

NRI-ER-374-PSTPN05-96-F

بررسی انواع منابع تولید پراکنده و ارزیابی الزامات اتصال آن‌ها به شبکه

(تدوین دستورالعمل فنی و اجرایی اتصال مولدهای تولید پراکنده به شبکه)

مصطفی گودرزی

انتشارات پژوهشگاه نیرو

1396

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: بررسی انواع منابع تولید پراکنده و ارزیابی الزامات اتصال آنها به شبکه

کد گزارش: PSTPN05/T1

عنوان پروژه : تدوین دستورالعمل فنی و اجرایی اتصال مولدهای تولید پراکنده به شبکه

مدیر پروژه : مصطفی گودرزی

کارفرما: پژوهشگاه نیرو

تهیه کننده: گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست

تاریخ: اسفند ۱۳۹۵

پیشگفتار

در سال‌های اخیر تکنولوژی تولیدات پراکنده شامل سیستم‌های فتوولتائیک، بادی و مولدهای سنکرون (CHP) به طور چشمگیری به عنوان یک گزینه مهم برای تولید انرژی ارائه می‌گردد. کاهش قیمت شدید در قیمت نیروگاه‌های فتوولتائیک (بیش از۸۰ درصد از سال ۲۰۰۸) باعث بهبود رقابت پذیری این نوع مولدها در برابر دیگر مولدها، کاهش پرداخت یارانه و افزایش جذابیت آن در برابر دیگر گزینه‌های تولید انرژی شده‌است. در حالی که بیشتر عوامل پروژه‌های خورشیدی در کشورهای توسعه یافته قرار دارند، افت قیمت به همراه شبکه‌های ناپایدار و هزینه‌های بالای مولدهای سوخت فسیلی باعث جذابیت روزافزون سیستم‌های فتوولتائیک در کشورهای درحال توسعه و کمتر توسعه یافته نیز شده‌است.

در سال‌های اخیر به دلیل مزایایی که استفاده از منابع تولید پراکنده به همراه دارد و با توجه به سیاست‌های تشویقی دولت جهت احداث این نیروگاه‌ها توسط بخش خصوصی، استفاده از این نیروگاه‌های کوچک جهت پاسخگویی به نیاز مصرف رشد چشمگیری داشته است. در عین حال، اتصال این منابع به شبکه متولیان شرکت‌های برق را نیز با چالش‌هایی مواجه کرده است. چالش‌هایی مانند چگونگی نحوه اتصال این منابع به شبکه، نحوه تأثیرگذاری این منابع بر هماهنگی حفاظتی تجهیزات به کار رفته در شبکه، میزان تأثیرگذاری این منابع بر پارامترهای شبکه، میزان تأثیرگذاری این منابع بر نحوه بهره برداری از شبکه برق، تجهیزات جانبی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه و آزمایش‌های مورد نیاز جهت بهره‌برداری مطمئن از تولیدات پراکنده که همگی نیازمند انجام بررسی‌های دقیق و فنی می‌باشند.

هدف این گزارش بررسی استانداردهای معتبر کشورهای صنعتی و پیشتاز در زمینه اتصال تولیدات پراکنده به شبکه می‌باشد. در این گزارش استاندارد کشورهای کانادا، آمریکا، اسپانیا و انگلستان در رابطه با اتصال مولدهای تولید پراکنده غیر اینورتری به شبکه، استانداردها و قوانین کشورهای چین، آمریکا، آلمان و ایتالیا در رابطه با اتصال نیروگاه‌های خورشیدی به شبکه و استانداردها و دستورالعمل‌های کشورهای آمریکا، چین، آلمان و سوئیس در رابطه با اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرد.

این گزارش با همکاری آقایان مهندس آرمان صفایی، محمد مومنی و علی زارع با مدیریت آقای مهندس مصطفی گودرزی توسط گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست تهیه گردیده است.

فهرست مطالب

۱-مقدمه ۱

۲-بررسی منابع تولید پراکنده غیر اینورتری و ارزیابی الزامات اتصال آنها به شبکه ۳

۲-۱- مقدمه ۳

۲-۲- بررسی و ارزیابی قوانین و مقررات کشور کانادا ۳

۲-۲-۱-انواع منابع تولید پراکنده ۴

۲-۲-۲-مباحث حفاظتی مرتبط با DG در کشور کانادا ۴

۲-۲-۲-۱- توان اتصالکوتاه ۵

۲-۲-۲-۲- جزیره شدن ۵

۲-۲-۲-۳- حفاظت منابع تولید پراکنده ۷

۲-۲-۲-۴- حفاظت ژنراتور ۸

۲-۲-۲-۵- حفاظت مربوط به شبکه ۸

۲-۲-۲-۶- عوامل تأثیرگذار روی حفاظت DG ۹

۲-۲-۲-۷- توابع رلههای حفاظتی موجود در کشور کانادا ۱۲

۲-۳-۳-مباحث کنترلی مرتبط با DG در کشور کانادا ۱۷

۲-۲-۳-۱- رابط کاربری محلی ۱۷

۲-۲-۳-۲- سنکرونسازی ۱۸

۲-۲-۳-۳- بازیابی اتوماتیک ۱۸

۲-۳- بررسی و ارزیابی قوانین و مقررات کشور آمریکا ۱۹

۲-۳-۱-استانداردهای اتصال واحدهای تولید پراکنده در کشور آمریکا ۲۲

۲-۳-۲-کلاسبندی منابع تولید پراکنده بر اساس محل نصب روی فیدر توزیع در کشور امریکا ۲۵

۲-۳-۳-تقسیمبندی واحدهای تولید پراکنده بر اساس نصب تجهیزات کنترلی و اندازهگیری ۲۶

۲-۳-۴-توابع رلههای حفاظتی موجود به منظور اتصال ژنراتورهای تولید پراکنده با توجه به استانداردهای کشور آمریکا ... ۳۰

۲-۳-۵-انواع سیستم زمین و نحوه زمین کردن واحدهای تولید پراکنده در کشور آمریکا ۳۲

۲-۳-۶-حفاظت محل اتصال منابع تولید پراکنده در کشور آمریکا ۳۳

۲-۳-۶-۱- حفاظت ولتاژی و فرکانسی ۳۴

۲-۳-۶-۲- حفاظت توان معکوس (تغذیه خطای پشتسر) ۳۵
۲-۳-۶-۳- بازبست مجدد اتوماتیک ۳۵
۲-۳-۶-۴- حفاظت مؤلفه منفی ۳۶
۲-۳-۶-۵- کلید انتقال اتوماتیک ۳۶
۲-۴- بررسی و ارزیابی قوانین و مقررات کشور اسپانیا ۳۸
۲-۴-۱-حداکثر توان تولیدی واحد تولید پراکنده ۳۹
۲-۴-۲-تغییرات ولتاژ ۳۹
۲-۴-۳-فرکانس سیستم ۴۰
۲-۴-۴-سنکرونسازی ۴۰
۲-۴-۵-تجهیزات اندازه‌گیری ۴۰
۲-۴-۶-سیستم زمین ۴۱
۲-۴-۷-اغتشاشات ولتاژی ۴۱
۲-۴-۸-اغتشاشات فرکانسی ۴۱
۲-۴-۹-الزامات اتصال واحد تولید پراکنده ۴۲
۲-۴-۱۰-حفاظت ضدجزیره‌ای ۴۲
۲-۴-۱۱-بازبست مجدد ۴۳
۲-۴-۱۲-نیازمندی‌های اتصال واحد تولید پراکنده در کشور اسپانیا ۴۴
۲-۵- بررسی و ارزیابی قوانین و مقررات کشور انگلستان ۴۵
۲-۵-۱-مقدمه ۴۵
۲-۵-۲-نیازمندی‌های فنی به منظور اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه در کشور انگلستان ۴۵
۲-۵-۲-۱- حفاظت اضافه جریان ۴۵
۲-۵-۲-۲- سیستم زمین ۴۶
۲-۵-۲-۳- محدوده عملکردی حالت معمول ۴۶
۲-۵-۲-۴- نیازمندی‌های حفاظتی محل اتصال واحد تولید پراکنده ۴۸
۲-۵-۲-۵- اتصال و تولید انرژی الکتریکی ۴۹
۲-۵-۲-۶- کیفیت توان ۵۰
۲-۵-۲-۷- عملکرد و امنیت واحد تولید پراکنده ۵۰

۲-۵-۲-۸- نیازمندی‌های ضروری اتصال واحدهای تولید پراکنده به شبکه توزیع در انگلستان ۵۱

۳-بررسی منابع تولید پراکنده اینورتری و ارزیابی الزامات اتصال آنها به شبکه ۵۳

۳-۱- مقدمه ۵۳

۳-۲- استاندارد کشور آلمان در رابطه با اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه[۲۷-۳۰] ۵۵

۳-۲-۱-دامنه کاربرد ۵۵

۳-۲-۲-اصول تعیین نقطه اتصال به شبکه ۵۵

۳-۲-۳-تعیین مشخصات تجهیزات شبکه ۵۶

۳-۲-۴-تغییرات مجاز ولتاژ ۵۶

۳-۲-۵-اغتشاش شبکه ۵۷

۳-۲-۵-۱- تغییرات ناگهانی ولتاژ ۵۷

۳-۲-۵-۲- فلیکر طولانی ۵۷

۳-۲-۵-۳- هارمونیک‌ها و هارمونیک‌های میانی ۵۸

۳-۲-۶-رفتار مولدهای متصل به شبکه ۶۰

۳-۲-۶-۱- قواعد پشتیبانی شبکه ۶۰

۳-۲-۶-۲- حداکثر جریان مجاز اتصال کوتاه ۶۳

۳-۲-۶-۳- توان اکتیو خروجی ۶۴

۳-۲-۶-۴- توان راکتیو ۶۵

۳-۲-۷-طراحی تجهیزات اصلی ۶۶

۳-۲-۷-۱- تاسیسات اتصال ۶۶

۳-۲-۷-۲- تابلوی انتقال ۶۷

۳-۲-۷-۳- کلید های متصل کننده ۶۷

۳-۲-۷-۴- هم بستگی قطعات ۶۸

۳-۲-۸-طراحی تجهیزات فنی ثانویه ۶۸

۳-۲-۸-۱- کنترل از راه دور ۶۹

۳-۲-۸-۲- منبع تغذیه کمکی ۶۹

۳-۲-۸-۳- تجهیزات حفاظتی ۶۹

۳-۳- استاندارد کشور امریکا در رابطه با اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه [۳۱-۳۷] ۷۷
۳-۳-۱-اهداف ۷۷
۳-۳-۲-الزامات کلی اتصال به شبکه و توابع حفاظتی ۷۷
۳-۳-۲-۱- الزامات تجهیزات حفاظتی ۷۸
۳-۳-۲-۲- مولدهای موازی آنی ۷۸
۳-۳-۲-۳- تجهیزات مناسب مورد نیاز ۷۸
۳-۳-۲-۴- جداکننده قابل مشاهده ۷۹
۳-۳-۲-۵- نقشه‌ها ۷۹
۳-۳-۳-جلوگیری از تداخل ۷۹
۳-۳-۴-الزامات مربوط به تکنولوژی‌های خاص-اینورترها ۸۳
۳-۳-۵-مشخصات اینورترها ۸۳
۳-۳-۵-۱- توان راکتیو ۸۳
۳-۳-۵-۲- عبور از خطای افت ولتاژ ۸۵
۳-۳-۵-۳- قطع یا وصل تصادفی اینورتر ۸۵
۳-۳-۵-۴- گذر از خطای فرکانس ۸۶
۳-۴- استاندارد کشور ایتالیا در رابطه با اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه [۳۸] ۸۶
۳-۴-۱-مقدمه ۸۶
۳-۴-۲-روش‌های اتصال به شبکه ۸۸
۳-۴-۳-تجهیزات حفاظت ۹۴
۳-۴-۳-۱- حفاظت اصلی ۹۴
۳-۴-۳-۲- حفاظت واسط ۹۴
۳-۴-۳-۳- حفاظت مولد ۹۵
۳-۵- استاندارد کشور چین در رابطه با اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه [۳۹-۴۲] ۹۶
۳-۵-۱-هارمونیک ۹۶
۳-۵-۲-فلیکر ۹۷
۳-۵-۳-عدم تعادل ولتاژ ۹۷
۳-۵-۴-تزریق DC به شبکه ۹۷

۳-۵-۵-انحراف ولتاژ ۹۸
۳-۵-۶-توان اکتیو و توان راکتیو ۹۸
۳-۵-۶-۱- توان راکتیو و ولتاژ ۹۸
۳-۵-۶-۲- توان اکتیو ۹۹
۳-۵-۷-تزریق توان اکتیو در افت/افزایش فرکانس ۱۰۰
۳-۵-۸-محدوده نوسان ولتاژ ۱۰۰
۳-۵-۹-محدوده نوسان فرکانس ۱۰۱
۳-۵-۱۰-زمان اتصال مجدد ۱۰۲
۳-۵-۱۱-گذر از خطا ۱۰۳
۳-۵-۱۲-حفاظت ضد جزیره‌ای ۱۰۴
۳-۵-۱۳-الزامات ارتباطی ۱۰۵

۴-بررسی و ارزیابی الزامات اتصال به شبکه نیروگاههای بادی ۱۰۶

۴-۱- مقدمه ۱۰۶
۴-۲- قوانین کشور آمریکا در مورد اتصال منابع تولید پراکنده بادی به شبکه ۱۰۸
۴-۲-۱-مقدمه ۱۰۸
۴-۲-۲-کیفیت توان ۱۱۲
۴-۲-۳-توان اکتیو و راکتیو ۱۱۴
۴-۲-۴-کنترل ولتاژ ۱۱۶
۴-۲-۵-توان اکتیو تزریق شده به ازای افزایش یا کاهش فرکانس ۱۱۷
۴-۲-۶-محدوده فرکانسی ۱۱۸
۴-۲-۷-قابلیت تحمل ولتاژی ۱۱۹
۴-۲-۸-مشخصه‌های بازیابی بعد و به هنگام وقوع خطا ۱۲۴
۴-۲-۹-نیازمندیهای مخابراتی ۱۲۵
۴-۲-۱۰-محدودیتهای حفاظتی توربین بادی ۱۲۶
۴-۳- قوانین کشور چین در مورد اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه ۱۲۸
۴-۳-۱-مقدمه ۱۲۸

۴-۳-۲-کیفیت توان ۱۲۹
۴-۳-۳-توان اکتیو و راکتیو ۱۳۱
۴-۳-۴-کنترل ولتاژ ۱۳۴
۴-۳-۵-محدوده فرکانسی ۱۳۵
۴-۳-۶-قابلیت تحمل ولتاژی ۱۳۶
۴-۳-۷-نیازمندیهای مخابراتی ۱۳۸
۴-۴- قوانین کشور آلمان در مورد اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه ۱۳۸
۴-۴-۱-مقدمه ۱۳۸
۴-۴-۲-کنترل توان و محدوده فرکانسی ۱۴۱
-4-4-3کنترل ولتاژ و ضریب توان ۱۴۱
-4-4-4خطای گذرا و محدوده عملکردی ولتاژ ۱۴۲
۴-۴-۵-نیازمندیهای اتصال توربین بادی با توجه به فرکانس و ولتاژ ۱۴۲
۴-۴-۶-محدودیتهای حفاظتی توربین بادی ۱۴۷
۴-۵- قوانین کشور سوییس در مورد اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه ۱۴۷
۴-۵-۱-مقدمه ۱۴۷
۴-۵-۲-پارامترهای مشخصه کیفیت توان توربین بادی ۱۴۸
۴-۵-۲-۱- تغییرات ولتاژ ۱۴۸
۴-۵-۲-۲- هارمونیکهای جریان، هارمونیک‌های میانی و مؤلفه‌های فرکانس بالا ۱۴۹
۴-۵-۲-۳- پاسخ توربین بادی به ازای افت ولتاژ ۱۴۹
۴-۵-۲-۴- توان اکتیو ۱۵۰
۴-۵-۲-۵- توان راکتیو ۱۵۰
۴-۵-۲-۶- حفاظت شبکه و زمان وصل مجدد ۱۵۱
۴-۵-۳-روش‌های آزمون ۱۵۲
۴-۵-۳-۱- اعتبار آزمون ۱۵۲
۴-۵-۳-۲- شرایط آزمون ۱۵۲
۴-۵-۳-۳- تجهیزات مورد نیاز آزمون ۱۵۳
۴-۵-۴-نوسانات ولتاژ ۱۵۴

۴-۵-۴-۱- عملکرد پیوسته ۱۵۵
۴-۵-۴-۲- عملکرد کلیدزنی ۱۵۵
۴-۵-۵-هارمونیک‌های میانی و مؤلفههای فرکانس بالای جریان ۱۵۶
۴-۵-۶-پاسخ به افت ولتاژ گذرا ۱۵۶
۴-۵-۷-توان اکتیو ۱۵۸
۴-۵-۷-۱- حداکثر توان اندازهگیری شده ۱۵۸
۴-۵-۷-۲- محدودیت نرخ تغییرات توان اکتیو ۱۵۸
۴-۵-۷-۳- کنترل نقطه تنظیم توان اکتیو ۱۵۸
۴-۵-۸-توان راکتیو ۱۵۹
۴-۵-۸-۱- قابلیت توان راکتیو توربین بادی ۱۵۹
۴-۵-۸-۲- کنترل نقطه تنظیم توان راکتیو ۱۵۹
۴-۵-۹-حفاظت شبکه ۱۶۰
۴-۵-۱۰-زمان وصل مجدد ۱۶۰
نتیجه‌گیری ۱۶۲
مراجع ۱۶۳

فهرست اشکال

شکل (۲-۱): حفاظت محل اتصال در ثانویه ۷
شکل (۲-۲): حفاظت محل اتصال در اولیه ۷
شکل (۲-۳): حفاظت ژنراتور ۸
شکل (۲-۴): انواع ترانسفورماتور به منظور اتصال DG به شبکه و فیدر توزیع ۹
شکل (۲-۵): دیاگرام تک خطی برای ترانسفورماتور دارای اتصال زمین شده در اولیه و ثانویه ۱۱
شکل (۲-۶): مدار مؤلفه‌های متقارن برای اتصال ستاره زمین نشده ترانسفورماتور در اولیه و ثانویه ۱۱
شکل (۲-۷): دیاگرام تکخطی رله دیجیتال محل اتصال ۱۳
شکل (۲-۸): توابع حفاظتی اصلی محل اتصال ۱۴
شکل (۲-۹): توابع حفاظتی مورد استفاده در محل اتصال به منظور افزایش امنیت و قابلیت اطمینان ۱۴
شکل (۲-۱۰): طرح حفاظتی شرکت توزیع کانادا به ازای اتصال ترانسفورماتور ستاره زمین شده – ستاره زمین شده ۱۶
شکل (۲-۱۱): طرح حفاظتی شرکت توزیع کانادا به ازای اتصال ترانسفورماتور مثلث – ستاره زمین شده ۱۷
شکل (۲-۱۲): دیاگرام تکخطی ژنراتور تولید پراکنده ۱۸
شکل (۲-۱۳): اتصال مستقیم واحد تولید پراکنده به شبکه ۲۰
شکل (۲-۱۴): اتصال واحد تولید پراکنده به باس حلقوی شبکه ۲۱
شکل (۲-۱۵): اتصال واحد تولید پراکنده به باس حلقوی متعلق به شبکه ۲۱
شکل (۲-۱۶): اتصال واحد تولید پراکنده به باس حلقوی متعلق به واحد تولید پراکنده ۲۲
شکل (۲-۱۷): حدود تعیین شده فلیکر ولتاژ طبق استاندارد IEEE 519-1992 ..... ۲۴
شکل (۲-۱۸): محل اتصال واحد تولید پراکنده روی فیدر ۲۵
شکل (۲-۱۹): اتصال ژنراتور به شبکه به صورت مستقیم ۲۷
شکل (۲-۲۰): اتصال ژنراتور به شبکه در صورت نصب تجهیزات اندازهگیری در محل اتصال ۲۸
شکل (۲-۲۱): استفاده از رله اضافه ولتاژ زمین در سیستم زمیننشده ۳۳
شکل (۲-۲۲): حفاظت محل اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه [۱۴] ۳۴
شکل (۲-۲۳): نمونهای از واحد تولید پراکنده مجهز به کلید انتقال اتوماتیک و سیگنال تریپ مستقیم از طریق تکنولوژی GOOSE ۳۷
شکل (۲-۲۴): حداکثر کاهش توان مجاز به ازای کاهش فرکانس ۴۷
شکل (۲-۲۵): قابلیت توان راکتیو ۴۸
شکل (۳-۱): مشخصه ولتاژ در نقطه اتصال به شبکه برای مولدهای نوع اول ۶۱

شکل (۳-۲): مشخصه ولتاژ در نقطه اتصال به شبکه برای مولدهای نوع دوم..... ۶۲
شکل (۳-۳): مشخصه توان در تغییرات فرکانس شبکه ۶۵
شکل (۳-۴): مشخصه توان – ضریب توان نمونه..... ۶۶
شکل (۳-۵): طرح اتصال نمونه برای مولدهای متصل به ترانس شبکه ۷۵
شکل (۳-۶): طرح نمونه برای اتصال به شبکه ولتاژ متوسط ۷۶
شکل (۳-۷): طرح نمونه برای اتصال به همراه طرح حفاظتی بهبود یافته ۷۷
شکل (۳-۸): منحنی P-Q نمونه ۸۴
شکل (۳-۹): منحنی ضریب توان برحسب اختلاف ولتاژ ۸۴
شکل (۳-۱۰): پیکربندی اتصال به شبکه مولدها برای اتصال به شبکه توزیع مطابق CEI 11-20..... ۸۹
شکل (۳-۱۱): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ ضعیف..... ۸۹
شکل (۳-۱۲): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ ضعیف..... ۹۰
شکل (۳-۱۳): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ ضعیف..... ۹۱
شکل (۳-۱۴): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ ضعیف..... ۹۲
شکل (۳-۱۵): مولد خورشیدی متصل به شبکه ولتاژ متوسط مطابق با CEI 0-16 ..... ۹۳
شکل (۳-۱۶): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ متوسط با توان تولیدی ۲ درصد کمتر از توان نامی ترانس..... ۹۳
شکل (۳-۱۷): نمودار توان اکتیو–راکتیو ۹۹
شکل (۳-۱۸): نمودار گذر از خطای ولتاژ ضعیف..... ۱۰۳
شکل (۳-۱۹): نمودار گذر از خطای ولتاژ بالا..... ۱۰۴
شکل (۴-۱): ژنراتور القایی نوع اول..... ۱۱۰
شکل (۴-۲): مشخصات گشتاور–سرعت و جریان–سرعت ژنراتورالقایی نوع اول..... ۱۱۰
شکل (۴-۳): ژنراتور القایی نوع دوم..... ۱۱۱
شکل (۴-۴): توربین بادی سرعت متغیر ۱۱۱
شکل (۴-۵): توربین بادی سرعت متغیر (نوع چهارم)..... ۱۱۲
شکل (۴-۶): منحنی قابلیت فرکانسی غیر نامی طبق استاندارد NERC ۱۱۸
شکل (۴-۷): نیازمندی LVRT در کشور آمریکا مطابق با استاندارد FERC با شماره ۶۶۱..... ۱۲۰
شکل (۴-۸): منحنی بازه زمانی تحمل افت و افزایش ولتاژ طبق استاندارد NERC در بخش PRC-024-1..... ۱۲۱
شکل (۴-۹): محدوده‌های تحمل ولتاژی پیشفرض برای منابع تجدیدپذیر مطابق با استاندارد ERCOT..... ۱۲۲

شکل (۴-۱۰): مقایسه نیازمندیهای LVRT موجود در استانداردهای کشور آمریکا در مورد حداقل پاسخ مورد نیاز توربین بادی به شرایط افت ولتاژ ۱۲۳
شکل (۴-۱۱): منحنی تحمل اضافه ولتاژ بر حسب زمان طبق استاندارد NERC ۱۲۴
شکل (۴-۱۲): توابع حفاظتی مورد استفاده برای ژنراتور القایی توربین بادی ۱۲۷
شکل (۴-۱۳): نیازمندی‌های تحمل افت ولتاژ به منظور اتصال توربین بادی طبق استاندارد GB/T 19963 ..... ۱۳۷
شکل (۴-۱۴): توسعه ظرفیت توان بادی نصب شده در کشور آلمان ۱۳۹
شکل (۴-۱۵): ناپایداری ولتاژ به ازای اتصالکوتاه سهفاز ۱۴۰
شکل (۴-۱۶): تنظیمات رله‌های حفاظتی ولتاژی ۱۴۳
شکل (۴-۱۷): نیازمندی‌های عملکردی توربین بادی با توجه به فرکانس شبکه ۱۴۳
شکل (۴-۱۸): محدوده عملکردی توربین بادی با توجه به ولتاژ و ضریب توان ۱۴۴
شکل (۴-۱۹): محدوده ولتاژ شبکه در محل اتصال شبکه به هنگام وقوع خطا و بعد از آن ۱۴۵
شکل (۴-۲۰): مشخصه استاتیکی به منظور عملکرد پشتیبان ولتاژ ۱۴۶
شکل (۴-۲۱): تطبیق نقطه تنظیم توان اکتیو ۱۵۰
شکل (۴-۲۲): تطبیق نقطه تنظیم توان راکتیو ۱۵۱
شکل (۴-۲۳): تجهیزات موردنیاز برای سیستم اندازهگیری ۱۵۳
شکل (۴-۲۴): شبکه موردنظر به منظور شبیهسازی فلیکر ولتاژ ۱۵۴
شکل (۴-۲۵): شبکه دارای شبیه‌ساز اتصال کوتاه به منظور آزمون توربین بادی در پاسخ به افت ولتاژ گذرا ۱۵۷
شکل (۴-۲۶): تحمل افت ولتاژ ۱۵۷

فهرست جداول

جدول (۲-۱): انواع اتصالات ترانسفورماتور واسطه به همراه مزایا و معایب هر یک از آنها ۱۰
جدول (۲-۲): انواع اتصالات ترانسفورماتور در کشور کانادا ۱۰
جدول (۲-۳): نیازمندیهای حفاظتی محل اتصال به همراه توابع مورد استفاده در کشور کانادا ۱۳
جدول (۲-۴): نیازمندیهای حفاظتی برای ژنراتورهای تکفاز با توان کمتر از ۵۰ کیلووات ۱۵
جدول (۲-۵): نیازمندیهای حفاظتی برای منابع تولید پراکنده سهفاز ۱۵
جدول (۲-۶): محدوده واحد تولید پراکنده متصل به شبکه مطابق با مقررات سیستم توزیع MONITOBA HYDRO ۱۸
جدول (۲-۷): رفع ولتاژ نامتعادل در محل اتصال [۱۰] ۲۳
جدول (۲-۸): رفع فرکانس نامتعادل در محل اتصال [۹] و [۱۰] ۲۳
جدول (۲-۹): محدودیت پارامترهای شبکه به منظور اتصال سنکرون [۱۰] ۲۳
جدول (۲-۱۰): حداکثر تغییرات جریان هارمونیکی در درصدی از جریان ۲۴
جدول (۲-۱۱): ترتیب انجام آزمونهای طراحی [۱۱] ۲۵
جدول (۲-۱۲): محدودیتهای نصب واحد تولید پراکنده به فیدر توزیع ۲۶
جدول (۲-۱۳): محدودیتهای مربوط به اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه در کشور آمریکا ۲۹
جدول (۲-۱۴): حداکثر جریان هارمونیکی مجاز قابل تغذیه به شبکه فشار ضعیف از طریق منابع تولید پراکنده ۳۰
جدول (۲-۱۵): توابع برخی از رلههای دیجیتال توسط شرکتهای سازنده آنها ۳۰
جدول (۲-۱۶): شرایط سنکرونسازی واحد تولید پراکنده به صورت ژنراتور سنکرون با شبکه در کشور اسپانیا ۴۰
جدول (۲-۱۷): زمان پاکسازی واحد تولید پراکنده به ازای اغتشاشات ولتاژی [۱۵] ۴۱
جدول (۲-۱۸): زمان پاکسازی واحد تولید پراکنده به ازای اغتشاشات فرکانسی ۴۲
جدول (۲-۱۹): نیازمندیهای اتصال تولید پراکنده مربوط به محدودیتهای حفاظتی در کشور اسپانیا [۱۸] ۴۴
جدول (۲-۲۰): عملکرد پیش فرض حفاظت محل اتصال در شبکه فشار ضعیف [۲۱] ۴۹
جدول (۲-۲۱): تنظیمات اتصال مجدد اتوماتیک [۱۸] ۵۰
جدول (۲-۲۲): استانداردهای انتشار فلیکر و هارمونیک ۵۰
جدول (۲-۲۳): تنظیمات حفاظتی محل اتصال (G83/2) در کشور انگلستان ۵۱
جدول (۳-۱): استانداردهای کشور چین در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه ۵۳
جدول (۳-۲): استانداردهای کشور آمریکا در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه ۵۳
جدول (۳-۳): استانداردهای کشور آلمان در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه ۵۴

جدول (۳-۴): استانداردهای کشور ایتالیا در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه ۵۴
جدول (۳-۵):موارد مورد ارزیابی در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه ۵۴
جدول (۳-۶):مقادیر مجاز هارمونیک‌ها و هارمونیک‌های میانی ۵۹
جدول (۳-۷): تنظیمات حفاظتی برای اتصال مولد به ترانس شبکه در نقطه اتصال به شبکه ۷۳
جدول (۳-۸): تنظیمات حفاظتی برای اتصال مولد به ترانس شبکه برای مولد ۷۴
جدول (۳-۹): تنظیمات حفاظتی برای اتصال به شبکه ولتاژ متوسط ۷۶
جدول (۳-۱۰): تنظیمات حفاظتی برای ولتاژ تریپ ۸۱
جدول (۳-۱۱): تنظیمات حفاظتی برای فرکانس تریپ ۸۲
جدول (۳-۱۲): حداکثر مقدار مجاز هارمونیک جریان ۸۲
جدول (۳-۱۳): عبور از خطای ولتاژ ۸۵
جدول (۳-۱۴): عبور از خطای فرکانس ۸۶
جدول (۳-۱۵): حداکثر توان مولد و مشخصات شبکه قابل اتصال ۸۷
جدول (۳-۱۶): توابع حفاظتی مورد استفاده در مولدهای خورشیدی ۹۵
جدول (۳-۱۷): الزامات کشور چین در مورد هارمونیک‌ها ۹۶
جدول (۳-۱۸): الزامات کشور چین در مورد فلیکر ۹۷
جدول (۳-۱۹): الزامات کشور چین در مورد عدم تعادل ولتاژ ۹۷
جدول (۳-۲۰): الزامات کشور چین در مورد تزریق توان در زمان تغییر فرکانس ۱۰۰
جدول (۳-۲۱): الزامات کشور چین در مورد نوسان ولتاژ شبکه ۱۰۱
جدول (۳-۲۲): الزامات کشور چین در مورد نوسان فرکانس شبکه ۱۰۲
جدول (۳-۲۳): الزامات کشور چین در مورد حفاظت ضد جزیره ای ۱۰۵
جدول (۳-۲۴): الزامات ارتباطی استانداردهای کشور چین ۱۰۵
جدول (۴-۱): حداکثر حدود مجاز هارمونیک‌های ولتاژ ۱۰۷
جدول (۴-۲): حداکثر حدود مجاز هارمونیک‌های جریان برای سطح ولتاژ ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت ۱۰۸
جدول (۴-۳): حداکثر حدود مجاز هارمونیک‌های جریان برای سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت ۱۰۸
جدول (۴-۴): الزامات هارمونیکی با توجه به استانداردهای کشور آمریکا ۱۱۳
جدول (۴-۵): راهنمای عملکردی به ازای شرایط افزایش یا کاهش فرکانس طبق استاندارد ERCOT ۱۱۸
جدول (۴-۶): محدوده‌های حفاظتی توربین بادی در کشور آمریکا ۱۲۶

جدول (۴-۷): محدوده‌های هارمونیکی توربین بادی در کشور آمریکا ۱۲۶
جدول (۴-۸): توصیف توابع حفاظتی مورد استفاده برای ژنراتور القایی ۱۲۸
جدول (۴-۹): استانداردهای اصلی کشور چین در مورد اتصال واحدهای تولید پراکنده بادی ۱۲۹
جدول (۴-۱۰): بازه‌های زمانی تعیین شده برای تغییرات ولتاژ طبق استانداردهای کشور چین ۱۳۱
جدول (۴-۱۱): محدوده فرکانسی عملکرد توربین بادی طبق استاندارد کشور چین ۱۳۶
جدول (۴-۱۲): محدودیت‌های حفاظتی توربین بادی در کشور آلمان ۱۴۷
جدول (۴-۱۳): مشخصات افت ولتاژ ۱۴۹
جدول (۴-۱۴): الزامات تجهیزات اندازه‌گیری ۱۵۴

۱- مقدمه

به عنوان یک تعریف مختصر می‌توان تولید پراکنده را به صورت تولید توان در مقیاس کوچک تعریف کرد. اگر چه تولید پراکنده به عنوان یکی از بحث‌های نسبتاً جدید در ادبیات سیستم‌های برق است، ولی ایده اصلی پشت آن به هیچ وجه جدید نیست. در گذشته و در اوایل به راه افتادن صنعت برق، مسأله تولید پراکنده به عنوان یک قانون و نه به صورت یک استثناء بود. اولین نیروگاه‌ها تنها برق مصرف کنندگانی که در همسایگی آن‌ها بوده‌اند را تأمین می-کرده‌اند. اولین شبکه برق به صورت DC بوده و لذا در ولتاژ تولیدی بعلت تلفات، محدودیت وجود داشته است و خطوط انتقال بین تولید کننده و مصرف کننده نیز محدود بوده است. تعادل بین تولید و مصرف گاهی از طریق ذخایر محلی و به بیان دیگر باتری‌هایی انجام می‌گرفت که به صورت مستقیم به شبکه متصل می‌شدند. امروزه نیز از طریق تولید پراکنده ذخایر محلی دوباره به صحنه باز می‌گردند.

بعدها با تکامل در صنعت برق شبکه AC وارد عرصه شد که اجازه انتقال توان به مسافت‌های دورتر را می‌دهد. شبکه‌های عظیم برق ایجاد شدند که شامل خطوط انتقال و شبکه‌های توزیع و نیروگاه‌های بزرگ هستند. تعادل بین تولید و مصرف از طریق میانگین‌گیری بین اثر بارهای مختلف صورت می‌گیرد. امنیت شبکه با جبران شدن اثر خروج یک نیروگاه توسط شبکه بهم پیوسته، بالاتر رفت.

در دهه اخیر پیشرفت‌های بزرگ در تکنولوژی منجر به اقتصادی شدن تولید پراکنده شد. ۵ عامل سبب تحول در تولید پراکنده شد. این ۵ عامل عبارتند از:

- تحول در تکنولوژی‌های تولید پراکنده
- محدودیت در احداث خطوط انتقال
- افزایش نیاز مصرف کنندگان به برق با قابلیت اطمینان بالا
- بازار برق
- نگرانی در زمینه آلودگی‌های زیست محیطی نیروگاه‌های سوخت فسیلی

تولید پراکنده برق مزایای فنی و اقتصادی فراوانی برای وزارت نیرو به عنوان متولی تامین برق کشور به ارمغان دارد. از این رو سیاست‌گذاری برای تامین برق در محل مصرف به منظور تمرکززدایی از واحدهای نیروگاهی بزرگ، افزایش راندمان و افزایش قابلیت اطمینان شبکه، تحت عنوان "طرح توسعه مولدهای تولید پراکنده" طرح ریزی شده است. بطور کلی سیاست این طرح، ارائه تسهیلات و مشوق‌هایی برای افزایش حضور بخش خصوصی در تولید برق است.

در این گزارش استانداردهای معتبر کشورهای صنعتی و پیشتاز در زمینه اتصال انواع مختلف تولیدات پراکنده به شبکه مورد بررسی قرار گرفته است. در بخش اول استاندارد کشورهای کانادا، آمریکا، اسپانیا و انگلستان در رابطه با

اتصال مولد های تولید پراکنده غیر اینورتری به شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرند. در ادامه استانداردهای و قوانین کشورهای چین، آمریکا، آلمان و ایتالیا در رابطه با اتصال نیروگاه‌های خورشیدی به شبکه بررسی می‌شود و در نهایت نیز به بررسی استانداردها و دستورالعمل‌های کشورهای آمریکا، چین، آلمان و سوئیس در رابطه با اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه پرداخته خواهد شد. هدف از بررسی استانداردها و دستورالعمل‌های کشورهای مختلف، شناخت کامل و دقیق انواع روش‌های اتصال به منظور تدوین دستورالعمل مناسب و کارآمد جهت اتصال انواع منابع تولید پراکنده به شبکه برق ایران می‌باشد.

۲- بررسی منابع تولید پراکنده غیر اینورتری و ارزیابی الزامات اتصال آنها به شبکه

۲-۱-مقدمه

در این بخش استاندارد کشورهای کانادا، آمریکا، اسپانیا و انگلستان در رابطه با اتصال مولد های تولید پراکنده غیر اینورتری به شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرند. هدف از بررسی این استانداردها ارزیابی موارد موجود در هر استاندارد می‌باشد تا با بهره‌گیری از آنها بتوان استانداردهای مورد نیاز کشور را توسعه داد.

۲-۲-بررسی و ارزیابی قوانین و مقررات کشور کانادا

ا ستانداردهای ک شور کانادا در مورد نیازمندی‌های ات صال منابع تولید پراکنده بی شتر مربوط به عملکرد و حفاظت آنها می‌باشد [۱]. تولید پراکنده در صنعت برق کانادا به دلایل زیر ظهور پیدا کرده است:

- جایگزینی برای نیروگاه‌ها
- محدودیت‌های ساخت خطوط انتقال جدید
- افزایش قابلیت اطمینان
- کاهش هزینه تولید برق با ظهور تکنولوژی تولید پراکنده

ا ستاندارد IEEE 1547 که در ک شور آمریکا مورد ا ستفاده گرفته و ا ستاندارد مرجع برای ات صال DG به شبکه ا ست، تنها به نیازمندی‌های ا سا سی برای ات صال تولید پراکنده ا شاره می‌کند [۲]. ا ستانداردهای جدیدتری در ک شور کانادا به منظور اتصال DG به شبکه در دست تهیه است. استانداردهای موجود به موارد زیر اشاره می‌کنند:

- عدم ایجاد اضافه ولتاژ
- عدم ایجاد اختلال در هماهنگی حفاظتی رله‌ها
- قطع اتصال در صورتی که اتصال DG باعث آسیب به شبکه شود (توسط رله‌های 81O/U، 27، 59)
- عدم برقدار کردن شبکه وقتی که شبکه بی برق است.
- عدم ایجاد جزیره ناخواسته
- استفاده از رله‌های با امکانات کاربری بالا
- عدم ایجاد هارمونیک‌هایی که باعث اختلال در شبکه می‌شوند.
- جلوگیری از عدم همزمانی بین شبکه و تولید پراکنده

ا ستانداردهایی که در ک شور کانادا به منظور اتـ صال واحد تولید پراکنده به شبکه به کار می‌روند، بی شتر بر روی مباحث حفاظتی و کنترلی اتـ صال DG به شبکه متمرکز ه ستند. این ا ستانداردها شامل IEEE 1547، ا ستاندارد انجمن CETC و د ستورالعمل سی ستم توزیع Monitoba Hydro می‌با شند. در ادامه در رابطه با این ا ستانداردها بیشتر توضیح داده می‌شود.

۲-۲-۱- انواع منابع تولید پراکنده

مولدهای مورد استفاده در واحدهای تولید پراکنده به دو دسته کلی مولدهای سنتی و غیر سنتی تقسیم می‌شوند. مولدای سنتی بر مبنای موتورهای احتراقی بوده و عبارتند از: توربین‌های سرعت پایین، دیزل ژنراتورها و میکروتوربین-ها. مولدهای غیر سنتی عبارتند از: سلول‌های سوختی، دستگاه‌های ذخیره کننده انرژی و دستگاه‌های انرژی تجدیدپذیر.

مولدهای تولید پراکنده توسط نوع مولد تقسیم‌بندی می‌شوند. بسیاری از منابع غیرسنتی مانند سلول‌های سوختی و فتوولتاییک از عناصر الکترونیک قدرت برای اتصال به شبکه استفاده می‌کنند که در بخش‌های بعدی مورد تحلیل قرار می‌گیرند. ماشین‌های احتراق داخلی سنتی از ژنراتورهای سنکرون استفاده کرده و به صورت مستقیم به شبکه متصل می‌شوند. در این بخش منظور از تولید پراکنده، مولدهای مقیاس کوچک گازسوز می‌باشد.

۲-۲-۲- مباحث حفاظتی مرتبط با DG در کشور کانادا

وجود DG در شبکه می‌تواند جهت توان عبوری از تجهیزات حفاظتی را تغییر دهد و این امر باعث افزایش اهمیت مباحث حفاظتی می‌شود. مباحث حفاظتی زیر در استانداردهای کشور کانادا مورد بررسی قرار می‌گیرد [۱]:

- ✓ توان اتصال‌کوتاه
- ✓ جزیره شدن
- ✓ کاهش دید رله‌های دیستانس
- ✓ معکوس شدن جهت توان
- ✓ مشخصات ولتاژ
- ✓ بازبست اتوماتیک
- ✓ پدیده فرورزونانس
- ✓ سیستم زمین

۲-۲-۲-۱- توان اتصال‌کوتاه

هماهنگی صحیح رله‌ها، ریکلوزرها، فیوزها و تجهیزات اضافه جریان بر اساس جریان اتصال کوتاه تنظیم می‌شود. جریان خطا وابسته به نوع اتصال ترانسفورماتور DG است. منابع تولید پراکنده که از طریق تجهیزات الکترونیک قدرت به شبکه متصل می‌شوند، تأثیر زیادی روی جریان اتصال ندارند. تجهیزات حفاظتی باید قادر به تشخیص خطاهای نزدیک به PCC[1] باشند [۳]. در صورتی که قدرت منبع تولید پراکنده نسبت به شبکه بزرگ باشد، ممکن است تأثیر زیادی روی جریان خطای ناشی از شبکه داشته باشد. در این حالت ممکن است مشکلاتی در هماهنگی حفاظتی ایجاد شود. در صورت وجود شرایط زیر ممکن است سیستم حفاظتی قادر به تشخیص خطا نباشد:

- ✓ خطا از نوع فاز به زمین بوده و اتصال DG قادر به ایجاد جریان زمین اولیه نمی باشد.
- ✓ منبع تولید پراکنده تکفاز بوده و به فاز سالم شبکه متصل باشد.
- ✓ در صورتی که جریان شبکه تغذیه کننده خطا زیاد بوده و در صورت قطع شدن شبکه، جریان خطایی که توسط DG تغذیه می‌شود، کاهش می‌یابد.

۲-۲-۲-۲- جزیره شدن

حالت جزیره‌ای به حالتی اطلاق می‌شود که DG با شبکه به صورت موازی کار نمی‌کند و به دلایل زیر ممکن است اتفاق بیفتد [۳]:

- ✓ خطایی که توسط شبکه شناسایی شده و منجر به باز شدن کلید قدرت می‌شود ولی توسط تجهیزات حفاظتی DG تشخیص داده نمی شود.
- ✓ قطع تصادفی شبکه ناشی از مشکلات تجهیزاتی
- ✓ کلید زنی سیستم توزیع
- ✓ قطع عمدی شبکه در نقطه اتصال
- ✓ خطای ناشی از عملکرد اپراتور
- ✓ عملکرد طبیعی سیستم

به هنگام جزیره شدن واحد تولید پراکنده، بازبست اتوماتیک به منظور اتصال مجدد DG به شبکه عمل می کند. عملکرد تجهیزات حفاظتی به هنگام عملکرد موازی با شبکه DG و یا مجزا از آن به دلیل تغییر جریان خطا متفاوت بوده و تجهیزات حفاظتی وابسته به جریان خطا تحت تأثیر قرار می‌گیرند.

[1] Point of Common Coupling

طبق استانداردهای موجود در کشور کانادا، طرح حفاظتی DG باید شرایط زیر را برآورده کند:

- رله‌های دارای تنظیمات گروهی[1] برای عملکرد جزیره‌ای
- با استفاده از لینک‌های مخابراتی می‌توان طرح حفاظتی تطبیقی را پیاده سازی کرد که در هر دو حالت عملکردی به درستی عمل کند.
- حفاظت افت ولتاژ که می‌تواند در صورت عدم عملکرد رله اضافه جریان با تأخیر عمل کند.
- سنکرون سازی مجدد سیستم جزیره شده
- ریکلوزرهای شبکه باید به‌گونه‌ای عمل کنند که باعث وصل مجدد سیستم جزیره شده به شبکه بزرگتری باشند.

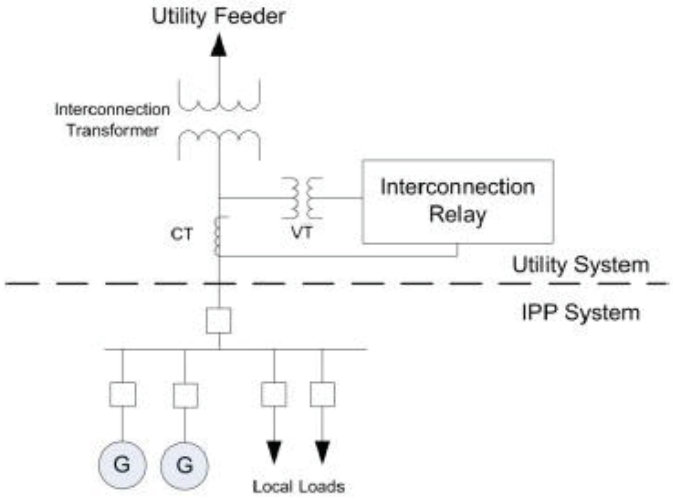
مهمترین مسـأله در عملکرد جزیره‌ای زمانی اتفاق می‌افتد که سـیسـتم در حالت عملکردی موازی با شـبکه کار کند، در صورتی که اتصال با شبکه قطع شده باشد. به این حالت نیز جزیره ناخواسته گفته می‌شود. روش‌های زیر به منظور تشخیص جزیره در کشور کانادا مورد استفاده قرار می‌گیرد [۴]:

- روش‌های مخابراتی: در روش‌هایی که از تجهیزات الکترونیک قدرت استفاده می‌شود، اینورتر توسط شبکه کنترل شده یا ارتباط مخابراتی بین اینورتر و شبکه وجود دارد که اینورتر در زمانی که نیاز است، از مدار خارج شود. برخی از روش‌های مخابراتی عبارتند از: انتقال سیگنال تریپ، سیگنال دهی از طریق خطوط انتقال و کنترل متمرکز و اکتساب اطلاعات.
- روش‌های غیرفعال: در این روش‌ها، پارامترهای مشخص شده مانند ولتاژ و فرکانس مشاهده شده و در صورت تغییر این پارامترها از حالت طبیعی، وضعیت جزیره‌ای مشخص می‌شود. این روش‌ها اکثراً در منابع تولید پراکنده دارای اینورتر استفاده می‌شوند. برخی از این روش‌ها که در کشور کانادا مورد استفاده قرار می‌گیرند، عبارتند از: اضافه/افت ولتاژ، افزایش/کاهش فرکانس، تغییر ناگهانی زاویه فاز سیگنال ولتاژ، تشخیص هارمونیک‌های ولتاژ، تشخیص هارمونیک‌های جریان.
- روش‌های فعال: در این روش‌ها از تغییرات مشخص ولتاژ، فرکانس و امپدانس به منظور تشخیص جزیره استفاده می‌شود. این روش‌ها نیز در منابع تولید پراکنده دارای اینورتر به کار رفته و در بخش بعدی مورد بررسی قرار می‌گیرند. روش‌های زیر اکثراً در کشور کانادا مورد استفاده و بررسی قرار گرفته و عبارتند از: اندازه‌گیری امپدانس، تشخیص امپدانس در یک فرکانس خاص، شیفت فرکانس وضعیت لغزشی، تغییر ناگهانی فرکانس.

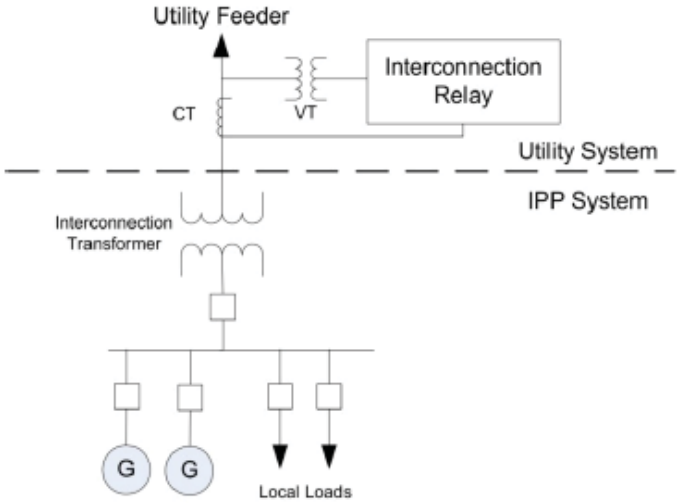
[1] Setting Group

۲-۲-۲-۳- حفاظت منابع تولید پراکنده

حفاظت DG شامل نقطه محل اتصال (PCC) و ترانسفورماتور اتصال می شود. هدف از حفاظت محل اتصال، حفاظت شبکه از واحد DG در سمت شبکه به هنگام بهره برداری موازی شبکه و DG است [۱]. تجهیزات حفاظتی می‌تواند در سمت اولیه و ثانویه ترانسفورماتور واسطه قرار بگیرد.



شکل (۲-۱): حفاظت محل اتصال در ثانویه



شکل (۲-۲): حفاظت محل اتصال در اولیه

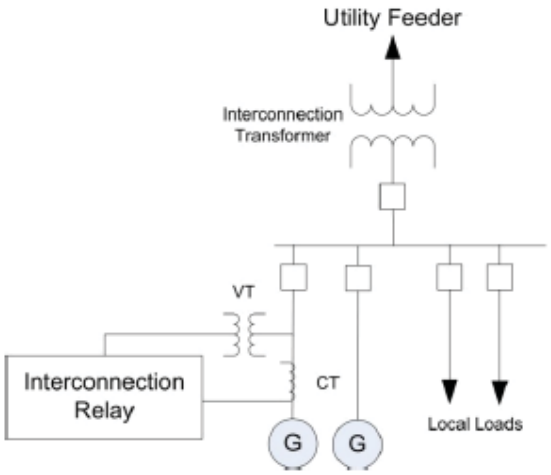
الزامات حفاظت محل اتصال معمولاً توسط شبکه انجام شده و شامل موارد زیر است:

- قطع ژنراتور به هنگام تشخیص وضعیت جزیره شدن تولید پراکنده

- حفاظت از شبکه در برابر صدماتی که توسط DG ایجاد می‌شود (جریان خطا، اضافه ولتاژهای گذرا و ...)
- حفاظت از تولید پراکنده در برابر صدمات ناشی از شبکه (قطع و وصل اتوماتیک و...)

۲-۲-۲-۴- حفاظت ژنراتور

حفاظت ژنراتور در سمت ژنراتور نقطه محل اتصال قرار گرفته و DG را از خطاهای داخلی و شرایط عملکرد غیرعادی حفاظت می‌کند. هر ژنراتور حفاظت خاص خود را دارد و معمولاً در ترمینال ژنراتور قرار می‌گیرد. هدف از این حفاظت، تشخیص وقوع اتصال کوتاه داخلی شرایط عملکردی غیر عادی است. (قطع تحریک، توان معکوس، اضافه تحریک و جریان‌های نامتعادلی)



شکل (۲-۳): حفاظت ژنراتور

۲-۲-۲-۵- حفاظت مربوط به شبکه

به منظور حفاظت شبکه، نیازمندی‌های زیر مورد نیاز است:

- اتصال سیم پیچی ترانسفورماتور محل اتصال
- مشخصات CT و VT
- نیازمندی‌های توابع حفاظتی
- تنظیم برخی از توابع مربوط به اتصال در رله‌های حفاظتی
- سرعت عملکرد

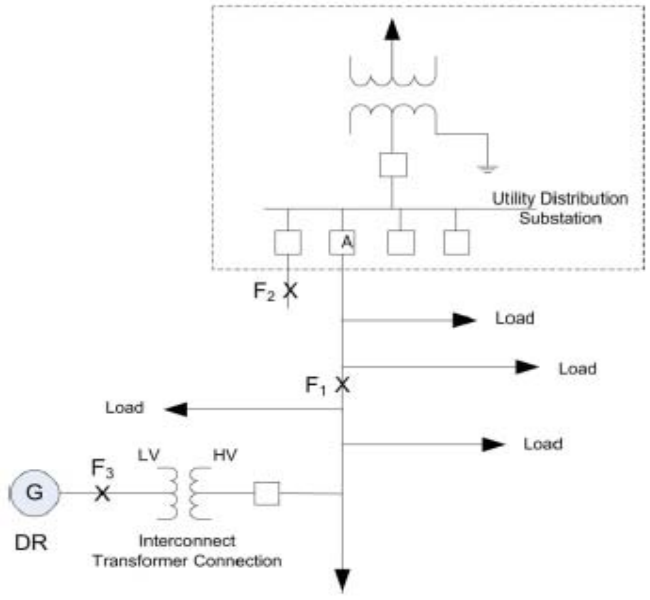
۲-۲-۶- عوامل تأثیرگذار روی حفاظت DG

منابع انرژی متفاوت با توجه به طرح‌های اتصال آنها با شبکه، تأثیرات متفاوتی روی حفاظت شبکه توزیع دارند. طرح‌های بر مبنای ژنراتور سنکرون یا القایی نسبت به سیستم DG دارای عناصر الکترونیک قدرت تأثیر متفاوتی روی شبکه می‌گذارد. همچنین نوع اتصال ترانسفورماتور محل اتصال تأثیر بسزایی روی طرح‌های حفاظتی دارد.

ترانسفورماتور محل اتصال

نوع اتصال ترانسفورماتور نقش مهمی را در اتصال DG به شبکه دارد. تمام اتصالات مزایا و معایبی برای صاحب منبع تولید پراکنده و شبکه دارند. انواع اتصال زمین در این کشور به صورت زیر طبقه بندی می‌شوند:

زمین شده مستقیم، زمین نشده و زمین شده از طریق امپدانس زمین



شکل (۲-۴): انواع ترانسفورماتور به منظور اتصال DG به شبکه و فیدر توزیع

پنج نوع اتصال ترانسفورماتور برای اتصال DG به شبکه به کار می‌رود. نوع اتصال روی اندازه اضافه ولتاژ ناشی از خطاهای تکفاز و روی اندازه جریان خطای ناشی از پست تأثیر می‌گذارد. در بین اتصالات، اتصالی به عنوان بهترین نوع اتصال شناخته نشده است. جدول (۲-۱) مزایا و معایب مربوط به هر کدام از اتصالات را بیان می‌کند.

جدول (۲-۱): انواع اتصالات ترانسفورماتور واسطه به همراه مزایا و معایب هر یک از آنها

سمت فشار قوی	سمت فشار ضعیف	مزایا	معایب
مثلث	مثلث	عدم تغذیه خطاهای زمین F_1 و F_2 توسط واحد تولید پراکنده. همچنین عدم تغذیه خطای زمین F_3 از طریق کلید A	ایجاد اضافه ولتاژ به ازای وقوع خطا و عملکرد کلید قدرت A
مثلث	ستاره زمین‌شده		
ستاره	مثلث		
ستاره زمین‌شده	مثلث	عدم تغذیه خطای زمین F_3 از طریق کلید A عدم ایجاد اضافه ولتاژ به ازای خطای زمین F_1	ایجاد جریان خطای ناخواسته به ازای خطاهای F_1 و F_2
ستاره زمین‌شده	ستاره زمین‌شده	عدم ایجاد اضافه ولتاژ به ازای خطاهای زمین در صورتی که نوترال ژنراتور با امپدانس اندکی زمین شده باشد.	به ازای وقوع خطای زمین F_3، خطا از طریق مسیر کلید A مطابق شکل ۴ تغذیه می‌شود.

هر شبکه، برای اتصال DG، شرایط خود را با توجه به بهترین تجربیات عملی بیان می‌کند. جدول (۲-۲) انواع اتصالات ترانسفورماتور واسطه را برای شبکه توزیع Hydro One در کشور کانادا نشان می‌دهد.

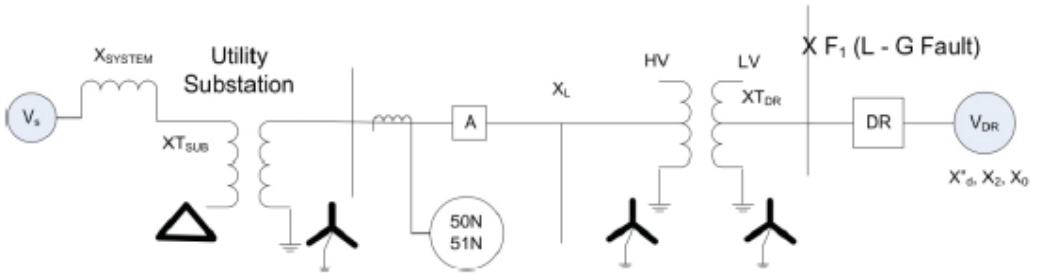
جدول (۲-۲): انواع اتصالات ترانسفورماتور در کشور کانادا

نوع اتصال ترانسفورماتور واسطه		قدرت تولیدی (مگاوات)	ولتاژ ثانویه ترانسفورماتور (کیلوولت)
سمت فشار ضعیف	سمت فشار قوی		
مثلث	ستاره زمین شده	۱-۲	۲۷/۶
ستاره زمین شده	مثلث		
ستاره زمین شده	ستاره زمین شده		
ستاره زمین شده	ستاره زمین شده	۰/۲-۱	۸ و ۱۲ و ۲۷/۶
مثلث	ستاره زمین شده		
ستاره زمین شده	مثلث		
ستاره زمین شده	ستاره زمین شده	۰/۰۵-۰/۲	۴ و ۸ و ۱۲ و ۲۷/۶
ستاره زمین شده	ستاره زمین شده	۰/۰۱-۰/۰۵	۴ و ۸ و ۱۲ و ۲۷/۶

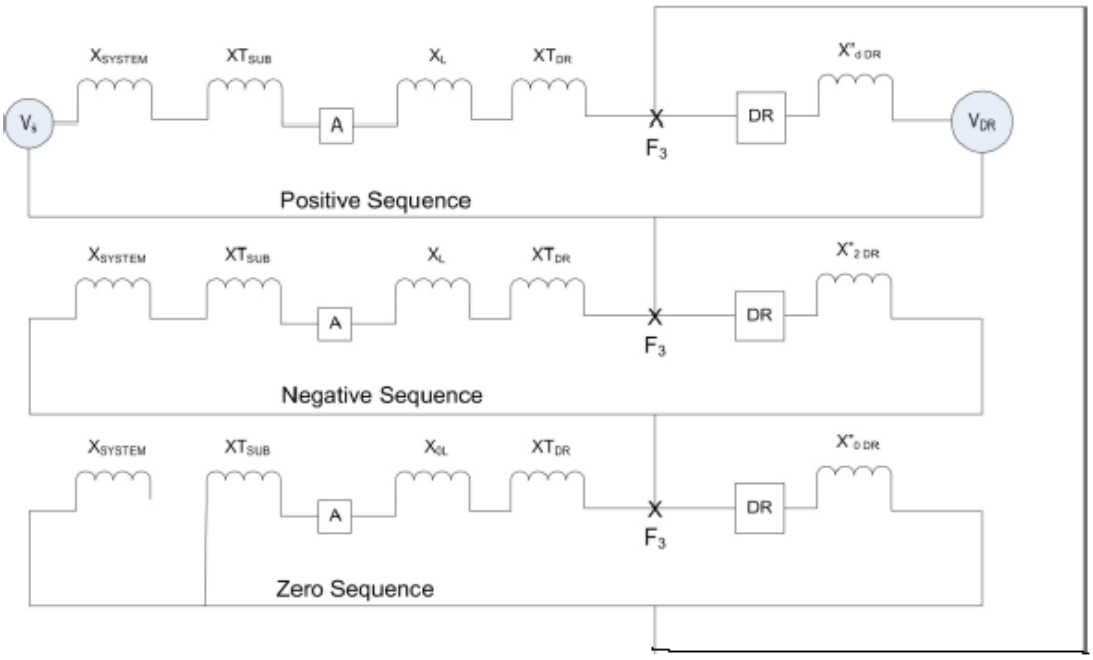
با توجه به جدول (۲-۲)، به ازای تمامی سطوح ولتاژ، استفاده از اتصال ستاره زمین شده – ستاره زمین شده، در کشور کانادا مجاز می‌باشد. مهمترین عیب این نوع اتصال، ایجاد جریان خطای زمین به ازای خطاهای سمت فیدر شبکه است. همچنین این نوع اتصال، رله‌های زمین موجود در سمت پست را به ازای خطاهای سمت ثانویه

تراز سفورماتور وا سطه تحریک می‌کند. به همین دلیل شبکه باید جریان آ ستانه رله زمین موجود در پ ست یا زمان تریپ رله را به منظور ایجاد هماهنگی حفاظتی افزایش دهد. این عمل منجر به کاهش حـسا سیت و سرعت عملکرد حفاظت به ازای خطاهای روی فیدر شده و باعث ایجاد خسارت به فیدر خواهد شد.

با تحلیل مؤلفه‌های متقارن، یک منبع جریان مؤلفه صفر با مشارکت سیستم توزیع که وابسته به وضعیت ژنراتور است، ایجاد می‌شود. در صورت عدم اتصال ژنراتور، جریان مؤلفه صفر برای خطاهای زمین روی سیستم توزیع وجود نخواهد داشت. با این نوع اتصال، اضافه ولتاژ ایجاد نمی شود. در نتیجه اطلاع از نوع اتصال ترانسفورماتور و بررسی انواع خطاهای موجود، برای توصیف طرح حفاظتی صحیح مورد نیاز است.



شکل (۲-۵): دیاگرام تک خطی برای ترانسفورماتور دارای اتصال زمین شده در اولیه و ثانویه



شکل (۲-۶): مدار مؤلفه‌های متقارن برای اتصال ستاره زمین نشده ترانسفورماتور در اولیه و ثانویه

مطالعات شبیه‌سازی

بررسی تأثیرات DG روی شبکه از طریق شبیه سازی مدل‌های جزیی انجام می شود. معادلات اتصال کوتاه به منظور مدلسازی رفتار منابع تولید پراکنده (ژنراتورهای سنکرون، ژنراتورهای القایی و ژنراتورهای دارای تجهیزات واسط الکترونیک قدرت) استفاده می شود. بسته‌های نرم افزاری که در کشور کانادا به منظور بررسی تأثیرات DG روی شبکه استفاده می شوند، شامل CYMTCC و CYMDIST می‌باشند. نتایج شبیه سازی که توسط انجمن منابع تولید پراکنده کانادا (CETC) انجام شده است، شامل موارد زیر است:

- اتصال واحد DG به فیدر منجر به کاهش سهم منبع تولید پراکنده در جریان تغذیه خطا بوده ولی جریان خطا نیز افزایش می‌یابد.
- جریان خطا برای واحدهای تولید پراکنده‌ای که ولتاژ ترمینال ژنراتور توسط خود آن کنترل می‌شود مانند واحدهای سنکرون متصل شده به شبکه به صورت مستقیم، بیشتر کاهش می‌یابد.
- جریان خطا برای واحدهای تولید پراکنده‌ای که از طریق تجهیزات الکترونیک قدرت به شبکه متصل می‌شوند و مانند یک منبع جریان ثابت عمل می‌کنند، قابل چشم‌پوشی است.
- اتصال واحد DG به فیدر توزیع باعث می‌شود که تجهیزات حفاظتی دارای نواحی کور[1] شوند و هماهنگی حفاظتی آنها نیز مختل شود. به همین دلیل در این شرایط مطالعات باید با دقت بالاتر و مدلسازی جزیی‌تری انجام شود.

۲-۲-۲-۷- توابع رله‌های حفاظتی موجود در کشور کانادا

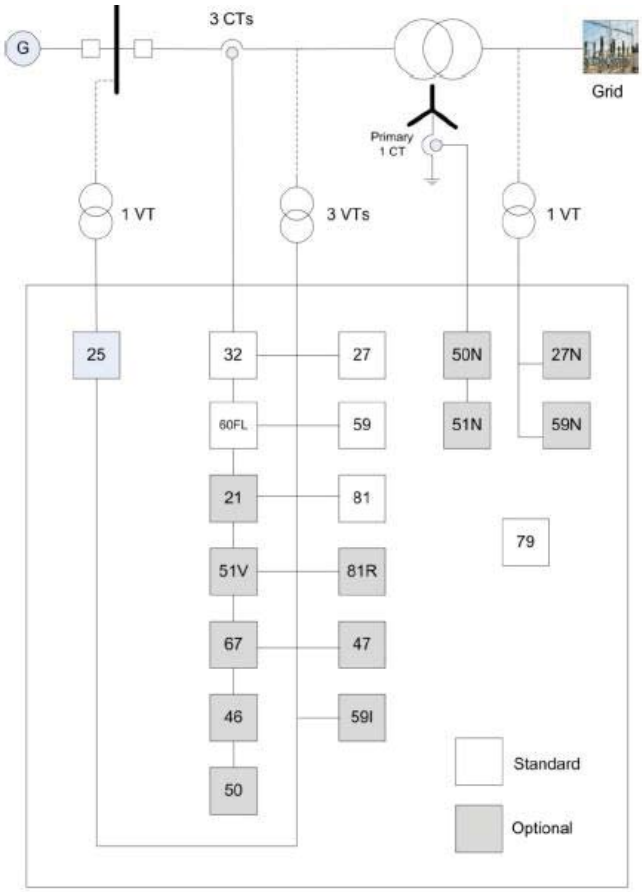
استراتژی رله‌های حفاظتی منابع تولید پراکنده باید به گونه‌ای انتخاب شود که کمترین هزینه و تأثیر روی سیستم‌های مجاور ایجاد شود. یک روش استفاده از رله‌های دیجیتال بوده که توابع مربوط به حفاظت‌های مختلف در یک رله پیاده‌سازی می‌شود. جدول(۲-۳) توابع خاص مربوط به حفاظت محل اتصال را نشان می‌دهد.

[1] Blind Zones

جدول (۲-۳): نیازمندی‌های حفاظتی محل اتصال به همراه توابع مورد استفاده در کشور کانادا

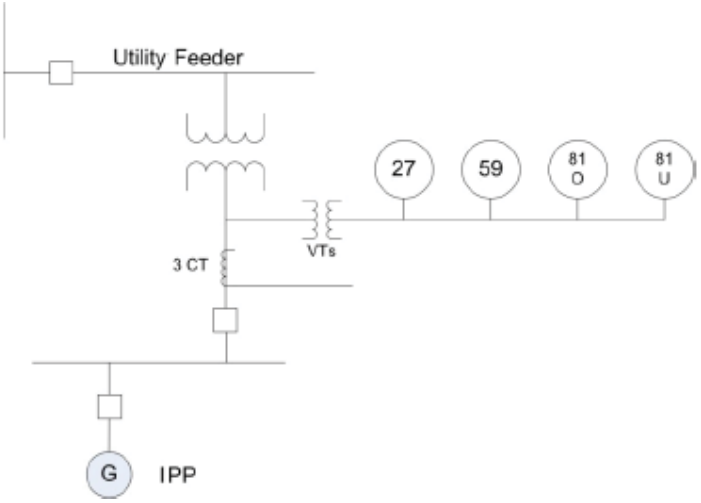
توابع حفاظتی	نیازمندی‌های حفاظتی محل اتصال
81O/U , 81R , 27/59 , 59I , TT	تشخیص عدم اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه
خطای فاز: 21 , 67 , 51V خطای زمین : 27N , 59N , 67N , 51N	تشخیص تغذیه خطای پشت سر
78 , 46 , 47	تشخیص شرایط آسیب رسان
32	تشخیص جهت توان معکوس
25	ترمیم

یکی از مزایای استفاده از رله‌های دیجیتال، وجود کانال‌های مخابراتی و قابلیت مشاهده شکل موج در این رله‌ها است. دیاگرم تک خطی رله دیجیتال برای حفاظت محل اتصال که در کشور کانادا مرسوم هست، در شکل (۲-۷) نشان داده شده است.



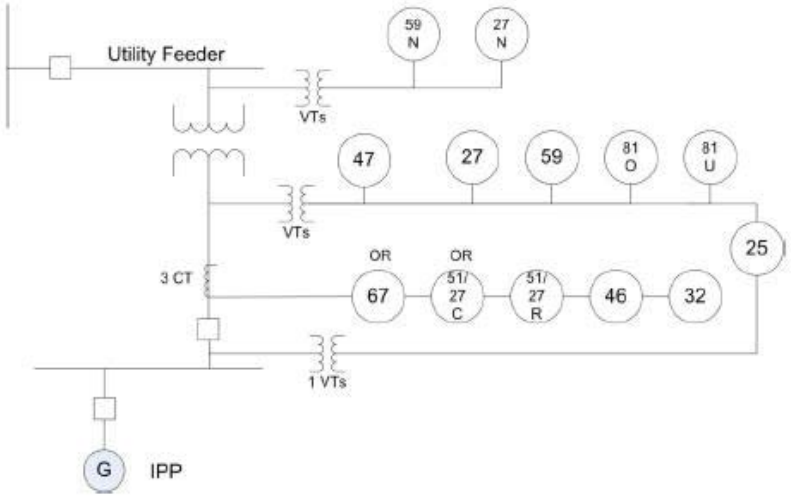
شکل (۲-۷): دیاگرام تک‌خطی رله دیجیتال محل اتصال

توابع حفاظتی مرسوم در کشور کانادا به منظور تشخیص اغتشاشات در شکل (۲-۸) نشان داده شده اند.



شکل (۲-۸): توابع حفاظتی اصلی محل اتصال

سیستم تولید پراکنده باید به شرایط ایده‌آل خود، قبل از بازیابی و اتصال مجدد به شبکه پیدا کند. به همین دلیل به منظور تشخیص جریان‌های آ سیب زننده به واحد تولید پراکنده به هنگام عملکرد موازی با شبکه، برخی توابع به توابع حفاظتی ذکر شـده اضـافه می‌شـوند. حفاظت‌های اضـافه جریان، ولتاژ و جریان نامتعادل (51C 67 , 46) و حفاظت ولتاژ اضافی (47 , 27N , 59N/G) به منظور افزایش امنیت افزوده می‌شوند. توابع نامتعادلی جریان (46) و نامتعادلی ولتاژ (47) به ترتیـــــب به منظور حفاظت محل اتصـال در برابر جریان‌های نامتعادل و حفاظت در برابر خطاهای زمین با امپدانس بالا استفاده می‌شوند. توابع 59N و 27N در سمت فشار قوی ترانسفورماتور ستاره–مثلث به منظور تشخیص خطاهای فاز به زمین استفاده می‌شوند.



شکل (۲-۹): توابع حفاظتی مورد استفاده در محل اتصال به منظور افزایش امنیت و قابلیت اطمینان

مطابق با د ستورالعمل سیستم توزیع Monitoba Hydro، توابع حفاظتی موردنیاز برای ژنراتورهای تکفازی که قابلیت عملکرد مستقل از شبکه را دارند، به صورت جدول (۲-۴) می‌باشد.

