰٪، ۸۰٪، ۹۰٪، مقدار توان راکتیو سلفی (MVAr+) در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه ثبت شود؛

اطلاعاتی که باید در حین انجام انجام تست ثبت شوند مانند تست کنترل خودکار ولتاژ است (بخش ۱-۷-۱).

معیار قبولی: تأیید اینکه مزرعه بادی می‌تواند در تمام محدوده نمایش داده شده در شکل WF1.4 از دستورالعمل شبکه ایرلند [۵] (شکل ۲-۶ از مرجع [۲۴])، توان راکتیو تولید یا مصرف کند.

۱-۸-۲- انگلستان

بر اساس دستورالعمل شبکه انگلستان [۱]، این تست‌ها باید در یک زمان برنامه‌ریزی‌شده، که در آن حداقل ۹۵ درصد از واحدهای مزرعه در سرویس باشند، انجام شوند. منبع انرژی اولیه (شرایط باد) باید به اندازه‌ای فراهم باشد که ژنراتور یا مجموعه ژنراتورها بتوانند حداقل ۸۵٪ توان نامی مزرعه را تولید کنند.

تست‌های مربوطه با تغییر نقطه مرجع ولتاژ در سیستم کنترل ولتاژ برای رساندن توان راکتیو به محدوده مورد نظر انجام می‌شوند. بهره‌بردار مزرعه بادی باید برای جلوگیری از اثر منفی این تست‌ها بر روی شبکه با بهره‌بردار شبکه مربوطه هماهنگی‌های لازم را انجام دهد. در شرایطی که انجام تست‌ها می‌توانند برای شبکه اثر منفی به همراه داشته باشند، تست‌ها باید در محدوده مشخص‌شده توسط بهره‌بردار شبکه انجام گیرند. ممکن است نقطه اندازه‌گیری توان راکتیو در تست‌ها با نقطه مشخص‌شده برای قابلیت‌های مورد نیاز راکتیو در دستورالعمل شبکه متفاوت باشد؛ به عنوان مثال، در دستورالعمل، نقطه‌ی Y به عنوان مرجع معرفی شده باشد ولی اندازه‌گیری‌ها در تست بر روی نقطه‌ی Z انجام شوند. در چنین شرایطی، ولتاژ و توان راکتیو، با توجه به امپدانس میان دو نقطه، باید برای نقطه‌ی مرجع دستورالعمل (Y) محاسبه شوند.

تست‌های زیر برای بررسی قابلیت توان راکتیو مزرعه باید انجام گیرند:

- عملکرد در توان بیش از ۵۰٪ ظرفیت نامی و حداکثر توان راکتیو پس‌فاز به مدت ۶۰ دقیقه پیوسته.
- عملکرد در توان بیش از ۵۰٪ ظرفیت نامی و حداکثر توان راکتیو پیش‌فاز به مدت ۶۰ دقیقه پیوسته.
- عملکرد در توان ۵۰٪ ظرفیت نامی و حداکثر توان راکتیو پس‌فاز به مدت ۵ دقیقه پیوسته.
- عملکرد در توان ۵۰٪ ظرفیت نامی و حداکثر توان راکتیو پیش‌فاز به مدت ۵ دقیقه پیوسته.
- عملکرد در توان ۲۰٪ ظرفیت نامی و حداکثر توان راکتیو پس‌فاز به مدت ۵ دقیقه پیوسته.
- عملکرد در توان ۲۰٪ ظرفیت نامی و حداکثر توان راکتیو پیش‌فاز به مدت ۵ دقیقه پیوسته.
- عملکرد در توان کمتر از ۲۰٪ ظرفیت نامی و ضریب توان واحد به مدت ۵ دقیقه پیوسته. این تست تنها برای آن دسته از مزارع بادی است که در توان اکتیو کمتر از ۲۰٪ ظرفیت نامی خود، کنترل ولتاژ اعمال نمی‌کنند.
- عملکرد در توان ۰٪ ظرفیت نامی و حداکثر توان راکتیو پس‌فاز به مدت ۵ دقیقه پیوسته. این تست تنها برای آن دسته از مزارع بادی است که در توان اکتیو کمتر از ۲۰٪ ظرفیت نامی خود، کنترل ولتاژ اعمال می‌کنند.
- عملکرد در توان ۰٪ ظرفیت نامی و حداکثر توان راکتیو پیش‌فاز به مدت ۵ دقیقه پیوسته. این تست تنها برای آن دسته از مزارع بادی است که در توان اکتیو کمتر از ۲۰٪ ظرفیت نامی خود، کنترل ولتاژ اعمال می‌کنند.

۱-۸-۳- آفریقای جنوبی

در دستورالعمل شبکه این کشور [۶]، مزرعه یا نیروگاه بادی باید یک مقدار توان راکتیو ثابت را در محدوده طراحی خود و در محدوده توان اکتیو از ۰/۲ پریونیت تا ۰/۶ پریونیت بر مبنای یک مقدار مرجع تولید کند.

معیار قبولی: توان راکتیو خروجی در مدت حداقل یک ساعت باید در محدوده ۲±٪ پیرامون مقدار مرجع باشد.

۱-۸-۴- هیدروکبک

در دستورالعمل تست هیدروکبک [۳]، هدف این تست‌ها تأیید آن است که مزرعه بادی می‌تواند نیازمندی‌های مرتبط با محدوده مورد نیاز ضریب توان (توان راکتیو) را برآورده کند.

روند انجام تست: در حالت ایده‌آل، تمام ژنراتورها باید در سرویس باشند. بسته به تستی که انجام می‌شود، توان اکتیو ژنراتورها از ۱۰٪ تا ۱۰۰٪ تغییر می‌کند. در برخی شرایط خاص، ممکن است که تست برای تعداد معدودی از ژنراتورها انجام شود و سپس نتیجه برای همه تعمیم داده شود.

تست شامل تولید یا مصرف توان راکتیو حداکثر در مقادیر متفاوت خروجی (توان اکتیو خروجی) می‌باشد. در این تست، ممکن است نیاز به تغییر مرجع ولتاژ نیز وجود داشته باشد. این تست با روند زیر انجام می‌شود:

- ژنراتورهای بادی در توان اکتیو ۱۰۰٪ ظرفیت نامی به مدت یک ساعت توان راکتیو حداکثر تولید کنند؛
- ژنراتورهای بادی در توان اکتیو ۱۰۰٪ ظرفیت نامی به مدت یک ساعت توان راکتیو حداکثر مصرف کنند؛
- ژنراتورهای بادی در توان اکتیو ۵۰٪ ظرفیت نامی به مدت ۵ دقیقه توان راکتیو حداکثر تولید کنند؛
- ژنراتورهای بادی در توان اکتیو ۵۰٪ ظرفیت نامی به مدت ۵ دقیقه توان راکتیو حداکثر مصرف کنند؛

در این تست داده‌های زیر باید اندازه‌گیری و ثبت شوند:

- ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز در نقطه X
- ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز در نقطه Y
- ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های سه‌فاز و سرعت باد در نقطه Z

۱-۸-۵- فنلاند

در دستورالعمل شبکه فنلاند [۷]، در این تست مزرعه باید حداقل ۱۵ دقیقه در شرایط زیر کار کند:

- حداکثر تولید توان راکتیو با توان اکتیو بیشتر از ۵۰٪ نامی
- حداکثر مصرف توان راکتیو با توان اکتیو بیشتر از ۵۰٪ نامی
- حداکثر تولید توان راکتیو با توان اکتیو بین ۱۰٪ تا ۴۰٪ نامی
- حداکثر مصرف توان راکتیو با توان اکتیو بین ۱۰٪ تا ۴۰٪ نامی
- حداکثر تولید توان راکتیو با توان اکتیو حداقل
- حداکثر مصرف توان راکتیو با توان اکتیو حداقل

معیارهای قبولی عبارتند از:

- نیازهای ذکرشده مرتبط با توان راکتیو را برآورده کند.
- ظرفیت برآوردشده از تست‌ها باید با مدل شبیه‌سازی‌شده تطابق کامل داشته باشد.
- ظرفیت برآوردشده از تست‌ها باید با محاسبات توان راکتیو تطابق کامل داشته باشد.
- در طول تست نقطه کار نباید تغییر کند و هیچ یک از ادوات حفاظتی نیز نباید فعال شوند.

۱-۹- تست‌های تحمل خطا و افت ولتاژ (FRT و LVRT)

منحنی FRT [۶] یا LVRT [۷] مشخص‌کننده مدت زمانی است که یک مزرعه بادی باید شرایط خطا یا افت ولتاژ را تحمل کند. روند تست کردن این قابلیت مزارع بادی در دستورالعمل‌ها کمتر مورد توجه قرار گرفته است. با این وجود، در دستورالعمل‌های انگلستان [۱] و هیدروکبک [۳]، نحوه تست عملکرد واحد بادی در شرایط خطا تا حدودی مشخص شده است. علاوه بر این دو دستورالعمل، استاندارد IEC61400-21 در مورد نحوه تست کردن و مدار تست پیشنهاداتی ارائه نموده است [۲۲]. البته این پیشنهاد، که در ادامه به آن پرداخته شده، یک تست نمونه است و بدیهی است که برای هر دستورالعمل باید الزامات خاص آن دستورالعمل مورد توجه قرار گیرند.

۱-۹-۱- تست نمونه در استاندارد IEC61400-21

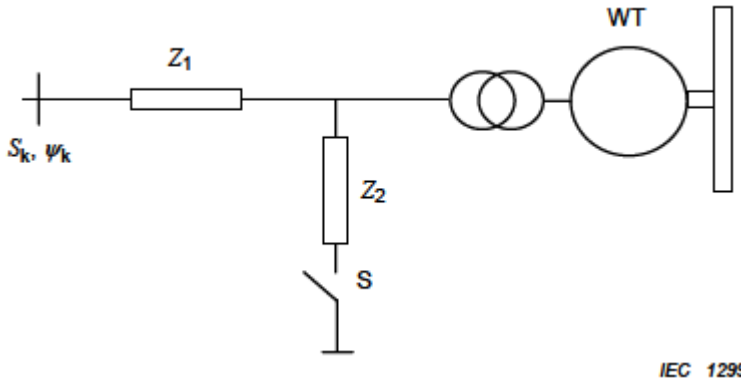
این استاندارد تستی را با هدف آزمودن پاسخ یک توربین بادی به افت ولتاژ ناشی از خطای اتصال کوتاه در شبکه پیشنهاد می‌کند [۲۲]. این پاسخ باید شامل توابع زمانی توان اکتیو، توان راکتیو، جریان اکتیو (نسبت توان اکتیو به ولتاژ)، جریان راکتیو (نسبت توان راکتیو به ولتاژ) و ولتاژ در ترمینال‌های توربین بادی در زمان‌های پیش و پس از افت ولتاژ باشد. مقدار توالی مثبت این مقادیر باید اندازه‌گیری شود و مد عملکردی توربین بادی و سرعت باد به صورت یک میانگین ۱۰ دقیقه‌ای باید مشخص باشند. یکی دیگر از اهداف این تست، تأیید مدل شبیه‌سازی‌شده و مدل عددی توربین بادی می‌باشد.

تست باید برای شرایط زیر انجام شود:

۱) توان اکتیو بین ۰/۱ تا ۰/۳ توان نامی به عنوان محتمل‌ترین شرایط برای توربین‌های بادی

۲) توان اکتیو بیشتر از ۰/۹ توان نامی به عنوان بدترین شرایط ممکن

افت ولتاژ توسط یک مدار شبیه‌ساز اتصال کوتاه در ترمینال توربین بادی ایجاد می‌شود. این مدار ۲ یا ۳ فاز را از طریق یک امپدانس به زمین یا به یکدیگر متصل می‌کند (شکل (۱-۵)).



شکل (۱-۵): مدار تست LVRT بر اساس استاندارد IEC61400-21 [۲۲]

[۶] Fault Ride Through

[۷] Low Voltage Ride Through

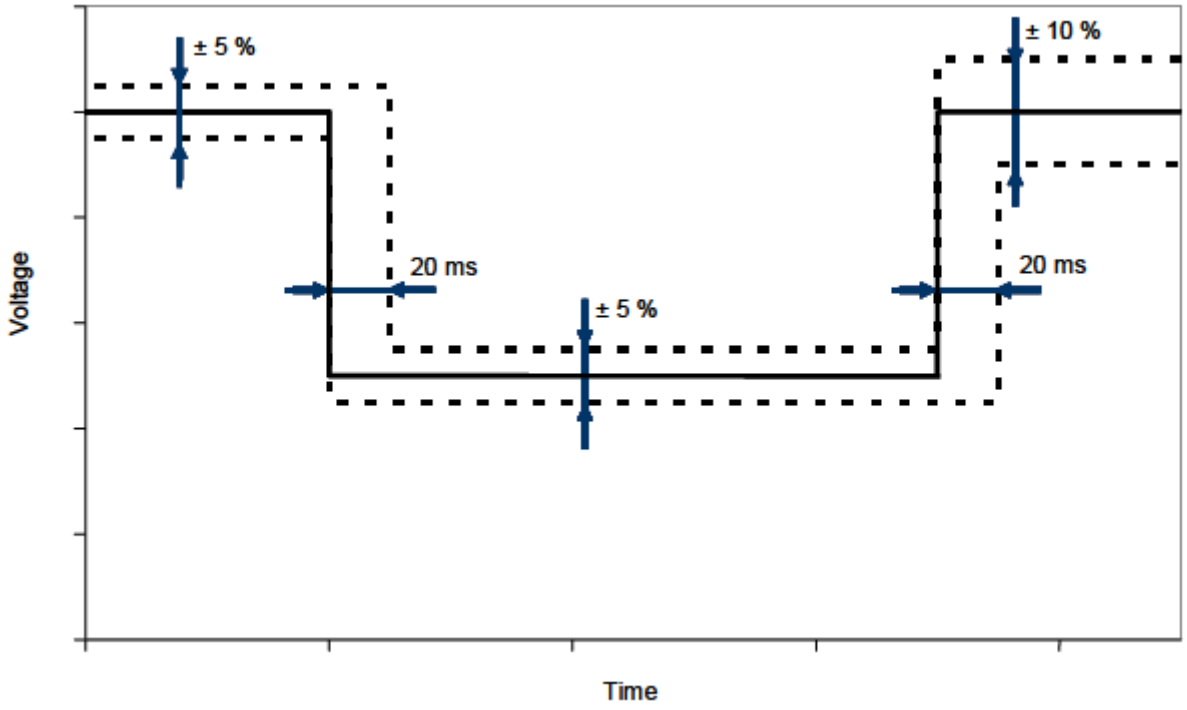
در این مدار، امپدانس Z_1 برای کم کردن اثر اتصال کوتاه بر روی شبکه بالادست می‌باشد. مقدار این امپدانس باید به اندازه‌ای انتخاب شود که اتصال کوتاه شرایط نامناسبی را برای شبکه ایجاد نکند؛ از طرف دیگر، اثر آن بر روی پاسخ حالت گذرای ژنراتور بادی نیز چندان زیاد نباشد.

افت ولتاژهای مورد نظر توسط امپدانس Z_2 و کلید S ایجاد می‌شوند. مقدار امپدانس Z_2، بر مبنای میزان ولتاژی که قرار است ایجاد شود و پیش از متصل کردن ژنراتور به این مدار انتخاب می‌شود. کلید S باید قادر باشد با دقت خوبی امپدانس Z_2 را در دو یا هر سه فاز قطع و وصل کند. این کلید می‌تواند یک کلید قدرت مکانیکی یا یک کلید الکترونیک قدرت باشد.

مقدار ولتاژ افت‌کرده در ترمینال ژنراتور (ولتاژ روی امپدانس Z_2) برای شبیه‌سازی حالت خطا، با تنظیم امپدانس Z_2 ایجاد می‌شود. بدون اتصال ژنراتور به مدار تست، ولتاژ باید به صورت شکل (۱-۶) تغییر کند. مطابق این شکل، ابتدا ولتاژ در محدوده‌ای مجاز حول مقدار نامی است و سپس با بستن کلید، در یک مدت زمان مشخص، به اندازه‌ی یک مقدار مشخص افت می‌کند. مقادیر تنظیم‌شده‌ی ولتاژ در جدول (۱-۲)، که برای انجام این تست در نظر گرفته شده‌اند، مربوط به پیش از اتصال ژنراتور به مدار می‌باشند؛ چرا که عملکرد ژنراتور می‌تواند بر روی این مقدار تاثیرگذار باشد. مدت زمان افت ولتاژ از زمان وصل تا زمان قطع کلید محاسبه می‌شود. محدوده‌ای برای خطای مجاز ولتاژ در نظر گرفته شده که به دلیل ایده‌آل نبودن کلید است و اینکه اساساً ولتاژ توالی مثبت به صورت ناگهانی افزایش یا کاهش نمی‌یابد.

واضح است که زمانی که ژنراتور به مدار تست متصل شود، شکل موج دیگر با شکل (۱-۶) مطابقت ندارد؛ ولی تا حد قابل توجهی شبیه آن خواهد بود. آنچه در این تست اهمیت دارد، انجام کلیدزنی به گونه‌ای است که در صورت عدم اتصال ژنراتور به مدار، شکل موجی مطابق شکل (۱-۶) و در صورت اتصال آن، شکل موجی شبیه به آن ایجاد می‌کند.

این تست شامل ۶ قسمت است که هر کدام از آن‌ها باید دو بار انجام شوند. در هر حالت، مقادیر امپدانس‌ها و نحوه کلیدزنی مناسب جهت ایجاد مصنوعی خطای ذکرشده در جدول (۱-۲) مشخص می‌شود؛ به گونه‌ای که اگر ژنراتور متصل نمی‌بود، یک بار ولتاژ فاز به فاز و بار دیگر مؤلفه توالی مثبت ولتاژ به اندازه مقادیر ذکرشده در جدول (۱-۲) تنظیم می‌شد. آن‌گاه در مورد هر حالت، با انجام همین کلیدزنی در حالت وصل بودن ژنراتور، این وضعیت باید به اندازه مدت ذکرشده در جدول (۱-۲) تحمل شود.