جدول (۲-۴): نیازمندی‌های حفاظتی برای ژنراتورهای تک‌فاز با توان کمتر از ۵۰ کیلووات

توصیف عملکرد	تابع حفاظتی
تجهیز قطع محل اتصال DG به شبکه	89
تجهیز قطع اتصال ژنراتور	89G
حفاظت اضافه ولتاژ	59T
حفاظت افت ولتاژ	27
حفاظت فرکانسی	81O/U
حفاظت اضافه جریان	50/51
حفاظت سنکرون‌چک	25

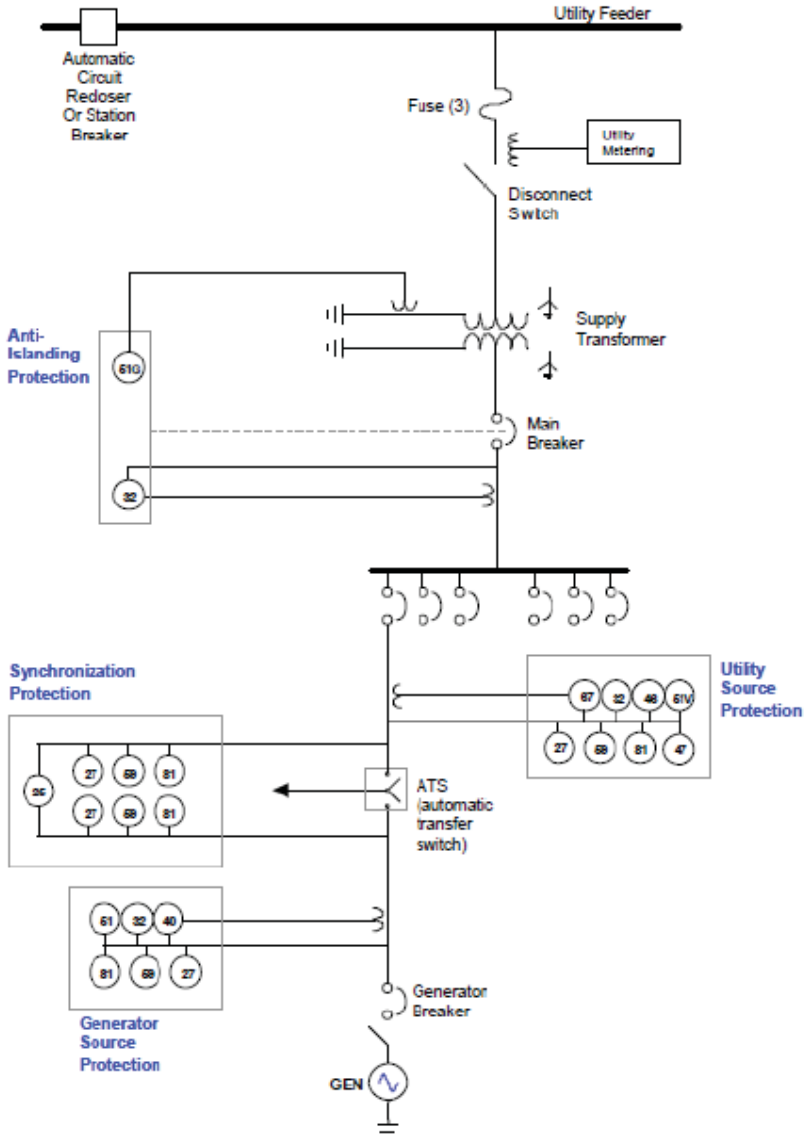
همچنین مطابق این د ستورالعمل، نیازمندی‌های حفاظتی برای ژنراتورهای سه فاز به ازای حفاظت‌های متفاوت به صورت زیر است. در جدول (۲-۵) علامت × و □ به ترتیب نشان دهنده ضروری و اختیاری هستند.

جدول (۲-۵): نیازمندی‌های حفاظتی برای منابع تولید پراکنده سه‌فاز

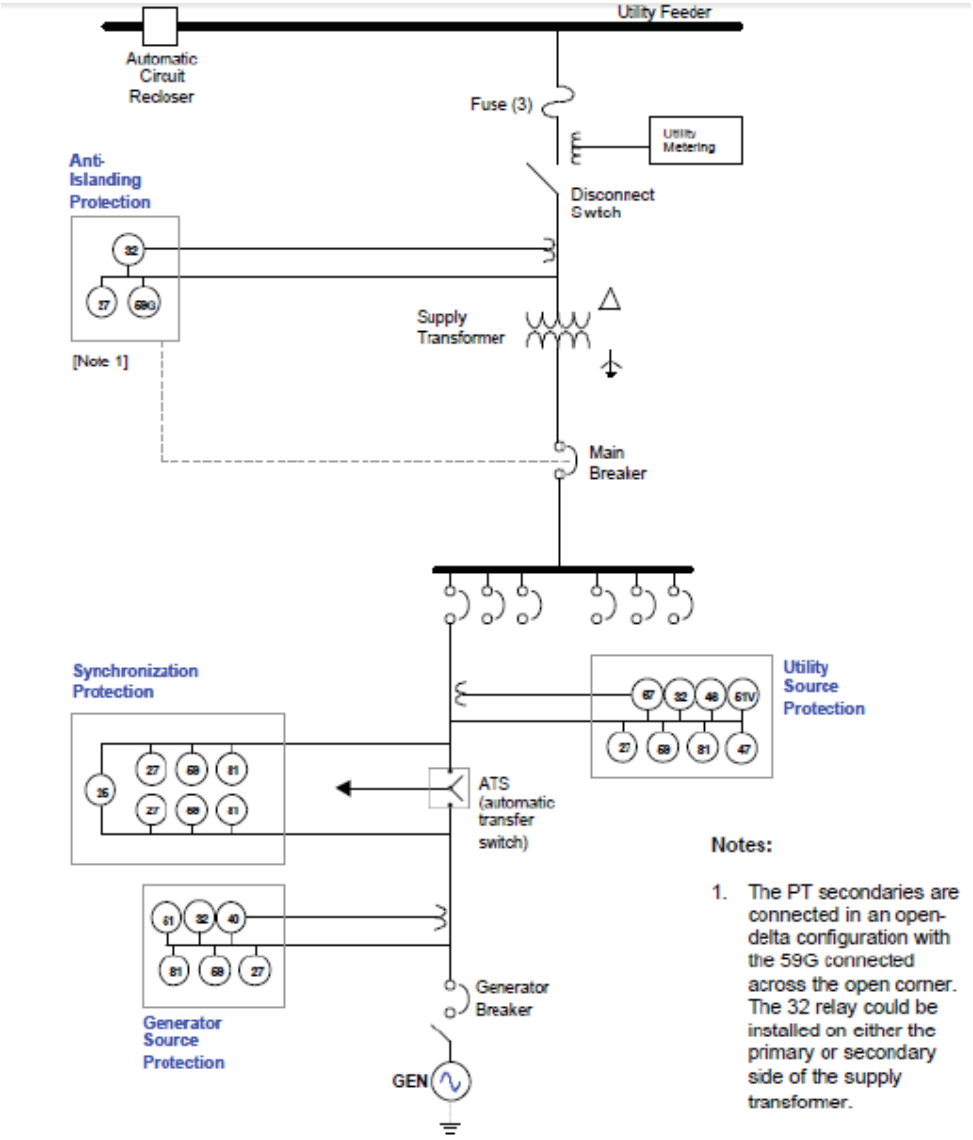
نشانه	توصیف عملکرد	GSP	SP	USP	AIP
TT	ارسال سیگنال تریپ				□
59G	اضافه ولتاژ زمین				×
32	توان معکوس	×		×	×
27	حفاظت افت ولتاژ	×	×	×	×
59	حفاظت اضافه ولتاژ	×	×	×	
46	اضافه جریان مؤلفه منفی			×	□
47	ولتاژ مؤلفه منفی			×	□
67	اضافه جریان جهتی			□	□
51	اضافه جریان	×		×	
51G	اضافه جریان نوترال			□	
51V	اضافه جریان کنترل شده با ولتاژ			□	
59I	اضافه ولتاژ سرعت بالا			□	
59T	اضافه ولتاژ تأخیری			×	
25	سنکرون‌چک		×		
40	قطع تحریک	×			
81O	افزایش فرکانس	×	×	×	
81U	کاهش فرکانس	×	×	×	
89	تجهیز قطع محل اتصال DG به شبکه			×	×
89G	تجهیز قطع اتصال ژنراتور	×			

هم‌چنین در این جدول GSP = حفاظت ژنراتور، SP = حفاظت سنکرون‌سازی، USP = حفاظت شبکه، AIP = حفاظت ضدجزیره‌ای می‌باشد

در نهایت طرح حفاظتی واحد تولید پراکنده برای اتصالات پرکاربرد تراز سفورماتور وا سطه ستاره زمین شده – ستاره زمین شده و مثلث – ستاره زمین شده که توسط شرکت توزیع Monitoba Hydro بیان گردیده و شامل حفاظت‌های ضدجزیره‌ای، سنکرون سازی، شبکه و ژنراتور هستند، در شکل‌های (۲–۱۰) و (۲–۱۱) نشان داده شده‌اند.



شکل (۲-۱۰): طرح حفاظتی شرکت توزیع کانادا به ازای اتصال ترانسفورماتور ستاره زمین شده – ستاره زمین شده



شکل (۲-۱۱): طرح حفاظتی شرکت توزیع کانادا به ازای اتصال ترانسفورماتور مثلث – ستاره زمین شده

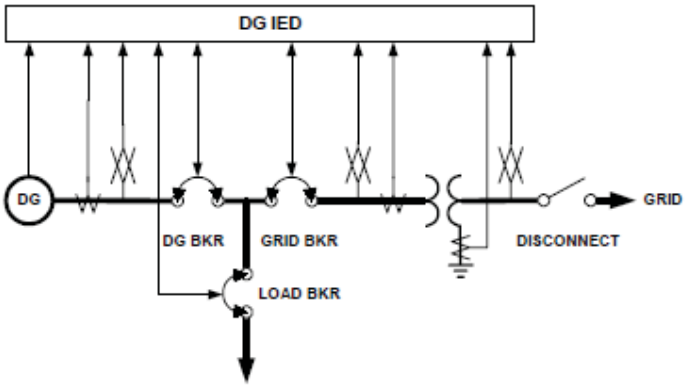
۲-۲-۳- مباحث کنترلی مرتبط با DG در کشور کانادا

۲-۲-۳-۱- رابط کاربری محلی

وجود رابط کاربری به منظور دسترسی به تنظیمات حفاظتی امری ضروری است. همچنین نمایش سیگنال‌های ولتاژ و جریان، اطلاعات حفاظتی و کنترلی و انجام اعمال کنترلی مانند اعمال تریپ دستی از طریق رابط کاربری قابل دستیابی است.

۲-۲-۳-۲- سنکرون‌سازی

به منظور ارسال اطلاعات به IED[1]، واحد تولید پراکنده از سنکرون‌سازهای اتوماتیک استفاده می‌کند. در این صورت تابع سنکرون‌چک به منظور محا سبه اختلاف فاز، ولتاژ و فرکانس به کار برده می شود. همچنین این تابع قادر به ممانعت از بسته شدن کلید قدرت DG به هنگام بی برق بودن منبع تولید پراکنده است.



شکل (۲-۱۲): دیاگرام تک‌خطی ژنراتور تولید پراکنده

مطابق د ستورالعمل سی ستم توزیع کانادا، در صورتی که شرایط عملکرد خارج از محدوده جدول (۲-۶) با شد، اتصال بین DG و شبکه قطع می‌شود.

جدول (۲-۶): محدوده واحد تولید پراکنده متصل به شبکه مطابق با مقررات سیستم توزیع Monitoba Hydro

اختلاف زاویه فاز (درجه)	اختلاف ولتاژ	اختلاف فرکانس (هرتز)	توان تولیدی (kVA)
۲۰	٪۱۰	۰/۳	۵۰۰-۰
۱۵	٪۵	۰/۲	۱۵۰۰-۵۰۰
۱۰	٪۳	۰/۱	> ۱۵۰۰

۲-۲-۳-۳- بازیابی اتوماتیک

هنگامی که DG به ازای وقوع خطا از شبکه ایزوله می‌شود، منبع تولید پراکنده باید قابلیت اتصال مجدد به شبکه را، پس از برقدار شدن شبکه و بازگشت پارامترهای سیستم به حالت نرمال داشته باشد. در این حالت توابع منطقی قابل برنامه‌ریزی به منظور صدور سیگنال اتصال DG به شبکه موردنیاز است [۵] و [۶].

[1] Intelligent Electrical Device

۲-۳-بررسی و ارزیابی قوانین و مقررات کشور آمریکا

قوانینی که در کشور آمریکا در مورد اتصال DG به شبکه وجود دارد به گونه‌ای است که قابلیت اطمینان، امنیت، کیفیت توان و عملکرد سیستم قدرت را تحت تأثیر قرار ندهد [۷]. به طور کلی واحد تولید پراکنده در صورتی قابلیت اتصال به شبکه را پیدا می‌کند که شرایط زیر برقرار باشد:

- مجموع توان تولیدی واحد تولید پراکنده از ۵ درصد حداکثر بار شبکه افزایش پیدا نکند.
- واحدهای تولید پراکنده نباید مانع از عملکرد ریکلوزرهای حفاظتی موجود در شبکه شوند.
- اتصال واحد تولید پراکنده زمانی اتفاق می‌افتد که بیش از ۵۰ درصد تجهیزات حفاظتی شینه مدنظر را برقدار کرده باشند.
- عملکرد موازی واحد تولید پراکنده نباید باعث ایجاد تداخل حفاظتی شود.
- بارگذاری تجهیزات و ظرفیت قطع خطا به هنگام اتصال واحد تولید پراکنده نباید بیش از حد افزایش یابد.

الزاماتی که برای طراحی واحد تولید پراکنده باید در نظر گرفته شود، شامل مباحث کلی و مباحث خاص می‌شود. مباحث کلی اتصال عبارتند از [۸]:

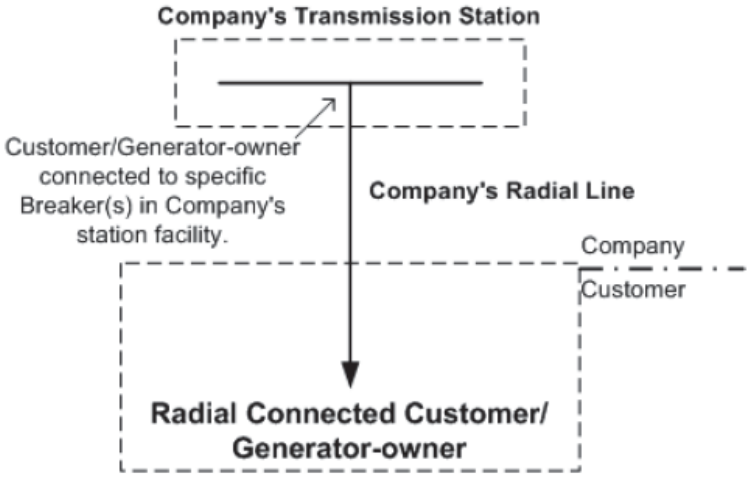
- اتصال منابع تولید پراکنده باید در برابر سنکرون سازی و تغذیه معکوس محافظت شوند. مباحث اتصال موازی واحد تولید پراکنده نباید روی اندازه ژنراتور تأثیر بگذارد. به همین دلیل هر اتصال باید از لحاظ اندازه و نوع واحد تولید پراکنده مورد مطالعه قرار گیرد.
- به ازای اتصال واحد تولید پراکنده، باید کیفیت توان و الزامات عملکردی سیستم انتقال در نظر گرفته شود.
- مسؤلیت طراحی سیستم و تغییرات عملکردی به وجود آمده ناشی از نصب DG بر عهده بهره‌بردار واحد تولید پراکنده می‌باشد.

مباحث خاص مربوط به اتصال واحد تولید پراکنده بر اساس استاندارد NERC اعلام می‌شود. شرکت برق، ولتاژ اتصال و روش اتصال واحد تولید پراکنده با سیستم را با استفاده از موارد R2.1.1 و R2.1.16 از استاندارد NERC[1] مشخص می‌کند و طبق این استاندارد موارد زیر بایستی لحاظ گردد.

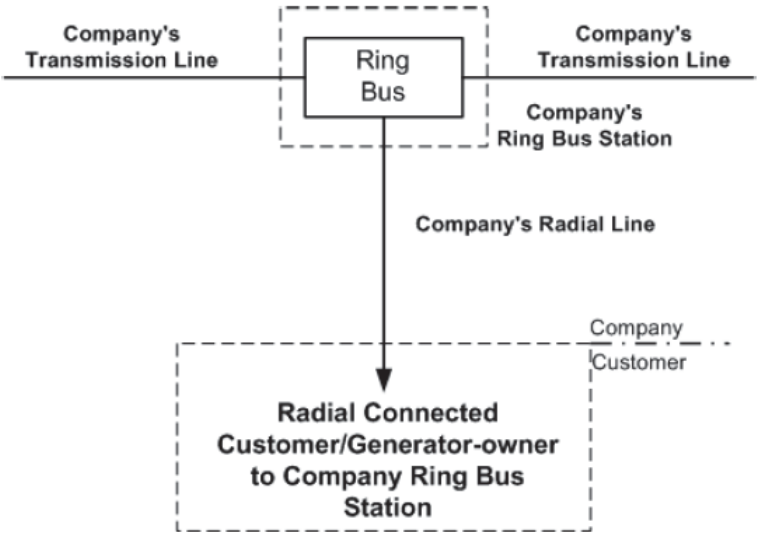
- اتصال معمول برای سطوح ولتاژی ۲۳۰ کیلوولت و ۳۴۵ کیلوولت به صورت شعاعی می‌باشد.

[1] North American Electricity Reliability Corporation

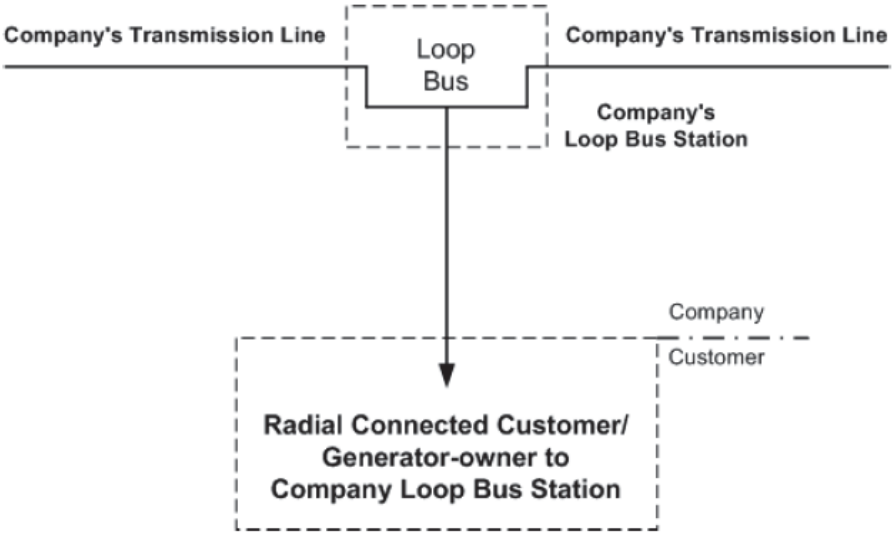
- اتصال معمول برای سطوح ولتاژی ۲۳ کیلوولت تا ۱۱۵ کیلوولت به صورت شعاعی به پست می‌باشد. بقیه اتصالات به پست سه کلید نیاز دارند.
- سیستم انتقال باید به گونه‌ای اتصال واحد تولید پراکنده را طراحی و اجرا نماید که مورد قبول واحد تولید پراکنده باشد.
- طرح‌های حفاظتی و مقررات اتصال باید به گونه‌ای طراحی شود که از جزیره شدن واحد تولید پراکنده در شرایطی که تعدادی از بارها بی‌برق می‌شوند، جلوگیری کند.
- شرکت برق تعیین پارامترهای محل اتصال اصلی را به عهده واحد تولید پراکنده می‌گذارد. این پارامترها عبارتند از: ترانسفورماتور محل اتصال، تجهیزات قطع کننده، رله‌ها و ژنراتورها به همراه تجهیزات مرتبط به آن.
- صاحب واحد تولید پراکنده تنها موظف به حفاظت تجهیزات شبکه خود می‌باشد. همچنین صاحب واحد تولید پراکنده به گونه‌ای نیازمندی‌های الکتریکی و حفاظتی را تعیین می‌کند که هماهنگی حفاظتی بین رله‌های واحد تولید پراکنده و سیستم حفاظتی شبکه وجود داشته باشد. هماهنگی حفاظتی توسط شبکه برق انجام می‌شود.
- صاحب واحد تولید پراکنده مسؤول افزایش یا کاهش فرکانس و ولتاژ که منجر به عملکرد رله‌های حفاظتی می‌شود، می‌باشد. عملکرد صحیح رله‌های فرکانسی به منظور امنیت سیستم امری ضروری است. بدین ترتیب صاحب واحد تولید پراکنده باید نحوه عملکرد رله‌های فرکانسی را به شبکه برق گزارش داده و در صورت نیاز مجدداً آن‌ها را تنظیم کند.



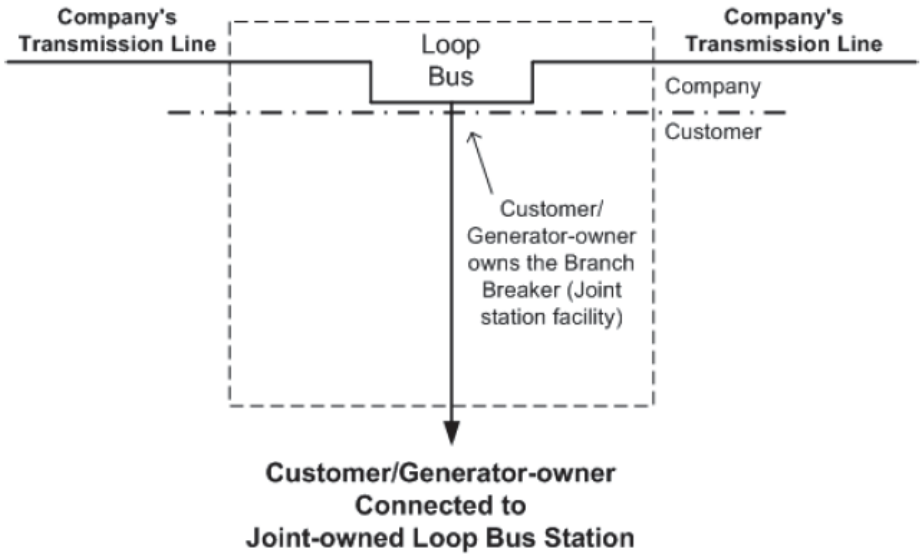
شکل (۲-۱۳): اتصال مستقیم واحد تولید پراکنده به شبکه



شکل (۲-۱۴): اتصال واحد تولید پراکنده به باس حلقوی شبکه



شکل (۲-۱۵): اتصال واحد تولید پراکنده به باس حلقوی متعلق به شبکه



شکل (۲-۱۶): اتصال واحد تولید پراکنده به باس حلقوی متعلق به واحد تولید پراکنده

۲-۳-۱- استانداردهای اتصال واحدهای تولید پراکنده در کشور آمریکا

استانداردهایی که در این رابطه در کشور آمریکا مورد استفاده قرار می‌گیرند، اکثراً مربوط به محدودیت‌های ولتاژ و فرکانسی بوده و کنترل و پایداری آن را بررسی می‌کنند. به گونه‌ای که در صورت افزایش نفوذ DG در شبکه، مشکلات حفاظتی و پایداری ایجاد نشود. استانداردهای مربوط به اتصال DG در آمریکا، شامل استانداردهای IEEE 1547 و CPUC[1] Rule 21 می‌باشند. استاندارد CPUC Rule 21 تمام استانداردهای موجود در IEEE 1547 در مورد اتصال DG به شبکه را پوشش داده و قواعد ضدجزیره‌ای شدن واحد تولید پراکنده را مورد بررسی قرار می‌دهد [۲]. با توجه به استانداردهای موجود، DG تنظیم ولتاژ و کنترل آن را بر عهده ندارد.

همچنین در لحظه اتصال DG، ولتاژ نباید بیش از ۵ درصد نسبت به ولتاژ شبکه دچار تغییر شود. به هنگام جزیره‌ای شدن DG، تا قبل از اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه، ولتاژ و فرکانس باید به محدوده‌های مجاز خود برسند. بدین منظور از طرح‌های حفاظتی استفاده می‌شود. واحد تولید پراکنده قبل از اتصال به شبکه، باید مدت زمان معینی تأخیر داشته باشد. محدوده‌های مجاز فرکانس بین ۵۹,۳ تا ۶۰,۵ هرتز بوده و DG باید قادر به ایجاد حداقل ۲۲۰ درصد ولتاژ نامی سیستم در محل مشترک اتصال باشد [۹]. همچنین سیستم زمین باید به گونه‌ای طراحی شود که باعث عدم هماهنگی حفاظتی رله‌ها به ازای خطاهای زمین نشده و باعث اضافه ولتاژهای بیش از حد تحمل تجهیزات نشود. خطاهای فاز و زمین ایجاد شده در شبکه، باید به طور مجزا توسط رله‌های حفاظتی تولید پراکنده

[1] California Public Utilities Commission

تشـــخیص داده شـــود. طبق جدول‌های زیر تغییرات ولتاژ و فرکانس باید با تأخیرهای از پیش تعیین شـــده، برطرف شوند.

جدول (۲-۷): رفع ولتاژ نامتعادل در محل اتصال [۱۰]

زمان رفع خطا (ثانیه)	محدوده ولتاژ (بر حسب درصدی از ولتاژ نامی)
۰/۱۶	V<50
۲	50<V<88
۲	110<V<120
۰/۱۶	V>120

جدول (۲-۸): رفع فرکانس نامتعادل در محل اتصال [۹] و [۱۰]

اندازه واحد تولید پراکنده	محدوده فرکانس (هرتز)	زمان پاکسازی (ثانیه)
کمتر از ۳۰ کیلووات	f>60.5	۰/۱۶
	f>59.5	۰/۱۶
بیشتر از ۳۰ کیلووات	f>60.5	۰/۱۶
	f<(59.8-57)	۰/۱۶ تا ۳۰۰ (قابل تنظیم)
	f<57	۰/۱۶

برای جداول (۲–۷) و (۲–۸)، در صـــورتی‌که اندازه واحدهای تولید پراکنده کمتر از ۳۰ کیلووات باشـــد، زمان‌های بیان شده حداکثر زمان پاکسازی و در صورتی‌که بیش از ۳۰ کیلووات باشد، زمان پاکسازی پیش فرض می‌باشد.

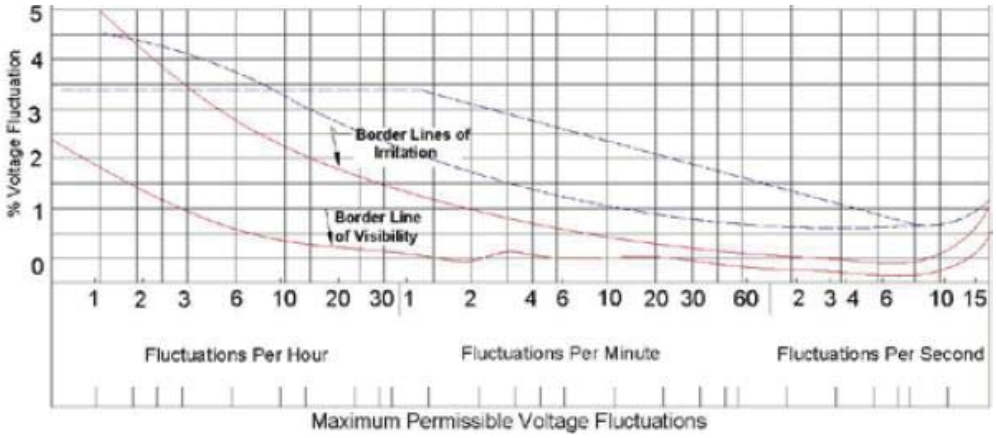
به منظور سنکرون سازی DG با شبکه، باید پارامترهای بیان شده در جدول (۲-۹)، در محل PCC اندازه‌گیری شوند.

جدول (۲-۹): محدودیت پارامترهای شبکه به منظور اتصال سنکرون [۱۰]

مجموع توان واحدهای تولید پراکنده (KVA)	تفاضل فرکانس (هرتز)	تفاضل ولتاژ (درصد)	تفاضل زاویه فاز (درجه)
۵۰۰–۰	۰,۳	۱۰	۲۰
>۱۵۰۰–۵۰۰	۰,۲	۵	۱۵
>۱۰۰۰۰–۱۵۰۰	۰,۱	۳	۱۰

تغییرات ناگهانی در اندازه ولتاژ، فلیکر ولتاژ می‌باشـــد. اگرچه وارد مدار شـــدن بار خازنی یا قطع بار القایی باعث ایجاد گذراهای ولتاژ می‌شود ولی منظور از فلیکر، افت سریع ولتاژ می‌باشد.

طبق اســتاندارد IEEE 519-1992 مقادیر قابل قبول فلیکر ولتاژ در برابر فرکانس وقوع آن در شــکل (۲-۱۷) مشخص شده است.



شکل (۲-۱۷): حدود تعیین شده فلیکر ولتاژ طبق استاندارد IEEE 519-1992

طبق شکل (۲-۱۷)، خطوط نشان دهنده فلیکر ولتاژی که توسط شرکت GE مشخص شده‌اند و نقطه‌چین‌ها نیز نشان دهنده فلیکر ولتاژی که توسط شبکه برق آمریکا به عنوان فلیکر مجاز تعیین شده‌اند، می‌باشند.

جدول زیر حداکثر جریان هارمونیکی را بر اساس استاندارد IEEE 1547-4.3.3 نشان می‌دهد.

جدول (۲-۱۰): حداکثر تغییرات جریان هارمونیکی در درصدی از جریان

حداکثر تغییرات ناشی از هارمونیک (درصد)	مرتبه هارمونیکی h (هارمونیک‌های فرد)
۴	h<11
۲	11<h<17
۱/۵	17<h<23
۰/۶	23<h<35
۰/۳	35<h
۵	(TDD) تغییرات کلی بار

هارمونیک‌های زوج به ۲۵ درصد محدوده هارمونیک‌های فرد نشان داده شده در جدول بالا محدود می‌شوند.

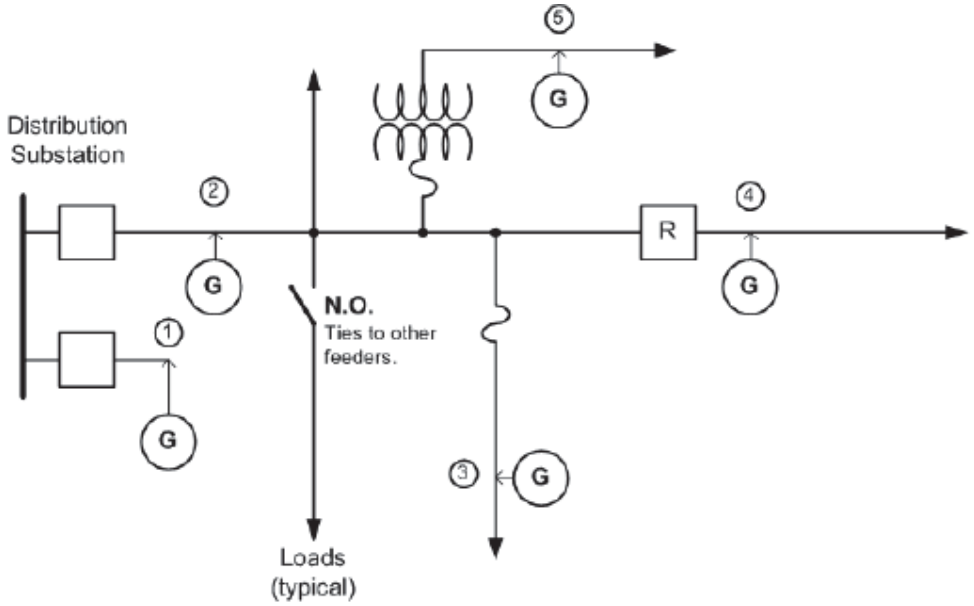
طبق استاندارد IEEE 1547 آزمون‌هایی که برای طراحی سیستم اتصال انجام می‌شوند، درجدول (۲-۱۱) آورده شده‌اند.

جدول (۲-۱۱): ترتیب انجام آزمون‌های طراحی [۱۱]

عنوان آزمون طراحی	ترتیب الزامی
پاسخ به ولتاژ و فرکانس غیر نامی	۱
سنکرون سازی	۲
آزمون ادغام اتصالات	۳
عنوان آزمون طراحی	**ترتیب پیشنهادی**
پاسخ به ولتاژ و فرکانس غیر نامی	۴
سنکرون سازی	۵
جزیره شدن غیر عمدی	۶
محدودیت ورود سیگنال DC	۷
هارمونیک‌ها	۸

۲-۳-۲- کلاس‌بندی منابع تولید پراکنده بر اساس محل نصب روی فیدر توزیع در کشور امریکا

اتصـــال منابع تولید پراکنده به شـــبکه باعث ایجاد حالت‌های گذرا و ماندگار در ولتاژ، ایجاد هارمونیک و افزایش سطح اتصال کوتاه می‌شوند. اتصال منابع دارای قدرت ۲ مگاوات و کمتر تأثیر زیادی روی مشخصات شبکه ندارد. به منظور اتصال DG به شبکه، دو شبکه توزیع کلی وجود دارد. سطوح ولتاژی به دو دسته فشار ضعیف (کمتر از ۶۰۰ ولت) و فشـار متوسـط (بیشـتر از ۶۰۰ ولت و کمتر از ۱۵۰۰ ولت) بر مبنای محل واحد تولید پراکنده و اندازه ژنراتور تقسیم می‌شوند [۸].



شکل (۲-۱۸): محل اتصال واحد تولید پراکنده روی فیدر

جدول (۲-۱۲): محدودیت‌های نصب واحد تولید پراکنده به فیدر توزیع

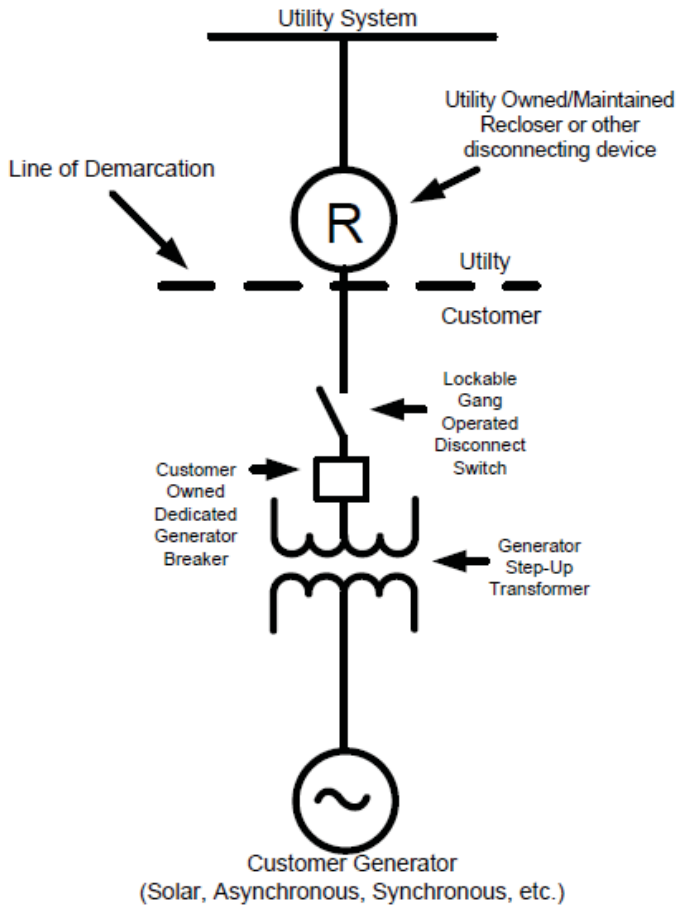
محل DG روی فیدر	ولتاژ سه‌فاز سیستم توزیع شعاعی	
	۴ یا ۵ کیلوولت	۱۵ کیلوولت
۱. فیدر شعاعی اختصاصی	۲٫۸ مگاولت آمپر	۹ مگاولت آمپر
۲. فیدر اصلی	۷۵۰ کیلوولت آمپر	۲٫۵ مگاولت آمپر
۳. انشعاب حفاظت شده توسط فیوز	۷۵ کیلوولت آمپر	۲۵۰ کیلوولت آمپر
۴. فیدر تقسیم شده	۱۰۰ کیلوولت آمپر	۳۰۰ کیلوولت آمپر
۵. انشعاب حفاظت شده توسط ترانسفورماتور دارای فیوز	۵۰ کیلوولت آمپر	۱۵۰ کیلوولت آمپر

ظرفیت‌های تولیدی بیان شده برای یک ژنراتور با مقادیر نامی و ضریب توان واحد ا ست. به ازای چندین واحد تولید پراکنده باید مجموع ظرفیت‌های متصل به طول فیدر در نظر گرفته شود. همچنین اتصال واحدهای تولید پراکنده در صورتی مجاز است که بیش از ۵۰ درصد حفاظت‌های مورد نیاز که توسط استاندارد IEEE 1547 معرفی شده‌اند، سیستم را برقدار کرده باشند [۲]. مطابق جدول (۲-۱۲) واحدهای تولید پراکنده‌ای که اندازه آن‌ها بین 750KVA تا 2.5MVA در کلاس 5kV یا از 2.5MVA تا 9MVA در کلاس 15kV می‌با شد، به دلیل تأثیرات منفی که روی قابلیت اطمینان و کیفیت توان دارند، از طریق ترانسفورماتور به فیدرهای شعاعی متصل می‌شوند.

۲-۳-۳- تقسیم‌بندی واحدهای تولید پراکنده بر اساس نصب تجهیزات کنترلی و اندازه‌گیری

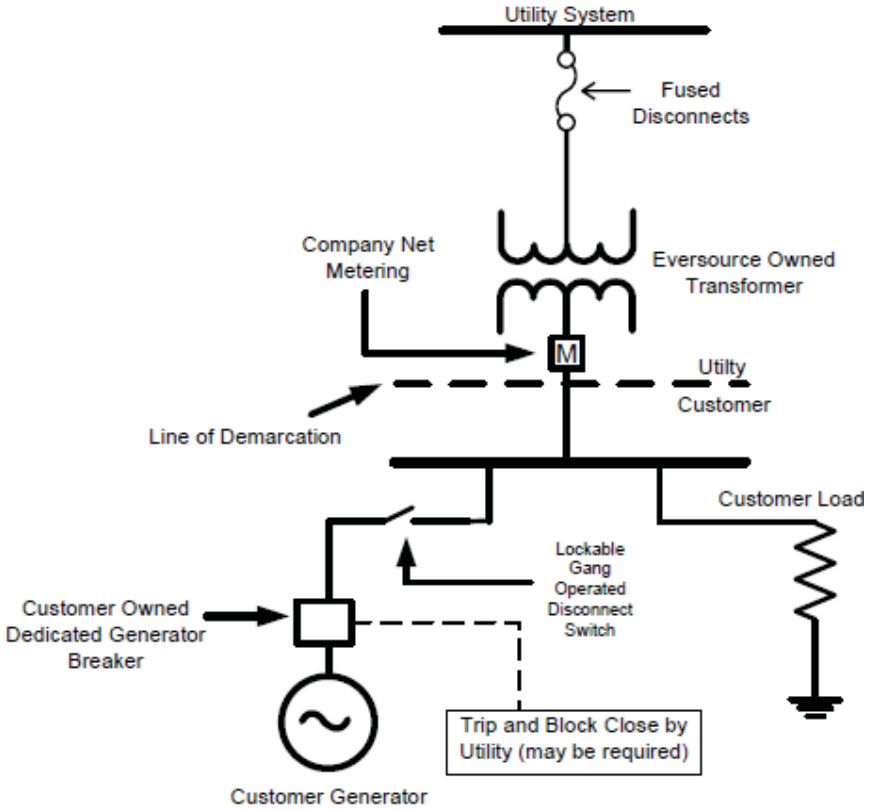
طبق استانداردهای استفاده شده در کشور آمریکا، اتصالات ژنراتور به شبکه به سه دسته تقسیم‌بندی می شوند [۱۲].

- در حالت اول ژنراتور به طور مستقیم و بدون اینکه باری را تغذیه کند، به شبکه متصل می‌شود. در این حالت شبکه برق در حالتی که اتصال DG به شبکه مقرون به صرفه نیست، توسط کلید خصوصی که در محل اتصال موجود است، آن را قطع می‌کند. در این نوع اتصال، احداث‌کننده واحد تولید پراکنده مسؤول نصب طرح‌های حفاظتی و کنترلی بوده و کلیدی که در محل اتصال توسط شرکت برق نصب می‌شود، زیر مجموعه تجهیزات حفاظتی واحد تولید پراکنده به حساب نمی‌آید.



شکل (۲-۱۹): اتصال ژنراتور به شبکه به صورت مستقیم

- در حالت دوم ژنراتور بار قابل توجهی را تغذیه کرده و شرکت برق PCC را به عنوان محل اندازه‌گیری قرار می‌دهد و مسؤول کابل‌کشی و ترانسفورماتور تا آن ناحیه است. همچنین کلید قدرت موجود در PCC در این حالت مورد نیاز نمی‌باشد. زیرا در صورتی که ژنراتور قطع شود و نتواند بار محلی را تغذیه کند، این بار از طریق شبکه تغذیه شود.
- در حالت سوم شبکه تمایلی به دریافت توان از واحد تولید پراکنده نبوده و تنها بار محلی DG را تغذیه می‌کند. در چنین شرایطی حفاظت‌های ضدجزیره‌ای و حداقل توان دریافتی (رله با کد ۳۲) مورد نیاز می‌باشند. رله ۳۲ در صورتی‌که حداقل توان ورودی به محل اندازه‌گیری کمتر از ۵ درصد توان نامی ژنراتور باشد، دستور تریپ را صادر می‌کند.



شکل (۲-۲۰): اتصال ژنراتور به شبکه در صورت نصب تجهیزات اندازه‌گیری در محل اتصال

استاندارد محدودیت‌های مربوط به اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه در کشور آمریکا مطابق جدول (۲-۱۳) می‌باشد.

جدول (۲-۱۳): محدودیت‌های مربوط به اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه در کشور آمریکا

واحد تولید پراکنده به صورت ژنراتور سنکرون	توان نامی کمتر از ۳۰ کیلووات	توان نامی بیشتر از ۳۰ کیلووات
تجهیزات حفاظتی	کلید قطع اتوماتیک، حفاظت ضدجزیره‌ای با زمان تشخیص کمتر از ۰,۲ ثانیه	
حفاظت افت ولتاژ	V<0.5Vrated, t<0.16s , V<0.88Vrated, t<2s	
حفاظت اضافه ولتاژ	V>1.1Vrated, t<1s , V<1.2Vrated, t<0.16s	
حفاظت کاهش فرکانس	f<59.3Hz, t<0.16s	f<59.8..57Hz, t<0.16s قابل تنظیم بین ۰,۱۶ تا ۳۰۰ ثانیه
حفاظت افزایش فرکانس	f>60.5Hz, t<0.16s	f>60.5Hz, t<0.16s
ضریب توان	cosΦ>0.85	
تغییرات ولتاژ به هنگام کلیدزنی	ΔU<5%	
حداکثر توان قابل وصل به شبکه فشار ضعیف	کمتر از 10MVA	
سنکرون‌سازی	توان کمتر از 500KVA: ●تغییرات ولتاژ: ΔU<10% Urated ●تغییرات فرکانس: Δf<0.3Hz ●تغییرات زاویه فاز: ΔΦ<20deg توان کمتر از 1500KVA: ●تغییرات ولتاژ: ΔU<5% Urated ●تغییرات فرکانس: Δf<0.2Hz ●تغییرات زاویه فاز: ΔΦ<15deg توان بیشتر از 1500KVA: ●تغییرات ولتاژ: ΔU<3% Urated ●تغییرات فرکانس: Δf<0.1Hz ●تغییرات زاویه فاز: ΔΦ<10deg	

محدودیت هارمونیک‌های مجاز تزریقی به شبکه از طریق منبع تولید پراکنده به صورت زیر محاسبه می‌گردد.

$$I_{v,allowed} = i_{v,allowed} \cdot S_{kV} \qquad (۱)$$

بدین ترتیب جریان هارمونیکی مجاز $I_{v,allowed}$ در محل اتصال به شبکه فشار ضعیف از طریق حاصلضرب جریان هارمونیکی مرتبط با جدول (۲-۱۴) و قدرت اتصال کوتاه در محل اتصال به دست می‌آید.

جدول (۲-۱۴): حداکثر جریان هارمونیکی مجاز قابل تغذیه به شبکه فشار ضعیف از طریق منابع تولید پراکنده

جریان هارمونیکی مجاز $i_{v,allowed}$ بر حسب A/MVA	مرتبه هارمونیکی (h)
۴	۳
۲,۵	۵
۲	۷
۰,۷	۹
۱,۳	۱۱
۱	۱۳
۰,۵۵	۱۷
۰,۴۵	۱۹
۰,۳	۲۳
۰,۲۵	۲۵
۰,۲۵*۲۵/h	>۲۵

۲-۳-۴- توابع رله‌های حفاظتی موجود به منظور اتصال ژنراتورهای تولید پراکنده با توجه به استانداردهای کشور آمریکا

رله‌های تولیدی توسط شرکت‌های ساخت کشور آمریکا، با توجه به تکنولوژی استفاده شده توسط این شرکت‌ها، از توابع حفاظتی موجود در رله‌ها استفاده و آن‌ها را فعال می‌کنند. این توابع شامل سنکرون‌چک (۲۵)، اضافه ولتاژ یا افت ولتاژ (۵۹/۲۷)، توان معکوس (۳۲)، اضافه جریان مؤلفه منفی (۴۶)، اضافه ولتاژ مؤلفه منفی (۴۷)، اضافه جریان کنترل شـــده با ولتاژ، اضـــافه جریان نوترال و افزایش یا کاهش فرکانس می‌باشـــد. در جدول (۲-۱۵) نمونه‌هایی از رله‌های مختلف ساخت شرکت‌های کشور آمریکا و توابع به کاربرده شده در آن‌ها آورده شده است.

جدول (۲-۱۵): توابع برخی از رله‌های دیجیتال توسط شرکت‌های سازنده آن‌ها

شماره تابع	شرح عملکرد	Crompton	Beckwith		Schweitzer		Basler	
		256-PHV	M-3410A	M-3520	SEL-547	SEL-351	BE1-951	BE1-IPS100
21	دیستانس فاز			O				
24	فوق تحریک V/Hz						S	S
25	سنکرون‌چک		S	S	S	S	O	S
27	افت ولتاژ	S	S	S	S	S	S	S
27G	افت ولتاژ زمین		S	S				
32	توان معکوس		S	S	S	O	S	S

40	قطع تحریک		S	S				
46	اضافه جریان مؤلفه منفی		S	S		S	S	S
47	اضافه ولتاژ مؤلفه منفی		S	S	S	S	S	S
50	اضافه جریان فاز			S		S	S	S
50N	اضافه جریان زمین			S		S	S	S
51	اضافه جریان AC			S		S	S	S
51N	اضافه جریان زمین AC		S	S		S	S	S
51V	اضافه جریان کنترل شده با ولتاژ		S	S			S	S
59	اضافه ولتاژ	S	S	S	S	S	S	S
59N	اضافه ولتاژ زمین		S	S		S	S	S
59I	اضافه ولتاژ حداکثر		S	S				
60FL	تشخیص قطع فیوز VT		S	S			S	S
62	تایمر			S			S	
67	اضافه جریان جهتی فاز			S		S	S	S
67N	اضافه جریان جهتی باقیمانده			S		S	S	S
78	خروج از همگامی			O				
79	تأخیر زمانی وصل مجدد		S	S		S	S	S
81O/U	افزایش/کاه ش فرکانس	S	S	S	S	S	S	S
81R	نرخ تغییرات فرکانس			O		S		S

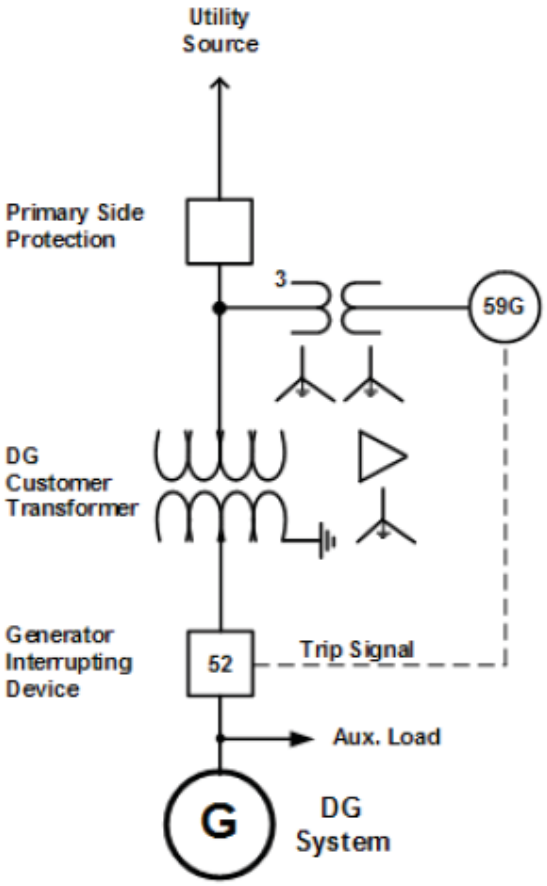
S: توابع استاندارد، O: توابع اختیاری

۲-۳-۵- انواع سیستم زمین و نحوه زمین کردن واحدهای تولید پراکنده در کشور آمریکا

برای ژنراتور در سیستم توزیع چهار سیمه، باید زمین مؤثری برای واحد تولید پراکنده به منظور ایجاد پایداری و جلوگیری از اضافه ولتاژ به ازای جزیره شدن غیر عمدی واحد تولید پراکنده به کار رود. این عمل ممکن است منجر به ایجاد سیستم زمین اضافی در محل تولید پراکنده شود. سیستم زمین می‌تواند توسط ترانسفورماتور واسطه با اتصال ستاره زمین شده – مثلث و یا نصب ترانسفورماتور زمین ایجاد شود.

زمین کردن موجب کاهش حساسیت رله می‌شود. شبکه برق به ازای واحدهای تولید پراکنده دارای ترانسفورماتور باید از سیستم حفاظت زمین مناسبی استفاده کند. در صورتی که حفاظت ژنراتور لازم باشد که خطاهای زمین سمت سیستم توزیع را مشخص کند، باید شرایط زیر برقرار باشد.

- ترتیب سیم‌بندی ترانسفورماتور واحد تولید پراکنده باید مشابه سیستم توزیع بوده و به صورت مؤثر زمین شده باشد.
- شرکت برق ممکن است امپدانس زمین را به بیشترین مقدار آن به منظور ایجاد پایداری و کاهش مشارکت خطای زمین ژنراتور محدود کند. مشارکت واحد تولید پراکنده در خطا به ازای سیستم‌های توزیع چهارسیمه، ممکن است منجر به کاهش حساسیت رله‌های بالادست محل اتصال واحد تولید پراکنده شود. در نتیجه به ازای اتصال واحد تولید پراکنده و به منظور کاهش جریان خطای زمین در پیک ولتاژ به کمتر از ۱۰ درصد، می‌توان از راکتور زمین نیز استفاده کرد. راکتور زمین نیازمندی‌های سیستم اتصال زمین را نقض نکرده و اندازه آن توسط شرکت برق مشخص می‌شود.
- در صورتی‌که اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه بدون سیستم زمین انجام شود، باید از طرح ولتاژ مؤلفه صفر یا $3V_0$ در سمت اتصال مثلث ترانسفورماتور استفاده شود. در حالتی که واحد تولید پراکنده زمین نشده است، طرح ولتاژ مؤلفه صفر ممکن است در محل اتصال استفاده نشود. در این حالت از رله اضافه ولتاژ زمین (59G) به منظور تشخیص خطاهای فاز به زمین استفاده می‌شود.

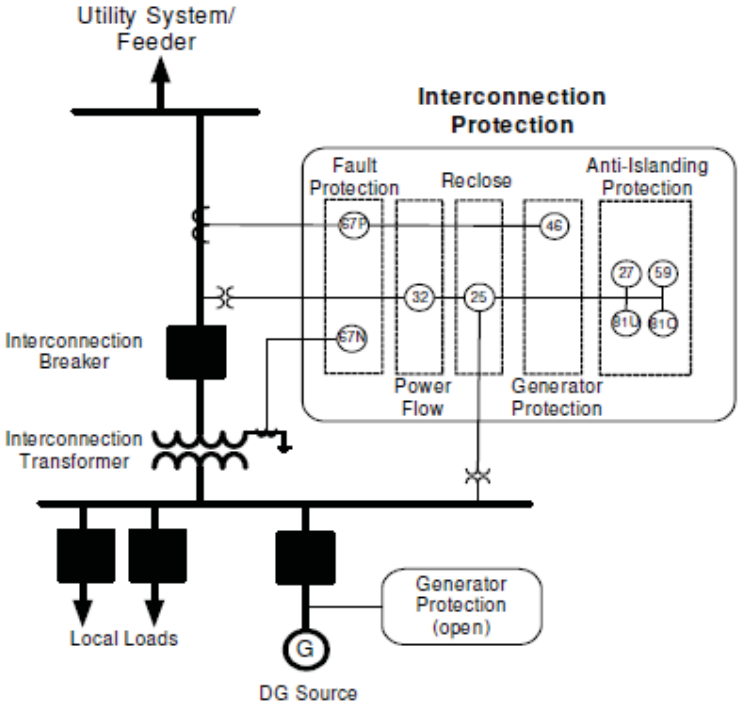


شکل (۲-۲۱): استفاده از رله اضافه ولتاژ زمین در سیستم زمین‌نشده

سیگنال تریپ به منظور قطع ژنراتور به ازای خطاهای سمت سیستم توزیع انتقال داده می‌شود. در ضمن ممکن است که سیگنال تریپ به کلید سمت شبکه فرستاده شود و ترانسفورماتور زمین در سمت مثلث ترانسفورماتور واسطه قرار می‌گیرد.

۲-۳-۶- حفاظت محل اتصال منابع تولید پراکنده در کشور آمریکا

حفاظت محل اتصال شامل حفاظت ضدجزیره‌ای منبع تولید پراکنده می‌باشد و از عملکرد ژنراتور در حالت جزیره‌ای جلوگیری می‌کند. محل اتصال توسط شبکه به منظور ایجاد نیازمندی‌های حفاظتی بررسی شده و رله‌های حفاظتی توسط شبکه پیاده‌سازی می‌شود. شمای کلی حفاظت محل اتصال در شکل زیر نمایش داده شده است.



شکل (۲-۲۲): حفاظت محل اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه [۱۴]

حفاظت محل اتصال را می‌توان قبل و یا بعد از ترانسفورماتور واسطه قرار داد. حفاظت محل اتصال بر اساس نوع ژنراتور، اندازه ژنراتور، محل اتصال ژنراتور به شبکه و نوع ترانسفورماتور واسطه تغییر می‌کند. طبق استانداردهای کشور آمریکا از جمله استاندارد IEEE Std 1547 حفاظت محل اتصال شامل حفاظت ژنراتور و یا حفاظت ترانسفورماتور واسطه نمی‌باشد. طبق این استاندارد، حفاظت محل اتصال شامل موارد الزامی زیر است [۱۳]:

- رله توان معکوس (۳۲)
- رله سنکرون‌چک (۲۵) به منظور بازیابی و بازبست مجدد
- رله‌های اضافه ولتاژ و افت ولتاژ (۲۷/۵۹) و اضافه فرکانس و کاهش فرکانس (81O/U) به منظور تشخیص عدم عملکرد موازی با شبکه واحد تولید پراکنده
- اجزای جهتی به منظور تشخیص وقوع خطا و حفاظت در برابر تغذیه خطای پشت سر (67/51P، 67/50P، 67/51N، 67/50N، 59N)

۲-۳-۶-۱- حفاظت ولتاژی و فرکانسی

بهترین روش به منظور تشخیص عملکرد مستقل واحد تولید پراکنده، استفاده از رله‌های ولتاژی و فرکانسی است. در حالتی که به هنگام عملکرد مستقل DG، تعادل بین تولید ژنراتور و بار وجود داشته باشد، ممکن است ولتاژ و فرکانس از محدوده مجاز خود خارج نشده و رله‌های ولتاژی و فرکانسی به درستی دستور تریپ را صادر نکنند. در

برخی موارد به منظور جلوگیری از عملکرد اشـــتباه رله‌ها، تنظیمات آن‌ها به ناحیه عملکردی محدود شـــده و در صورتی‌که از بازبست سریع استفاده شود، ممکن است فرصت کافی برای عملکرد سریع رله‌ها وجود نداشته باشد.

۲-۳-۶-۲- حفاظت توان معکوس

قوانین مربوط به اتصـال منابع تولید پراکنده در شـبکه کشـورهای مختلف، متفاوت اسـت. بعضـی از آن‌ها اجازه تزریق توان به شبکه را به واحد تولید پراکنده نمی‌دهند. بعضی دیگر نیز به منظور تغذیه بارهای ضروری خوا ستار تغذیه شبکه تو سط واحدهای تولید پراکنده هستند. بدین ترتیب در صورتی‌که هدف عدم تغذیه شبکه تو سط واحد تولید پراکنده با شد، از رله توان معکوس در محل اتصال ا ستفاده می شود. این حفاظت به صورت بدون وقفه تنظیم نشـده و در نتیجه از عملکرد اشـتباه رله به ازای تغییرات بار با ایجاد تأخیر زمانی جلوگیری می‌شـود. به دلیل وجود وقفه زمانی، رله توان معکوس را می‌توان به عنوان حفاظت پشتیبان به منظور تشخیص عملکرد مستقل واحد تولید پراکنده قرار داد.

از حفاظت توان معکوس می‌توان به عنوان حفاظت کاهش توان جهتی نیز اسـتفاده کرد. در صـورتی‌که توان تزریقی به ژنراتور در مدت زمان اندکی، کمتر از درصدی از توان نامی DG (معمولاً ۵ درصد) شود، رله مذکور تریپ می‌دهد. به منظور جلوگیری از عملکرد اشـتباه رله، می‌توان تنظیمات رله را بیشـتر از حالتی که بارهای محلی واحد تولید پراکنده به صورت ناگهانی کاهش می‌یابند، قرار داد.

۲-۳-۶-۳- بازبست مجدد اتوماتیک

بازبست مجدد باید با استفاده از واحدهای سنکرون‌چک ولتاژی با اطمینان بالایی انجام شود. این نوع حفاظت را می‌توان به عنوان پشتیبانی برای حفاظت ضدجزیره‌ای قرار داد. بازبست مجدد می‌تواند منجر به کاهش کیفیت توان تزریقی شـبکه به واحد تولید پراکنده به دلیل افزایش زمان بازیابی شـود [۱۳]. به همین دلیل کشـورهای زیادی به دنبال راهی به منظور تشخیص جزیره شدن قبل از اینکه زمان بازبست زیاد شود، می‌باشند. تابع سنکرون‌چک (۲۵) فاز ولتاژهای دو طرف کلید قدرت را بررسی کرده که با دقت قابل قبولی سنکرون با شند. در حالتی که از بازبست اتوماتیک در طرح‌های حفاظتی اسـتفاده می‌شـود، باید چالش‌های مربوط به بازبسـت غیر هم فاز بررسـی شـوند. به عنوان مثال در حالتی که بازبست شبکه تریپ می‌دهد، DG به دلیل فرکانس شبکه ممکن است از حالت سنکرون خارج شود. در چنین شرایطی بازبست بدون سنکرونیزاسیون ممکن است به ژنراتور صدمه بزند.

خروج از حالت سنکرون ممکن است زمانی اتفاق بیفتد که ژنراتور به شبکه متصل باشد. این حالت زمانی اتفاق می‌افتد که خطا به کندی برطرف شده و منجر به ایجاد ناهماهنگی بین خروجی مکانیکی و الکتریکی ژنراتور شده و ممکن است شفت ژنراتور صدمه ببیند. در این حالت ریکلوزرها به دلیل عدم هماهنگی با فیوزها به کندی عمل کرده و عملکرد هماهنگ کلیدهای پست با ریکلوزرها با تأخیر انجام می شود. در نهایت ولتاژ ژنراتور کاهش یافته و باعث می شود که از حالت سنکرون خارج شود. تابع حفاظتی افت ولتاژ می‌تواند در چنین شرایطی مفید باشد. اگرچه به دلیل تأخیر در عملکرد این تابع ممکن است ژنراتور از حالت سنکرون خارج شود.

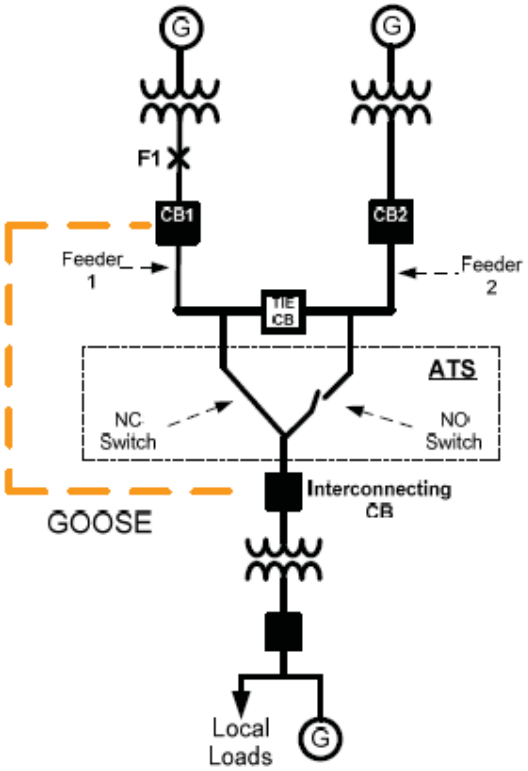
۲-۳-۶-۴- حفاظت مؤلفه منفی

حفاظت محل اتصال می‌تواند شامل اطمینان از اتصال صحیح واحد تولید پراکنده به شبکه باشد. در کشور آمریکا، در خیلی از شبکه‌ها از فیوز در سمت بار استفاده می‌شود. در این حالت ممکن است ژنراتور به دلیل اضافه دمای روتور آسیب ببیند. به منظور جلوگیری از این صدمات از حفاظت مؤلفه منفی (۴۶) در محل اتصال استفاده می‌شود. استفاده از ریکلوزر تکفاز در صورتی‌که از هماهنگی مناسبی استفاده شود، می‌تواند مفید باشد. با عملکرد ریکلوزر، مؤلفه منفی در زمان کوتاه باز بودن یک فاز به وجود می‌آید. در نتیجه ژنراتورهای واحدهای تولید پراکنده توسط مؤلفه منفی جریان در اثر باز شدن یک یا دو فاز صدمه دیده و موجب اضافه دمای آن‌ها می‌شود.

۲-۳-۶-۵- کلید انتقال اتوماتیک[۱]

زمانی‌که واحد تولید پراکنده از دو مسیر توسط شبکه تغذیه شود، DG باید همواره به یکی از آن‌ها متصل باشد. در صورتی‌که یک منبع قطع شود، DG به منبع پشتیبان متصل شده تا بارهای محلی همواره تغذیه شوند. در این حالت از کلید انتقال اتوماتیک با تأخیر زمانی استفاده می‌شود. در چنین شرایطی حفاظت شبکه همواره وضعیت کلید اتصال DG را مشاهده نموده و در صورت نیاز دستور بسته شدن کلید اتصال دیگر را صادر می‌کند.

[۱] Automatic transfer switch



شکل (۲-۲۳): نمونه‌ای از واحد تولید پراکنده مجهز به کلید انتقال اتوماتیک و سیگنال تریپ مستقیم از طریق تکنولوژی GOOSE

۲-۴-بررسی و ارزیابی قوانین و مقررات کشور اسپانیا

در کشور اسپانیا اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه از طریق فروش انرژی الکتریکی DG به شبکه ترویج پیدا کرده است. اپراتورهای واحد تولید پراکنده ممکن است یکی از دو حالت زیر را انتخاب کنند.

- تعرفه تزریق انرژی الکتریکی به شبکه برق
- مزایایی که به واحد تولید پراکنده با بیشترین انرژی الکتریکی تزریقی رایگان به شبکه اهدا می‌شود.

استانداردهای کشور اسپانیا به منظور اتصال DG به شبکه، از استانداردهای IEEE 1547 و IEEE 929 تبعیت می‌کنند. همچنین هزینه‌های مربوط به تجهیزات اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه از مالیات مربوط به صاحب آن کاسته می‌شود. در این بخش محتوای قوانین کشور اسپانیا در مورد اتصال DG به شبکه بیان می‌شود. همچنین در ادامه مقایسه‌ای بین این قوانین و استانداردهای بین‌المللی انجام می‌شود.

قابلیت شبکه برق به منظور تأمین بدون وقفه انرژی الکتریکی مصرف کننده اهمیت بالایی پیدا کرده است. همچنین قابلیت تأمین سیگنال ولتاژ بدون تغییرات نسبت به ولتاژ نامی و مشخصه جریان بدون اعوجاج، اهمیت ویژه‌ای پیدا کرده است. طبق آمارهای به دست آمده، ۸۵ درصد وقفه‌های ایجاد شده در تأمین توان که منجر به کاهش توان اکتیو و راکتیو تزریقی می شود، تو سط افت ولتاژهایی که در کمتر از ۱ ثانیه ایجاد شده‌اند، اتفاق افتاده است. همچنین همانطور که شبکه برق طبق استانداردهای مربوط به قابلیت اطمینان و کیفیت توان عمل می‌کند، ولتاژ و فرکانس تأمین شده نیز باید در محدوده‌های مشخص قرار گیرد. به منظور دستیابی به چنین هدفی باید تعادل بین بار و تولید وجود داشته باشد. به دلیل غیر قابل کنترل بودن بار، هر تغییری در بار منجر به تغییراتی در تولید می شود. در شبکه‌هایی که به دلیل اقتصادی دارای ظرفیت تولید ذخیره‌ای کمی هستند، به دلیل تطبیق با تغییرات غیر قابل پیش‌بینی بار و تولید، انواع سیستم‌های رزرو تولید به منظور اطمینان از تطبیق پیوسته بار و تولید در دسترس قرار می‌گیرند.

واحدهای تولید پراکنده اکثراً به منظور تولید قدرت الکتریکی به کار می‌روند و به منظور کنترل سیستم قدرت و عملکرد پایدار آن، با شبکه همکاری نمی‌کنند [۱۴]. مواردی که به منظور تطبیق با تغییرات ناشی از شبکه با استفاده از واحدهای تولید پراکنده مورد بررسی قرار گرفته است، عبارتند از: تولید ظرفیت رزرو، ذخیره انرژی الکتریکی، اتصال به قسمت‌های دیگر شبکه، پاسخ به نیازهای بار، پیش‌بینی و تجمیع انرژی الکتریکی.

مهمترین موضوع در مورد اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه مربوط به حفاظت محل اتصال است. همچنین اتصال واحد تولید پراکنده با قابلیت نفوذ زیاد در شبکه، مستلزم رعایت نکات فنی به منظور اطمینان از عملکرد با قابلیت اطمینان بالای DG است [۱۴]. با توجه به استانداردهای کشور اسپانیا مواردی که در اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه قابل توجه هستند، شامل قابلیت اطمینان، حفاظت و کیفیت توان می‌باشند.

نیازمندی‌های عمومی اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه شامل موارد زیر می‌باشد:

- حداکثر توان واحد تولید پراکنده
- تغییرات ولتاژ
- فرکانس سیستم
- سنکرون‌سازی
- تجهیزات اندازه‌گیری
- سیستم زمین
- نامتعادلی ولتاژ
- امنیت

۲-۴-۱- حداکثر توان تولیدی واحد تولید پراکنده

استانداردهای کشورهای مختلف به منظور ایجاد محدوده‌های مطالعاتی، توان واحد تولید پراکنده را تا اندازه مشخصی محدود می‌کنند. استاندارد IEEE 929 توان 10kW را به عنوان بیشترین محدوده انتخاب کرده است و تنها تکنولوژی فتوولتاییک مربوط به واحدهای تولید پراکنده را پوشش می‌دهد. این در حالی است که استاندارد IEEE 1547 توان 10MVA را به عنوان بیشترین محدوده انتخاب کرده و تمام تکنولوژی‌های مربوط به واحدهای تولید پراکنده را پوشش می‌دهد [۲]. با توجه به استانداردهای کشور اسپانیا و مصوبه دولت این کشور، در سطح فشار ضعیف محدوده موردنظر به صورت 100kVA یا ۵۰ درصد ظرفیت پستی که خط متصل به واحد تولید پراکنده به آن وصل می‌شود، تعیین خواهد شد. برای شبکه‌های فشار متوسط و فشار قوی، واحدهای تولید پراکنده دارای ژنراتور القایی تا توان 5000kVA و واحدهای تولید پراکنده دارای ژنراتور سنکرون تا توان 10MVA قابلیت اتصال به شبکه را دارند. این در صورتی است که توان انتقالی از ۵۰ درصد ظرفیت خط انتقال تجاوز نکند.

۲-۴-۲- تغییرات ولتاژ

واحد تولید پراکنده نباید ولتاژ محل اتصال را کنترل کند و باید در محدوده‌های مشخص ولتاژی که توسط استانداردهای ولتاژ سیستم قدرت تعیین می‌شود، عمل کند. در کشور اسپانیا محدوده تغییرات ولتاژ بین ۳ تا ۵ درصد ولتاژ نامی شبکه در نظر گرفته می‌شود [۱۵].

۲-۴-۳- فرکانس سیستم

تغییرات فرکانس سیستم قدرت باید به بازه مشخص شده در سطح توزیع محدود شود. برای سیستم‌های دارای فرکانس نامی ۶۰ هرتز، محدوده مجاز تغییرات فرکانس بین ۵۹,۷ تا ۶۰,۲ هرتز می‌باشد. همچنین برای سیستم‌های دارای فرکانس نامی ۵۰ هرتز، تغییرات فرکانس مجاز بین ۴۹ تا ۵۱ هرتز خواهد بود. واحد تولید پراکنده باید تحت تغییرات فرکانس به خوبی عمل کرده و فرکانس سیستم قدرت را نیز دنبال کند [۱۵].

۲-۴-۴- سنکرون‌سازی

واحد تولید پراکنده دارای ژنراتور سنکرون باید دارای تجهیزی اتوماتیک یا دستی به منظور سنکرون‌سازی و یک رله اینترلاک باشد. با توجه به مصوبه کشور اسپانیا و دستورالعمل فشار ضعیف این کشور، به هنگام سنکرون‌سازی، واحد تولید پراکنده در صورتی مجاز به برقدار کردن شبکه است که تفاضل پارامترهای الکتریکی ژنراتور و شبکه از مقادیر تعیین شده در جدول زیر تجاوز نکند.

جدول (۲-۱۶): شرایط سنکرون‌سازی واحد تولید پراکنده به صورت ژنراتور سنکرون با شبکه در کشور اسپانیا

	توان بیش از 1000kVA	توان کمتر از 1000kVA
تغییرات ولتاژ	±10%	±8%
تغییرات فرکانس	±0.2Hz	±0.1Hz
تغییرات زاویه فاز	±20deg	±10deg

۲-۴-۵- تجهیزات اندازه‌گیری

به منظور اندازه‌گیری انرژی الکتریکی، هر واحد تولید پراکنده در محل DG و نقطه اتصال مشترک، باید دارای تجهیزاتی به منظور مشاهده موقعیت محل اتصال، اندازه‌گیری توان اکتیو و راکتیو و اندازه‌گیری ولتاژ در محل اتصال با شد. طبق ا ستاندارد ک شور ا سپانیا، تولید انرژی الکتریکی باید تو سط تجهیزی م ستقل اندازه‌گیری شود. همچنین تجهیز مذکور باید قابلیت اندازه‌گیری توان در هر دو جهت را داشته باشد. جریان واحد تولید پراکنده در قدرت نامی باید بین ۵۰ درصد جریان نامی و حداکثر جریان مجاز واحد تولید پراکنده باشد.

۲-۴-۶- سیستم زمین

سیستم زمین واحد تولید پراکنده و شبکه توزیع باید از یکدیگر مجزا باشد. در این صورت جریان خطا به شبکه توزیع انتقال پیدا نخواهد کرد. طبق استاندارد کشور اسپانیا، سیستم زمین واحد تولید پراکنده به منظور محافظت در برابر خطا باید از سیستم زمین قسمت‌های دیگر شبکه مجزا باشد.

۲-۴-۷- اغتشاشات ولتاژی

سیستم اتصال باید دارای حفاظت حداقل ولتاژ و اضافه ولتاژ بدون وقفه بین ولتاژ فاز به فاز سیستم سه‌فاز زمین نشده، یا ولتاژ فاز به نوترال سیستم سه‌فاز ستاره – ستاره زمین شده و یا ولتاژ فاز به نوترال سیستم تکفاز باشد. به ازای ایجاد اغتشاش ولتاژ، DG در یک زمان مشخص قادر به پاکسازی خواهد بود. طبق استاندارد کشور اسپانیا، در صورتی‌که ولتاژ فاز به نوترال بین ۸۵ درصد و ۱۱۰ درصد مقدار نامی آن قرار بگیرد، زمان پاکسازی ۰/۵ ثانیه خواهد بود. استانداردهای کشور اسپانیا طبق استاندارد IEEE 929-2000، زمان پاکسازی را به ازای اغتشاشات ولتاژی بیان می‌کنند.

جدول (۲-۱۷): زمان پاکسازی واحد تولید پراکنده به ازای اغتشاشات ولتاژی [۱۵]

زمان پاکسازی	ولتاژ محل مشترک اتصال
۶ سیکل قدرت	V<50%
۱۲۰ سیکل قدرت	50%<V<88%
عملکرد عادی	88%<V<110%
۱۲۰ سیکل قدرت	110%<V<137%
۲ سیکل قدرت	137%<V

۲-۴-۸- اغتشاشات فرکانسی

واحد تولید پراکنده باید فرکانس شبکه را در محدوده نامی دنبال کرده و به ازای ایجاد اغتشاش فرکانسی قادر به پاکسازی در مدت زمان مشخصی باشد. برای شبکه با فرکانس ۵۰ هرتز، رله‌های فرکانسی باید به ازای فرکانس‌های بالاتر از ۵۱ هرتز و کمتر از ۴۹ هرتز به مدت ۵ سیکل قدرت عمل کنند. طبق استاندارد کشور اسپانیا و استاندارد IEEE 1547، اغتشاشات فرکانسی و زمان پاکسازی برای منابع تولید پراکنده در فرکانس ۶۰ هرتز در جدول (۲-۱۸) نشان داده شده است. در نتیجه به ازای منابع تولید پراکنده با قدرت بیش از 30kW باید محدوده فرکانس عملکردی و زمان پاکسازی قابل تطبیق با شبکه وجود داشته باشد. تطبیق فرکانس قابلیت واحد تولید پراکنده را به

منظور تشخیص جزیره ناخواسته تحت تأثیر قرار می‌دهد. در نتیجه این عمل تنها در صورت درخواست شبکه و با در نظر گرفتن پارامترهای امنیت و قابلیت اطمینان قابل انجام خواهد بود.

جدول (۲-۱۸): زمان پاکسازی واحد تولید پراکنده به ازای اغتشاشات فرکانسی

زمان پاکسازی (ثانیه)	محدوده فرکانسی (هرتز)	توان واحد تولید پراکنده
۰/۱۶	f>60.5	کمتر از ۳۰ کیلووات
۰/۱۶	f<59.3	
۰/۱۶	f>60.5	بیش از ۳۰ کیلووات
۰/۱۶-۳۰۰ (قابل تنظیم)	f<{59.8-57} (فرکانس قابل تنظیم)	
۰/۱۶	f<57	

۲-۴-۹- الزامات اتصال واحد تولید پراکنده

هنگامی‌که توانی بین واحد تولید پراکنده و شبکه وجود نداشته و ژنراتور از مدار خارج می‌شود، از طریق کلید اطمینان باید واحد تولید پراکنده از شبکه جدا شود. کلید مذکور می‌تواند دستی یا اتوماتیک بوده و در دسترس اپراتور شبکه باشد. طبق استاندارد کشور اسپانیا، واحدهای تولید پراکنده در سطح فشار ضعیف باید مجهز به کلید دستی با جریان اتصال کوتاهی بیشتر از مقدار مشخص شده توسط شرکت برق در نقطه مشترک اتصال باشند. همچنین خطاهای سمت ژنراتور و شبکه نباید عملکرد صحیح به ترتیب سمت شبکه و ژنراتور را تحت تأثیر قرار دهند.

بعد از وقوع خطا در شبکه، اتصال مجدد واحد تولید پراکنده به شبکه هنگامی‌که ولتاژ و فرکانس به محدوده مجاز خود برسند (معمولاً در زمانی کمتر از ۵ دقیقه)، به صورت اتوماتیک انجام می‌شود. طبق استاندارد کشور اسپانیا، بازبست واحد تولید پراکنده به شبکه، قبل از ۳ دقیقه از زمان بازیابی و تا زمانی که ولتاژ به بیش از ۸۵ در صد ولتاژ نامی نرسد، انجام نمی‌شود [۱۶]. در صورتی‌که واحد تولید پراکنده بیش از یک ژنراتور داشته باشد، وصل مجدد هر یک در زمانی کمتر از ۱۰ ثانیه انجام نمی‌شود. این عمل منجر می‌شود که خطاها برطرف شده و شبکه توزیع توسط اتصال مجدد واحد تولید پراکنده بعد از حذف بار تحت تأثیر قرار نگیرد.

۲-۴-۱۰-حفاظت ضدجزیره‌ای

جزیره به حالتی گفته می شود که بخشی از شبکه تنها توسط ژنراتورها و بارهای همان بخش تغذیه شود و از لحاظ الکتریکی از بقیه شبکه مجزا باشد. جزیره ناخواسته خطراتی را برای اپراتور، تجهیزات و سیستم قدرت ایجاد می‌کند. استاندارد کشور اسپانیا در مورد حالت جزیره‌ای رویه مشخصی را تعیین نکرده است. بدین ترتیب لازم است

که هماهنگی مناسبی با حفاظت ضدجزیره‌ای وجود داشته باشد [۱۶]. واحد تولید پراکنده حالت جزیره‌ای را تشخیص داده و شبکه را پس از زمانی حدود ۲ ثانیه از تشخیص تشکیل جزیره تغذیه نمی‌کند. طبق استانداردهای کشور اسپانیا که از استاندارد IEEE 929-2000 تبعیت می‌کنند، واحد تولید پراکنده در زمانی کمتر از ۱۰ سیکل قدرت باید حالت جزیره‌ای را تشخیص داده و از شبکه جدا شوند. حالت جزیره‌ای توسط واحد تولید پراکنده به وسیله هر یک از روش‌های زیر قابل تشخیص می‌باشد.

- وجود حداقل ۵۰ درصد عدم تعادل بین بار و تولید ژنراتور (بدین معنی که مقدار بار کمتر از ۵۰ درصد و یا بیش از ۱۵۰ درصد قدرت خروجی ژنراتور باشد.)
- ضریب قدرت بار جزیره شده کمتر از ۰/۹۵ باشد (پیش‌فاز یا پس‌فاز)

به طور کلی در حالت جزیره‌ای ممکن است که بار و تولید با یکدیگر تطبیق داشته و یا نداشته باشند. در صورت عدم تطبیق، عملیات جداسازی باید در زمانی کمتر از ۱۰ سیکل قدرت انجام شود. اما در حالتی که بار و تولید با یکدیگر تعادل دارند، واحد تولید پراکنده ۲ ثانیه زمان نیاز دارد که حالت جزیره‌ای را تشخیص دهد و از شبکه قطع شود. علاوه بر این، توان‌های اکتیو و راکتیو بار باید با توان‌های اکتیو وراکتیو خروجی واحد تولید پراکنده تطبیق داشته باشند تا واحد تولید پراکنده مجاز به قطع در زمانی در حدود ۲ ثانیه باشد.

۲-۴-۱۱-بازبست مجدد

ریکلوزر واحدهای تولید پراکنده باید به گونه‌ای عمل کنند که منجر به جزیره ناخواسته نشوند. به ازای وقوع خطا در سیستم انتقال، واحدهای تولید پراکنده بهتر است که به ازای بازه زمانی مشخصی طبق استانداردهای اسپانیا در مدار باقی بمانند. این زمان برای سطوح ولتاژی مختلف، متفاوت است. به گونه‌ای که برای سطح ولتاژ ۱۵۰ کیلوولت، ۲۲۰ کیلوولت و ۳۸۰ کیلوولت به ترتیب ۲ ثانیه، ۲٫۶ ثانیه و ۶ ثانیه می‌باشد. از آنجایی که ۷۰ تا ۹۵ درصد خطاها گذرا می‌باشند، اگر مدار خطادار به سرعت قطع شود، خط انتقال می‌تواند به سرعت به شبکه بازگردد. بدین ترتیب قطع واحدهای تولید پراکنده در این حالت غیرضروری به نظر می‌رسد، زیرا این واحدها می‌توانند چنین اغتشاشاتی را تحمل کنند [۱۷]. واحد تولید پراکنده نباید از عملکرد ناشی از ریکلوزر آسیب ببیند. بدین ترتیب پاسخ واحد تولید پراکنده باید با استراتژی عملکردی ریکلوزر هماهنگ شود تا از آسیب‌های احتمالی به تجهیزات سیستم قدرت جلوگیری شود. همچنین قطع واحد تولید پراکنده باید با عملکرد ریکلوزر فیدر هماهنگ شود تا از وقوع بازبست بدون ایجاد حالت سنکرون جلوگیری شود. در کشور اسپانیا حفاظت واحد تولید پراکنده در زمانی کمتر از زمان بازبست تنظیم شده و واحدهای تولید پراکنده از عملکرد ناشی از اتوریکلوزر آسیب نمی‌بینند [۱۷] و [۱۸]. همچنین واحد

تولید پراکنده در صورتی می‌تواند مجدداً به شبکه متصل شود که ولتاژ محل مشترک اتصال بیشتر از ۰,۸۵ پریونیت باشد و این عمل در زمانی بیشتر از ۳ دقیقه انجام می‌شود.

۲-۴-۱۲-نیازمندی‌های اتصال واحد تولید پراکنده در کشور اسپانیا

نیازمندی‌های اتصال واحد تولید پراکنده به صورت ژنراتور سنکرون به شبکه که شامل محدودیت‌های پارامترهایی مانند ولتاژ و فرکانس می‌باشند، در جدول (۲-۱۹) نمایش داده شده است.

جدول (۲-۱۹): نیازمندی‌های اتصال تولید پراکنده مربوط به محدودیت‌های حفاظتی در کشور اسپانیا [۱۸]

اتصال ژنراتور سنکرون	توان کمتر از ۵ کیلووات	توان بیشتر از ۵ کیلووات
تجهیزات حفاظتی	کلید قطع اتوماتیک به همراه نظارت بر ولتاژ سه‌فاز، کلید دستی قابل دسترس برای اپراتور شبکه	
محدوده حفاظت افت ولتاژ	$0.85U_{rated}$, $t<1.5s$	
محدوده حفاظت افزایش ولتاژ	$1.1U_{rated}$, $t<1.5s$	
محدوده حفاظت افت فرکانس	$47Hz$, $t<0.5s$	
محدوده حفاظت افزایش فرکانس	$51Hz$, $t<0.5s$	
ضریب توان	$\cos\Phi>0.8$	
نوع اتصال	تکفاز	سه‌فاز
تغییرات ولتاژ به هنگام کلیدزنی	$\Delta U<5\%$	
سنکرون سازی	تفاضل ولتاژ: $\Delta U<\pm 8\%U_{rated}$ تفاضل فرکانس: $\Delta f<\pm 0.1Hz$ تفاضل زاویه فاز: $\Delta\Phi<\pm 10deg$	

۲-۵-بررسی و ارزیابی قوانین و مقررات کشور انگلستان

۲-۵-۱- مقدمه

از سال ۱۹۵۰ عملکرد و طراحی شبکه‌های توزیع در کشور انگلستان به گونه‌ای بوده است که قدرت الکتریکی همواره از سطح ولتاژ بالاتر به سطح ولتاژ پایین‌تر جریان داشته باشد. نفوذ روزافزون منابع تولید پراکنده به شبکه توزیع، در حال تغییر این ایده می‌باشد. سه انگیزه اصلی به منظور افزایش نفوذ منابع تولید پراکنده در کشور انگلستان وجود دارد:

- مباحث زیست محیطی
- رشد روزافزون تکنولوژی
- سیاست جدید دولت

دپارتمان تغییر اقلیم آب و هوایی و انرژی انگلستان (DECC) در سال ۲۰۰۸ به منظور سیاست‌گذاری‌های انرژی تشکیل شده است. تولید انرژی کشور انگلستان یکی از بخش‌های کلیدی این دپارتمان است. DECC در حال توسعه سیاست‌های خود به منظور ایجاد اطمینان، آلودگی کمتر و قیمت ارزان‌تر انرژی برق می‌باشد.

استانداردهای کشور انگلستان به منظور اتصال DG به شبکه شامل استاندارد HD 60364، استاندارد IEC 60255-127، استانداردهای EN 61000-6-1 و EN 61000-6-3 و دستورالعمل توزیع کشور انگلستان (دستورالعمل ER G83) می‌باشند.

شبکه برق انگلستان ایده تغییر سیستم قدرت سنتی به سیستمی که تعداد زیادی منابع تولید پراکنده به سیستم توزیع و انتقال متصل است را بیان کرده است. استانداردهای کشور انگلستان نیازمندی‌های فنی توابع حفاظتی و قابلیت‌های عملکردی واحدهای تولید پراکنده را به منظور عملکرد موازی با شبکه توزیع بیان می‌کنند [۱۹].

۲-۵-۲- نیازمندی‌های فنی به منظور اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه در کشور انگلستان

۲-۵-۲-۱- حفاظت اضافه جریان

واحدهای تولید پراکنده باید طبق استانداردهای سری HD 60364 در مقابل اضافه جریان حفاظت شوند. به ازای نصب تجهیزات حفاظتی اضافه جریان برای مصارف خانگی لازم است که تجهیزات حفاظتی اضافه جریان با دقت بالاتری انتخاب شوند [۲۰].

۲-۵-۲-۲- سیستم زمین

سیستم زمین در کشور انگلستان طبق استاندارد HD 60364-5-551 و استانداردهای ملی مرتبط تعیین می‌شود. طبق این استانداردها، هیچ‌گونه اتصال مستقیمی نباید بین سیم‌پیچی ژنراتور و ترمینال زمین شبکه وجود داشته باشد. به ازای اتصالاتی که مشتریان، زمین شخصی دارند، برای اتصال به سیستم TT، بهتر است که از اتصال سیم‌پیچی ژنراتور به ترمینال زمین خودداری شود.

۲-۵-۲-۳- محدوده عملکردی حالت معمول

واحدهای تولید پراکنده باید در محدوده عملکردی مشخص که در ادامه بیان شده‌اند، طبق توپولوژی و تنظیمات تجهیزات حفاظتی عمل کنند [۲۱] و [۲۲].

محدوده عملکردی ولتاژ پیوسته

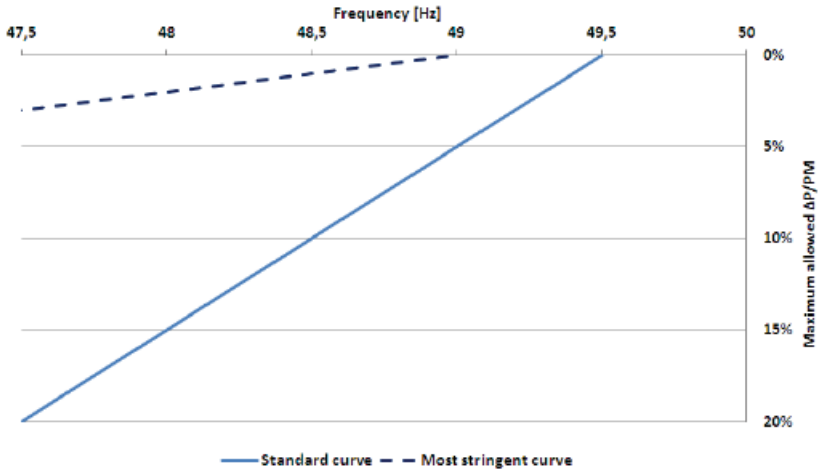
واحد تولید پراکنده باید به ازای ولتاژ محل اتصال در محدوده ۰/۸۵ تا ۱/۱ ولتاژ نامی از شبکه قطع نشود. صاحب واحد تولید پراکنده باید افزایش و افت ولتاژ را به هنگام نصب ژنراتور و با در نظر گرفتن محدوده عملکردی و سیع‌تر در نظر بگیرد.

محدوده عملکردی فرکانس پیوسته

واحد تولید پراکنده باید قادر به عملکرد پیوسته در زمانی‌که فرکانس محل اتصال در محدوده ۴۹ تا ۵۱ هرتز است، باشد. ژنراتورهایی که به صورت مستقیم و سنکرون به شبکه متصل هستند، باید در فرکانس‌های بالاتر از ۵۰/۵ هرتز و پایین‌تر از ۴۹/۵ هرتز از شبکه جدا شوند.

پاسخ توان به فرکانس‌های پایین

واحدهای تولید پراکنده باید به هنگام کاهش حداکثر توان نسبت به کاهش فرکانس در محل اتصال مقاومت داشته باشند. بدین ترتیب به ازای فرکانس‌های ۴۷/۵ تا ۴۹ هرتز حداقل بازه زمانی که واحد تولید پراکنده قادر به عملکرد بدون انفصال از شبکه می‌باشد، ۳۰ دقیقه است. کاهش توان اکتیو به ازای فرکانس‌های کمتر از ۴۹/۵ هرتز برابر با ۱۰ درصد توان نامی به ازای هر یک هرتز کاهش فرکانس است [۲۱]. این روند در شکل (۲-۲۴) نشان داده شده است. روش دیگری که به منظور کاهش توان اکتیو وجود دارد، کاهش ۲ درصدی توان به ازای ۱ هرتز کاهش فرکانس در فرکانس‌های زیر ۴۹ هرتز است که با نقطه‌چین نشان داده شده‌اند.



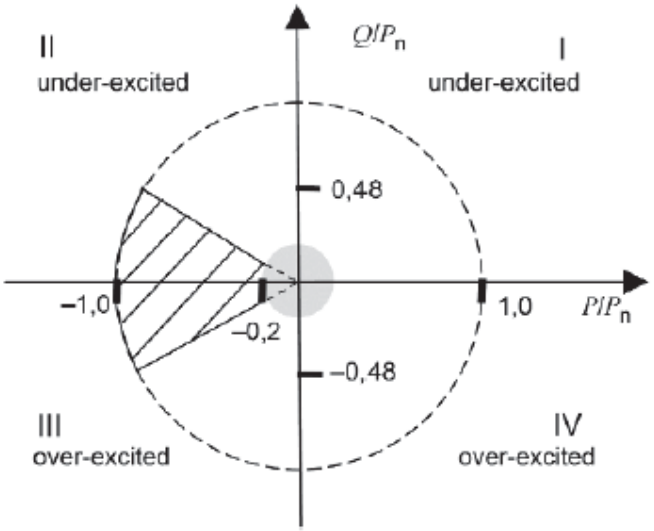
شکل (۲-۲۴): حداکثر کاهش توان مجاز به ازای کاهش فرکانس

پاسخ توان به فرکانس‌های بالا

واحد تولید پراکنده باید نسبت به افزایش فرکانس در محل اتصال مقاوم باشد. به گونه‌ای که حداقل بازه زمانی که واحد تولید پراکنده باید قادر به عملکرد بدون انفصال از شبکه باشد، ۳۰ دقیقه به ازای محدوده فرکانسی ۵۱ تا ۵۱/۵ هرتز است. ژنراتور سنکرون باید قادر به فعال سازی پاسخ فرکانس – توان اکتیو با تأخیری حداکثر برابر با ۲ ثانیه باشد. در صورتی‌که تأخیر ابتدایی کمتر از ۲ ثانیه باشد، یک تأخیر عمدی قابل تطبیق به زمان کلی پاسخ که بین ۲ ثانیه و زمان پاسخ ابتدایی می‌باشد، به زمان پاسخ افزوده می‌شود. تنظیمات مربوط به فرکانس آستانه، نسبت کاهش توان و تأخیر عمدی توسط شبکه برق تعیین می شود. در غیر اینصورت تنظیمات پیش فرض برای فرکانس آستانه، نسبت کاهش توان به توان نامی و تأخیر عمدی به ترتیب برابر با ۵۰/۲ هرتز، ۵ درصد و صفر ثانیه می‌باشند. بعد از کاهش فرکانس تا فرکانس آستانه، واحد تولید پراکنده مجاز به افزایش توان اکتیو می‌باشد. توان اکتیو تولید شده توسط واحد تولید پراکنده نباید از درصدی از توان نامی به ازای هر دقیقه بیشتر شود. در صورتی‌که شبکه برق محدودیتی را تعیین نکرده باشد، تنظیم پیش فرض برابر با ۱۰ درصد توان نامی به ازای هر دقیقه است [۲۱].

قابلیت توان راکتیو

ضریب توان ژنراتور سنکرون در حالت عملکرد ماندگار با ولتاژ نامی باید بیشتر از ۰,۹۵ با شد که منجر به تولید توان اکتیو خروجی بیش از ۲۰ درصد توان خروجی نامی واحد تولید پراکنده شود. در صورتی‌که توان خروجی ژنراتور کمتر از ۲۰ در صد توان نامی آن با شد، واحد تولید پراکنده قادر به تبادل توان راکتیو بیش از ۱۰ در صد قدرت اکتیو نامی نمی‌باشد. قابلیت توان راکتیو ژنراتور سنکرون در شکل (۲-۲۵) نشان داده شده است.



شکل (۲-۲۵): قابلیت توان راکتیو

طبق شـکل(۲-۲۵)، ژنراتور در حالت عملکرد زیر تحریک توان راکتیو جذب کرده و در حالت فوق تحریک توان راکتیو تولید می‌کند.

۲-۵-۲-۴- نیازمندی‌های حفاظتی محل اتصال واحد تولید پراکنده

هدف از حفاظت محل اتصـال طبق اسـتانداردهای کشـور انگلسـتان، اطمینان از افزایش امنیت شـبکه توزیع می‌باشد. همچنین حفاظت محل اتصال نباید نسبت به تغییرات ولتاژ و فرکانس در شبکه توزیع حساس باشد.

برای واحدهای تولید پراکنده سـه‌فاز، در سـیسـتم حفاظتی، تمام ولتاژهای فاز به فاز و فاز به زمین باید بررسـی شوند. در صورتی‌که سیگنال‌های متفاوت توسط یک تابع حفاظتی بررسی شوند، این تابع باید سیگنال‌ها را به صورت جداگانه بررسی کند و خروجی آن‌ها توسط تابع OR به هم متصل شوند. بنابراین در صورتی‌که یک سیگنال از حد آسـتانه تابع عبور کند، تابع مذکور باید دسـتور تریپ را صـادر کند. حداقل دقت موردنیاز برای اندازه‌گیری فرکانس ۰/۰۵ هرتز و برای اندازه‌گیری ولتاژ ۱ درصد ولتاژ نامی می‌باشد. افزایش ولتاژ بین محل اتصال و ورودی اندازه‌گیری سـیسـتم حفاظتی محل اتصـال باید به اندازه ممکن کوچک باشـد تا از نویزپذیری حفاظت اضـافه ولتاژ جلوگیری شود[۲۰].

حفاظت محل اتصال می‌تواند در داخل واحد تولید پراکنده یا خارج از آن پیاده‌سازی شود. در هر دو حالت حفاظت محل اتصـال تجهیزات بیان شـده در اسـتاندارد IEC 60255-127 را شـامل بوده و صـاحب واحد تولید پراکنده تجهیزات مرتبط با نیازمندی‌های حفاظتی را مشخص می‌کند.

تنظیمات حفاظت محل اتصال تنها با مجوز شبکه برق و با توجه دستورالعمل‌های سازنده قابل تغییر می‌باشند. مشترکین برق اجازه تغییر تنظیمات حفاظتی محل اتصال را ندارند. سیستم حفاظتی محل اتصال برای ۲ یا چندین ژنراتور در صورتی می‌تواند استفاده شود که جریان‌های هر فاز در مجموع از ۱۶ آمپر بیشتر نشود.

تنظیمات حفاظتی محل اتصال

تنظیمات حفاظتی محل اتصال توسط شرکت برق تعیین می شود. در غیر اینصورت تنظیمات پیش فرض طبق جدول زیر می‌باشد:

جدول (۲-۲۰): عملکرد پیش فرض حفاظت محل اتصال در شبکه فشار ضعیف [۲۱]

پارامتر	حداکثر زمان قطع (ثانیه)	حداقل زمان عملکرد (ثانیه)	مقدار تریپ
اضافه ولتاژ–مرحله ۱	۳	–	۲۳۰ولت +۱۰٪
اضافه ولتاژ–مرحله ۲	۰/۲	۰/۱	۲۳۰ولت +۱۵٪
افت ولتاژ	۱/۵	۱/۲	۲۳۰ولت –۱۵٪
افزایش فرکانس	۰/۵	۰/۳	۵۲ هرتز
کاهش فرکانس	۰/۵	۰/۳	۴۷/۵ هرتز

نیازمندی‌های سیستم حفاظتی محل اتصال مرتبط با تحمل خطا

سیستم حفاظتی محل اتصال که شامل رله و کلید محل اتصال می‌باشد، باید شرایط خطا را بتواند تحمل کنند. وقوع خطا نباید منجر به کاهش امنیت سیستم حفاظتی شود. به صورت کلی وقوع خطا باید منجر به قطع شدن منبع تولید پراکنده از شبکه شود. کلیدهای محل اتصال با توجه به جریان نامی واحد تولید پراکنده و سهم جریان اتصال کوتاه ژنراتور، ظرفیت قطع مستقلی دارند. همچنین جریان گذرای قابل تحمل کلیدها باید با حداکثر قدرت اتصال کوتاه محل اتصال هماهنگ شوند. حداقل یکی از کلیدهای محل اتصال باید مناسب برای تحمل اضافه ولتاژها باشد. به ازای منابع تولید پراکنده تکفاز، کلید محل اتصال باید قادر به تحمل اضافه ولتاژ خط و نوترال باشد [۲۳]. به ازای منابع سه‌فاز، کلید باید قابلیت تحمل اضافه ولتاژهای سه فاز را داشته باشد. کلید دیگری در محل اتصال با استفاده از اجزای کلیدزنی الکترونیکی باید موجود باشد. بدین ترتیب کلید از طریق سیگنال‌های کنترلی قطع شده و خطا تشخیص داده می‌شود و منجر به جلوگیری از عملکرد واحد تولید پراکنده خواهد شد.

۲-۵-۲-۵- اتصال و تولید انرژی الکتریکی

اتصال و تولید قدرت الکتریکی واحد تولید پراکنده زمانی اتفاق می‌افتد که ولتاژ و فرکانس در محدوده‌های مجاز خود حداقل در لحظه‌ای خاص باشند. اینگونه تنظیمات مبنی بر عملکرد عادی واحد تولید پراکنده و یا وصل مجدد اتوماتیک بعد از قطع محل اتصال می‌باشد. محدوده ولتاژ و فرکانس، زمان اندازه‌گیری و تغییرات قدرت با توجه به

موقعیت قابل تطبیق می‌باشند [۲۲]. در صورتی‌که برای این حالت تنظیماتی توسط شرکت برق تعیین نشده باشد، تنظیمات پیش فرض به منظور اتصال مجدد پس از تریپ سیستم حفاظتی محل اتصال به صورت زیر می‌باشند.

جدول (۲-۲۱): تنظیمات اتصال مجدد اتوماتیک [۱۸]

حداقل زمان اندازه‌گیری	محدوده ولتاژ	محدوده فرکانس
۶۰ ثانیه	$0.85U_n<U<1.1U_n$	47.5Hz<f<50.05Hz

پس از اتصال، قدرت اکتیو تولید شده توسط واحد تولید پراکنده نباید از یک محدوده خاصی به صورت درصدی از قدرت اکتیو نامی واحد تولید پراکنده در هر دقیقه تجاوز کند. در این مورد نیز در صورتی‌که تنظیماتی توسط شرکت برق تعیین نشود، تنظیمات پیش فرض برابر با ۱۰ درصد قدرت نامی در هر دقیقه است. واحدهای تولید پراکنده می‌توانند پس از زمان ۱ دقیقه تا ۱۰ دقیقه به شبکه متصل شوند.

۲-۵-۲-۶- کیفیت توان

با توجه به اینکه آزمون های خاصی برای ژنراتورها در مورد سازگاری الکترومغناطیسی موجود نیست، استانداردهای سودمند در رابطه با امنیت و انتشار هارمونیکی واحدهای تولید پراکنده در کشور انگلستان به ترتیب EN 61000-6-1 و EN 61000-6-3 می‌باشند. استانداردهای اصلی مربوط به تغییرات ولتاژ و هارمونیک‌ها در کشور انگلستان در جدول زیر بیان شده‌اند.

جدول (۲-۲۲): استانداردهای انتشار فلیکر و هارمونیک

استاندارد	اندازه واحد تولید پراکنده	پارامتر
EN 61000-3-2	<16 A	هارمونیک‌ها
EN 61000-3-3	<16 A	فلیکر و تغییرات ولتاژ

واحدهای تولید پراکنده می‌توانند منجر به تخریب سیگنال‌های مربوط به کنترل ریپل ولتاژ و سیستم‌های PLC[1] شوند. نیازمندی‌های مرتبط با سازگاری الکترومغناطیسی به ازای هارمونیک‌های میانی در محدوده فرکانسی بین ۲ کیلوهرتز تا ۱۵۰ کیلوهرتز در کشور انگلستان در دست تهیه است. همچنین طبق استانداردهای کشور انگلستان، واحدهای تولید پراکنده نباید به شبکه، جریان DC تغذیه کنند.

۲-۵-۲-۷- عملکرد و امنیت واحد تولید پراکنده

واحد تولید پراکنده باید در تمام محدوده عملکردی با اطمینان عمل کند. تنظیمات نقاط عملکرد واحد تولید پراکنده باید از طریق یک صفحه نمایش و یا از طریق یک کانال مخابراتی قابل مشاهده باشد. امنیت واحد تولید

[1] Power Line Carrier

پراکنده شامل موقعیت‌های الکتریکی و تعلیمات عملی می‌باشد [۲۴]. استاندارد کشور انگلستان امنیت واحد تولید پراکنده را پوشش نمی‌دهد. نیازمندی‌های عمومی به منظور امنیت اشخاص و عملکرد تجهیزات الکتریکی در کشور انگلستان در استاندارد EN 50110 بیان شده است. نشانه اخطار باید در محلی از واحد تولید پراکنده که اشخاص با قسمت‌های برقدار در تماس هستند، وجود داشته باشد [۲۵]. همچنین هنگامی‌که کلید محل اتصال باز است، ممکن است که منبع تغذیه، مدارات اندازه‌گیری و بخش‌های دیگر از شبکه ایزوله نباشند.

۲-۵-۲-۸- نیازمندی‌های ضروری اتصال واحدهای تولید پراکنده به شبکه توزیع در انگلستان

نیازمندی‌های ضروری به منظور اتصال واحدهای تولید پراکنده به شبکه توزیع فشار ضعیف در بخش ضمیمه دستورالعمل توزیع کشور انگلستان (دستورالعمل ER G83) بیان شده است. حفاظت محل اتصال باید به گونه‌ای تنظیم شود که به ازای خروج هر پارامتر از محدوده تعیین شده، واحد تولید پراکنده را از شبکه توزیع قطع نماید.

جدول (۲-۲۳): تنظیمات حفاظتی محل اتصال (G83/2) در کشور انگلستان

تنظیم تأخیر زمانی تریپ (ثانیه)	تنظیم تریپ	تابع حفاظتی
۲٫۵ ثانیه	۲۰۰/۱ولت = ۱۳٪- ولتاژ فاز به نوترال (۲۳۰ ولت)	U/V مرحله ۱
۰٫۵ ثانیه	۱۸۴ ولت = ۲۰٪- ولتاژ فاز به نوترال (۲۳۰ ولت)	U/V مرحله ۲
۱ ثانیه	۲۶۲/۲ولت = ۱۴٪+ ولتاژ فاز به نوترال (۲۳۰ ولت)	O/V مرحله ۱
۰/۵ ثانیه	۲۷۳/۷ولت = ۱۹٪+ ولتاژ فاز به نوترال (۲۳۰ ولت)	O/V مرحله ۲
۲۰ ثانیه	۴۷/۵ هرتز	U/F مرحله ۱
۰/۵ ثانیه	۴۷ هرتز	U/F مرحله ۲
۹۰ ثانیه	۵۱/۵ هرتز	O/F مرحله ۱
۰/۵ ثانیه	۵۲ هرتز	O/F مرحله ۲
بدون وقفه	۱۲ درجه	تشخیص حالت جزیره‌ای (روشVector shift)
بدون وقفه	۰/۲ هرتز در هر ثانیه	تشخیص حالت جزیره‌ای (روش ROCOF)

علاوه بر موارد ذکر شده در جدول (۲-۲۳)، روش‌های دیگری ممکن است به منظور تشخیص جزیره‌ای استفاده شود اما مجموع زمان‌های عملکرد سیستم حفاظتی، عملکرد کلید قدرت و تأخیر در صدور دستور تریپ نباید از ۱ ثانیه تجاوز کند. همچنین حفاظت‌های اضافه و کاهش فرکانس باید به همراه حفاظت تشخیص جزیره‌ای استفاده

شود. روش‌های فعال به منظور تشخیص جزیره شدن که پالس‌های جریان را به سیستم توزیع تزریق می‌کند، در کشور انگلستان مجاز به استفاده نمی‌باشند.

در کشور انگلستان حفاظت‌های ولتاژی و فرکانسی باید به صورت دو مرحله‌ای قرار بگیرند. زمان قطع کلی برای حفاظت‌های ولتاژی و فرکانسی که شامل زمان عملکرد کلید می‌باشد، تأخیر در صدور دستور تریپ دارد که این تأخیر بین ۰ تا ۰/۵ ثانیه می‌باشد [۲۶].

به دلیل جلوگیری از اغتشاشات ولتاژی و فرکانسی احتمالی که ممکن است قبل از زمان تریپ اتفاق بیفتند، تنظیمات نباید منجر به قطع شوند. همچنین تنظیمات حفاظتی می‌توانند تا ۵ ثانیه برای ژنراتورهایی افزایش یابند که قابلیت تحمل تغذیه شدن از منبعی را دارند که ۱۸۰ درجه با خروجی آن‌ها اختلاف فاز دارد.

موارد زیر توسط شبکه برق انگستان در دست بررسی می‌باشند.

- تأثیرات و محدودیت‌های جریان DC تزریق شده به شبکه توزیع توسط شرکت توزیع در حال بررسی است. طبق بررسی‌های انجام شده حداکثر جریان DC تزریق شده برابر با ۲۵ درصد جریان AC در هر فاز می‌باشد.
- فرکانس نامی شبکه توزیع انگلستان باید ۵۰ هرتز باشد و باید در محدوده ۴۹/۵ تا ۵۰/۵ هرتز با توجه قواعد امنیت، کیفیت توان و پایداری باقی بماند.
- در صورتی‌که محدوده‌های ولتاژی و فرکانسی شبکه توزیع در زمانی حداقل ۲۰ ثانیه در تنظیمات حفاظتی محل اتصال قرار بگیرد، واحد تولید پراکنده توان به شبکه توزیع تزریق خواهد کرد.
- یکی از نقص‌های استاندارد کشور انگلستان این است که برای کاهش تولید توان در افزایش فرکانس روشی را بیان نکرده است.

۳- بررسی منابع تولید پراکنده اینورتری و ارزیابی الزامات اتصال آنها به شبکه

۳-۱- مقدمه

در این بخش استاندارد کشورهای چین، آمریکا، آلمان و ایتالیا در رابطه با اتصال نیروگاه‌های خورشیدی به شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرند. هدف از بررسی این استانداردها ارزیابی موارد موجود در هر استاندارد می‌باشد تا با بهره‌گیری از آنها بتوان استانداردهای مورد نیاز کشور را توسعه داد. به طور کلی ۴ استاندارد از کشور چین، ۷ استاندارد از کشور امریکا، ۴ استاندارد از کشور آلمان و یک استاندارد از کشور ایتالیا که در این رابطه موجود می‌باشند، مورد بررسی قرار خواهند گرفت. جداول (۳-۱) الی (۳-۴) این استانداردها را به نمایش می‌گذارد.

جدول (۳-۱): استانداردهای کشور چین در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه

نام استاندارد	عنوان	سال
GB/T 19964	Technical requirements for connection photovoltaic power station to power system	۲۰۱۲
GB/T 29319	Technical requirements for connection photovoltaic power station to distribution network	۲۰۱۲
Q/GDW 617	Technical rules for photovoltaic power stations connected to power grid	۲۰۱۱
Q/GDW 618	Test Procedure for photovoltaic power stations connected to power grid	۲۰۱۱

جدول (۳-۲): استانداردهای کشور آمریکا در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه

نام استاندارد	عنوان	سال
IEEE 1547	Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System	۲۰۰۸
IEEE 1547.1	Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System	۲۰۱۱
SDG&E Rule 21	Interconnection Standards for non-utility Owned Generation	-
FERC Order No. 2003	Standardization of Generator Interconnection Agreements and Procedure	۲۰۰۳
FERC Order No. 2006	Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedure	۲۰۰۶
-	SDG&E Electric Distribution System Interconnection Handbook	۲۰۱۱
-	sSDG&E Generation Transmission Interconnection Handbook	۲۰۰۵

جدول (۳-۳): استانداردهای کشور آلمان در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه

نام استاندارد	عنوان	سال
VDE-AR-N4105	Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems	۲۰۰۸
VDE V 0124-100	Grid Integration of Generator Plants-Low Voltage	۲۰۱۱
BDEW Technical Guideline	Generating Plants connected to the Medium Voltage Network	-
VDE-0126-1-1	Automatic Disconnection device between a generator and a public low voltage grid	۲۰۰۳

جدول (۳-۴): استانداردهای کشور ایتالیا در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه

نام استاندارد	عنوان	سال
CEI 82-25	Guide for design and installation of photovoltaic (PV) systems connected to MV and LV networks	۲۰۰۸

استانداردهای مربوط به سیستم‌های خورشیدی بر روی چند مورد فنی اصلی متمرکز هستند که دیدگاه استانداردهای هر کشور در این رابطه ارائه می‌گردد. موارد مهم که در مقایسه استانداردها مورد ارزیابی قرار می گیرد، در جدول(۳-۵) ارائه گردیده‌است.

جدول (۳-۵):موارد مورد ارزیابی در رابطه با اتصال مولدهای خورشیدی به شبکه

ردیف	مورد
۱	کیفیت توان
۲	هارمونیک
۳	فلیکر
۴	عدم تعادل ولتاژ
۵	تزریق DC
۶	تغییرات ولتاژ
۷	توان اکتیو/توان راکتیو
۸	تزریق توان اکتیو در افزایش/کاهش فرکانس
۹	محدوده تغییرات ولتاژ
۱۰	محدوده تغییرات فرکانس
۱۱	زمان اتصال مجدد
۱۲	Fault Ride Through
۱۳	حفاظت ضد جزیره ای
۱۴	الزمات ارتباطی

۳-۲-استاندارد کشور آلمان در رابطه با اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه[۲۷-۳۰]

۳-۲-۱- دامنه کاربرد

این استاندارد را می‌توان برای طراحی، ساخت، عملکرد، یا اصلاح مولدهایی که به شبکه با ولتاژ متوسط متصل و به صورت موازی با این شبکه قرار می‌گیرند، مورد استفاده قرار داد. در حالتی که نقطه اتصال مولد به شبکه از نوع ولتاژ پائین و انشعاب اصلی از نوع ولتاژ متوسط باشد، این دستور العمل را می‌توان مورد استفاده قرار داد. برای مولدهایی که نقطه اتصال به شبکه آن‌ها ولتاژ متوسط است اما انشعاب در سطح ولتاژ بالاتری می‌باشد موارد فنی مربوطه باید رعایت گردد. برای مولدهایی که هم انشعاب و هم نقطه اتصال در سطح ولتاژ پائین است، باید از دستورالعمل ولتاژ پایین استفاده گردد. از این دستور العمل می‌توان در مورد مولدهای بادی، برق آبی، فوتوولتائیک و زیست توده استفاده بهره گرفت.

یک مولد می‌تواند ترکیبی از یک یا چند مولد باشد (مانند مزرعه بادی). انرژی الکتریکی می‌تواند توسط ژنراتور سنکرون یا آسنکرون، با اینورتر یا بدون اینورتر، یا بوسیله جریان مستقیم با همراه اینورتر تولید گردد.

الزامات این راهنما را می‌توان در دستگاه‌های جانبی نیز که بخشی از مولد هستند (مانند تثبیت کننده‌ها و غیره) مورد استفاده قرار داد.

حداقل توان لازم برای اتصال به شبکه ولتاژ متوسط، و حداکثر توان ممکن برای اتصال به شبکه ولتاژ متوسط به نوع مولد و وضعیت شبکه بستگی دارد. به همین دلیل نمی‌توان مشخصات کلی در این باره ارائه نمود. این موارد را می‌توان به صورت موردی و با تعیین وضعیت شبکه محلی بررسی نمود.

۳-۲-۲- اصول تعیین نقطه اتصال به شبکه

مولدها باید در نقطه مناسب به شبکه متصل شوند. اپراتور شبکه، نقطه مناسب برای اتصال به شبکه را تعیین می‌کند تا عملکرد مطمئن شبکه و تبادل پایدار انرژی تضمین گردد.

توان تزریقی مورد درخواست (توان اکتیو اتصال P_A و حداکثر توان ظاهری مولد S_{Amax} یا توان موافقت شده ظاهری S_{AV}) بر اساس الزامات فنی توسط اپراتور شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرد. این بررسی‌ها بر اساس توپولوژی عادی شبکه انجام می‌گردد. آزادی اپراتور شبکه در قطع و یا وصل کردن مولد، نباید توسط مولد محدود گردد تا خللی در عملیات تعمیر و نگهداری شبکه ایجاد نگردد.

بررسی امکان اتصال و اثرات اغتشاش شبکه باید بر اساس امپدانس نقطه اتصال (توان اتصال کوتاه، تشدید)، توان اتصال و نوع مولد ارزیابی گردد. اگر چند مولد به یک شبکه ولتاژ متوسط متصل هستند، اثرات تمامی آنها باید مورد بررسی قرار گیرد.

۳-۲-۳- تعیین مشخصات تجهیزات شبکه

با توجه به حالت‌های مختلف کاری، مولدها می‌توانند باعث افزایش بارگذاری خط، ترانس و دیگر تجهیزات شبکه گردند. بنابراین بررسی بارگذاری تجهیزات شبکه با توجه به مولدهای متصل به آن و قوانین تعیین مشخصات آنها ضروری می‌باشد. برخلاف تجهیزات شبکه که برای مصرف کننده با ضریب بارگذاری کمتر از یک استفاده می‌گردد، ضریب بارگذاری یک برای مولدها در نظر گرفته می‌شود. در بیشتر مولدها بیشترین توان ظاهری مربوط به بارگذاری حرارتی تجهیزات شبکه می‌باشد، که از مجموع تمامی حداکثر توان $P_{E\max}$ تقسیم بر حداقل ضریب توان که توسط اپراتور شبکه در نقطه اتصال تعیین می‌گردد، بدست می‌آید.

$$S_{A\max} = \frac{\sum P_{E\max}}{\lambda} \qquad (۲)$$

برای مولد با خروجی محدود، مقادیر مربوط به خروجی محدود شده مورد استفاده قرار می‌گیرد.

برای مولد با الزامات مطرح شده، با توجه به هارمونیک‌های تزریقی جریان، ضریب توان λ برابر است با ضریب توان اکتیو هارمونیک اصلی جریان و ولتاژ. در عمل استفاده از ضریب توان اکتیو به جای ضریب توان در بدست آوردن حداکثر توان ظاهری کفایت می‌کند.

$$S_{A\max} = \frac{\sum P_{E\max}}{\cos\varphi} \qquad (۳)$$

۳-۲-۴- تغییرات مجاز ولتاژ

در حالت کارکرد عادی شبکه، دامنه تغییرات ولتاژ که بوسیله تمامی مولدها در نقطه اتصال به شبکه ولتاژ متوسط ایجاد می‌گردد، در هیچ یک از نقاط انشعاب و در مقایسه با حالتی که در شبکه هیچ مولدی حضور ندارد، نباید فراتر از ۲ درصد باشد.

$$\Delta u_a \le 2\% \qquad (۴)$$

در این رابطه باید موارد زیر را مورد توجه قرار داد:

- مولدهای متصل به شبکه ولتاژ پایین که زیر مجموعه شبکه ولتاژ متوسط مورد نظر هستند، در محاسبات وارد نمی‌شوند.

- در صورت تشخیص اپراتور شبکه و در حالت کار دائم، در برخی موارد ممکن است بیش از ۲ درصد انحراف وجود داشته باشد.
- از آنجایی که ترانس‌ها معمولا دارای یک کنترل کننده ولتاژ خودکار هستند، معمولا ولتاژ باس ترانس ثابت می‌باشد.
- تغییرات ولتاژ ترجیحا باید با محاسبات پخش بار مختلط[1] محاسبه گردد.

۳-۲-۵- اغتشاش شبکه

۳-۲-۵-۱- تغییرات ناگهانی ولتاژ

اگر بیشترین تغییرات ولتاژ در زمان کلیدزنی مولد از ۲ درصد فراتر نرود، تغییرات ولتاژ در نقطه انشعاب از طریق قطع و یا وصل مولد نباید باعث افزایش غیرمجاز اغتشاش شبکه گردد، یعنی:

$$\Delta u_{\max} \le 2\% \qquad (۵)$$

و نباید با دوره تناوب کمتر از ۳ دقیقه رخ دهد.

در زمان قطع یک یا چند مولد به صورت همزمان از شبکه، تغییرات ولتاژ در هر نقطه از شبکه محدود است به:

$$\Delta u_{\max} \le 5\% \qquad (۶)$$

تغییرات ولتاژ برحسب اختلاف بین ولتاژ شبکه با و بدون تزریق، بدون احتساب کنترل ولتاژ ترانس، محاسبه می‌شود.

۳-۲-۵-۲- فلیکر طولانی

برای ارزیابی اتصال یک یا چند مولد در یک نقطه به شبکه، شرط زیر در رابطه با قدرت فلیکر طولانی[2]، باید در نقطه اتصال به شبکه با توجه به اثر ولتاژ فلیکر، در نظر گرفته شود:

$$P_{lt} \le 0.46 \qquad (۷)$$

قدرت فلیکر بلند مدت در مولد را می‌توان با استفاده از ضریب فلیکر مولد (که در حال حاضر فقط برای مولدهای بادی در نظر گرفته می‌شود) بدست آورد:

$$P_{lt} = c.\frac{S_{rE}}{S_{kV}} \qquad (۸)$$

[1] complex load-flow calculations

[2] Long-term Flicker

که S_{rE} توان ظاهری نامی مولد، S_{kV} توان اتصال کوتاه در نقطه اتصال به شبکه و c ضریب فلیکر مولد می‌باشد.

در حالتی که مولد شامل چند واحد تولید می‌باشد، P_{lt} باید به صورت جداگانه برای هر مولد محاسبه گردد. برای محاسبه مقدار اصلی ضریب فلیکر مولد در نقطه اتصال از رابطه زیر استفاده می‌کنیم:

$$P_{ltres} = \sqrt{\sum_i P_{lti}^2} \qquad (۹)$$

برای یک مولد که دارای n واحد تولید یکسان می‌باشد، ضریب فلیکر کل از رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

$$P_{ltres} = \sqrt{n} P_{ltE} = \sqrt{n}.c.\frac{S_{rE}}{S_{kV}} \qquad (۱۰)$$

۳-۲-۵-۳- هارمونیک‌ها و هارمونیک‌های میانی

جریان تولید شده توسط هارمونیک‌ها و هامونیک‌های میانی که توسط مولد به شبکه تزریق می‌گردد، باید مورد بررسی قرار گیرد و به مدارک مربوط به مولد اضافه گردد.

اگر تنها یک مولد در نقطه اتصال به شبکه ولتاژ متوسط وجود داشته باشد، مجموع جریان‌های هارمونیک مجاز در این نقطه از حاصل ضرب مقدار هارمونیک جریان ($i_{\upsilon zul}$) ذکر شده در جدول (۳-۶) در توان اتصال کوتاه در نقطه اتصال بدست می‌آید.

$$I_{\upsilon zul} = i_{\upsilon zul} S_{kV} \qquad (۱۱)$$

اگر چند مولد در نقطه اتصال به شبکه حضور داشته باشند، فرمول بالا باید با محاسبه هارمونیک مجاز جریان در یک مولد با استفاده از نسبت توان ظاهری مولد S_A، به کل توان متصل به نقطه اتصال S_{Gesmat}، اصلاح گردد:

$$I_{\upsilon Azul} = I_{\upsilon zul} \cdot \frac{S_A}{S_{Gesmat}} = i_{\upsilon zul} S_{kV} \cdot \frac{S_A}{S_{Gesmat}} \qquad (۱۲)$$

که $I_{\upsilon Azul}$ هارمونیک مجاز جریان مولد A در نقطه اتصال می‌باشد. برای مولدهایی که شامل چند واحد تولیدی یکسان هستند می‌توان از رابطه $S_A = \sum S_{rE}$ استفاده نمود. این رابطه را می‌توان برای مولدهای بادی نیز به کار برد. در حالتی که واحدهای تولیدی یکسان نباشند این روابط یک تقریب دست بالا را نشان می‌دهد.

برای هارمونیک‌های فرد مضرب ۳، مقادیر داده شده در جدول برای مراتب بالاتر هارمونیک‌ها، به غیر از توالی فاز صفر جریان تزریق شده به شبکه (با استفاده از تراس MV/LV توالی مرتبه صفر منتقل نمی‌گردد) می‌تواند به عنوان مقادیر پایه در نظر گرفته شود.

جدول (۳-۶):مقادیر مجاز هارمونیک‌ها و هارمونیک‌های میانی

مرتبه هارمونیک ν,μ	هارمونیک جریان نامی مجاز iν,μ zul بر حسب آمپر بر مگاولت آمپر		
	10 kV network	20 kV network	30 kV network
5	0.058	0.029	0.019
7	0.082	0.041	0.027
11	0.052	0.026	0.017
13	0.038	0.019	0.013
17	0.022	0.011	0.07
19	0.018	0.009	0.006
23	0.012	0.006	0.004
25	0.01	0.005	0.003
25 < ν < 40	0.01 x 25/ν	0.005 x 25/ν	0.003 x 25/ν
even-numbered	0.06/ν	0.03/ν	0.02/ν
μ < 40	0.06/μ	0.03/μ	0.02/μ
μ,ν > 40	0.18/μ	0.09/μ	0.06/μ

مقدار مجاز هارمونیک‌ها و هارمونیک‌های میانی متناسب با توان اتصال کوتاه که همگی به شبکه ولتاژ متوسط تزریق می‌شوند:

- هارمونیک‌های فرد
- هارمونیک صحیح و غیر صحیح در بازه ۲۰۰ هرتز که مطابق با استاندارد ۷-۴-۶۱۰۰۰ اندازه‌گیری می‌شوند.

با چند نقطه اتصال در شبکه ولتاژ متوسط، برای بررسی وضعیت در یک نقطه اتصال، در نظر گرفتن شرایط تمامی نقاط اتصال ضروری می‌باشد. بنابراین، شرایط در شبکه ولتاژ متوسط مجاز در نظر گرفته می‌شود اگر هارمونیک جریان تزریق شده در هر نقطه اتصال از مقدار زیر فراتر نرود:

$$I_{\upsilon zul} = i_{\upsilon zul}.S_{kV}.\frac{S_{Gesmat}}{S_{Netz}} \qquad (۱۳)$$

فرمول زیر برای هارمونیک‌های مرتبه ۱۳ به بالا و هارمونیک‌های میانی مورد استفاده قرار می‌گیرد:

$$I_{\upsilon,\mu zul} = i_{\upsilon,\mu zul}.S_{kV}.\sqrt{\frac{S_{Gesmat}}{S_{Netz}}} \qquad (۱۴)$$

که S_{Gesmat} نشان دهنده مجموع توان ظاهری تمامی مولدهای متصل به نقطه اتصال می‌باشد و S_{Netz} ظرفیت ترانس پست مربوط به تغذیه شبکه می‌باشد. برای اینورترها با جریان مستقیم میانی و فرکانس سوئیچینگ بالاتر از یک کیلوهرتز هارمونیک‌های بالاتر از مرتبه ۲ به کار گرفته شود.

اگر محاسبات نشان دهد که هارمونیک‌های جریان فراتر از حد مورد پذیرش هستند، معیارهایی برای بهبود باید در نظر گرفته شود و محاسبات مجدد به صورت دقیق بر اساس استاندارد های مرتبط انجام گیرد و نشان دهد که هارمونیک‌های مجاز ولتاژ در شبکه فراتر از حد استاندارد نیستند.

برای دیگر مقادیر ولتاژ نامی شبکه که در جدول ذکر نشده‌اند، هارمونیک‌های مربوط به جریان را می‌توان با استفاده از تبدیل به دست آورد.

رعایت حد مجاز جریان طبق روابط فوق را می‌توان از طریق اندازه‌گیری کل جریان در نقطه اتصال، یا با محاسبه جریان هر کدام از مولدهای متصل مورد بررسی قرار داد. هارمونیک‌های جریان باید بر اساس ۷-۴-۶۱۰۰۰ اندازه‌گیری شوند. هارمونیک جریان که از طریق شبکه به مولد می‌روند، مربوط به مولد نیستند. روشی مشابه در رابطه با مولدهایی که به عنوان فیلتر فعال استفاده می‌شوند و با توجه به وضعیت کاری خود، باعث کاهش هارمونیک ولتاژ موجود در شبکه می‌شوند، مورد استفاده قرار می‌گیرد.

ولتاژ کموتاسیون[1]

ولتاژ نسبی کموتاسیون d_{kom} در اینورترهای کموتاسیون خط نباید در نقطه اتصال در بدترین شرایط ($d_{kom} = \Delta U_{kom} / \hat{U}$, $\hat{U} = peak$) از مقدار زیر فراتر رود:

$$d_{kom} = 2.5\% \qquad (۱۵)$$

۳-۲-۶- رفتار مولدهای متصل به شبکه

۳-۲-۶-۱- قواعد پشتیبانی شبکه

در زمان تزریق به شبکه مولد باید بتواند در کنترل ولتاژ مشارکت داشته باشد. کنترل ولتاژ در حالت دائم و پشتیبانی دینامیکی شبکه متفاوت هستند.

کنترل ولتاژ حالت دائم

[1] Commutation notches

کنترل ولتاژ حالت دائم به معنی کنترل ولتاژ شبکه ولتاژ متوسط در حالت کار عادی می‌باشد که تغییرات آرام ولتاژ شبکه در شبکه توزیع در محدوده مجاز باقی می‌ماند. در صورت صلاحدید شرکت شبکه و با توجه به الزامات شبکه، مولد باید در کنترل ولتاژ حالت دائم شبکه ولتاژ متوسط مشارکت داشته باشد.

پشتیبانی دینامیکی شبکه

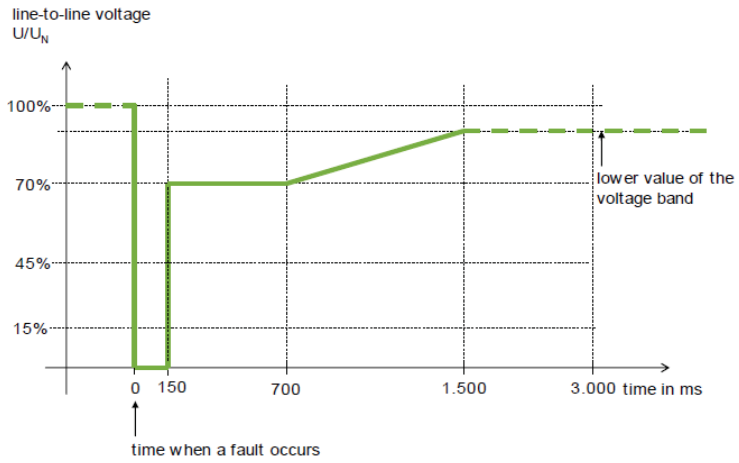
پشتیبانی دینامیکی ولتاژ شبکه به معنی کنترل ولتاژ در هنگام افت ولتاژ در شبکه‌های ولتاژ بالا و شبکه‌های با ولتاژ بسیار بالا به منظور جلوگیری از قطع ناخواسته نیروگاه‌های بزرگ و شبکه می‌باشد.

با توجه به گسترش تعداد مولدهای متصل به شبکه ولتاژ متوسط، انسجام این مولدها در پشتیبانی دینامیکی شبکه بسیار اهمیت یافته است. در نتیجه این مولدها باید در کنترل دینامیکی ولتاژ شبکه در لحظه اتصال به شبکه، حتی اگر از دید شرکت شبکه نیاز نباشد، مشارکت داشته باشند. برای این منظور مولد باید دارای موارد فنی زیر باشد:

- در زمان خطای شبکه از شبکه جدا نگردد.
- پشتیبانی شبکه در زمان بروز خطا با تزریق جریان راکتیو به شبکه صورت پذیرد.
- پس از رفع خطا، بیش از زمان بروز خطا توان راکتیو از شبکه دریافت ننماید.

این الزامات در مورد تمامی انواع اتصال کوتاه کاربرد دارد (تک فاز، دو فاز، سه فاز).

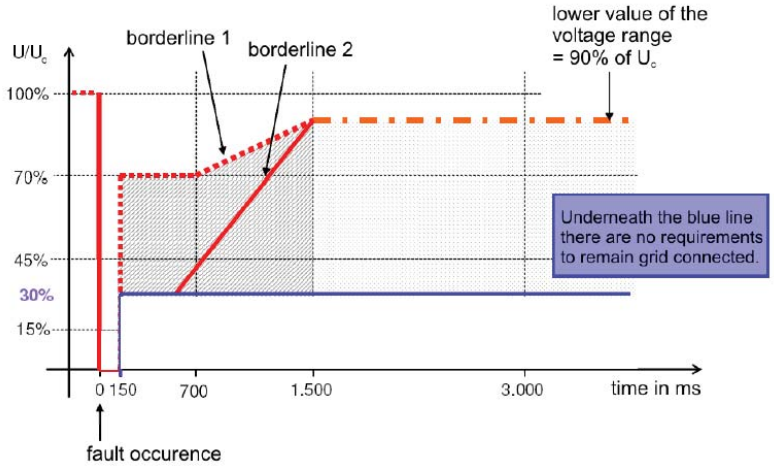
با توجه به رفتار مولد در زمان بروز اغتشاش در شبکه، مولدها را می‌توان به دو دسته، مولدهای نوع اول و نوع دوم تقسیم نمود. مولدهای نوع اول ژنراتورهای سنکرون هستند که مستقیم (تنها از طریق ترانس) به شبکه وصل شده‌اند. بقیه مولدها از نوع ۲ می‌باشند. در رابطه با مولدهای نوع اول، اگر مقدار ولتاژ بالاتر از خط قرمز در شکل (۳-۱) باشد، مولد نباید از شبکه جدا گردد.



شکل (۳-۱): مشخصه ولتاژ در نقطه اتصال به شبکه برای مولدهای نوع اول

در مورد مولد نوع ۲ موارد زیر باید در نظر گرفته شود:

- در صورتی که ولتاژ شبکه در بازه زمانی کمتر از ۱۵۰ میلی ثانیه به صفر برسد، مولد نباید قطع گردد.
- زیر خط آبی رنگ در شکل (۳-۲) الزامی برای متصل ماندن مولد به شبکه وجود ندارد.



شکل (۳-۲): مشخصه ولتاژ در نقطه اتصال به شبکه برای مولدهای نوع دوم

- مقادیر ولتاژ در بالای خط منقطع ۱ نباید به ناپایداری یا قطع مولد از شبکه منجر گردد.
- اگر مقادیر ولتاژ بالاتر از خطوط منقطع ۲ و زیر خطوط منقطع ۱ قرار گیرد، مولد باید بدون جدا شدن از شبکه، از خطا عبور نماید. تزریق جریان اتصال کوتاه با صلاحدید شرکت شبکه امکان پذیر خواهد بود. با مشارکت شرکت شبکه می‌توان خط منقطع ۲ را در صورت نیاز به صورت مناسب جابجا نمود. همچنین با توجه به نظر شرکت شبکه، قطع کوتاه مدت از شبکه در صورت سنکرون شدن مجدد در کمتر از ۲ ثانیه، بعد از زمان قطع، مجاز می‌باشد. بعد از سنکرون شدن مجدد، توان اکتیو باید با شیب ۱۰ درصد توان نامی بر ثانیه افزایش یابد.
- زیر خط منقطع ۲، قطع کوتاه مدت از شبکه توسط مولد می‌تواند رخ دهد. زمان طولانی سنکرون شدن مجدد و شیب کم تزریق توان اکتیو بعد از سنکرون شدن، در مقایسه با حالت های بالای خط ۲ در صورت صلاحدید شرکت شبکه، مجاز می‌باشد.

بسته به شرایط فنی شبکه، مدت زمان اتصال تجهیزات مولد به شبکه ولتاژ متوسط را می‌توان به‌وسیله تجهیزات حفاظتی توسط شرکت شبکه به منظور حفاظت از تجهیزات کاهش داد.

برای تمامی مولدها ضوابط مربوط به تزریق توان به شبکه در خطای متقارن رعایت گردد. در صورت بروز خطای نامتقارن تزریق توان راکتیو که منجر به افزایش ولتاژ به بالاتر از $1.1U$ در فازهای بدون خطا در نقطه اتصال به شبکه گردد، در زمان خطا مجاز نخواهد بود.

به عنوان یک قاعده، الزامات مربوط به پشتیبانی دینامیکی شبکه در مورد تمامی مولدها بدون در نظر گرفتن نوع و اتصال آنها به کار گرفته می‌شود.

شرکت شبکه باید مشارکت مولد در پشتیبانی دینامیکی شبکه را تعیین نماید. نوع اتصال به شبکه مولدها را می‌توان به دو روش کلی تقسیم نمود:

- اتصال مستقیم به باس بار ترانس پست با استفاده از یک کلید قدرت[1]
- اتصال به سیستم ولتاژ متوسط اختصاصی

به عنوان یک الزام کلی، تمامی مولدها در زمانی که ولتاژ شبکه بالاتر از خط مرزی در شکل‌های فوق باشد، به شبکه متصل خواهند ماند. در نتیجه اپراتور شبکه تعیین می‌کند که توان راکتیو توسط کدام مولد به شبکه تزریق گردد. مصرف کنندگانی که دارای مولد هستند و در صورت جدایی از شبکه به جزیره تبدیل می‌شوند، باید تا زمانی که به شبکه وصل هستند در تنظیم ولتاژ شبکه مشارکت داشته باشند. برنامه کارکرد جزیره‌ای این مولدها باید مورد موافقت شرکت شبکه باشد.

۳-۲-۶-۲- حداکثر جریان مجاز اتصال کوتاه

در زمان کار کرد مولدها، جریان اتصال کوتاه شبکه به دلیل مشارکت مولدها، به خصوص در نقطه اتصال به شبکه، افزایش می‌یابد. بنابراین اطلاعات لازم در مورد مشارکت مولد در جریان اتصال کوتاه در نقطه اتصال به شبکه باید مشخص گردد.

برای تعیین جریان اتصال کوتاه مولد، قواعد سر انگشتی زیر مورد استفاده قرار می‌گیرد:

- برای مولدهای سنکرون : ۸ برابر جریان نامی
- برای ژنراتورهای آسنکرون و ژنراتور سنکرون دو سو تغذیه: ۶ برابر جریان نامی
- برای مولدهای اینورتری: ۱ برابر جریان نامی

برای اطمینان از صحیح بودن محاسبات، امپدانس بین مولد و نقطه اتصال به شبکه باید در نظر گرفته شود.

[1] Circuit Breaker

اگر جریان اتصال کوتاه مولد باعث افزایش چشمگیر جریان اتصال کوتاه شبکه می‌گردد، شرکت شبکه و مولد باید در مورد نصب تجهیزات محدود کننده جریان اتصال کوتاه توافق و اقدام نمایند.

۳-۲-۶-۳- توان اکتیو خروجی

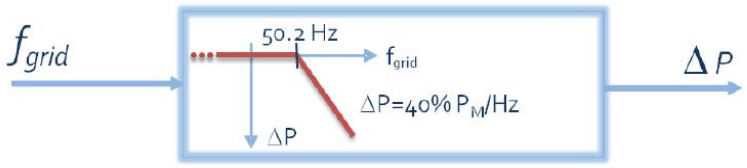
باید بتوان مولد را در توان کمتر از توان نامی راه‌اندازی نمود. در موارد زیر شرکت شبکه ممکن است نیاز به محدود سازی توان تزریقی یا جدایی از شبکه داشته باشد:

- احتمال خطر برای عملکرد ایمن سیستم
- تراکم اضافه بار یا خطر آن در شبکه
- خطر جزیره‌ای
- تهدید پایداری حالت دائم یا دینامیکی شبکه
- افزایش فرکانس و تهدید پایداری شبکه
- تعمیر تجهیزات یا اندازه گیری پارامترهای شبکه
- مدیریت تولید شبکه یا موارد مربوط به آن

مولد باید بتواند توان اکتیو خود را در گام‌های حداکثر ۱۰ درصدی از توان نامی کاهش دهد. کاهش توان باید در تمامی وضعیت‌های کاری و از هر نقطه کار مولد امکان‌پذیر باشد. مقدار هدف معمولا بدون در نظر گرفتن گام‌ها تعیین می‌گردد و درصدی از توان نامی مولد مانند ۰، ۳۰، ۶۰ و ۱۰۰ درصد می‌باشد. اپراتور شبکه نباید دخالتی در کنترل مولد داشته باشد. رساندن توان مولد به مقدار هدف به عهده اپراتور مولد می‌باشد و باید در حداقل زمان ممکن انجام شود. حداکثر زمان برای رسیدن به توان هدف یک دقیقه می‌باشد. کاهش به مقدار هدف ۱۰ درصد، باید بدون جدا شدن از شبکه امکان پذیر باشد. برای مقادیر کمتر از ۱۰ درصد از توان نامی مولد، ممکن است مولد از شبکه جدا شود.

تمامی واحدهای مولد باید در فرکانس بالاتر از ۵۰/۲ هرتز توان خود را با شیب ۴۰ درصد بر هرتز به صورت آنی کاهش دهند.

توان اکتیو را می‌توان تنها در صورتی که مقدار فرکانس کمتر از ۵۰/۲ هرتز باشد، افزایش داد.



$$\Delta P = 20\, P_M \frac{50.2\text{Hz} - f_{grid}}{50\text{Hz}} \qquad (50.2\ \text{Hz} \le f_{grid} \le 51.5\text{Hz})$$

شکل (۳-۳): مشخصه توان در تغییرات فرکانس شبکه

۳-۲-۶-۴- توان راکتیو

با توان اکتیو خروجی، مولد باید بتواند در هر نقطه کار حداقل توان راکتیو متناظر با توان اکتیو در نقطه اتصال به شبکه فراهم آورد:

$$\cos\varphi = 0.95_{underexcited}\ to\ 0.95_{overexcited}$$

مقادیر خارج از رابطه فوق باید مطابق قرارداد باشد.

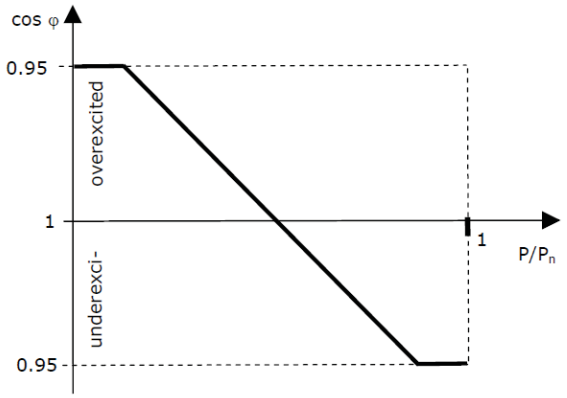
همراه با توان اکتیو خروجی، یک مقدار مشخص برای توان راکتیو یا یک مقدار هدف قابل تنظیم با کنترل از راه دور که بوسیله اپراتور شبکه مشخص می‌گردد، مورد نیاز می‌باشد. مقادیر مورد نظر معمولا به صورت زیر می‌باشند:

- یک مقدار ثابت ضریب توان اکتیو $\cos\varphi$
- یک مقدار ضریب توان اکتیو $\cos\varphi(P)$
- یک مقدار ثابت توان راکتیو MVAr
- مشخصه توان راکتیو/ولتاژ $Q(U)$

توان راکتیو مولد باید قابل تنظیم باشد. باید بتوان در مدت زمان چند دقیقه به مقدار توان راکتیو مورد نظر دست یافت. اگر مشخصه‌ای توسط اپراتور شبکه تعیین شده‌است، مقادیر توان راکتیو بدست آمده از مشخصه باید به صورت زیر و خودکار تطبیق داده شود:

- در ۱۰ ثانیه برای مشخصه $\cos\varphi$
- قابل تنظیم بین ۱۰ ثانیه تا یک دقیقه برای مشخصه ولتاژ–توان راکتیو $Q(U)$

شکل (۳-۴) یک مشخصه $\cos\varphi$ بر حسب P را نشان می‌دهد.



شکل (۳-۴): مشخصه توان – ضریب توان نمونه

با در نظر گرفتن جلوگیری از جهش ولتاژ و بروز نوسان در تزریق توان اکتیو، توصیه می‌شود مشخصه پیوسته و دارای شیب محدود انتخاب گردد.

هر دو روش انتخابی و مقدار هدف باید به صورت مجزا برای هر مولد توسط شرکت شبکه تعیین گردد. مشخصات باید بر اساس توافق یک مقدار یا، در صورت لزوم یک جدول یا تنظیم آنلاین مقدار هدف باشد. در صورتی که از روش تنظیم آنلاین استفاده می‌شود، مشخصات جدید نقطه کار توان راکتیو باید در نقطه اتصال به شبکه بعد از گذشت حداقل یک دقیقه اجرا گردد.

۳-۲-۷- طراحی تجهیزات اصلی

۳-۲-۷-۱- تاسیسات اتصال

اتصال مولد یا اتصال انشعاب که دارای مولد است، به شبکه را تاسیسات اتصال می‌گویند. این بخش اصول قانونی و فنی مربوط به تاسیسات اتصال به شبکه را مورد بررسی قرار می‌دهد. جزئیات مربوط به این موضوع توسط شرکت شبکه، مالک مولد و اپراتور مولد تعیین می‌گردد.