شکل (۱-۶): ایجاد ولتاژ افت کرده در ترمینال ژنراتور بادی (در حالت بدون ژنراتور) برای تست LVRT بر اساس استاندارد IEC61400-21

جدول (۱-۲): نوع خطا یا افت ولتاژ اعمال‌شده در ترمینال ژنراتور و مدت زمان تحمل آن بر اساس استاندارد IEC61400-21

نوع خطا یا افت ولتاژ	اندازه ولتاژ فاز به فاز	اندازه توالی مثبت ولتاژ	زمان تحمل افت ولتاژ
سه‌فاز متقارن	٪۹۰	٪۹۰	۵۰۰ میلی ثانیه
سه‌فاز متقارن	٪۵۰	٪۵۰	۵۰۰ میلی ثانیه
سه‌فاز متقارن	٪۲۰	٪۲۰	۲۰۰ میلی ثانیه
دو فاز	٪۹۰	٪۹۵	۵۰۰ میلی ثانیه
دو فاز	٪۵۰	٪۷۵	۵۰۰ میلی ثانیه
دو فاز	٪۲۰	٪۶۰	۲۰۰ میلی ثانیه

۱-۹-۲- انگلستان

منبع انرژی اولیه (باد) باید به اندازه‌ای فراهم باشد که ژنراتور یا مجموعه ژنراتورها بتوانند حداقل ۹۵٪ توان نامی مزرعه را تولید کنند. این تست شامل تعدادی اتصال کوتاه کنترل‌شده است که به یک شبکه تست، که ژنراتور بادی به آن متصل است، اعمال می‌شود [۱]. این شبکه تست شامل ژنراتور بادی، ترانسفورماتور هر ژنراتور و یک امپدانس تست برای حفاظت شبکه‌ی اصلی از افت ولتاژ در ترمینال مزرعه بادی می‌باشد. در این دستورالعمل، تنها نوع خطا و مدت زمانی که در حین این خطا ژنراتور نباید تریپ بدهد مشخص شده‌اند. برای به دست آوردن افت ولتاژی که ژنراتور در هر مرحله باید تحمل کند، باید از نمودار LVRT همین دستورالعمل استفاده شود. نقاطی از این منحنی که در آن‌ها تست

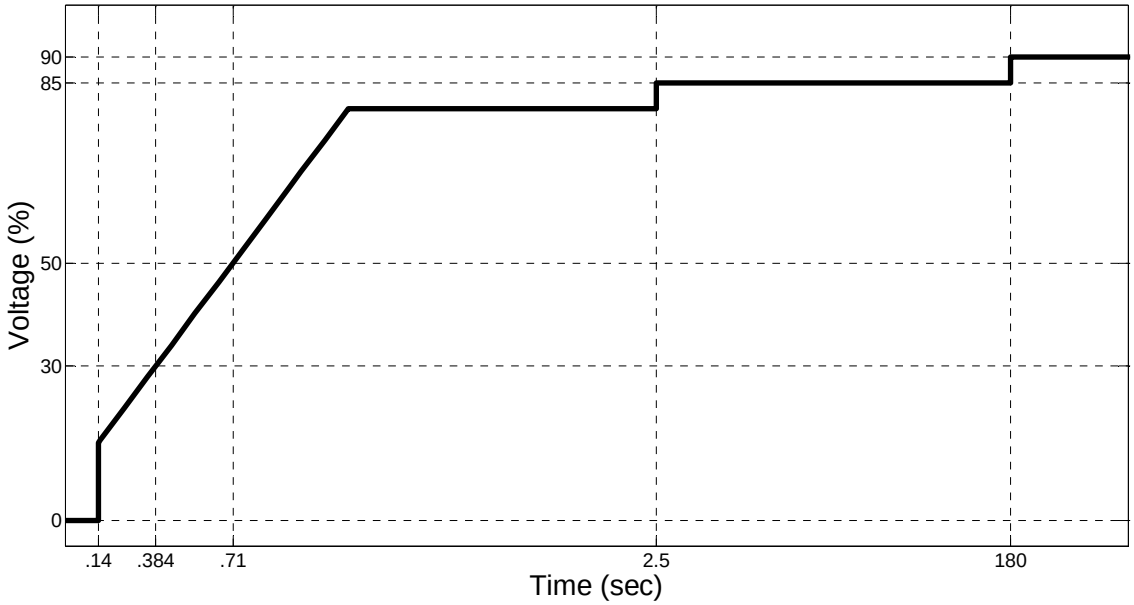
انجام می‌شود در شکل (۱-۷) مشخص شده‌اند. نمودار LVRT انگلستان، در زمان‌های رفع خطای کمتر از ۱۴۰ میلی-ثانیه، ژنراتورها را موظف به تحمل خطاهای متقارن (سه فاز) و نامتقارن (یک یا دو فاز به زمین، فاز به فاز) می‌کند؛ در حالی که، برای زمان رفع خطای بیش از ۱۴۰ میلی‌ثانیه، مقادیر ولتاژ قابل تحمل در این نمودار مربوط به خطاهای متقارن می‌باشد. به این ترتیب، تست به شکل زیر بر روی هر ژنراتور انجام می‌شود:

- تحمل اتصال کوتاه سه‌فاز به زمین، تک‌فاز به زمین و فاز به فاز در مدت ۱۴۰ میلی ثانیه (وقوع اتصال کوتاه بدون امپدانس که باعث می‌شود ولتاژ برابر صفر شود)
- تحمل ولتاژ ۳۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۳۸۴ میلی ثانیه
- تحمل ولتاژ ۵۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۷۱۰ میلی ثانیه
- تحمل ولتاژ ۸۵٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۲/۵ ثانیه
- تحمل ولتاژ ۹۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۳ دقیقه

اندازه‌گیری در این تست باید شامل تمام داده‌های پیش و پس از خطا باشد؛ به نحوی که بتوان از آن‌ها تمام سیگنال‌های مورد نیاز را در حالت ماندگار استخراج نمود. در زمان انجام این تست، سیگنال‌های زیر باید ثبت شوند:

- ولتاژهای فاز
- ولتاژهای توالی مثبت و منفی
- جریان‌های فاز
- جریان‌های توالی مثبت و منفی
- تخمین امپدانس توالی منفی مزرعه بادی
- توان اکتیو تولیدشده توسط ژنراتور بر حسب مگاوات
- توان راکتیو تولیدشده توسط ژنراتور بر حسب مگاوار
- سرعت مکانیکی روتور

علاوه بر موارد فوق، هر سیگنال دیگری نیز که برای تحلیل عملکرد صحیح FRT مهم است باید ثبت شود. عملکرد سیستم حفاظت FRT نیز باید ثبت شود.



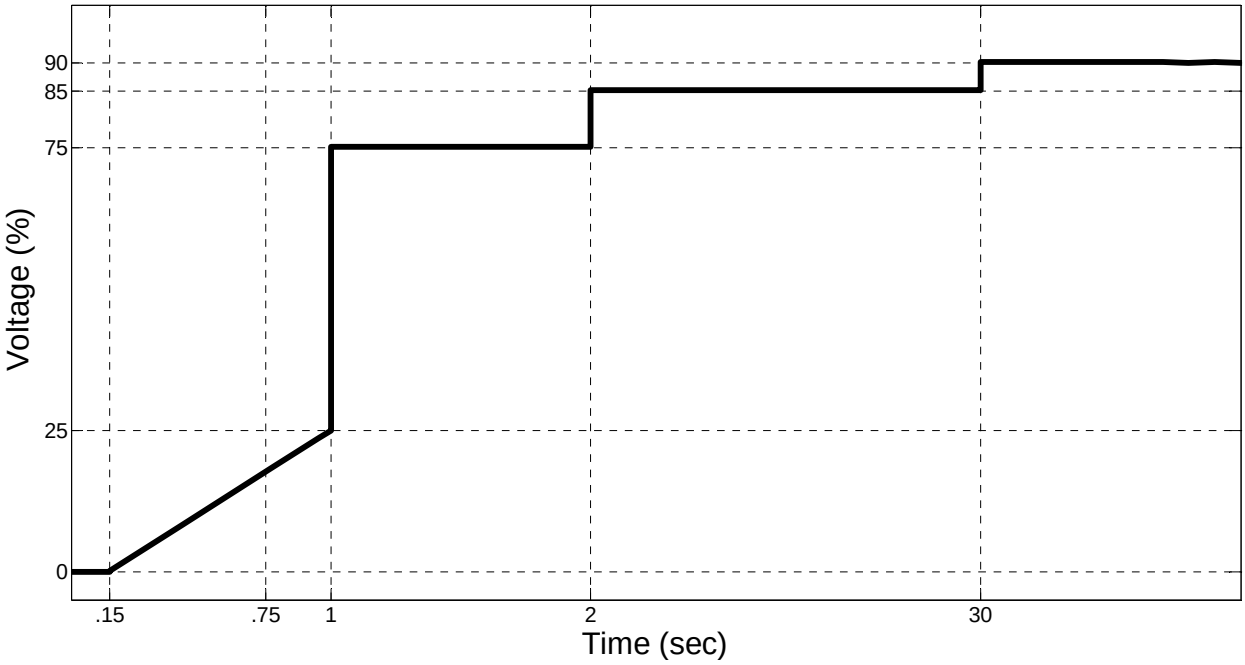
شکل (۱-۷): نقاط مشخص‌شده در نمودار تحمل خطای دستورالعمل انگلستان برای انجام تست LVRT

۱-۹-۳- هیدروکبک

تست‌ها بر روی ژنراتور بادی در سطوح توان اکتیو متفاوت انجام می‌گیرد [۳]. مانند تست‌های IEC و انگلستان، باید این امکان وجود داشته باشد که بتوان ژنراتور بادی را از طریق یک امپدانس ایزوله کرد و ولتاژ ترمینال آن را کنترل نمود. تست‌ها در نقطه Z (سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه) انجام می‌شوند. نمودار LVRT دستورالعمل هیدروکبک در شکل (۱-۸) نمایش داده شده است. در این نمودار، بر خلاف دستورالعمل انگلستان، منظور از ولتاژ، ولتاژ توالی مثبت است. برخی از نقاطی که برای تست کردن پیشنهاد شده در نمودار مشخص شده‌اند. در دستورالعمل هیدروکبک، غیر از این نمودار، چند الزام دیگر برای تحمل خطاهای با فاصله دور ذکر شده که باید تست شوند. تست‌های LVRT در دستورالعمل هیدروکبک شامل موارد زیر هستند:

- تحمل اتصال کوتاه سه‌فاز به زمین، دو فاز به زمین و فاز به فاز در مدت ۱۵۰ میلی‌ثانیه (ولتاژ برابر صفر)
- تحمل اتصال کوتاه تک‌فاز به زمین در مدت ۲۵۰ تا ۳۰۰ میلی‌ثانیه (ولتاژ برابر صفر)
- تحمل ولتاژ سه‌فاز ۲۵٪ نامی در مدت ۷۵۰ میلی‌ثانیه
- تحمل کاهش ولتاژ دو فاز به اندازه‌ای که ولتاژ توالی مثبت ۵۰٪ نامی شود در مدت ۷۵۰ میلی‌ثانیه
- تحمل کاهش ولتاژ فاز به فاز به اندازه‌ای که ولتاژ توالی مثبت ۶۰٪ نامی شود در مدت ۷۵۰ میلی‌ثانیه
- تحمل کاهش ولتاژ تک‌فاز به اندازه‌ای که ولتاژ توالی مثبت ۷۰٪ نامی شود در مدت ۷۵۰ میلی‌ثانیه
- تحمل کاهش ولتاژ سه‌فاز، دوفاز و تک‌فاز به اندازه‌ای که ولتاژ توالی مثبت ۷۵٪ نامی شود در مدت ۲ ثانیه
- تحمل کاهش ولتاژ سه‌فاز، دوفاز و تک‌فاز به اندازه‌ای که ولتاژ توالی مثبت ۸۵٪ نامی شود در مدت ۳۰ ثانیه
- تحمل کاهش ولتاژ سه‌فاز، دو فاز و تک‌فاز به اندازه‌ای که ولتاژ توالی مثبت ۹۰٪ نامی شود در مدت ۱۰ دقیقه
- تحمل ولتاژ سه‌فاز ۹۵٪ نامی در مدت ۱ ساعت

در این تست‌ها، ولتاژها و جریان‌های سه‌فاز در سمت فشار قوی و فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه، سرعت روتور و زاویه پره توربین باید اندازه‌گیری شوند.



شکل (۱-۸): نقاط مشخص‌شده در نمودار تحمل خطای دستورالعمل هیدروکبک برای انجام تست LVRT

۱-۱۰- تست‌های کیفیت توان (هارمونیک، نوسان ولتاژ (فلیکر)، نامتعادلی ولتاژ)

تست‌های کیفیت توان معمولاً در دستورالعمل‌های تست مطرح نمی‌شوند. در دستورالعمل تست ایرلند [۴]، فلیکر و هارمونیک‌های ولتاژ در دو سمت ترانسفورماتور شبکه، آن هم نه در یک تست جداگانه، بلکه در حین انجام تست‌های دیگر ثبت می‌شوند. معیار قبولی نیروگاه بادی در این تست، قرار گرفتن شاخص‌های هارمونیک و فلیکر در محدوده‌های مجاز در تمام تست‌های انجام‌شده می‌باشد.

۱-۱۰-۱- ایرلند

هدف این تست، تأیید توانایی مزرعه بادی برای عملکرد در محدوده مشخص‌شده در جدول ۲ از استاندارد IEC61000-3-7 [۲۳] برای بارهای متغیر و محدوده مشخص‌شده در بخش WF1.6.4 از دستورالعمل شبکه ایرلند [۵] برای هارمونیک‌ها می‌باشد. این تست باید در حین انجام سایر تست‌ها، که در شرایط عادی عملکرد مزرعه بادی انجام می‌شوند، اجرا شود. مقادیر مورد نظر باید در هر دو سمت ولتاژ مزرعه بادی و ولتاژ شبکه اندازه‌گیری شوند. به این تست‌ها در مجموع تست کیفیت توان گفته می‌شود.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند شامل موارد زیر هستند:

- توان اکتیو تولیدی بر حسب مگاوات در نقطه‌ی اتصال
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده شبکه در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- کیفیت توان اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده مزرعه بادی در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- کیفیت توان اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)

تجهیزات اندازه‌گیری کیفیت توان باید هارمونیک و فلیکر را در ولتاژ مزرعه بادی (نقطه Y) و ولتاژ شبکه (نقطه Z) ثبت کنند و نیز قادر باشند:

- در مورد هریک از تست‌ها، نمونه هارمونیکی مربوط به آن را اندازه‌گیری و ثبت کنند؛
- تمام هارمونیک‌هایی را که بنا به تعریف دستورالعمل شبکه بالاتر از حد مجاز می‌باشند مشخص کنند؛
- تمام رویدادهای ولتاژ[۸] را مشخص کنند.

روند انجام تست: در زمانی که تست‌های زیر در حال انجام هستند، هارمونیک‌های ولتاژ و فلیکر باید اندازه‌گیری شوند:

- تست کنترل توان اکتیو (بخش‌های ۱-۲ و ۱-۵)
- تست پاسخ فرکانس (بخش ۱-۶)
- تست نرخ تغییرات توان (بخش ۱-۳)
- تست محدوده ولتاژ سیستم انتقال (بخش ۱-۷)
- تست قابلیت‌های توان راکتیو (بخش ۱-۸)
- تست راه‌اندازی و خاموشی (بخش ۱-۱)

معیار قبولی: تأیید اینکه مزرعه بادی هارمونیک و فلیکر خارج از محدوده‌های مجاز تعیین‌شده در استاندارد IEC61000-3-7 [۲۳] تولید نمی‌کند.

۱-۱۰-۲- آفریقای جنوبی

هدف از انجام این تست تأیید آن است که پارامترهای مرتبط با کیفیت توان در محدوده مورد نظر قرار دارند [۶].

تست‌های زیر باید در محدوده توان اکتیو از ۰/۲ پریونیت تا ۱ پریونیت انجام شوند:

۱) در تمام بازه عملکرد، سطوح تغییرات سریع ولتاژ باید محاسبه گردند.
۲) در تمام بازه عملکرد، سطوح فلیکر ولتاژ باید محاسبه گردند.
۳) در تمام بازه عملکرد، هارمونیک‌ها باید محاسبه گردند.
۴) در تمام بازه عملکرد، هارمونیک‌های میانی باید محاسبه گردند.
۵) در تمام بازه عملکرد، اغتشاش‌های با فرکانس بیش از ۲ هرتز باید محاسبه گردند.

معیارهای قبولی عبارتند از:

۱) در تمام بازه عملکرد، سطوح تغییرات سریع ولتاژ باید در محدوده مجاز باشند.
۲) در تمام بازه عملکرد، سطوح فلیکر ولتاژ باید در محدوده مجاز باشند.
۳) در تمام بازه عملکرد، سطوح هارمونیک‌ها باید در محدوده مجاز باشند.
۴) در تمام بازه عملکرد، سطوح هارمونیک‌های میانی باید در محدوده مجاز باشند.
۵) در تمام بازه عملکرد، اغتشاش‌های با فرکانس بیش از ۲ هرتز باید در محدوده مجاز باشند.

[۸] Voltage Incidents

۱-۱۰-۳- استاندارد IEC61400-21

در این استاندارد [۲۲]، نحوه اندازه‌گیری فلیکر یک ژنراتور و توربین بادی و تعمیم اندازه‌گیری‌ها به شرایط مختلف باد در امپدانس‌های متفاوت شبکه توضیح داده شده است. در انتها، مقدار ضریب فلیکر کوتاه‌مدت و بلندمدت برای چهار مقدار سرعت متوسط سالیانه باد و چهار مقدار امپدانس اتصال به شبکه محاسبه و با مقادیر مجاز (استاندارد IEC61000-3-7 [۲۳]) مقایسه می‌شوند. جزئیات این تست در پیوست الف تشریح شده‌اند.

۱-۱۱- تست‌های ادوات حفاظتی

در تمامی استانداردهای مورد مطالعه، تست مشخصی برای ادوات حفاظتی نیروگاه وجود نداشت. با این وجود، در دستورالعمل آزمون اتصال مولدهای مقیاس کوچک ایران [۲۹] تست‌هایی برای سیستم حفاظتی این سطح از مولدها در نظر گرفته شده است که قالب کلی آن‌ها می‌تواند برای انجام تست بر روی نیروگاه‌های بزرگتر مورد توجه قرار گیرد. این تست‌ها در پیوست ب تشریح شده‌اند.