طراحی، ساخت و انتخاب تاسیسات الکتریکی باید به گونه‌ای باشد که در برابر اثرات حرارتی و مکانیکی جریان اتصال کوتاه ایستادگی داشته‌باشند. مالک اتصال باید برای ظرفیت اتصال کوتاه تمامی تاسیسات اتصال گواهی لازم را صادر نماید.

اپراتور شبکه باید پارامترهای مورد نیاز برای تاسیسات شبکه (ولتاژ نامی، جریان اتصال کوتاه و ...) را مشخص نماید. علاوه بر این اپراتور شبکه باید اطلاعات زیر را برای مالک اتصال بنا به درخواست او فراهم نماید:

- جریان متقارن اتصال کوتاه از شبکه در نقطه اتصال (بدون مشارکت مولد)
- زمان رفع خطا مربوط به حفاظت اصلی شبکه در نقطه اتصال

۳-۲-۷-۲- تابلوی انتقال

اتصال مولد از طریق تابلوی انتقال انجام می‌شود. تابلوی انتقال باید در هر زمان در دسترس اپراتور شبکه باشد و به عنوان نقطه کلید زنی باید حداقل قابلیت کلیدزنی زیر بار و جداسازی[1] را دارا باشد. این تابلو معمولا در پست انتقال قرار می‌گیرد. طراحی پست انتقال بر اساس الزامات فنی که توسط شرکت شبکه تعیین می‌گردد، انجام می‌شود.

طرح نقطه جداسازی، که باید در هر زمان در دسترس اپراتور شبکه باشد، بستگی به نوع ساختمان و همینطور مالکیت و نوع کاربری آن دارد. جزئیات کامل باید در توافقی بین اپراتور شبکه و مالک اتصال منعقد گردد.

با توجه به اینکه در صورت بروز خطا در شبکه ولتاژ متوسط مشتری، این خطا به شبکه ولتاژ متوسط اپراتور نیز منتقل می‌گردد، تجهیزات حفاظتی نصب شده در پست انتقال باید به صورت خودکار عمل نموده و خطا به شبکه اپراتور منتقل نگردد. تجهیزات حفاظتی باید طوری تنظیم شوند که دارای عملکرد مناسب با دیگر تجهیزات جدا کننده[2] در شبکه باشد. برای مولدهای ظرفیت بالا (از یک مگاولت‌آمپر به بالا) وجود یک کلید قدرت الزامی می‌باشد.

برای تعیین مشخصات تابلو برق، جریان‌های اتصال کوتاه شبکه و مولد باید در نظر گرفته شوند.

۳-۲-۷-۳- کلید های متصل کننده

برای اتصال تجهیزات اتصال به شبکه اپراتور یا به دیگر تجهیزات مشتری، لازم است که از یک کلید متصل کننده[3] با حداقل توان کلید زنی استفاده شود. به عنوان مثال:

- کلید قدرت
- کلید فیوزهای قابل قطع زیر بار
- جداکننده مدار محافظ موتور
- کنتاکتور با نرخ توانی مناسب و دارای محافظ اتصال کوتاه در شبکه بالادست.

کلید متصل کننده باید ایزولاسیون گالوانیکی[4] هر سه فاز را فراهم آورد.

یک قطع کننده مدار که کل تاسیسات مشتری را به شبکه وصل می‌کند یا یک قطع کننده مدار که مولد را به بقیه مدارهای مشتری وصل می‌کند، را می‌توان به عنوان یک کلید متصل‌کننده در نظر گرفت. کلید متصل‌کننده می‌تواند هم در بخش ولتاژ متوسط و هم در بخش ولتاژ پائین باشد.

---

[1] Disconnection

[2] Disconnector

[3] Coupling Switch

[4] Golvanic Isolation

در رابطه با مولدهای اینورتری کلید متصل کننده باید در سمت شبکه نصب گردد. اگر این کلید در داخل اینورتر تعبیه شده است، عملکرد آن نباید تحت تاثیر اتصال کوتاه اینورتر قرار گیرد.

کلید اتصال باید برای حداکثر جریان اتصال کوتاه که در محل نصب رخ می‌دهد طراحی شود، باید بدون تاخیر و با توجه به تجهیزات حفاظتی باز شود. در زمان تعیین مشخصات کلید اتصال باید به وجود جریان اتصال کوتاه هم از سمت مولد و هم از سمت شبکه توجه نمود.

زمانی که از فیوز به عنوان محافظ اتصال کوتاه در مولدهای ولتاژ پایین استفاده می‌شود، ظرفیت قطع آن‌ها باید حداقل بر اساس مشخصات فیوز بالادست تعیین شود.

در مورد مولدهایی که دارای عملکرد مجزا از شبکه نیستند، قطع کننده مدار مولد می‌تواند برای سنکرون سازی و کلید متصل کننده مورد استفاده قرار گیرد.

در صورتی که کارکرد مجزا از شبکه مد نظر باشد یک کلید متصل کننده همزمان شونده[1] باید وظیفه قطع مولد در صورت ارسال فرمان تریپ بوسیله تجهیزات حفاظتی را بر عهده گیرد. کلید متصل کننده همزمان شونده بین کلید انتقال و تجهیزات مشتری برای کارکرد به صورت مجزا قرار می‌گیرد. در این حالت قطع کننده مدار مولد باید تنها به منظور محافظت از مولد در نظر گرفته شود و با تجهیزات حفاظتی مولد فعال گردد.

۳-۲-۷-۴- هم بستگی قطعات

به هم متصل کردن[2] تجهیزات کلید زنی باید مطابق با استاندارد انجام گردد و مطابق با الزامات اپراتور شبکه باشد. تجهیزات کلید زنی که به یکدیگر وصل هستند باید به دقت مورد بررسی قرار گیرند و از راه دور قابل کنترل باشند. به عنوان یک قاعده، کنترل قطعات کلیدزنی در پست انتقال ولتاژ متوسط باید طوری طراحی شود که عملکرد کلیدها، حتی در صورت بروز خطا بر روی هم بستگی کلیدها، دچار مشکل نگردد.

۳-۲-۸- طراحی تجهیزات فنی ثانویه

جدا از مواردی که در ادامه بیان می‌گردد، موارد فنی خاص مد نظر اپراتور شبکه باید در طراحی، بهره برداری و نصب تجهیزات فنی ثانویه در نظر گرفته شود. محل قرار گیری تجهیزات اپراتور شبکه برای اتصال مولد به شبکه (مانند تجهیزات فنی ثانویه) باید توسط مالک اتصال تهیه گردد.

[1] Synchronizable coupling switch

[2] Inter locking

۳-۲-۸-۱- کنترل از راه دور

برای عملکرد ایمن شبکه، لازم است مولد دارای سیستم کنترل از راه دور بوده و در صورت درخواست شرکت شبکه، اپراتور شبکه نیز دسترسی به این سیستم داشته باشد. به عنوان مثال کنترل قطع کننده مدار (باز کردن قطع کننده مدار در شرایط بحرانی شبکه)، محدود کردن توان اکتیو تولیدی، تولید توان راکتیو از جمله موارد کنترل از راه دور می‌باشد. بر پایه کاربری اپراتور شبکه از سیستم کنترل از راه دور، اطلاعات لازم برای مدیریت کارکرد مولد باید توسط مالک اتصال در پست ترانس یا پست انتقال فراهم آورده شود.

تاسیسات اتصال با کنترل از راه دور که دارای کلید تغییر وضعیت محلی/راه دور هستند، در صورتی که به صورت محلی کنترل می‌شوند، نیازی به سیگنال کنترل از راه دور ندارد.

۳-۲-۸-۲- منبع تغذیه کمکی

تاسیسات اتصال باید دارای منبع تغذیه کمکی باشند. در صورتی که عملکرد تجهیزات حفاظتی یا تریپ کلیدها نیاز به منبع تغذیه کمکی داشته باشد، منبع تغذیه کمکی مستقل از شبکه (مانند باتری و ...) باید تامین گردد. در صورت نیاز سیستم کنترل از راه دور باید توسط منبع تغذیه کمکی تغذیه گردد.

اگر منبع انرژی کمکی برای مدت زمان طولانی مورد نیاز باشد، ظرفیت آن باید طوری طراحی گردد که در صورت از دست رفتن شبکه بتواند تمام سیستم‌های حفاظتی، تجهیزات فنی ثانویه و تجهیزات کمکی را حداقل به مدت ۸ ساعت پشتیبانی نماید.

منبع تغذیه کمکی و خدمات مربوط به آن باید توسط مالک اتصال تامین گردد.

راندمان عملکرد منبع تغذیه کمکی باید دائما بوسیله اندازه گیری در بازه های مناسب و با مدارک مربوطه مورد بازرسی قرار گیرد.

۳-۲-۸-۳- تجهیزات حفاظتی

کلیات

تجهیزات حفاظتی برای کارکرد ایمن و مطمئن شبکه و مولد بسیار قابل اهمیت می‌باشند. طبق استاندارد تجهیزات خودکار باید برای رفع اتصال کوتاه در تاسیسات الکتریکی در نظر گرفته شوند. اپراتور مولد مسئول کارکرد مطمئن مولد می‌باشد (مانند خطای اتصال کوتاه، زمین، اضافه بار، شک الکتریکی و غیره). به همین دلیل اپراتور مولد مسئول نصب تجهیزات حفاظتی مناسب می‌باشد. برای مولدهایی که قابلیت کارکرد جزیره‌ای دارند، این حفاظت‌ها باید کارکرد ایزوله از شبکه را تضمین نمایند.

طراحی و تنظیم تجهیزات حفاظتی بین شبکه و مولد باید بر اساس این دستور العمل باشد به طوری که خطری شبکه و مولد را تهدید ننماید.

مقادیر تنظیم برای تجهیزات قطع کننده حفاظتی که در این راهنما ذکر شده‌اند، مقادیر مرجع می‌باشند. می‌توان فرض کرد که مجموع زمان پاسخ دهی تجهیزات حفاظتی و کلید زنی از ۱۰۰ میلی ثانیه بیشتر نمی‌شود. در صورت نیاز، ممکن است تنظیم تجهیزات مورد بررسی قرار گیرد. به علاوه، ممکن است تنظیمات بر اساس مشخصات شبکه و مولد انجام شود. که در این صورت مقادیر تنظیمات باید توسط اپراتور شبکه ارائه گردد.

اصلاحات اساسی تجهیزات حفاظتی (تجهیزات قطع کننده حفاظتی، تجهیزات حفاظت اتصال کوتاه در نقطه انتقال) یا نقطه کار آنها باید مورد توافق اپراتور شبکه و اپراتور مولد باشد. در صورت لزوم اپراتور شبکه می‌تواند مقادیر تنظیم متفاوتی برای تجهیزات حفاظتی مولد در روزهای بعد ارائه نماید.

اپراتور شبکه باید تعیین نماید که چه تجهیزاتی و در چه زمانی باید تعویض و یا پلمپ شوند.

اپراتور شبکه مسئول نصب و یا تجهیزات نصب شده در نقطه انتقال می‌باشد که در صورت تجاوز تولید از مقدار از پیش تعیین شده (مانند توان مورد توافق ظاهری یا بیشترین توان ظاهری مولد) به صورت خودکار مولد را از شبکه در حالت دائم، جدا می‌نماید.

برای اطمینان از کارکرد پیوسته و ایمن، سیستم حفاظت باید بر اساس زمانبندی مشخص مورد بازرسی قرار گیرد. نتایج بازرسی باید به صورت مدرک نگهداری و در صورت نیاز به اپراتور شبکه تحویل گردد.

برای بازرسی سیستم حفاظت، توصیه می‌شود از ترمینال‌های تست استفاده شود تا بدون نیاز به قطع کردن سیم و جابجا کردن آن‌ها بتوان بازرسی را انجام داد.

قرائت مقادیر تنظیم بدون استفاده از تجهیز خاصی و به سادگی باید امکان پذیر باشد. این موضوع در رابطه با سیستم حفاظتی که با سیستم کنترل نیروگاه در ارتباط است، صحیح می‌باشد.

تجهیزات حفاظتی ترانسفورماتور در سمت شبکه باید استانداردهای مورد نیاز را داشته باشند.

تجهیزات حفاظتی ولتاژ برای حفاظت در برابر قطع، باید به صورت سه فاز در نظر گرفته شود. برای اندازه‌گیری در سطح ولتاژ متوسط، ولتاژ بین هادی‌های خارجی باید اندازه‌گیری شود. این اندازه‌گیری سبب اطمینان خاطر از عدم جدایی مولد از شبکه در حالت خطای زمین ساکن[1] در سیستم ایزوله یا سیستم زمین تشدیدی[2] می‌گردد. برای

[1] Stationary earth fault

[2] Resonant earth

اندازه‌گیری در سطح ولتاژ پایین، اندازه‌گیری باید بین هادی خارجی و نقطه خنثی در صورتی که ترانس مولد از نوع Dy باشد، و بین هادی‌های خارجی در صورتی که Yd باشد انجام شود.

سه مقدار اندازه گیری شده ولتاژ باید در دستگاه حفاظتی با یکدیگر ارتباط منطقی OR داشته باشند. بدین صورت که:

- اگر یکی از مقادیر اندازه گیری شده ولتاژ بیشتر باشد، منجر به پاسخ افزایش ولتاژ در رله حفاظت ولتاژ گردد.
- اگر یکی از مقادیر اندازه گیری شده ولتاژ کمتر باشد، منجر به پاسخ افت ولتاژ در رله حفاظت ولتاژ گردد.
- از طرف دیگر، سه اندازه گیری از حفاظت توان راکتیو–افت ولتاژ[1] $Q_{\rightarrow}\ \&U <$ باید از طریق سیستم حفاظت دارای ارتباط منطقی AND باشند. بدین معنی که برای حفاظت توان راکتیو–افت ولتاژ باید تمامی مقادیر اندازه گیری شده ولتاژ باید زیر مقدار تعیین شده باشند تا رله مربوطه فعال گردد.

اگر بین اندازه گیری‌ها ارتباط منطقی ذکر شده در متن زیر نباشد، ارتباط منطقی همیشه OR خواهد بود.

- مقدار تنظیم مجدد در تجهیزات حفاظتی برای افزایش ولتاژ نباید زیر ۰/۹۸ و برای افت ولتاژ نباید فراتر از ۱/۰۲ باشد.
- تجهیزات حفاظتی برای حفاظت در برابر قطع، باید مقدار مؤثر را در نیم سیکل مورد ارزیابی قرار دهد (ارزیابی بر پایه فرکانس اصلی ۵۰ هرتز کفایت می‌کند).
- رله حفاظت افت فرکانس و افزایش فرکانس می‌تواند تک فاز باشد. ولتاژ بین دو هادی خارجی نیز باید به عنوان پارامتر اندازه گیری انتخاب گردد.
- در فرکانس بین ۴۷/۵ و ۵/ ۵۱هرتز، قطع خودکار از شبکه به دلیل تغییرات فرکانس مجاز نمی‌باشد، مگر اینکه مقادیر متفاوتی توسط اپراتور شبکه تعیین شده باشد. اگر فرکانس شبکه زیر ۴۷/۵ هرتز یا از ۵۱/۵ تجاوز نماید، مولد باید فورا از شبکه جدا گردد.
- بعد از پاکسازی شبکه از خطا یا در حالتی که وصل خودکار مورد استفاده قرار می‌گیرد، اپراتور مولد باید عدم سنکرون بودن شبکه با ولتاژ مولد را در نظر بگیرد. اپراتور مولد باید دقت کافی را در کلید زنی مبذول نماید تا تغییرات ولتاژ، اتصال خودکار و دیگر عملیات مربوط به شبکه باعث ایجاد خرابی در مولد نگردد.

تجهیزات حفاظتی قطع

[1] Reactive power under-voltage protection

عملکرد تجهیزات قطع که در این قسمت مورد بررسی قرار می‌گیرد، قطع مولد از شبکه را در شرایط اغتشاش شبکه برای حفاظت از مولد، دیگر مصرف کنندگان و صنایع متصل به شبکه فراهم می‌آورد. مثال‌هایی در رابطه با این حالت خطای شبکه، حالت جزیره‌ای یا افزایش کند ولتاژ بعد از خطا در شبکه می‌باشند. اپراتور مولد مسئول حفاظت مولد می‌باشد.

حفاظت قطع می تواند در درون خود دستگاه مولد وجود داشته باشد یا در سیستم کنترل مولد در نظر گرفته شود. قطع ولتاژ منبع تغذیه کمکی مربوط به تجهیزات حفاظتی یا سیستم کنترل مولد باید منجر به تریپ بلادرنگ کلید گردد. تریپ کلید از طریق سیستم حفاظتی مولد نباید دارای تاخیر ناشی از دیگر عملیات در سیستم کنترلی باشد.

تجهیزات حفاظتی در نقطه اتصال یا در محل مولد نصب می شوند. تجهیزات حفاظتی قطع در مولد می توانند در سمت ولتاژ متوسط یا ولتاژ پایین نصب شوند. مطالب ارائه شده در ادامه، مثال‌هایی از نحوه اتصال تجهیزات حفاظتی قطع در سمت ولتاژ پائین ترانسفورماتور مولد را نشان می‌دهد. توصیه‌های مشابه در مورد تنظیم رله‌های حفاظتی بدون در نظر گرفتن محل نصب آنها باید در نظر گرفته شود.

توابع حفاظتی زیر باید تحقق یابند:

- حفاظت افت ولتاژ (<U و <<U)
- حفاظت افزایش ولتاژ (>U و >>U)
- حفاطت افت فرکانس (<f)
- حفاظت افزایش فرکانس(>f)
- حفاظت توان راکتیو–افت ولتاژ ($Q_{\rightarrow}$ &U <)

اگر بعد از ۰/۵ ثانیه تمامی ولتاژ های خط به خط شبکه کمتر از $0.85U$ (ارتباط AND منطقی) باشد و مولد به طور همزمان توان راکتیو القایی از شبکه دریافت می‌کند، مولد باید به واسطه داشتن حفاظت توان راکتیو–افت ولتاژ از شبکه جدا گردد. استفاده از تجهیزات توالی مثبت برای تعیین توان راکتیو مناسب می‌باشد. این حفاظت وظیفه نمایش رفتار مولد را که نیازهای شبکه را، بعد از بروز خطا در شبکه برآورده می‌سازد، بر عهده دارد. مولدهایی که به دلیل جذب توان راکتیو از شبکه یا عدم پشتیبانی ولتاژ شبکه، مانع بهبود ولتاژ شبکه می‌شوند، قبل از رسیدن به آخرین مرحله زمانی تجهیزات حفاظتی شبکه، باید از شبکه جدا شوند.

بسته به اینکه مولد در پشتیبانی دینامیکی شبکه مشارکت دارد، محدوده تجهیزات لازم حفاظتی می‌تواند متفاوت باشد که توسط اپراتور شبکه تعیین می‌گردد.

اتصال مولد به شینه ترانس پست – حفاظت اتصال کوتاه

حفاظت اتصال کوتاه مولد برای پاکسازی جریان اتصال کوتاه لازم می‌باشد. علاوه بر این، به عنوان حفاظت پشتیبان در زمان بروز خطا برای مولد و شبکه در نظر گرفته می‌شود. یک رله حفاظت دیستانس با مشخصه ولتاژ–جریان یا رله حفاظت اضافه جریان با تاخیر زمانی تعریف شده، باید به عنوان حفاظت اتصال کوتاه در نظر گرفته شود.

تجهیزات حفاظت جریان اتصال کوتاه مولد باید با تمام حفاظت‌های شبکه ادغام گردد. به همین دلیل طرح حفاظت باید در زمان طراحی مورد موافقت اپراتور شبکه باشد. با توجه به اینکه تجهیزات حفاظت شبکه بر روی شبکه اثر گذار هستند، تنظیمات آنها باید توسط اپراتور شبکه تعیین گردد. تجهیزات حفاظت اتصال کوتاه باید در نقطه انتقال بر جداکننده مدار فرمان دهند.

تجهیزات قطع کننده

تجهیزات زیر به عنوان تجهیزات اصلی حفاظتی و قطع کننده باید در نظر گرفته شوند:

نقطه انتقال:

- حفاظت توان راکتیو–افت ولتاژ ($Q_{\rightarrow}$ &$U<$)
- حفاظت افزایش ولتاژ (<<U و <U)
- حفاظت افت ولتاژ (U<)

تجهیزات قطع کننده باید به محض عملکرد کلید قدرت در نقطه انتقال یا کلید متصل کننده عمل نمایند. در صورت لزوم، حفاظت افزایش فرکانس یا کاهش فرکانس بر روی تجهیزات قطع کننده در نقطه انتقال نصب می گردد. تجهیزات حفاظتی ولتاژ، تاسیسات مشتری را در برابر شرایط ولتاژ ناخواسته حفاظت و قطع شدن مولد از شبکه را بعد از بروز خطا در شبکه تضمین می‌نماید. به همین دلیل، تجهیزات حفاظتی باید به خطاهای نامتقارن نیز پاسخ دهند. علاوه بر این دستور العمل تریپ باید بر اساس اندازه‌گیری حفاظت افت ولتاژ در هر فاز و به صورت OR منطقی باشد.

جدول (۳-۷) تنظیمات لازم در نقطه اتصال به شبکه را پیشنهاد می دهد.

جدول (۳-۷): تنظیمات حفاظتی برای اتصال مولد به ترانس شبکه در نقطه اتصال به شبکه

تابع حفاظتی	بازه تنظیم	تنظیم توصیه شده برای رله‌های حفاظتی	
افزایش ولتاژ $U>>$	1.00-1.30Un	1.15Uc	<100ms
افزایش ولتاژ $U>$	1.00-1.30Un	1.08Uc	1min
افت ولتاژ $U<$	0.10-1.30Un	0.8Uc	2.7s
حفاظت توان راکتیو–افت ولتاژ $Q_{\rightarrow}$ &$U<$	0.70-1.00Un	0.85Uc	T=0.5s

حفاظت های زیر در سمت مولد الزامی می باشد:

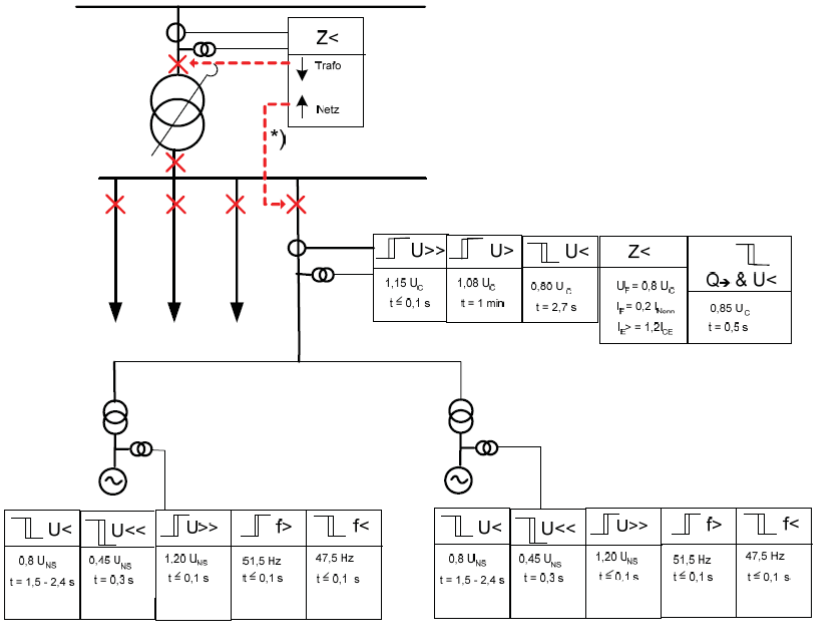
- ✓ حفاظت اضافه ولتاژ $U>>$
- ✓ حفاظت افت ولتاژ $U<$ و $U<<$
- ✓ حفاظت افزایش فرکانس $f>$
- ✓ حفاظت کاهش فرکانس $f<$

این حفاظت های قطع کننده باید در سمت ولتاژ کم یا ولتاژ متوسط ترانس مولد نصب گردند. جدول (۳-۸) تنظیمات پیشنهادی را نشان می دهد.

جدول (۳-۸): تنظیمات حفاظتی برای اتصال مولد به ترانس شبکه برای مولد

تابع حفاظتی	بازه تنظیم	تنظیم توصیه شده برای رله‌های حفاظتی	
افزایش ولتاژ $U>>$	1.00-1.30Un	1.20Uns	<100ms
افت ولتاژ $U<$	0.10-1.00Un	0.80Uns	1.5-2.4s
افت ولتاژ $U<<$	0.10-1.00Un	0.45Uns	300ms
افزایش فرکانس $f>$	50.0-52.0Hz	51.5Hz	≤100ms
کاهش فرکانس $f<$	47.5-50.0Hz	47.5Hz	≤100ms

شکل (۳-۵) مفهوم حفاظت را در نقطه اتصال به شبکه به همراه واحدهای مولد و اتصال آن‌ها به باس بار ترانس نشان می‌دهد.



شکل (۳-۵): طرح اتصال نمونه برای مولدهای متصل به ترانس شبکه

اتصال مولد به شبکه ولتاژ متوسط

به عنوان یک قاعده، مولدهایی که به شبکه ولتاژ متوسط وصل هستند باید در کنترل ولتاژ حالت دائم و دینامیکی شبکه مشارکت داشته باشند. در صورتی که در زمان اتصال به شبکه اطلاعات لازم توسط اپراتور شبکه ارائه نگردد، اطلاعات زیر را می‌توان مورد استفاده قرار داد.

اگر مولد باید در پشتیبانی دینامیکی شبکه مشارکت داشته باشد، حفاظت‌های مناسب و ترانس‌ها باید بوسیله مالک شبکه به روز رسانی و تنظیمات مربوطه مطابق بخش قبل انجام شود.

حفاظت اتصال کوتاه

اتصال مولد به شبکه ولتاژ متوسط به وسیله کلید قدرت یا از طریق ترکیب کلید فیوز، بسته به شرایط شبکه، تعداد و اندازه مولد می‌باشد.

مولدهایی که از طریق کلید قدرت به شبکه وصل می‌شوند باید دارای حداقل حفاظت اضافه جریان–زمان به عنوان حفاظت اتصال کوتاه باشند. حفاظت اتصال کوتاه مولدهایی که با استفاده از کلید–فیوز به شبکه وصل می شوند از طریق فیوز انجام می‌گردد.

نصب رله دیستانس و ترانس‌های ولتاژ مربوطه باید در طراحی در نظر گرفته شوند و بر اساس نظرات اپراتور شبکه اجرا شوند.

حفاظت دیستانس باید کلید قدرت در نقطه انتقال را قطع و در صورت استفاده از کلید فیوز کلید قدرت در سمت مولد را قطع نماید.

تجهیزات حفاظتی جدا کننده

در نقطه انتقال، نصب تجهیزات حفاظتی باید مطابق موارد ذکر شده در قبل در طراحی در نظر گرفته شود و بر اساس نظرات اپراتور شبکه اجرا گردد. اگر مولد از طریق کلید قدرت وصل شده باشد، تجهیزات حفاظتی جدا کننده باید بعد از کلید قدرت یا کلید متصل کننده عمل نماید. اگر مولد از طریق کلید–فیوز به شبکه وصل شده باشد، تجهیزات جدا کننده حفاظتی باید کلید قدرت در سمت مولد یا کلید متصل کننده را فرمان دهند.

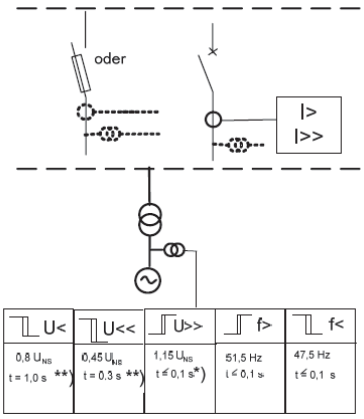
تجهیزات حفاظتی یکسان با سمت باس بار ترانس برای سمت مولد نیز مورد نیاز می‌باشد تنها با این تفاوت که تنظیمات حفاظت ولتاژ یکسان نمی‌باشد.

تجهیزات حفاظتی جدا کننده باید در سمت ولتاژ پائین یا ولتاژ متوسط ترانس مولد نصب گردد. جدول زیر تنظیمات مربوطه را نشان می دهد.

جدول (۳-۹): تنظیمات حفاظتی برای اتصال به شبکه ولتاژ متوسط

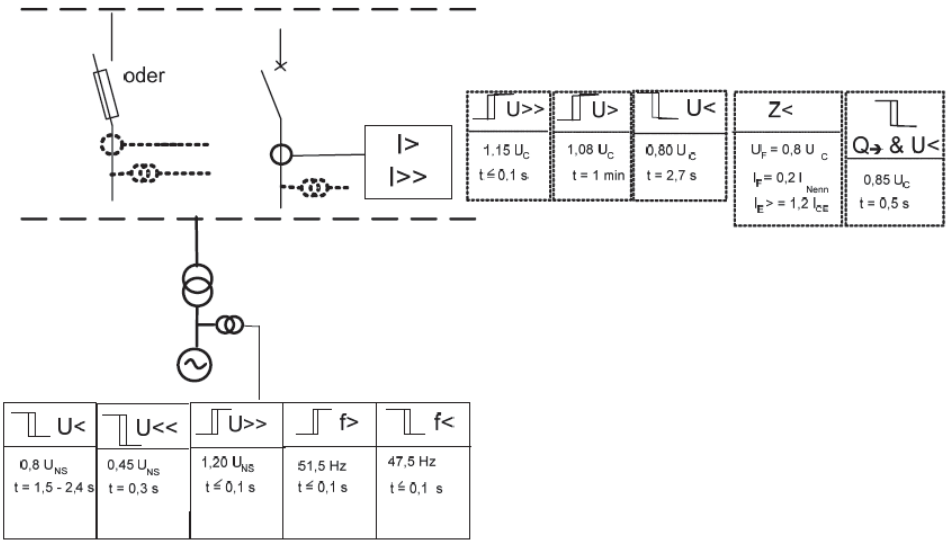
تابع حفاظتی	بازه تنظیم	تنظیم توصیه شده برای رله‌های حفاظتی	
افزایش ولتاژ $U>>$	1.00-1.30Un	1.15Uns	<100ms
افت ولتاژ $U<$	0.10-1.00Un	0.8Uns	1s
افت ولتاژ $U<<$	0.10-1.00Un	0.45Uns	300ms
افزایش فرکانس $f>$	50.0-52.0Hz	51.5Hz	≤100ms
کاهش فرکانس $f<$	47.5-50.0Hz	47.5Hz	≤100ms

شکل زیر تجهیزات حفاظتی در نقطه انتقال و در واحد های متصل به شبکه ولتاژ متوسط را نشان می‌دهد.



شکل (۳-۶): طرح نمونه برای اتصال به شبکه ولتاژ متوسط

شکل (۳-۷) روش توسعه یافته با پست انتقال و مولدها که به شبکه ولتاژ متوسط متصل شده‌اند را نشان می‌دهد. در این شکل مولد در پشتیبانی دینامیکی شبکه مشارکت دارد. تجهیزاتی که برای بهبود طرح اضافه شده‌اند با خطوط بریده مشخص شده اند.



شکل (۳-۷): طرح نمونه برای اتصال به همراه طرح حفاظتی بهبود یافته

۳-۳-استاندارد کشور امریکا در رابطه با اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه [۳۱-۳۷]

۳-۳-۱- اهداف

در این بخش الزامات مربوط به تجهیزات حفاظت و کنترل برای مولد های متصل به شبکه توزیع مورد بررسی قرار می گیرد. استاندارد های حفاظتی مورد استفاده در این بخش باید برای تمامی تجهیزات مولد های متصل به هر نقطه از شبکه توزیع رعایت گردد. این استانداردها برای طراحی، ساخت، نظارت و تست تجهیزات حفاظتی تهیه شده است تا در کنار استاندارد های IEEE 1547 و Rule 21 مورد استفاده قرار گیرند.

۳-۳-۲- الزامات کلی اتصال به شبکه و توابع حفاظتی

توابع حفاظتی و الزامات این بخش برای حفاظت از شبکه توزیع است و مربوط به مولد نمی‌باشد. مالک یا بهره بردار مولد به تنهایی مسئول فراهم نمودن حفاظت‌های مناسب برای مولد و تجهیزات اتصال به شبکه می‌باشد. تجهیزات حفاظتی مولد نباید روی عملکرد تجهیزات حفاظتی شبکه تاثیر گذاشته و باعث کاهش قابلیت اطمینان شبکه گردد.

۳-۳-۲-۱- الزامات تجهیزات حفاظتی

مولد که به صورت موازی با شبکه توزیع قرار می‌گیرند باید با تجهیزات حفاظتی که شرایط غیر عادی را تشخیص می‌دهند مجهز گردند. این تجهیزات حفاظتی سبب جدا شدن خودکار مولد از شبکه در شرایط غیر عادی می‌گردد. این توابع حفاظتی شامل موارد زیر می‌باشند:

- توابع افت/اضافه ولتاژ و افت/اضافه فرکانس
- اندازه‌گیری ولتاژ و فرکانس و تابع تاخیر زمانی که از انتقال انرژی به شبکه برق بدون انرژی جلوگیری می‌نماید و از اتصال مجدد مولد به شبکه جلوگیری می‌کند مگر اینکه ولتاژ و فرکانس شبکه برای حداقل ۶۰ ثانیه پایدار و به صورت زیر باشد:
  - ولتاژ مطابق با جدول ا از استاندارد ANSI C81.1-1995 بازه B باشد.
  - فرکانس نیز در بازه ۵۹/۷ تا ۶۰/۵ هرتز باشد.
- تابعی برای جلوگیری از بوجود آمدن جزیره ناخواسته و توقف تزریق انرژی به شبکه توزیع تا ۲ ثانیه بعد از تشکیل جزیره ناخواسته.

مولد باید تزریق انرژی به شبکه را درصورت بروز خطا در شبکه متوقف نماید (IEEE1547-4.2.1). مولد باید تزریق انرژی به شبکه را قبل از وصل مجدد بوسیله شرکت شبکه، قطع نماید (IEEE1547-4.2.2).

۳-۳-۲-۲- مولد های موازی آنی[1]

با تائید شرکت شبکه، یک کلید انتقال[2] یا طرحی مشابه برای انتقال بارهای محلی از شبکه به مولد در حضور توابع حفاظتی مورد نیاز امکان پذیر می‌باشد.

۳-۳-۲-۳- تجهیزات مناسب مورد نیاز

کلید قدرت یا دیگر تجهیزات جدا کننده که در نقطه اتصال قرار دارند باید مورد تائید شرکت شبکه باشند که این شامل داشتن ظرفیت مناسب برای قطع حداکثر جریان خطا در محل می‌باشد. تجهیزات اتصال به شبکه و مولد باید طوری طراحی شوند که نقص یکی از تجهیزات ایمنی، قابلیت اطمینان شبکه را تحت تاثیر قرار ندهد. تجهیزات مولد موازی شده با شبکه باید توانایی ایستادگی در برابر ۲/۲ برابر ولتاژ نامی اتصال را داشته باشند (IEEE1547-4.1.8.3). تجهیزات اتصال باید توانایی ایستادگی در برابر ولتاژ و جریان هجومی را داشته باشند (IEEE std C62.41.2-2002 یا IEEE std C37.90.1-2002).

[1] Momentary paralleling generating facilities

[2] Transfer switch

۳-۳-۲-۴- جداکننده قابل مشاهده[1]

مالک شبکه می‌تواند، مالک یا بهره بردار مولد را الزام نماید تا یک کلید جداساز را که به صورت دستی عمل می‌نماید، تهیه و در نزدیکی نقطه اتصال به شبکه نصب نماید تا مولد را از شبکه در این نقطه جدا نماید. این تجهیز نباید برای قطع بار یا حفاظت اضافه جریان طراحی شود. این تجهیز باید شرایط زیر را دارا باشد:

- تائید دیداری[2] جداسازی مدارها باید انجام گردد.
- دارای علامت قطع و وصل که به وضوح وضعیت تجهیز را مشخص می‌نماید، باشد.
- در صورت برقراری مانور و یا تعمیر و نگهداری، سریعا و بدون هیچ منعی برای دسترسی پرسنل مالک شبکه به آن دسترسی داشته باشد.
- بتوان در حالت باز آنرا قفل نمود
- قبل از نصب باید در نقشه تک خطی مشخص و نوع و محل آن بوسیله مالک شبکه مورد تایید قرار گیرد. در صورتی که امکان نصب در نقطه اتصال به شبکه وجود ندارد، مالک شبکه باید محل جدید را مشخص و شرکت مولد مطابق نظر مالک شبکه اقدام نماید.

۳-۳-۲-۵- نقشه ها

قبل از موازی شدن مولد با شبکه، مالک شبکه باید تمامی نقشه‌های کنترلی و عملکردی را بررسی و تایید نماید. تجهیزات مولد به همراه سیستم کنترلی و حفاظتی که قبلا توشط مالک شبکه مورد تایید قرار گرفته است نیز باید دارای نقشه‌های تایید شده باشند.

۳-۳-۳- جلوگیری از تداخل

مالک یا بهره بردار مولد نباید مولد یا تجهیزات اتصال را که ولتاژ یا جریان شبکه را تحت تاثیر قرار می‌دهد، یا برای دیگر مشتریان شبکه ایجاد نوسان می‌نماید، و تداخل با تجهیزات مخابراتی دارد، را راه اندازی نماید. اگر چنین مسائلی رخ دهد، مالک یا اپراتور مولد باید سریعا اقدامات اصلاحی را در دستور کار قرار داده و با مالک شبکه هماهنگی‌های لازم را انجام دهد. اگر مالک یا اپراتور مولد اقدامات لازم جهت اصلاح را در زمان مناسب انجام ندهد، مالک شبکه می‌تواند مولد را از شبکه جدا نماید.

برای جلوگیری از تداخل ناخواسته مولدها باید معیارهای زیر رعایت شود:

[1] Visible disconnect required

[2] Visible verification

تثبیت ولتاژ

مولد نباید به صورت فعال ولتاژ شبکه را در نقطه اتصال تنظیم نماید. همچنین مولد نباید سبب ایجاد ولتاژ برای برای دیگر مشترکین شبکه که برای سرویس و تعمیر از شبکه جدا شده‌اند، گردد.

بازه ولتاژ کارکرد

بازه ولتاژ که در جدول(۳-۱۰) تعیین شده است محدوده تریپ را برای سیستم حفاظتی نشان می‌دهد و به معنی تنظیم ولتاژ در شبکه نمی‌باشد. مولد باید تولید انرژی را در نقطه اتصال به شبکه در صورت انحراف از محدوده مجاز ولتاژ و با توجه به زمان تعیین شده متوقف نماید. تجهیزات حفاظتی باید در تمامی فازها ولتاژ را تشخیص و پاسخ مناسب دهند.

- مولدهای کمتر از ۳۰ کیلوولت آمپر: مولدها با ظرفیت ۳۰ کیلو ولت‌آمپر و کمتر باید بتوانند در بازه ولتاژ معمول شبکه که از ۱۱۴ تا ۱۲۶ ولت و با مقدار نامی ۱۲۰ می‌باشد در حالت عادی کار کنند. تنظیم تریپ در ترمینال مولد بین ۱۰۶ ولت تا ۱۳۲ ولت باشد تا تریپ ناخواسته را حداقل نماید و افت ولتاژ بین مولد و نقطه اتصال را پوشش دهد. اما بازه ولتاژ کارکرد عادی در نقطه اتصال باید ٪۵+/- از ولتاژ نامی باشد.
- مولدهای بیشتر از ۳۰ کیلوولت آمپر: مالک شبکه می‌تواند بازه ولتاژ کارکرد قابل تنظیم را برای مولد بزرگتر از ۳۰ کیلو ولت آمپر تعیین نماید. در صورت عدم وجود این تنظیمات، مولد باید در بازه ۸۸ درصد تا ۱۱۰ درصد از ولتاژ نامی در نقطه اتصال کار کند. با این حال بازه ولتاژ کارکرد عادی مولد در نقطه اتصال باید ٪۵+/- از ولتاژ نامی باشد.
- اغتشاش ولتاژ: هر زمانی که ولتاژ شبکه در نقطه اتصال تغییر نماید و خارج از بازه کارکرد عادی باقی بماند که در جدول(۳-۱۰)مشخص شده است، تجهیزات حفاظتی مولد، باید مولد را از شبکه جدا نمایند.

جدول (۳-۱۰): تنظیمات حفاظتی برای ولتاژ تریپ

ولتاژ در خروجی مولد یا نقطه اتصال به شبکه (اعداد زیر برای تنظیم فرمان تریپ در شرایط غیر عادی به کار می روند)		حداکثر زمان تریپ	
با فرض ولتاژ ۱۲۰ ولت به عنوان مقدار پایه	درصد از مقدار نامی	تعداد دوره تناوب (با فرض ۶۰ هرتز به عنوان فرکانس پایه)	ثانیه
کمتر از ۶۰ ولت	کمتر از ۵۰ درصد	۱۰	۰/۱۶
بزرگتر یا مساوی ۶۰ ولت و کمتر از ۱۰۶ ولت	بزرگتر یا مساوی ۵۰ درصد و کمتر از ۸۸ درصد	۱۲۰	۲
بزرگتر از ۱۳۲ ولت و کوچکتر یا مساوی ۱۴۴ ولت	بزرگتر از ۱۱۰ درصد و کوچکتر یا مساوی ۱۲۰ درصد	۶۰	۱
بزرگتر از ۱۴۴ ولت	بزرگتر از ۱۲۰ درصد	۱۰	۰/۱۶

موازی شدن با شبکه

مولد باید بدون ایجاد نوسان ولتاژ بزرگتر از ٪۵+/- از ولتاژ نامی در نقطه اتصال به شبکه به صورت موازی با شبکه قرار گیرد و الزامات مربوط به فلیکر در این بخش را رعایت نماید (IEEE 1547-4.1.3).

فلیکر- مولد نباید برای دیگر مشتریان شبکه ایجاد فلیکر چشمگیر نماید. برای حداقل سازی اثرات فلیکر که توسط دیگر مشتریان شبکه دیده می‌شود، فلیکر ایجاد شده توسط مولد در نقطه اتصال به شبکه نباید از مقدار مشخص شده در IEEE STD 519-1992 تجاوز نماید. این الزام برای حداقل سازی اثرات ولتاژ که توسط دیگر مشتریان شبکه دیده می‌شود لحاظ شده‌است.

اتصال به سیستم زمین شبکه

طرح سیستم زمین مولد متصل به شبکه نباید باعث افزایش ولتاژی گردد که از مقدار نامی تجهیزات متصل به شبکه تجاوز نماید و نباید هماهنگی بین سیستم حفاظت زمین در شبکه را مختل نماید. در صورت نزدیکی ایستگاه‌های گاز و یا لوله‌های گاز، استانداردهای مربوط به شرکت گاز نیز باید مورد بررسی قرار گیرد.

فرکانس

مالک شبکه فرکانس سیستم را کنترل می‌نماید و مولد باید به صورت همزمان با آن کار کند. هر زمان که فرکانس شبکه در نقطه اتصال به شبکه از مقدار نامی منحرف و خارج از بازه تعیین شده که در جدول(۳-۱۱) مشخص شده‌است، قرار گیرد، تجهیزات حفاظتی مولد باید تولید انرژی را در زمان تعیین شده متوقف نماید.

جدول (۳-۱۱): تنظیمات حفاظتی برای فرکانس تریپ

توان نامی مولد	فرکانس نامی (۶۰ هرتز)	حداکثر زمان تریپ بر حسب دوره تناوب (با فرض ۶۰ دوره تناوب در هر ثانیه)
کوچکتر یا مساوی ۳۰ کیلووات	کمتر از ۵۹,۳ هرتز	۱۰
	بزرگتر از ۶۰/۵ هرتز	۱۰
بزرگتر از ۳۰ کیلووات	کمتر از ۵۷ هرتز	۱۰
	کمتر از مقداری قابل تنظیم بین ۵۷ تا ۵۹,۸ هرتز اما بزرگتر از ۵۷ هرتز	قابل تنظیم بین ۱۰ تا ۱۸
	بزرگتر از ۶۰/۵ هرتز	۱۰ سیکل

هارمونیک‌ها

زمانی که مولد دارای بار خطی متعادل باشد هارمونیک‌های تزریق شده به شبکه در نقطه اتصال نباید از مقادیر تعیین شده در جدول (۳-۱۲) فراتر رود. هارمونیک‌های جریان تزریقی باید منحصرا هارمونیک‌های جریان ایجاد شده از اعوجاج ولتاژ موجود در شبکه بدون در نظر گرفتن مولد در حالت متصل به شبکه باشد. اعوجاج هارمونیکی مولد در سایت مشتری نیز باید به طریق مشابه مورد بررسی قرار گیرد (IEEE 1547-4.3.3).

جدول (۳-۱۲): حداکثر مقدار مجاز هارمونیک جریان

مرتبه هارمونیک (هارمونیک های فرد)	h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD[1]
حداکثر اعوجاج (درصد)	۴	۲	۱/۵	۰/۶	۰/۳	۵

تزریق جریان مستقیم

مولد نباید جریان مستقیم(DC) بزرگتر از ۰/۵٪ از مقدار جریان نامی خروجی را به شبکه تزریق نماید.

ضریب توان

هر واحد مولد در نیروگاه باید بتواند ضریب توان خود را از ۰/۹ پیش فاز تا ۰/۹ پس فاز تنظیم نماید. عملکرد خارج از این بازه در صورتی که برای تامین توان راکتیو بار محلی یا توان راکتیو مورد نیاز شبکه باشد، مورد تایید می‌باشد. مالک یا اپراتور مولد باید در صورت استفاده از تجهیزات تنظیم ضریب توان، شبکه را مطلع نماید. در صورت توافق

[1] Total Demand Distortion

طرفین، مولد باید به صورت خودکار ضریب توان، نه ولتاژ، را زمانی که به صورت موازی با شبکه قرار دارد تنظیم نماید.

۳-۳-۴- الزامات مربوط به تکنولوژی‌های خاص-اینورتر ها

اینورترهای متصل به شبکه نیاز به همزمان ساز مجزا[1] ندارند. اینورترهای منفصل از شبکه نباید به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار گیرند.

۳-۳-۵- مشخصات اینورتر ها

۳-۳-۵-۱- توان راکتیو

اینورتر باید بتواند در حالت‌های کاری توان راکتیو زیر کار کند:

ضریب توان دینامیکی: اینورتر باید بتواند به صورت دینامیکی در بازه مشخص عملکرد داشته باشد. برای سیستم‌های ۱۵ کیلووات و کمتر در ۰/۹+/-، برای سیستم‌های بزرگتر از ۱۵ کیلووات در ۰/۸۵+/- و ترجیحا در بازه ۰/۱+/- قرار دارد نشان می‌دهد.

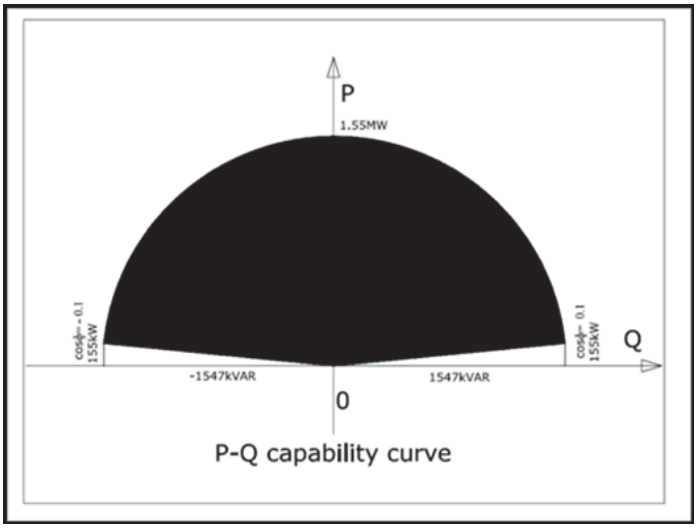
شکل (۳-۸) ضریب توان مورد نظر را که در بازه

ورود و خروج دینامیکی VAR: اینورتر باید به صورت اتوماتیک جلوی تغییرات ولتاژ بزرگتر از ۲٪ را در نقطه اتصال به شبکه که به سبب عدم تولید یا افزایش تولید ایجاد شده است بگیرد. خروجی اینورتر نباید باعث خروج ولتاژ شبکه از بازه ذکر شده در استاندارد ANSI C84.1 در نقطه اتصال گردد.

تابع ورود و خروج دینامیکی VAR نباید در خارج از بازه ۲٪ (۱٪+/-) از مقدار نامی ولتاژ در نقطه اتصال عمل نماید.

عملکرد خودکار که در بالا ذکر گردید می‌تواند توسط یک سیگنال خروجی از مالک شبکه اعمال گردد.

[1] Separate synchronizing equipment

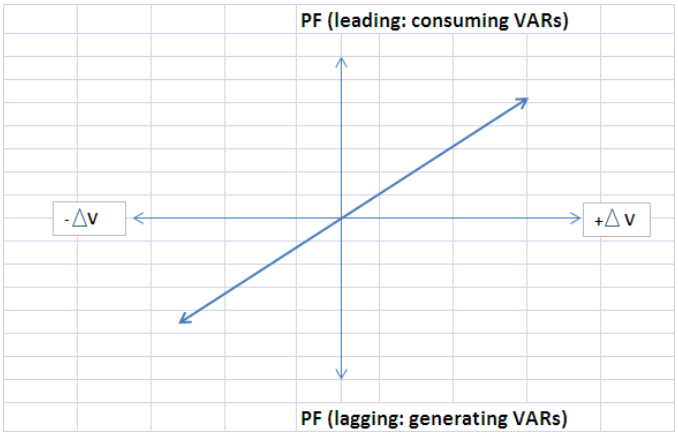


شکل (۳-۸): منحنی P-Q نمونه

توان راکتیو خروجی اینورتر باید قابل تنظیم و دینامیکی باشد. اینورتر باید بتواند توان راکتیو را در زمان زیر جبران سازی نماید:

- در ۱۰ ثانیه: در صورت تنظیم توان راکتیو به صورت خودکار
- در ۵ ثانیه: در صورت تنظیم توان راکتیو با سیگنال خارجی
- بدون تغییر اگر جبران سازی توان راکتیو در صورت خروج ولتاژ از بازه ۲٪ (۱٪+/-) رخ می‌دهد.

اینورتر باید در پاسخ به افزایش ولتاژ شبکه بتواند توان راکتیو مصرف نماید و در پاسخ به کاهش ولتاژ شبکه توان راکتیو تولید نماید. شکل (۳-۹) یک نمونه از این تغییرات را نشان می‌دهد.



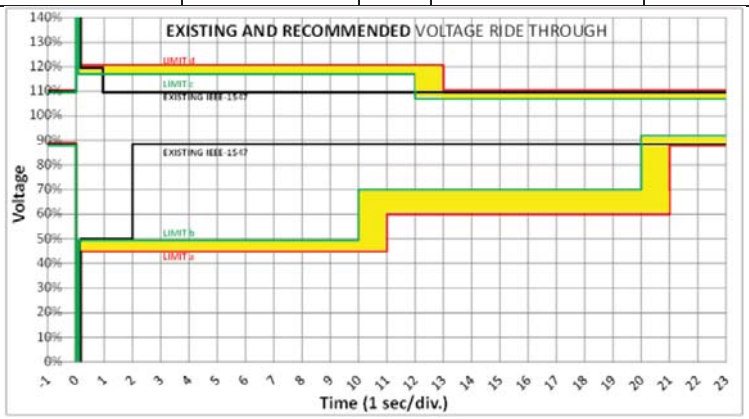
شکل (۳-۹): منحنی ضریب توان برحسب اختلاف ولتاژ

۳-۳-۵-۲- عبور از خطای افت ولتاژ

اینورتر باید در صورت افزایش یا کاهش ولتاژ شبکه مطابق پارامترهای ذکر شده در جدول (۳-۱۳) عمل نماید.

جدول (۳-۱۳): عبور از خطای ولتاژ

زمان قطع (ثانیه)	سطح ولتاژ		سطح ولتاژ	مدت زمان وصل ماندن (ثانیه)
۰/۱۶	>۱/۲		>۱/۱۷	۰/۱
۱۳	۱/۱-۱/۲		۱/۰۷-۱/۱۷	۱۲
۲۱	۰/۶-۰/۸۸		۰/۹۲-۱/۰۷	نامعین
۱۱	۰/۴۵-۰/۶		۰/۷۰-۰/۹۲	۲۰
۰/۱۶	۰/۰-۰/۴۵		۰/۵-۰/۷	۱۰
			۰/۰-۰/۵	۰/۱



۳-۳-۵-۳- قطع یا وصل تصادفی اینورتر

اگر ولتاژ از محدوده تعیین شده فراتر رود و قطع اینورتر حتمی باشد، سرویس قطع باید دارای یک زمان بندی تصادفی باشد تا تمامی اینورترها به صورت همزمان و به دلیل اغتشاش ولتاژ یکسان قطع نشوند. و بعد از این قطع، اینورترها باید با سرویس زمانی تصادفی به شبکه متصل گردند تا از اتصال چند اینورتر به صورت همزمان به شبکه جلوگیری گردد. زمان تصادفی برای قطع و وصل باید به صورت زیر باشد:

- قطع: اگر ولتاژ از محدوده تعیین شده فراتر رود اینورتر باید در یک بازه زمان تصادفی ۰ تا ۱۰ درصد از زمان سپری شده از اولین خطا قطع نماید.
- وصل: بعد از قطع، اینورتر باید در یک بازه زمانی ۰ تا ۱۰ ثانیه بعد از اولین تشخیص وضعیت عادی شبکه متصل گردد.

۳-۳-۵-۴- گذر از خطای فرکانس

اینورتر باید، حداقل عملکرد افت فرکانس یا افزایش فرکانس را مطابق با فرکانس عادی شبکه که در جدول (۳-۱۴) ذکر شده است، اجرا نماید.

به طور کلی اینورتر نباید در هیچ فرکانسی بزرگتر از ۵۷ هرتز یا کمتر از ۶۰/۳ هرتز تریپ دهد.

جدول (۳-۱۴): عبور از خطای فرکانس

محدوده افت فرکانس	محدوده افزایش فرکانس	حداقل زمان
>۵۹/۴	<۶۰/۶	عملکرد پیوسته
≤۵۹/۴	≥۶۰/۶	۳ دقیقه
≤۵۸/۴	≥۶۱/۶	۳۰ ثانیه
≤۵۷/۸	-	۷/۵ ثانیه
≤۵۷/۳	-	۴۵ سیکل
≤۵۷/۰	≥۶۱/۷	تریپ آنی

۳-۴-استاندارد کشور ایتالیا در رابطه با اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه [۳۸]

۳-۴-۱- مقدمه

مولدهای خورشیدی متصل به شبکه همیشه شامل بخش‌های زیر می‌باشند:

- مبدل‌های انرژی خورشیدی که خروجی آنها به صورت جریان مستقیم می‌باشد.
- اینورتر (که تعداد آنها می‌تواند بیشتر از یک باشد)
- رابط بین اینورتر و شبکه، که شامل سیستم حفاظت بین مولد و شبکه می‌باشد و وظیفه آن تضمین کیفیت توان الکتریکی تولیدی و جلوگیری از خطرات احتمالی برای افراد و تجهیزات می‌باشد.

این مولدها، به غیر از مواردی خاص، مشارکتی در تنظیم ولتاژ و فرکانس شبکه ندارند.

سیستم‌های فوتوولتائیک متناسب با توان خود به شبکه توزیع ولتاژ ضعیف متصل می‌شوند. اما در مواردی خاص که توان مولد بیش از ظرفیت شبکه می‌باشد، اتصال به شبکه ولتاژ متوسط الزامی می‌باشد. مرز بین اتصال به شبکه ولتاژ متوسط و شبکه ولتاژ ضعیف می‌تواند با توجه به موقعیت سیستم، وضعیت زمانی موجود شبکه، و یا نیاز مالک مولد به توان تولیدی مولد توسط اپراتور شبکه تغییر یابد.

استاندارد CEI 11-20 در کشور ایتالیا مرجع اصلی برای اتصال مولدهای توان الکتریکی به شبکه توزیع می‌باشد. در ویرایش V1 این استاندارد، سیستم‌های خورشیدی نیز در نظر گرفته شده‌است. شاخص‌های زیر برای سیستم‌های خورشیدی در این ویرایش ذکر شده‌است:

در صورت اتصال به شبکه توزیع ولتاژ ضعیف، بیشتر از ۵۰ کیلوولت آمپر تولید مولد نباشد و در صورت استفاده از ترانس MV/LV بیشتر از حداکثر ظرفیت ترانس نباشد.

- در صورت اتصال به شبکه تک فاز ولتاژ پائین، توان مولد از ۶ کیلووات بزرگتر نباشد.
- مولد خوررشیدی باید دارای ایزولاسیون گالوانیکی بین بخش DC و بخش AC باشد.
- ضریب توان مبدل با توجه به هارمونیک اصلی، باید دارای یکی از شرایط زیر باشد:
  - زمانی که ضریب توان کمتر از ۰/۸ نباشد، توان راکتیو تزریقی بین ۲۰ در صد تا ۱۰۰ درصد توان نامی است، پس فاز است.
  - ضریب توان برابر واحد باشد.
  - زمانی که کل توان راکتیو تولیدی بزرگتر از یک کیلووار یا 0.05+P/20 نباشد، پیش فاز باشد.

حفاظت بین سیستم خورشیدی و شبکه، باید الزامات مالک شبکه را شامل شود. حداکثر توان مولد خورشیدی که می‌توان به شبکه توزیع با توجه به تعداد فاز و سطح ولتاژ متصل نمود در جدول(۳-۱۵) ذکر شده است.

جدول (۳-۱۵): حداکثر توان مولد و مشخصات شبکه قابل اتصال

	شبکه ولتاژ ضعیف	**شبکه ولتاژ متوسط**
اتصال تکفاز فاز	کوچکتر مساوی ۶ کیلووات	مجاز نیست
اتصال سه فاز	کوچکتر مساوی ۵۰ کیلووات از ۵۰ کیلووات بزرگتر با توجه به مشخصات شبکه و نظر مالک شبکه	بزرگتر از ۱۰۰ کیلووات کوچکتر مساوی ۱۰۰ کیلووات با توجه به مشخصات شبکه و نظر مالک شبکه

زمانی که مولد خورشیدی به شبکه ولتاژ ضعیف وصل می‌گردد، باید اینورتر در بخش‌های DC و AC کاملا از هم جدا باشد تا از تزریق جریان مستقیم به شبکه جلوگیری شود (CEI 11-20).

توجه: اگر اینورتر دارای ترانس فرکانس بالای داخلی باشد، اینورتر باید دارای حفاظت داخلی در این زمینه باشد.

در صورتی که اینورتر دارای ایزالاسیون بین بخش‌ها DC و AC نباشد و توان آن بیشتر از ۲۰ کیلووات باشد، باید یک ترانس فرکانس پائین برای اتصال به اینورتر در نظر گرفته شود.

۳-۴-۲- روش‌های اتصال به شبکه

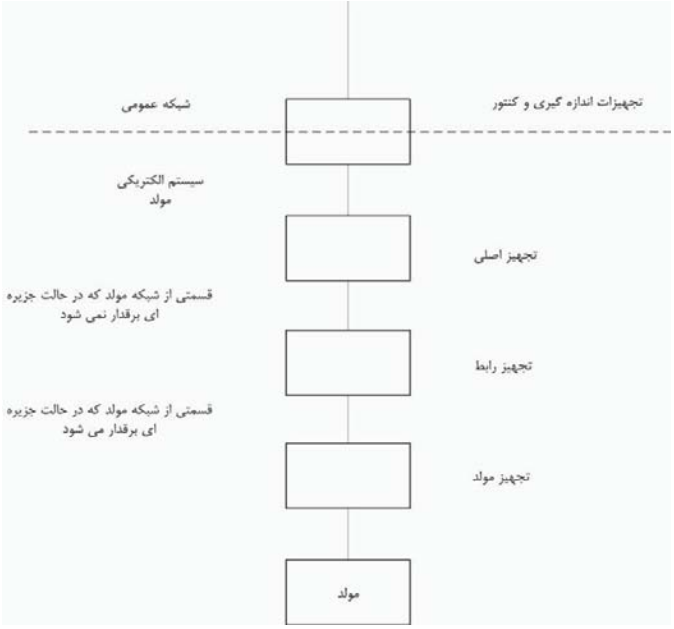
روش اتصال به شبکه مولدهای تولید پراکنده مطابق با استاندارد CEI 11-20 در شکل (۳-۱۰) نشان داده شده است که به صورت کلی برای اتصال به شبکه ولتاژ ضعیف و متوسط مورد استفاده می‌باشد. سه تجهیز حفاظتی برای اتصال مولدهای تولید پراکنده مورد نیاز می‌باشد:

- تجهیز اصلی: در نقطه اتصال بین شبکه و مولد نصب می‌گردد و حفاظت شبکه پائین دست به سمت مولد را بر عهده دارد.
- تجهیز واسط: در نقطه اتصال مولد به بقیه شبکه مصرف کننده قرار می‌گیرد و سیستم مولد مشتری را از سیستم مصرف کننده جدا می‌کند.
- تجهیز مولد: در محل خروجی مولد نصب می‌گردد.

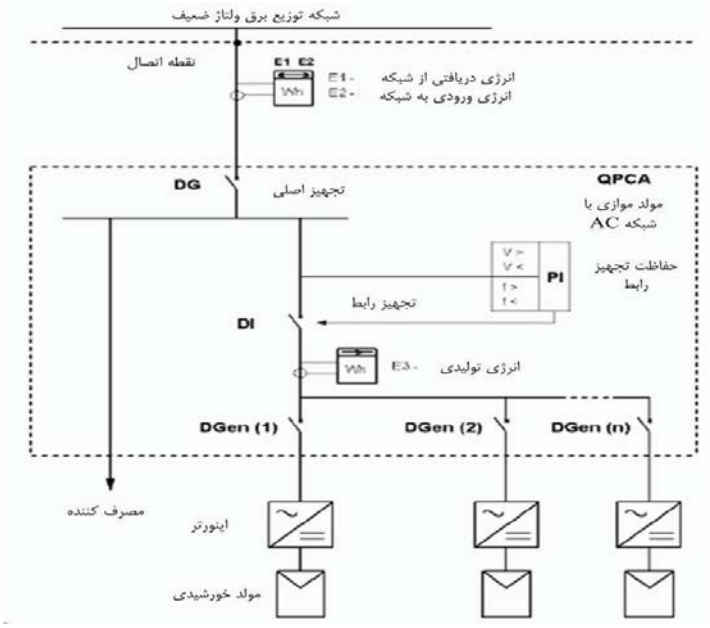
دیاگرام تک خطی این تجهیز در شکل(۳-۱۱) تا شکل(۳-۱۶) نشان داده شده‌است. با توجه به مشخصات مولد، سیستم‌های حفاظت متفاوتی را می‌توان به کار برد. برای مثال در شکل(۳-۱۱) تجهیز حفاظتی مولد و تجهیز رابط را می‌توان با یک تجهیز که در داخل اینورتر در نظر گرفته شده‌است جایگزین نمود. در صورتی که سیستم دارای چند واحد مولد با تجهیز حفاظتی مختلف باشد، همگی باید یک تجهیز حفاظتی واحد را کنترل نماید تا در صورت بروز خطا به طور همزمان از شبکه جدا گردند. باید توجه داشت که الزامات ذکر شده دارای دو هدف افزایش قابلیت اطمینان سیستم مولد و شبکه و برقرار شدن شرایط مربوط به بهره بردار هستند، که این موارد در CEI 0-16 ذکر شده‌است. حتی در حالتی که یک یا چند سیستم حفاظتی در یک مولد قرار دارند. در صورتی که توان مولد از ۲۰ کیلووات بزرگتر نباشد، عملکرد سیستم رابط می‌تواند توسط سه تجهیز مجزا تأمین گردد که در شکل (۳-۱۴) نشان داده شده‌است. بر اساس استاندارد CEI 0-16، سیستم متصل به شبکه ولتاژ متوسط می‌تواند دارای چند حفاظت باشد تا هر واحد تولید کننده را بتوان مدیریت نمود و قابلیت اطمینان سیستم افزایش یابد. فرمان تریپ هر واحد حفاظت باید برای تمامی سیستم‌های حفاظتی نیروگاه ارسال شود و زمانی که یک حالت غیر عادی توسط یک تجهیز حفاظت تشخیص داده می‌شود به دیگر واحدها ارسال شود و تمامی مولدها از شبکه جدا شوند.

اگر مولد خورشیدی به صورت موازی با شبکه ولتاژ متوسط قرار گیرد، باید سیستم حفاظت شکل (۳-۱۵) استفاده شود. مطابق با استاندارد CEI 11-20 زمانی که یک سیستم خورشیدی به همراه بارهای دیگر به شبکه ولتاژ متوسط وصل می‌شود و توان نامی مولد ۲ درصد از توان نامی ترانس کوچکتر باشد، مولد را می‌توان به باس بار ولتاژ ضعیف مطابق شکل (۳-۱۶) متصل نمود.

در پایان باید متذکر شد که اگر توان مولد خورشیدی برای تزریق به شبکه بیشتر از مقدار ذکر شده در قرار داد باشد، قرارداد باید مورد بررسی مجدد قرار گیرد و توان مورد قرارداد نباید از حداکثر توان تحویلی به شبکه کمتر باشد.

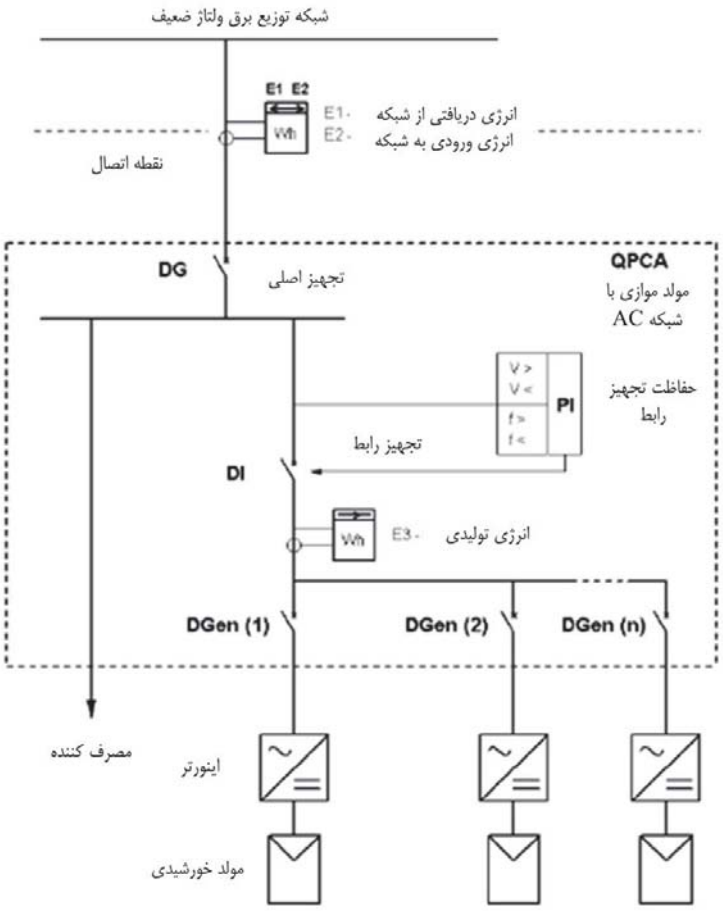


شکل (۳-۱۰): پیکربندی اتصال به شبکه مولدها برای اتصال به شبکه توزیع مطابق CEI 11-20



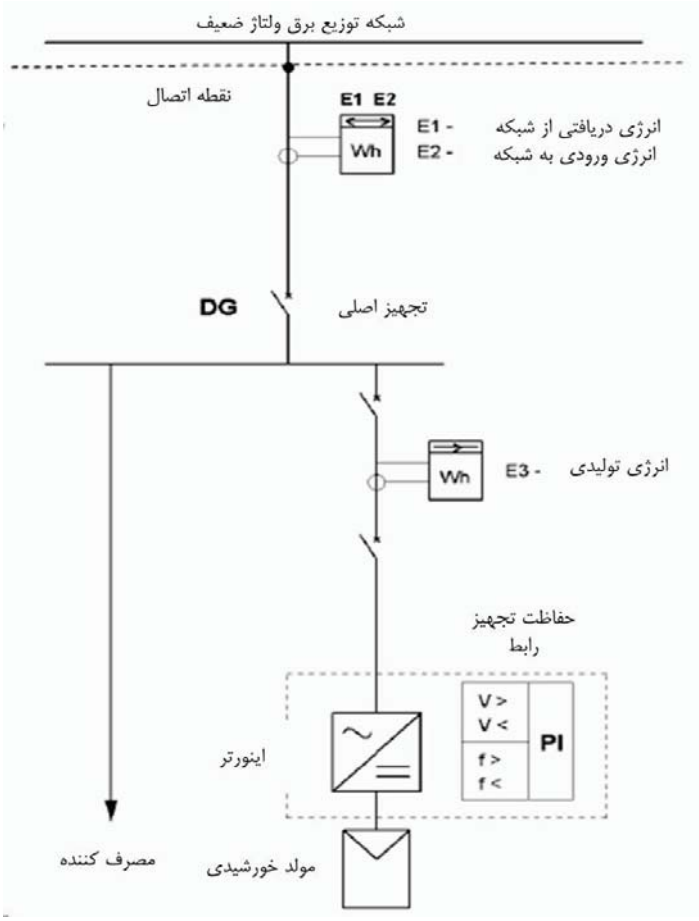
شکل (۳-۱۱): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ ضعیف

در صورتی که مصرف کننده و مالک انشعاب دارای کنتور دو طرفه نیست و نقطه اتصال بعد از کنتور قرار دارد مالک شبکه می‌تواند نسبت به ارائه سرویس اقدام نماید.



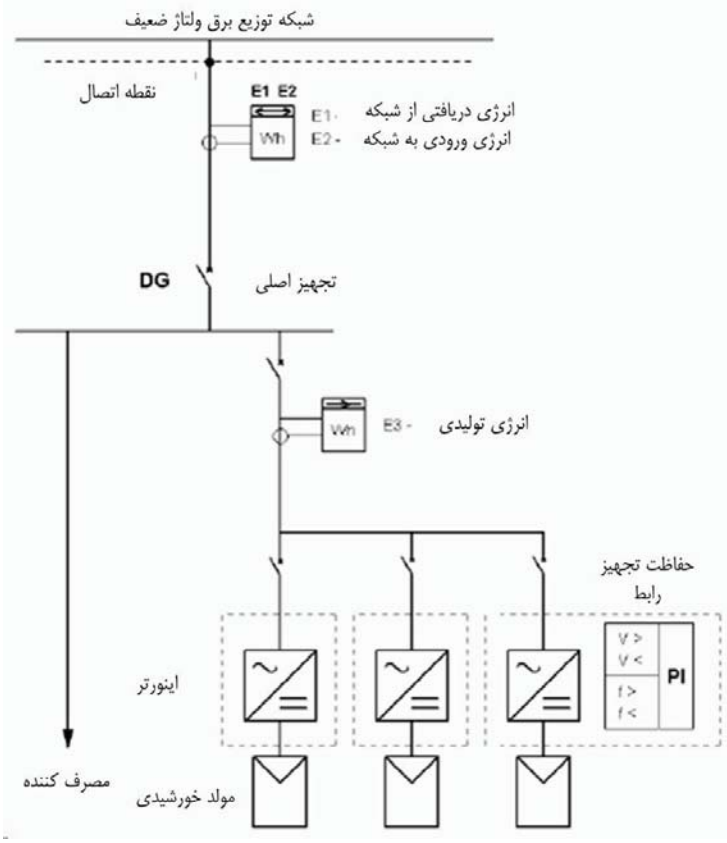
شکل (۳-۱۲): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ ضعیف

در صورتی که کنتور دو طرفه موجود نباشد و یا در نقطه اتصال به شبکه نباشد، باید نسبت به جابجایی یا تعویض آن اقدام گردد.