فصل ۲

پیشنهاد دستورالعمل تست برای اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه ایران

۲-۱- مقدمه

در این فصل، دستورالعملی برای انجام تست بر روی مزارع بادی ایران پیشنهاد شده است. نتایج تست‌ها باید بیانگر تطابق قابلیت‌های مزرعه یا نیروگاه بادی با سه دستورالعمل پیشنهادی زیر باشد:

۱) ضوابط اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه - جلد دوم: الزامات توان اکتیو، فرکانس، توان راکتیو و ولتاژ برای واحدهای بادی [۲۴]

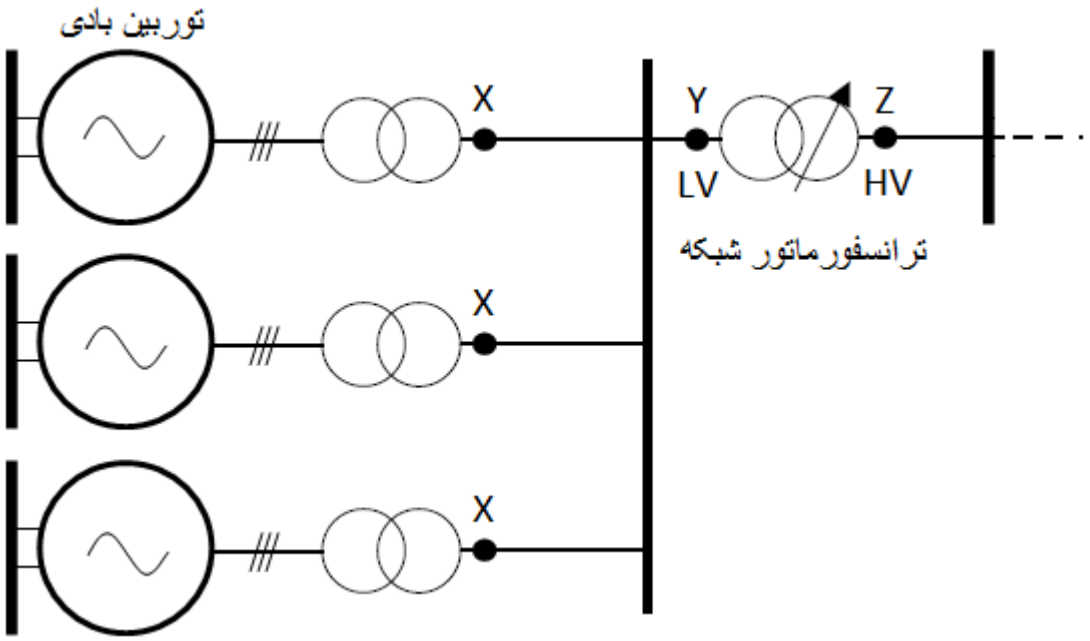
۲) ضوابط اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه - جلد سوم: الزامات حفاظت و عملکرد در حالت خطا برای واحدهای بادی [۲۵]

۳) ضوابط اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه - جلد چهارم: الزامات کیفیت توان، مدل‌سازی، پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع برای واحدهای بادی [۲۶]

محدوده اجرا: نیروگاه‌های بادی در سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و بالاتر و سطح توان نامی ۲۵ مگاوات و بالاتر در محدوده اجرای این دستورالعمل قرار می‌گیرند [۲۴-۲۶].

دقت اندازه‌گیری: در مورد تست‌های مرتبط با کیفیت برق، دقت اندازه‌گیری باید با استاندارد کیفیت برق ایران (جلد هشتم: مشخصات فنی وسایل اندازه‌گیری و معیار انتخاب آن‌ها) مطابقت داشته باشد [۲۷].

برای رفع هرگونه ابهام، نقاط اندازه‌گیری مورد اشاره در تمامی تست‌های پیشنهادی در نمودار تک‌خطی یک مزرعه بادی نمونه در شکل (۲-۱) مشخص شده‌اند.



شکل (۲-۱): شماتیک مزرعه بادی نمونه

در تمامی تست‌های پیشنهادی که در حالت متصل به شبکه انجام می‌گیرند، چنانچه بهره‌بردار شبکه تشخیص دهد انجام تمام یا قسمتی از تست در یک زمان مشخص بر روی شبکه اثر منفی به همراه دارد، باید تست را به زمان دیگری موکول کند یا با مسئولیت خود بازه‌ی انجام تست را محدود کند.

۲-۱- تست راه‌اندازی و خاموشی- نرخ تغییر توان اکتیو

هدف: تأیید توانایی مزرعه بادی در راه‌اندازی و خاموشی مطلوب مورد نظر است. این تست برای تطابق با بخش ۳-۱-۳ (محدودیت در نرخ افزایش توان اکتیو) از مرجع [۲۴] پیشنهاد شده است.

شرایط پیش از انجام تست: با توجه به اینکه در این تست، راه‌اندازی و خاموشی مطلوب مدنظر است، بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده‌ی تست باید تعیین کند که چه میزان از توان نامی مزرعه برای انجام این تست و شبیه‌سازی شرایط کاری نرمال مورد نیاز است. در غیر این‌صورت، پیشنهاد می‌شود که شرایط باد پیش از شروع تست و میزان در دسترس بودن توربین‌های بادی به اندازه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند حداقل به میزان ۵۰ درصد ظرفیت نصب‌شده‌ی خود توان تولید کند.

روند انجام این تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.
- مزرعه بادی راه‌اندازی شود و توان اکتیو خروجی آن از مقدار حداقل قابل تولید به مقدار حداکثر توان در دسترس برسد.
- مزرعه بادی، پس از راه‌اندازی، به مدت ۱۰ دقیقه، حداکثر توان در دسترس را تولید کند.
- توان مزرعه بادی از مقدار حداکثر قابل تولید تا مقدار حداقل کاهش یابد.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)

معیارهای قبولی عبارتند از:

- راه‌اندازی مطلوب مزرعه بادی به شرطی که هیچ یک از ادوات حفاظتی - که به صورت صحیح تنظیم شده‌اند - عملکرد نداشته باشند.
- نرخ افزایش توان اکتیو در طول روند راه‌اندازی، تولید توان حداکثر و خاموشی از مقداری که توسط بهره‌بردار تعیین‌شده فراتر نرود. اگر بهره‌بردار نرخی تعیین نکند، پیشنهاد می‌شود از نرخ حداکثر "۱۰٪ ظرفیت نامی مزرعه بادی بر دقیقه" به عنوان معیار استفاده شود.

توضیح: تست راه‌اندازی و خاموشی در بیشتر دستورالعمل‌ها با تست نرخ تغییرات توان اکتیو ترکیب می‌شود. در بخش (۴-۱-۳) از مرجع [۲۴] عنوان شده است که مقدار مجاز برای حداکثر نرخ افزایش توان خروجی باید بر حسب مگاوات بر دقیقه توسط بهره‌بردار شبکه مشخص و به نیروگاه اعلام شود. از این رو، در انجام این تست نیز تعیین آن بر عهده‌ی بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده‌ی تست گذاشته شده است.

نرخ حداکثر "۱۰٪ ظرفیت نامی مزرعه بر دقیقه" نیز یک مقدار پیشنهادی در استاندارد IEC61400-21 برای این منظور می‌باشد [۲۲].

برای اطمینان از این‌که نیروگاه بادی می‌تواند در تمام حوزه‌های بهره‌برداری عملکردی مطلوب داشته باشد، لازم است پیش از اتصال به شبکه، تمام توابع کنترلی و مدهای عملکردی آن مورد آزمایش قرار گیرند. با مطالعه‌ی دستورالعمل‌های شبکه و استانداردهای مختلف، مشاهده شد که برای انجام تست‌هایی که در آن‌ها نیروگاه باید در یک نقطه‌کار مشخص عملکرد داشته باشد (مثلاً تولید توان اکتیو، راکتیو و ولتاژ ثابت، عملکرد در حداکثر توان راکتیو یا موارد دیگر) مدت زمانی در نظر گرفته می‌شود. این مدت‌زمان برای یک تست یکسان در مراجع مختلف می‌تواند کاملاً متفاوت باشد. به صورت کلی، مدت‌زمان عملکرد آزمایشی نیروگاه در یک مد مشخص باید به اندازه‌ای باشد که اجراکننده‌ی تست از توانایی نیروگاه بادی برای عملکرد صحیح و پیوسته در آن شرایط اطمینان حاصل نماید. در مورد تست راه‌اندازی، به این دلیل که هدف تست سنجیدن راه‌اندازی و خاموشی مطلوب است، مدت‌زمان ۱۰ دقیقه برای تولید توان پس از راه‌اندازی کفایت می‌کند. در دستورالعمل ایرلند، این مقدار ۵ دقیقه می‌باشد؛ در این دستورالعمل، نیروگاه باید، پس از راه‌اندازی، در مدت ۵ دقیقه توان اکتیو ثابت برابر ۷۵٪ مقدار نامی خود را تولید کند [۴]. از آنجا که تولید توان اکتیو با مقدار مرجع ثابت در تست ۲-۲ در همین گزارش پیش‌بینی شده است، پیشنهاد شده نیروگاه بادی، پس از راه‌اندازی، حداکثر توان قابل تولید با توجه به شرایط باد در زمان انجام تست را در مدت ۱۰ دقیقه تولید نماید.

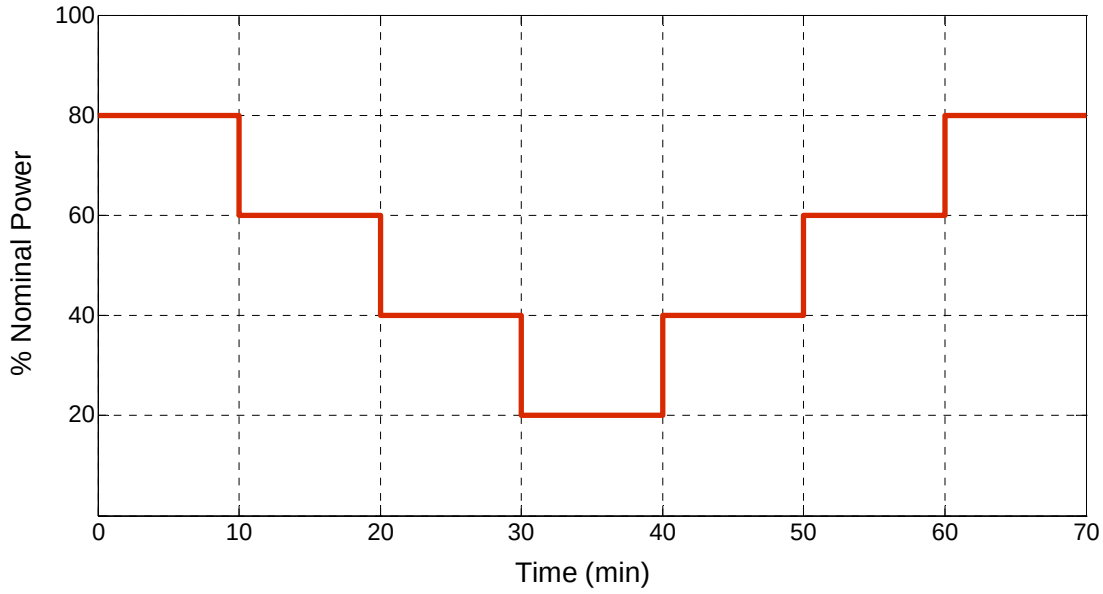
۲-۲- تست تولید توان اکتیو ثابت بر اساس مقادیر مرجع مشخص

هدف: تأیید توانایی مزرعه بادی در تولید توان اکتیو ثابت براساس مقادیر مرجع مشخص مورد نظر است. این تست برای تطابق با بخش ۳-۱-۱ (تولید توان اکتیو با اندازه‌ی ثابت) از مرجع [۲۴] پیشنهاد شده است. سنجیدن ظرفیت مزرعه بادی، هدف دیگر این تست می‌باشد.

شرایط پیش از انجام تست: شرایط باد پیش از شروع تست باید به گونه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند حداقل به میزان ۹۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه مزرعه بادی انجام می‌شود.
- سیستم کنترل توان اکتیو فعال شود.
- مرجع توان اکتیو در زمان‌های مشخص و با مقادیر مشخص به تشخیص بهره‌بردار مزرعه بادی و اجراکننده‌ی تست تغییر داده شود. بهره‌بردار مزرعه بادی یا اجراکننده‌ی تست می‌تواند مقادیر مرجع را بر اساس شکل (۲-۲) به صورت درصدی از ظرفیت نامی مزرعه بادی به سیستم کنترل توان اکتیو اعمال کند.
- اگر شرایط باد مساعد بود، توان اکتیو تا جائی که که امکان دارد به ۱۰۰٪ ظرفیت نامی نزدیک شود (حداقل این توان برابر با ۹۰٪ ظرفیت نامی است).
- هر مقدار مرجع توان اکتیو به مدت ۱۰ دقیقه تولید شود.
- سیستم کنترل توان اکتیو غیر فعال شود.



شکل (۲-۲): تغییر مقدار مرجع توان اکتیو بر حسب درصدی از توان نامی

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)

معیارهای قبولی عبارتند از:

- توان اکتیو در مدت ۱۰ دقیقه، در محدوده‌ی قابل قبول توسط بهره‌بردار شبکه، پیرامون هر مقدار مرجع تولید شود. این معیار برای تأیید توانایی مزرعه بادی در تولید توان اکتیو ثابت است.
- مزرعه بادی بتواند حداقل تا ۹۰٪ ظرفیت نامی خود توان اکتیو تولید کند. این معیار برای تأیید ظرفیت نامی مزرعه بادی است.
- اگر برای تغییر توان نرخ حداکثر تعیین شده باشد، تغییرات توان اکتیو در طول تست نباید از این مقدار تجاوز کند.
- هیچ یک از ادوات حفاظتی - که به صورت صحیح تنظیم شده‌اند - عملکرد نداشته باشند.

توضیح: برای تأیید اینکه نیروگاه بادی قادر است توان اکتیو خود را بر اساس یک مقدار مرجع تولید کند، و با وجود تغییرات سرعت باد، آن را در این مقدار ثابت نگاه دارد، باید مقدار مرجع توان اکتیو در زمان‌های مشخص تغییر داده شود. نیروگاه بادی باید بتواند توان اکتیو خروجی را در محدوده‌ای قابل قبول پیرامون مقدار مرجع تولید کند. بهره‌بردار نیروگاه یا اجراکننده‌ی تست می‌تواند، برای تأیید این قابلیت، مقادیر مرجع را تغییر داده و خروجی نیروگاه را بر این اساس تولید کند. تغییر مرجع توان اکتیو باید به گونه‌ای صورت بگیرد که در بازه‌ی قابل‌توجهی از ظرفیت نیروگاه، توان

اکتیو تولید شود. البته برای تولید توان اکتیو باید شرایط باد نیز مساعد باشد؛ شرایط پیش از انجام تست باید به گونه‌ای باشد که نیروگاه بتواند در قسمت عمده‌ای از ظرفیت خود توان اکتیو تولید کند.

در میان استانداردهای مورد مطالعه، مطابق دستورالعمل شبکه‌ی ایرلند، نیروگاه بادی باید در این تست، مقادیر مرجع توان اکتیو را از ۰ تا ۷۵٪ ظرفیت نامی نیروگاه به صورت پله‌ای تولید کند و در هر مقدار مرجع به مدت ۵ دقیقه باقی بماند [۴]. این مقادیر در استاندارد آفریقای جنوبی از ۲۰٪ تا ۶۰٪ ظرفیت نامی نیروگاه و هر کدام به مدت یک ساعت است [۶]. در دستورالعمل‌های کشورهای دیگر جزئیاتی از روند انجام تست برای این قابلیت نیروگاه بادی، مقادیر مرجع و مدت زمان تولید توان اکتیو در یک مقدار مشخص ذکر نشده است. همچنین، استاندارد IEC61400-21 تستی را برای ژنراتورهای بادی پیش‌بینی کرده، که در آن، مدت زمان میان ارسال مراجع توان اکتیو را ۱۰ دقیقه پیشنهاد داده است. در تست پیشنهادی IEC، مقادیر مرجع توان اکتیو با پله‌های ۲۰٪، از مقدار ۱۰۰٪ تا ۰٪ ظرفیت نامی ژنراتور تغییر داده می‌شوند [۲۲].

با توجه به دستورالعمل کشورها و استاندارد IEC، مقادیری بین ۲۰٪ تا ۸۰٪ ظرفیت نامی نیروگاه (با پله‌های ۲۰٪) برای مرجع‌دهی به سیستم کنترل توان اکتیو مناسب به نظر می‌رسند. مدت زمان ۱۰ دقیقه برای تولید هر مقدار به عنوان یک مقدار متوسط در میان استانداردهای مورد مطالعه انتخاب شده است.

در آزمون اتصال مولدهای مقیاس کوچک ایران، معیار قبولی در تست ظرفیت، تولید توان اکتیو به اندازه‌ی حداقل ۹۰٪ ظرفیت نامی می‌باشد. در این گزارش نیز، از همین معیار برای قبولی مزرعه بادی در تست ظرفیت استفاده شده است [۲۹].

۲-۳- تست ظرفیت رزرو و منحنی توان اکتیو-فرکانس

بخش ۳-۱-۴ از مرجع [۲۴] در مورد کنترل فرکانس مزارع بادی است. در این مرجع، ۴ پیشنهاد متفاوت در مورد مشارکت مزارع بادی در کنترل فرکانس شبکه ارائه شده است. در پیشنهاد اول (۳-۱-۴-الف)، مزارع بادی ملزم به شرکت در کنترل فرکانس شبکه نشده‌اند. پیشنهاد دوم (۳-۱-۴-ب) شامل ارائه‌ی یک منحنی توان اکتیو-فرکانس است، که بر اساس آن، مزارع بادی، در زمان افزایش فرکانس شبکه، باید توان اکتیو خود را متناسب با افزایش فرکانس و با یک شیب مشخص کاهش دهند. مقدار شیب تغییر توان اکتیو بر حسب تغییر فرکانس توسط بهره‌بردار شبکه مشخص می‌شود. در پیشنهاد سوم (۳-۱-۴-ج)، منحنی توان اکتیو-فرکانس ارائه‌شده مشابه پیشنهاد دوم است با این تفاوت که در آن، شیب کاهش توان اکتیو با افزایش فرکانس برابر ۵٪ در نظر گرفته شده است. در پیشنهادهای اول تا سوم، مزارع بادی، در زمان افت فرکانس، نقشی در کنترل فرکانس شبکه ندارند. در پیشنهاد چهارم (۳-۱-۴-د)، کامل‌ترین منحنی توان اکتیو-فرکانس پیشنهاد شده است؛ این منحنی دارای ۴ نقطه A، B، C و D است، که با تعیین آن‌ها، ظرفیت رزرو و شیب افزایش یا کاهش توان اکتیو مزرعه بادی در زمان کاهش یا افزایش فرکانس شبکه مشخص می‌شود. تمامی پیشنهادهای مطرح‌شده برای مزارع بادی با ظرفیت بیشتر از ۱۰۰ مگاوات می‌باشند.

در ادامه، تست منحنی توان اکتیو-فرکانس برای سه پیشنهاد آخر به صورت مجزا مطرح شده است.

۲-۳-۱- تست منحنی توان اکتیو-فرکانس برای بخش ۳-۱-۴-ب و منحنی ارائه‌شده در شکل (۳-۱) از مرجع [۲۴]

هدف: تأیید توانایی مزرعه بادی در تنظیم ظرفیت رزرو و مشارکت در کنترل فرکانس شبکه مورد نظر است. این تست برای تطابق با بخش‌های ۳-۱-۲ و ۳-۱-۴-ب از مرجع [۲۴] پیشنهاد شده است. در این تست، مقصود از منحنی توان اکتیو-فرکانس، منحنی ارائه‌شده در شکل (۳-۱) از مرجع [۲۴] می‌باشد. این تست برای مزارع بادی با ظرفیت بیشتر از ۱۰۰ مگاوات می‌باشد.