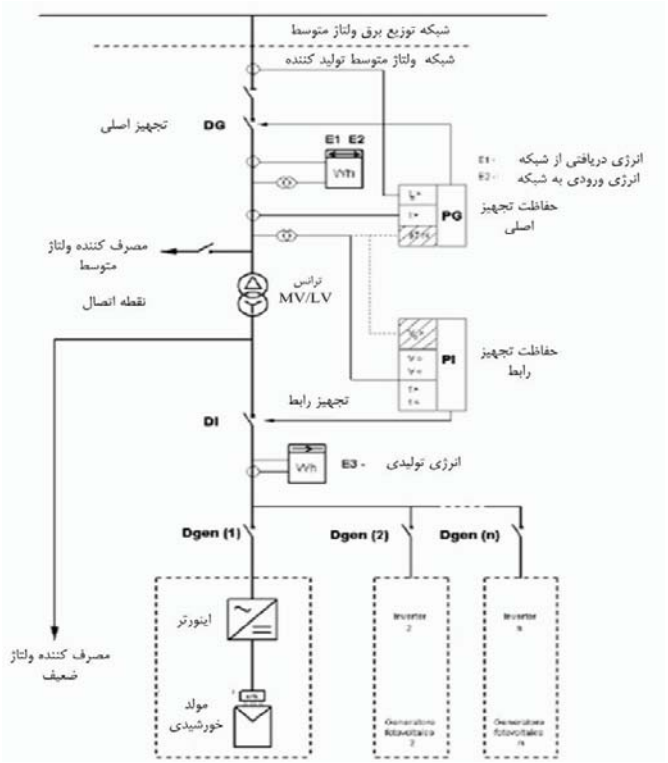
شکل (۳-۱۳): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ ضعیف

در صورتی که مولد دارای یک اینورتر و توان کمتر از ۶ کیلووات است، سیستم حفاظت می‌تواند در خود اینورتر تعبیه شده باشد.

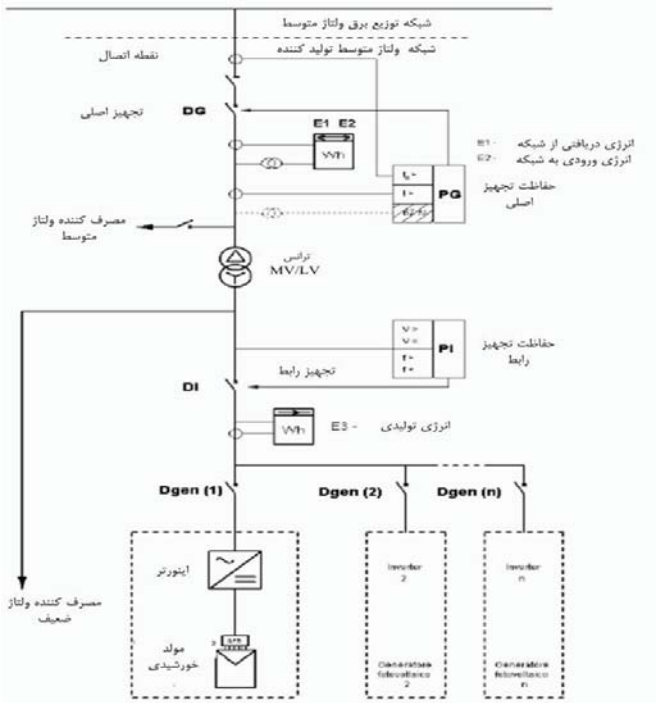


شکل (۳-۱۴): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ ضعیف

در حالتی که تعداد اینورترهای تک فاز مضرب ۳ باشد و به شبکه سه فاز متصل شوند و توان هر اینورتر کمتر از ۶ کیلووات و توان کل سیستم کمتر از ۲۰ کیلووات باشد، سیستم حفاظت می‌تواند در هر اینورتر تعبیه شده باشد.



شکل (۳-۱۵): مولد خورشیدی متصل به شبکه ولتاژ متوسط مطابق با CEI 0-16



شکل (۳-۱۶): مولد خورشیدی موازی با شبکه ولتاژ متوسط با توان تولیدی ۲ درصد کمتر از توان نامی ترانس

حفاظت 67N باید مطابق با طول خط ولتاژ متوسط و توان تولیدی مولد باشد.

۳-۴-۳- تجهیزات حفاظت

مولد خورشیدی متصل به شبکه توزیع دارای حفاظت‌هایی می‌باشد که در ادامه آمده‌است.

۳-۴-۳-۱- حفاظت اصلی

وظیفه اصلی حفاظت در بروز خطا در مولد خورشیدی یا دیگر مدارهای انشعاب بر عهده این تجهیز می‌باشد (مطابق با CEI 11-20).

- سیستم متصل به شبکه ولتاژ ضعیف: یک کلید قدرت برای تمامی فازها و خنثی و قابلیت کلیدزنی.
- سیستم متصل به شبکه ولتاژ متوسط: یک کلید قدرت با قابلیت جداسازی مطابق با استانداردهای مالک شبکه.

زمانی که تجهیز حفاظتی واسط دارای حفاظت اضافه ولتاژ باشد، حفاظت اصلی باید دارای حفاظت خطای زمین 67N باشد (مطابق با CEI 11-20).

۳-۴-۳-۲- حفاظت واسط

تجهیز حفاظت واسط باید از بروز خطا بر روی شبکه توزیع جلوگیری نماید و باید مطابق با الزامات CEI 11-20 باشد. علاوه بر این موارد زیر نیز باید لحاظ گردد:

- در صورتی که مولد خورشیدی به شبکه ولتاژ ضعیف متصل شده باشد، تجهیز حفاظتی باید همراه با یک کلید قدرت باشد تا در صورت بروز خطا در شبکه تمامی فازها و نول را قطع نماید. توابع و مشخصات سیستم حفاظتی در جدول(۳-۱۶) ذکر شده است.
- در صورتی که مولد خورشیدی به شبکه ولتاژ متوسط متصل شده باشد تجهیز حفاظتی باید دارای الزامات CEI 11-20 و الزامات مالک شبکه باشد.

در صورتی که تجهیزات حفاظتی در بخش ولتاژ ضعیف وصل شوند باید عملکرد مطلوب آنها مد نظر قرار گیرد و از تداخل با دیگر سیستم‌های حفاظتی جلوگیری گردد.

از آنجایی اینورترهای خورشیدی مولد جریان هستند و مولد ولتاژ نیستند، در این سیستم‌ها به خصوص سیستم‌های بزرگتر از ۴۰۰ کیلوولت آمپر، بر اساس استاندارد CEI 0-16 نیاز به حفاظت ولتاژ و سیستم پشتیبان برای ارسال فرمان باز شدن کلیدها نمی‌باشد.

جدول (۳-۱۶): توابع حفاظتی مورد استفاده در مولدهای خورشیدی

حفاظت	سه فاز یا تک فاز	شرط تریپ	زمان تریپ
حداکثر ولتاژ	با توجه به نوع سیستم	≤1.2Vn	≤0.1s
حداقل ولتاژ	با توجه به نوع سیستم	≥0.8Vn	≤0.2s
حداکثر فرکانس	تکفاز	50.3Hz to 51Hz	بلادرنگ
حداقل فرکانس	تکفاز	49 Hz to 49.7Hz	بلادرنگ
انحراف فراکانس	تکفاز	0.5Hz/s	بلادرنگ

۳-۴-۳-۳- حفاظت مولد

بر اساس CEI 11-20 و CEI 0-16 مولد خورشیدی بایستی خطاهای داخلی مولد را مدیریت نماید و شامل موارد زیر باشد:

- در قسمت شبکه ولتاژ ضعیف، دارای کلید اتوماتیک یا کنتاکتور که در مسیر فازها و خنثی قرار دارد، باشد.
- در قسمت شبکه ولتاژ متوسط، دارای کلید قدرت سه فاز با شانت تریپ و یا کلید قدرت سه فاز به همراه شانت تریپ و یک کلید که در سمت شبکه نصب می‌گردد، باشد.

بر اساس استاندارد CEI 11-20 در صورتی که مولد دارای حفاظت جزیره‌ای باشد نیازی به این حفاظت به صورت جداگانه نمی‌باشد ولی در صورتی که مولد دارای این مشخصه نباشد باید در حفاظت‌های سیستم در نظر گرفته شود. در هر صورت، بین مولد و نقطه اتصال به شبکه باید یک کلید خودکار که دارای مشخصات کلید اصلی است قرار گیرد.

۳-۵-استاندارد کشور چین در رابطه با اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه [۳۹-۴۲]

۳-۵-۱- هارمونیک

استاندارد GB/T14549 الزامات مربوط به هارمونیک‌های جریان و ولتاژ را ذکر می‌کند و ثبت اطلاعات هارمونیک‌ها را در یک فرکانس ثابت الزام می‌کند. استاندارد چین بررسی تداخل هارمونیک ولتاژ را ضروری می‌داند. در رابطه با هارمونیک‌های فرکانس بالا، استاندارد چین الزامات مربوط به تداخل هارمونیکی تا مرتبه ۲۵ را ارائه می‌دهد و الزامی برای هارمونیک‌های فرکانس بالاتر ندارد.

جدول (۳-۱۷): الزامات کشور چین در مورد هارمونیک‌ها

استاندارد	بخش	الزامات
Q/GDW 617	5.2	تزریق هارمونیک جریان در نقطه اتصال به شبکه برای نیروگاه‌های خورشیدی باید مطابق با استاندارد GB/T 14549 باشد. هارمونیک‌های مجاز جریان قابل تزریق به شبکه بر اساس توان مولد که نسبت بین توان مولد خورشیدی نصب شده و تمام ظرفیت تولید توان و یا تجهیزات مولد هارمونیک در نقطه اتصال به شبکه می‌باشد. نسبت تداخل هارمونیکی ولتاژ در نقطه اتصال به شبکه عمومی که نیروگاه خورشیدی به آن وصل شده است و تداخل هارمونیک ولتاژ که توسط دیگر نیروگاه‌های خورشیدی ایجاد می‌گردد باید مطابق با استاندارد GB/T 24337 باشد.
GB/T 19964	10.3	تزریق هارمونیک جریان در نقطه اتصال به شبکه برای نیروگاه‌های خورشیدی باید مطابق با استاندارد GB/T 14549 باشد. هارمونیک‌های مجاز جریان قابل تزریق به شبکه بر اساس توان مولد که نسبت بین توان نیروگاه خورشیدی نصب شده و تمام ظرفیت تولید توان و یا تجهیزات مولد هارمونیک در نقطه اتصال به شبکه می‌باشد. بعد از اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی تداخل هارمونیکی در نقطه اتصال عمومی باید مطابق با الزامات GB/T 24337 باشد.
GB/T 29319	7.4	تزریق هارمونیک جریان در نقطه اتصال به شبکه برای نیروگاه‌های خورشیدی باید مطابق با استاندارد GB/T 14549 باشد. هارمونیک‌های مجاز جریان قابل تزریق به شبکه بر اساس توان مولد که نسبت بین توان مولد خورشیدی نصب شده و تمام ظرفیت تولید توان و یا تجهیزات مولد هارمونیک در نقطه اتصال به شبکه می‌باشد. بعد از اتصال به شبکه نیروگاه خورشیدی تداخل هارمونیکی در نقطه اتصال عمومی باید مطابق با الزامات GB/T 24337 می‌باشد.

۳-۵-۲- فلیکر

استاندارد چین معیارهای کمی در رابطه با فلیکر را ذکر کرده‌است که با توجه به ولتاژ نقطه اتصال، تقسیم‌بندی شده‌اند. جدول زیر جزئیات مربوطه را نشان می‌دهد.

جدول (۳-۱۸): الزامات کشور چین در مورد فلیکر

استاندارد	بخش	الزامات
Q/GDW 617	5.2	ولتاژ تریپ و فلیکر از شبکه عمومی که نیروگاه خورشیدی به آن متصل شده‌است، باید مطابق با GB/T 12329 باشد. مقدار فلیکر که به وسیله مولد خورشیدی ایجاد می‌گردد، باید مطابق با نسبت ظرفیت نصب شده مولد و کل ظرفیت دیگر مولدهای متصل به نقطه اتصال به شبکه، باید توزیع گردد. Plt=1(<110kV); Plt=0.8(>110kV)
GB/T 19964	10.3	بعد از اتصال مولد به شبکه ولتاژ تریپ و مقدار فلیکر در شبکه مربوطه باید مطابق با GB/T 12329 باشد.
GB/T 29319	7.4	بعد از اتصال مولد به شبکه ولتاژ تریپ و مقدار فلیکر در شبکه مربوطه باید مطابق با GB/T 12329 باشد.

۳-۵-۳- عدم تعادل ولتاژ

استانداردهای چین شاخص‌های کمی در رابطه با عدم تعادل ولتاژ را نیز مورد بررسی قرار داده‌اند.

جدول (۳-۱۹): الزامات کشور چین در مورد عدم تعادل ولتاژ

استاندارد	بخش	الزامات
Q/GDW 617	5.2	بعد از اتصال یک مولد خورشیدی به شبکه انحراف ولتاژ از نقطه اتصال آن به شبکه باید مطابق با GB/T 12325 باشد. ۱۰ درصد برای ولتاژ ۳۵ کیلوولت و بالاتر ۷ درصد برای ولتاژ ۲۰ کیلوولت و پایین تر
GB/T 19964	10.1	انحراف ولتاژ از نقطه اتصال آن به شبکه باید مطابق با GB/T 12325 باشد.
GB/T 29319	7.2	انحراف ولتاژ از نقطه اتصال آن به شبکه باید مطابق با GB/T 12325 باشد.

۳-۵-۴- تزریق DC به شبکه

طبق استاندارد Q/GDW 617 در زمان کارکرد مولد خورشیدی مولفه DC تزریقی به شبکه نباید بزرگتر از ۰/۵ درصد مقدار نامی AC باشد. علاوه بر این طبق استاندارد GB/T 29319 مولفه DC تزریق شده به شبکه عمومی بوسیله مولد خورشیدی نباید بزرگتر از ۰/۵ درصد توان AC باشد.

۳-۵-۵- انحراف ولتاژ

بعد از اتصال یک مولد خورشیدی به شبکه، انحراف ولتاژ در نقطه اتصال آن به شبکه باید مطابق با GB/T 12325 باشد که ۱۰ درصد برای ولتاژ ۳۵ کیلوولت و بالاتر و ۷ درصد برای ۲۰ کیلوولت و پایین تر تعیین شده است (Q/GDW 617).

۳-۵-۶- توان اکتیو و توان راکتیو

استانداردهای چین الزامات مربوط به کنترل و تنظیم توان اکتیو و راکتیو را ارائه کرده‌است. مدت زمان لازم برای تنظیم توان اکتیو در یک بازه وسیع، در استاندارد چین ۱۰ دقیقه می‌باشد. در مورد ظرفیت تنظیم، استانداردهای چینی مربوطه بین مولدهای مختلف تفاوت قائل هستند (بزرگ، متوسط، کوچک).

طبق استاندارد Q/GDW 617 مولدهای خورشیدی متوسط و بزرگ باید دارای عملکرد تنظیم توان اکتیو باشند. تغییرات توان اکتیو (شامل تغییرات توان اکتیو از یک دقیقه تا تغییرات توان اکتیو در ده دقیقه) برای مولدهای خورشیدی با بازه‌های توانی زیر مورد بررسی قرار می‌گیرد:

- مولدهای کوچک تا ۰/۲ مگاوات
- مولدهای متوسط تا ۵ مگاوات
- مولدهای بزرگ از ۳ تا ۱۰ مگاوات

در صورت بروز خطا یا حالت اضطرار، تغییرات توان اکتیو مولد خورشیدی ممکن است بزرگتر از حدود تعیین شده تغییرات توان اکتیو باشد.

۳-۵-۶-۱- توان راکتیو و ولتاژ

مولدهای خورشیدی متوسط و بزرگ دارای تنظیم کننده توان راکتیو و تنظیم ولتاژ می‌باشند. برای یک مولد توان متوسط یا بزرگ خورشیدی که به وسیله خط اختصاصی به شبکه عمومی وصل است، ظرفیت بانک خازنی برای جبران توان راکتیو می‌تواند جبران کننده تمام توان راکتیو القایی مجموعه مولد شامل ترانس، نصف توان راکتیو القایی خط اتصال در حالت ظرفیت کامل باشد.

مولدهای متوسط و یا بزرگ با اتصال T به شبکه عمومی یا اختصاصی، بر اساس وضعیت واقعی شبکه بررسی می‌شوند. در یک مولد متوسط یا بزرگ، بعد از افزایش ولتاژ توسط ترانس و اتصال به شبکه، ظرفیت بانک خازنی برای جبران توان راکتیو می‌تواند جبران کننده تمام توان راکتیو القایی مجموعه مولد شامل ترانس، تمام توان راکتیو القایی خط اتصال در حالت ظرفیت کامل باشد.

مولدهای کوچک خورشیدی عملکردی در رابطه با عملکرد تنظیم ولتاژ و یا توان راکتیو ندارند. یک مولد خورشیدی کوچک با تولید بالاتر از ۵۰ درصد ظرفیت باید دارای ضریب توان بزرگتر از ۰,۹۸ (القایی یا خازنی)، و با تولید بین ۲۰ تا ۵۰ درصد باید نباید ضریب توان کمتر از ۰,۹۵ داشته باشد.

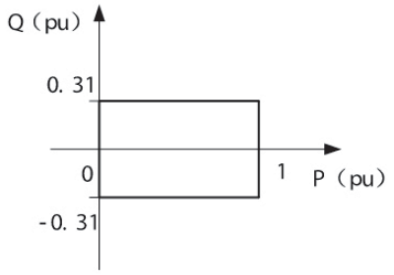
طبق استاندارد GB/T 29319 توان راکتیو باید به صورت قابل تنظیم و پیوسته در بازه ۰,۹۵ باشد (القایی یا خازنی). مولد خورشیدی باید بتواند توان راکتیو خروجی را تنظیم و در تنظیم ولتاژ شبکه در نقطه اتصال مشارکت داشته باشد. روش تنظیم و پارامترهایی مانند ولتاژ مرجع و نرخ تنظیم ولتاژ ممکن است نیاز به بررسی داشته باشند.

۳-۵-۶-۲- توان اکتیو

الزامات مربوط به تنظیم توان اکتیو در استاندارد GB/T 19964 مورد بررسی قرار گرفته است. مولدهای متوسط و بزرگ دارای تنظیم کننده توان اکتیو می‌باشند.

تغییرات توان اکتیو در حالت عادی: نرخ تغییرات توان نباید بیشتر از ۱۰ درصد ظرفیت نصب شده در دقیقه باشد.

ظرفیت توان راکتیو : توان راکتیو یک اینورتر باید به صورت دینامیکی و بر اساس ضریب توان ۰/۹۵ در حالت خروجی نامی مطابق شکل (۳-۱۷) باشد.



شکل (۳-۱۷): نمودار توان اکتیو-راکتیو

ضریب توان مولد خورشیدی که به شبکه با ولتاژ ۱۰ تا ۳۵ کیلوولت متصل است باید به صورت پیوسته بزرگتر از ۰/۹۸ (القایی یا خازنی) باشد. در مولدهای خورشیدی که به شبکه با ولتاژ ۱۱۰ (۶۶) کیلولت متصل هستند، جبرانساز توان راکتیو باید بتواند مجموع توان راکتیو القایی داخلی، ترانس‌ها و نصف توان راکتیو خط اتصال به شبکه را در حالت تولید نامی جبران نماید.

در مولدهای خورشیدی که به شبکه با ولتاژ ۵۰۰ (۷۵۰) کیلولت متصل است، جبرانساز توان راکتیو باید بتواند مجموع توان راکتیو القایی داخلی، ترانس‌ها و تمام توان راکتیو خط اتصال به شبکه را در حالت تولید نامی جبران نماید.

۳-۵-۷- تزریق توان اکتیو در افت/افزایش فرکانس

استانداردهای چین بازه فرکانس را از ۴۸ تا ۵۰,۵ هرتز برای نیروگاه‌های بزرگ خورشیدی تعیین کرده‌اند. استانداردهای چین نیروگاه‌های خورشیدی را ملزم به پیروی از دستور العمل‌های مدیریت شبکه برق در رابطه با تزریق توان اکتیو در زمان افت/افزایش فرکانس می‌نماید.

جدول (۳-۲۰): الزامات کشور چین در مورد تزریق توان در زمان تغییر فرکانس

استاندارد	بخش	الزامات
Q/GDW 617	7.2.2	یک مولد خورشیدی با فرکانس بزرگتر از ۵۰/۲ باید حداقل برای دو دقیقه فعال باشد و بعد از آن باید تزریق را در ۰/۲ ثانیه متوقف نماید و از شبکه جدا گردد. یک مولد خورشیدی با فرکانس بزرگتر از ۵۰/۵ باید تزریق را در ۰/۲ ثانیه متوقف نماید و از شبکه جدا گردد.
GB/T 19964	9.3	مولد خورشیدی با فرکانس بزرگتر از ۵۰/۲ باید حداقل برای ۲ دقیقه فعال باشد، برنامه کاهش توان خروجی یا خاموشی را که توسط مدیریت شبکه اعلام شده است را انجام دهد.

۳-۵-۸- محدوده نوسان ولتاژ

در استاندارد چین، در رابطه با سیستم‌های کوچک خورشیدی، ولتاژ تریپ در دو وضعیت آرام و تند بررسی می‌شود. زمانی که ولتاژ واقعی متفاوت از ولتاژ نامی است اما تفاوت کمی دارد تریپ در زمان طولانی تری اتفاق می‌افتد. زمانی که ولتاژ واقعی متفاوت از ولتاژ نامی است اما تفاوت زیادی دارد تریپ در زمان کوتاه‌تری اتفاق می‌افتد. درصورتی که مقدار واقعی ولتاژ از ۱۱۵ درصد مقدار نامی فراتر رود فرمان قطع باید سریعا صادر شود. در صورتی که میانگین مقدار ولتاژ در ۱۰ دقیقه از ۱۱۰ درصد مقدار نامی بزرگتر باشد فرمان قطع باید صادر گردد. این بدین معنی است که زمان قطع بزرگتر از ۱۰ دقیقه می‌باشد.

با در نظر گرفتن LVRT[1] و HVRT[2]، سیستم‌های خورشیدی متوسط و بزرگ کاملا متفاوت از سیستم‌های کوچک هستند. در استانداردهای چین مولدهای خورشیدی باید در برابر افزایش یا کاهش ولتاژ مقدار زمانی ایستادگی داشته باشند. استاندارد چین الزام می‌دارد که مولد خورشیدی برای زمان کوتاهی متصل بماند و بعد از آن جدا شود.

[1] Low Volatge Ride Through

[2] High Volatge Ride Through

جدول (۳-۲۱): الزامات کشور چین در مورد نوسان ولتاژ شبکه

استاندارد	بخش	الزامات
Q/GDW 617	7	**مولدهای کوچک** ولتاژ کوچکتر از ۵۰٪ ولتاژ نامی: قطع مولد از شبکه در کمتر از ۰,۲ ثانیه ولتاژ بزرگتر یا مساوی ۵۰٪ و کوچکتر از ۸۵٪ ولتاژ نامی: قطع مولد از شبکه در کمتر از ۲ ثانیه. ولتاژ بزرگتر یا مساوی ۸۵٪ و کوچکتر از ۱۱۰٪ ولتاژ نامی: کارکرد پیوسته مولد. ولتاژ بزرگتر یا مساوی ۱۱۰٪ و کوچکتر از ۱۳۵٪ ولتاژ نامی: قطع مولد از شبکه در کمتر از ۲ ثانیه. ولتاژ بزرگتر یا مساوی ۱۳۵٪ ولتاژ نامی: قطع مولد از شبکه در کمتر از ۰/۲ ثانیه. **مولدهای متوسط و بزرگ** ولتاژ کمتر از ۹۰٪ ولتاژ نامی: مولد با به کارگیری LVRT به شبکه متصل بماند. ولتاژ بزرگتر یا مساوی ۹۰٪ و کوچکتر از ۱۱۰٪ ولتاژ نامی: کارکرد عادی. ولتاژ بزرگتر یا مساوی ۱۱۰٪ ولتاژ نامی: بستگی به راندمان کاری مولد دارد.
GB/T 19964	9.1 9.3	ولتاژ کمتر از ۹۰٪ ولتاژ نامی: مولد با به کارگیری LVRT به شبکه متصل بماند. ولتاژ بزرگتر یا مساوی ۹۰٪ و کوچکتر از ۱۱۰٪ ولتاژ نامی: کارکرد عادی. ولتاژ بزرگتر یا مساوی ۱۱۰٪ و کوچکتر از ۱۲۰٪ ولتاژ نامی: کارکرد عادی برای حداقل ۱۰ ثانیه. ولتاژ بزرگتر یا مساوی ۱۲۰٪ و کوچکتر از ۱۳۰٪ ولتاژ نامی: کارکرد عادی برای حداقل ۰/۵ ثانیه.
GB/T 29319	6 8.2 8.3	زمانی که ولتاژ نقطه اتصال مولد ۹۳ درصد تا ۱۱۰ درصد مقدار نامی باشد، مولد باید در شرایط نرمال کار کند. الزامات مربوط به محدوده ولتاژ و زمان قطع دقیقا مانند Q/GDW 617 می باشد.

۳-۵-۹- محدوده نوسان فرکانس

تمامی استانداردهای مورد بررسی الزامات خاصی را برای فرکانس تریپ در مولدهای کوچک، متوسط و بزرگ مشخص کرده‌اند.

برخی الزامات مختص مولدهای کوچک خورشیدی هستند. تمامی استانداردهای مورد بررسی قطع سریع در حالت افت/افزایش فرکانس را الزام دارند. استانداردهای چین و آلمان زمان کوتاه تر از ۰/۲ ثانیه و استاندارد امریکا زمان کوتاه تر از ۰/۱۶ ثانیه، را مد نظر قرار داده‌اند. محدوده‌های مختلف فرکانس برای قطع به دلیل متفاوت بودن فرکانس‌های مرجع می‌باشد. اگر محاسبات بر اساس انحراف از فرکانس مرجع باشند، الزامات چین، ۰/۵- تا ۰/۵+ هرتز می‌باشد.

با در نظر گرفتن LVRT و HVRT مولدهای خورشیدی متوسط و بزرگ کاملا متفاوت از مولدهای کوچک هستند. در استانداردهای چین مولدهای خورشیدی باید زمانی را در برابر افت/افزایش فرکانس ایستادگی کنند اگرچه زمان ایستادگی در استانداردهای چین متفاوت است.

جدول (۳-۲۲): الزامات کشور چین در مورد نوسان فرکانس شبکه

استاندارد	بخش	الزامات
Q/GDW 617	7	**مولدهای کوچک** فرکانس کمتر از ۴۹/۵ هرتز: قطع مولد از شبکه در کمتر از ۰/۲ ثانیه فرکانس بزرگتر یا مساوی ۴۹/۵ هرتز و کوچکتر از ۵۰/۲ هرتز: کارکرد عادی فرکانس بزرگتر از ۵۰/۲ هرتز: قطع مولد از شبکه در کمتر از ۰/۲ ثانیه **مولد های متوسط و بزرگ** فرکانس کمتر از ۴۸ هرتز: با توجه به حداقل فرکانس مجاز برای کارکرد اینورتر. فرکانس بزرگتر یا مساوی با ۴۸ هرتز و کوچکتر مساوی با ۴۹/۵ هرتز: کارکرد عادی به مدت حداقل ۱۰ دقیقه. فرکانس بزرگتر از ۴۹/۵ هرتز و کوچکتر مساوی با ۵۰/۲ هرتز: کارکرد عادی. فرکانس بزرگتر از ۵۰/۲ هرتز و کوچکتر مساوی با ۵۰/۵ هرتز: کارکرد عادی به مدت حداقل ۲ دقیقه، پس از آن ظرف مدت ۰/۲ ثانیه تزریق به شبکه را متوقف و در صورت عادی نشدن وضعیت شبکه مولد نباید در حالت متصل به شبکه بماند. فرکانس بزرگتر از ۵۰/۵ هرتز: مولد باید ظرف مدت ۰/۲ ثانیه تزریق به شبکه را متوقف و در صورت عادی نشدن وضعیت شبکه مولد نباید در حالت متصل به شبکه بماند.
GB/T 19964	9.1 9.3	فرکانس کمتر از ۴۸ هرتز: با توجه به حداقل فرکانس مجاز برای کارکرد اینورتر. فرکانس بزرگتر یا مساوی با ۴۸ هرتز و کوچکتر مساوی با ۴۹/۵ هرتز: کارکرد عادی به مدت حداقل ۱۰ دقیقه. فرکانس بزرگتر از ۴۹/۵ هرتز و کوچکتر مساوی با ۵۰/۲ هرتز: کارکرد عادی. فرکانس بزرگتر از ۵۰/۲ هرتز: کارکرد عادی به مدت حداقل ۲ دقیقه، پس از آن اجرای دستورالعمل شرکت شبکه مبنی بر کاهش توان خروجی یا خاموشی مولد اجرا گردد. در صورتی که وضعیت شبکه به حالت عادی برنگردد مولد نباید متصل به شبکه باشد.
GB/T 29319	6 8.2 8.3	الزامات مربوط به محدوده ولتاژ و زمان قطع دقیقا مانند Q/GDW 617 می‌باشد.

۳-۵-۱۰-زمان اتصال مجدد

در استاندارد چین ۸۸٪ ولتاژ نامی به عنوان ولتاژ نرمال در نظر گرفته می‌شود. مولد مجاز به اتصال به شبکه قبل از بازگشت ولتاژ و فرکانس به حالت نرمال نیست. بازه ولتاژ نرمال از ۸۵ درصد تا ۱۱۹ درصد ولتاژ نامی و بازه فرکانس نرمال از ۴۹/۵ تا ۵۰/۲ هرتز می‌باشد. در مولدهای کوچک، پس از بازگشت شبکه به حالت کاری عادی یک تأخیر زمانی از ۲۰ ثانیه تا ۵ دقیقه لحاظ و پس از آن اتصال مجدد به شبکه مورد نظر می‌باشد. مولدهای متوسط و بزرگ برای اتصال مجدد به شبکه منوط به کسب اجازه از شرکت شبکه می‌باشند.

۳-۵-۱۱-گذر از خطا[1]

در رابطه با FRT استاندارد چین دارای الزام ولتاژ صفر برای VRT برای مولدهای خورشیدی می‌باشد. در رابطه با اصلاح توان اکتیو، استانداردهای چین سرعت اصلاح را ۳۰ درصد توان نامی بیان کرده‌اند. در مورد کنترل دینامیکی توان راکتیو استاندارد چین الزام به پاسخ جریان راکتیو در کمتر از ۳۰ میلی ثانیه را دارد و محاسبات مربوطه را نیز ارائه کرده‌است.

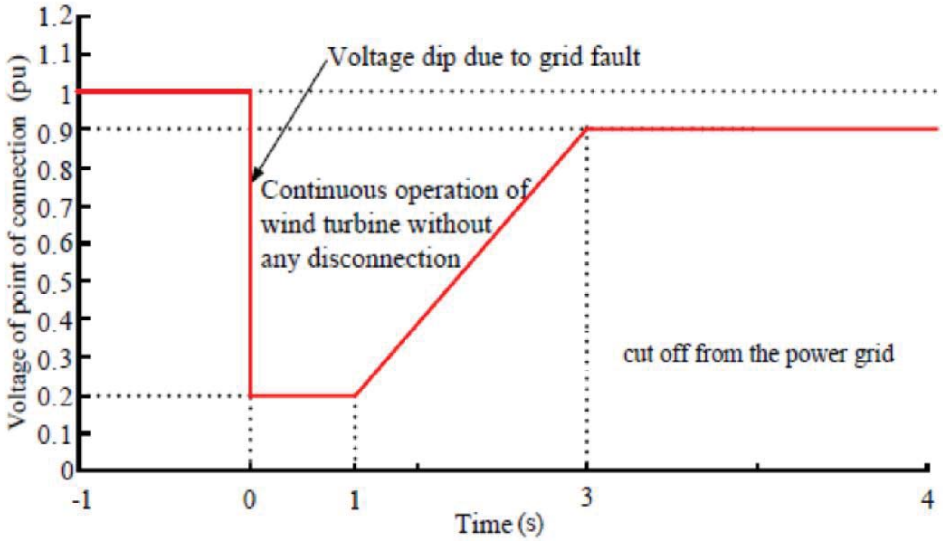
استاندارد Q/GDW 617 موارد زیر را در رابطه با کنترل توان اکتیو و راکتیو اعلام می‌دارد:

کنترل توان اکتیو:

- یک مولد PV در صورت بروز خطا نباید از شبکه جدا شود بلکه باید توان اکتیو خود را به سرعت اصلاح نماید.
- از زمان پاکسازی خطا، توان اکتیو باید به مقدار قبل از برزو خطا با حداقل نرخ ۱۰ درصد توان نامی بر ثانیه، بازگردد.

تولید توان راکتیو:

- در LVRT مولد خورشیدی باید کنترل دینامیکی توان راکتیو را انجام دهد.



شکل (۳-۱۸): نمودار گذر از خطای ولتاژ ضعیف

استاندارد GB/T 19964 موارد زیر را در رابطه با کنترل توان اکتیو و راکتیو اعلام می‌دارد:

[1] Fault Ride Through (FRT)

بازگشت توان اکتیو:

- توان اکتیو باید با نرخ ۳۰ درصد توان نامی بر ثانیه به مقدار پیش از خطا بازگردد.

تولید توان راکتیو:

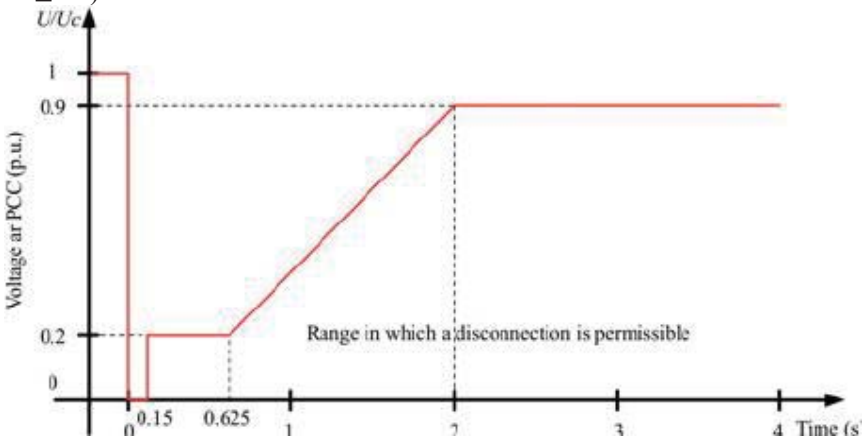
برای مولدهای خور شیدی که به خطوط ف شار قوی مت صل می‌گردند تزریق دینامیکی توان راکتیو، در زمان بروز خطا که باعث افت ولتاژ شبکه می‌گردد، دارای الزامات زیر می‌باشد:

- جریان دینامیکی نباید دارای پاسخ زمانی بزرگتر از ۳۰ میلی ثانیه از زمان افت ولتاژ در نقطه اتصال به شبکه باشد.
- در بازه زمانی از پاسخ اتوماتیک جریان راکتیو تا زمانی که ولتاژ به 0.9pu می‌رسد جریان راکتیو IT که توسط مولد خورشیدی به شبکه تزریق می‌گردد باید دارای شرایط زیر باشد:

$IT \geq 1.5x(0.9-UT)\ IN\ (0.2 \leq UT \leq 0.9)$

$IT \geq 1.05xIN\ (UT \leq 0.2)$

$IT=0\ (UT \geq 0.9)$



شکل (۳-۱۹): نمودار گذر از خطای ولتاژ بالا

۳-۵-۱۲-حفاظت ضد جزیره‌ای

استانداردهای چین زمان جدایی از شبکه را مشخص نکرده‌است اما استانداردهای استانی شرکت‌های شبکه این زمان را ۲ ثانیه تعیین کرده‌اند. استانداردهای منطقه‌ای چین عدم نیاز به حفاظت ضد جزیره‌ای را بیان می‌دارند در حالی که استانداردهای ملی چین حفاظت ضد جزیره‌ای را که همسو با LVRT می‌باشد، را الزام می‌دارد.

باید به این نکته توجه شود که تمامی الزامات حفاظت‌های ضد جزیره‌ای قیدی بر روی ضریب توان ندارند.

جدول (۳-۲۳): الزامات کشور چین در مورد حفاظت ضد جزیره ای

استاندارد	بخش	الزامات
Q/GDW 617	8.2	**مولدهای کوچک** باید بتوانند حالت جزیره‌ای را به سرعت شناسایی و سریعا از شبکه جدا شوند. **مولدهای توان متوسط و بزرگ** رله حفاظت شبکه عمومی باید جدایی مولد خور شیدی از شبکه را در صورت بروز خطا اطمینان پذیر سازد. قابلیت حفاظت جزیره‌ای مولدهای متو سط که به شبکه خ صو صی و صل ه ستند، تو سط دی سپاچینگ تعیین می‌گردد.
GB/T 19964	12.3.3	مولدهای خورشیدی باید دارای حفاظت ضد جزیره‌ای مستقل با پاسخ زمانی کوتاه تر از ۲ ثانیه باشد. علاوه بر این حفاظت ضد جزیره‌ای باید مطابق با حفاظت خط در سمت شبکه باشد.
GB/T 29319	8.4	مولد خور شیدی باید توانایی ت شخیص سریع حالت جزیره‌ای و قطع سریع از شبکه را دارا با شد. حفاظت ضد جزیره‌ای باید پاسخ زمانی کمتر از ۲ ثانیه داشته باشد و مطابق حفاظت خط در سمت شبکه باشد.

۳-۵-۱۳-الزامات ارتباطی

استانداردهای ملی چین اطلاعات لازم که مولدهای خورشیدی باید برای شرکت شبکه فراهم آورند را مشخص کرده‌اند. این اطلاعات از طریق یک پروتکل خاص و برای خطوط HV از طریق فیبر نوری ارسال می‌گردد.

جدول (۳-۲۴): الزامات ارتباطی استاندارد های کشور چین

استاندارد	بخش	الزامات
Q/GDW 617	11	حالت ارتباطی کانال انتقال و اطلاعات ار سالی بین مولد متو سط یا بزرگ و شرکت شبکه، باید تو سط شرکت شبکه تعیین گردد. در حالت کارکرد عادی مولد خورشیدی باید اطلاعات زیر را برای شرکت شبکه ارسال نماید: الف) وضعیت اتصال به شبکه، شدت تابش، دمای محیط ب) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی، ظرفیت تولید و ضریب توان ج) ولتاژ و فرکانس نقطه اتصال به شبکه و جریان تزریقی به شبکه د) وضعیت تپ ترانس و وضعیت کلید اصلی ترانس و غیره
GB/T 19964	12.1.1 12.4.4 12.5	حالت ارتباطی کانال انتقال و اطلاعات ار سالی بین مولد متو سط یا بزرگ و شرکت شبکه، باید تو سط شرکت شبکه تعیین گردد. اطلاعات الکتریکی و اتوماسیون مولد خورشیدی باید از طریق کانال ارتباطی اصلی و ذخیره برای شرکت شبکه ارسال گردد و به طور مستقیم توسط شرکت شبکه قابل دسترسی باشد. برای مولدهای خور شیدی که به شبکه ۱۱۰ (۶۶) کیلوولت به بالا و صل می گردند باید دو کانال ارتباطی (که یکی از آنها باید فیبر نوری باشد) با شرکت شبکه در نظر گرفته شود. تجهیزات ارتباطی برای اتصال م ستقیم بین مولد و شرکت شبکه باید دارای پروتوکل ارتباطی و رابط یک سان باشند.

۴- بررسی و ارزیابی الزامات اتصال به شبکه نیروگاه‌های بادی

۴-۱-مقدمه

به منظور بررسی اتصال و بهره‌برداری نیروگاه بادی به شبکه برق، نشریه شماره ۶۵۰ در ایران در ۷ فصل تنظیم شده است[۴۳]. در فصل اول، مقدمه‌ای در رابطه با بکارگیری انرژی بادی در تولید برق بیان شده و انواع ژنراتورهایی که در توربین بادی به کار برده می‌شوند به سه دسته ژنراتور القایی قفس سنجابی، ژنراتور القایی با تغذیه دوگانه و ژنراتور سنکرون با تحریک مستقیم، تقسیم شده‌اند. در فصل دوم، الزاماتی در رابطه با توان اکتیو و فرکانس بیان شده است. در مورد نیروگاه های 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:

- سیستم کنترل فرکانس حداقل باید قابلیت و امکان تعریف و تنظیم فرکانس مرجع در محدوده ۰/۲ ±۵۰ هرتز را به طور پیوسته و یا در پله‌های حداکثر ۰/۰۵ هرتز دارا باشد.
- باند مرده در سیستم کنترل توان اکتیو–فرکانس نباید بیش از ۰/۰۱۵هرتز باشد.
- نیروگاه بادی موظف است تا زمانی‌که فرکانس شبکه کمتر از ۵۰/۳ هرتز باشد، ۱۰۰ درصد 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. زمانی‌که 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 خروج ی خو د را تا ۹۵ درصد توان اکتیو در دسترس کاهش دهد. در فرکانس‌های زیر ۴۷/۵ هرتز، نیروگاه باید از شبکه جدا شود.

در فصل سوم الزاماتی در رابطه با توان راکتیو و ولتاژ بیان شده است و محدوده مجاز نوسانات ولتاژ در شرایط عادی بهره‌برداری ۰/۹۸ تا ۱/۰۲ پریونیت می‌باشد. همچنین نیروگاه بادی باید قابلیت تولید توان اکتیو نامی در هر ضریب توان بین ۰/۹ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز را داشته باشند. در نهایت در توافق‌نامه بین 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.

در فصل چهارم الزاماتی در رابطه با حفاظت و تحمل خطا بیان شده است. 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 وصل شود. این کلید باید قابلیت تحمل حداکثر جریان اتصالی در نقطه اتصال به شبکه را 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.
- در صورتی که بهره بردار شبکه نصب سیستم‌های حفاظتی تله پروتکشن را در پست بلافصل نیروگاه بادی ضروری تشخیص دهد، مالک نیروگاه موظف به نصب این سیستم‌ها می‌باشد.
- نیروگاه بادی باید به حفاظت دیفرانسیل برای ترانسفورماتور اتصال به شبکه و حفاظت بانک خازنی مجهز باشد.

در فصل پنجم الزاماتی در رابطه با کیفیت توان بیان شده است که لازم است حداکثر میزان فلیکر ولتاژ اندازه‌گیری شده در حالت‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت باید به ترتیب برابر با ۰/۸ و ۰/۶ باشد.

برای اندازه‌گیری فلیکر از دستگاهی استفاده می‌شود که برای محاسبه دو شاخص به کار می‌رود: شاخص کوتاه مدت فلیکر و شاخص بلندمدت فلیکر. شاخص کوتاه مدت 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.

برای اندازه‌گیری نامتعادلی ولتاژ، از شاخصی به نام درصد نامتعادلی ولتاژ استفاده می‌شود. برای این شاخص دو تعریف بیان 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. طبق تعریف دوم، درصد نامتعادلی ولتاژ برابر است با قدرمطلق تفاضل بین حداکثر و حداقل ولتاژ خط سه فاز تقسیم بر میانگین ولتاژ خط ضرب در ۱۰۰. در نشریه ۶۵۰ از تعریف اول برای نامتعادلی ولتاژ استفاده می‌شود. در جداول زیر حداکثر حدود مجاز برای هارمونیک‌ها بیان شده است.

جدول (۴-۱): حداکثر حدود مجاز هارمونیک‌های ولتاژ

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

جدول (۴-۲): حداکثر حدود مجاز هارمونیک‌های جریان برای سطح ولتاژ ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت

درصد توان نامی به توان اتصال‌کوتاه در محل اتصال (R)	اعوجاج تکی هر هارمونیک جریان مرتبه n										اعوجاج کلی جریان
	n<11		11<n<17		17<n<23		23<n<35		n<35		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
5<R	۲	۰,۵	۱	۰,۲	۰,۷	۰,۲	۰,۳	۰,۱	۰,۱	۰	۲,۵
2<R<5	۳,۵	۰,۹	۱,۷	۰,۴	۱,۲	۰,۳	۰,۵	۰,۱	۰,۲	۰	۴
1<R<2	۵	۱,۲	۲,۲	۰,۶	۲	۰,۵	۰,۷	۰,۲	۰,۳	۰,۱	۶
0.1<R<1	۶	۱,۵	۲,۷	۰,۷	۲,۵	۰,۶	۱	۰,۲	۰,۵	۰,۱	۷,۵
R<0.1	۷,۵	۱,۹	۳,۵	۰,۹	۳	۰,۷	۱,۲	۰,۳	۰,۷	۰,۲	۱۰

جدول (۴-۳): 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
	n<11		11<n<17		17<n<23		23<n<35		n<35		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
2<R	۲	۰,۵	۱	۰,۲	۰,۷	۰,۲	۰,۳	۰,۱	۰,۱	۰,۰۴	۲,۵
R<2	۳	۰,۷	۱,۵	۰,۴	۱,۱	۰,۳	۰,۴	۰,۱	۰,۲	۰,۰۵	۴

در ادامه قوانین و استانداردهای کشورهای مختلف در زمینه اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه مورد بررسی قرار گرفته‌است.

۴-۲- قوانین کشور آمریکا در مورد اتصال منابع تولید پراکنده بادی به شبکه

۴-۲-۱- مقدمه

توان بادی نصب شده در کشور آمریکا بیشتر از 61GW تا پایان سال ۲۰۱۶ بوده که ۴,۴ درصد از توان تولیدی این کشور را رقم می‌زند. توسعه روزافزون انرژی بادی در این کشور، چالش‌های جدیدی را در رابطه با پایداری شبکه و قابلیت اطمینان آن ایجاد کرده است. به علت کمبود استاندارد صحیح در رابطه با توربین‌های بادی، سازندگان آن‌ها از تکنولوژی ارزان قیمت به منظور حداکثر سازی نرخ توان تولیدی استفاده می‌کنند [۴۴]. توربین‌ها به دلیل قابلیت

LVRT[1] پایین و به دلیل برخی افت ولتاژها از شبکه قطع می‌شوند. به دلیل نصب تعداد زیادی از توربین‌های بادی در بخش بزرگی از شبکه Northern California، این منطقه دچار مشکلات ولتاژی به دلیل تغذیه ناکافی توان راکتیو شده است. اکثر توربین‌های بادی نصب شده در کشور آمریکا در بخش‌هایی از سیستم قدرت مانند شبکه برق تگزاس که از مرکز بار فاصله دارند، نصب شده‌اند. از اوایل سال ۲۰۰۰، دستورالعمل‌های شبکه موجود در کشور آمریکا، مباحث مربوط به اتصال توربین‌های بادی به شبکه، طراحی این سیستم‌ها و کنترل سیستم‌های قدرت را به طور شفاف‌تری بررسی کرده‌اند [۴۵]. تولید متغیر توسط توربین‌های بادی منجر به استانداردهای اتصال توربین‌های بادی به شبکه گردید. کمیسیون تنظیم انرژی فدرال آمریکا (FERC[2]) دستورالعملی را در رابطه با اتصال ژنراتورهای سنکرون و سرعت متغیر بزرگ با ظرفیت بزرگتر از ۲۰ مگاوات تنظیم کرده است [۴۶]. همچنین صنعت توربین بادی در کشور آمریکا شامل انجمن انرژی بادی آمریکا و شورای هماهنگی برق، استانداردها و دستورالعمل‌هایی شامل اتصال توربین بادی را بیان کرده‌اند. در سال ۲۰۰۵، کمیسیون تنظیم انرژی فدرال، شبکه‌ها را ملزم به رعایت استانداردهای مرتبط با اتصال واحدهای بادی به شبکه کرده است. این نیازمندی‌ها شامل قابلیت LVRT، کنترل نظارتی و قابلیت جمع‌آوری اطلاعات می‌باشد.

استانداردهای مربوط به اتصال واحدهای تولید پراکنده به صورت توربین‌های بادی به شبکه شامل موارد زیر می‌باشند:

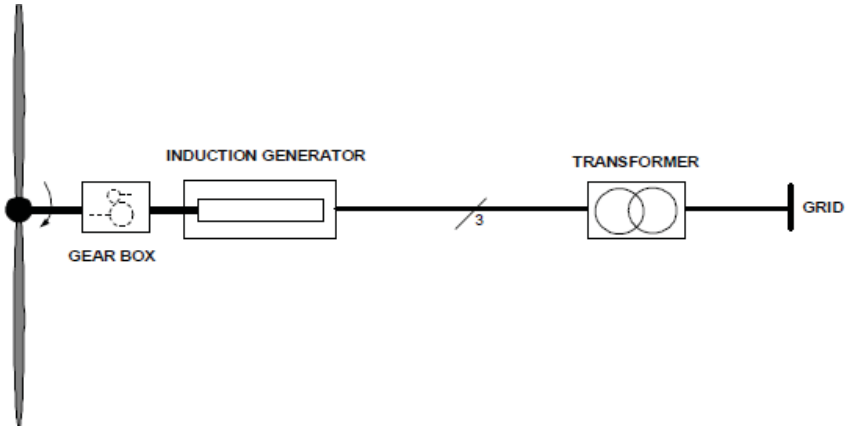
- دستورالعمل FERC شماره 661/661A: این استاندارد مربوط به اتصال تجهیزات بادی جدید با ظرفیت بیش از ۲۰ مگاوات می‌باشد.
- استاندارد اتصال واحد تولید پراکنده مربوط به NERC: برای سطح ولتاژهای بیش از ۱۰۰ کیلوولت به کار می‌رود.
- استاندارد اتصال توربین بادی مربوط به توربین بادی ERCOT: این استاندارد نیازمندی‌های کنترل ولتاژ مربوط به تجهیزات با ظرفیت بیش از ۲۰ مگاولت آمپر را بیان کرده است [۴۷].
- استانداردهای اتصال ISO-NE

با توجه به استاندارد ISO-NE واحدهای توربین بادی به ۴ دسته کلی تقسیم می‌شوند، که در ادامه توضیح داده می‌شوند [۴۴].

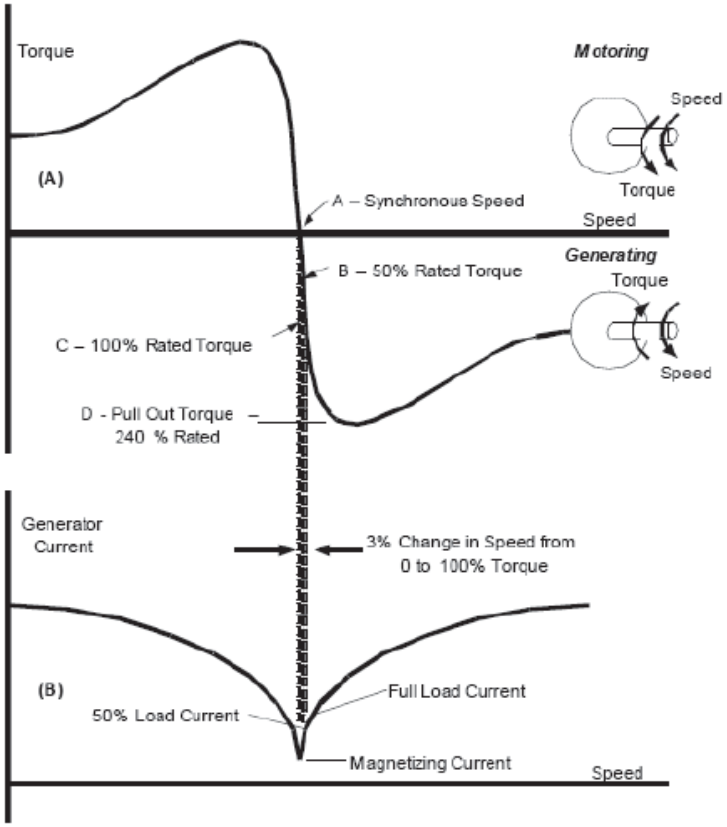
[1] Low-voltage ride-through

[2] Federal Energy Regulatory Commission

- نوع اول: ساده‌ترین نوع توربین بادی از نوع ژنراتور القایی سرعت ثابت می‌باشد که در آن مدار استاتور به طور مستقیم به شبکه متصل می‌شود. این نوع ژنراتور در محدوده سرعتی کمی با توجه به مشخصه گشتاور–سرعت عمل می‌کند. در نتیجه به ازای تغییرات سرعت باد، قدرت خروجی ژنراتور به ازای مشخصه گشتاور–سرعت آن تغییر می‌کند.

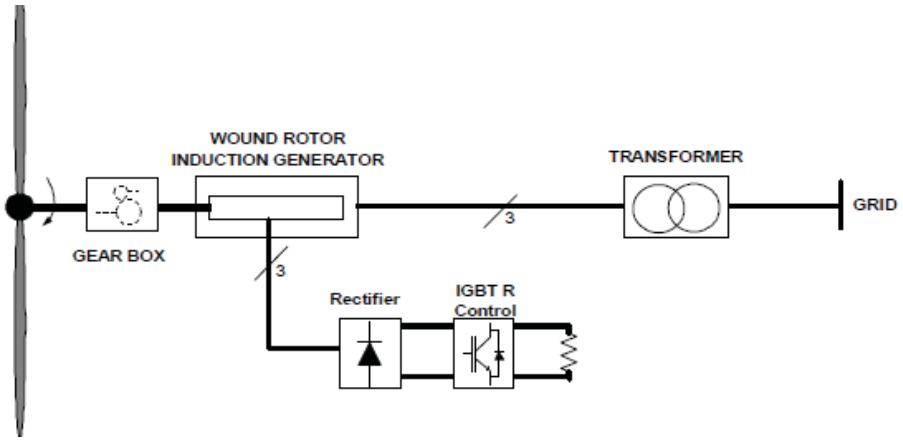


شکل (۴-۱): ژنراتور القایی نوع اول



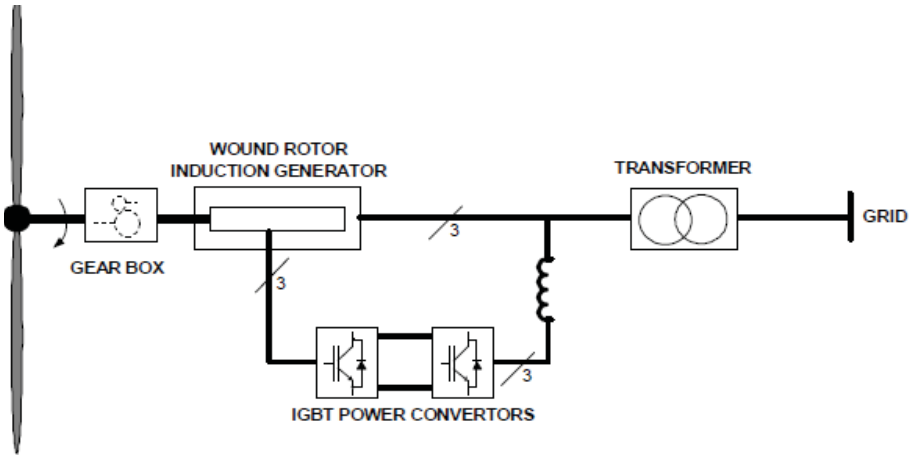
شکل (۴-۲): مشخصات گشتاور–سرعت و جریان–سرعت ژنراتورالقایی نوع اول

- نوع دوم: ژنراتور القایی لغزش متغیر مشابه با نوع اول ژنراتور القایی می‌باشد، با این تفاوت که در مدار روتور یک مقاومت متغیر وجود دارد که باعث کنترل سریع جریان روتور می‌شود. مشخصات این نوع ژنراتور مانند ژنراتور نوع اول می‌باشد و طرح کنترل جریان روتور در این حالت منجر به کنترل سریع گشتاور می‌شود و در نتیجه پاسخ به دینامیک‌های سریع بهبود یافته و نوسانات گشتاور می‌توانند میرا شوند.



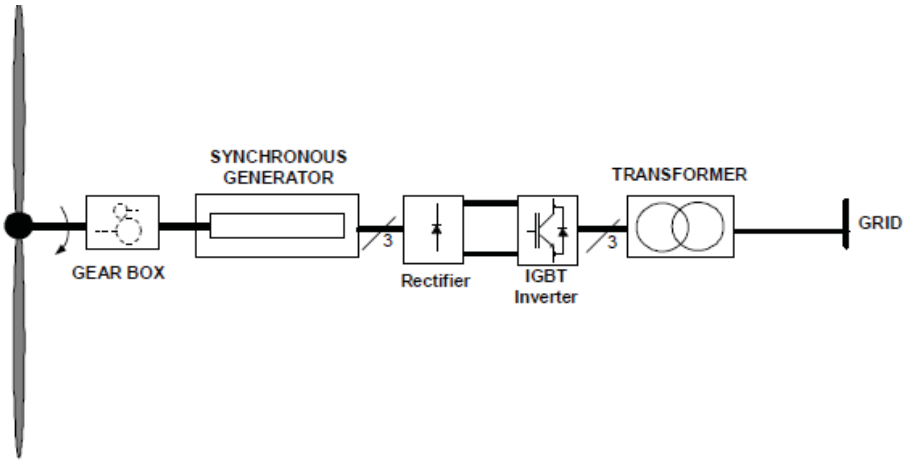
شکل (۴-۳): ژنراتور القایی نوع دوم

- نوع سوم: ژنراتور القایی دوسو تغذیه شامل مکانیزمی است که جریان فرکانس متغیر را در مدار روتور ایجاد می‌کند. بدین ترتیب ژنراتور قادر خواهد بود تا در سرعت‌های متغیر عمل کرده و در نهایت بازده انرژی ژنراتور بهبود یافته و قابلیت کنترل‌پذیری توربین بادی افزایش می‌یابد. همچنین با توجه به اینکه مبدل‌ها تنها به قسمتی از توان خروجی توربین بادی نیاز دارند، طراحی آن‌ها از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه می‌باشد.



شکل (۴-۴): توربین بادی سرعت متغیر

- نوع چهارم: روش دیگر به منظور ایجاد توربین‌های بادی سرعت متغیر، عبور تمام توان توربین بادی از سیستم مبدل الکترونیک قدرت می‌باشد. این سیستم مشخصات عملکردی مشابهی با ژنراتور نوع سوم شامل سرعت متغیر، کنترل ولتاژ و توان راکتیو و کنترل سریع توان خروجی دارد. علاوه بر این، این ژنراتور می‌تواند از شبکه به طور کامل جدا شده و در نتیجه دینامیک‌های ناشی از اغتشاشات شبکه بهتر می‌توانند کنترل شوند. همچنین استرس ناشی از اغتشاشات شبکه بر روی اجزای توربین بادی کاهش می‌یابد.



شکل (۴-۵): توربین بادی سرعت متغیر (نوع چهارم)

۴-۲-۲- کیفیت توان

کیفیت توان و مسایل هارمونیکی شامل فلیکر، تغییرات و نامتعادلی ولتاژ می‌باشند. الزامات هارمونیکی در کشور آمریکا توسط استاندارد IEEE 519 برآورده می‌شوند. با توجه به این استاندارد توربین‌های بادی نباید فلیکر ولتاژ و اغتشاشات اضافی به ولتاژ و یا جریان شبکه وارد کنند.

استاندارد ISO-NE که مربوط به نیازمندی‌های فنی برای اتصال توربین بادی به شبکه است، با الزامات هارمونیکی مربوط به استاندارد IEEE 519 تطابق دارد [۴۴]. به صورت کلی در سیستم توربین بادی، باید THD جریان ترمینال ماشین کوچکتر از ۵ درصد فرکانس نامی شبکه باشد. با توجه به استاندارد IEEE 519 محدوده‌های هامونیک جریان توسط سطح اتصال کوتاه که به صورت نسبت جریان اتصال کوتاه در محل اتصال مشترک به حداکثر جریان بار تعریف شده، تعیین می‌شود.

به طور کلی الزامات هارمونیکی مربوط به توربین‌های بادی در جدول (۴-۴) آورده شده است.

جدول (۴-۴): الزامات هارمونیکی با توجه به استانداردهای کشور آمریکا

الزامات هارمونیکی	استاندارد
مطلبی راجع به نیازمندی‌های هارمونیکی بیان نکرده است.	استاندارد FERC با شماره 661/661A
مطابق با استاندارد IEEE 519، THD نباید از ۵ درصد تجاوز کند.	استاندارد FERC LGIA
نیازی به قواعد اتصال اضافی به منظور رزونانس و هارمونیک‌های زیرسنکرون نمی‌باشد. با این حال مطالب زیر را مطرح کرده است: • سنکرون‌سازی ژنراتورها با شبکه نباید منجر به تغییرات ولتاژ ماندگار و دینامیکی اضافی بیش از ۲ درصد در محل اتصال شود. • طراحی مطالعات به منظور بررسی عملکرد هارمونیکی تجهیزات بادی • معرفی مباحث کنترلی و حذف خطرهای ناشی از توربین‌های بادی نزدیک به خطوط انتقال جبران شده سری	استاندارد NERC
مطابق با استاندارد IEEE 519، THD نباید از ۵ درصد تجاوز کند.	استاندارد ERCOT
مطابق با استاندارد IEEE 519، THD نباید از ۵ درصد تجاوز کند.	استاندارد ISO-NE

به طور کلی استانداردهای مربوط به کشور آمریکا در مورد هارمونیک‌ها دارای خصوصیات زیر می‌باشند:

- در مورد اندازه‌گیری جریان هارمونیکی، الزاماتی تعیین شده‌اند.
- در مورد هارمونیک‌های میانی الزاماتی مشخص نشده‌اند.
- روش‌های محاسبه هارمونیک‌ها به صورت آنلاین در قدرت نامی به هنگام اتصال می‌باشد.
- حداکثر مرتبه هارمونیکی اندازه‌گیری شده تا مرتبه ۳۵ می‌باشد.

محدوده میزان فلیکر بلند مدت که در مدت زمان ۲ ساعت اندازه‌گیری می‌شود، باید با توجه به ظرفیت نصب شده توربین بادی به ظرفیت کلی منبع در محل اتصال تعیین شود. با توجه به استانداد ISO-NE که مربوط به الزامات فنی برای اتصال توربین بادی است، آزمون شاخص فلیکر ولتاژ بر مبنای مقدار فلیکر کوتاه مدت که در محدوده زمانی ۱۰ دقیقه محاسبه می‌شود، معرفی شده است.

استانداردهای FERC LGIA و ISO-NE استانداردهای کشور آمریکا در رابطه با تعیین فلیکر تزریق شده می‌باشند که با استانداردهای IEEE 519 و C84.1-1989 مطابقت دارند.

استاندارد NERC VAR-001-4 که مربوط به کنترل ولتاژ و توان راکتیو می‌باشد، اپراتور شبکه را ملزم به کنترل ولتاژ به منظور عملکرد در محدوده‌های مشخص سیستم با قابلیت اطمینان بالا می‌کند. همچنین این استاندارد اپراتور شبکه را ملزم به تزریق مقدار مشخصی توان راکتیو به شبکه کرده تا سطوح ولتاژ را تنظیم کند و بر عملکرد تجهیزات به منظور تزریق توان راکتیو و کنترل ولتاژ نظارت کند. در نتیجه استانداردهای کشور آمریکا مطابق با استاندارد

NERC VAR-001-4، انحراف ولتاژ را مشخص کرده که در حالت ماندگار ۵± درصد و در حالت گذرا ۱۰± می‌باشد [۴۵]. نامتعادلی ولتاژ در سیستم قدرت بر اثر خطوط ترانسپوز نشده، بارهای نامتعادل، خطاهای نامتعادل و عملکرد اشتباه کلیدها ایجاد می‌شود. قابلیت ژنراتور به منظور تزریق جریان‌های نامتعادل توسط استاندارد IEEE C50.12 و IEEE C50.13 به صورت جریان مؤلفه منفی مشخص شده است. استانداردهایی که تغییرات ولتاژ را مشخص می‌کنند، استانداردهای NERC VAR-001-4 و ERCOT می‌باشند.

۴-۲-۳- توان اکتیو و راکتیو

استانداردهای کشور آمریکا نیازمندی‌های مربوط به توان اکتیو و راکتیو را با جزییات بیان کرده‌اند. این استانداردها کنترل توان اکتیو و محدودیت‌های نرخ تغییرات را مشخص کرده‌اند. استاندارد ISO-NE توان اکتیو خروجی توربین بادی را به صورت تطبیق‌پذیر در نظر می‌گیرد. همچنین به منظور تنظیم فرکانس، توان اکتیو خروجی باید قابل تطبیق بوده و نرخ تغییرات آن محدود باشد و توربین بادی باید به سیگنال کنترل تولید اتوماتیک پاسخ دهد. استاندارد ERCOT کنترل توان اکتیو برای تمام منابع تولیدی را در نظر می‌گیرد. پاسخ فرکانسی توربین بادی به منظور تأمین افت فرکانس در مواقعی که توربین بادی ظرفیت اضافه دارد، مورد نیاز است.

استاندارد ISO-NE در بخش‌های 2.1.3 و 3.4 مباحث مربوط به کنترل توان اکتیو را مطرح می‌کند، که در زیر بیان شده‌اند.

- خروجی توربین بادی باید به سرعت نسبت به تغییرات پاسخ دهد که توان خروجی را کاهش دهد.
- پاسخ توربین بادی به ازای نرخ تغییرات ۱۰ درصد در هر ثانیه به ازای ورودی پله‌ای در افزایش و یا کاهش توان خروجی الزامی می‌باشد. چنین نرخ پاسخی باید نسبت به محدوده‌های نرخ افزایشی و یا کاهشی متفاوت باشد.
- توربین‌های بادی باید قادر به داشتن قابلیت محدودیت در نرخ افزایش توان باشند.
- توربین‌های بادی باید قادر به دریافت سیگنال‌های کنترل تولید اتوماتیک باشند.
- توربین‌های بادی باید قادر به کاهش توان تولیدی در اثر افزایش فرکانس باشند.
- طبق این استاندارد، توربین‌های بادی باید پاسخ دروپ فرکانس بالایی مانند گاورنر ژنراتور سنکرون داشته باشند.
- توربین‌های بادی باید قادر به افزایش توان اکتیو در اثر کاهش فرکانس باشند.

- به دلیل اینکه توربین‌های بادی قابلیت محدود کردن توان اکتیو خروجی خود را دارند، باید قادر به کنترل نرخ تغییرات توان خروجی در مواقعی مانند نرخ افزایش توان هنگامی که سرعت توربین در حال افزایش و یا توان خروجی در حال کاهش است، باشند.
- قابلیت‌های بیان شده برای توربین بادی، باید قابل پیاده‌سازی در مزرعه بادی باشند.
- نرخ تغییرات کوتاه مدت (معمولاً یک دقیقه‌ای) محدودیت‌هایی را در قابلیت تنظیم سیستم ایجاد می‌کند. نرخ تغییرات بلند مدت (معمولاً ۱۰ دقیقه‌ای) محدودیت‌هایی را در قابلیت اتصال شبکه به بار ایجاد می‌کند.
- محدوده و حداقل سرعت پاسخ کنترل تولید اتوماتیک باید نسبت به مشخصات دینامیکی توربین بادی موجود ثابت باشد.

طبق استاندارد ISO-NE قدرت اکتیو خروجی توربین بادی باید به صورت زمان واقعی قابل تنظیم باشد. همچنین به هنگام تغییرات فرکانس شبکه، توان اکتیو و نرخ تغییرات آن باید محدود باشد و توربین‌های بادی باید با توجه به سیگنال کنترلی تولید اتوماتیک عمل کنند. طبق استانداردهای کشور آمریکا، محدوده تنظیم توان اکتیو بین ۲۰ تا ۱۰۰ درصد توان نامی و در سرعت تنظیم ۱۰ درصد در هر ثانیه باید باشد.

در سال ۲۰۱۶، استاندارد FERC تزریق توان راکتیو به شبکه را به هنگام اتصال لازم برشمرد. ضریب قدرت توربین‌های بادی به هنگام اتصال به شبکه باید در محدوده ۰,۹۵ پیش‌فاز تا ۰,۹۵ پس‌فاز باشد [۴۶]. طبق استاندارد ERCOT، توربین‌های بادی الزامی به تزریق توان راکتیو به شبکه در زمانی‌که توان خروجیشان کمتر از ۱۰ درصد توان نامی آن‌ها است، ندارند.

استانداردهای کشور آمریکا که در مورد توان راکتیو توربین بادی دستورالعمل‌هایی را بیان کرده‌اند، عبارتند از:

- طبق استاندارد FERC با شماره ۸۲۷، توربین بادی باید ضریب توانی بین ۰,۹۵ پیش‌فاز تا ۰,۹۵ پس‌فاز را در محل اتصال ایجاد کند، اگرچه ممکن است سمت شبکه انتقال، محدوده فرکانسی دیگری وجود داشته باشد. چنین استانداردی قابل تطبیق با شرایط بوده و اجزای الکترونیک قدرت و بانک‌های خازنی متغیر و ثابت می‌توانند با این تنظیمات استفاده شوند [۴۶].
- استاندارد ERCOT توان راکتیو توربین‌های بادی را در ضریب توان ۰,۹۵ پیش‌فاز یا پس‌فاز در محل اتصال مشترک (نسبت به حداکثر توان خروجی) تعیین کرده است. طبق این استاندارد، توربین‌های بادی نیازی به تولید توان راکتیو زمانی‌که توان خروجیشان کمتر از ۱۰ درصد توان نامی آن‌ها است، ندارند [۴۷].
- استاندارد ISO-NE در مورد ولتاژ و توان راکتیو با استانداردهای FERC و NERC تطابق دارد و توربین‌های بادی باید دارای قابلیت تولید توان با ضریب توان ۰/۹۵ باشند. همچنین باید کمترین توان راکتیو دینامیکی مشخصی را داشته باشند. توربین‌های بادی با توجه به نوع ژنراتور آن‌ها قابلیت توان راکتیو

متفاوتی دارند. ژنراتورهای نوع ۱ و ۲ همواره باید توان راکتیو تولید کنند و توربین‌های دارای این ماشین‌ها از جبرانسازهای توان راکتیو استاتیک یا جبرانسازهای سنکرون به منظور کنترل توان راکتیو استفاده می-کنند. ژنراتورهای نوع ۳ و ۴ می‌توانند قابلیت توان راکتیو داشته باشند که در تمام سطوح توان قابل دسترسی بوده و به صورت قابلیت ضریب توان تعریف می‌شود.

- در نهایت با توجه به ۳ استاندارد اتصال توربین بادی به شبکه در کشور آمریکا، توربین بادی باید قابلیت ایجاد ضریب توان ۰,۹۵ پیش‌فاز تا ۰,۹۵ پس‌فاز را در محدوده خاصی از تنظیم ولتاژ و در توان اکتیو خروجی صفر داشته باشد. همچنین نیازی نیست که تمام توربین‌های بادی قابلیت تنظیم توان راکتیو دینامیکی را داشته باشند و این قابلیت بستگی به مشخصات و ساختار شبکه‌ای دارد که توربین بادی به آن متصل است.

۴-۲-۴- کنترل ولتاژ

در استاندارد ISO-NE، توربین‌های بادی به تنظیم‌کننده ولتاژ نیاز دارند و باید در مود کنترل ولتاژ اتوماتیک عمل کنند. تنظیم ولتاژ در توان‌های خروجی کمتر از ۲۰ درصد توان نامی توربین بادی و محدوده توان راکتیو مجاز باید رعایت شود. توربین‌های بادی قابلیت تنظیم ولتاژ سریعی را از طریق کنترل توان راکتیو حتی زمانی‌که توان اکتیو خروجی صفر باشد، دارند.

نیازمندی‌های کنترل ولتاژ طبق استاندارد ERCOT برای توربین‌های بادی با توان تولیدی بیش از ۲۰ مگاولت‌آمپر قابل پذیرش می‌باشد. طبق استاندارد ERCOT، توربین‌های بادی باید تنظیم‌کننده اتوماتیک ولتاژ داشته باشند و در مود تنظیم کننده ولتاژ عمل کنند [۴۷]. همچنین این استاندارد نقاط تنظیم ولتاژ فصلی را متناسب با شبکه انتقال در محل اتصال مشترک تعیین می‌کند.

استانداردهای کشور آمریکا برای کنترل ولتاژ به صورت زیر می‌باشد:

طبق استاندارد FERC 661/661A، توربین بادی باید توانایی تأمین ولتاژ دینامیکی کافی را به جای تنظیم‌کننده اتوماتیک ولتاژ و پایدارکننده سیستم قدرت در سیستم تحریک ژنراتور داشته باشد. در چنین شرایطی مشخصه زمان – ولتاژ باید بررسی شود.

طبق استاندارد ISO-NE باید موارد زیر رعایت شود:

- توربین‌های بادی باید تنظیم‌کننده ولتاژ داشته باشند و در مود کنترل اتوماتیک ولتاژ عمل کنند و نسبت به سیگنال‌های تنظیم ولتاژی که از طرف اپراتور مستقل دیگر سیستم به توربین بادی مخابره می‌شوند، پاسخ دهند.

- توربین‌های بادی اغلب به بخش‌های ضعیف شبکه متصل شوند و با انتخاب برنامه صحیح ولتاژی قادر به بهبود عملکرد و امنیت سیستم خواهد شد.
- تنظیم ولتاژ در قدرت خروجی کمتر از ۲۰ درصد توان نامی سیستم حذف شده و محدوده توان راکتیو قابل قبولی باید رعایت شود.
- محدوده توان راکتیو توربین بادی باید به گونه‌ای باشد که ضریب توان ۰٫۹۵± را در ۲۰ درصد از توان نامی تولید کند، حتی زمانیکه توان تولیدی توربین بادی کمتر از ۲۰ درصد توان نامی آن باشد. در نتیجه برای یک توربین بادی با ظرفیت نامی ۱۰۰ مگاوات، توان راکتیو ۶٫۶± مگاولت‌آمپر برای سطوح توانی صفر تا ۲۰ مگاوات تولید می‌شود.
- به هنگام افت ولتاژ شدید، انتقال توان اکتیو به شبکه غیرممکن می‌باشد و به همین دلیل توان خروجی توربین بادی کاهش داده می‌شود. همچنین در چنین شرایطی از بازیابی سریع توان بعد از وقوع خطا جلوگیری می‌شود. بازیابی توان به ۹۰ درصد مقدار آن قبل از وقوع اغتشاش در چند ثانیه قابل قبول می‌باشد.
- توربین‌های بادی اکثراً نیازمند کنترل و تنظیم ولتاژ در محل اتصال مشترک که معمولاً در سمت فشار قوی ترانسفورماتور محل اتصال هست، می‌باشند. ژنراتورهای سنکرون از طریق کنترل جریان میدان سیستم تحریک، ولتاژ باس را تنظیم می‌کنند. نحوه تنظیم ولتاژ برای توربین‌های بادی باید توسط اپراتور شبکه فراهم شود.
- طرح‌های مختلفی به منظور تنظیم ولتاژ توربین بادی استفاده می‌شود. این طرح‌ها شامل استفاده از تجهیزات جبران‌کننده توان راکتیو کنترل‌شده (خازن، راکتور، جبرانساز راکتیو استاتیکی، جبرانساز سنکرون استاتیکی) در پست و یا کنترل توان راکتیو خروجی یک توربین بادی است.
- برخی از سازندگان توربین‌های بادی ترجیح می‌دهند که به منظور تنظیم سریع و نرم ولتاژ، توان راکتیو کنترل شود، حتی زمانی‌که توان تولیدی توربین صفر باشد. چنین توربین‌های بادی منجر به تقویت شبکه توسط تنظیم پیوسته ولتاژ می‌شوند.

۴-۲-۵- توان اکتیو تزریق شده به ازای افزایش یا کاهش فرکانس

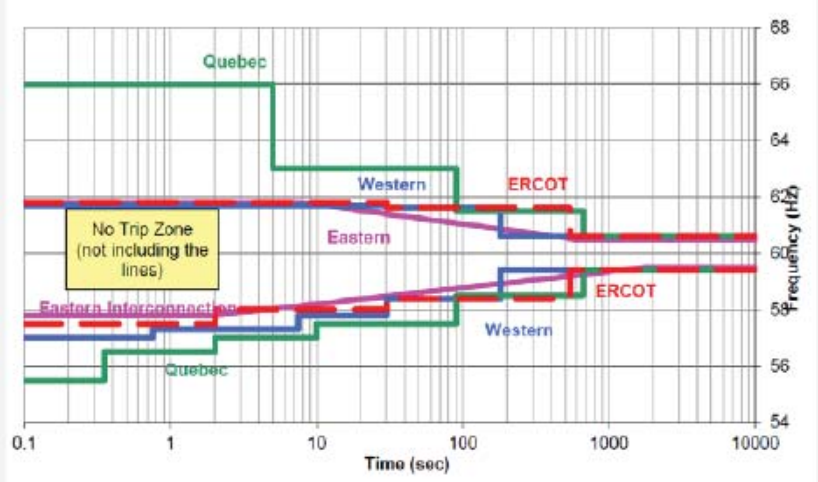
مطابق با استاندارد ERCOT، پاسخ فرکانسی توربین‌های بادی به ازای فرکانس‌های کم مورد نیاز می‌باشد. پاسخ فرکانسی اولیه واحدهای بادی باید در پاسخ به سیستم‌های با فرکانس بالا مانند واحد حرارتی با ضریب ۵ درصد در نظر گرفته شود.

استاندارد ISO-NE واحدهای بادی را تشویق به کاهش تولید توان اکتیو به هنگام افزایش فرکانس می‌کند. همچنین توربین‌های بادی به ازای فرکانس‌های پایین باید قابلیت تولید توان اکتیو را داشته باشند. بدین ترتیب برخی از تولیدکنندگان توان اکتیو باید در رزرو قرار داده شوند.

۴-۲-۶- محدوده فرکانسی

استانداردهای کشور آمریکا الزاماتی را به منظور فرکانس‌های زیر فرکانس نامی بیان کرده‌اند. مقادیر آستانه برای محدوده عملکردی در فرکانس‌های ۵۷/۵، ۵۸، ۵۸/۴ و ۵۹/۴ هرتز تنظیم می‌شوند. علاوه بر این نیازمندی‌های نرخ تغییرات فرکانس طبق استانداردهای آمریکا باید در نظر گرفته شود.

مطابق با استاندارد NERC، تنظیمات رله حفاظتی ولتاژی و فرکانسی برای ژنراتور بیان شده‌اند. طبق این استاندارد، منحنی قابلیت فرکانس غیر نامی تحت تنظیمات حفاظتی ولتاژی و فرکانسی ژنراتور مطابق با شکل (۴-۶) می‌باشد.



شکل (۴-۶): منحنی قابلیت فرکانسی غیر نامی طبق استاندارد NERC

طبق استاندارد ERCOT، تنظیمات رله اضافه فرکانس و کاهش فرکانس به صورت جدول (۴-۵) می‌باشد.

جدول (۴-۵): راهنمای عملکردی به ازای شرایط افزایش یا کاهش فرکانس طبق استاندارد ERCOT

تأخیر در صدور دستور تریپ	محدوده فرکانسی
عدم صدور دستور تریپ اتوماتیک	بیشتر از ۵۹/۴ هرتز
بیشتر از ۹ دقیقه	بیشتر از ۵۸,۴ هرتز تا ۵۹/۴ هرتز
بیشتر از ۳۰ ثانیه	بیشتر از ۵۸ هرتز تا ۵۸/۴ هرتز
بیشتر از ۲ ثانیه	بیشتر از ۵۷/۵ هرتز تا ۵۸ هرتز
بدون وقفه زمانی	کمتر از ۵۷/۵ هرتز

طبق استاندارد ISO-NE، نرخ تغییر فرکانس به ازای ۱ تا ۲ هرتز بر ثانیه در سیستم‌های بزرگ ایجاد می‌شود. همچنین برخی از سیستم‌های کوچک باید قادر به تحمل نرخ تغییر فرکانس ۴ هرتز بر ثانیه باشند. اگرچه اینگونه

تغییرات منجر به ایجاد نیازمندی‌هایی می‌شود، ولی استاندارد ISO-NE هیچگونه تنظیماتی به منظور نرخ تغییرات فرکانس بیان نکرده است.

۴-۲-۷- قابلیت تحمل ولتاژی[1]

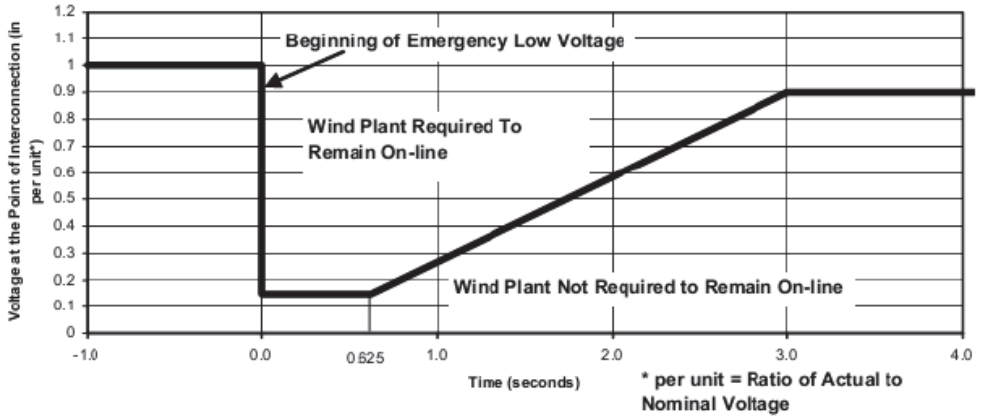
قابلیت تحمل افت ولتاژ به موضوعی مهم برای توربین‌های بادی به منظور افزایش ظرفیت واحدهای تولید پراکنده و نفوذ بیشتر واحدهای بادی تبدیل شده است. به ازای افت ولتاژ در محل اتصال مشترک در یک محدوده خاص، توربین‌های بادی با قابلیت LVRT می‌توانند بدون وقفه عمل کرده و به صورت متصل به شبکه باقی بمانند. قابلیت LVRT توربین بادی به تعادل سیستم قدرت کمک کرده و فرکانس پایدار به هنگام وقوع اغتشاش به وجود می‌آید. در صورتی‌که توربین بادی مجهز به قابلیت LVRT نباشد، ممکن است به ازای خطاهای شبکه تریپ دهد.

طبق استاندارد FERC با شماره ۶۶۱ ، توربین بادی باید قابلیت LVRT را تا ۱۵ درصد ولتاژ نامی خط برای زمان ۰/۶۲۵ ثانیه داشته باشد. همچنین سیستم باید قابلیت عملکرد پیوسته در ۹۰ درصد ولتاژ نامی خط که به ازای ولتاژ فشار قوی ترانسفورماتور محل اتصال تعیین می‌شود، را داشته باشد. استاندارد FERC با شماره 661A، استاندارد مربوط به LVRT را اصلاح کرده است. طبق این استاندارد، توربین بادی باید در بازه زمانی گذرا، افت ولتاژ تا سطح ولتاژ صفر را برای موقعیت‌های خاص با زمان پاکسازی حداکثر ۹ سیکل تحمل کند. همچنین طبق استانداردهای ERCOT و ISO-NE، توربین‌های بادی باید به ازای خطاهای سمت فشار ضعیف در ۹ سیکل قدرت و در سطح ولتاژ صفر به شبکه متصل باقی بماند.

استاندارد FERC با شماره ۶۶۱، قابلیت LVRT را بر اساس ولتاژ اندازه‌گیری در نقطه اتصال مشترک بیان می‌کند. شکل زیر نسبت ولتاژ واقعی به ولتاژ نامی را بر حسب زمان نشان می‌دهد. قبل از زمان صفر، ولتاژ در محل ترانسفورماتور برابر با ولتاژ نامی است. در لحظه صفر، ولتاژ افت می‌کند. اگر ولتاژ در سطحی بزرگتر از ۱۵ درصد ولتاژ نامی در بازه زمانی کمتر از ۰/۶۲۵ ثانیه قرار بگیرد(ولتاژ در هیچ زمانی کمتر از حداقل ولتاژ مشخص شده توسط خط توپر در شکل(۴-۷) نشود)، توربین بادی باید متصل به شبکه باقی بماند. همچنین اگر ولتاژ به ۹۰ درصد مقدار نامی در زمان ۳ ثانیه پس از شروع افت ولتاژ برگردد، توربین بادی باید متصل به شبکه باقی بماند. همچنین تجهیز مربوط به LVRT نباید به هنگام عملکرد توربین بادی غیرفعال شود. دو ویژگی کلیدی این استاندارد عبارتند از:

- توربین بادی باید قابلیت LVRT را در ۱۵ درصد ولتاژ نامی خط برای زمان ۰/۶۲۵ ثانیه داشته باشد.
- توربین بادی باید قادر به عملکرد پیوسته در ۹۰ درصد ولتاژ نامی خط که در سمت فشار قوی ترانسفورماتور واسطه اندازه‌گیری می‌شود، باشد.

[1] Voltage Ride-Through Capability



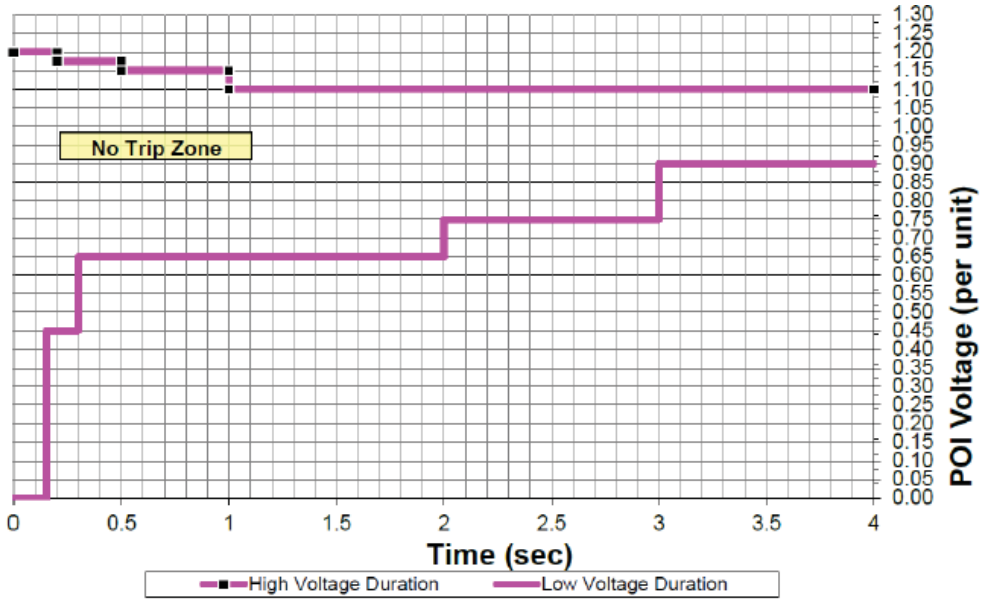
شکل (۴-۷): نیازمندی LVRT در کشور آمریکا مطابق با استاندارد FERC با شماره ۶۶۱

مطابق با استاندارد FERC با شماره 661A، توربین‌های بادی به ازای وقوع خطاهای سه‌فاز باید با زمان پاکسازی معمول (بازه زمانی تقریبی ۴ تا ۹ سیکل) در مدار باقی بماند. همچنین به ازای وقوع خطاهای تک‌فاز باید با یک تأخیر زمانی قادر به پاکسازی خطا باشند و ولتاژ بعد از وقوع خطا به ولتاژ قبل از خطا برگردد، اگرچه رفع خطا ممکن است منجر به قطع شدن ژنراتور از شبکه شود. زمان پاکسازی خطای سه‌فاز وابسته به محل پست توربین بادی می‌باشد که توسط شبکه انتقال مشخص می‌شود. حداکثر زمان پاکسازی که توربین بادی به منظور تحمل خطای سه‌فاز نیاز دارد، ۹ سیکل قدرت به ازای ولتاژ ۰/۱۵ پریونیت که در سمت فشارقوی ترانسفورماتور محل اتصال اندازه‌گیری می‌شود، می‌باشد. در صورتی‌که خطای سه‌فاز بیش از زمان پاکسازی معمول باقی بماند، توربین بادی ممکن است از سیستم انتقال قطع شود. چنین زمان پاکسازی شامل خطاهایی که ممکن است بین ترمینال توربین بادی و سمت فشار قوی ترانسفورماتور محل اتصال اتفاق بیفتند یا خطاهایی که ممکن است منجر به کاهش ولتاژ کمتر از ۰،۱۵ پریونیت در سمت فشار قوی ترانسفورماتور محل اتصال شوند، نمی‌شود. توربین‌های بادی در صورتی‌که در سیستم حفاظتی لحاظ شود، ممکن است که بعد از وقوع خطا تریپ دهند. همچنین توربین‌های بادی ممکن است که نیازمندی‌های مربوط به LVRT را که در این استاندارد به آن اشاره شده است را توسط عملکرد ژنراتورها و یا نصب تجهیزات اضافی مانند جبرانساز راکتیو استاتیک به دست بیاورند.

بازه زمانی گذرای بعد از وقوع LVRT طبق استاندارد FERC با شماره 661A، شامل موارد زیر می‌شود.

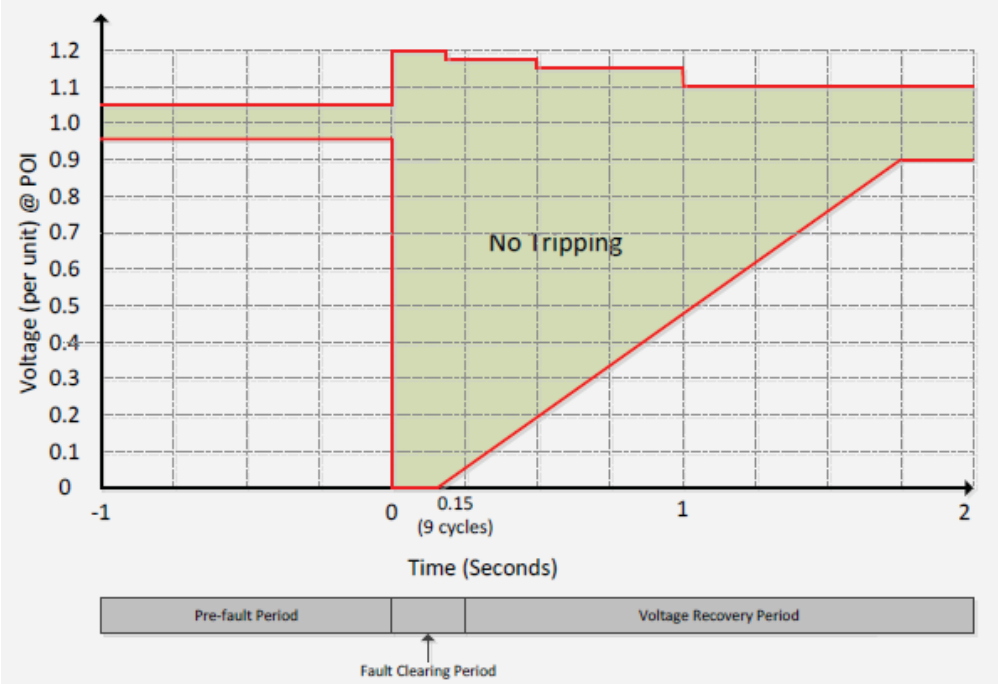
حداکثر زمان پاکسازی که توربین بادی به ازای خطای سه‌فاز نیاز دارد برابر با ۹ سیکل قدرت است. بعد از این زمان در صورتی‌که خطا به طور مؤثر پاکسازی نشود، توربین ممکن است از شبکه قطع شود. در صورتی‌که ولتاژ سمت فشار قوی ترانسفورماتور واسطه تا صفر ولت کاهش یابد، توربین بادی باید به ازای چنین خطاهایی به صورت متصل به شبکه باقی بماند.

مطابق با استاندارد NERC، تحمل خطاهای صفر پریونیت به ازای افت ولتاژهایی که تا ۳ ثانیه به طول می‌انجامند، ۹ سیکل قدرت می‌باشد. همچنین تحمل خطاهای ۱/۲ پریونیت به ازای افت ولتاژهایی که تا ۱ ثانیه به طول می‌انجامند، ۹ سیکل قدرت می‌باشد.



شکل (۴-۸): منحنی بازه زمانی تحمل افت و افزایش ولتاژ طبق استاندارد NERC در بخش PRC-024-1

مطابق با استاندارد ERCOT، رله‌های حفاظتی توربین‌های بادی باید به گونه‌ای تنظیم شوند که به ازای افت ولتاژهای تا صفر ولت تا حداقل ۹ سیکل قدرت به صورت متصل به شبکه باقی بمانند. هر منبع تجدیدپذیر باید رله‌های ولتاژی ژنراتور را به گونه‌ای مانند شکل زیر تنظیم کند تا برای حداقل ۰,۱۵ ثانیه به ازای تمام خطاهای انتقال به صورت متصل به شبکه باقی بماند. زمان بازیابی به ازای ولتاژ ۹۰ درصد پریونیت برابر با ۱/۷۵ ثانیه می‌باشد. به ازای وقوع خطاهای تک‌فاز در زون ۲ با زمان پاکسازی دارای تأخیر، ممکن است ولتاژ فاز در خارج از محدوده بیان شده قرار بگیرد. اما در صورتی‌که ولتاژ فاز در محدوده تعیین شده قرار بگیرد، رله‌های ولتاژی ژنراتور باید به گونه‌ای تنظیم شوند که به صورت متصل به شبکه باقی بمانند.



شکل (۴-۹): محدوده‌های تحمل ولتاژی پیش‌فرض برای منابع تجدیدپذیر مطابق با استاندارد ERCOT

هر منبع تجدیدپذیر باید به ازای خطاهای سه‌فازی که منجر به افت ولتاژهای تا سطح صفر ولت در محل اتصال تولید پراکنده به شبکه در مدت زمان ۰/۱۵ ثانیه شوند، به صورت متصل به شبکه باقی بماند. همچنین زمان پاکسازی کوتاهتر به ازای خطاهای سه‌فاز باید توسط شبکه انتقالی که به ژنراتور تولید پراکنده اتصال دارد، تعیین شود. در نهایت زمان پاکسازی نباید از ۹ سیکل قدرت تجاوز کند.

رله‌های ولتاژی ژنراتور منبع تولید پراکنده باید به گونه‌ای تنظیم شوند تا منبع تولید پراکنده به ازای موقعیت‌های ولتاژی زیر مطابق با شکل(۴-۹) به صورت متصل به شبکه باقی بماند.

- ولتاژهای بزرگتر از ۱/۱۷۵ پریونیت و کمتر از ۱/۲ پریونیت برای زمان حداکثر ۰/۲ ثانیه.
- ولتاژهای بزرگتر از ۱/۱۵پریونیت و کمتر از ۱/۱۷۵ پریوینت برای زمان حداکثر ۰/۵ ثانیه.
- ولتاژهای بزرگتر از ۱/۱ پریونیت و کمتر از ۱/۱۵ پریونیت برای زمان حداکثر ۱ ثانیه.

ولتاژهای مشخص شده در محل اتصال مشترک اندازه‌گیری می‌شوند.

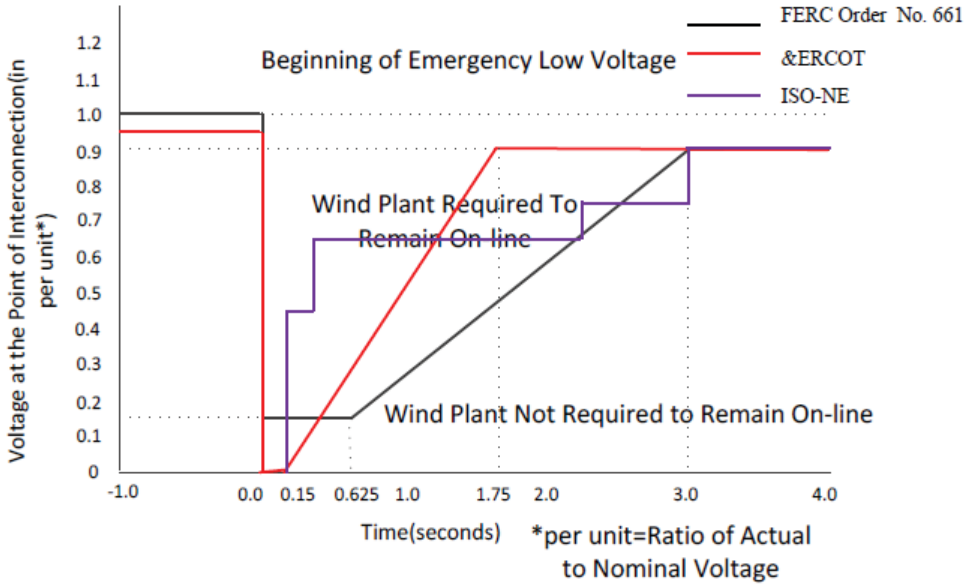
در صورتی‌که در سیستم حفاظتی واحد تولید پراکنده تنظیماتی لحاظ شده باشد که بعد از زمان پاکسازی خطا، ژنراتور از مدار خارج شود، رله محل اتصال تریپ خواهد داد.

نیازمندی‌های مربوط به تحمل ولتاژی باید توسط عملکرد ژنراتور و نصب تجهیزات راکتیو اضافی در محل مشترک اتصال بررسی شوند. در صورتی‌که در قرارداد مربوط به اتصال واحد تولید پراکنده نصب تجهیزات در خارج از محل اتصال مشترک ذکر شود، باید خارج از محل اتصال قرار بگیرند.

در صورتی‌که منبع تولید پراکنده قادر به تطبیق زمان پاکسازی و یا بازیابی ولتاژ نباشد، مالک منبع تولید پراکنده باید دلیل تریپ را بررسی کرده و طرح دقیقی را مشخص کند.

مطابق با استاندارد ISO-NE، هدف کلی برای تحمل ولتاژ صفر باید با استاندارد آمریکای شمالی برای تحمل خطا تطبیق داشته باشد که منجر به کاهش هزینه‌های اضافی مرتبط با قوانین شبکه می‌شود.

مطابق با شکل زیر محدوده ولتاژ فشار قوی به منظور تحمل ولتاژ وقتی آغاز می‌شود که ولتاژ از ۱۱۰ درصد مقدار نامی تجاوز کند. در این حالت تحمل ولتاژی زمانی‌که خطا اتفاق بیفتد و ولتاژ شروع به افت کند، تنظیم نمی‌شود. تحمل ولتاژ فشار قوی مورد نیاز باید به صورت زمانی مشخص شود که برای دیگر اجزای سیستم قدرت قابل پذیرش باشد.

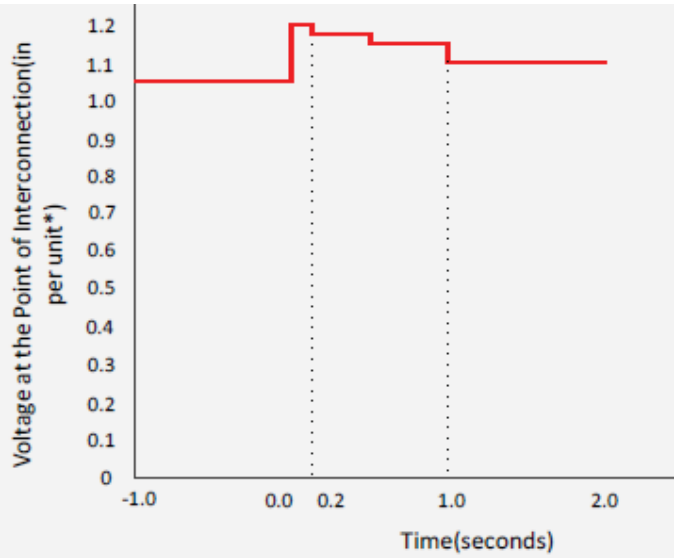


شکل (۴-۱۰): مقایسه نیازمندی‌های LVRT موجود در استانداردهای کشور آمریکا در مورد حداقل پاسخ مورد نیاز توربین بادی به شرایط افت ولتاژ

در این مورد نیز محدودیتی در مورد توان اکتیو فشار ضعیف و بازیابی آن وجود دارد. بازیابی باید در زمان ثابت ۰/۵ ثانیه به ازای دینامیک‌های متفاوت سیستم متصل، اتفاق بیفتد. شرکت GE، توان اکتیو را به هنگام افت ولتاژهای شدید محدود کرده و بازیابی آن را به نرخ ۵ پریونیت در هر ثانیه محدود می‌کند. در تست‌ها نیز این تنظیم پاسخ مناسبی را نشان داده است.

استاندارد ISO-NE، توربین‌های بادی را ملزم به پشتیبانی از جریان راکتیو فشار ضعیف به هنگام افت ولتاژهای کمتر از مقدار نامی (۹۰ درصد ولتاژ نامی) می‌کند.

نیازمندی‌های مربوط به تحمل افزایش ولتاژ طبق استاندارد NERC که به صورت ولتاژ محل اتصال نسبت به زمان مشخص می‌شود، در شکل زیر نشان داده شده است.



شکل (۴-۱۱): منحنی تحمل اضافه ولتاژ بر حسب زمان طبق استاندارد NERC

۴-۲-۸- مشخصه‌های بازیابی بعد و به هنگام وقوع خطا[1]

برخی از دستورالعمل‌های شبکه کشورها، عملکرد توان اکتیو و راکتیو را به هنگام وقوع خطا مشخص می‌کنند. معمولاً این دستورالعمل‌ها به افزایش جریان راکتیو به هنگام وقوع خطا و افت ولتاژهای شدید و کاهش توان اکتیو اشاره می‌کنند. همچنین بازیابی سریع توان اکتیو پس از رفع خطا مورد نیاز می‌باشد.

تغذیه توان به ازای ولتاژ صفر غیرممکن است. به هنگام وقوع خطا، بر اساس معادلات پارک، توان خروجی ماشین‌های سنکرون کم شده و سرعت آن‌ها افزایش می‌یابد. به هنگام پاکسازی خطا، ماشین‌های سرعت گرفته باید به سرعت سنکرون ماندگار خود بازگردند. توان اکتیو ژنراتور سنکرون به هنگام وقوع خطا به صورت کاملاً کنترل نشده کاهش می‌یابد. توربین‌های بادی نوع ۳ و ۴ برخلاف ژنراتور سنکرون به کنترل سرعت توربین به منظور دستیابی به سنکرونیزم نیازی ندارند. توان اکتیو به میزان قابل توجهی توسط مبدل‌های الکترونیک قدرت قابل کنترل بوده و در نتیجه تزریق توان اکتیو به هنگام وقوع خطا و نرخ بازیابی تزریق توان اکتیو به شبکه کاهش می‌یابد. چنین روش کنترلی منجر به کاهش شدت گذراهای ناشی از بازیابی ولتاژ و افزایش پایداری ژنراتورهای سنکرون به دلیل افزایش زمان بحرانی پاکسازی خطا می‌شود. بر اساس استاندارد ISO-NE بازیابی در زمان ۰/۵ثانیه صورت گرفته و با توجه به دینامیک شبکه مقدار ثابتی است. بدین ترتیب توان اکتیو به هنگام افت ولتاژهای شدید محدود شده و بازیابی را به نرخ ۵ پریونیت بر ثانیه محدود می‌کند.

[1] Retrieval Characteristics during fault

۴-۲-۹- نیازمندی‌های مخابراتی

در کشور آمریکا، استاندارد FERC توربین‌های بادی را ملزم به استفاده از تجهیزات SCADA کرده است. استاندارد ISO-NE، تجهیزات مخابراتی مربوط به توربین‌های بادی را مطابق با استاندارد IEC 61400-25 مشخص کرده و پروتکل‌هایی را به منظور انتقال اطلاعات آب و هوایی و عملکرد زمان واقعی و استاتیکی توربین‌های بادی بیان کرده است.

مطابق با استاندارد FERC با شماره ۶۶۱، توربین‌های بادی باید دارای تجهیزات SCADA با قابلیت کنترل و انتقال اطلاعات مورد نیاز که مورد قبول توربین بادی و شبکه است، باشند. همچنین شبکه در هیچ حالتی ملزم به کنترل توربین بادی نمی‌باشد. صاحب واحد تولید پراکنده و شبکه باید به منظور قابلیت‌های خاص سیستم SCADA که نیازهای سیستم انتقال را برآورده سازد، با یکدیگر مذاکره کنند.

طبق استاندارد ERCOT، تمام توربین‌های بادی باید یک نقطه زمان واقعی SCADA که با شبکه تبادل اطلاعات کرده و تزریق توان اکتیو و راکتیو توربین‌های بادی را مبادله می‌کند، در دسترس باشد. توربین‌های بادی همچنین باید دو نقطه زمان واقعی اسکادای دیگری را به منظور تبادل اطلاعات، فراهم کنند که عبارتند از:

- تعداد توربین‌های بادی که قادر به تبادل اطلاعات نبوده و در نتیجه وضعیت آن‌ها نامشخص است.
- تعداد توربین‌های بادی که خارج از دسترس بوده و عملکردی ندارند.

به طور کلی طبق استانداردهای FERC و ISO-NE، نیازمندی‌های لازم برای تجهیزات مخابراتی به ترتیب سیستم SCADA و سیستم مدیریت اضطراری می‌باشند. همچنین نیازمندی‌های لازم برای پروتکل‌های مخابراتی طبق استاندارد ISO-NE، اطلاعات آب و هوایی و عملکردی زمان واقعی می‌باشد که به صورت الکترونیکی و اتوماتیک توسط اپراتور توربین بادی به شبکه از طریق یک شبکه مخابراتی با امنیت بالا انتقال می‌یابد.

۴-۲-۱۰-محدودیت‌های حفاظتی توربین بادی

محدودیت‌های حفاظتی توربین بادی در کشور آمریکا مطابق جدول (۴-۶) می‌باشد.

جدول (۴-۶): محدوده‌های حفاظتی توربین بادی در کشور آمریکا

ژنراتور القایی	<30kw	>30kw
تجهیزات حفاظتی	کلید قطع اتوماتیک، حفاظت ضدجزیره‌ای با زمان عملکرد کمتر از ۰,۲ ثانیه	
مقدار حفاظت افت ولتاژ	به ازای ولتاژ کمتر از نصف ولتاژ نامی در زمانی کمتر از ۰,۱۶ ثانیه به ازای ولتاژ کمتر از ۰,۸۸ ولتاژ نامی در زمانی کمتر از ۲ ثانیه	
مقدار حفاظت افزایش ولتاژ	به ازای ولتاژ بیشتر از از ۱,۱ ولتاژ نامی در زمانی کمتر از ۱ ثانیه به ازای ولتاژ بیشتر از از ۱,۲ ولتاژ نامی در زمانی کمتر از ۰,۱۶ ثانیه	
مقدار حفاظت افت فرکانس	به ازای فرکانس کمتر از از ۵۹,۳ هرتز در زمانی کمتر از ۰,۱۶ ثانیه	به ازای فرکانس بین محدوده ۵۷ تا ۵۹,۸ هرتز در زمانی کمتر از بازه زمانی بین ۰,۱۶ ثانیه تا ۳۰۰ ثانیه به ازای فرکانس کمتر از از ۵۷ هرتز در زمانی کمتر از ۰,۱۶ ثانیه
مقدار حفاظت افزایش فرکانس	به ازای فرکانس بیشتر از از ۶۰,۵ هرتز در زمانی کمتر از ۰,۱۶ ثانیه	
ضریب توان	بیشتر از ۰,۸۵	
تغییرات ولتاژ به هنگام عملکرد کلیدزنی	کمتر از ۵ درصد	
حداکثر توان قابل اتصال به شبکه فشار ضعیف	کمتر از ۱۰ مگاولت‌آمپر	
سنکرون‌سازی	تغییرات ولتاژ کمتر از ۵ درصد	

همچنین مقدار هامونیک مجاز در محل PCC مطابق جدول (۴-۷) است.

جدول (۴-۷): محدوده‌های هارمونیکی توربین بادی در کشور آمریکا

مرتبه هارمونیکی فرد (h)	h<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h	THD
درصد	۴	۲	۱/۵	۰/۶	۰/۳	۵

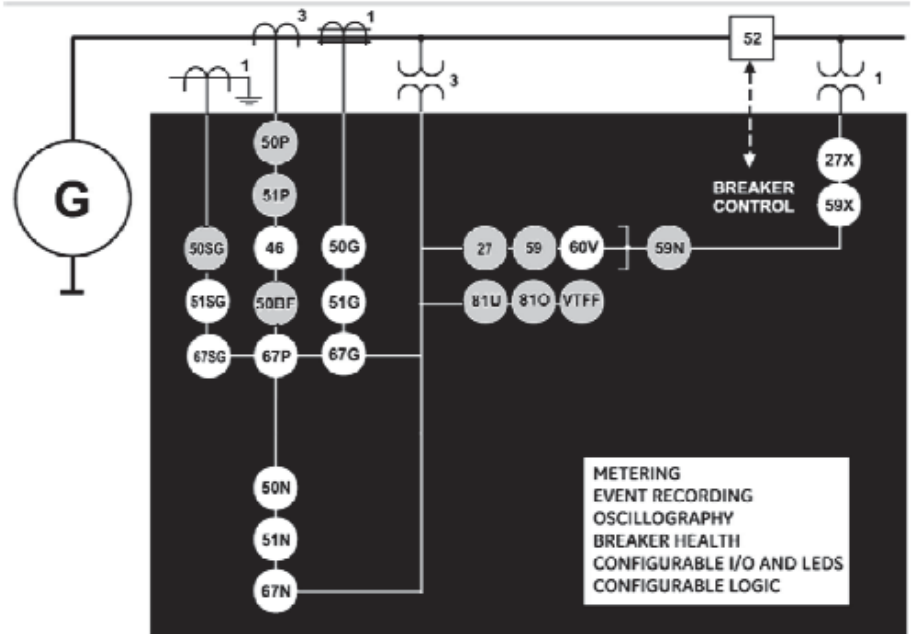
هامونیک‌های زوج به ۲۵ درصد مقدار هارمونیک‌های فرد بیان شده در جدول (۴-۷) محدود می‌شوند.

با توجه به استاندارد IEEE 1547.2، رله محل اتصال مشترک توربین بادی (ژنراتور القایی) به شبکه باید دارای شرایط زیر باشد.

- ژنراتورهای القایی بکار رفته در توربین‌های بادی نوع ۱ و ۲، قابلیت راه‌اندازی مستقل و سنکرون شدن با شبکه را ندارند. بلکه به صورت یک موتور القایی وارد مدار می‌شوند و در نتیجه نیازی به رله سنکرون کننده و همچنین سنکرون‌چک ندارند. از این رو در نقشه تک‌خطی حفاظتی از رله ۲۵ استفاده نمی‌شود.

- در توربین‌های نوع ۱ و ۲ که معمولاً مجهز به خازن سنکرون‌ساز هستند، به هنگام جدا شدن از شبکه بالادست ممکن است اضافه ولتاژ رزونانسی با فرکانس غیر از فرکانس نامی ایجاد شود. بنابراین یکی از الزامات حفاظتی این نوع مولدها، بکارگیری رله اضافه ولتاژ (Overvoltage) می‌باشد. در رله اضافه ولتاژ بر مبنای مقدار مؤثر، باید بجای هارمونیک اول ولتاژ، از مقدار rms استفاده شود.

طبق استاندارد IEEE 1547، برای ژنراتور القایی توربین بادی باید از دیاگرام حفاظتی شکل (۴-۱۲) استفاده شود.



شکل (۴-۱۲): توابع حفاظتی مورد استفاده برای ژنراتور القایی توربین بادی

توابع حفاظتی بیان شده در شکل (۴-۱۲)، دارای تعاریف زیر می‌باشند.

جدول (۴-۸): توصیف توابع حفاظتی مورد استفاده برای ژنراتور القایی

شماره تجهیز	توصیف عملکرد
27P	افت ولتاژ فاز
27X	افت ولتاژ کمکی
32	توان جهتی
46	اضافه جریان مؤلفه منفی
50G	اضافه جریان لحظه‌ای زمین
50N	اضافه جریان لحظه‌ای نوترال
50P	اضافه جریان لحظه‌ای فاز
50SG	اضافه جریان لحظه‌ای زمین برای سیستم زمین حساس
51G	اضافه جریان زمانی زمین
51N	اضافه جریان زمانی نوترال
51P	اضافه جریان زمانی فاز با محدودیت ولتاژی
51SG	اضافه جریان زمانی زمین برای سیستم زمین حساس
59N	اضافه ولتاژ نوترال
59P	اضافه ولتاژ فاز
59X	اضافه ولتاژ کمکی
60V	نامتعادلی ولتاژ
67P	المان جهتی فاز
67N	المان جهتی نوترال
67G	المان جهتی زمین
67SG	المان جهتی برای سیستم زمین حساس
79	بازبست اتوماتیک
81O	افزایش فرکانس
81U	افت فرکانس
50BF	خطای کلید قدرت

۴-۳-قوانین کشور چین در مورد اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه

۴-۳-۱- مقدمه

چالش‌های مربوط به اتصال توربین‌های بادی به شبکه در کشور چین به عنوان استانداردهای اتصال بیان می‌شوند. در سال ۲۰۰۵، مرکز تحقیقات انرژی کشور چین قوانین فنی به منظور اتصال توربین بادی به شبکه قدرت را با عنوان

GB/Z 19963-2005 توسعه داده است [۴۸]. این قوانین در ابتدای سال‌هایی که صنعت انرژی بادی به کشور چین وارد شده بود، به صورت استاندارد تبدیل شد. این قوانین سپس توسط استاندارد GB/T 19963-2005 جایگزین شدند. در سال ۲۰۰۹، کشور چین قوانین فنی به منظور اتصال توربین بادی به شبکه را تحت عنوان استاندارد Q/GDW 392-2009 منتشر کرد. این استاندارد اعلام کرد که توربین‌های بادی باید مجهز به کنترل توان، پیش‌بینی توان باد، LVRT و قابلیت‌های مخابراتی باشند تا با شبکه برق کشور چین سازگار باشند [۴۹]. در سال ۲۰۱۱، شبکه برق کشور چین، استانداردی را به منظور قوانین فنی اتصال توربین بادی تحت عنوان NB/T 31003-2011 تدوین کرد که نیازمندی‌های طراحی فنی اتصال توربین‌های بادی را بیان می‌کند. در نهایت در سال ۲۰۱۱، مدیریت نظارت بر کیفیت و مدیریت استاندارد کشور چین، قوانین فنی به منظور اتصال مزرعه بادی به سیستم قدرت را تحت عنوان GB/T 19963-2011 تدوین کرد [۵۰]. اکثر مباحث استاندارد Q/GDW 392-2009 در استاندارد ملی GB/T 19963-2011 بیان شده‌اند.

استانداردهای کشور چین در مورد اتصال واحدهای تولید پراکنده بادی در جدول (۴-۹) مشخص شده‌اند.

جدول (۴-۹): استانداردهای اصلی کشور چین در مورد اتصال واحدهای تولید پراکنده بادی

عنوان	استاندارد
قوانین فنی به منظور اتصال مزرعه بادی به سیستم قدرت	مدیریت استاندارد کشور چین: GB/T 19963-2005 ، GB/Z 19963-2005
قوانین فنی اتصال توربین بادی	مدیریت انرژی ملی کشور چین: NB/T 31003-2011
قوانین فنی به منظور اتصال توربین بادی به شبکه قدرت	مدیریت شبکه کشور چین: Q/GDW 392-2009

استاندارد GB/T 19963-2005 برای توربین‌های بادی که جدیداً تأسیس شده و یا توسعه پیدا کرده شده و از طریق سطح ولتاژ ۱۱۰ کیلوولت و یا بیشتر به شبکه متصل می‌شوند، استفاده می‌شود [۵۱].

استاندارد NB/T 31003-2011 برای مجموعه‌ای از توربین‌های بادی با ظرفیت بیش از ۲۰۰ مگاوات به‌کار می‌رود. همچنین این استاندارد برای توربین‌های بادی که به طور مستقیم به شبکه با سطح ولتاژ بیش از ۲۲۰ کیلوولت متصل می‌شوند، استفاده می‌شود [۵۲].

استاندارد Q/GDW 392-2009 برای توربین‌های بادی که از طریق سطح ولتاژ ۱۱۰ کیلوولت و یا بیشتر به شبکه متصل می‌شوند، استفاده می‌شود. همچنین این استاندارد می‌تواند به عنوان مرجعی برای توربین‌های بادی متصل به سیستم قدرت با سطوح ولتاژی دیگر استفاده شود [۴۹].

۴-۳-۲- کیفیت توان

به منظور نیازمندی‌های هارمونیکی الزامی است که استانداردهای اتصال کشور چین با استاندارد GB/T 14549 که در رابطه با کیفیت هارمونیکی انرژی الکتریکی است، مطابقت داشته باشد. این استاندارد مقدار قابل قبول

هارمونیک‌ها در شبکه برق و روش‌های اندازه‌گیری هارمونیک‌ها را بیان می‌کند. این استاندارد برای شبکه برق با ولتاژ نامی کمتر از ۱۱۰ کیلوولت و فرکانس نامی کمتر از ۵۰ هرتز مناسب می‌باشد. همچنین در این استاندارد محدوده‌های هارمونیکی ولتاژ و مقدار قابل قبول هارمونیک جریان تحت ولتاژهای استاندارد متفاوت (0.38 kV, 6 kV, 10 kV, 35 kV, 66 k و 110 kV) بیان شده است [۵۱]. جریان هارمونیکی قابل قبول تزریق شده به سیستم قدرت توسط توربین بادی به ظرفیت توربین بادی نصب شده نسبت به ظرفیت کلی تجهیزات تولید توان با منبع هارمونیکی در محل اتصال مشترک بستگی دارد [۵۰].

طبق استانداردهای GB/T 19963 و NB/T 31003-2011 جریان هارمونیکی تزریق شده به محل اتصال مشترک باید محدودیت‌های مربوط به استاندارد GB/T 14549 را رعایت کند. طبق این استاندارد، THD جریان باید کمتر از ۵ درصد باشد. جریان هارمونیکی قابل قبول تزریق شده به شبکه قدرت توسط توربین بادی، باید با توجه به نسبت ظرفیت توربین بادی و کل ظرفیت نصب شده در محل اتصال مشترک تعیین شود.

با توجه به استانداردهای کشور چین، روش اندازه‌گیری هارمونیک‌ها به صورت زمان واقعی و در قدرت خروجی نامی توربین بادی بوده و حداکثر مرتبه هارمونیکی اندازه‌گیری شده تا مرتبه ۲۵ می‌باشد.

استانداردهای کشور چین مطابق با GB/T 12326، نیازمندی‌های کمّی فلیکر را بیان کرده‌اند. این استانداردها شامل GB/T 19963 و NB/T 31003-2011 می‌شوند. محدودیت مرتبط با مقدار فلیکر بلندمدت که در محدوده زمانی دو ساعت محاسبه شده و توسط توربین بادی ایجاد می‌شود، با توجه به نسبت ظرفیت نصب شده توربین بادی به کل ظرفیت تولیدی در محل اتصال مشترک تعیین می‌شود.

استاندارد GB/T 19963 نیازمندی‌های مربوط به انحراف ولتاژ را بدین گونه تعریف کرده است که مجموع مقادیر قدرمطلق انحراف‌های ولتاژ مثبت و منفی نباید از ۱۰ درصد مقدار نامی ولتاژ بیشتر شود. همچنین به هنگام عملکرد عادی سیستم، انحراف ولتاژ باید در بازه ٪۳- تا ٪۷ ولتاژ نامی قرار داشته باشد. طبق استاندارد NB/T 31003-2011 نیز هنگامی‌که ولتاژ شبکه در محدوده عادی باشد، توربین‌های بادی باید ولتاژ شبکه را در بازه ٪۳- تا ٪۷ ولتاژ نامی کنترل کنند. همچنین طبق استانداردهای کشور چین محدوده مجاز انحراف ولتاژ برابر با ٪۱۰± ولتاژ نامی می‌باشد.

نامتعادلی ولتاژ در اثر خطوط ترانسپوز نشده، بارهای نامتعادل، خطاهای نامتقارن و عملکرد اشتباه کلیدهای قدرت ایجاد می‌شود. استاندارد GB/T 15543-2008 که در رابطه با کیفیت توان می‌باشد، مباحث مربوط به نامتعادلی ولتاژ را تعیین می‌کنند. طبق استانداردهای GB/T 19963 و NB/T 31003-2011 در صورتی‌که نامتعادلی ولتاژ در محل اتصال مشترک در محدوده‌های تعیین شده توسط GB/T 15543 باشند، توربین بادی قادر به عملکرد عادی خواهد بود. در نهایت طبق استانداردهای کشور چین، نامتعادلی ولتاژ مؤلفه منفی و نامتعادلی ولتاژ مؤلفه منفی به ترتیب باید

کمتر از ٪۲ و ٪۴ مقدار نامی ولتاژ باشند. همچنین نامتعادلی ولتاژ بلند مدت و کوتاه مدت که توسط مصرف‌کننده ایجاد می‌شوند، باید به ترتیب کمتر از ٪۱,۳ و ٪۲,۶ ولتاژ نامی سیستم باشند[۵۰].

استانداردهای کشور چین در مورد تغییرات ولتاژ، نیازمندی‌های کمی را بیان کرده‌اند. طبق استاندارد NB/T 31003-2011، در محل اتصال مشترک توربین بادی، تغییرات ولتاژی که توسط قدرت بادی ایجاد می‌شود، باید در بازه‌های بیان شده در جدول (۴-۱۰) قرار بگیرند.

جدول (۴-۱۰): بازه‌های زمانی تعیین شده برای تغییرات ولتاژ طبق استانداردهای کشور چین

تغییرات ولتاژ ، d%	فرکانس تغییرات ولتاژ (r برابر با بازه زمانی در واحد ساعت می‌باشد)
۳	r<1
۲/۵	1<r<10
۱/۵	10<r<100
۱	100<r<1000

طبق جدول (۴-۱۰)، d تغییرات ولتاژ را تعیین می‌کند که برابر با تفاوت بین دو مقدار مجاور روی منحنی ولتاژ مقدار مؤثر می‌باشد و به صورت درصدی از مقدار ولتاژ نامی بیان می‌شود. همچنین r مقدار فرکانس تغییرات ولتاژ را که به صورت زمان تغییرات ولتاژ در واحد زمان تعریف می‌شود، بیان می‌کند. در صورتی‌که چندین تغییر ولتاژ در بازه زمانی کمتر از ۳۰ میلی‌ثانیه اتفاق بیفتد، به عنوان یک تغییر ولتاژ در نظر گرفته می‌شوند.

۴-۳-۳- توان اکتیو و راکتیو

کشور چین به منظور کنترل توان اکتیو و محدوده‌های نرخ تغییرات آن، قوانینی را تعیین کرده است. استانداردهای کشور چین، نیازمندی‌هایی را به منظور کنترل توان اکتیو به هنگام شرایط اضطراری شبکه قدرت تعیین کرده‌اند. طبق این استانداردها، نیازمندی‌های توان اکتیو توربین‌های بادی شامل سه مبحث کلی می‌شود.

- قابلیت تنظیم توان اکتیو توربین بادی
- محدوده نرخ تغییرات توان اکتیو توربین بادی
- کنترل توان اکتیو توربین بادی تحت شرایط اضطراری سیستم قدرت

بر خلاف استانداردهای کشور آمریکا، کنترل توان اکتیو در کشور چین به صورت مستقیم صورت می‌گیرد. طبق استانداردهای کشور چین، کنترل توان اکتیو به صورت زیر انجام می‌شود.

طبق استاندارد GB/T 19963 نیازمندی‌های اساسی به منظور کنترل توان اکتیو عبارتند از:

- توربین‌های بادی باید قابلیت شرکت در تنظیم فرکانس سیستم قدرت، تنظیم حداکثر توان و رزرو توان را داشته باشند.

- توربین‌های بادی باید مجهز به سیستم کنترل توان اکتیو باشند و قابلیت تنظیم توان اکتیو را داشته باشند.
- در صورتی‌که توان اکتیو مجموعه‌ای از توربین‌های بادی بیشتر از ۲۰ درصد ظرفیت نامی کلی آن باشد، توربین‌های بادی باید تنظیم پیوسته توان اکتیو را انجام داده و در کنترل توان اکتیو شبکه قدرت شرکت کنند.
- توربین‌های بادی باید قادر به دریافت و اجرای اتوماتیک دستور کنترلی مربوط به توان اکتیو و نرخ تغییر توان دریافتی از مرکز دیسپاچینگ سیستم قدرت باشد. توان اکتیو و نرخ تغییرات آن باید توسط مرکز دیسپاچینگ سیستم قدرت ثابت باشد.
- نرخ تغییرات توان اکتیو توربین بادی شامل نرخ تغییرات ۱ دقیقه‌ای و ۱۰ دقیقه‌ای می‌شود. به هنگام راه‌اندازی توربین بادی و افزایش سرعت باد، نرخ تغییرات توان اکتیو باید محدودیت‌هایی را رعایت کند تا باعث عملکرد پایدار و با اطمینان سیستم قدرت شود. این محدودیت‌ها توسط مرکز دیسپاچینگ سیستم قدرت با توجه به مشخصه‌های تنظیم فرکانس سیستم قدرت تعیین می‌شود.
- محدوده‌های پیشنهادی به منظور نرخ تغییرات توان اکتیو توربین بادی در استاندارد GB/T 19963 بیان شده که علاوه بر به مدار آمدن به منظور از مدار خارج شدن توربین بادی نیز قابل پیاده‌سازی می‌باشند. همچنین حالت‌هایی ممکن است وجود داشته باشد که نرخ تغییرات توان از حداکثر محدوده تغییرات تجاوز کند. این حالات می‌توانند در اثر کاهش سرعت باد یا افزایش سرعت باد بیشتر از حداکثر سرعت قابل تحمل توربین بادی اتفاق بیفتد.
- به هنگام اغتشاش شدید سیستم قدرت یا عملکرد اضطراری آن، توربین بادی باید به سرعت توان اکتیو خروجی خود را با توجه به دستورهای مرکز دیسپاچینگ سیستم قدرت کنترل کند. همچنین در صورت نیاز توان اکتیو توربین بادی ممکن است به سرعت و به طور اتوماتیک توسط تجهیزی کاهش داده شود و یا توربین بادی از شبکه قطع شود. در چنین شرایطی نرخ تغییرات مجاز توان اکتیو توربین بادی نسبت به حداکثر نرخ تغییراتی که توسط مرکز دیسپاچینگ مشخص می‌شود، تعیین می‌شود.
- توان اکتیو توربین بادی باید به هنگام وقوع اغتشاشات شدید به دلیل جلوگیری از اضافه بار شدن تجهیزات سیستم انتقال و حفظ پایداری سیستم قدرت، کاهش یابد.
- به ازای افزایش فرکانس نسبت به ۵۰,۲ هرتز، توان اکتیو توربین بادی باید با توجه به دستورهای مرکز دیسپاچینگ کاهش یابد و یا تمام مجموعه توربین‌های بادی باید به ازای وقوع اغتشاشات شدید از شبکه قطع شوند.

- در صورتی‌که به ازای وقوع اغتشاشات سیستم قدرت، عملکرد توربین بادی باعث کاهش امنیت و پایداری سیستم قدرت شود، توربین‌های بادی باید با توجه به نیازمندی‌های شبکه از آن قطع شوند. همچنین پس از بازگشت سیستم قدرت از حالت اغتشاش به حالت عملکرد عادی، توربین بادی باید با توجه به دستور دیسپاچینگ مجدداً به شبکه متصل شود.

طبق استاندارد NB/T 31003-2011، کنترل توان اکتیو توربین بادی باید به صورت زیر انجام شود:

- توربین‌های بادی باید دارای قابلیت تنظیم توان اکتیو باشند و این قابلیت می‌تواند از طریق سیگنال کنترلی توان اکتیو توسعه پیدا کند. محدوده نرخ تغییرات توان اکتیو توربین بادی باید با قابلیت تنظیم فرکانس سیستم قدرت و دیگر قابلیت‌های تنظیمی آن هماهنگ باشد.
- در صورتی‌که ظرفیت تنظیم فرکانس سیستم قدرت کافی نباشد، توان اکتیو توربین بادی باید کاهش یابد. همچنین بعد از وقوع خطا در سیستم قدرت، توربین بادی می‌تواند از شبکه به منظور حفظ امنیت و پایداری، قطع شود. در صورت بازگشت شبکه به حالت عادی، توربین بادی می‌تواند مجدداً به شبکه متصل شود.
- توربین‌های بادی باید قابلیت کنترل توان اکتیو را از طریق دریافت سیگنال‌های کنترلی فرستاده شده توسط کنترل مرکزی توربین داشته باشد. در صورتی‌که توان اکتیو توربین بادی بیشتر از ۲۰ درصد مقدار نامی آن باشد، باید قابلیت تنظیم پیوسته توان اکتیو را داشته باشد. همچنین توربین‌های بادی باید قابلیت کنترل توان اکتیو محلی و از راه دور را داشته باشند.

در نهایت محدوده فرکانسی عادی توربین‌های بادی ۴۹/۵ تا ۵۰/۲ هرتز، حداکثر و حداقل فرکانس بهره‌برداری توربین بادی به ترتیب ۵۰/۲ هرتز و ۴۸ هرتز می‌باشند. همچنین محدوده تنظیم توان اکتیو بین ۲۰ درصد تا ۱۰۰ درصد توان نامی می‌باشد.

مطابق با استاندارد GB/T 19963-2011، توربین‌های بادی باید قابلیت کنترل توان راکتیو را داشته و مجهز به تجهیزات کنترل ولتاژ باشند. توربین‌های بادی باید قابلیت کنترل دینامیکی ضریب توان را در محدوده ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۵ پس‌فاز را داشته باشند. همچنین در صورتی‌که ظرفیت توان راکتیو توربین بادی قادر به تنظیم ولتاژ نباشد، تجهیز جبرانساز توان راکتیو که در صورت نیاز باید به صورت دینامیکی باشد، در محل توربین بادی نصب می‌شود.

طبق استاندارد GB/T19963، نیازمندی‌های مربوط به ظرفیت توان راکتیو توربین بادی عبارتند از:

- منابع تولید توان راکتیو در توربین‌های بادی شامل توربین بادی و تجهیزات جبرانساز توان راکتیو می‌باشند. ضریب توان توربین بادی باید در محدوده ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۵ پس‌فاز باشد. در صورتی‌که ظرفیت توان راکتیو توربین بادی به منظور تنظیم ولتاژ سیستم کافی نباشد، تجهیزی به منظور جبرانسازی دینامیکی توان راکتیو در محل اتصال نصب می‌شود.

- به منظور اتصال مستقیم توربین بادی به شبکه، ظرفیت توان راکتیو نصب شده باید قادر به جبرانسازی مجموع توان راکتیو القایی محل اتصال، ترانسفورماتور اصلی توربین بادی و نیمی از توان راکتیو القایی خط انتقال متصل به توربین بادی به ازای قدرت نامی باشد.
- برای توربین بادی متصل به شبکه قدرت با ولتاژ ۲۲۰ تا ۵۰۰ کیلوولت، ظرفیت توان راکتیو خازنی باید قادر به جبرانسازی مجموع قدرت راکتیو القایی متصل به سیستم، ترانسفورماتور اصلی متصل به توربین بادی و توان راکتیو القایی خط انتقال متصل به توربین بادی به ازای قدرت نامی توربین باشد. همچنین ظرفیت راکتیو القایی نصب شده باید قادر به جبران قدرت راکتیو شارژ خازنی توربین بادی و خط انتقال متصل به آن باشد.
- نوع و محدوده ظرفیت تجهیز توان راکتیو نصب شده در توربین بادی باید توسط مطالعات خاصی روی توان راکتیو و ولتاژ اتصال توربین بادی به شبکه قدرت با توجه به محل اتصال توربین بادی انجام شود.

مطابق با استاندارد NB/T 31003-2011، نیازمندی‌های لازم برای توان راکتیو توربین بادی عبارتند از:

- توربین‌های بادی باید قابلیت کنترل توان راکتیو را داشته و مجهز به سیستم‌های کنترل ولتاژ و توان راکتیو باشند. همچنین ترانسفورماتورهای محل اتصال باید دارای تپ‌چنجرهای زیر بار بوده که ولتاژ توربین بادی را به منظور عملکرد مطلوب آن با شبکه تطبیق دهد.
- توربین‌های بادی باید قابلیت تنظیم توان راکتیو را داشته باشند. اگرچه ظرفیت توان راکتیو توربین بادی به منظور تنظیم ولتاژ شبکه به کار نمی‌رود، ولی با این حال باید از مکانیزم‌های جبرانسازی استفاده شود تا نیازهای توان راکتیو توربین بادی را برآورده کند.

۴-۳-۴- کنترل ولتاژ

با توجه به استانداردهای کشور چین، توربین‌های بادی باید مجهز به سیستم‌های کنترل ولتاژ راکتیو با قابلیت کنترل ولتاژ و تنظیم توان راکتیو باشند. توربین‌های بادی باید به طور اتوماتیک توان راکتیو خود را به منظور کنترل ولتاژ محل اتصال تنظیم کنند. همچنین ولتاژ محل اتصال توربین بادی باید در بازه ۹۷ درصد تا ۱۰۷ درصد مقدار نامی تنظیم شود.

کنترل ولتاژ طبق استاندارد GB/T 19963 باید دارای شرایط زیر باشد.

- توربین‌های بادی باید مجهز به سیستم کنترل ولتاژ و توان راکتیو باشند که توان راکتیو را تنظیم کنند. همچنین با استفاده از دستورات صادر شده از مرکز دیسپاچینگ سیستم قدرت، توربین بادی باید به طور

اتوماتیک توان راکتیو خود را به منظور کنترل ولتاژ در محل اتصال مشترک، تنظیم کند. سرعت تنظیم و دقت کنترل باید قادر باشد که ولتاژ سیستم قدرت را کنترل کند.

- زمانی‌که ولتاژ سیستم قدرت در محدوده عادی باشد، توربین بادی باید قادر به کنترل ولتاژ در محدوده ۹۷ درصد تا ۱۰۷ درصد مقدار نامی ولتاژ باشد.
- ترانسفورماتور محل اتصال باید دارای تپ‌چنجر قابل تنظیم زیر بار بوده که ولتاژ را از طریق تپ‌های ترانسفورماتور کنترل کند و باعث عملکرد عادی توربین بادی شود.

همچنین طبق استاندارد NB/T 31003-2011، زمانی‌که ولتاژ شبکه در محدوده عادی باشد، توربین‌های بادی باید قادر به کنترل ولتاژ شبکه در محدوده نرخ ولتاژی ٪۳ تا ٪۷ ولتاژ نامی باشند.

استانداردهای کشور چین، توربین‌های بادی را ملزم به رعایت دستورالعمل‌های شبکه به منظور توان تزریق شده به شبکه به ازای افزایش و یا کاهش فرکانس می‌کنند. همچنین طبق این استانداردها، برای فرکانس‌های بیشتر از ۵۰/۲ هرتز، توان اکتیو توربین بادی باید با توجه به مرکز دیسپاچینگ سیستم قدرت کاهش یابد و یا برای موقعیت‌های خطرناک از شبکه جدا شود. همچنین در صورتی‌که ظرفیت تنظیم فرکانس شبکه کافی نباشد، باید توان اکتیو توربین بادی کاهش یابد.

۴-۳-۵- محدوده فرکانسی

هر سه استاندارد کشور چین که در مورد اتصال توربین‌های بادی به شبکه وجود دارد، توربین‌های بادی را ملزم به تحمل اضافه فرکانس و کاهش فرکانس در بازه زمانی خاصی می‌کند. این استانداردها، فرکانس‌های ۴۸ هرتز، ۴۹,۵ هرتز و ۵۰,۲ هرتز را به عنوان مقادیر آستانه برای تشخیص حالت عملکرد توربین بادی قرار می‌دهند. در صورتی‌که فرکانس شبکه قدرت در محدوده نامی و در بازه ۴۹,۵ تا ۵۰,۲ هرتز قرار داشته باشد، توربین‌های بادی باید در مود عملکردی پیوسته عمل کنند. در صورت افزایش فرکانس، توربین بادی باید قابلیت عملکرد حداقل در چند دقیقه را داشته باشد. اگرچه استانداردهای کشور چین، نیازمندی‌های خاصی را به منظور کاهش فرکانس کمتر از ۴۸ هرتز بیان نکرده اند.

طبق استاندارد GB/T 19963 توربین‌های بادی باید در محدوده فرکانسی سیستم قدرت و مطابق با جدول (۴-۱۱) عمل کنند.

جدول (۴-۱۱): محدوده فرکانسی عملکرد توربین بادی طبق استاندارد کشور چین

نیازمندی‌های مربوطه	محدوده فرکانسی سیستم قدرت
به عنوان حداقل فرکانس عملکرد قابل قبول توربین‌های بادی مشخص شده‌اند.	کمتر از ۴۸ هرتز
به ازای فرکانس‌های کمتر از ۴۹,۵ هرتز، توربین‌های بادی باید قادر به عملکرد عادی در زمان حداقل ۳۰ دقیقه باشند.	بین ۴۸ هرتز تا ۴۹/۵ هرتز
عملکرد پیوسته	بین ۴۹/۵ هرتز تا ۵۰/۲ هرتز
در صورتی‌که فرکانس از ۵۰,۲ هرتز بیشتر باشد، توربین بادی باید حداقل قادر به عملکرد در مدت ۵ دقیقه باشد و قدرت خروجی خود را کاهش دهد. همچنین توربین‌های متوقف نمی‌توانند به شبکه متصل شوند.	بیشتر از ۵۰/۲ هرتز

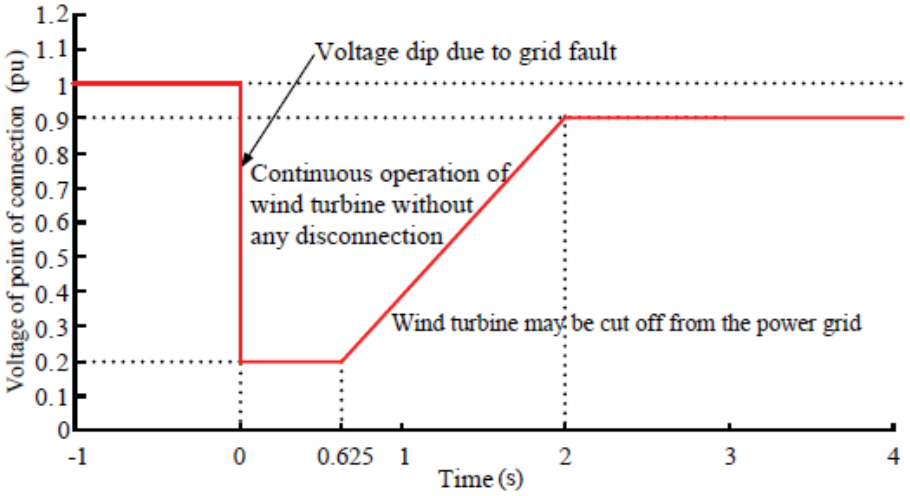
همچنین طبق استاندارد NB/T 31003-2011، در صورتی‌که محدوده تغییرات فرکانس شبکه برابر با ۴۹/۵ هرتز تا ۵۰/۵ هرتز باشد، توربین‌های بادی باید قادر به عملکرد پیوسته باشند. در صورتی‌که فرکانس شبکه کمتر از ۴۷/۵ هرتز باشد، قابلیت عملکرد پیوسته توربین بادی به حداقل فرکانس مجاز آن بستگی دارد. همچنین در صورتی‌که محدوده تغییرات فرکانس در بازه ۴۹/۵ هرتز تا ۵۰/۵ هرتز و در بازه ۵۰/۵ هرتز تا ۵۱ هرتز باشد، توربین بادی باید قادر به عملکرد عادی در حداقل زمان‌های به ترتیب ۱۰ دقیقه و ۲ دقیقه باشد.

۴-۳-۶- قابلیت تحمل ولتاژی[1]

در صورت افت ولتاژ در محل اتصال مشترک در یک محدوده خاص که توسط اغتشاشات و خطاهای سیستم قدرت ایجاد می‌شود، توربین بادی با قابلیت تحمل ولتاژی قادر به عملکرد پیوسته و بدون وقفه خواهد بود. استانداردهای کشور چین، توربین‌های بادی را به ازای افت ولتاژهای تا ۰/۲ پریونیت و تا زمان ۰/۶۲۵ ثانیه، ملزم به اتصال به شبکه می‌کنند. همچنین سرعت بازیابی در قدرت نامی برابر با ۱۰ درصد بر ثانیه تنظیم شده است. استانداردهای این کشور زمان پاسخ جریان راکتیو را کمتر از ۷۵ میلی‌ثانیه تعیین کرده و نیازمندی‌های فنی و فرمول محاسباتی برای جریان راکتیو دینامیکی را مشخص کرده اند.

طبق استاندارد GB/T 19963، تحمل افت ولتاژ توربین بادی باید طبق شکل (۴-۱۳) انجام شود.

[1] Voltage Ride-Through Capability



شکل (۴-۱۳): نیازمندی‌های تحمل افت ولتاژ به منظور اتصال توربین بادی طبق استاندارد GB/T 19963

در صورتی‌که ولتاژ محل اتصال به ۲۰ درصد ولتاژ نامی کاهش یابد، توربین بادی باید دارای عملکرد پیوسته برای مدت زمان ۰٫۶۲۵ ثانیه باشد. در صورتی‌که ولتاژ محل اتصال قابلیت بازگشت به ۹۰ درصد مقدار نامی را بعد از ۲ ثانیه از وقوع افت ولتاژ داشته باشد، ژنراتورها باید عملکردی پیوسته داشته باشند.

به ازای خطاهای متفاوت سیستم قدرت، در صورتی‌که ولتاژ اندازه‌گیری شده در محل اتصال در محدوده ولتاژی مشخص شده روی شکل (۴-۱۳) و یا بالای آن قرار بگیرد، توربین بادی باید قابلیت عملکرد پیوسته را داشته باشد، در غیر اینصورت توربین بادی باید از شبکه قطع شود. همچنین به ازای توربین‌های بادی که در زمان وقوع خطا از شبکه جدا نمی‌شوند، توان اکتیو باید به سرعت بعد از پاکسازی خطا، بازیابی شده و به مقدار آن قبل از وقوع خطا با نرخ تغییر توان ۱۰ درصد توان نامی در هر ثانیه افزایش یابد.

برای مجموعه‌ای از توربین‌های بادی با ظرفیت بیش از ۱ گیگاوات، در صورتی‌که ولتاژ به ازای وقوع خطای سه‌فاز افت پیدا کند، هر توربین بادی باید ظرفیت پشتیبانی جریان راکتیو دینامیکی داشته باشد تا بتواند افت ولتاژ منتجه را تحمل کند و از شبکه جدا نشود.

وقتی‌که ولتاژ محل اتصال توربین بادی در محدوده ۲۰ درصد تا ۹۰ درصد مقدار نامی قرار داشته باشد، توربین بادی باید بازیابی ولتاژ را از طریق تزریق جریان راکتیو پشتیبانی کند. زمان پاسخ کنترل جریان راکتیو دینامیکی نباید از ۷۵ میلی‌ثانیه تجاوز کند و بازه زمانی نباید از ۵۵۰ میلی‌ثانیه بیشتر باشد، زیرا ولتاژ محل اتصال افت پیدا می‌کند.