شرایط پیش از انجام تست عبارتند از:

- با توجه به اینکه در این تست، عملکرد سیستم کنترل فرکانس مدنظر است، بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده‌ی تست باید تعیین کند که چه میزان از توان نامی مزرعه برای انجام این تست و شبیه‌سازی شرایط کاری نرمال مورد نیاز است. در غیر این صورت، پیشنهاد می‌شود که شرایط باد پیش از شروع تست و میزان در دسترس بودن توربین‌های بادی به اندازه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند حداقل به میزان ۵۰ درصد ظرفیت نصب‌شده‌ی خود توان تولید کند.
- تست‌های توان اکتیو (بخش‌های ۲-۱ و ۲-۲) با موفقیت گذرانده شده باشند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه مزرعه بادی انجام می‌شود.
- منحنی توان اکتیو-فرکانس با تنظیم دروپ بر روی مقدار مورد توافق میان مالک مزرعه بادی و بهره‌بردار شبکه توسط بهره‌بردار مزرعه بادی یا اجراکننده‌ی تست به سیستم کنترل فرکانس اعمال شود.
- سیستم کنترل فرکانس فعال شود.
- سیگنال‌های فرکانس ۳، ۵ و ۷ که در شکل (۲-۳) مشخص شده‌اند، به فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه اضافه و مجموع آن‌ها به عنوان فیدبک به سیستم کنترل فرکانس اعمال شود. در این شکل، ۸ سیگنال فرکانس، هر یک با شیب مشخص و اندازه‌ی مشخص، وجود دارند که می‌توانند به سیستم کنترلی اعمال شوند. مقدار هر سیگنال اعمال‌شده، تا زمانی که توان اکتیو به شرایط ماندگار برسد، ثابت باقی می‌ماند (زمان T در شکل (۲-۳) که توسط بهره‌بردار تعیین می‌شود). توضیح شکل (۲-۳) در ادامه‌ی همین تست آورده شده است. در مورد علت انتخاب سیگنال‌های فوق به توضیح بخش ۲-۳-۳ مراجعه شود.
- فاصله زمانی میان تزریق دو سیگنال با مقادیر متفاوت باید به اندازه‌ای باشد که تغییر توان اکتیو، ناشی از تزریق سیگنال قبلی، به شرایط ماندگار رسیده باشد.
- برای انجام این تست، با توجه به منحنی توان اکتیو-فرکانس ارائه‌شده در شکل (۳-۱) از مرجع [۲۴]، ظرفیت رزرو برای مزرعه بادی صفر است؛ به عبارت دیگر، در فرکانس نامی، مزرعه بادی باید ۱۰۰٪ توان اکتیو در دسترس خود را تولید نماید.
- در صورتی که در توافق‌نامه میان بهره‌بردار شبکه و مالک مزرعه بادی، عملکرد در مقادیر متفاوت دروپ ذکر شده باشد، تست‌ها باید با تغییر مقدار دروپ تکرار شوند.

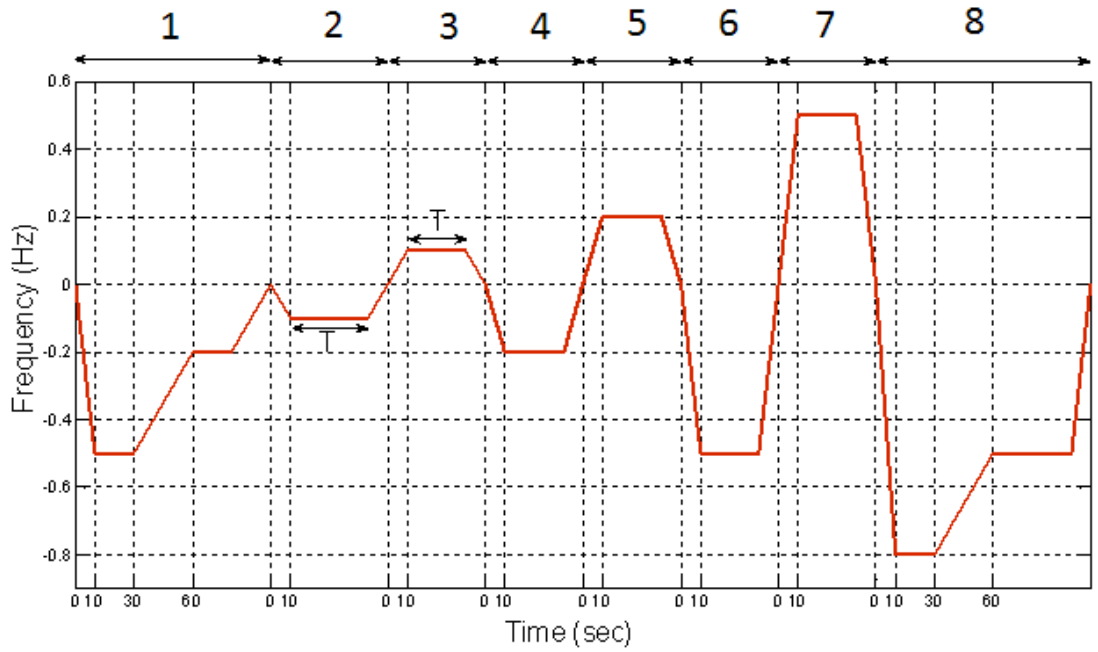
اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات

- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه

معیارهای قبولی عبارتند از:

- تطابق تغییرات توان اکتیو ناشی از تغییر فرکانس با شکل (۳-۱) از مرجع [۲۴].
- در صورت انجام تست‌ها در مقادیر متفاوت دروپ، قابلیت تنظیم دروپ سیستم کنترل فرکانس سنجیده شود.



شکل (۲-۳): سیگنال فرکانس تزریق‌شده به سیستم کنترل فرکانس

توضیح در مورد شکل (۲-۳): این شکل، شامل ۸ سیگنال مجزاست که به سیگنال اندازه‌گیری‌شده‌ی فرکانس شبکه اضافه، و به سیستم کنترل فرکانس اعمال می‌شوند. هر یک از این سیگنال‌ها باید با فاصله‌ی زمانی مناسب به سیستم کنترلی تزریق شوند.

سیگنال ۱: کاهش از مقدار ۰ تا ۰/۵- هرتز در مدت ۱۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۵- هرتز به مدت ۲۰ ثانیه و سپس افزایش تا ۰/۲- هرتز در مدت ۳۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۲- هرتز به مدت T ثانیه (تا رسیدن توان به مقدار حالت ماندگار) و سپس افزایش تا مقدار ۰

سیگنال ۲: کاهش از مقدار ۰ تا ۰/۱- هرتز در مدت ۱۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۱- هرتز به مدت T ثانیه و سپس افزایش تا مقدار ۰

سیگنال ۳: افزایش از مقدار ۰ تا ۰/۱+ هرتز در مدت ۱۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۱+ هرتز به مدت T ثانیه و سپس کاهش تا مقدار ۰

سیگنال ۴: کاهش از مقدار ۰ تا ۰/۲- هرتز در مدت ۱۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۲- هرتز به مدت T ثانیه و سپس افزایش تا مقدار ۰

سیگنال ۵: افزایش از مقدار ۰ تا ۰/۲+ هرتز در مدت ۱۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۲+ هرتز به مدت T ثانیه و سپس کاهش تا مقدار ۰

سیگنال ۶: کاهش از مقدار ۰ تا ۰/۵- هرتز در مدت ۱۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۵- هرتز به مدت T ثانیه و سپس افزایش تا مقدار ۰

سیگنال ۷: افزایش از مقدار ۰ تا ۰/۵+ هرتز در مدت ۱۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۵+ هرتز به مدت T ثانیه و سپس کاهش تا مقدار ۰

سیگنال ۸: کاهش از مقدار ۰ تا ۰/۸- هرتز در مدت ۱۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۸- هرتز به مدت ۲۰ ثانیه و سپس افزایش تا ۰/۵- هرتز در مدت ۳۰ ثانیه، ماندن در مقدار ۰/۵- هرتز به مدت T ثانیه و سپس افزایش تا مقدار ۰

۲-۳-۲- تست منحنی توان اکتیو -فرکانس برای بخش ۳-۱-۴-ج و منحنی ارائه‌شده در شکل (۳-۲) از مرجع [۲۴]

هدف: تأیید توانایی مزرعه بادی در تنظیم ظرفیت رزرو و مشارکت در کنترل فرکانس شبکه مورد نظر است. این تست برای تطابق با بخش‌های ۳-۱-۲ و ۳-۱-۴-ج از مرجع [۲۴] پیشنهاد شده است. در این تست، مقصود از منحنی توان اکتیو-فرکانس، منحنی ارائه‌شده در شکل (۳-۲) از مرجع [۲۴] می‌باشد. این تست برای مزارع بادی با ظرفیت بیشتر از ۱۰۰ مگاوات می‌باشد.

شرایط پیش از انجام تست عبارتند از:

- با توجه به اینکه در این تست، عملکرد سیستم کنترل فرکانس مدنظر است، بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده‌ی تست باید تعیین کند که چه میزان از توان نامی مزرعه برای انجام این تست و شبیه‌سازی شرایط کاری نرمال مورد نیاز است. در غیر این صورت، پیشنهاد می‌شود که شرایط باد پیش از شروع تست و میزان در دسترس بودن توربین‌های بادی به اندازه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند حداقل به میزان ۵۰ درصد ظرفیت نصب‌شده‌ی خود توان تولید کند.
- تست‌های توان اکتیو (بخش‌های ۲-۱ و ۲-۲) با موفقیت گذرانده شده باشند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه مزرعه بادی انجام می‌شود.
- منحنی توان اکتیو-فرکانس با تنظیم دروپ ۵٪ توسط بهره‌بردار مزرعه بادی یا اجراکننده‌ی تست به سیستم کنترل فرکانس اعمال شود.
- سیستم کنترل فرکانس فعال شود.
- سیگنال‌های فرکانس ۳، ۵ و ۷ که در شکل (۲-۳) مشخص شده‌اند، به فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه اضافه و مجموع آن‌ها به عنوان فیدبک به سیستم کنترل فرکانس اعمال شود. در این شکل، ۸ سیگنال فرکانس، هر یک با شیب مشخص و اندازه‌ی مشخص، وجود دارند که می‌توانند به سیستم کنترلی اعمال شوند. مقدار هر سیگنال اعمال‌شده، تا زمانی که توان اکتیو به شرایط ماندگار برسد، ثابت باقی می‌ماند (زمان T در شکل (۲-۳) که توسط بهره‌بردار تعیین می‌شود). در مورد علت انتخاب سیگنال‌های فوق به توضیح بخش ۲-۳-۳ مراجعه شود.
- فاصله زمانی میان تزریق دو سیگنال با مقادیر متفاوت باید به اندازه‌ای باشد که تغییر توان اکتیو، ناشی از تزریق سیگنال قبلی، به شرایط ماندگار رسیده باشد.

- برای انجام این تست، با توجه به منحنی توان اکتیو-فرکانس ارائه‌شده در شکل (۳-۲) از مرجع [۲۴]، ظرفیت رزرو برای مزرعه بادی صفر است؛ به عبارت دیگر، در فرکانس نامی، مزرعه بادی باید ۱۰۰٪ توان اکتیو در دسترس خود را تولید نماید.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:
- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه

معیار قبولی: تطابق تغییرات توان اکتیو ناشی از تغییر فرکانس با شکل (۳-۲) از مرجع [۲۴].

۲-۳-۳- تست منحنی توان اکتیو -فرکانس برای بخش ۳-۱-۴-د و منحنی ارائه‌شده در شکل (۳-۳) از مرجع [۲۴]

هدف: تأیید توانایی مزرعه بادی در تنظیم ظرفیت رزرو و مشارکت در کنترل فرکانس شبکه مورد نظر است. این تست برای تطابق با بخش‌های ۳-۱-۲ و ۳-۱-۴-د از مرجع [۲۴] پیشنهاد شده است. در این بخش، مقصود از منحنی توان اکتیو-فرکانس، منحنی ارائه‌شده در شکل (۳-۳) از مرجع [۲۴] می‌باشد. این تست برای مزارع بادی با ظرفیت بیشتر از ۱۰۰ مگاوات می‌باشد.

شرایط پیش از انجام تست عبارتند از:
- با توجه به اینکه در این تست، عملکرد سیستم کنترل فرکانس مدنظر است، بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده‌ی تست باید تعیین کند که چه میزان از توان نامی مزرعه برای انجام این تست و شبیه‌سازی شرایط کاری نرمال مورد نیاز است. در غیر این صورت، پیشنهاد می‌شود که شرایط باد پیش از شروع تست و میزان در دسترس بودن توربین‌های بادی به اندازه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند حداقل به میزان ۵۰ درصد ظرفیت نصب‌شده‌ی خود توان تولید کند.
- تست‌های توان اکتیو (بخش‌های ۲-۱ و ۲-۲) با موفقیت گذرانده شده باشند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه مزرعه بادی انجام می‌شود.
- منحنی توان اکتیو-فرکانس با تعیین نقاط A، B، C و D توسط بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده‌ی تست مشخص شود.
- منحنی مورد نظر به سیستم کنترل فرکانس اعمال شود (مقادیر دروپ سیستم کنترل توان اکتیو-فرکانس باید بر اساس همین منحنی تنظیم شود).
- سیستم کنترل فرکانس فعال شود.
- سیگنال‌های فرکانس، که در شکل (۲-۳) مشخص شده‌اند، به گونه‌ای که در ادامه ذکر می‌شود به فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه اضافه و مجموع آن‌ها به عنوان فیدبک به مرجع سیستم کنترل فرکانس اعمال شود. در این شکل، ۸ سیگنال فرکانس، هر یک با شیب مشخص و اندازه‌ی مشخص، وجود دارند که می‌توانند به سیستم کنترلی اعمال شوند. مقدار هر سیگنال اعمال‌شده، تا زمانی که توان اکتیو به شرایط ماندگار برسد، ثابت باقی می‌ماند (زمان T در شکل (۲-۳) که توسط بهره‌بردار تعیین می‌شود).
- فاصله زمانی میان تزریق دو سیگنال با مقادیر متفاوت باید به اندازه‌ای باشد که تغییر توان اکتیو، ناشی از تزریق سیگنال قبلی، به شرایط ماندگار رسیده باشد.
- این تست‌ها باید در سطوح توان اکتیو متفاوت انجام شوند؛ به همین منظور، برای تعیین ظرفیت رزرو در هر تست دو پیشنهاد به صورت زیر مطرح می‌شوند:

پیشنهاد اول: زمانی که سیگنال فرکانس با مقدار منفی به سیستم کنترلی تزریق می‌شود، توان اکتیو مطابق نمودار توان-فرکانس و به نسبت شیب تنظیم‌شده آن افزایش می‌یابد. در این شرایط، ظرفیت رزرو مزرعه بادی باید به اندازه‌ای باشد که بتواند این افزایش توان اکتیو را تأمین کند. از طرفی، توان اکتیو خروجی نباید به مقداری کمتر از نقطه طراحی مینیمم ژنراتور یا مزرعه بادی برسد. این مسأله در انجام تست برای سطوح متفاوت از توان اکتیو رزرو باید مد نظر قرار گیرد. با توجه به این توضیح، بهره‌بردار مزرعه بادی با در نظر گرفتن مقدار افت فرکانسی که در یک تست باید برای سیستم کنترلی مزرعه بادی به صورت شبیه‌سازی‌شده ایجاد شود، ظرفیت رزرو مناسب برای انجام هر مرحله از این تست را تعیین می‌کند. هر سیگنال باید در چهار ظرفیت رزرو متفاوت با توافق اجراکننده‌ی تست به سیستم کنترلی تزریق شود.

پیشنهاد دوم: در این پیشنهاد از ۵ نقطه کار متفاوت (۵ میزان متفاوت توان رزرو) استفاده می‌شود. در مورد هر نقطه کار، تنها سیگنال‌های خاصی از بین ۸ سیگنال شکل (۲-۳) به سیستم اعمال می‌شوند. در حالت کلی، هدف آن است که در شرایط توان اکتیو تولیدی زیاد، کاهش فرکانس انجام نشود (به علت کم بودن رزرو که مانع از افزایش کافی توان اکتیو خواهد شد) و در شرایط توان اکتیو تولیدی کم، افزایش فرکانس انجام نشود (چون فاصله تا نقطه طراحی حداقل کم است که مانع از کاهش کافی توان اکتیو خواهد شد). لازم به ذکر است که در مورد هر سیگنال، ملاک وضعیت آن قبل از تثبیت (قبل از زمان T) است. با این توضیحات، نقاط کار و سیگنال‌های مربوطه به شرح زیر خواهند بود:

۱) در توان اکتیو خروجی ۱۰۰٪ از توان اکتیو در دسترس (ظرفیت رزرو ۰٪)، سیگنال‌های ۳ و ۵ و ۷ (که در آن‌ها فرکانس افزایش می‌یابد) به سیستم اعمال شوند.

۲) در توان اکتیو خروجی ۹۰٪ از توان اکتیو در دسترس (ظرفیت رزرو ۱۰٪)، تمامی سیگنال‌ها به غیر از ۱ و ۶ و ۸ (که در آن‌ها فرکانس به اندازه‌ی ۰/۵ هرتز یا بیشتر کاهش می‌یابد) به سیستم اعمال شوند.
۳) در توان اکتیو خروجی ۸۰٪ از توان اکتیو در دسترس (ظرفیت رزرو ۲۰٪)، تمامی سیگنال‌ها به غیر از ۸ به سیستم اعمال شوند.
۴) در توان اکتیو خروجی ۲۰٪ بیشتر از نقطه‌ی طراحی حداقل مزرعه بادی، تمامی سیگنال‌ها می‌توانند به سیستم اعمال شوند.
۵) در توان اکتیو خروجی ۱۰٪ بیشتر از نقطه‌ی طراحی حداقل مزرعه بادی، تمامی سیگنال‌ها به غیر از ۷ (به این دلیل که افزایش فرکانس و در نتیجه کاهش توان اکتیو قابل توجه است) می‌توانند به سیستم اعمال شوند.

- در صورتی که در توافق‌نامه میان بهره‌بردار شبکه و مالک مزرعه بادی، عملکرد در مقادیر متفاوت دروپ یا منحنی‌های متفاوت توان اکتیو-فرکانس ذکر شده باشد، تست‌ها باید با تغییر مقدار دروپ یا منحنی تکرار شوند.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:
- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- فرکانس اندازه‌گیری‌شده شبکه

معیارهای قبولی عبارتند از:
- تطابق تغییرات توان اکتیو ناشی از تغییر فرکانس با شکل (۳-۳) از مرجع [۲۴].
- در صورت انجام تست‌ها در مقادیر متفاوت دروپ یا با منحنی‌های توان اکتیو-فرکانس متفاوت، قابلیت تنظیم دروپ سیستم کنترل فرکانس سنجیده شود.