جریان راکتیو دینامیکی تزریق شده به سیستم قدرت توسط توربین بادی باید در معادله زیر صدق کند.

$$I_T \geq 1.5 \times (0.9 - U_T) I_N$$

در معادله بالا، U_T مقدار ولتاژ پریونیت در محل اتصال و I_N جریان نامی توربین بادی می‌باشد و U_T باید از ۰/۲ بزرگتر و از ۰/۹ کوچکتر باشد.

استاندارد NB/T 31003-2011 نیز قواعد مشابهی با استاندارد GB/T 19963 را به منظور اتصال توربین بادی به شبکه در کشور چین تدوین کرده است. همچنین استانداردهای کشور چین قواعدی را به منظور تحمل اضافه ولتاژ بیان نکرده‌اند.

۴-۳-۷- نیازمندی‌های مخابراتی

استانداردهای کشور چین توربین‌های بادی را ملزم به استفاده از تجهیزات مخابراتی خاص کرده‌اند. طبق استاندارد GB/T 19963، توربین‌های بادی باید مجهز به دو کانال مخابراتی باشد که حداقل یکی از آن‌ها کابل نوری باشد. همچنین تجهیزات مخابراتی مانند ارتباط فیبر نوری، ترمینال مدولاسیون کد پالسی، شبکه مخابره اطلاعات و مانیتورینگ تجهیزات مخابراتی باید دارای رابط و توپولوژی ثابتی با توجه به تجهیز محل اتصال توربین بادی باشد. تجهیزات مخابراتی در توربین‌های بادی باید با توجه به طراحی مربوط به آن اجرا شود.

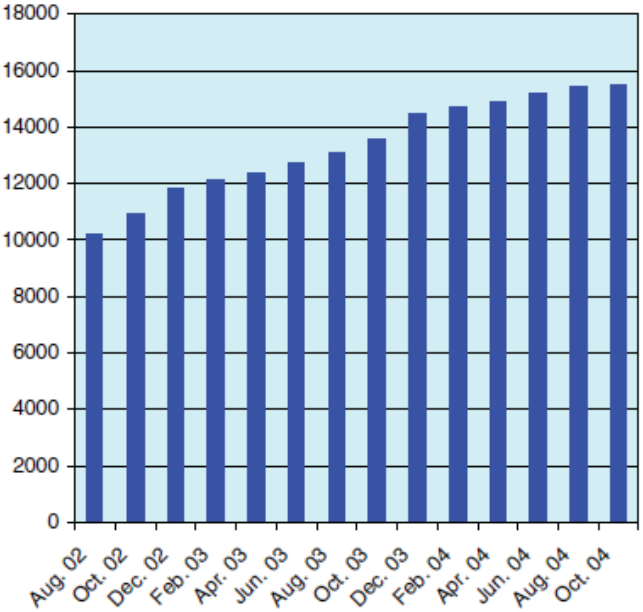
استاندارد NB/T 31003-2011 قواعدی مشابه با استاندارد GB/T 19963 به منظور تعیین تجهیزات مخابراتی بیان کرده است. همچنین با توجه به استاندارد Q/GDW 392-2009 که نیازمندی‌های مربوط به پروتکل مخابراتی در آن بیان شده‌اند، نحوه عملکرد سیستم مخابراتی، کانال‌های انتقال و انتقال اطلاعات بین توربین بادی و مرکز دیسپاچینگ باید توسط مرکز دیسپاچینگ مشخص شود.

۴-۴-قوانین کشور آلمان در مورد اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه

۴-۴-۱- مقدمه

دولت آلمان در سال ۲۰۰۰ قوانینی را برای منابع تولید پراکنده به منظور افزایش استفاده از آن‌ها تا دو دهه بعد تدوین کرد. این قوانین در سال ۲۰۰۴ با حفظ مباحث کلی به‌روزرسانی شد. هدف از تدوین قوانین، افزایش سهم منابع تولید پراکنده در تولید انرژی کلی به ۱۲,۵ درصد تا سال ۲۰۱۰ و به ۲۰ درصد تا سال ۲۰۲۰ می‌باشد [۵۳]. بخش اعظم مربوط به این افزایش سهم مربوط به توان بادی می‌باشد. بنابراین سازمان‌ها متعهد شدند که توربین‌های بادی را به شبکه برق متصل کنند و به ازای برق فروخته شده به شبکه پاداش دریافت کنند.

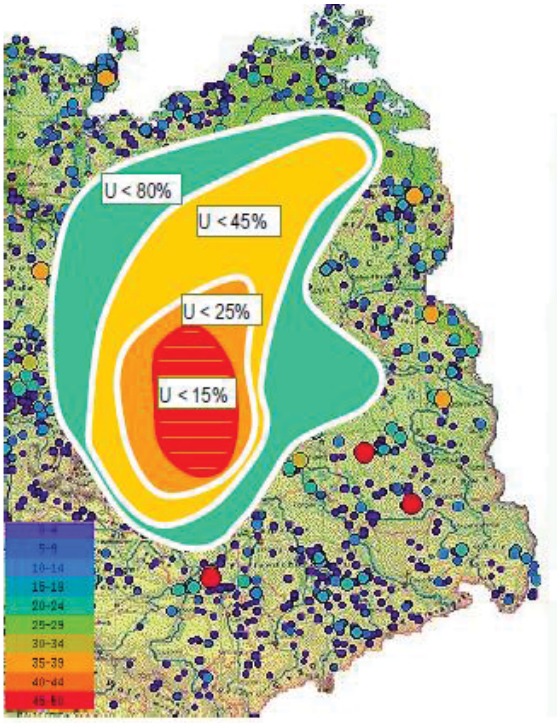
شکل (۴-۱۴) روند توسعه انرژی بادی را از سال ۲۰۰۲ تا سال ۲۰۰۴ نشان می‌دهد. در پایان سال ۲۰۰۴، ظرفیت توان بادی به ۱۶ گیگاوات رسیده است.



شکل (۴-۱۴): توسعه ظرفیت توان بادی نصب شده در کشور آلمان

با توجه به توزیع غیریکنواخت توان بادی نصب شده، شبکه برق آلمان نسبت به مقادیر متفاوت توان بادی نامتعادل شده است. شرکت‌هایی که بیشترین تأثیر را در توان بادی داشته‌اند، E.ON و VE-T می‌باشند که سهم آن‌ها به ترتیب ۴۲ درصد و ۳۸ درصد می‌باشد.

تولید توان بادی در مناطق دور از مرکز شبکه بیشتر بوده و چندین مزرعه بادی تا توان ۱ گیگاوات در این مناطق تحت بررسی هستند. چنین مزرعه‌های بادی باید به شبکه ۴۰۰ کیلوولت متصل شده و مانند نیروگاه‌های سنتی بررسی شوند. به منظور افزایش بهره‌برداری از توان باد، مزرعه‌های بادی باید به توربین‌های بادی نسل جدید در محدوده توان نامی ۳ تا ۵ مگاوات مجهز شوند. همچنین روش‌های جدیدی به منظور اتصال مزرعه بادی در فاصله ۱۰۰ تا ۲۰۰ کیلومتری از مرکز بار مورد نیاز است. همچنین در مناطق نزدیک به محل بار، نوسازی واحدهای قدیمی در حال افزایش است. امروزه افزایش اتصال توان بادی به شبکه ممکن است باعث افزایش اضافه بار شبکه ۱۱۰ کیلوولت شود [۵۴]. در نتیجه افزایش استفاده از توان بادی نیازمند بررسی تجهیزات شبکه می‌باشد. همچنین شبکه فشارقوی ۲۲۰ کیلوولت و ۴۰۰ کیلوولت به منظور انتقال توان بادی از سمت شمال به سمت جنوب کشور طراحی نشده است. بنابراین شبکه انتقال آلمان مطالعاتی را به منظور تشخیص نیازمندی‌های عملکردی و اندازه‌گیری انجام داده است. مطالعات اتصال‌کوتاه استاندارد نشان داده است که به ازای اتصال‌کوتاه سه‌فاز و با استفاده از قوانین قدیمی، مقدار زیادی از توان بادی نصب شده از بین می‌رود. شکل (۴-۱۵) مثالی را که در شبکه VE-T محاسبه شده است، نشان می‌دهد.



Affected wind turbines: * installed capacity
U < 80% ➔ 2800 MW*(60%); U < 45% ➔ 2100 MW*(45%)
U < 45% ➔ 2100 MW*(45%); U < 25% ➔1400 MW*(30%)
U < 15% ➔ 1100 MW*(25%)

شکل (۴-۱۵): ناپایداری ولتاژ به ازای اتصال‌کوتاه سه‌فاز

با توجه به مطالعات پیشین مشخص شده بود که به ازای افت ولتاژ زیر ۸۰ درصد ولتاژ نامی، توربین بادی از شبکه جدا می‌شود. در گذشته نیازمندی‌های اولیه‌ای که برای توربین‌های بادی در کشور آلمان وجود داشت، مربوط به حفاظت آن بوده و تأثیر توربین بادی را در سیستم قدرت در نظر نمی‌گرفت. با افزایش سهم توربین‌های بادی در تولید قدرت و با اتصال مستقیم توربین‌های بادی به شبکه فشارقوی، حذف سهم قابل توجهی از توربین‌های بادی قابل قبول نمی‌باشد. همچنین عملکرد در ضریب قدرت ثابت، نیازمندی‌های شبکه را برطرف نمی‌کند. توربین‌های بادی لازم است که توان راکتیو را بر مبنای نیاز شبکه و سطح ولتاژ آن به طور متغیر پشتیبانی کنند.

بنابراین شبکه انتقال آلمان و در ابتدا E.ON، نیازمندی‌های شبکه را به منظور اتصال توربین بادی و عملکرد آن بیان کرده است. همچنین مجمع اپراتورهای شبکه انتقال آلمان (VDN) نیازمندی‌های خاصی را به منظور عملکرد واحدهای تولید پراکنده در شبکه فشارقوی بیان کرده است [۵۵]. در ادامه مباحثی در رابطه با دستورالعمل شبکه کشور آلمان در رابطه با توربین‌های بادی بیان شده است. دستورالعمل‌های شبکه برق کشور آلمان روی مشخصه‌های دینامیکی و کنترلی توربین‌های بادی به ازای خطاهای شبکه تمرکز دارند.

در صورتی‌که مزرعه‌های بادی به منظور افزایش انرژی خروجی به تنهایی نصب شوند، محدودیت‌هایی از جمله کنترل توان و رنج فرکانسی، کنترل ولتاژ و ضریب قدرت، محدوده عملکردی ولتاژ و واکنش در برابر خطای گذرا دارند. دستورالعمل‌های شبکه باید این مباحث را به هنگام اتصال توربین بادی به شبکه در نظر بگیرند. مهمترین مسأله‌ای که توربین‌های بادی با آن مواجه می‌شوند، افت ولتاژ شبکه می‌باشد. تأثیرات ناشی از خطاهای گذرا ممکن است که در مناطق وسیعی گسترش پیدا کرده و منجر به قطع توربین‌های بادی شود. در این شرایط امنیت شبکه نیز تحت تأثیر قرار می‌گیرد.

رفتار توربین‌های بادی در برابر خطاهای گذرا به دو دسته کلی تقسیم می‌شود. ژنراتورهایی که دارای سهم قابل توجهی از جریان خطا در محل اتصال به شبکه هستند. دراین حالت جریان خطا حداقل برای ۱۵۰ میلی‌ثانیه برابر با جریان نامی می‌باشد و ژنراتورهایی که سهم جریان اتصال‌کوتاه آن‌ها کمتر از حالت دیگر می‌باشد.

۴-۴-۲- کنترل توان و محدوده فرکانسی

توربین‌های بادی باید قادر به محدود کردن توان اکتیو خروجی از هر نقطه عملکردی به اندازه درصدی از توان نامی باشند. به منظور کاهش توان اکتیو، نرخ تغییرات حداقل ۱۰ درصد توان نامی در هر دقیقه باید برقرار باشد. در صورتی‌که توان اکتیو کاهش یابد، نباید منجر به قطع توربین‌های بادی از شبکه شود. همچنین در صورتی‌که ولتاژ شبکه کاهش یابد، توان نباید به اندازه‌ای بیشتر از ۱۰ درصد توان نامی در هر دقیقه افزایش یابد. این افزایش توان باید به صورت پله‌ای به ازای اتصال مجدد توربین‌های بادی انجام شود، در صورتی‌که اندازه پله‌ها از ۱۰ درصد توان توان نامی در هر دقیقه تجاوز نکند. محدوده فرکانسی که توربین‌های بادی باید قادر به تحمل آن باشند، ۴۷/۵ هرتز تا ۵۱/۵ هرتز می‌باشد. با توجه به نیازمندی‌های شبکه انتقال کشور آلمان، مزرعه‌های بادی بزرگ باید قادر باشند که شبیه نیروگاه‌های سنتی عمل کنند.

۴-۴-۳- کنترل ولتاژ و ضریب توان

طبق استانداردهای کشور آلمان، مزرعه‌های بادی باید قادر به تولید توان نامی با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ مگاوات با ضریب توان بین ۰/۹۵ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز باشند [۵۶]. مقادیر ضریب توان موردنیاز در محل اتصال مشترک اندازه‌گیری می‌شوند. مزرعه‌های بادی با توان نامی بیش از ۱۰۰ مگاوات باید قادر به عملکرد با ضریب توان بین ۰/۹۲۵ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز باشند. محدوده ضریب توان بر اساس ولتاژ شبکه محدود می‌شود تا از ضریب توان پیش‌فاز در ولتاژهای کمتر از ولتاژ نامی جلوگیری شود. ژنراتورهایی که سهم خطای کمی دارند، به منظور پشتیبانی از ولتاژ شبکه به ازای وقوع خطا، از تزریق توان راکتیو به صورت نسبتی از افت ولتاژ استفاده می‌کنند. به ازای افت ولتاژهای بین ۱۰ تا ۵۰ درصد، ژنراتورها باید قادر به تزریق جریان راکتیو که به صورت خطی متناسب با ولتاژ می‌باشد،

بین محدوده ۱۰ تا ۱۰۰ درصد جریان نامی باشند. در عوض ژنراتورهایی که سهم جریان خطای بالایی دارند، نیازی نیست که ولتاژ را به ازای خطاهای گذرا پشتیبانی کنند.

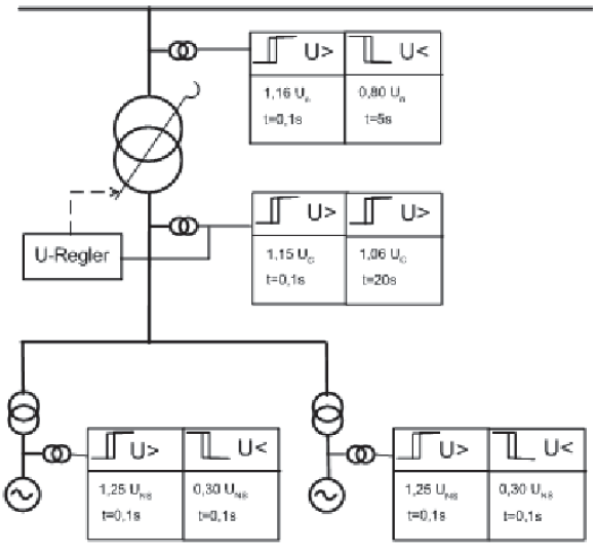
۴-۴-۴- خطای گذرا و محدوده عملکردی ولتاژ

مزارع بادی که به شبکه فشارقوی ۴۰۰ کیلوولت متصل می‌شوند، باید مانند یک نیروگاه سنتی عمل کنند. به منظور افزایش بهره‌برداری از توان باد، ژنراتورهای با ظرفیت ۳ تا ۵ مگاوات استفاده می‌شوند. راه‌حل‌های فنی جدیدی به منظور اتصال مزارع بادی در فاصله ۱۰۰ تا ۲۰۰ کیلومتری از مرکز بار تا قسمت اصلی کشور مورد نیاز است. در نتیجه استفاده روزافزون از توان باد نیاز به بررسی تجهیزات شبکه قدرت دارد. در صورتی‌که ولتاژ شبکه در محل اتصال توربین شبه‌ایستا[1] باشد (ولتاژ سریعتر از ۵ درصد در هر دقیقه تغییر نکند) و به مقدار کمتر از ۸۰ درصد آن قبل از وقوع افت ولتاژ برسد، قطع محل اتصال باید در زمانی بین ۳ تا ۸ ثانیه اتفاق بیفتد. به ازای وقوع اتصال‌کوتاه سه‌فاز در سیستم انتقال نزدیک به نقطه اتصال و زمان پاکسازی خطای حدود ۱۵۰ میلی‌ثانیه، نباید ژنراتور از شبکه جدا شود و سیستم نباید ناپایدار شود و همچنین نرخ اتصال‌کوتاه شبکه بعد از پاکسازی خطا بزرگتر از ۶ برابر باشد. در صورتی‌که نرخ اتصال‌کوتاه کمتر باشد، زمان پاکسازی خطای کوتاه‌تری باید قرار داده شود. این نیازمندی بدون دقت به نقطه عملکرد قبل از وقوع خطا تعیین می‌شود. همچنین تأثیرات دینامیکی خطاهای گذرا که ممکن است منجر به افت ولتاژهای بلندمدت‌تری شوند، نباید منجر به قطع ژنراتور شوند. بدین ترتیب ژنراتورهای با سهم اتصال‌کوتاه کمتر، باید نیازمندی‌های مربوط به نرخ تغییرات توان بعد از وقوع خطا را رعایت کنند. به طور معمول توان خروجی باید با نرخ حداقل ۲۰ درصد توان نامی در هر ثانیه افزایش یابد. همچنین در صورتی‌که بازیابی آهسته ولتاژ مد نظر باشد، توان باید با نرخ ۵ درصد توان نامی در هر ثانیه افزایش یابد. اگر نرخ تغییرات توان ۵ درصد توان نامی در هر ثانیه باشد، ژنراتور ممکن است به سرعت از شبکه قطع شود. در چنین حالتی ژنراتور باید بعد از پاکسازی خطا در زمانی کمتر از ۲ ثانیه مجدداً با شبکه سنکرون شده و توان خروجی باید با نرخی حداقل برابر با ۱۰ درصد توان نامی در هر ثانیه افزایش یابد [۵۶].

۴-۴-۵- نیازمندی‌های اتصال توربین بادی با توجه به فرکانس و ولتاژ

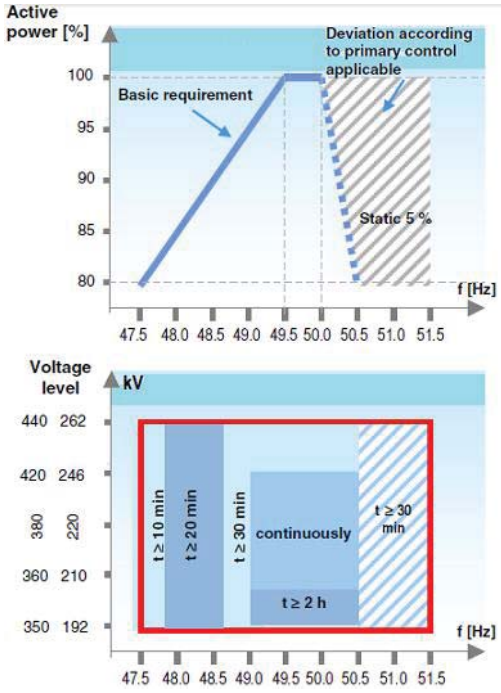
طبق استانداردهای کشور آلمان، توربین‌های بادی باید قابلیت اتصال به شبکه را به هنگام وقوع خطا و بعد از آن داشته باشند. تنظیمات مورد نیاز رله‌های ولتاژی نصب شده در قسمت‌های متفاوت شبکه مطابق شکل (۴-۱۶) می‌باشد.

[1] Quasi-static



شکل (۴-۱۶): تنظیمات رله‌های حفاظتی ولتاژی

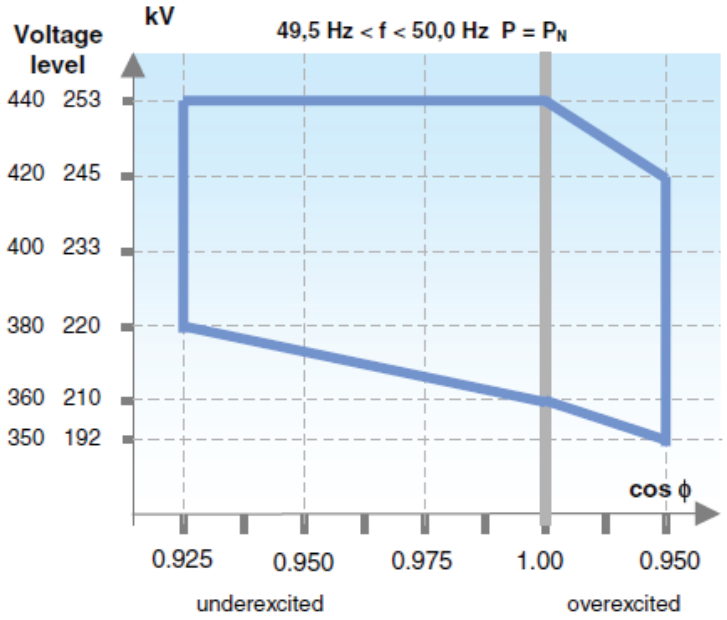
حداقل ولتاژی که سمت ترمینال ژنراتور می‌تواند وجود داشته باشد، ۰,۳ پریونیت می‌باشد. همچنین ولتاژ نقطه اتصال شبکه می‌تواند تا ۰,۱۵ پریونیت کاهش یابد. محدوده فرکانسی که توربین بادی قادر به عملکرد و تولید توان می‌باشد،بین ۴۷,۵ تا ۵۱,۵ هرتز می‌باشد. شکل زیر کاهش توان اکتیو مجاز و محدوده ولتاژی مرتبط به آن را بر اساس فرکانس نشان می‌دهد. همچنین حداقل بازه زمانی برای عملکرد صحیح توربین بادی تحت شرایط متفاوت در شکل (۴-۱۷) نشان داده شده است.



شکل (۴-۱۷): نیازمندی‌های عملکردی توربین بادی با توجه به فرکانس شبکه

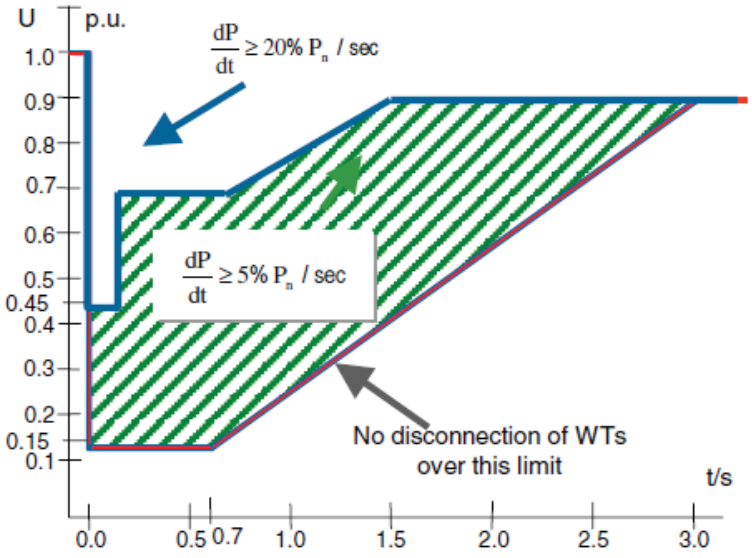
توربین‌های بادی باید قادر به عملکرد تحت ضریب توان‌های متفاوت در مود عملکردی فوق‌تحریک و زیرتحریک باشند. شکل (۴-۱۸) محدوده ضریب توان مجاز توربین بادی را طبق استاندارد VE-T و بر مبنای ولتاژ سمت شبکه نشان می‌دهد. با توجه تفاوت در بارگذاری و توپولوژی قسمت‌های متفاوت شبکه انتقال آلمان، این دیاگرام ممکن است مقداری تفاوت پیدا کند.

تولید توان راکتیو می‌تواند توسط توربین بادی انجام شود. اما در مواقعی که توربین‌های بادی در فاصله زیادی از شبکه قرار دارند، انتقال توان راکتیو ممکن است منجر به تلفات و افت ولتاژهای چشمگیری شود. بنابراین مطلوب است که از راکتورهای شنت قابل قطع نزدیک محل اتصال علاوه بر یک نوع ثابت آن استفاده شده و توان راکتیو تولیدی توربین بادی در بازه کوچکتری کنترل شود. بنابراین توربین‌های بادی تنها به منظور تولید پیوسته توان راکتیو در نقاط گسسته شبکه به کار می‌روند. اگرچه تغییرات پله‌ای در توان راکتیو ورودی نباید از ۲/۵ درصد ظرفیت انتقالی محل اتصال شبکه در شبکه ۱۱۰ کیلوولت و از ۵ درصد در شبکه ۳۸۰ کیلوولت تجاوز کند [۵۷]. استفاده از SVC، باعث انعطاف‌پذیری بیشتر کنترل توان راکتیو می‌شود. ولی اپراتورهای توربین بادی به دلیل قیمت بالای آن، از آن استفاده نمی‌کنند. در صورتی‌که مزرعه بادی از طریق لینک DC به شبکه متصل شود، توان راکتیو کلی باید در سمت شبکه تولید شود. به منظور اطمینان از تغذیه قدرت در ولتاژهای متفاوت با توجه به شکل (۴-۱۸) لازم است که کنترل ولتاژ از طریق ترانسفورماتور دارای تپ‌چنجر انجام شود.



شکل (۴-۱۸): محدوده عملکردی توربین بادی با توجه به ولتاژ و ضریب توان

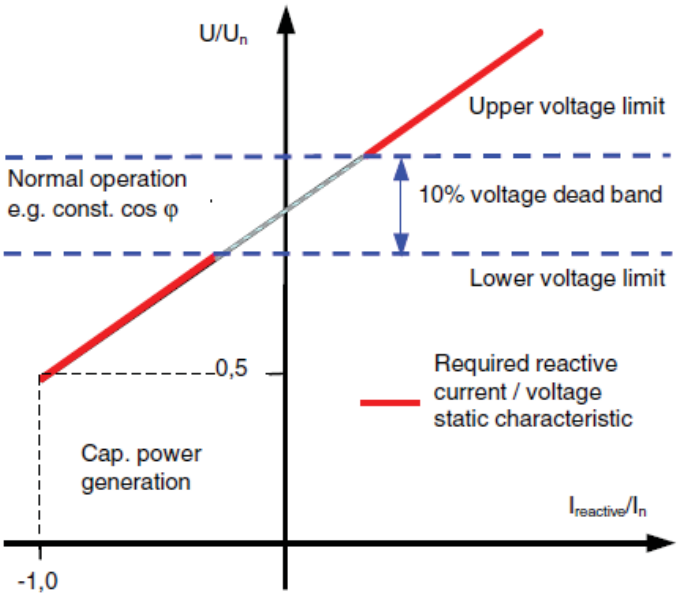
با توجه به استانداردهای کشور آلمان، توربین‌های بادی باید به ازای خطاهای شبکه به صورت متصل به شبکه باقی بمانند. زیرا در صورتی‌که امکان قطع توربین‌های بادی در ولتاژ کمتر از ۰/۸ پریونیت وجود داشته باشد، امکان از دست دادن هزاران مگاوات توان بادی وجود دارد. طبق شکل زیر، حداقل ولتاژی که مزارع بادی می‌توانند تحمل کنند، ۰/۱۵ پریونیت می‌باشد.



شکل (۴-۱۹): محدوده ولتاژ شبکه در محل اتصال شبکه به هنگام وقوع خطا و بعد از آن

با فرض اینکه این دیاگرام در محل اتصال شبکه قابل پیاده‌سازی باشد، به دلیل پشتیبانی قابل توجه توربین بادی، افت ولتاژ ترمینال توربین بادی کمتر می‌باشد. بنابراین تنظیم رله افت ولتاژ برای توربین‌ها طبق شکل (۴-۱۶) برابر با ۰/۳ پریونیت می‌باشد. مطابق با شکل (۴-۱۹)، افزایش توان اکتیو با توجه به سطح ولتاژ بین ۵ تا ۲۰ درصد توان نامی در هر ثانیه می‌باشد.

ژنراتورها باید جریان اتصال کوتاه را تغذیه کنند، که منجر به اطمینان عملکرد تجهیزات حفاظتی و باریک شدن ناحیه فروپاشی ولتاژ می‌شود. توان راکتیو به منظور پشتیبانی از ولتاژ مورد نیاز می‌باشد. بنابراین با توجه به شکل (۴-۲۰) توربین‌های بادی باید جریان راکتیو شبکه را تأمین کنند. در محدوده ۱۰ درصد ولتاژ حالت ماندگار، هیچ نیازمندی تعریف نشده است. ولی در صورتی‌که خارج این محدوده باشد، جریان راکتیوی معادل با ۲ درصد جریان نامی به ازای هر افت ولتاژی معادل با ۲ درصد ولتاژ نامی مورد نیاز است. بازگشت به حالت عادی بعد از گذشت زمان ۳ ثانیه مجاز می‌باشد که مربوط به خط پایینی ناحیه مشخص شده می‌باشد. در مزارع بادی بزرگ، توان راکتیو از طریق خازن‌های کابل و راکتورهای شنتی که به منظور جبرانسازی استفاده شده‌اند، تأمین می‌شود. ولی به دلیل انطباق با نیازهای شبکه، تغییراتی در توان راکتیو مورد نیاز است.



شکل (۴-۲۰): مشخصه استاتیکی به منظور عملکرد پشتیبان ولتاژ

به دلیل اضافه بار شدن خطوط هوایی در اثر تغذیه توربین‌های بادی، استاندارد E.ON در کشور آلمان به منظور مدیریت توان اکتیو تدوین شده است. طبق این استاندارد، توان توربین بادی باید به یک مقدار مشخص به هنگام اضافه بار سیستم قدرت کاهش پیدا کند [۵۸]. همچنین به منظور پیاده‌سازی آن، توربین‌های بادی باید دارای تجهیزات کنترلی و مخابراتی باشند.

۴-۴-۶- محدودیت‌های حفاظتی توربین بادی

محدودیت‌های حفاظتی منابع تولید پراکنده بادی مطابق جدول (۴-۱۲) می‌باشد.

جدول (۴-۱۲): محدودیت‌های حفاظتی توربین بادی در کشور آلمان

ژنراتور القایی	<4.6kVA	<30kVA	>30kVA
تجهیزات حفاظتی	حفاظت افت ولتاژ سه‌فاز و افزایش ولتاژ تک‌فاز	حفاظت افت ولتاژ و افزایش ولتاژ سه‌فاز	حفاظت افت ولتاژ و افزایش ولتاژ سه‌فاز به همراه کلید دارای قابلیت قطع به صورت اتوماتیک
مقادیر حفاظت افت ولتاژ	۰/۷ ولتاژ نامی تا ولتاژ نامی در زمانی کمتر از ۰/۲ثانیه		
مقادیر حفاظت افزایش ولتاژ	ولتاژ نامی تا ۱/۱۵ولتاژ نامی در زمانی کمتر از ۰/۲ ثانیه		
مقادیر حفاظت کاهش فرکانس	۴۷ تا ۵۰ هرتز در زمانی کمتر از ۰/۲ ثانیه		
مقادیر حفاظت افزایش فرکانس	۵۰ تا ۵۲ هرتز در زمانی کمتر از ۰/۲ ثانیه		
ضریب توان واقعی	از ۰/۹ پیش‌فاز تا ۰/۸ پس‌فاز		
ضریب توان ایده‌آل	۱	بزرگتر از ۰/۹۵ پس‌فاز	بزرگتر از ۰/۹ پس‌فاز
تغییرات ولتاژ به هنگام عملکرد کلیدزنی	کمتر از ۳ درصد		
سنکرون‌سازی	تفاضل ولتاژ کمتر از ۱۰ درصد ولتاژ نامی تفاضل فرکانس کمتر از ۰/۵ هرتز تفاضل زاویه فاز کمتر از ۱۰ درجه		
سطح اتصال‌کوتاه	جریان نامی		

۴-۵-قوانین کشور سوییس در مورد اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه

۴-۵-۱- مقدمه

استانداردهای کشور سوییس در مورد توربین‌های بادی موارد زیر را مورد بررسی قرار داده‌اند [۵۹] و [۶۰]:

- تعریف و مشخص کردن مقادیری که به منظور تحلیل کیفیت توان توربین‌های بادی متصل به شبکه باید بررسی شوند.
- مراحل اندازه‌گیری مشخصه‌های کمی
- مراحل ارزیابی نیازمندی‌های مربوط به کیفیت توان شامل تخمین کیفیت توان مجموعه‌ای از توربین‌های بادی به صورت مزرعه بادی

مشخصه‌های اندازه‌گیری برای مود عملکردی و پیکربندی خاص توربین بادی مناسب می‌باشد. پیکربندی‌های کنترلی دیگر که باعث عملکرد متفاوت توربین بادی نسبت به کیفیت توان می‌شوند، بررسی‌های متفاوتی نیاز دارند.

این استانداردها به گونه‌ای تدوین شده‌اند که به ازای اندازه‌گیری کیفیت توان در یک محل نمونه در محل‌های دیگر می‌توانند استفاده شود. مراحل ارزیابی کیفیت توان توربین‌های بادی در محل اتصال مشترک در شبکه‌های فشار قوی و فشار متوسط، با فرکانس ثابت و تغییرات ۱ هرتز و مراحل مربوط به قابلیت تنظیم توان اکتیو و راکتیو که توسط این استانداردها بیان شده‌اند، مجاز می‌باشند که برای انواع توربین‌های بادی استفاده شوند.

۴-۵-۲- پارامترهای مشخصه کیفیت توان توربین بادی

کمیت‌هایی که به منظور مشخص کردن کیفیت توان توربین‌های بادی استفاده می‌شوند عبارتند از : مشخصات توربین بادی، کیفیت ولتاژ، پاسخ کیفیت ولتاژ، کنترل توان و حفاظت و اتصال مجدد شبکه.

اطلاعات توربین بادی شامل توان اکتیو نامی، توان ظاهری نامی، ولتاژ نامی و جریان نامی می‌باشند.

۴-۵-۲-۱- تغییرات ولتاژ

ضریب فلیکر توربین بادی به ازای عملکرد پیوسته آن، به عنوان ۹۹امین صدک زاویه فاز امپدانس شبکه شامل ۳۰، ۵۰، ۷۰ و ۸۵ درجه به ازای توزیع سرعت باد متفاوت ۶، ۷,۵، ۸,۵ و ۱۰ متر بر ثانیه تعیین می‌شود [۵۹] و [۶۰]. مشخصه‌ها باید به ازای عملکرد توربین بادی با توان راکتیو صفر بیان شوند. همچنین مشخصه‌ها باید به ازای انواع عملکردهای کلیدزنی بیان شوند که شامل موارد زیر می‌شوند.

- راه‌اندازی توربین بادی در سرعت باد محدود به سرعت مجاز توربین بادی
- راه‌اندازی توربین بادی در سرعت باد بالاتر از سرعت نامی باد
- بدترین حالت کلیدزنی بین ژنراتورها (شامل توربین‌های بادی بیش از یک ژنراتور یا یک ژنراتور با بیش از یک سیم‌پیچی). بدترین حالت کلیدزنی بین ژنراتورها به صورت بیشترین ضریب پله‌ای فلیکر و ضریب تغییر ولتاژ به صورت عملکرد کلیدزنی که بیشترین ضریب تغییرات ولتاژ را مشخص می‌کند، تعیین می‌شود.

به ازای هر یک از انواع عملکردهای کلیدزنی، مقادیر پارامترهای زیر باید بیان شوند.

- حداکثر تعداد عملکردهای کلیدزنی در بازه زمانی ۱۰ دقیقه
- حداکثر تعداد عملکردهای کلیدزنی در بازه زمانی ۱۲۰ دقیقه
- ضریب پله فلیکر به ازای زوایای فاز امپدانس شبکه ۳۰، ۵۰، ۷۰ و ۸۵ درجه
- ضریب تغییرات ولتاژ به ازای زوایای فاز امپدانس شبکه ۳۰، ۵۰، ۷۰ و ۸۵ درجه

با توجه به سیستم کنترلی توربین‌های بادی، حداکثر تعداد عملکرد کلیدزنی به ازای بازه زمانی دو ساعت باید به اندازه ۱۲ عدد از حداکثر تعداد عملکرد کلیدزنی در بازه ۱۰ دقیقه کمتر باشد.

۴-۵-۲-۲- هارمونیک‌های جریان، هارمونیک‌های میانی و مؤلفه‌های فرکانس بالا

مقادیر هارمونیک‌های جریان و حداکثر جریان هارمونیکی به صورت درصدی از جریان نامی و به ازای عملکرد توربین بادی به ازای توان اکتیو صفر، ۱۰، ۲۰،... و ۱۰۰ درصد توان نامی توربین بادی به دست می‌آید. مؤلفه‌های جریان هارمونیکی باید به زیرگروه‌هایی با فرکانس‌های تا ۵۰ برابر فرکانس نامی شبکه تقسیم شوند. با توجه به استاندارد IEC 61000-4-7:2002، هارمونیک‌های میانی جریان و مؤلفه‌های فرکانس بالا باید به ترتیب به ازای بازه فرکانسی تا ۲ کیلوهرتز و ۲ تا ۹ کیلوهرتز تعیین شوند. هارمونیک‌ها و هارمونیک‌های میانی توربین‌های بادی باید به ازای توان راکتیو تقریباً صفر بیان شوند. با توجه یه اینکه هارمونیک‌ها با توجه به دوره زمانی کوتاهشان مضر هستند، لذا در این استاندارد هارمونیک‌های کوتاه‌مدت به ازای راه‌اندازی توربین بادی و عملکردهای کلیدزنی دیگر بیان نمی‌شوند.

۴-۵-۲-۳- پاسخ توربین بادی به ازای افت ولتاژ

پاسخ توربین بادی به افت ولتاژ طبق جدول زیر به ازای توان اکتیو بین ۰/۱ تا ۰/۳ توان نامی و بیشتر از ۰/۹ توان نامی بیان شده‌اند. پاسخ به دست آمده باید شامل نتایج دو مجموعه آزمون متوالی از هر یک از حالات بیان شده برای زمان قبل از افت ولتاژ و به هنگام کاهش تأثیر افت ولتاژ باشند. همچنین وضعیت عملکردی توربین بادی باید مشخص شود. با توجه به جدول زیر، مقادیر و بازه زمانی مشخص شده به ازای افت ولتاژ، به ازای حالتی که توربین بادی به شبکه متصل نیست، به دست می‌آید.

افت ولتاژ ممکن است که باعث قطع توربین بادی شود. دلیل قطع توربین بادی ممکن است که مرتبط با مباحث الکتریکی و یا ارتعاشات مکانیکی سیستم توربین بادی باشد. هدف از افت‌ولتاژهای VD1 و VD4 طبق جدول جدول (۴-۱۳)، آزمودن توربین‌های بادی است که قابلیت تحمل افت‌ولتاژهای شدید را ندارند.

جدول (۴-۱۳): مشخصات افت ولتاژ

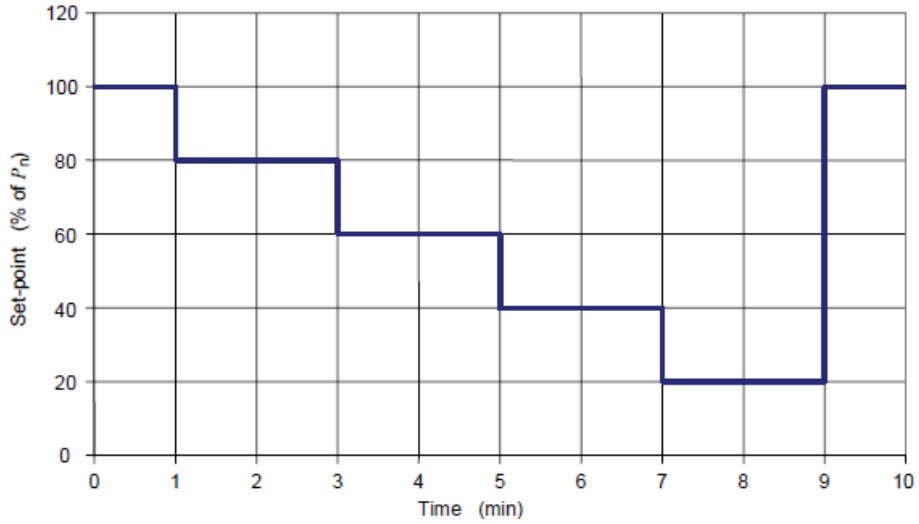
حالت	اندازه ولتاژ فاز به فاز (کسری از ولتاژ قبل از وقوع افت ولتاژ)	اندازه ولتاژ مؤلفه مثبت (کسری از ولتاژ قبل از وقوع افت ولتاژ)	بازه زمانی (ثانیه)
افت ولتاژ سه‌فاز متقارن–VD1	۰,۰۵±۰,۹	۰,۰۵±۰,۹	۰,۰۲±۰,۵
افت ولتاژ سه‌فاز متقارن– VD2	۰,۰۵±۰,۵	۰,۰۵±۰,۵	۰,۰۲±۰,۵
افت ولتاژ سه‌فاز متقارن– VD3	۰,۰۵±۰,۲	۰,۰۵±۰,۲	۰,۰۲±۰,۲
افت ولتاژ دو فاز– VD4	۰,۰۵±۰,۹	۰,۰۵±۰,۹۵	۰,۰۲±۰,۵
افت ولتاژ دو فاز– VD5	۰,۰۵±۰,۵	۰,۰۵±۰,۷۵	۰,۰۲±۰,۵
افت ولتاژ دو فاز– VD6	۰,۰۵±۰,۲	۰,۰۵±۰,۶	۰,۰۲±۰,۲

۴-۵-۲-۴- توان اکتیو

حداکثر توان اندازه‌گیری شده توربین بادی باید به طور میانگین در بازهای زمانی ۶۰۰ ثانیه، ۶۰ ثانیه و ۰/۲ ثانیه مشخص شوند. قابلیت توربین‌های بادی به منظور عملکرد در مود کنترلی محدودیت نرخ تغییرات توان اکتیو باید به گونه‌ای باشد که توان اکتیو خروجی توربین بادی به هنگام عملکرد در نرخ تغییرات ۱۰ درصد توان نامی در هر دقیقه به ازای بازه زمانی ۱۰ دقیقه اندازه‌گیری شود.

قابلیت توربین بادی به منظور عملکرد در مود کنترلی توان اکتیو باید توسط نتایج آزمون مشخص شود. نتایج به دست آمده توان اکتیو را به هنگام عملکرد در مقادیر تنظیمی که از ۱۰۰ درصد تا ۲۰ درصد توان نامی با پله‌های ۲۰ درصد در بازه زمانی ۲ دقیقه تغییر کرده، اندازه‌گیری می‌کند.

قابلیت توربین بادی به منظور شرکت در کنترل فرکانس بسیار وابسته به قابلیت عملکرد در مود کنترل نقطه تنظیم توان اکتیو می‌باشد. شرکت در کنترل فرکانس اتوماتیک می‌تواند از طریق سیستم اسکادا برای توربین‌های بادی مدرن انجام شود. در این حالت نقاط تنظیم توان اکتیو توربین بادی به طور پیوسته به‌روزرسانی شده و بدین ترتیب پاسخ فرکانسی مطلوب به دست می‌آید.



شکل (۴-۲۱): تطبیق نقطه تنظیم توان اکتیو

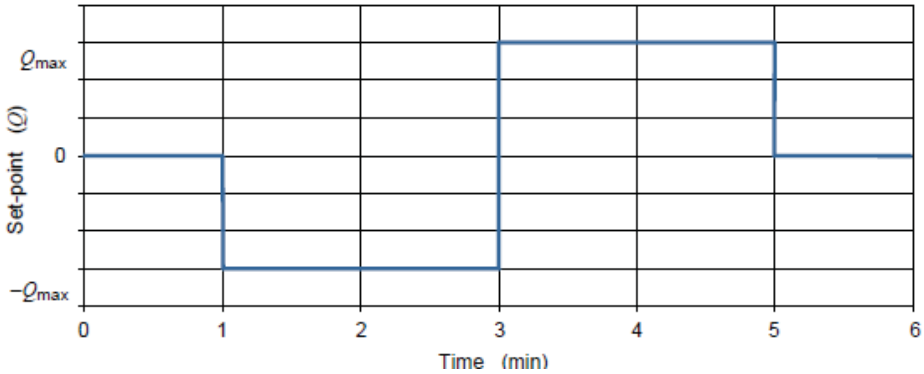
۴-۵-۲-۵- توان راکتیو

قابلیت توربین بادی به منظور حداکثر توان راکتیو القایی و حداکثر توان راکتیو خازنی از طریق آزمونی مشخص می‌شود که در آن مقادیر میانگین توان راکتیو به صورت تابعی از توان میانگین خروجی در صفر، ۱۰، ۲۰،... و ۱۰۰ درصد توان نامی در بازه زمانی ۱ دقیقه تعیین می‌شود. کنترل تنظیم توان راکتیو به صورت زیر تعیین می‌شود.

- توان راکتیو توربین بادی به ازای توان اکتیو خروجی صفر، ۱۰، ۲۰،... و ۱۰۰ درصد آن تعیین می‌شود.
- مقادیر توان‌های اکتیو و راکتیو باید به ازای مقادیر میانگین در بازه زمانی یک دقیقه باشند.

شکل(۴-۲۲) توان راکتیو توربین بادی را به ازای تغییر پله‌ای نقطه تنظیم توان راکتیو نشان می‌دهد. توان اکتیو خروجی که میانگین توان در بازه زمان یک دقیقه‌ای است، تقریباً برابر با ۵۰ درصد توان نامی توربین بادی می‌باشد.

قابلیت توربین بادی به منظور شرکت در کنترل ولتاژ اتوماتیک به شدت وابسته به توانایی آن در مود کنترلی نقطه تنظیم توان راکتیو است. کنترل ولتاژ اتوماتیک می‌تواند از طریق سیستم اسکادا در مزرعه بادی مدرن انجام شود. بدین ترتیب به منظور دستیابی به پاسخ ولتاژ موردنظر، نقطه تنظیم توان راکتیو توربین بادی به‌روزرسانی می‌شود.



شکل (۴-۲۲): تطبیق نقطه تنظیم توان راکتیو

۴-۵-۲-۶- حفاظت شبکه و زمان وصل مجدد

عملکرد سیستم حفاظتی شبکه توربین بادی از طریق تنظیم زمان قطع و سطح قطع به ازای اضافه و کاهش ولتاژ و اضافه و کاهش فرکانس تعیین می‌شود. منظور از سطح قطع، ولتاژ یا فرکانسی است که منجر به قطع توربین بادی می‌شود. همچنین منظور از زمان قطع، بازه زمانی از شروع اضافه یا کاهش ولتاژ و فرکانس تا زمانی‌که توربین بادی از شبکه قطع شود، می‌باشد.

زمان وصل مجدد بعد از قطع توربین بادی به دلیل وقوع خطا در شبکه به وسیله اطلاعاتی مشخص می‌شوند که باید در یک جدول تنظیم شوند. این اطلاعات شامل زمان وصل مجدد است به ازای حالتی‌که شبکه برای مدت ۱۰ ثانیه، ۱ دقیقه و ۱۰ دقیقه دچار خطا شده است. زمان وصل مجدد برابر با زمانی است از لحظه‌ای که شبکه در ترمینال توربین بادی حضور دارد تا لحظه‌ای که توربین بادی شروع به تولید توان می‌کند.

۴-۵-۳- روش‌های آزمون

استاندارد IEC-61400، اطلاعات عمومی را در رابطه با اعتبار اندازه‌گیری‌ها و شرایط آزمون موردنیاز بیان می‌کند. اندازه‌گیری‌ها به منظور تعیین پارامترهای کیفیت توان در تمام محدوده عملکردی توربین بادی انجام می‌شود. اندازه-گیری‌ها به ازای سرعت‌های بالاتر از ۱۵ متر بر ثانیه مورد نیاز نمی‌باشند. زیرا اندازه‌گیری‌ها در سرعت بالا منجر به بازه اندازه‌گیری طولانی‌تر می‌شود و سرعت باد زیاد، نادر می‌باشد. در نتیجه انتظار نمی‌رود که توربین بادی پاسخ مناسبی از خود نشان دهد.

۴-۵-۳-۱- اعتبار آزمون

مشخصه‌های اندازه‌گیری برای اشکال توربین‌های بادی نیز مورد تأیید می‌باشد. توربین‌های بادی نیز که دارای پارامترهای کنترلی تغییر داده شده می‌باشند، باعث شده که توربین بادی رفتاری متفاوت نسبت به کیفیت توان از خود نشان دهد و بررسی‌های بیشتری نیز مورد نیاز است. برخی از توربین‌های بادی دارای ترانسفورماتور داخلی می‌باشند. اندازه‌گیری مشخصه‌های الکتریکی در ترمینال توربین بادی انجام می‌شود. تغییر ولتاژ خروجی ترانسفورماتور به نظر نمی‌رسد که باعث تغییر رفتار کیفیت توان توربین بادی نمی‌شود. بنابراین در صورتی‌که ولتاژ خروجی ترانسفورماتور تغییر پیدا کند، بررسی‌های اضافی مورد نیاز نیست و تنها باید جریان و ولتاژ نامی به‌روزرسانی شود.

۴-۵-۳-۲- شرایط آزمون

شرایط آزمونی که در زیر بیان شده است، باید اندازه‌گیری شده و به عنوان یکی از بخش‌های مراحل آزمون گزارش شوند. همچنین در صورتی‌که اطلاعات آزمون مطابق با شرایط زیر نباشد، باید اصلاح شوند.

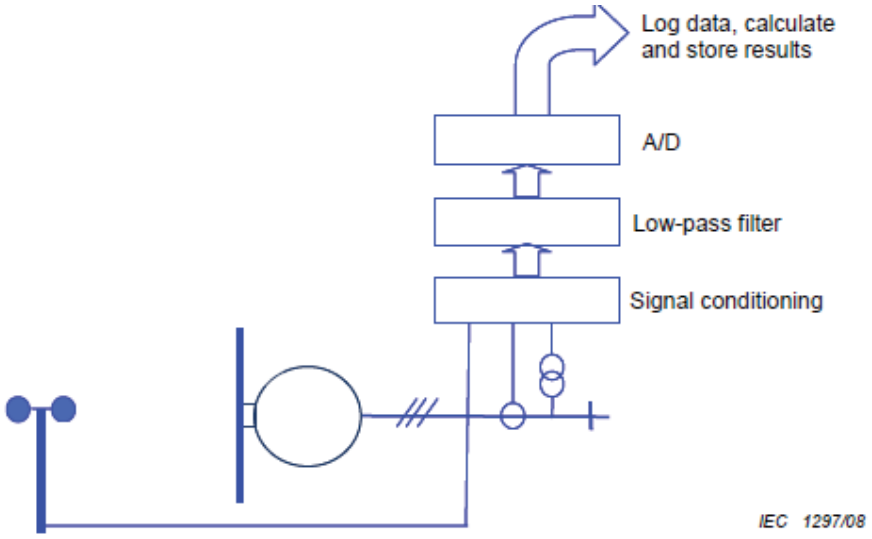
- توربین بادی باید از طریق ترانسفورماتور استاندارد به طور مستقیم به شبکه فشار متوسط با توجه به توان ظاهری توربین بادی متصل شود.
- تخریب هارمونیکی کلی ولتاژ شامل تمام هارمونیک‌ها تا مرتبه ۵۰ باید کمتر از ۵ درصد به ازای بازه اطلاعات ۱۰ دقیقه‌ای باشد. تخریب هارمونیکی کلی ولتاژ قبل از آزمون‌های توربین بادی انجام می‌شود.
- فرکانس شبکه در بازه زمانی ۰/۲ ثانیه باید در بازه ۱± درصد از فرکانس نامی قرار بگیرد و نرخ تغییرات فرکانس شبکه در این بازه باید کمتر از ۰/۲ درصد فرکانس نامی در هر ۰/۲ ثانیه باشد. در صورتی‌که فرکانس شبکه پایدار بوده و نیازمندی‌های بیان شده را برطرف کند، نیازی به بررسی بیشتری وجود ندارد. اگرچه فرکانس شبکه باید به هنگام آزمون اندازه‌گیری شود.
- ولتاژ باید در بازه ۱۰± درصد مقدار نامی در بازه زمانی اندازه‌گیری ۱۰ دقیقه در ترمینال‌های توربین بادی قرار بگیرد.

- ضریب نامتعادلی ولتاژ توربین بادی باید به ازای بازه زمانی ۱۰ دقیقه کمتر از ۲ درصد باشد. در صورتی‌که این ضریب در محدوده مذکور قرار بگیرد، نیازی به بررسی‌های بیشتر وجود ندارد. اگرچه ضریب نامتعادلی ولتاژ به هنگام آزمون باید اندازه‌گیری شود.
- شرایط محیطی باید با نیازمندی‌های سازنده برای تجهیزات و توربین بادی تطبیق داشته باشد. اگرچه نیازی به اندازه‌گیری زمان واقعی شرایط محیطی وجود ندارد، ولی این شرایط باید در موارد عمومی گزارش اندازه‌گیری نیز ذکر شوند.

همچنین آزمون‌ها می‌توانند در هر شرایط محیطی، سطح اتصال کوتاه و زاویه امپدانس شبکه انجام شوند ولی این شرایط باید در گزارش آزمون بیان شوند.

۴-۵-۳-۳- تجهیزات مورد نیاز آزمون

در آزمون‌ها اندازه‌گیری‌ها با استفاده از سیستم‌های جمع‌آوری اطلاعات دیجیتال که تجهیزات آن در شکل (۴-۲۳) نشان داده شده است، انجام می‌شوند.



شکل (۴-۲۳): تجهیزات موردنیاز برای سیستم اندازه‌گیری

بادسنج و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان تجهیزات مورد نیاز برای سیستم اندازه‌گیری می‌باشند. انتقال سیگنال به دلیل وارد کردن آن‌ها به فیلتر پایین‌گذر که به منظور عملیات ضدتشابه مورد نیاز است، استفاده می‌شود. تبدیل سیگنال آنالوگ به دیجیتال با دقت حداقل ۱۲ بیت به منظور دستیابی به دقت اندازه‌گیری موردنیاز انجام می‌شود.

جدول(۴-۱۴) به منظور مشخص کردن دقت تجهیزات استفاده می‌شود.

جدول (۴-۱۴): الزامات تجهیزات اندازه‌گیری

تجهیز	دقت موردنیاز	تطبیق با استاندارد
ترانسفورماتور ولتاژ	کلاس ۱	IEC 60044-2
ترانسفورماتور جریان	کلاس ۱	IEC 60044-1
بادسنج	±0.5m/s	IEC 61400-12-1
فیلتر+مبدل آنالوگ به دیجیتال+سیستم جمع‌آوری داده	۱ درصد مقیاس کلی	IEC 62008

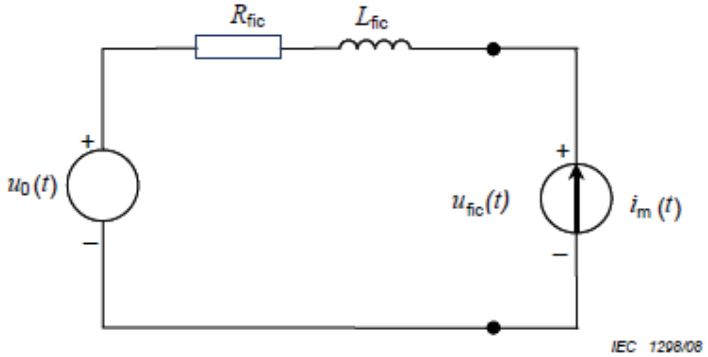
محاسبات موردنیاز با نرخ نمونه‌برداری حداقل ۲ کیلوهرتز به ازای هر کانال سیگنال ولتاژ و جریان انجام می‌شود. به ازای اندازه‌گیری هارمونیک‌ها، نمونه‌برداری باید با نرخ حداقل ۲۰ کیلوهرتز انجام شود. همچنین سیگنال سرعت باد باید با نرخ حداقل ۱ هرتز نمونه‌برداری شود. خطای ناشی از محل بادسنج نیز نباید از ۱ متر بر ثانیه تجاوز کند.

۴-۵-۴- نوسانات ولتاژ

توربین بادی تحت آزمایش به شبکه فشار متوسط متصل می‌شود. شبکه فشار متوسط دارای بارهایی بوده که دارای نوسانات می‌باشند و در ترمینال‌های توربین بادی نوسانات ولتاژ ایجاد می‌کند. همچنین نوسانات ولتاژ ایجاد شده در توربین بادی به مشخصات شبکه نیز بستگی دارد. هدف به دست آوردن نتایجی است که از شرایط شبکه مستقل باشد. بدین منظور استاندارد IEC 61400 روشی را مشخص می‌کند که از سری‌های زمانی ولتاژ و جریان اندازه‌گیری شده در ترمینال توربین بادی استفاده کرده و بدین ترتیب نوسانات ولتاژ را در یک شبکه ساختگی بدون نوسانات ولتاژ به غیر از توربین بادی شبیه‌سازی می‌کند.

کاربرد شبکه ساختگی در ادامه بیان شده است. روش‌های اندازه‌گیری نوسانات ولتاژ به دو بخش عملکرد پیوسته و عملکرد کلیدزنی تقسیم شده است. چنین تقسیم‌بندی مشخص می‌کند که انتشار فلیکر ناشی از توربین بادی دارای خاصیت نویز اتفاقی به هنگام عملکرد پیوسته است. در حالیکه انتشار فلیکر و تغییرات ولتاژ به هنگام عملکرد کلیدزنی دارای خاصیت زمان محدود می‌باشد.

دیاگرام مربوط به شبکه ساختگی در شکل (۴-۲۴) نشان داده شده است.



شکل (۴-۲۴): شبکه موردنظر به منظور شبیه‌سازی فلیکر ولتاژ

شبکه مذکور توسط منبع ولتاژ فاز به نوترال ایده‌آل و امپدانس شبکه توسط مقاومت و سلف سری شبیه‌سازی شده‌اند. توربین بادی توسط یک ژنراتور جریانی نشان داده شده است که برابر با مقدار لحظه‌ای اندازه‌گیری شده جریان خط می‌باشد.

۴-۵-۴-۱- عملکرد پیوسته

در حالت عملکرد پیوسته، اندازه‌گیری‌های زیر باید انجام شود.

- جریان‌های خط و ولتاژهای فاز به نوترال لحظه‌ای سه‌فاز باید در ترمینال توربین بادی اندازه‌گیری شوند.
- ۱۵ اندازه‌گیری مربوط به ۵ آزمون و ۳ فاز مربوط به ولتاژ و جریان لحظه‌ای انجام شده و اندازه‌گیری‌های ولتاژ و جریان برای هر ۱ متر بر ثانیه‌ی سرعت باد جمع‌آوری می‌شوند. در استانداردهای کشور سوییس سرعت باد در مقادیر میانگین ۱۰ دقیقه‌ای اندازه‌گیری می‌شود.
- عملکردهای کلیدزنی به غیر از کلیدزنی خازنی که ممکن به هنگام عملکرد پیوسته توربین بادی اتفاق بیفتد، از نتایج حذف می‌شوند.

فلیکر ولتاژ با توجه به آزمون و با استفاده از ترمینال توربین بادی اندازه‌گیری می‌شود. فرکانس برش یا حداکثر فرکانسی که در اندازه‌گیری‌های ولتاژ و جریان از آن‌ها استفاده می‌شود، حداقل برابر با ۴۰۰ هرتز می‌باشد. اندازه‌گیری‌ها باید به گونه‌ای انجام شود که ضریب فلیکر توربین بادی به صورت تابعی از زاویه فاز امپدانس شبکه و توزیع سرعت باد مشخص شود. همچنین ضریب فلیکر باید برای سری‌های زمانی ۱۰ دقیقه‌ای ولتاژ و جریان مشخص شود.

۴-۵-۴-۲- عملکرد کلیدزنی

بر اساس اطلاعات سازنده توربین بادی، حداکثر تعداد عملکرد کلیدزنی برای هر نوع عملکرد کلیدزنی باید مشخص شود. در حالاتی که سازنده قابلیت تأمین چنین ارقامی را ندارد، مقادیر زیر به صورت پیش فرض در نظر گرفته می‌شوند.

- شروع به کار توربین بادی در حداقل سرعت باد که برابر با $N_{10m}=10$ و $N_{120m}=120$ درنظر گرفته می‌شوند، می‌باشد.
- شروع به کار توربین بادی در سرعت بالاتر از سرعت نامی برابر با $N_{10m}=1$ و $N_{120m}=12$ در نظر گرفته می‌شوند.
- در حالتی‌که بدترین کلیدزنی بین ژنراتورها اتفاق می‌افتد مقادیر برابر با $N_{10m}=10$ و $N_{120m}=120$ درنظر گرفته می‌شوند.

بدین ترتیب اندازه‌گیری‌ها و محاسبات به منظور تعیین ضریب تغییرات ولتاژ و ضریب پله‌ای فلیکر برای هر نوع کلیدزنی باید به صورت زیر انجام شود.

- جریان‌های خط و ولتاژهای فاز به نوترال لحظه‌ای در ترمینال توربین بادی باید اندازه‌گیری شوند.
- اندازه‌گیری‌ها باید در یک بازه زمانی انجام شوند که به اندازه کافی بزرگ باشد تا گذراهای ناشی از کلیدزنی میرا شوند و تغییرات توان ناشی از نامتعادلی به دست بیایند.
- به منظور اطمینان از اینکه نتایج حاصل از اندازه‌گیری‌ها مربوط به شرایط معمول هستند، هر حالت باید در ۵ زمان انجام شود.
- سرعت باد میانگین یک دقیقه‌ای به هنگام عملکرد کلیدزنی باید در محدوده ۲ متر بر ثانیه‌ی سرعت باد مورد نیاز انجام شود.

۴-۵-۵- هارمونیک‌های میانی و مؤلفه‌های فرکانس بالای جریان

نتایج باید بر اساس زمان‌های مشاهده ۱۰ دقیقه‌ای برای هر توان اکتیو اندازه‌گیری شده باشد و باید مربوط به موقعیت‌هایی باشد که حداقل تخریب ناشی از شبکه وجود داشته باشد. مراحل اندازه‌گیری در صورتی برای توربین‌های مناسب می‌باشد که اندازه هارمونیک‌های جریان تولید شده به ازای دوره زمانی چند ثانیه تغییر پیدا کند. حداقل ۹ بازه زمانی ۱۰ دقیقه‌ای برای اندازه‌گیری جریان لحظه‌ای به ازای تغییرات ۱۰ درصدی توان باید جمع‌آوری شود. پنجره اطلاعات ۱۰ سیکلی برای فرکانس ۵۰ هرتز و ۱۲ سیکلی برای فرکانس ۶۰ هرتز پیشنهاد می‌شود [۶۰]. تبدیل فوریه گسسته به هر یک از جریان‌های اندازه‌گیری شده اعمال شده و توان اکتیو باید در پنجره زمانی مربوط به هارمونیک‌ها مورد ارزیابی قرار بگیرد.

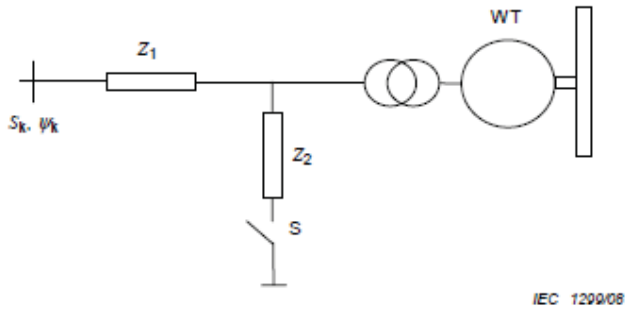
مقادیر میانگین ۱۰ دقیقه‌ای مربوط به هر باند فرکانسی باید در سری‌های زمانی ۱۰ دقیقه‌ای محاسبه شده و بیشترین مقادیر میانگین ۱۰ دقیقه‌ای مربوط به هر باند فرکانسی در هر تغییر توان ۱۰ درصدی باید گزارش شود.

هارمونیک‌های ولتاژ به هنگام آزمون باید گزارش شوند. همچنین مقادیر میانگین ۱۰ دقیقه‌ای اعوجاج هارمونیکی کلی (THD) ولتاژ باید گزارش شوند.

۴-۵-۶- پاسخ به افت ولتاژ گذرا

پاسخ توربین بادی به افت ولتاژ گذرا باید شامل سری‌های زمانی توان اکتیو، توان راکتیو، جریان اکتیو، جریان راکتیو و ولتاژ ترمینال‌های توربین بادی در زمان قبل از افت ولتاژ و زمانی که تأثیر افت ولتاژ کاهش یافته است، باشد. همچنین مود عملکردی توربین بادی و سرعت میانگین ۱۰ دقیقه‌ای باد باید مشخص شود. آزمون باید به ازای عملکرد توربین بادی در بازه بین ۰,۱ تا ۰,۳ توان نامی و بیشتر از ۰,۹ توان نامی انجام شود.

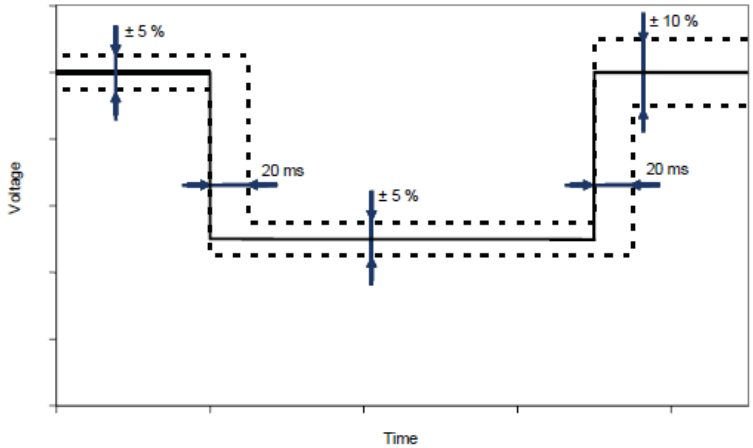
افت ولتاژ در ترمینال‌های توربین بادی از طریق اتصال‌کوتاهی که دو یا سه فاز را از طریق امپدانس به زمین وصل می‌کند و یا اتصال دو یا سه فاز از طریق امپدانس انجام می‌شود.



شکل (۴-۲۵): شبکه دارای شبیه‌ساز اتصال‌کوتاه به منظور آزمون توربین بادی در پاسخ به افت ولتاژ گذرا

با توجه به شکل (۴-۲۵) ، امپدانس Z1 به منظور محدود کردن تأثیر جریان اتصال‌کوتاه روی شبکه بالادست می‌باشد. اندازه امپدانس باید به‌گونه‌ای تنظیم شود که آزمون افت ولتاژ تأثیر نامطلوبی روی شبکه بالادست نگذارد و به طور نامطلوبی پاسخ گذرای توربین بادی را تحت تأثیر قرار ندهد. محل امپدانس Z1 می‌تواند قبل و یا بعد از اتصال Z2 باشد.

افت ولتاژ از طریق امپدانس Z2 و کلید S ایجاد می‌شود. مقادیر امپدانس‌های Z1 و Z2 باید در گزارش مربوط به توربین بادی ذکر شود. کلید S باید قادر به کنترل دقیق زمان قطع و وصل Z2 باشد. همچنین این کلید می‌تواند مکانیکی باشد یا از تجهیزات الکترونیک قدرت استفاده نماید. دوره زمانی افت ولتاژ از زمان بسته بودن تا باز شدن کلید S می‌باشد. در صورتی‌که توربین بادی به شبکه متصل نباشد، افت ولتاژ به صورت شکل (۴-۲۶) می‌باشد.



شکل (۴-۲۶): تحمل افت ولتاژ

تحمل افت ولتاژ شامل تحمل عملکرد کلید S می‌باشد، به‌گونه‌ای که ولتاژ مؤلفه مثبت به طور لحظه‌ای افزایش یا کاهش پیدا نکند.

۴-۵-۷- توان اکتیو

۴-۵-۷-۱- حداکثر توان اندازه‌گیری شده

حداکثر توان اندازه‌گیری شده باید به صورت مقدار میانگین ۶۰۰ ثانیه‌ای P_{600}، مقدار میانگین ۶۰ ثانیه‌ای P_{60} و مقدار میانگین ۰/۲ ثانیه‌ای $P_{0.2}$ مشخص شود و موارد زیر باید در آن رعایت شود.

- اندازه‌گیری‌ها باید تنها به هنگام عملکرد پیوسته اندازه‌گیری شوند.
- توان اکتیو باید در ترمینال توربین بادی اندازه‌گیری شود.
- اندازه‌گیری‌ها باید به‌گونه‌ای انجام شوند که حداقل پنج سری زمانی ۱۰ دقیقه‌ای توان برای هر سرعت باد ۱ متر بر ثانیه بین سرعت باد قطع توربین بادی و ۱۵ متر بر ثانیه جمع‌آوری شود.
- سرعت باد به صورت مقادیر میانگین ۱۰ دقیقه‌ای محاسبه می‌شود.
- توان اندازه‌گیری شده باید به داده‌های میانگین ۰,۲ ثانیه‌ای و ۶۰ ثانیه‌ای منتقل شوند.
- $P_{0.2}$ به صورت بیشترین مقدار میانگین ۰,۲ ثانیه‌ای است که در دوره زمانی اندازه‌گیری شده است.
- P_{60} به صورت بیشترین مقدار میانگین ۶۰ ثانیه‌ای است که در دوره زمانی اندازه‌گیری شده است.
- P_{600} به صورت بیشترین مقدار میانگین ۶۰۰ ثانیه‌ای است که در دوره زمانی اندازه‌گیری شده است.

۴-۵-۷-۲- محدودیت نرخ تغییرات توان اکتیو

بدین منظور مراحل زیر باید اعمال شوند.

- نرخ تغییرات باید به صورت ۱۰ درصد توان نامی در هر دقیقه تنظیم شود.
- آزمون باید تا ۱۰ دقیقه بعد از اینکه توربین بادی به شبکه متصل شده است، انجام شود.
- توان اکتیو موجود به هنگام آزمون باید حداقل به اندازه ۵۰ درصد توان نامی باشد.
- توان اکتیو باید در ترمینال‌های توربین بادی اندازه‌گیری شود.
- نتایج آزمون باید به ازای اطلاعات میانگین ۰,۲ ثانیه‌ای گزارش شود.
- سرعت باد در بازه زمانی آزمون به صورت سری زمانی با فرکانس ۱ هرتز بیان می‌شود.

۴-۵-۷-۳- کنترل نقطه تنظیم توان اکتیو

بدین منظور مراحل زیر باید در نظر گرفته شوند.

- آزمون باید در بازه زمانی ۱۰ دقیقه‌ای انجام شود.
- محدودیت نرخ تغییرات توان باید به هنگام آزمون غیرفعال شود تا سریع‌ترین پاسخ ممکن به دست بیاید.

- سیگنال نقطه تنظیم توان اکتیو باید از ۱۰۰ درصد تا ۲۰ درصد در پله‌های ۲۰ درصدی با عملکرد ۲ دقیقه در هر مقدار نقطه تنظیم کاهش یابد.
- توان اکتیو خروجی باید به هنگام آزمون حداقل ۹۰ درصد توان نامی باشد.
- نتایج آزمون باید به صورت بازه اطلاعات ۰,۲ ثانیه‌ای گزارش شود.
- توان اکتیو خروجی باید از سیستم کنترل توربین بادی استخراج شود و در صورتی‌که سیستم کنترلی چنین امکانی را فراهم نسازد، مقدار تقریبی بر اساس سرعت باد اندازه‌گیری شده به همراه منحنی توان توربین بادی استخراج می‌شود.