توضیح: این تست برای تأیید تطابق عملکرد سیستم توان-فرکانس مزرعه بادی با بخش ۳-۱-۴-د از مرجع [۲۴] پیشنهاد شده است. در این تست فرض شده است که منحنی توان اکتیو-فرکانس در کامل‌ترین حالت مورد استفاده قرار می‌گیرد؛ به این معنی که مزرعه بادی در شرایط افت فرکانس و اضافه فرکانس کنترل فرکانس انجام می‌دهد. در بخش ۳-۱-۴-د از مرجع [۲۴]، منحنی توان اکتیو-فرکانس مطابق شکل (۳-۳) پیشنهاد شده است. در این منحنی، نقاط A، B، C و D باید توسط بهره‌بردار شبکه برای نیروگاه بادی مشخص شوند. این ۴ نقطه مشخص می‌کنند که نیروگاه بادی در شرایط عادی چه مقدار ظرفیت رزرو بر حسب حداکثر توان قابل تولید داشته باشد، شیب تغییرات توان اکتیو بر حسب فرکانس چه مقدار باشد، و در نهایت، باند مرده‌ی سیستم کنترل توان اکتیو-فرکانس (بخش B-C منحنی شکل (۳-۳) از مرجع [۲۴]) چند هرتز باشد. با توجه به اینکه نیروگاه بادی در این شرایط باید، غیر از شرایط افزایش فرکانس شبکه (بخش C-D منحنی شکل (۳-۳) از مرجع [۲۴])، در مد کنترل اولیه/ثانویه (بخش B-A منحنی شکل (۳-۳) از مرجع [۲۴]) نیز عملکرد داشته باشد، لازم است درصدی از توان اکتیو در دسترس به عنوان رزرو در نظر گرفته شود. بدیهی است که مقدار توان اکتیو رزرو تنها در زمانی که فرکانس از مقدار نامی ۵۰ هرتز افت می‌کند اهمیت دارد.

بیشتر استانداردهای موجود در زمینه تست کنترل فرکانس، شامل روندی کلی برای تزریق چند سیگنال شبیه‌سازی‌شده به سیستم کنترلی با شیب نزولی یا صعودی مشخص می‌باشند. در برخی از آن‌ها مانند فنلاند [۷] و آفریقای جنوبی [۶]، اندازه و شیب تزریق سیگنال بر عهده بهره‌بردار یا تست‌کننده قرار داده شده است. در این میان، هیدروکبک [۳] تست را بر روی خود توربین‌ها انجام می‌دهد و مقادیر مشخص‌شده در آن برای مجموعه مزرعه بادی که به شبکه و ادوات حفاظتی اتصال دارد مناسب نیستند. در میان تمام استانداردهای بررسی شده، سیستم کنترل فرکانس در دستورالعمل شبکه کشور انگلستان [۱] دارای بیشترین همخوانی با الزامات تدوین شده در ایران در ارتباط با کنترل توان اکتیو و فرکانس تشخیص داده شد. از این رو، روند تزریق سیگنال فرکانس برای تست سیستم کنترل‌کننده مزرعه بادی از این استاندارد اقتباس شده است.

این تست به صورت کلی شامل دو روند تغییر فرکانس در ابتدا و انتهای نمودار (سیگنال‌هال ۱ و ۸) و در بقیه موارد افزایش یا کاهش فرکانس با مقداری مشخص و در مدت‌زمان ۱۰ ثانیه است (پس از ۱۰ ثانیه، فرکانس به مدت T ثابت می‌ماند). مدت‌زمان ۱۰ ثانیه به عنوان یک مقدار متداول در این تست انتخاب شده است.

در دستورالعمل شبکه انگلستان [۱]، طبق شکل (۱-۲)، در هریک از نقاط کار، سیگنال‌های متفاوتی به سیستم اعمال می‌شوند. در پیشنهاد دوم ذکرشده در این بخش، تغییراتی به شرح ذیل نسبت به شکل (۱-۲) ایجاد شده است:

۱) در مورد توان اکتیو خروجی ۱۰۰٪ از توان اکتیو در دسترس (ظرفیت رزرو ۰٪)، سیگنال ۴ حذف شده است؛ زیرا در شرایطی که سیستم رزروی ندارد، امکان واکنش (افزایش توان اکتیو) در برابر کاهش فرکانس را نخواهد داشت. شایان ذکر است سیگنال‌های مربوط به این حالت (۳، ۵ و ۷)، در بخش‌های ۲-۳-۱ و ۲-۳-۲ استفاده شده‌اند.

۲) در مورد توان اکتیو خروجی ۹۰٪ از توان اکتیو در دسترس (ظرفیت رزرو ۱۰٪)، سیگنال‌های ۳ و ۵ اضافه شده‌اند؛ زیرا اعمال آنها به سیستم با توان اکتیو خروجی ۱۰۰٪ و ۸۰٪ از توان اکتیو در دسترس، ایرادی ندارد؛ همچنین، سیگنال ۲ به علت اینکه کاملاً مشابه سیگنال ۴ ولی با تغییرات کمتر است، اضافه شده است. در مقابل، سیگنال ۱ حذف شده است؛ زیرا میزان کاهش فرکانس آن در مقایسه با سیگنال‌های ۲ و ۴ بسیار زیاد و در واقع به اندازه سیگنال ۶ است که در این تست وجود ندارد.

۳) در مورد توان اکتیو خروجی ۲۰٪ بیشتر از نقطه‌ی طراحی حداقل مزرعه بادی، سیگنال‌های ۴ تا ۶ اضافه شده‌اند؛ زیرا اعمال آنها به سیستم با توان اکتیو خروجی ۸۰٪ از توان اکتیو در دسترس و نیز ۲۰٪ بیشتر از نقطه‌ی طراحی حداقل مزرعه بادی، ایرادی ندارد؛ همچنین، سیگنال‌های ۲ و ۳ به علت اینکه به ترتیب کاملاً مشابه سیگنال‌های ۴ و ۵ ولی با تغییرات کمتر هستند، اضافه شده‌اند.

۴) در مورد توان اکتیو خروجی ۱۰٪ بیشتر از نقطه‌ی طراحی حداقل مزرعه بادی، سیگنال‌های ۲ و ۳ به علت اینکه به ترتیب کاملاً مشابه سیگنال‌های ۴ و ۵ ولی با تغییرات کمتر هستند، اضافه شده‌اند.

باید توجه کرد که سیگنال‌هایی که در بندهای فوق اضافه شده‌اند، در دستورالعمل انگلستان موجود نبودند و علت حذف آنها نه آسیب رساندن به سیستم که کاهش تعداد تست‌ها بوده است.

لازم به ذکر است که قابلیت تنظیم توان اکتیو بر روی درصدی از توان حداکثر (رزرو چرخان) جزئی از سیستم کنترل توان اکتیو-فرکانس است و بالطبع در این تست سنجیده می‌شود.

۲-۴- تست سیستم تنظیم ولتاژ

هدف: توانایی مزرعه بادی در تنظیم ولتاژ نقطه اتصال در بازه مورد نظر باید تأیید شود. این تست برای تطابق با بخش ۳-۲ از مرجع [۲۴] پیشنهاد شده است.

شرایط پیش از انجام تست: با توجه به اینکه در این تست، عملکرد سیستم کنترل ولتاژ مدنظر است، بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده‌ی تست باید تعیین کند که چه میزان از توان نامی مزرعه برای انجام این تست و شبیه‌سازی شرایط کاری نرمال مورد نیاز است. در غیر این صورت، پیشنهاد می‌شود که شرایط باد پیش از شروع تست و میزان در دسترس بودن توربین‌های بادی به اندازه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند حداقل به میزان ۵۰ درصد ظرفیت نصب‌شده‌ی خود توان تولید کند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه مزرعه بادی انجام می‌شود.
- مرجع ولتاژ تقریباً به اندازه ولتاژ نامی شبکه تنظیم شود.
- برای بررسی تأثیر افزایش یا کاهش مرجع ولتاژ، دو پیشنهاد زیر ارائه می‌شوند:

پیشنهاد اول: مرجع ولتاژ با پله‌هایی به اندازه ۱٪ ولتاژ نامی، تا زمانی که ضریب قدرت مزرعه از محدوده مجاز مشخص‌شده در بخش ۳-۲-۲-الف از مرجع [۲۴] خارج نشده باشد (۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز)، افزایش یابد. سپس، مرجع ولتاژ با پله‌هایی به اندازه ۱٪ ولتاژ نامی، تا زمانی که ضریب قدرت مزرعه از محدوده مجاز مشخص‌شده در بخش ۳-۲-۲-الف از مرجع [۲۴] خارج نشده باشد (۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز)، کاهش یابد. در نهایت، مرجع ولتاژ به ولتاژ نامی شبکه بازگردانده شود.

پیشنهاد دوم: مرجع ولتاژ با پله‌هایی به اندازه ۱٪ ولتاژ نامی، تا زمانی که ولتاژ یا ضریب قدرت مزرعه از محدوده مجاز مشخص‌شده در بخش ۳-۲-۲-ب از مرجع [۲۴] خارج نشده باشند (شکل ۳-۴ از مرجع [۲۴])، افزایش یابد. سپس، مرجع ولتاژ با پله‌هایی به اندازه ۱٪ ولتاژ نامی، تا زمانی که ولتاژ یا ضریب قدرت مزرعه از محدوده مجاز مشخص‌شده در بخش ۳-۲-۲-ب از مرجع [۲۴] خارج نشده باشند (شکل ۳-۴ از مرجع [۲۴])، کاهش یابد. در نهایت، مرجع ولتاژ به ولتاژ نامی شبکه بازگردانده شود.

- زمان میان مرجع‌دهی به سیستم تنظیم ولتاژ باید به گونه‌ای تنظیم شود که ولتاژ نقطه اتصال و توان راکتیو مرحله قبل به مقدار حالت ماندگار رسیده باشند.
- تست‌های فوق با یک تنظیم مشخص AVR، با نظر بهره‌بردار شبکه یا اجراکننده‌ی تست، با تغییر تپ ترانسفورماتور شبکه تکرار شوند. تغییر تپ باید برای تمام تپ‌ها و به ترتیب انجام شود.
- تست‌ها در کل بازه مجاز ولتاژ و توان راکتیو که در دستورالعمل مشخص‌شده انجام می‌شوند؛ مگر اینکه بهره‌بردار شبکه تشخیص دهد انجام تست در بازه مورد اشاره بر روی شبکه اثر منفی به همراه دارد.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- توان اکتیو در دسترس قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)

- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- وضعیت تپ ترانسفورماتور شبکه در هر مرحله از تست
- مرجع تنظیم‌کننده‌ی خودکار ولتاژ

معیارهای قبولی عبارتند از:

- تأیید عملکرد صحیح AVR بر اساس مرجع ولتاژ. به ازای هر مرجع ولتاژ AVR و در یک بازه‌ی زمانی مناسب، ولتاژ ترمینال مزرعه بادی باید با درصد خطایی قابل قبول تنظیم شود.
- تأیید عملکرد صحیح تپ‌های ترانسفورماتور شبکه.
- عدم عملکرد ادوات حفاظتی - که به صورت صحیح تنظیم شده‌اند - در محدوده‌های مجاز ولتاژ در طول انجام تست.

توضیح: هدف اصلی این تست، تأیید این مسأله است که مزرعه بادی می‌تواند ولتاژ نقطه‌ی اتصال به شبکه را در یک مقدار ثابت بر اساس مرجع AVR تنظیم کند. در دستورالعمل‌های شبکه‌ی کشورهای مختلف، روند انجام تست به همین شکل می‌باشد؛ تفاوت قابل ذکر در مقدار تغییر پله در هر مرحله در مرجع AVR است. با توجه به اینکه، تقریباً در تمامی این دستورالعمل‌ها به جز ایرلند (۰/۵٪)، اولین مقدار مرجع به اندازه‌ی ۱٪ می‌باشد، این مقدار برای هر مرحله تغییر مناسب به نظر می‌رسد.

۲-۵- تست ظرفیت توان راکتیو

هدف: تأیید اینکه مزرعه بادی قادر است در بازه مشخص‌شده توسط بهره‌بردار شبکه، توان راکتیو تولید/مصرف کند مورد نظر است. این تست برای تطابق با بخش ۳-۲-۲ از گزارش مرجع [۲۴] پیشنهاد شده است.

شرایط پیش از انجام تست: شرایط باد پیش از شروع تست باید به گونه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند به میزان ۸۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.

روند انجام تست: این تست شامل دو قسمت با عناوین "تست ظرفیت راکتیو خازنی" و "تست ظرفیت راکتیو سلفی" می‌باشد.

روند انجام تست ظرفیت راکتیو خازنی به صورت زیر است:

- مرجع ولتاژ تقریباً به اندازه ولتاژ نامی شبکه تنظیم شود.
- سیستم AVR فعال شود؛
- با تغییر پله‌ای مرجع ولتاژ (هر پله حدود ۱٪) توان راکتیو مزرعه بادی به حداکثر مقدار خازنی خود برسد. پله-های ولتاژ تا جایی که توان راکتیو به محدوده منحنی قابلیت ژنراتور برسد تغییر داده شود.
- مزرعه بادی توان اکتیو به اندازه ۲۰٪، ۴۰٪، ۶۰٪ و اگر شرایط مساعد بود، ۸۰٪ توان نامی خود را در مقدار توان راکتیو حداکثر خازنی تولید کند. مزرعه در هر پله باید ۱۰ دقیقه توان تولید کند.
- سیستم کنترل توان اکتیو بر روی حداکثر توان اکتیو در دسترس تنظیم شود؛ مزرعه بادی، در حداکثر توان راکتیو خازنی، به مدت ۶۰ دقیقه توان تولید کند.

روند انجام تست ظرفیت راکتیو سلفی به صورت زیر است:

- مرجع ولتاژ تقریباً به اندازه ولتاژ نامی شبکه تنظیم شود.
- سیستم AVR فعال شود؛
- با تغییر پله‌ای مرجع ولتاژ (هر پله حدود ۱٪) توان راکتیو مزرعه بادی به حداکثر مقدار سلفی خود برسد. پله-های ولتاژ تا جایی که توان راکتیو به محدوده منحنی قابلیت ژنراتور برسد تغییر داده شود.
- مزرعه بادی توان اکتیو به اندازه ۲۰٪، ۴۰٪، ۶۰٪ و اگر شرایط مساعد بود، ۸۰٪ توان نامی خود را در مقدار توان راکتیو حداکثر سلفی تولید کند. مزرعه در هر پله باید ۱۰ دقیقه توان تولید کند.
- سیستم کنترل توان اکتیو بر روی حداکثر توان اکتیو در دسترس تنظیم شود؛ مزرعه بادی، در حداکثر توان راکتیو سلفی، به مدت ۱۵ دقیقه توان تولید کند.

شایان ذکر است اگر بهره‌بردار شبکه تشخیص دهد که انجام تست‌های ولتاژ و توان راکتیو در بخشی از محدوده‌های آن بر روی عملکرد شبکه مورد نظر اثر منفی به همراه دارد، می‌تواند در زمان انجام تست بازه تغییرات ولتاژ یا توان راکتیو را محدودتر نماید.

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- حداکثر توان اکتیو قابل تولید توسط باد بر حسب مگاوات
- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در نقطه اتصال
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری‌شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- وضعیت تپ ترانسفورماتور شبکه
- مرجع تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ

معیارهای قبولی عبارتند از:

- تأیید اینکه مزرعه بادی می‌تواند در تمام محدوده درخواست‌شده در بخش ۳-۲-۲ از مرجع [۲۴] توان راکتیو تولید یا مصرف کند.
- هیچ یک از ادوات حفاظتی- که به صورت صحیح تنظیم شده‌اند - در حین انجام تست نباید عملکرد داشته باشند.

توضیح: محدوده‌های مورد انتظار عملکرد مزرعه بادی از نقطه نظر ولتاژ و توان راکتیو در بخش ۳-۲-۲ از مرجع [۲۴] مشخص گردیده‌اند. زمان ۱۵ دقیقه برای تولید توان راکتیو در حداکثر توان اکتیو و زمان ۶۰ دقیقه برای جذب توان راکتیو در حداکثر توان اکتیو بر اساس همین مرجع و مرجع [۳۱] انتخاب شده است. زمان ۱۰ دقیقه برای انجام هر مرحله، یک مدت زمان پیشنهادی بر مبنای مقادیر رایج در دستورالعمل‌های مختلف است. مقدار ۲۰٪ برای حداقل توان اکتیو به این دلیل انتخاب شده است که در بخش ۳-۲-۲ از مرجع [۲۴] پیشنهاد شده که مزارع بادی در توان‌های کمتر از این مقدار با ضریب توان واحد به شبکه توان بدهند. چنانچه بهره‌برداری با توان راکتیو ثابت یا ضریب بار ثابت مورد نیاز

باشد، این مسأله باید در توافق‌نامه احداث و اتصال نیروگاه به شبکه قید شود. در مورد تغییر پله‌ای مرجع ولتاژ به میزان ۱ درصد، به توضیح بخش ۲-۴ مراجعه شود.

مزرعه بادی، مطابق مرجع [۲۴]، باید بتواند توان راکتیو حداکثر را در تمام بازه‌ی ۰ تا ۱۰۰٪ تولید یا مصرف نماید. مقادیر هر پله‌ی تغییر توان اکتیو به این دلیل انتخاب شده‌اند که در تست تولید توان اکتیو ثابت (بخش ۲-۲) از همین مقادیر استفاده شده است.

۲-۶- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT)

در بخش ۳-۳-۵-۱ از مرجع [۲۵]، پیشنهاد شده است که نیروگاه‌های بادی بر مبنای جدول (۳-۸) از همین مرجع توانایی تحمل ولتاژ افت‌کرده حین خطا را داشته باشند. در این پیشنهاد، منحنی LVRT ارائه نشده و تنها زمان‌هایی که نیروگاه باید ولتاژ خطا را تحمل کند مشخص شده است. در بخش ۳-۳-۵-۲ از همین مرجع، مقدار ولتاژ افت‌کرده برابر ۱۵٪ ولتاژ نامی و زمان بازیابی خطا برابر ۱/۵ ثانیه در نظر گرفته شده‌اند و برای مدت زمان تحمل ولتاژ افت‌کرده حین خطا، دو پیشنهاد در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ از مرجع [۲۵] ارائه شده است. در پیشنهاد اول، زمانی که نیروگاه باید این ولتاژ را تحمل کند، برای هر سطح ولتاژی متفاوت است؛ در حالی که در پیشنهاد دوم، این مدت زمان برای تمام سطوح ولتاژ شبکه، برابر ۱۲۰ میلی‌ثانیه در نظر گرفته شده است. منحنی تحمل ولتاژ حین خطا یا LVRT، با دانستن این سه پارامتر و تقریب خطی میان زمان رفع خطا و زمان بازیابی ولتاژ قابل ترسیم است. با این توضیح، برای پیشنهاد اول، چهار منحنی برای چهار سطح ولتاژ، و برای پیشنهاد دوم، یک منحنی برای تمام سطوح ولتاژ وجود دارد.

در این گزارش، تست تحمل ولتاژ حین خطا برای ژنراتورهای بادی برای همه پیشنهادهای ارائه‌شده در مرجع [۲۵] ارائه شده است. روند انجام تست و شرایط پیش از انجام آن برای تمام حالت‌ها یکسان است؛ اما، مدت زمانی که ژنراتور باید یک ولتاژ مشخص را تحمل کند در دو پیشنهاد و در سطوح ولتاژ مختلف در پیشنهاد اول متفاوت خواهد بود.

۲-۶-۱- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT) برای پیشنهاد ارائه‌شده در بخش ۳-۳-۵-۱ از مرجع [۲۵]

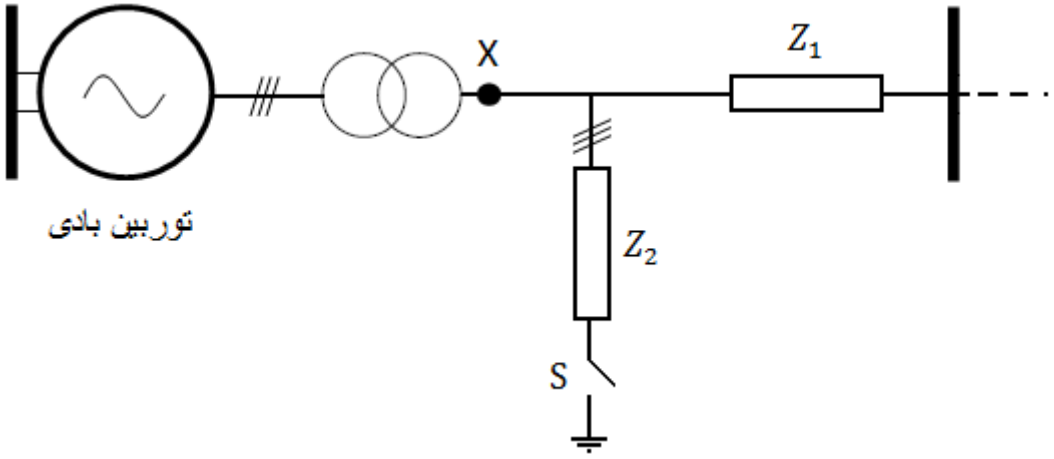
هدف: تأیید اینکه مزرعه بادی قادر است بر مبنای پیشنهاد ارائه‌شده در بخش ۳-۳-۵-۱ از مرجع [۲۵]، شرایط خطا یا افت ولتاژ را تحمل کند مورد نظر است. روند انجام تست برای سطوح مختلف ولتاژ یکسان، ولی مدت‌زمان تحمل ولتاژ متفاوت است. مقصود از عبارت "ولتاژ خطا" در این تست، یک مقدار مورد توافق میان مالک نیروگاه و بهره‌بردار شبکه است.

شرایط پیش از انجام تست: شرایط باد پیش از شروع تست باید به گونه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند به میزانی بیش از ۹۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

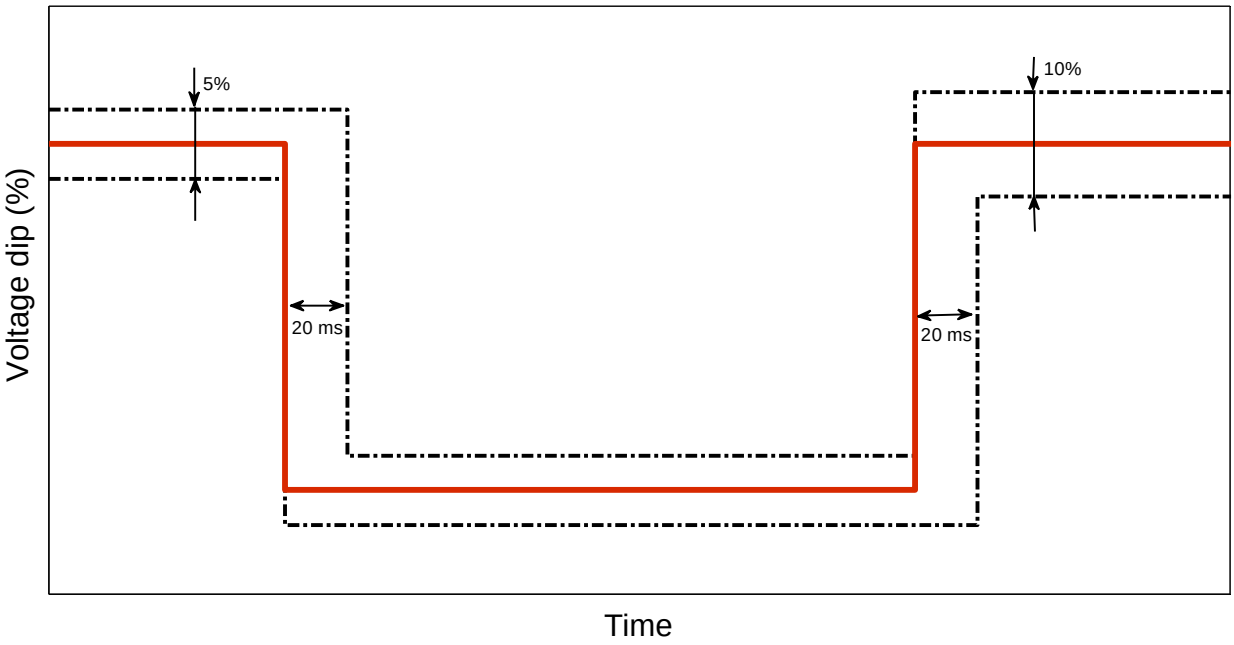
- تست بر روی ژنراتورهای بادی انجام می‌شود.
- مدار شبیه‌سازی اتصال کوتاه مطابق شکل (۲-۴) بسته شود.

- مقدار امپدانس Z_1 به اندازه‌ای انتخاب شود که اثر اتصال کوتاه در نقطه X بر روی شبکه به حداقل برسد و در عین حال اثر آن بر روی پاسخ حالت گذرای ژنراتور بادی نیز چندان زیاد نباشد.
- اتصال کوتاه یا افت ولتاژهای مورد نظر توسط امپدانس Z_2 و کلید S ایجاد می‌شوند. مقدار امپدانس Z_2، پیش از متصل کردن ژنراتور به این مدار، بر مبنای میزان ولتاژی که قرار است ایجاد شود انتخاب می‌شود. کلید S باید قادر باشد، با دقت خوبی، امپدانس Z_2 را در هر سه فاز به صورت جداگانه قطع و وصل کند. این کلید می‌تواند یک کلید قدرت مکانیکی یا کلید الکترونیک قدرت باشد.



شکل (۲-۴): مدار تست LVRT

- شکل (۲-۵) نمودار ولتاژ افت‌کرده بر حسب زمان را در نقطه X نمایش می‌دهد (در حالت بدون ژنراتور). دقت‌های مورد نیاز در تولید این افت ولتاژ در شکل مشخص شده‌اند. اندازه ولتاژی که به ترمینال ژنراتور در هر فاز داده می‌شود باید با این الگو تغییر کند.
- این تست شامل انجام کلیدزنی به گونه‌ای است که در صورت عدم وجود ژنراتور، ولتاژی مطابق با شکل (۲-۵) با اندازه و زمان افت مشخص در هر سطح ولتاژ، در ترمینال ایجاد می‌شد. مطابق این شکل، ابتدا ولتاژ در محدوده قابل تحمل است (بیش از ۸۷٪ مقدار نامی) و سپس در یک مدت زمان مشخص ولتاژ افت‌کرده‌ای توسط مدار تست ایجاد شده و پس از آن ولتاژ دوباره به محدوده مجاز بازگردانده می‌شود.
- بهره‌بردار باید تست‌ها را در دو مقدار متفاوت از توان اکتیو ژنراتور بادی انجام دهد. این مقادیر به صورت زیر پیشنهاد می‌شوند:
  ۱) بین ۱۰٪ تا ۳۰٪ توان نامی
  ۲) بیش از ۹۰٪ توان نامی



شکل (۲-۵): افت ولتاژ ایجاد شده در ترمینال ژنراتور بادی در زمانی که هنوز ژنراتور به مدار تست متصل نشده است

تست برای سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت: مراحل تست عبارتند از:

- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در هر سه فاز در مدت ۶۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در دو فاز در مدت ۶۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در یک فاز در مدت ۶۰ میلی‌ثانیه

تست برای سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت: مراحل تست عبارتند از:

- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در هر سه فاز در مدت ۸۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در دو فاز در مدت ۸۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در یک فاز در مدت ۸۰ میلی‌ثانیه

تست برای سطح ولتاژ ۱۳۲ کیلوولت: مراحل تست عبارتند از:

- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در هر سه فاز در مدت ۱۰۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در دو فاز در مدت ۱۰۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در یک فاز در مدت ۱۰۰ میلی‌ثانیه

تست برای سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و کمتر: مراحل تست عبارتند از:

- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در هر سه فاز در مدت ۱۳۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در دو فاز در مدت ۱۳۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ خطا براساس توافق‌نامه در یک فاز در مدت ۱۳۰ میلی‌ثانیه

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در ترمینال ژنراتور
- توان راکتیو خروجی بر حسب مگاوار در ترمینال ژنراتور
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در ترمینال ژنراتور (هر دو سمت ترانسفورماتور)
- ولتاژهای توالی مثبت و منفی در ترمینال ژنراتور (هر دو سمت ترانسفورماتور)
- جریان سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در ترمینال ژنراتور
- جریان‌های توالی مثبت و منفی در ترمینال ژنراتور
- سرعت روتور

معیار قبولی: ژنراتور هر کدام از مقادیر ولتاژ را در زمان‌های مورد نظر تحمل کند.

۲-۶-۲- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT) برای پیشنهاد اول در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ از مرجع [۲۵]

هدف: تأیید اینکه مزرعه بادی قادر است بر مبنای پیشنهاد اول از بخش ۳-۳-۵-۲-۲ مرجع [۲۵]، شرایط خطا یا افت ولتاژ را تحمل کند مورد نظر است. روند انجام تست برای سطوح مختلف ولتاژ یکسان، ولی مدت‌زمان تحمل ولتاژ متفاوت است.

شرایط پیش از انجام تست: شرایط باد پیش از شروع تست باید به گونه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند به میزانی بیش از ۹۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی ژنراتورهای بادی انجام می‌شود.
- مدار شبیه‌سازی اتصال کوتاه مطابق شکل (۲-۴) بسته شود.
- مقدار امپدانس Z_1 به اندازه‌ای انتخاب شود که اثر اتصال کوتاه در نقطه X بر روی شبکه به حداقل برسد و در عین حال اثر آن بر روی پاسخ حالت گذرای ژنراتور بادی نیز چندان زیاد نباشد.
- اتصال کوتاه یا افت ولتاژهای مورد نظر توسط امپدانس Z_2 و کلید S ایجاد می‌شوند. مقدار امپدانس Z_2، پیش از متصل کردن ژنراتور به این مدار، بر مبنای میزان ولتاژی که قرار است ایجاد شود انتخاب می‌شود. کلید S باید قادر باشد، با دقت خوبی، امپدانس Z_2 را در هر سه فاز به صورت جداگانه قطع و وصل کند. این کلید می‌تواند یک کلید قدرت مکانیکی یا کلید الکترونیک قدرت باشد.
- شکل (۲-۵) نمودار ولتاژ افت‌کرده بر حسب زمان را در نقطه X نمایش می‌دهد (در حالت بدون ژنراتور). دقت‌های مورد نیاز در تولید این افت ولتاژ در شکل مشخص شده‌اند. اندازه ولتاژی که به ترمینال ژنراتور در هر فاز داده می‌شود باید با این الگو تغییر کند.
- این تست شامل انجام کلیدزنی به گونه‌ای است که در صورت عدم وجود ژنراتور، ولتاژی مطابق با شکل (۲-۵) با اندازه و زمان افت مشخص، بر مبنای منحنی LVRT در هر سطح ولتاژ، در ترمینال ایجاد می‌شد. مطابق

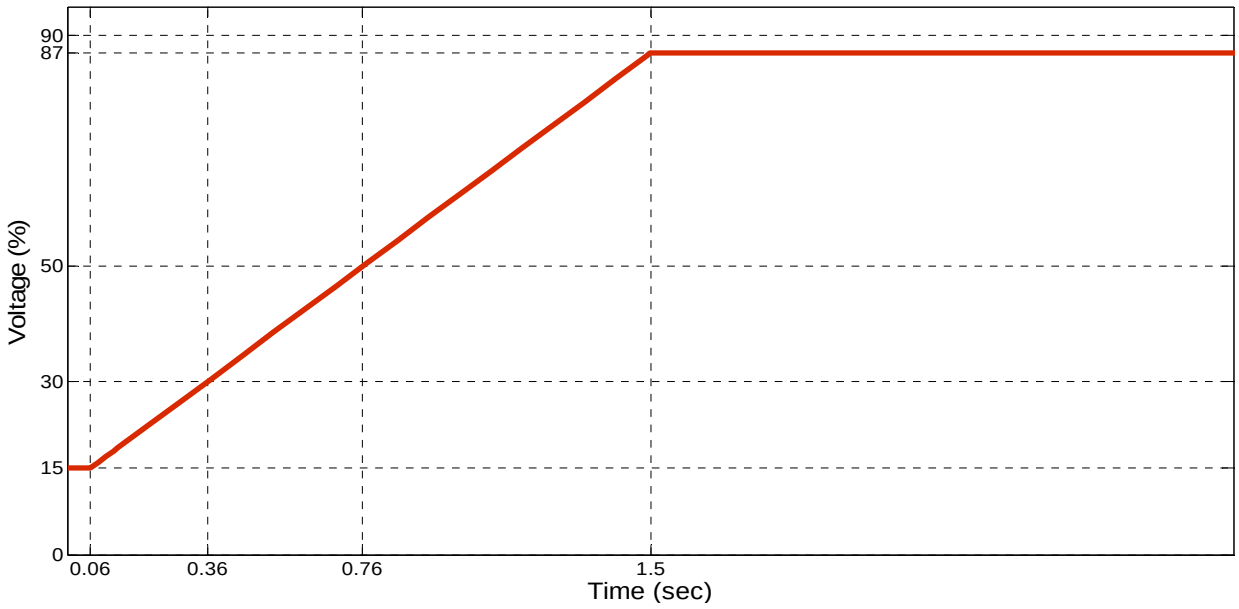
این شکل، ابتدا ولتاژ در محدوده قابل تحمل است (بیش از ۸۷٪ مقدار نامی) و سپس در یک مدت زمان مشخص ولتاژ افت‌کرده‌ای توسط مدار تست ایجاد شده و پس از آن ولتاژ دوباره به محدوده مجاز بازگردانده می‌شود.

- بهره‌بردار باید تست‌ها را در دو مقدار متفاوت از توان اکتیو ژنراتور بادی انجام دهد. این مقادیر به صورت زیر پیشنهاد می‌شوند:
  ۱) بین ۱۰٪ تا ۳۰٪ توان نامی
  ۲) بیش از ۹۰٪ توان نامی

هر نقطه از نمودار LVRT ، مقدار ولتاژی را که ژنراتور باید در زمان مشخص پس از وقوع خطا تحمل کند نشان می‌دهد. بهره‌بردار باید با انتخاب نقاطی از این نمودار، تست‌ها را در دو مقدار توان نامی (که پیشتر اشاره شد) انجام دهد. به صورت پیش‌فرض، نقاطی بر روی نمودار در هر سطح ولتاژ مشخص شده‌اند که برای انجام تست پیشنهاد می‌شوند. تست‌های پیشنهادی شامل موارد زیر می‌باشند:

تست برای سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت: منحنی LVRT برای این سطح ولتاژ در شکل (۲-۶) ترسیم شده است. مراحل تست عبارتند از:

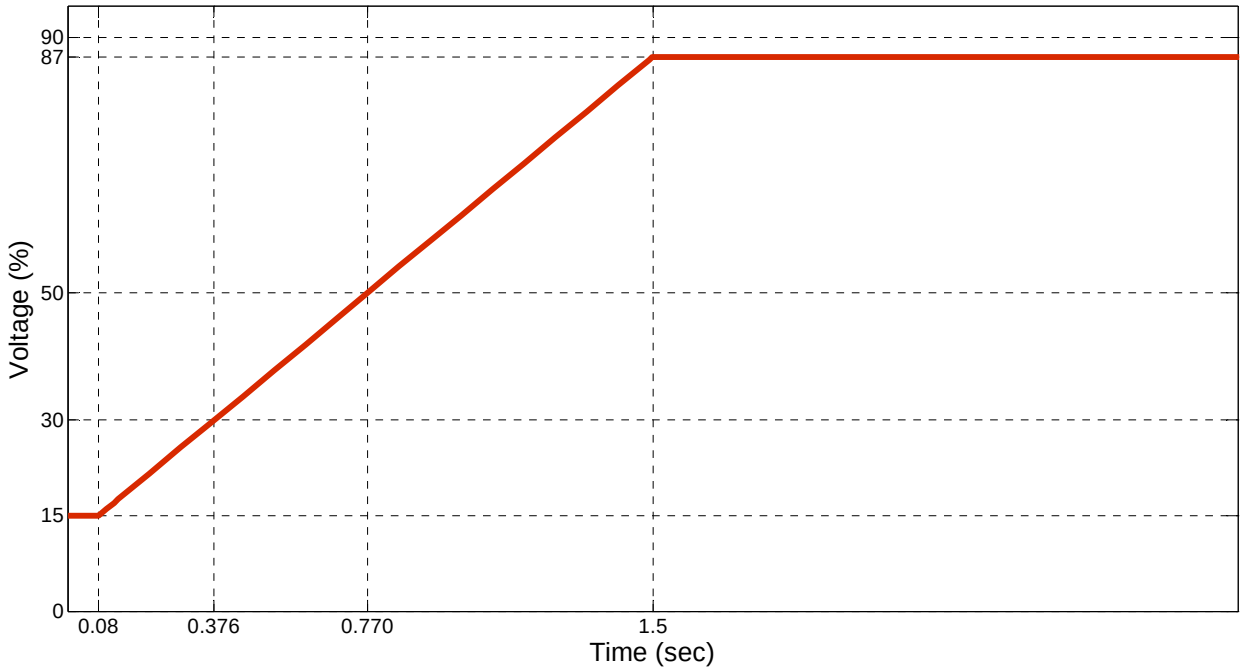
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۶۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در دو فاز در مدت ۶۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در یک فاز در مدت ۶۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۳۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۳۶۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۵۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۷۶۰ میلی‌ثانیه



شکل (۲-۶): منحنی LVRT بر مبنای زمان‌های تحمل خطا و بازیابی ولتاژ در پیشنهاد اول در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ در مرجع [۲۵] برای سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت

تست برای سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت: منحنی LVRT برای این سطح ولتاژ در شکل (۲-۷) ترسیم شده است. مراحل تست عبارتند از:

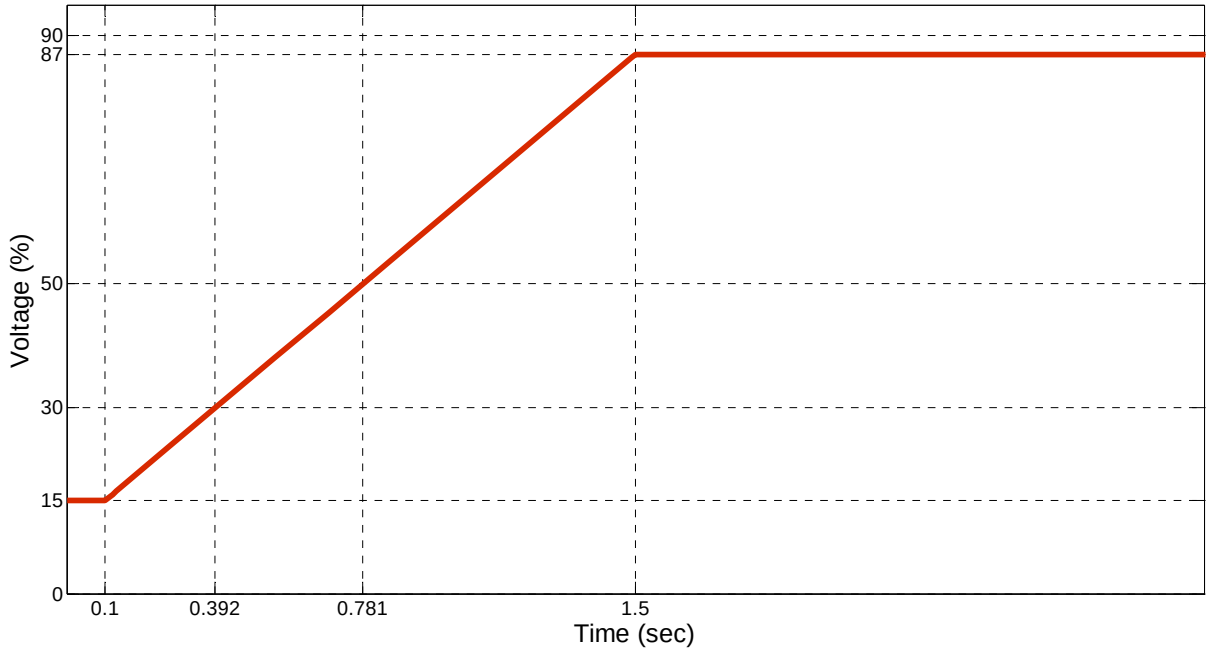
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۸۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در دو فاز در مدت ۸۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در یک فاز در مدت ۸۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۳۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۳۷۶ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۵۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۷۷۰ میلی‌ثانیه



شکل (۲-۷): منحنی LVRT بر مبنای زمان‌های تحمل خطا و بازیابی ولتاژ در پیشنهاد اول در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ در مرجع [۲۵] برای سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت

تست برای سطح ولتاژ ۱۳۲ کیلوولت: منحنی LVRT برای این سطح ولتاژ در شکل (۲-۸) ترسیم شده است. مراحل تست عبارتند از:

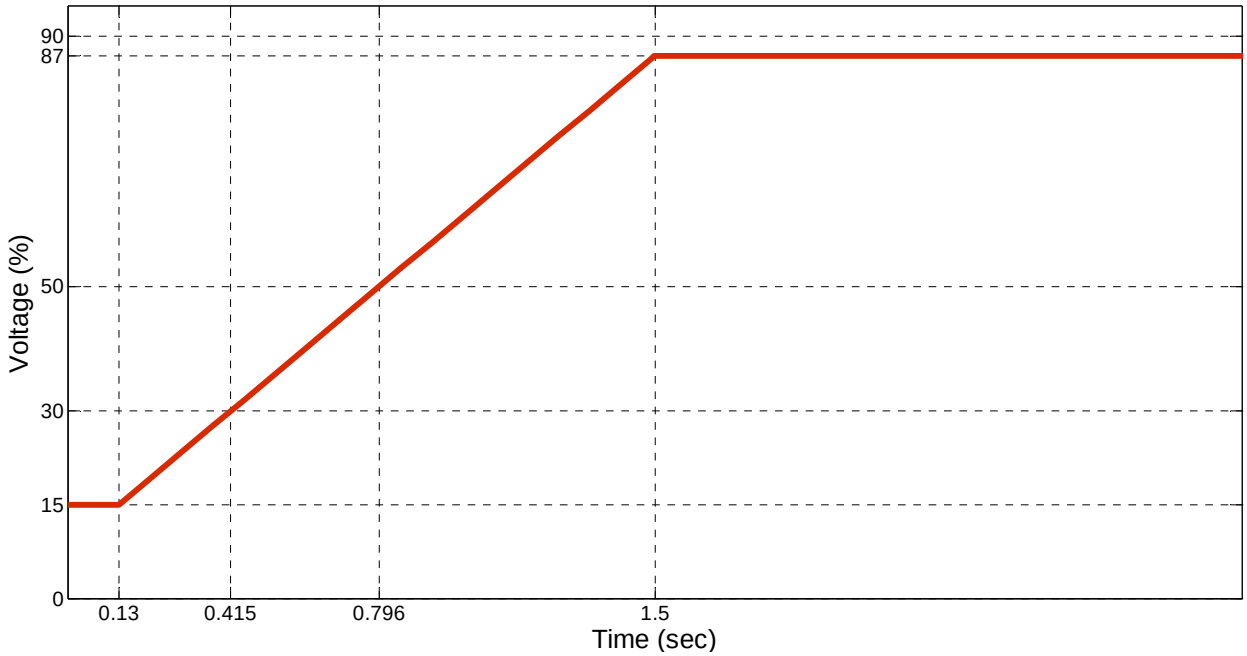
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۱۰۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در دو فاز در مدت ۱۰۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در یک فاز در مدت ۱۰۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۳۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۳۹۲ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۵۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۷۸۱ میلی‌ثانیه



شکل (۲-۸): منحنی LVRT بر مبنای زمان‌های تحمل خطا و بازیابی ولتاژ در پیشنهاد اول در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ در مرجع [۲۵] برای سطح ولتاژ ۱۳۲ کیلوولت

تست برای سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و کمتر: منحنی LVRT برای این سطح ولتاژ در شکل (۲-۹) ترسیم شده است. مراحل تست عبارتند از:

- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۱۳۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در دو فاز در مدت ۱۳۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در یک فاز در مدت ۱۳۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۳۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۴۱۵ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۵۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۷۹۶ میلی‌ثانیه



شکل (۲-۹): منحنی LVRT بر مبنای زمان‌های تحمل خطا و بازیابی ولتاژ در پیشنهاد اول در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ در مرجع [۲۵] برای سطح ولتاژ ۶۳ کیلوولت و کمتر

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در ترمینال ژنراتور
- توان راکتیو خروجی بر حسب مگاوار در ترمینال ژنراتور
- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در ترمینال ژنراتور (هر دو سمت ترانسفورماتور)
- ولتاژهای توالی مثبت و منفی در ترمینال ژنراتور (هر دو سمت ترانسفورماتور)
- جریان سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در ترمینال ژنراتور
- جریان‌های توالی مثبت و منفی در ترمینال ژنراتور
- سرعت روتور

معیار قبولی: ژنراتور هر کدام از مقادیر ولتاژ را در زمان‌های مورد نظر تحمل کند.

۲-۶-۳- تست تحمل ولتاژ حین خطا (LVRT) برای پیشنهاد دوم در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ از مرجع [۲۵]

هدف: تأیید اینکه مزرعه بادی قادر است بر مبنای پیشنهاد دوم بخش ۳-۳-۵-۲-۲ از مرجع [۲۵] شرایط خطا یا افت ولتاژ را تحمل کند مورد نظر است. با توجه به این پیشنهاد، که منحنی LVRT را برای تمام سطوح ولتاژ یکسان در نظر می‌گیرد، روند انجام تست و مدت‌زمان تحمل ولتاژ برای سطوح مختلف ولتاژ یکسان است.

شرایط پیش از انجام تست: شرایط باد پیش از شروع تست به گونه‌ای باشد که مزرعه بادی بتواند بیش از ۹۰ درصد ظرفیت نصب‌شده خود توان تولید کند.

روند انجام تست:

- تست بر روی ژنراتورهای بادی انجام می‌شود.
- مدار شبیه‌سازی اتصال کوتاه مطابق شکل (۲-۴) بسته شود.
- مقدار امپدانس Z_1 به اندازه‌ای انتخاب شود که اثر اتصال کوتاه در نقطه X بر روی شبکه به حداقل برسد و در عین حال، اثر آن بر روی پاسخ حالت گذرای ژنراتور بادی نیز چندان زیاد نباشد.
- اتصال کوتاه یا افت ولتاژهای مورد نظر توسط امپدانس Z_2 و کلید S ایجاد می‌شوند. مقدار امپدانس Z_2، پیش از متصل کردن توربین به این مدار، بر مبنای میزان ولتاژی که قرار است ایجاد شود انتخاب می‌شود. کلید S باید قادر باشد با دقت خوبی، امپدانس Z_2 را در دو یا هر سه فاز قطع و وصل کند. این کلید می‌تواند یک کلید قدرت مکانیکی یا کلید الکترونیک قدرت باشد.
- شکل (۲-۵) نمودار ولتاژ افت‌کرده را بر حسب زمان در نقطه X نمایش می‌دهد (در حالت بدون ژنراتور). دقت‌های مورد نیاز در تولید این افت ولتاژ در شکل مشخص شده‌اند. اندازه ولتاژی که به ترمینال ژنراتور در هر فاز داده می‌شود باید با این الگو تغییر کند.
- این تست شامل انجام کلیدزنی به گونه‌ای است که در صورت عدم وجود ژنراتور، ولتاژی مطابق با شکل (۲-۵) با اندازه و زمان افت مشخص، بر مبنای منحنی LVRT نشان‌داده‌شده در شکل (۲-۱۰)، در ترمینال ایجاد می‌شد. مطابق این شکل، ابتدا ولتاژ در محدوده قابل تحمل است (بیش از ۸۷٪ مقدار نامی) و سپس در یک مدت زمان مشخص ولتاژ افت‌کرده‌ای توسط مدار تست ایجاد شده و پس از آن ولتاژ دوباره به محدوده مجاز بازگردانده می‌شود.
- بهره‌بردار باید در دو مقدار توان اکتیو ژنراتور بادی تست‌ها را انجام دهد. این مقادیر به صورت زیر پیشنهاد می‌شوند:
  ۱) بین ۱۰٪ تا ۳۰٪ توان نامی
  ۲) بیش از ۹۰٪ توان نامی
- هر نقطه از نمودار LVRT ، مقدار ولتاژی را که ژنراتور باید در زمان مشخص تحمل کند نشان می‌دهد. بهره‌بردار باید با انتخاب نقاطی از این نمودار، تست‌ها را در دو مقدار توان نامی، که پیشتر اشاره شد، انجام دهد. به صورت پیش‌فرض، نقاطی بر روی نمودار مشخص شده‌اند که برای انجام تست پیشنهاد می‌شوند.
- منحنی LVRT برای این تست در شکل (۲-۱۰) ترسیم شده است. تست‌های پیشنهادی برای تمام سطوح ولتاژ شامل موارد زیر می‌باشند:

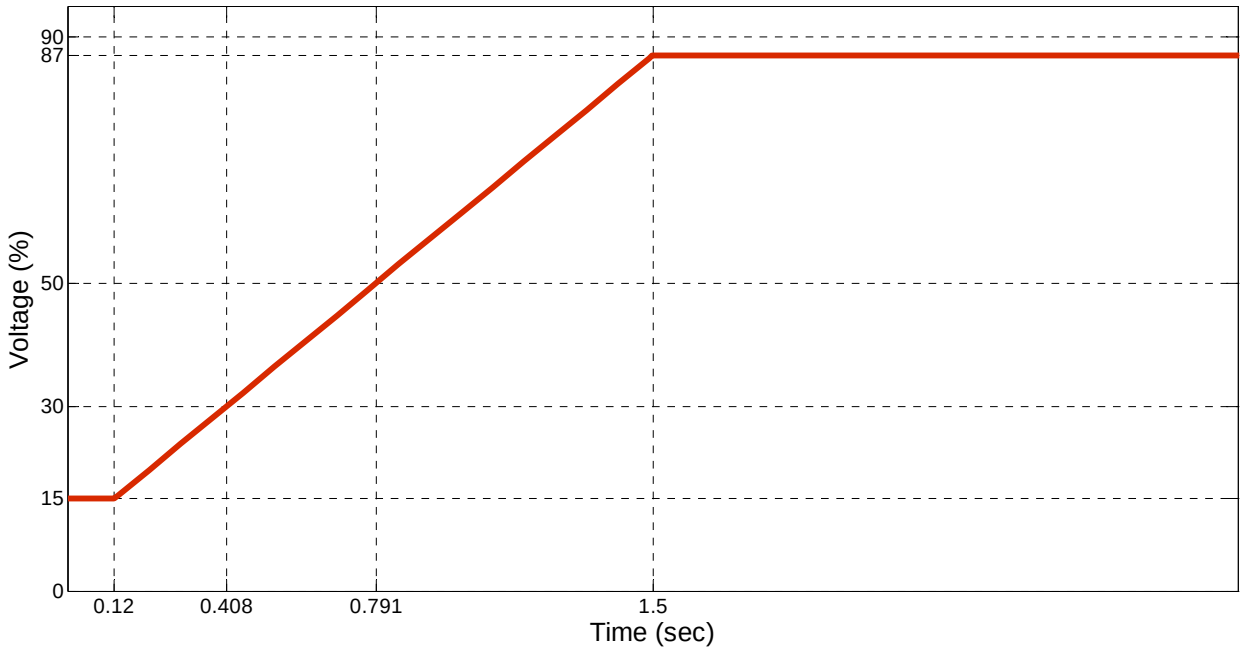
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۱۲۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در دو فاز در مدت ۱۲۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۱۵٪ نامی در یک فاز در مدت ۱۲۰ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۳۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۴۰۸ میلی‌ثانیه
- تحمل ولتاژ ۵۰٪ نامی در هر سه فاز در مدت ۷۹۱ میلی‌ثانیه

اطلاعاتی که باید در حین انجام تست ثبت شوند عبارتند از:

- توان اکتیو خروجی بر حسب مگاوات در ترمینال ژنراتور
- توان راکتیو خروجی بر حسب مگاوار در ترمینال ژنراتور

- ولتاژ سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در ترمینال ژنراتور (هر دو سمت ترانسفورماتور)
- ولتاژهای توالی مثبت و منفی در ترمینال ژنراتور (هر دو سمت ترانسفورماتور)
- جریان سه‌فاز اندازه‌گیری‌شده در ترمینال ژنراتور
- جریان‌های توالی مثبت و منفی در ترمینال ژنراتور
- سرعت روتور

معیار قبولی: ژنراتور هر کدام از مقادیر ولتاژ را در زمان‌های مورد نظر تحمل کند.



شکل (۲-۱۰): منحنی LVRT ایران بر مبنای زمان‌های تحمل خطا و بازیابی ولتاژ برای تمام سطوح ولتاژ- پیشنهاد دوم در بخش ۳-۳-۵-۲-۲ در مرجع [۲۵]

توضیح: در مرجع [۲۵] و در پیشنهاد اول بخش ۳-۳-۵-۲-۲، مدت زمان تحمل ولتاژ در حین خطا (۱۵٪ ولتاژ نامی) در سطوح ولتاژی مختلف در یک جدول (جدول (۳-۱۰)) ذکر شده است. این مقدار در پیشنهاد دوم، برای تمام سطوح ولتاژ، یکسان و برابر ۱۲۰ میلی‌ثانیه در نظر گرفته شده است؛ زمان بازیابی ولتاژ تا کمترین مقدار قابل تحمل (۸۷٪ ولتاژ نامی) نیز برابر ۱/۵ ثانیه در نظر گرفته شده است. منحنی LVRT ایران با تقریب خطی میان این دو نقطه به دست می‌آید. این منحنی یک منحنی تغییرات ولتاژ بر حسب زمان نیست؛ بلکه مدت زمانی را نشان می‌دهد که واحد بادی باید یک مقدار ولتاژ مشخص - کمتر از محدوده‌ی مجاز ولتاژ - را تحمل کند و از شبکه جدا نشود. همانطور که در توضیحات ابتدای تست به آن اشاره شد، برای پیشنهاد اول، چهار منحنی و برای پیشنهاد دوم، یک منحنی می‌توان رسم نمود.

از میان تمامی دستورالعمل‌های مورد مطالعه، تنها انگلستان [۱] و هیدروکبک [۳] برای منحنی LVRT تست‌هایی را در نظر گرفته‌اند. به همین منظور، در شکل (۲-۱۱)، منحنی LVRT ایران با منحنی‌های این دو دستورالعمل مقایسه شده‌اند. برای مقایسه، منحنی مربوط به پیشنهاد دوم، که مدت زمان تحمل واحد بادی را برای تمام سطوح ولتاژ

۱۲۰ میلی‌ثانیه در نظر می‌گیرد، انتخاب شده است. البته منحنی انگلستان مربوط به مزارع بادی مستقر در خشکی[۹] می‌باشد. منحنی مزارع بادی مستقر در دریا[۱۰] در دستورالعمل انگلستان اندکی متفاوت است که این موضوع در کلیت مقایسه مشکلی ایجاد نمی‌کند.

برای اطمینان از اینکه واحدهای بادی می‌توانند بر اساس این منحنی عمل کنند، باید مقادیری از ولتاژ انتخاب و به ترمینال ژنراتور اعمال شود. واحد بادی باید در زمان‌هایی که از این نمودار استخراج می‌شود، این ولتاژها را، که از کمترین مقدار تا ولتاژ نامی هستند، تحمل کند.

بدیهی است که اولین انتخاب کمترین ولتاژ قابل تحمل است؛ به عنوان مثال، مطابق شکل (۲-۱۰)، واحد بادی باید این مقدار را، که برابر ۱۵٪ نامی پیشنهاد شده، به مدت ۱۲۰ ثانیه تحمل کند. با توجه به اینکه این مقدار برای هر سه فاز تعریف شده، برای انجام تست لازم است ولتاژی معادل ۱۵٪ نامی بر روی هر سه فاز ترمینال ژنراتور بادی ایجاد شود. علاوه بر این، با استناد به استاندارد IEC61400-21 و دستورالعمل‌های شبکه در کشورهای مختلف، افت ولتاژ معادل همین مقدار بر روی دو فاز ترمینال ژنراتور به عنوان بخش دیگری از تست پیشنهاد شده است [۲۲]. با مطالعه دستورالعمل‌های شبکه در کشورهای مختلف (هیدروکبک و انگلستان)، پیشنهاد می‌شود که این مقدار ولتاژ افت‌کرده در یک فاز هم توسط ژنراتور بادی تحمل شود. واحد بادی باید این مقدار افت ولتاژ را نیز به مدت ۱۲۰ میلی ثانیه تحمل کند.

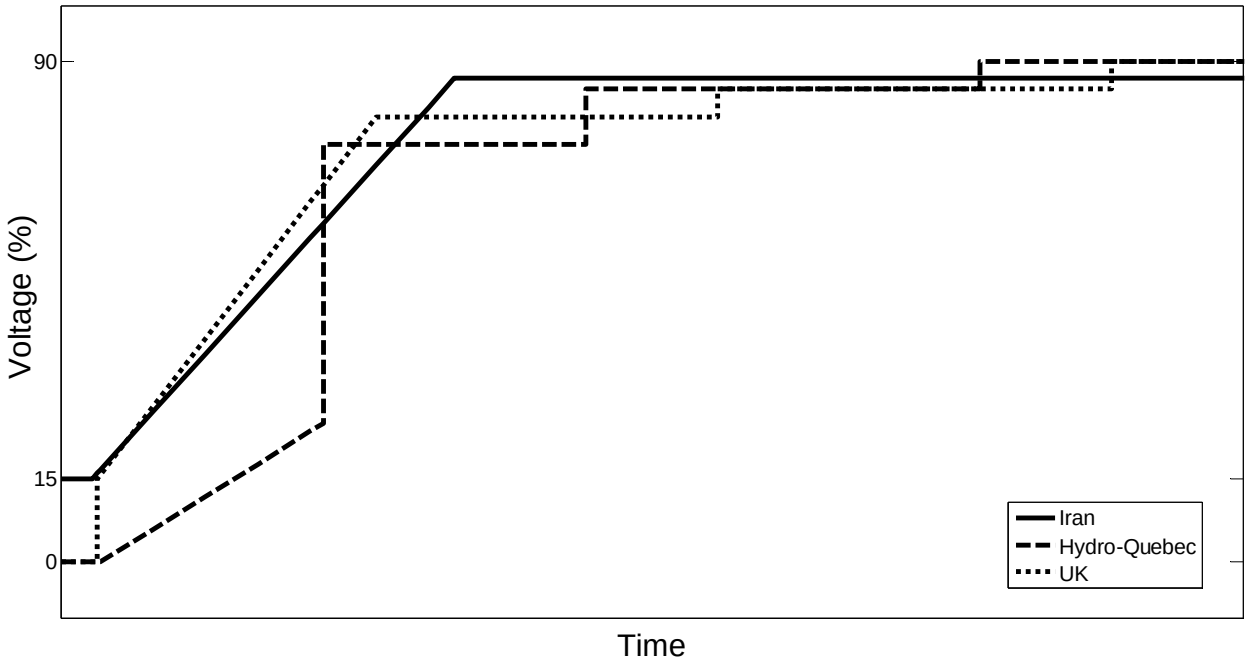
برای مقادیر بعدی، ولتاژهای ۳۰٪ و ۵۰٪ نامی انتخاب شده‌اند که فاصله مناسبی با مقدار قبلی دارند و در نتیجه، می‌توانند تقریب خوبی را از تطابق عملکرد واحد بادی در حین خطا با منحنی LVRT پیشنهادی نشان دهند. این بار نیز بر اساس هر کدام از نمودارهای LVRT، مدت زمانی که واحد بادی باید این مقادیر را تحمل کند استخراج می‌شوند.

مقادیر توان اکتیوی که تست باید در آن‌ها انجام شود بر اساس استاندارد IEC61400-21 انتخاب شده‌اند.

دقت انجام تست (شکل(۲-۵)) بر اساس استاندارد IEC61400-21 تعیین شده است.

[۹] Onshore

[۱۰] Offshore



شکل (۲-۱۱): مقایسه منحنی‌های LVRT ایران [۲۵]، هیدروکبک [۳] و انگلستان [۱]

۲-۷- تست‌های کیفیت توان

۲-۷-۱- هارمونیک ولتاژ و جریان و هارمونیک‌های میانی

هدف: تأیید اینکه مزرعه بادی هارمونیک جریان و ولتاژ خارج از محدوده‌های مشخص‌شده در جدول‌های (۴-۳)، (۴-۴)، (۴-۵) و (۴-۶) از مرجع [۲۶] تولید نمی‌کند مورد نظر است. این تست برای تأیید تطابق عملکرد مزرعه بادی با بخش‌های ۴-۲-۳ و ۴-۲-۴ از مرجع [۲۶] پیشنهاد شده است.

روند انجام تست: اندازه‌گیری هارمونیک‌های ولتاژ و جریان در حین انجام مراحل مختلف تست‌های ارائه‌شده در بخش‌های (۲-۱) تا (۲-۵) انجام شود.

معیار قبولی: مقدار هارمونیک اندازه‌گیری‌شده مطابق جدول‌های (۴-۳)، (۴-۴)، (۴-۵) و (۴-۶) از مرجع [۲۶] باشد.

توضیح: با توجه به اینکه تست‌های ارائه‌شده در بخش‌های (۲-۱) تا (۲-۵) در سطوح توان اکتیو و راکتیو و ولتاژ متفاوت انجام می‌شوند، تمام حالت‌های عملکردی یک مزرعه بادی را در بر می‌گیرند. در استاندارد کیفیت برق ایران- فصل دوم- [۲۷] در ارتباط با اندازه‌گیری هارمونیک‌ها در یک شینه، بازه‌های زمانی بسیار کوتاه‌مدت (۳ ثانیه) تا بلند-مدت (یک هفته) برای اندازه‌گیری هارمونیکی پیشنهاد شده است. روند زمانی انجام تست‌های مختلف یک مزرعه بادی به گونه‌ای است که تمام بازه‌های زمانی را شامل می‌شود. از این رو، با اندازه‌گیری مقادیر هارمونیک ولتاژ و جریان و هارمونیک‌های میانی در حین انجام این تست‌ها، می‌توان عملکرد مزرعه بادی را از دیدگاه هارمونیک به خوبی سنجید.

این یک روند مرسوم در دستورالعمل‌های مختلف در اندازه‌گیری سطوح هارمونیک می‌باشد. با این وجود، در دستورالعمل آزمون اتصال مولدهای مقیاس کوچک ایران [۲۹]، مولد را به یک بار متغیر و دستگاه تستی که ولتاژ و

فرکانس نامی را در ترمینال آن تولید می‌کند متصل می‌کنند و در سطوح جریان متفاوت، میزان هارمونیک را اندازه می-گیرند.

۲-۷-۲- نامتعادلی ولتاژ

هدف: تأیید اینکه نامتعادلی ولتاژ خارج از محدوده‌های مشخص‌شده در جدول (۴-۲) از مرجع [۲۶] نمی‌باشد مورد نظر است. این تست برای تأیید تطابق عملکرد مزرعه بادی با بخش ۴-۲-۲ از مرجع [۲۶] پیشنهاد شده است.

روند انجام تست: اندازه‌گیری نسبت مؤلفه صفر ولتاژ به مؤلفه مثبت آن در حین انجام مراحل مختلف تست‌های ارائه‌شده در بخش‌های (۲-۱) تا (۲-۵) انجام شود.

معیار قبولی: مقدار نامتعادلی ولتاژ اندازه‌گیری‌شده مطابق جدول (۴-۲) از مرجع [۲۶] باشد.

توضیح: مشابه توضیح ارائه‌شده برای اندازه‌گیری هارمونیک‌ها.

۲-۷-۳- فلیکر ولتاژ

هدف: تأیید اینکه فلیکر ولتاژ خارج از محدوده‌های مشخص‌شده در جدول (۴-۱) از مرجع [۲۶] نمی‌باشد مورد نظر است. این تست برای تأیید تطابق عملکرد مزرعه بادی با بخش ۴-۲-۱ از مرجع [۲۶] پیشنهاد شده است.

روند انجام تست: اندازه‌گیری فلیکر کوتاه‌مدت و بلندمدت در حین انجام مراحل مختلف تست‌های ارائه‌شده در بخش‌های (۲-۱) تا (۲-۵) انجام شود. نحوه‌ی اندازه‌گیری فلیکر کوتاه‌مدت و بلندمدت در بخش ۴-۲-۱-۱ از مرجع [۲۶] مشخص شده است.

معیار قبولی: میزان فلیکرکوتاه‌مدت و بلندمدت مطابق جدول (۴-۱) از مرجع [۲۶] باشد.

توضیح: مشابه توضیح ارائه‌شده برای اندازه‌گیری هارمونیک‌ها. شایان ذکر است که تست ارائه‌شده در استاندارد IEC61400-21 برای ارزیابی فلیکر توربین‌های بادی، که در پیوست الف تشریح شده است، برای شبکه ایران پیشنهاد نمی‌شود.

۲-۸- تست سیگنال‌های مخابراتی و کنترلی

تمامی سیگنال‌های کنترلی و مخابراتی ذکرشده در در بخش ۴-۳-۲ از مرجع [۲۶]، باید مورد آزمون یا بازرسی قرار گیرند. آزمودن این سیگنال‌ها دستورالعمل خاصی ندارد؛ برای آزمودن عملکرد درست هر سیگنال، با ارسال سیگنال‌های آزمایشی از نیروگاه به بهره‌بردار شبکه و برعکس، می‌توان از ارسال یا دریافت درست داده‌ی هر سیگنال اطمینان حاصل نمود. اگر بهره‌بردار شبکه، برای دریافت یا ارسال هر سیگنال مخابراتی و یا عملکرد هر سیگنال کنترلی، مدت زمانی را مشخص کرده باشد، با ارسال سیگنال‌های آزمایشی، عملکرد درست هر یک از سیگنال‌ها در مدت زمان مورد نظر می-تواند معیار عملکرد صحیح آن‌ها باشد.

۲-۹- تست مدل‌سازی

از آنجا که مدل ارائه‌شده به بهره‌بردار شبکه معمولاً به صورت جعبه‌سیاه است، صحت مدل داده‌شده باید ارزیابی گردد. به همین دلیل، نتایج حاصل از تمام تست‌های انجام‌گرفته با نتایج حاصل از اجرای شبیه‌سازی بر روی مدل، مقایسه می‌شود و صحت مدل ارائه‌شده به این صورت ارزیابی خواهد شد.

فصل ۳

نتیجه گیری

در این گزارش، در فصل اول، تست‌های تشریح‌شده در دستورالعمل شبکه کشورهای مختلف در زمینه نیروگاه‌های بادی مورد بررسی قرار گرفتند. تست‌های مورد بررسی در واقع تست‌های اتصال به شبکه نیروگاه‌های بادی هستند که برای تأیید تطابق قابلیت‌های آن‌ها با نیازمندی‌های دستورالعمل‌های همان کشور طراحی شده‌اند.

در میان تست‌های بررسی شده، تست‌های مرتبط با کنترل توان اکتیو، توان راکتیو، ولتاژ و فرکانس دارای بیشترین جزئیات بوده‌اند. این تست‌ها عموماً بر روی کل مجموعه نیروگاه بادی انجام می‌شوند و روند کلی آن‌ها در استانداردهای مختلف دارای تفاوت‌هایی جزئی است.

تست‌های بخش تحمل ولتاژ در حین خطا یا LVRT، معمولاً در دستورالعمل‌ها ذکر نمی‌شوند یا در مواردی به آن اشاره‌ای کلی می‌شود. این تست برای تأیید قابلیت ماندن ژنراتور بادی در شبکه در شرایطی است که ولتاژ ترمینال آن در نقطه‌ای بالای منحنی LVRT قرار دارد. به همین منظور، باید شرایطی فراهم شود که ولتاژ ترمینال ژنراتور در نقاطی از این منحنی قرار گیرد و ژنراتور از مدار خارج نشود.

تست‌های سیستم‌های حفاظتی در دستورالعمل‌های مختلف کاملاً موردی است و معمولاً در دستورالعمل به آن اشاره‌ای نمی‌شود. بخش مهمی از این تست شامل بررسی تنظیمات حفاظتی در قسمت‌های مختلف نیروگاه است.

تست‌های کیفیت توان نیز با جزئیات مورد اشاره قرار نمی‌گیرند؛ فقط در مورد ایرلند، اندازه‌گیری‌های کیفیت توان باید در زمان انجام تست‌های مختلف انجام شوند و با مقادیر استاندارد مقایسه گردند.

در ادامه، در فصل دوم، تست‌هایی متناسب با مراجع [۲۴]، [۲۵] و [۲۶] ارائه شد. تست‌های ارائه‌شده شامل موارد زیر می‌باشند:

- تست راه‌اندازی و خاموشی که در آن نرخ افزایش توان نیز سنجیده می‌شود. این تست بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.
- تست تولید توان اکتیو ثابت بر اساس مقادیر مرجع مشخص که در آن ظرفیت توان اکتیو نیروگاه بادی نیز سنجیده می‌شود. این تست بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.
- تست منحنی توان-فرکانس برای نیروگاه‌های بادی با ظرفیت بیشتر از ۱۰۰ مگاوات که در این تست قابلیت ایجاد ظرفیت رزرو توسط نیروگاه بادی نیز سنجیده می‌شود. این تست برای تمام حالت‌های منحنی توان-فرکانس در مرجع [۲۴] به صورت جداگانه مطرح شده است. این تست بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.
- تست سیستم تنظیم ولتاژ که بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.
- تست ظرفیت توان راکتیو که بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.
- تست تحمل افت ولتاژ حین خطا که برای تمام حالت‌های پیشنهاد شده در مرجع [۲۵] مطرح شده است. این تست بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.
- تست‌های کیفیت توان که شامل تست‌های هارمونیک، نامتعادلی ولتاژ و فلیکر می‌شوند. این تست بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.
- تست مدل‌سازی که بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.
- تست سیگنال‌های مخابراتی که بر روی مزرعه بادی انجام می‌شود.

تست‌های مورد اشاره، با توجه به استانداردهای IEC، دستورالعمل‌های شبکه کشورهای مختلف و استانداردها و ضوابط داخلی پیشنهاد شده‌اند.

منابع

[1] NGET, "The Grid Code", United Kingdom, 2012.

[2] Hydro Québec TransEnergie, "Exigences techniques relatives à l'intégration des centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec ", Quebec, 2005.

[3] Hydro Québec TransEnergie, "General Validation Test Program for Wind Power Plants Connected to the Hydro-Québec ", Quebec, 2009.

[4] EIRGRID, "Grid Code Compliance Test Procedure for Wind Farms ", Ireland, 2010.

[5] EIRGRID, "Wind Farm Transmission Grid Code Provisions ", Ireland, 2004.

[6] ESKOM, "Grid connection code requirements for renewable power plants (RPPs) connected to the transmission system (TS) or the distribution system (DS) in South Africa", RSA, 2012.

[7] Fingrid, "Specifications for the operational performance of power plants", Finland, 2007.

[8] SERC, "Bulgarian Grid Code", Bulgaria, 2004.

[9] CEPRI, "Revised National Grid Code (Draft)", China, 2009.

[10] AESO, " Wind Power Facility Technical Requirements ", Alberta, 2004.

[11] ENERGINET, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW", Denmark, 2010.

[12] ENERGINET, "Technical Regulation 3.2.1 for electricity-generation plants of 11 kW or lower ", Denmark, 2010.

[13] Power Research and Development Consultants Private Limited, "Indian Wind Grid Code", India, 2009.

[14] Nordel, "Nordic Grid Code (Nordic collection of rules)", 2007.

[15] FERC, "Interconnection for Wind Energy", US, 2005.

[16] NERC, "Interconnection Requirements for Variable Generation", US, 2012.

[17] E.On Netz, "Grid Code High and Extra High Voltage", Germany, 2006.

[18] AEMO, "National Electricity Rules Version 53", Australia, 2012.

[19] IESO, "Market Rules - Chapter 4 - Grid Connection Requirements - Appendices", Ontario, 2012.

[20] E-Control, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen", Austria, 2008.

[21] Independent System Operator in Bosnia and Herzegovina, "Grid Code", 2011.

[22] IEC 61400-21: Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, 2008.

[23] IEC 61000-3-7: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems, 2008.

[۲۴] پژوهشگاه نیرو، پژوهشکده برق، " ضوابط اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه- جلد دوم: الزامات توان اکتیو، فرکانس، توان راکتیو و ولتاژ برای واحدهای بادی"، ۱۳۹۱

[۲۵] پژوهشگاه نیرو، پژوهشکده برق، " ضوابط اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه- جلد سوم: الزامات حفاظت و عملکرد در حالت خطا برای واحدهای بادی "، ۱۳۹۱

[۲۶] پژوهشگاه نیرو، پژوهشکده برق، " ضوابط اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه- جلد چهارم: الزامات کیفیت توان، مدل‌سازی، پایش، کنترل، ارتباطات و ثبت وقایع برای واحدهای بادی "، ۱۳۹۱

[۲۷] شرکت توانیر، "استاندارد صنعت برق ایران - مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق)، ۱۳۸۱.

[28] IEC 61000-4-15, "Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specifications", 2003.

[۲۹] شرکت توانیر، "دستورالعمل آزمون اتصال مولد مقیاس کوچک به شینه فشار متوسط پست‌های فوق‌توزیع"، ۱۳۸۸.

[۳۰] پژوهشگاه نیرو، پژوهشکده برق، " ضوابط اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه- جلد اول: مقدمه‌ای بر انرژی بادی و بررسی منابع موجود "، ۱۳۹۱.

[۳۱] شرکت توانیر، "روش‌های اجرایی اتصال به شبکه: روش اجرایی شرایط اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه"، ۱۳۸۱.

Islamic Republic of Iran
Vice Presidency for Strategic Planning and Supervision

Connection and Operation of Large Wind Power Plants to Power System (Technical Criteria)

No. 650

Office of Deputy for Strategic Supervision
Department of Technical Affairs
Nezamfanni.ir

Ministry of Energy
Niroo Research Institute
Nri.ac.ir

2014

این نشریه

در بردارنده ضوابط اتصال و بهره بـرداری نیروگـاه‌هـای بادی بزرگ به شبکه برق سراسری می‌باشـد و الزامـات لازم در زمینه توان اکتیـو و فرکـانس، تـوان راکتیـو و ولتاژ، حفاظت و تحمل خطا، مدل‌سازی، کنترل، پایش، ارتباطات و ثبت وقایع و نیز روش‌های تسـت برقـراری این الزامات را برای این نیروگاه‌ها ارائه می‌کند.