۴-۵-۸- توان راکتیو

۴-۵-۸-۱- قابلیت توان راکتیو توربین بادی

حداکثر توان راکتیو القایی و خازنی می‌تواند اندازه‌گیری شود و باید موارد زیر اعمال شود.

- به منظور اندازه‌گیری حداکثر توان راکتیو القایی، توربین بادی باید در مود عملکردی تنظیم شود که حداکثر توان راکتیو القایی در محدوده توان به دست بیاید. همین تنظیمات باید در مورد توان راکتیو خازنی اعمال شود.
- اندازه‌گیری‌ها باید تنها به ازای عملکرد پیوسته نمونه‌برداری شوند.
- توان اکتیو و راکتیو باید در ترمینال‌های توربین بادی اندازه‌گیری شوند.
- اندازه‌گیری‌ها باید به‌گونه‌ای انجام شوند که حداقل ۳۰ سری زمانی ۱ دقیقه‌ای توان اکتیو و راکتیو در هر تغییر توان ۱۰ درصدی جمع‌آوری شوند.
- داده‌های نمونه‌برداری شده باید به بازه میانگین ۱ دقیقه‌ای منتقل شوند.

۴-۵-۸-۲- کنترل نقطه تنظیم توان راکتیو

به منظور اندازه‌گیری در نقطه تنظیم توان راکتیو برابر با صفر، مراحل زیر باید اعمال شوند.

- اندازه‌گیری‌ها باید به هنگام عملکرد پیوسته نمونه‌برداری شوند.
- توان‌های اکتیو و راکتیو باید در ترمینال‌های توربین بادی اندازه‌گیری شوند.
- توان اکتیو خروجی باید تقریباً ۵۰ درصد مقدار نامی باشد.
- اطلاعات نمونه‌برداری شده توان راکتیو باید به صورت داده‌های میانگین در ۰/۲ ثانیه باشند.

۴-۵-۹- حفاظت شبکه

سطوح حفاظتی و زمان قطع توربین بادی با توجه به مقادیر اضافه و کاهش ولتاژ و فرکانس تعیین می‌شود. چنین عملی به وسیله منبع ولتاژ سه‌فاز مجزا که دارای ولتاژ و فرکانس متغیر است، انجام می‌شود. همچنین سطح حفاظتی نقطه تنظیم و زمان‌های قطع کنترلر توربین بادی باید مشخص شود. به دلایل امنیتی، اندازه‌گیری‌های مربوط به حفاظت شبکه باید در زمانی‌که ژنراتور مربوط به توربین بادی در حال کار نیست، انجام شوند.

مراحل زیر باید به منظور تعیین سطوح حفاظتی اعمال شوند.

- حفاظت افت ولتاژ: منبع ولتاژ سه‌فاز از ۱۰۰ درصد ولتاژ نامی در فرکانس نامی در پله‌های ۱ درصد ولتاژ نامی باید کاهش پیدا کند تا زمانی‌که توربین بادی از شبکه قطع شود. هر پله حداقل ۲۰ ثانیه به طول می‌انجامد.
- حفاظت اضافه ولتاژ: منبع ولتاژ سه‌فاز از ۱۰۰ درصد ولتاژ نامی در فرکانس نامی در پله‌های ۱ درصد ولتاژ نامی باید افزایش پیدا کند تا زمانی‌که توربین بادی از شبکه قطع شود. هر پله حداقل ۲۰ ثانیه به طول می‌انجامد.
- حفاظت کاهش فرکانس: فرکانس منبع ولتاژ سه‌فاز از ۱۰۰ درصد فرکانس نامی در ولتاژ نامی در پله‌های ۰/۱ هرتز کاهش می‌یابد تا توربین بادی از شبکه قطع شود. هر پله حداقل ۲۰ ثانیه به طول می‌انجامد.
- حفاظت افزایش فرکانس: فرکانس منبع ولتاژ سه‌فاز از ۱۰۰ درصد فرکانس نامی در ولتاژ نامی در پله‌های ۰/۱ هرتز افزایش می‌یابد تا توربین بادی از شبکه قطع شود. هر پله حداقل ۲۰ ثانیه به طول می‌انجامد.

به منظور تعیین زمان قطع، مراحل زیر باید اعمال شوند.

- زمان قطع توربین بادی باید از طریق برگه اطلاعات آن یا از طریق اندازه‌گیری زمان قطع مشخص شود.
- زمان قطع به صورت دوره زمانی از شروع پله‌های ولتاژی تا قطع توربین بادی تعریف می‌شود.
- افت ولتاژ: پله ولتاژی از ولتاژ نامی تا ۵ درصد ولتاژ نامی به کلید توربین بادی توسط منبع ولتاژ جداگانه کاهش می‌یابد.
- اضافه ولتاژ: پله ولتاژی از ولتاژ نامی تا ۵ درصد ولتاژ نامی به کلید توربین بادی توسط منبع ولتاژ جداگانه اضافه می‌شود.

۴-۵-۱۰-زمان وصل مجدد

به منظور تعیین زمان وصل مجدد مراحل زیر باید پیاده شوند.

- میانگین سرعت باد به هنگام زمان وصل مجدد باید بیشتر از ۱۰ متر بر ثانیه باشد.

- شبکه باید از طریق یک کلید از توربین بادی مجزا شود. این کلید از نوع فشار متوسط بوده و باز شدن آن باید در زمانی اتفاق بیفتد که توربین بادی در حال عملکرد است.
- زمان خطا برابر با مدت زمان بین باز شدن و بسته شدن کلید می‌باشد. کلید باید قابلیت عملکرد دستی را داشته و زمان خطا باید با تلرانس ۱ ثانیه مشخص شده باشد.
- نتایج آزمون باید بر اساس داده‌های میانگین ۰/۲ ثانیه‌ای ولتاژ و توان گزارش شوند. بر اساس ولتاژ و توان اندازه‌گیری شده، زمان وصل مجدد از زمانی‌که ولتاژ به مقدار نامی خود باز می‌گردد تا زمانی‌که توربین بادی شروع به تولید توان می‌کند، تعیین می‌شود.

نتیجه‌گیری

در این گزارش استانداردهای معتبر کشورهای صنعتی و پیشتاز در زمینه اتصال انواع مختلف تولیدات پراکنده به شبکه مورد بررسی قرار گرفت. در بخش اول این گزارش، ابتدا استاندارد کشورهای کانادا، آمریکا، اسپانیا و انگلستان در رابطه با اتصال مولدهای تولید پراکنده غیراینورتری به شبکه مورد بررسی قرار گرفت. در کشور کانادا استانداردهای IEEE 1547، استاندارد انجمن CETC و دستورالعمل سیستم توزیع Manitoba Hydro مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

طبق استانداردهای موجود در کشور کانادا، طرح حفاظتی DG باید شامل مواردی از جمله : تنظیمات گروهی رله ها برای عملکرد جزیره‌ای، استفاده از لینک‌های مخابراتی برای طرح حفاظتی تطبیقی، حفاظت افت ولتاژ که بتواند در صورت عدم عملکرد رله اضافه جریان با تأخیر عمل کند، سنکرون سازی مجدد سیستم جزیره شده و عملکرد ریکلوزرهای شبکه برای وصل مجدد سیستم جزیره شده به شبکه بزرگتر باشد.

همچنین نوع ترانسفورماتور مناسب برای اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق کانادا به همراه مزایا و معایب آنها مورد ارزیابی قرار گرفتند و توابع حفاظتی مورد نیاز برای حفاظت نقطه اتصال مشترک بیان گردیده و طرح اتصال مورد استفاده در این کشور بررسی گردیدند. در کشورکانادا از توابع حفاظتی 51V , 59I , 27/59 , 81R , 81O/U 25, 32, 78 , 46 , 47 , 27N, 59N , 67N, 51N , 21, 67 , برای حفاظت محل اتصال استفاده می‌شود.

مطابق با مقررات سیستم توزیع Manitoba Hydro کشور کانادا، جهت اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه میزان مجاز اختلاف زاویه، اختلاف ولتاژ و اختلاف فرکانس برای توان‌های زیر ۵۰۰ کیلوولت آمپر به ترتیب برابر ۲۰ درجه، ۱۰٪ و ۰,۳ هرتز، برای توان‌های بین ۵۰۰ تا ۱۵۰۰ کیلوولت آمپر به ترتیب برابر ۱۵ درجه، ۵٪ و ۰,۲ هرتز و برای توان‌های بیشتر از ۱۵۰۰ کیلوولت آمپر به ترتیب برابر ۱۰ درجه، ۳٪ و ۰,۱ هرتز می‌باشد. بسته‌های نرم افزاری که در کشور کانادا به منظور بررسی تأثیرات DG روی شبکه استفاده می‌شوند، شامل CYMTCC و CYMDIST می-باشند.

استانداردهای مربوط به اتصال DG در آمریکا، شامل استانداردهای IEEE 1547 ، CPUC۱ Rule 21 و استاندارد NERC مورد بررسی قرار گرفتند. مطابق این استانداردها واحد تولید پراکنده در صورتی قابلیت اتصال به شبکه را پیدا می‌کند که مجموع توان تولیدی واحد تولید پراکنده از ۵ درصد حداکثر بار شبکه افزایش پیدا نکند و منابع تولید پراکنده در برابر سنکرون سازی و تغذیه معکوس محافظت شوند. همچنین در لحظه اتصال DG، ولتاژ نباید

بیش از ۵ درصد نسبت به ولتاژ شبکه دچار تغییر شود و محدوده‌های مجاز فرکانس بین ۵۹,۳ تا ۶۰,۵ هرتز بوده و DG باید قادر به ایجاد حداقل ۲۲۰ درصد ولتاژ نامی سیستم در محل اتصال مشترک باشد.

در کشور آمریکا، توابع حفاظتی نقطه اتصال مشترک شامل رله توان معکوس (۳۲)، رله سنکرون‌چک (۲۵) به منظور بازیابی و بازبست مجدد، رله‌های اضافه ولتاژ و افت ولتاژ (۲۷/۵۹) و اضافه فرکانس و کاهش فرکانس (81O/U) به منظور تشخیص عدم عملکرد موازی با شبکه واحد تولید پراکنده، اجزای جهتی به منظور تشخیص وقوع خطا و حفاظت در برابر تغذیه خطای پشت سر (67/51P، 67/50P، 67/51N، 67/50N، 59N) می‌باشد.

استانداردهای کشور اسپانیا که مرتبط با اتصال DG به شبکه هستند، شامل استانداردهای IEEE 1547 و IEEE 929 می‌باشند. با توجه به استانداردهای کشور اسپانیا، در سطح فشار ضعیف محدوده توان واحدهای تولید پراکنده برابر 100kVA یا ۵۰ درصد ظرفیت پستی که خط متصل به واحد تولید پراکنده به آن وصل می‌شود، در نظر گرفته می‌شود و برای شبکه‌های فشار متوسط و فشار قوی، واحدهای تولید پراکنده دارای ژنراتور القایی تا توان 5000kVA و واحدهای تولید پراکنده دارای ژنراتور سنکرون تا توان 10MVA قابلیت اتصال به شبکه را دارند. این در صورتی است که توان انتقالی از ۵۰ درصد ظرفیت خط انتقال تجاوز نکند.

در این کشور محدوده تغییرات ولتاژ بین ۳ تا ۵ درصد ولتاژ نامی شبکه و محدوده مجاز تغییرات فرکانس بین ۵۹,۷ تا ۶۰,۲ هرتز می‌باشد. همچنین، جهت اتصال واحد تولید پراکنده به شبکه میزان مجاز اختلاف ولتاژ و اختلاف فرکانس برای توان‌های زیر ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر به ترتیب برابر ۲۰ درجه، ۱۰٪ و ۰,۲ هرتز، برای توان‌های بیشتر از ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر به ترتیب برابر ۱۰ درجه، ۸٪ و ۰,۱ هرتز می‌باشد. در ادامه الزامات حفاظتی اتصال واحدهای تولید پراکنده به شبکه برق کشور اسپانیا مورد بررسی قرار گرفت.

در نهایت در این بخش استانداردهای کشور انگلستان به منظور اتصال DG به شبکه شامل استاندارد HD 60364، استاندارد IEC 60255-127، استانداردهای EN 61000-6-1 و EN 61000-6-3 و دستورالعمل توزیع کشور انگلستان (دستورالعمل ER G83) مورد مطالعه قرار گرفت.

طبق این استانداردها، هیچ‌گونه اتصال مستقیمی نباید بین سیم‌پیچی ژنراتور و ترمینال زمین شبکه وجود داشته باشد و واحد تولید پراکنده باید به ازای ولتاژ محل اتصال در محدوده ۰/۸۵ تا ۱/۱ ولتاژ نامی از شبکه قطع نشود و باید قادر به عملکرد پیوسته در زمانی‌که فرکانس محل اتصال در محدوده ۴۹ تا ۵۱ هرتز است، باشد. . ژنراتورهایی که به صورت مستقیم و سنکرون به شبکه متصل هستند، باید در فرکانس‌های بالاتر از ۵۰/۵ هرتز و پایین‌تر از ۴۹/۵ هرتز از شبکه جدا شوند. حفاظت محل اتصال در کشور انگلستان مطابق استاندارد IEC 60255-127 بوده و تنظیمات حفاظتی محل اتصال توسط شرکت برق تعیین می‌شود. در این بخش تنظیمات حفاظتی محل اتصال بیان شده است.

در بخش بعدی گزارش الزامات اتصال به شبکه منابع تولید پراکنده اینورتری شامل منابع خورشیدی و بادی مورد مطالعه قرار گرفته است. در رابطه با اتصال نیروگاه‌های خورشیدی به شبکه، استاندارد کشورهای چین، آمریکا، آلمان و ایتالیا مورد بررسی قرار گرفته است.

در چین دو دسته استاندارد برای اتصال به شبکه مولد های اینورتری وجود دارد. دسته اول استاندارد های ملی و دسته دوم استاندارد های شرکت برق استانی چین می باشند. استانداردهای شرکت برق استانی، مولد های فوتوولتائیک را بر اساس ولتاژ اتصال تقسیم می کند: مولد های فوتوولتائیک کوچک که به ولتاژ ۳۸۰ ولت متصل می شوند، مولدهای فوتوولتائیک متوسط که به ولتاژ ۱۰ تا ۳۵ کیلوولت وصل می شوند و مولد های فوتوولتائیک بزرگ که به ولتاژ ۶۶ کیلوولت وصل می شوند. الزامات فنی برای این سه نوع مولد متفاوت می باشد. در کشور چین، هارمونیک های مجاز جریان قابل تزریق به شبکه بر اساس توان مولد که نسبت بین توان مولد خورشیدی نصب شده و تمام ظرفیت تولید توان و یا تجهیزات مولد هارمونیک در نقطه اتصال به شبکه تعیین می گردد و مقدار فلیکر که به وسیله مولد خورشیدی ایجاد می گردد، باید مطابق با نسبت بین ظرفیت نصب شده مولد و کل ظرفیت دیگر مولد های متصل به نقطه اتصال به شبکه، باید توزیع گردد. همچنین، در زمان کارکرد مولد خورشیدی مولفه DC تزریقی به شبکه نباید بزرگتر از ۰,۵ درصد مقدار نامی AC باشد. ضریب توان مولد خورشیدی که به شبکه با ولتاژ ۱۰ تا ۳۵ کیلوولت متصل است باید به صورت پیوسته بزرگتر از ۰,۹۸ (القایی یا خازنی) باشد. در مولد های خورشیدی که به شبکه با ولتاژ ۱۱۰ (۶۶) کیلوولت متصل است، جبرانساز توان راکتیو باید بتواند مجموع توان راکتیو القایی داخلی، ترانس ها و نصف توان راکتیو خط اتصال به شبکه را در حالت تولید نامی جبران نماید. در مولد های خورشیدی که به شبکه با ولتاژ ۵۰۰ (۷۵۰) کیلوولت متصل است، جبرانساز توان راکتیو باید بتواند مجموع توان راکتیو القایی داخلی، ترانس ها و تمام توان راکتیو خط اتصال به شبکه را در حالت تولید نامی جبران نماید. یک مولد خورشیدی با فرکانس بزرگتر از ۵۰,۲ باید حداقل برای دو دقیقه فعال باشد و بعد از آن باید تزریق را در ۰,۲ ثانیه متوقف نماید و از شبکه جدا گردد. یک مولد خورشیدی با فرکانس بزرگتر از ۵۰,۵ باید تزریق را در ۰,۲ ثانیه متوقف نماید و از شبکه جدا گردد. زمانی که ولتاژ نقطه اتصال مولد ۹۳ درصد تا ۱۱۰ درصد مقدار نامی باشد، مولد باید در شرایط نرمال کار کند. اتصال مجدد مولد به شبکه در کشور چین، برای مولدهای کوچک با یک تأخیر زمانی از ۲۰ ثانیه تا ۵ دقیقه و مولد های متوسط و بزرگ منوط به اجازه شرکت شبکه می باشد.

در استاندارد های آمریکا مولد های فوتوولتائیک بر اساس توان آنها دسته بندی می شوند. FERC order 2003 الزامات اتصال به شبکه برای مولدهای بزرگتر از ۲۰ مگاوات را تعیین می نماید. FERC order 2006 الزامات اتصال به شبکه برای توان کمتر از ۲۰ مگاوات را مشخص کرده است. بقیه استاندارد ها مانند SDG&E نحوه اتصال و محل اتصال مانند شبکه توزیع و یا انتقال را مشخص می سازند. اعوجاج کل هارمونیک های جریان نباید در شبکه محلی،

در نقطه اتصال به شبکه، نباید از ۵ درصد فراتر رود. تجهیزات مولد نباید سبب فلیکر خطرناک برای دیگر کاربران محلی گردد. مولد نباید جریان DC بزرگتر از ۰,۵ درصد از توان نامی خروجی را در نقطه اتصال به شبکه تزریق نماید. مولد باید توانایی تنظیم ضریب توان از ۰,۹۵- تا ۰,۹۵+ بر اساس الزامات شبکه را داشته باشد. هزینه تحملی از بابت توان راکتیو بر عهده شرکت شبکه می باشد. یک مولد خورشیدی با فرکانس بزرگتر از ۶۰,۶ باید حداقل برای سه دقیقه فعال باشد و بعد از آن باید تزریق را در ۰,۱۶ ثانیه متوقف نماید و از شبکه جدا گردد. یک مولد خورشیدی با فرکانس بزرگتر از ۶۱,۷ باید تزریق را در فورا متوقف نماید و از شبکه جدا گردد. اتصال مجدد مولد بایستی شامل تأخیر قابل تنظیم باشد که می تواند تا ۵ دقیقه بعد از بازگشت شبکه به شرایط عادی به طول انجامد. در صورت بروز حالت جزیره ای ناخواسته که در آن مولد بخشی از شبکه محلی را از طریق نقطه اتصال به شبکه دارای انرژی می نماید، تجهیزات حفاظتی باید حالت جزیره را تشخیص و در کمتر از ۲ ثانیه مولد از شبکه جدا شود.

استاندارد های آلمان الزامات مختلف اتصال به شبکه را برای مولد های فوتوولتائیک بر اساس ولتاژ شبکه تقسیم بندی می نماید. شبکه ولتاژ پائین کمتر از یک کیلوولت، شبکه ولتاژ متوسط از ۱ کیلوولت تا ۳۵ کیلوولت، شبکه با ولتاژ بیشتر از ۳۵ کیلوولت. محدودیت های هارمونیکی مربوط به مبدل های توان، بر اساس استانداردهای EN 61000 تعیین می گردد و با توجه به میزان توان خروجی آنها می باشد. محدودیت بلند مدت فلیکر در مورد تجهیزات با جریان نامی کمتر از ۷۵ آمپر و تجهیزات با جریان نامی بزرگتر از ۷۵ امپر مورد استفاده قرار می گیرند که در استاندارد های مربوطه ذکر گردیده اند. جریان مستقیم تزریق شده به ولتاژ پایین به دلیل خرابی مولد باید منجر به قطع مدار در کمتر از ۰,۲ ثانیه گردد. در این حالت می توان مولفه DC بزرگتر از یک آمپر را به عنوان یک مرز در نظر گرفت. مولد باید توانایی تنظیم ضریب توان از ۰,۹- تا ۰,۹+ بر اساس الزامات شبکه را داشته باشد. یک مولد خورشیدی با فرکانس بزرگتر از ۵۰,۲ باید فعال باشد و بعد از آن باید تزریق را در ۰,۲۰ ثانیه متوقف نماید و از شبکه جدا گردد. یک مولد خورشیدی با فرکانس بزرگتر از ۵۱,۵ باید تزریق را در فورا متوقف نماید و از شبکه جدا گردد. اتصال مجدد مولد بایستی شامل تأخیر قابل تنظیم باشد که می تواند حداقل ۳ ثانیه بعد از بازگشت شبکه به شرایط عادی به طول انجامد. در صورت بروز حالت جزیره ای ناخواسته که در آن مولد بخشی از شبکه محلی را از طریق نقطه اتصال به شبکه دارای انرژی می نماید، تجهیزات حفاظتی باید حالت جزیره را تشخیص و در کمتر از ۵ ثانیه مولد از شبکه جدا شود.

بنابراین بر اساس شبکه و توان نیروگاه خورشیدی کشور ها استانداردهای خود را توسعه می دهند. در چین معمولا الزامات بر اساس دیدگاه های مختلف برای سیستم خورشیدی متصل به شبکه تعیین می گردد. استاندارد های مربوطه در چین طبقه بندی را بر اساس اتصال به خطوط توزیع یا انتقال انجام می دهند، در حالی که در امریکا بر اساس توان مولد متصل به شبکه این کار انجام می گردد.

در نهایت در رابطه با اتصال نیروگاه‌های بادی به شبکه، استاندارد کشورهای آمریکا، چین، آلمان و سویس مورد بررسی قرار گرفته است. استانداردهای مربوط به اتصال واحدهای بادی در کشور آمریکا شامل دستورالعمل FERC شماره 661/661A، استاندارد اتصال واحد تولید پراکنده مربوط به NERC، استاندارد اتصال توربین بادی مربوط به توربین بادی ERCOT و استانداردهای اتصال ISO-NE می‌باشد که مورد بررسی قرار گرفته است.

. الزامات هارمونیکی در کشور آمریکا توسط استاندارد IEEE 519 برآورده می‌شوند و به صورت کلی در سیستم توربین بادی، باید THD جریان ترمینال ماشین کوچکتر از ۵ درصد باشد. ضریب قدرت توربین‌های بادی به هنگام اتصال به شبکه باید در محدوده ۰,۹۵ پیش‌فاز تا ۰,۹۵ پس‌فاز باشد و توربین‌های بادی الزامی به تزریق توان راکتیو به شبکه در زمانی‌که توان خروجیشان کمتر از ۱۰ درصد توان نامی آن‌ها است، ندارند. مقادیر آستانه برای محدوده عملکردی در فرکانس‌های ۵۷/۵، ۵۸، ۵۸/۴ و ۵۹/۴ هرتز تنظیم می‌شوند که تنظیمات رله اضافه/کاهش فرکانس در این کشور مورد بررسی قرار گرفته است.

همچنین توربین بادی باید قابلیت LVRT را تا ۱۵ درصد ولتاژ نامی خط برای زمان ۰/۶۲۵ ثانیه داشته باشد و سیستم باید قابلیت عملکرد پیوسته در ۹۰ درصد ولتاژ نامی خط که به ازای ولتاژ فشار قوی ترانسفورماتور محل اتصال تعیین می‌شود، را داشته باشد. در نهایت تجهیزات حفاظتی مورد نیاز محل اتصال بیان شده است.

در کشور چین قوانین فنی اتصال توربین بادی به شبکه قدرت با عنوان GB/Z 19963-2005 و استاندارد GB/T 14549 مورد بررسی قرار گرفته است. طبق استاندارد GB/T 14549، THD جریان باید کمتر از ۵ درصد باشد. همچنین طبق استانداردهای کشور چین محدوده مجاز انحراف ولتاژ برابر با ٪۱۰± ولتاژ نامی می‌باشد و نیز هنگامی‌که ولتاژ شبکه در محدوده عادی باشد، توربین‌های بادی باید ولتاژ شبکه را در بازه ٪۳- تا ٪۷ ولتاژ نامی کنترل کنند. محدوده فرکانسی عادی توربین‌های بادی ۴۹/۵ تا ۵۰/۲ هرتز، حداکثر و حداقل فرکانس بهره‌برداری توربین بادی به ترتیب ۵۰/۲ هرتز و ۴۸ هرتز می‌باشن و محدوده تنظیم توان اکتیو بین ۲۰ درصد تا ۱۰۰ درصد توان نامی می‌باشد. در کشور چین، توربین‌های بادی باید قابلیت کنترل دینامیکی ضریب توان را در محدوده ۰/۹۵ پیش‌فاز تا ۰/۹۵ پس‌فاز را داشته باشند. استانداردهای کشور چین، توربین‌های بادی را به ازای افت ولتاژهای تا ۰/۲ پریونیت و تا زمان ۰/۶۲۵ ثانیه، ملزم به اتصال به شبکه می‌کنند. همچنین سرعت بازیابی در قدرت نامی برابر با ۱۰ درصد بر ثانیه تنظیم می‌گردد.

مطابق استانداردهای کشور آلمان، محدوده فرکانسی که توربین‌های بادی باید قادر به تحمل آن باشند، ۴۷/۵ هرتز تا ۵۱/۵ هرتز می‌باشد. مزرعه‌های بادی باید قادر به تولید توان نامی با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ مگاوات با ضریب توان بین ۰/۹۵ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز باشند و مزرعه‌های بادی با توان نامی بیش از ۱۰۰ مگاوات باید قادر به عملکرد با ضریب توان بین ۰/۹۲۵ پس‌فاز تا ۰/۹۵ پیش‌فاز باشند. در ادامه نیازمندی‌های اتصال توربین بادی به شبکه مورد

بررسی قرار گرفته است. حداقل ولتاژی که سمت ترمینال ژنراتور می‌تواند وجود داشته باشد، ۰,۳ پریونیت می‌باشد. همچنین ولتاژ نقطه اتصال شبکه می‌تواند تا ۰,۱۵ پریونیت کاهش یابد. در نهایت محدودیت‌های حفاظتی توربین‌های بادی مطالعه شده است.

مطابق با استانداردهای کشور سوییس، مواردی شامل تعریف و مشخص کردن مقادیری که به منظور تحلیل کیفیت توان توربین‌های بادی متصل به شبکه باید بررسی شوند، مراحل اندازه‌گیری مشخصه‌های کمی و مراحل ازریابی نیازمندی‌های مربوط به کیفیت توان شامل تخمین کیفیت توان مجموعه‌ای از توربین‌های بادی به صورت مزرعه بادی مورد بررسی قرار گرفته است. ضریب فلیکر توربین بادی به ازای عملکرد پیوسته آن، به عنوان ۹۹امین صدک زاویه فاز امپدانس شبکه شامل ۳۰، ۵۰، ۷۰ و ۸۵ درجه به ازای توزیع سرعت باد متفاوت ۶، ۷,۵، ۸,۵ و ۱۰ متر بر ثانیه تعیین می‌شود. در ادامه پاسخ توربین‌های بادی به ازای افت ولتاژ مورد بررسی قرار گرفته است. در ادامه مسائل مربوط به کیفیت توان، حفاظت، کنترل توان اکتیو و راکتیو توربین‌های بادی مورد بررسی قرار گرفته است.

در بررسی این استانداردها و دستورالعمل‌ها موارد مختلفی از جمله الزمات کیفیت توان، هارمونیک، فلیکر، تزریق DC، تغییرات ولتاژ، توان اکتیو/توان راکتیو، حفاظت و الزمات ارتباطی مورد در کشورهای مختلف ارزیابی و با یکدیگر مقایسه گردیدند.

مراجع

[۱]. Moore, Andrew T. "Distributed generation (DG) protection overview." *Literature Review for ES 586b, University of Western Ontario*, 2008.

[۲]. IEEE Standards, 1547™. "*IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.*" , 2003.

[۳]. Finney, D., B. Kasztenny, and M. Adamiak. "Generator Protection Needs in DG Environment." *Proceedings of The Power Systems Conference*, 2002.

[۴] . Monitoba hydro-electric board. "Technical requirements for connecting distributed resources to the Manitoba hydro distribution system." *revision 2.1*, 2011.

[۵]. Fink, Sari, Kevin Porter, and Jennifer Rogers. "The relevance of generation interconnection procedures to feed-in tariffs in the United States." *Contract* 303, 2010.

[۶]. Kroposki, B., and A. Vaughn. "DG power quality, protection, and reliability case studies report." *National Renewable Energy Laboratory*, Golden, CO, NREL/SR-560-34635, 2003.

[۷]. Vaziri, M., S. Vadhva, T. Oneal, and M. Johnson. "Smart grid, distributed generation, and standards." *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.

[۸]. National grid, Supplement to specifications for electrical installations. "*Requirements for parallel generation connected to a national grid owned EPS*." Ver 2.3, 2015.

[۹]. Tagare, Digambar M. "Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems." *Electric Power Generation: The Changing Dimensions*: 301-313, 2011.

[۱۰]. Vaziri, Mohammad, et al. "Distributed generation issues, and standards." *Information Reuse and Integration (IRI), IEEE International Conference on*., 2011.

[۱۱]. Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage. "*IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.*" 2009.

[۱۲]. Eversource. "*Technical Specifications for Distributed Generation Interconnection.*"March,2016.

[۱۳]. Antonova, Galina, et al. *"Distributed generation and its impact on power grids and microgrids protection." Protective Relay Engineers, 65th IEEE Annual Conference for*., 2012.

[۱۴]. IEC/TS 62282-1:2010, "*Fuel cell technologies — Part 1: Terminology", 2010.*

[۱۵]. Moreno-Munoz, A., J. J. G. de la Rosa, M. A. Lopez, and AR Gil de Castro. "Distributed resources standards: the case of Spain." *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2009.

[۱۶]. Moreno-Muñoz, A., J. J. G. De la Rosa, M. A. López, and AR Gil de Castro. "Grid interconnection of renewable energy sources: Spanish legislation." *Energy for Sustainable Development 14*, no. 2, 2010.

[۱۷]. Van Thong, Vu, Johan Driesen, and Ronnie Belmans. "Overview and comparisons of existing DG interconnection standards and technical guidelines." *IEEE International Conference on Clean Electrical Power*, 2007.

[۱۸]. Stadler, Ingo, and Técnica Alemã–GIZ. "Study about International Standards for the connection of Small Distributed Generators to the power grid." *Cologne University of Applied Science*, 2011.

[۱۹]. Chang, Liuchen, and H. Madadi Kojabadi. "Review of interconnection standards for distributed power generation." *Power Engineering Large Engineering Systems Conference on*, LESCOPE, 2002.

[۲۰]. EN 60255-151:2009, *Measuring relays and protection equipment — Part 151: Functional requirements for over/under current protection* (IEC 60255-151:2009).

[۲۱]. BS EN 50438. "*Requirements for microgenerating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks.*" 2013.

[۲۲]. Collinson, Allan, Fangtao Dai, Andy Beddoes, and John Crabtree. "Solutions for the connection and operation of distributed generation." *EA Technology Ltd*, 2003.

[۲۳]. "Distributed generation connection guide: a guide for connecting generation that falls under G59/2 to the distribution network." *Energy networks association*, 2010.

[۲۴]. "Interconnection of decentralized electricity generation: a review of standards, technical requirements and procedures in the EU-15." *European local electricity production*, 2005.

[۲۵]. Van Thong, Vu, Johan Driesen, and Ronnie Belmans. "Overview and comparisons of existing DG interconnection standards and technical guidelines." *IEEE International Conference on Clean Electrical Power*, 2007.

[۲۶]. Greacen, Chris. "A guidebook on grid interconnection and islanded operation of mini-grid power systems up to 200 kw." 2014.

[۲۷]. VDE-AR-N4105 "*Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*" 2011.

[۲۸]. VDE V 0124-100 "*Grid Integration of Generator Plants-Low Voltage*", 2012.

[۲۹]. BDEW Technical Guideline "*Generating Plants connected to the Medium Voltage Network*" 2008.

[۳۰]. VDE-0126-1-1 "*Automatic Disconnection device between a generator and a public low voltage grid*" 2005.

[۳۱]. IEEE 1547 "*Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System*" 2008.

[۳۲]. IEEE 1547.1 "*Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power*" 2005.

[۳۳]. San Diego Gas & Electric Company (SDG&E) Rule 21 "*System Interconnection Standards for non-utility Owned Generation*" 2015.

[۳۴]. UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION "*Standardization of Generator Interconnection Agreements and Procedure.*" 2003.

[۳۵]. UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION "*Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedure*" 2006.

[۳۶]. San Diego Gas & Electric Company (SDG&E) "*Electric Distribution System Interconnection Handbook*" 2016.

[۳۷]. San Diego Gas & Electric Company (SDG&E) "*Generation Transmission Interconnection Handbook*" 2015.

[۳۸]. CEI 82-25 "*Guide for design and installation of photovoltaic (PV) systems connected to MV and LV networks*" 2008.

[۳۹]. GB/T 29319 "*Technical requirements for connection photovoltaic power station to power system*",2012.

[۴۰]. Q/GDW 617 "*Technical requirements for connection photovoltaic power station to distribution network.*" 2011.

[۴۱]. Q/GDW 618 "*Technical rules for photovoltaic power stations connected to power grid*" ,2011.

[۴۲]. Q/GDW 618 "*Test Procedure for photovoltaic power stations connected to power grid*" , 2011.

[۴۳]. سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، "نشریه شماره ۶۵۰: ضوابط اتصال و بهره‌برداری نیروگاه‌های بادی بزرگ به شبکه سراسری برق"، ۱۳۹۲.

[۴۴]. England, ISO New, and A. W. S. Truewind. "*Technical Requirements for Wind Generation Interconnection and Integration*." 2009.

[۴۵] . Piwko, R. J. "Interconnection requirements for variable generation." *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*, Atlanta, GA, USA, 2012.

[۴۶] . UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, "*Standard Interconnection Agreement for Wind Energy*", 2005.

[۴۷] . Warren Lasher, "Summary of Significant Wind-Plant Requirements in ERCOT" *Washington, D.C.: North American Electric Reliability Corporation*, 2010.

[۴۸]. Rao Jianye, X. Xiaodong, and Han Xiaoqi He Zhao, "Comparison on Technical Regulations of China and Other Countries for Grid-Connection of Wind Farms," *Power System Technology*, 2012.

[۴۹] . GB/Z 19963 China Electric Power Research Institute, "*Technical Rule for Connecting Wind Farm to Power System (Recommendations)*," 2005.

[۵۰] . NB/T 31003-2011, National Energy Administration, "Wind Power Interconnection Technical Regulations", 2011.

[۵۱] . Q/GDW 392-2009, Beijing State Grid Corporation, "Technical Rule for Connecting Wind Farm into Power Grid," 2010.

[۵۲]. GB/T 19963, Beijing General Administration of Quality Supervision Inspection and Quarantine and Standardization Administration of China, "*Technical Rule for Connecting Wind Farm to Power System*", 2011.

[۵۳] . Vattenfall Europe Transmission, " Rules of Vattenfall Europe Transmission GmbH for Network Connection and Utilization, Vattenfall Europe Transmission GmbH," *Chausseestraße 23*, 10115 Berlin, 2007 http://transmission.vattenfall.de/

[۵۴] . "Grid Code High and Extra High Voltage", *E.ON Netz GmbH Bayreuth*, 2003, http://www.eon-netz.com.

[۵۵]. Erlich, István, and Udo Bachmann. "Grid code requirements concerning connection and operation of wind turbines in Germany." *In IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005.

[۵۶] . Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V, "Renewable Energy Sources Connected to the High and Extra High Voltage Network", *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz, Guideline as attachment to the grid codes, VDN, Association of German Transmission Grid Operators*, 2003.

[۵۷]. Federal Ministry for Environment, Nature Conversation and Nuclear Safety, "Act revising the legislation on renewable energy sources in electricity sector", *Federal Law Gazette*, 2004.

[۵۸] . Jauch C., Sorensen P., Jensen B.B., "International Review of Grid Connection Requirements for Wind Turbines." *Nordic Wind Power Conference*, Göteborg, 2004.

[۵۹]. IEC 61400-21. "*Wind Turbine Generator Systems*" ,2008.

[۶۰] . International Electrotechnical Commission. "Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage." *White Paper*, 2012.

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: دستورالعمل انجام مطالعات فنی طرح اتصال انواع مختلف منابع تولید پراکنده به شبکه

کد گزارش: PSTPN05/T2

عنوان پروژه : تدوین دستورالعمل فنی و اجرایی اتصال مولدهای تولید پراکنده به شبکه

مدیر پروژه : مصطفی گودرزی

کارفرما: پژوهشگاه نیرو

تهیه کننده: گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست

تاریخ: خرداد ۱۳۹۶

پیشگفتار

در سال‌های اخیر به دلیل مشکلاتی از قبیل آلودگی هوا و همچنین به اتمام رسیدن سوخت‌های فسیلی و تجدیدناپذیر، استفاده از تکنولوژی تولیدات پراکنده مانند مولدهای بادی، فوتوولتاییک و مولدهای سنکرون و CHP به طور فزاینده‌ای افزایش یافته است. علاوه بر این، به دلیل کاهش روز به روز سوخت‌های فسیلی و نیز کشف و دسترسی به تکنولوژی‌ها و پیشرفت‌های جدید در زمینه این نوع منابع، استفاده از این گونه نیروگاه‌ها به طور چشمگیری افزایش یافته است. زیرا این‌گونه منابع مانند نیروگاه بادی و فوتوولتاییک، تجدیدپذیر بوده و آسیب چندانی به محیط زیست وارد نمی‌کنند.

امروزه دولت‌ها در سراسر جهان به منظور توسعه، احداث و استفاده از این گونه مولدها، سیاست‌های تشویقی مانند خرید برق تولیدی این نیروگاه‌ها با نرخ بالا را در نظر گرفته‌اند. لکن نحوه اتصال این مولدها و نیز تاثیرات آن بر شبکه شامل ناپایداری، هماهنگی حفاظتی، کیفیت توان، اثرات بر سیستم زمین و غیره میبایستی مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرند. همچنین بحث مهم دیگری که لازم است در این مطالعات بدان توجه شود، ارتباط این مولدها با شبکه سراسری است. زیرا ممکن است به علت وجود مشکلاتی از قبیل خطا در شبکه سراسری یا عدم تعادل تولید و مصرف، نیاز به جدا شدن این مولدها از شبکه سراسری باشد. این جدا شدن ممکن است موجب وقوع برخی از مشکلات مانند ناپایداری گردد که می‌تواند به مولد و تجهیزات موجود در شبکه آسیب جدی وارد نماید.

هدف از این گزارش، ارائه دستورالعمل انجام مطالعات فنی اتصال انواع مختلف منابع تولید پراکنده به شبکه می باشد. در این گزارش مباحث مختلفی از قبیل جایابی تولیدات پراکنده، مباحث مربوط به مطالعات پخش بار، مباحث حفاظتی از قبیل مطالعات اتصال کوتاه و هماهنگی مرتبط با تجهیزات مختلف حفاظتی، مطالعات مربوط به پایداری و ناپایداری گذرا، مباحث کیفیت توان تحویلی به شبکه و مصرف کننده و نیز مطالعات مربوط به سیستم‌های زمین منابع تولید پراکنده مختلف، مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفته است. علاوه بر این، سعی شده است که مباحث مربوط به مطالعات نرم افزاری هر بخش، توسط نرم افزار دیگسایلنت (Digsilent) تا حد ممکن مورد بررسی و مطالعه قرار گیرد و تنظیمات نرم افزاری هرکدام از بخش‌ها برای انجام مطالعات فنی مورد نیاز، بیان گردد.

این گزارش با همکاری آقایان مهندس آرمان صفایی، سیدمسعود هاشمی و نیما حضرت‌حسینی با مدیریت آقای مهندس مصطفی گودرزی توسط گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست تهیه گردیده است.

فهرست مطالب

۱-مقدمه ۱

۲-اطلاعات مورد نیاز و اصول پیاده سازی و مدل سازی اجزای سیستم قدرت ۶

۲-۱- مولد سنکرون ۶

۲-۱-۱-بخش المان ۶

۲-۱-۲-بخش تایپ ۱۴

۲-۱-۳-مدل سازی ادوات کنترلی گاورنر و AVR برای ژنراتور سنکرون ۲۵

۲-۲- توربین بادی با ژنراتور القایی تغذیه دوگانه (DOUBLY-FED INDUCTION GENERATOR) ۲۸

۲-۲-۱-توصیف کلی ۲۸

۲-۲-۲-بخش المان ۲۸

۲-۲-۳-بخش تایپ ۳۳

۲-۳- توربین بادی (FULL CONVERTER) ۳۹

۲-۳-۱-توصیف کلی ۳۹

۲-۳-۲-بخش المان ۴۰

۲-۴- مولد خورشیدی ۴۹

۲-۴-۱-بخش المان ۵۰

۲-۴-۲-بخش تایپ ۵۴

۲-۵- مدل شبکه بینهایت ۵۶

۲-۶- ترانسفورماتور ۵۹

۲-۶-۱-بخش المان ۵۹

۲-۶-۲-بخش تایپ ۶۵

2-7- خط وکابل ۷۱

۲-۷-۱-بخش المان ۷۱

۲-۷-۲-بخش تایپ ۷۳

۲-۸- مدلسازی بار ۷۶

۲-۸-۱-بخش المان ۷۶

۲-۸-۲-بخش تایپ ۷۸
۲-۹- نتیجه گیری ۷۹
۳-بررسی اصول جایابی منابع تولید پراکنده و تعیین الزامات اتصال ۸۰
۳-۱- مقدمه‌ای بر تولیدات پراکنده ۸۰
۳-۱-۱-ظرفیت تولیدات پراکنده ۸۲
۳-۱-۲-انواع تکنولوژی‌های تولید پراکنده ۸۲
۳-۲- بررسی مزایا و چالش‌های استفاده از تولیدات پراکنده ۸۳
۳-۲-۱-مزایای استفاده از تولیدات پراکنده ۸۳
۳-۲-۲-چالش‌های استفاده از تولیدات پراکنده ۸۴
۳-۳- تحلیل تاثیر تولیدات پراکنده در شبکه‌های الکتریکی ۸۵
۳-۴- فعالیت‌های صورت گرفته در زمینه جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده ۸۶
۳-۵- بررسی مطالعات گذشته در زمینه جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده ۸۶
۳-۶- منابع تولید پراکنده در پست‌های فوق توزیع ۹۹
۳-۷- مدل‌سازی منابع تولید پراکنده ۱۰۰
۳-۸- ضرورت جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده ۱۰۱
۳-۸-۱-تاثیر جایابی و تعیین ظرفیت بر تلفات شبکه ۱۰۱
۳-۸-۲-تاثیر جایابی و تعیین ظرفیت بر پروفیل ولتاژ ۱۰۳
۳-۸-۳-تاثیر جایابی و تعیین ظرفیت بر عمر ترانس‌های قدرت ۱۰۴
۳-۸-۴-تاثیر جایابی و تعیین ظرفیت بر سطح اتصال‌کوتاه ۱۰۵
۳-۸-۵-تاثیر منابع تولید پراکنده بر هزینه‌های تولید برق ۱۰۵
۳-۹- روش‌های جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده ۱۰۷
۳-۹-۱-جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده براساس نوع پارامتر مدنظر ۱۰۷
۳-۹-۱-۱- جایابی و تعیین ظرفیت بر اساس فاکتورهای اقتصادی ۱۰۷
۳-۹-۱-۲-جایابی و تعیین ظرفیت براساس فاکتورهای فنی ۱۰۹
۳-۹-۱-۳-جایابی و تعیین ظرفیت براساس فاکتورهای فنی و اقتصادی بصورت توام ۱۰۹
۳-۹-۱-۴-جایابی و تعیین ظرفیت به منظور ماکزیمم نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه ۱۱۰

۳-۹-۲-دسته‌بندی جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده براساس نوع روش حل ۱۱۱
۳-۱۰-محدودیت‌های مسئله جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده ۱۲۱
۳-۱۰-۱-محدودیت‌های تکنیکی شبکه ۱۲۲
۳-۱۰-۲-محدودیت‌های تکنیکی DG ۱۲۴
۳-۱۰-۳-محدودیت‌های ملی(قانون‌گذاری) ۱۲۵
۳-۱۰-۴-محدودیت‌های اقتصادی ۱۲۵
۳-۱۰-۵-نحوه تاثیر محدودیت‌ها بر روند جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده ۱۲۶
۳-۱۱- نتیجه‌گیری ۱۲۶
۴-روش انجام مطالعات پخش بار ۱۲۷
۴-۱- مقدمه ۱۲۷
۴-۲- اهداف ۱۲۷
۴-۳- محدوده لازم شبیه سازی برای مطالعات پخش بار ۱۲۹
۴-۳-۱-محدوده لازم از شبکه بالا دستی برای مطالعات پخش بار ۱۳۰
۴-۴- اطلاعات مورد نیاز برای انجام مطالعات پخش بار ۱۳۱
۴-۵- پیادهسازی نرم افزاری ۱۳۱
۴-۵-۱-اطلاعات مورد نیاز تجهیزات ۱۳۱
۴-۵-۲-تنظیمات ابزار مطالعات پخش بار ۱۳۱
۴-۶- اجرای برنامه پخش بار و صحت سنجی نتایج پخش ۱۳۳
۴-۶-۱-عیب یابی مشکلات و خطاهای محاسبه پخش بار ۱۳۳
۴-۶-۲-صحت سنجی نتایج ۱۳۵
۴-۷- تحلیل نتایج پخش بار ۱۳۵
۴-۸- نتیجه‌گیری ۱۳۵
۵-روش انجام مطالعات اتصال کوتاه ۱۳۵
۵-۱- مقدمه ۱۳۵
۵-۲- اهداف ۱۳۶
۵-۳- عملکرد انواع مولدهای مقیاس کوچک در هنگام خطای اتصال کوتاه ۱۴۳

۵-۳-۱-ژنراتور سنکرون ۱۴۳
۵-۳-۲-مولد القایی تغذیه دوگانه ۱۴۵
۵-۳-۳-مولدهای اینورتری ۱۴۷
۵-۴- محدوده موردنیاز شبیهسازی جهت انجام مطالعات اتصال کوتاه ۱۴۷
۵-۵- اطلاعات مورد نیاز برای انجام مطالعات اتصال کوتاه ۱۴۸
۵-۶- مکانهای محاسبه جریان اتصال کوتاه ۱۴۸
۵-۷- نوع خطای مورد مطالعه در انجام محاسبات جریان اتصال کوتاه ۱۴۹
۵-۸- پیاده سازی نرم افزاری مطالعات اتصال کوتاه ۱۴۹
۵-۹- تحلیل نتایج ۱۵۲
۵-۱۰-نتیجه‌گیری ۱۵۲

۶-روش انجام مطالعات حالت گذرا ۱۵۴

۶-۱- مقدمه ۱۵۴
۶-۲- اهداف ۱۵۴
۶-۳-عوامل تاثیرگذار بر ناپایداری گذرا ۱۵۵
۶-۴- مطالعات حالت گذرا و بررسی پایداری توسط نرم افزار دیگسایلنت ۱۵۸
۶-۴-۱-مطالعات گذرا ۱۵۸
۶-۴-۲-روش‌های محاسباتی ۱۵۹
۶-۴-۲-۱-شبیه سازی در حالت RMS متعادل ۱۶۰
۶-۴-۲-۲-شبیه سازی در حالت RMS سه فاز نامتعادل ۱۶۰
۶-۴-۲-۳-شبیه سازی در حالت EMT ۱۶۱
۶-۵- نتیجه‌گیری ۱۷۱

۷-روش انجام مطالعات کیفیت توان ۱۷۳

۷-۱- مقدمه ۱۷۳
۷-۲- اهداف ۱۷۴
۷-۳- مدلسازی سیستم و اطلاعات تجهیزات ۱۷۵
۷-۴- پیاده‌سازی نرم افزاری ۱۷۷

۷-۵- نحوه جمع آوری اطلاعات خروجی ۱۷۸
۷-۶- بررسی نتایج ۱۸۰
۷-۷- نتیجه‌گیری ۱۸۰

۸-روش انجام مطالعات هماهنگی حفاظتی ۱۸۱

۸-۱- مقدمه ۱۸۱
۸-۲- اهداف ۱۸۱
۸-۳- دلایل پیچیدگی حفاظت ۱۸۲
۸-۴- تاثیر مولد مقیاس کوچک بر حفاظت شبکه توزیع ۱۸۲
۸-۴-۱-کاهش حساسیت رله بالادستی – خطا در شبکه پایین دست ۱۸۲
۸-۴-۲--ناهماهنگی حفاظتی و عملکرد اشتباه رله DG Back Feed ۱۸۳
۸-۴-۳-مشکلات مرتبط با رله وصل مجدد(Recloser) ۱۸۵
۸-۴-۳-۱- وصل مجدد فیدر فشار متوسط متصل به مولد DG ۱۸۵
۸-۴-۳-۲- وصل مجدد فیدر خروجی فشار متوسط غیرمتصل به مولد DG ۱۸۶
۸-۴-۴-ایجاد ناپایداری گذرا در ژنراتورهای سنکرون متصل به شبکه ۱۸۶
۸-۴-۵-تاثیر نامطلوب بر حفاظت جریان زیاد جهتی در فیدر ورودی ۱۸۷
۸-۴-۶-به هم خوردن منطق Fuse Saving ۱۸۷
۸-۴-۷-امکان عدم عملکرد رله های حفاظتی موجود در شبکه توزیع در بهره برداری جزیره ای ۱۸۹
۸-۵- رله های حفاظتی مورد نیاز در محل مشترک اتصال(PCC) ۱۸۹
۸-۵-۱-اهداف حفاظتی رله های به کار رفته در محل مشترک اتصال ۱۸۹
۸-۶- نیازمندی های هماهنگی رله های حفاظتی مولد و شبکه توزیع ۱۹۰
۸-۷- پیاده سازی نرم افزاری مطالعات هماهنگی حفاظتی ۱۹۱
۸-۷-۱-روش‌های ایجاد ادوات حفاظتی ۱۹۱
۸-۷-۲-مدلسازی رله ۱۹۵
۸-۷-۳-صفحه تنظیمات پیشرفته ۱۹۷
۸-۷-۴-مشخصات اجزای رله IAC 51B21A ۱۹۹
۸-۷-۵-ماژول اندازه گیری ۱۹۹

۸–۷–۶–ماژول حفاظت اضافه جریان،۳ فاز و فاز به فاز به زمین ۲۰۱
۸–۷–۷–ماژول حفاظت اضافه جریان آنی فاز به فاز ۲۰۵
۸–۷–۸–ماژول حفاظت اضافه جریان تاخیری و آنی زمین ۲۰۶
۸–۷–۹-ماژول منطق خطای فاز ۲۰۶
۸–۷–۱۰–اطلاعات ترانسفورماتور ولتاژ ۲۱۳
۸–۷–۱۱–فیوز ۲۱۵
۸–۸– نحوه ایجاد هماهنگی حفاظتی بین رله‌های اضافه جریان ۲۱۸
۸–۹– قواعد هماهنگی تجهیزات حفاظتی شبکه توزیع ۲۱۹
۸–۹–۱–هماهنگی رله – رله ۲۲۰
۸–۹–۲–هماهنگی رله– فیوز ۲۲۱
۸–۱۰–نتیجه‌گیری ۲۲۲
۹–روش انجام مطالعات سیستم زمین ۲۲۳
۹–۱– مقدمه ۲۲۳
۹–۲– اهداف ۲۲۳
۹–۳– مطالعات سیستم زمین برای ژنراتور سنکرون ۲۲۳
۹–۳–۱–زمین کردن نوترال ژنراتور سنکرون ۲۲۵
۹–۴– مطالعات سیستم زمین برای ژنراتورهای بادی ۲۲۷
۹–۵– مطالعات سیستم زمین برای مولدهای فوتوولتاییک ۲۲۸
۹–۶– مطالعات سیستم زمین برای تولیدات پراکنده بر اساس روش‌های اتصال مختلف ۲۳۰
۹–۶–۱–مولد تک واحدی و جدا از شبکه ۲۳۰
۹–۶–۲–مولدهای چند واحدی و جدا از شبکه ۲۳۲
۹–۶–۳–مولدهای چند واحدی و موازی با شبکه ۲۳۴
۹–۷– نتیجه‌گیری ۲۳۶
مراجع ۲۳۷

فهرست اشکال

شکل (۲-۱): مدل مفهومی استفاده شده برای ماشین سنکرون در پخش بار ۶
شکل (۲-۲): شکل کلی بخش المان ژنراتور سنکرون ۷
شکل (۲-۳): پنجره اطلاعات عمومی بخش المان ماشین سنکرون ۸
شکل (۲-۴): پنجره اطلاعات نوترال و زمین بخش المان ماشین سنکرون ۸
شکل (۲-۵): ماشین سنکرون با رابط خنثی در دسترس ۹
شکل (۲-۶): پنجره اطلاعات عمومی پخش بار بخش المان ماشین سنکرون ۹
شکل (۲-۷): محدوده مجاز عملکرد ژنراتور سنکرون ۱۰
شکل (۲-۸): پنجره تنظیمات پیشرفته پخش بار بخش المان ماشین سنکرون ۱۱
شکل (۲-۹): پنجره تنظیمات حفاظتی بخش المان ماشین سنکرون ۱۱
شکل (۲-۱۰): پنجره تنظیمات تحلیل هارمونیکی بخش المان ماشین سنکرون ۱۲
شکل (۲-۱۱): پنجره انتخاب نوع هارمونیک ولتاژ ۱۲
شکل (۲-۱۲): پنجره ورودی اطلاعات هارمونیک بر اساس روش PHASE CORRECT ۱۲
شکل (۲-۱۳): پنجره ورودی اطلاعات هارمونیک بر اساس روش IEEE61000 ..... ۱۳
شکل (۲-۱۴): پنجره انتخاب مدل فلیکر ۱۳
شکل (۲-۱۵): پنجره تنظیمات فلیکر ۱۴
شکل (۲-۱۶): شکل کلی بخش تایپ ژنراتور سنکرون ۱۵
شکل (۲-۱۷):پنجره اطلاعات پایه بخش تایپ ژنراتور سنکرون ۱۵
شکل (۲-۱۸):پنجره اطلاعات پخش بار بخش تایپ ژنراتور سنکرون ۱۶
شکل (۲-۱۹):دیاگرام مدار معادل تک فاز یک ژنراتور برای محاسبه جریان اتصال کوتاه ۱۷
شکل (۲-۲۰): تنظیمات اطلاعات مورد نیاز برای ژنراتور سنکرون در روش اتصال کوتاه کامل ۱۷
شکل (۲-۲۱): مدل اتصال کوتاه برای ژنراتور سنکرون ۱۸
شکل (۲-۲۲): مشخص کردن نوع روتور ۱۹
شکل (۲-۲۳): تنظیمات اتصال کوتاه بر اساس استاندارد IEC61363 ..... ۱۹
شکل (۲-۲۴): اطلاعات مورد نیاز برای مطالعات حالت گذرا ۲۰
شکل (۲-۲۵): پارامترهای جایگزین ثابت شتاب ژنراتور ۲۰
شکل (۲-۲۶): پارامترهای جایگزین ثابت زمانی ۲۱

شکل (۲-۲۷): تنظیمات منحنی اشباع ژنراتور سنکرون ۲۱
شکل (۲-۲۸): معادله مشخص کننده اشباع ۲۱
شکل (۲-۲۹): یک منحنی اشباع نمونه ۲۲
شکل (۲-۳۰): معادله اشباع خروجی نرم افزار ۲۲
شکل (۲-۳۱): تنظیمات دمپینگ ژنراتور سنکرون ۲۳
شکل (۲-۳۲):تنظیمات کیفیت توان و هارمونیک بخش تایپ ژنراتور سنکرون ۲۳
شکل (۲-۳۳): تنظیمات حفاظتی بخش تایپ ژنراتور سنکرون ۲۴
شکل (۲-۳۴): تعریف ادوات کنترلی برای ژنراتور سنکرون ۲۵
شکل (۲-۳۵): انتخاب یک AVR از پیش طراحی شده برای ژنراتور ۲۶
شکل (۲-۳۶): مشخصات قابل تنظیم یک مدل AVR ۲۶
شکل (۲-۳۷): بلوک دیاگرام AVR مدل AC7B ۲۷
شکل (۲-۳۸): بلوک دیاگرام AC7B AVR در نرم افزار ۲۷
شکل (۲-۳۹): واحد نیروگاهی تعریف شده با ژنراتور سنکرون و AVR ۲۷
شکل (۲-۴۰): مدل مفهومی استفاده شده مولد DFIG درنرم افزار ۲۸
شکل (۲-۴۱): شکل کلی بخش المان توربین بادی با ژنراتور القایی دوگانه ۲۹
شکل (۲-۴۲): پنجره اطلاعات عمومی بخش المان مولد DFIG ۲۹
شکل (۲-۴۳): مشخصات بهرهبرداری پخش بار مولد DFIG ۳۰
شکل (۲-۴۴): مدل مفهومی مولد DFIG در حالت اتصال کوتاه ۳۱
شکل (۲-۴۵): انتخاب مدار معادل DFIG در اتصال کوتاه ۳۱
شکل (۲-۴۶): حداکثر جریان گذرا اتصال کوتاه ۳۱
شکل (۲-۴۷): مشخصات لازمه مدل منبع ولتاژ دینامیک مولد DFIG ۳۱
شکل (۲-۴۸): اطلاعات حالت گذرای بخش المان مولد DFIG ۳۲
شکل (۲-۴۹): اطلاعات کیفیت توان بخش المان مولد DFIG ۳۲
شکل (۲-۵۰): اطلاعات مورد نیاز حفاظتی بخش المان مولد DFIG ۳۳
شکل (۲-۵۱): شمای کلی بخش تایپ توربین بادی با ژنراتور القایی دوگانه ۳۳
شکل (۲-۵۲): اطلاعات عمومی بخش تایپ مولد DFIG ۳۴
شکل (۲-۵۳): اطلاعات عمومی پخش بار بخش تایپ مولد DFIG ۳۵

شکل (۲-۵۴): مشخصه گشتاور نسبت به سرعت ژنراتور در مولد DFIG ۳۵
شکل (۲-۵۵): اطلاعات عمومی پخش بار مورد نیاز بخش تایپ مولد DFIG ۳۶
شکل (۲-۵۶): نمودارهای گشتاور و جریان بر حسب سرعت بر واحد مولد DFIG ۳۷
شکل (۲-۵۷): تنظیمات مطالعات اتصال کوتاه بخش تایپ مولد DFIG ۳۷
شکل (۲-۵۸): پارامترهای جایگزین مشخصات اتصال کوتاه بخش تایپ مولد DFIG ۳۷
شکل (۲-۵۹): پارامتر مورد نیاز حالت گذرای بخش تایپ مولد DFIG ۳۸
شکل (۲-۶۰): پارامترمورد نیاز کیفیت توان بخش تایپ مولد DFIG ۳۸
شکل (۲-۶۱): پارمترهای حفاظتی مورد نیاز بخش تایپ مولد DFIG ۳۹
شکل (۲-۶۲): شکل کلی بخش المان توربین بادی با مبدل نامی ۴۰
شکل (۲-۶۳): پارامترهای عمومی مولد بادی با اینورتر نامی ۴۱
شکل (۲-۶۴):بلوکهای کنترلی یک توربین بادی با اینورتر نامی ۴۲
شکل (۲-۶۵): انتخاب نوع کنترل کننده ولتاژ مولد بادی با اینورتر نامی ۴۲
شکل (۲-۶۶): تنظیمات پیشرفته پخش بار مولد بادی با اینورتر نامی ۴۲
شکل (۲-۶۷): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینوتر نامی حالت ۱ ..... ۴۳
شکل (۲-۶۸): تنظمیات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینورتر نامی حالت ۲ ..... ۴۳
شکل (۲-۶۹): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینورتر نامی حالت ۳ ..... ۴۴
شکل (۲-۷۰): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینوتر نامی در روش اتصال کوتاه کامل در مدل ماشین سنکرون ۴۴
شکل (۲-۷۱): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینورتر نامی در روش اتصال کوتاه کامل در مدل منبع ولتاژ دینامیکی ۴۴
شکل (۲-۷۲): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینورتر نامی در استاندارد IEC61363 ..... ۴۵
شکل (۲-۷۳): مدل سازی منبع ورودی–مولد بادی با اینورتر نامی ۴۵
شکل (۲-۷۴): پارامترهای مورد نیاز برای مولد بادی با اینورتر نامی ۴۶
شکل (۲-۷۵): پارامترهای کنترلی مورد نیازمطالعات EMT-SIMULATION در مولد بادی با اینورتر نامی ۴۶
شکل (۲-۷۶): تنظیمات مرتبط با مطالعات کیفیت توان و هارمونیک مولد بادی با اینورتر بادی ۴۷
شکل (۲-۷۷):تنظیمات مرتبط با مطالعات GENERATION ADEQUACYمولد بادی با اینورتر نامی ۴۸
شکل (۲-۷۸): مدل در دسترس پذیری مولد بادی با اینورتر نامی ۴۸
شکل (۲-۷۹): منحنی–های مشخصه باد با توزیع وی–بول ۴۹
شکل (۲-۸۰): انواع مدل مولد خورشیدی موجود در نرم افزار ۵۰

شکل (۲-۸۱): شکل کلی بخش المان مولد خورشیدی نوع دوم ۵۰
شکل (۲-۸۲): مشخصات تب عمومی خورشیدی مدل دوم ۵۱
شکل (۲-۸۳): تنظیمات مکان جغرافیایی و ساختاری واحد خورشیدی دوم ۵۲
شکل (۲-۸۴): درجه آزادی واحدهای خورشیدی ۵۲
شکل (۲-۸۵): تنظیمات قسمت پخش بار مولد خورشیدی مدل دوم ۵۳
شکل (۲-۸۶): مشخصات تابشی خورشید و عوامل محیطی ۵۴
شکل (۲-۸۷): شکل کلی بخش تایپ مولد خورشیدی نوع دوم ۵۵
شکل (۲-۸۸): تنظیمات نقطه حداکثر توان و جنس مولد خورشیدی مدل دوم ۵۵
شکل (۲-۸۹): منحنی نمونه نقطه حداکثر توان ۵۶
شکل (۲-۹۰): تنظیمات موجود برای مدل شبکه بینهایت ۵۷
شکل (۲-۹۱): تنظیمات اتصال کوتاه مدل شبکه بی نهایت بر اساس استاندارد IEC/VDE ۵۷
شکل (۲-۹۲): تنظیمات اتصال کوتاه مدل شبکه بینهایت براساس روش کامل ۵۸
شکل (۲-۹۳): تنظیمات اتصال کوتاه مدل شبکه بینهایت بر اساس استاندارد ANSI ۵۸
شکل (۲-۹۴): تنظیمات اتصال کوتاه مدل شبکه بینهایت بر اساس استاندارد IEC61363 ..... ۵۸
شکل (۲-۹۵): مشخصات حالت گذرای مدل شبکه بینهایت ۵۹
شکل (۲-۹۶): شکل کلی بخش المان ترانسفورماتور ۶۰
شکل (۲-۹۷): اطلاعات کلی بخش المان ترانسفورماتور ۶۰
شکل (۲-۹۸): اطلاعات زمین و نوترال بخش المان ترانسفورماتور ۶۱
شکل (۲-۹۹): اطلاعات کلی پخش بار بخش المان ترانسفورماتور ۶۲
شکل (۲-۱۰۰): تنظیمات پیشرفته پخش بار بخش المان ترانسفورماتور ۶۳
شکل (۲-۱۰۱): تنظیمات اتصال کوتاه روش VDE/IEC بخش المان ترانسفورماتور ۶۴
شکل (۲-۱۰۲): تنظیمات حفاظتی بخش المان ترانسفورماتور ۶۴
شکل (۲-۱۰۳): شکل کلی بخش تایپ ترانسفورماتور ۶۵
شکل (۲-۱۰۴): اطلاعات پایه بخش تایپ ترانسفورماتور ۶۶
شکل (۲-۱۰۵): اطلاعات پخش بار بخش تایپ ترانسفورماتور ۶۷
شکل (۲-۱۰۶): اطلاعات تپ چنجر بخش تایپ ترانسفورماتور ۶۷
شکل (۲-۱۰۷): اطلاعات اشباع بخش تایپ ترانسفورماتور ۶۸

شکل (۲-۱۰۸): منحنی اشباع ترانسفورماتور ۶۹
شکل (۲-۱۰۹): انتخاب تعدادستونهای ترانسفورماتور ۷۰
شکل (۲-۱۱۰): ترانسفورماتورهای ۳و ۵ ستونه ۷۰
شکل (۲-۱۱۱): اطلاعات هارمونیکی بخش تایپ ترانسفورماتور ۷۰
شکل (۲-۱۱۲): اطلاعات حفاظتی بخش تایپ ترانسفورماتور ۷۱
شکل (۲-۱۱۳): شکل کلی بخش المان خط یا کابل ۷۲
شکل (۲-۱۱۴): اطلاعات پایه بخش المان خط یا کابل ۷۳
شکل (۲-۱۱۵): شکل کلی بخش تایپ خط و کابل ۷۳
شکل (۲-۱۱۶): اطلاعات پایه بخش تایپ خط یا کابل ۷۴
شکل (۲-۱۱۷): اطلاعات پخش بار بخش المان خط یا کابل ۷۵
شکل (۲-۱۱۸): روشهای جایگزین تاثیر دما بر مقاومت ۷۵
شکل (۲-۱۱۹): اطلاعات حفاظتی بخش تایپ خط یا کابل ۷۶
شکل (۲-۱۲۰): شکل کلی بخش المان بار ۷۶
شکل (۲-۱۲۱): اطلاعات پایه بخش المان مصرف کننده ۷۶
شکل (۲-۱۲۲): اطلاعات پخش بار بخش المان مصرف کننده ۷۷
شکل (۲-۱۲۳): شکل کلی بخش تایپ بار ۷۸
شکل (۲-۱۲۴): اطلاعات پایه بخش تایپ مصرف کننده ۷۸
شکل (۲-۱۲۵): اطلاعات پخش بار بخش تایپ مصرف کننده ۷۹
شکل (۳-۱): احداث DG در پست فوق توزیع ۱۰۰
شکل (۳-۲): مدل سیستم توزیع مطالعه شده بدون حضورDG ۱۰۱
شکل (۳-۳): مدل سیستم توزیع مطالعه شده در حضور DG ۱۰۲
شکل (۳-۴): افزایش سطح اتصال کوتاه در حضور DG ۱۰۵
شکل (۳-۵): تغییرات هزینه تولید برق بر حسب ساعت‌های کارکرد نیروگاه‌های مختلف ۱۰۶
شکل (۳-۶): الگوریتم جایابی و تعیین ظرفیت به روش تحلیل حساسیت ۱۱۳
شکل (۳-۷): الگوریتم جایابی و تعیین ظرفیت به روش کلاسیک ۱۱۴
شکل (۳-۸): الگوریتم جایابی و تعیین ظرفیت به روش تحلیلی ۱۱۶
شکل (۳-۹): جزئیات استفاده از روش ابتکاری ۱۱۹

شکل (۳-۱۰): الگوریتم جایابی و تعیین ظرفیت به روش ابتکاری ۱۲۱
شکل (۴-۱): استفاده از منابع پراکنده به عنوان برق پشتیبان ۱۲۹
شکل (۴-۲): شبکه ۶۳ کیلوولت و انتخاب باس تونن ۱۳۰
شکل (۴-۳): شبکه معادل سازی شده با تجهیز باس بینهایت ۱۳۱
شکل (۴-۴): نماد مربوط به محاسبات پخش بار ۱۳۲
شکل (۴-۵): تنظیمات مطالعات پخش بار ۱۳۲
شکل (۴-۶): انتخاب نوع معادلات پخش بار ۱۳۳
شکل (۵-۱): حد حرارتی جریان ۱۳۶
شکل (۵-۲): مقدار بیشینه جریان خطا ۱۳۷
شکل (۵-۳): مقدار جریان قطع کلید ۱۳۸
شکل (۵-۴): گذر جریان یکسان از هر دو ترانسفورماتور جریان و حفظ هماهنگی حفاظتی ۱۴۰
شکل (۵-۵): گذر جریان مختلف از دو ترانس جریان و احتمال اشباع و ناهماهنگی حفظاظتی ۱۴۰
شکل (۵-۶): نمونه شکل موج خروجی ترانس جریان اشباع شده ۱۴۰
شکل (۵-۷): وقوع خطا در بالا دست مولد پراکنده ۱۴۱
شکل (۵-۸): وقوع خطا در پایین دست مولد پراکنده ۱۴۱
شکل (۵-۹): وقوع خطا در پایین دست مولد پراکنده ۱۴۴
شکل (۵-۱۰): نمودار جریان اتصال کوتاه تزریقی ژنراتور سنکرون ۱۴۴
شکل (۵-۱۱): نمودار جریان خطای اتصال کوتاه سه فاز مولد القایی دو سوء تغذیه ۱۴۵
شکل (۵-۱۲): نمای کلی یک مولد بادی با ژنراتور القایی از تغذیه دوگانه ۱۴۶
شکل (۵-۱۳): مقدار هارمونیک اصلی جریان اتصال کوتاه ۱)بدون کروبار ۲)با وجود کروبار ۱۴۶
شکل (۵-۱۴): شکل جریان اتصال کوتاه خروجی مولد اینورتری ۱۴۷
شکل (۵-۱۵): مکانهای مناسب برای محاسبه جریان اتصال کوتاه ۱۴۹
شکل (۵-۱۶): نماد مربوط به محاسبات اتصال کوتاه ۱۴۹
شکل (۵-۱۷): انتخاب گزینه محاسیات اتصال کوتا ۱۵۰
شکل (۵-۱۸): تنظیمات محاسبات اتصال کوتاه ۱۵۰
شکل (۶-۱): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به اینرسی ژنراتور ۱۵۶
شکل (۶-۲): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به محل خطای سه فاز به ازای H=1 ..... ۱۵۶

شکل (۶-۳): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به محل خطای فاز به فاز ۱۵۷
شکل (۶-۴): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به نقطه کار اولیه ژنراتور به ازای خطای سه فاز ۱۵۷
شکل (۶-۵): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به سیستم کنترل تحریک ژنراتور ۱۵۸
شکل (۶-۶): مطالعات EMT و RMS ۱۶۰
شکل (۶-۷): مقداردهی اولیه ۱۶۱
شکل (۶-۸): گزینه‌های پایه ۱۶۲
شکل (۶-۹): گامهای زمانی ۱۶۳
شکل (۶-۱۰): تطبیق اندازهی گام ۱۶۴
شکل (۶-۱۱): گزینه‌های پیشرفته ۱۶۵
شکل (۶-۱۲): تولید نویز ۱۶۶
شکل (۶-۱۴): رخداد کلیدزنی ۱۶۸
شکل (۶-۱۵): رخداد اتصال کوتاه ۱۶۸
شکل (۶-۱۶): رخداد ماشین سنکرون ۱۶۹
شکل (۶-۱۷): رخداد بار ۱۷۰
شکل (۶-۱۸): رخداد تغییر تپ ترانسفورماتور ۱۷۰
شکل (۶-۱۹): ایجاد پنل ابزار مجازی به منظور مشاهدهی منحنی نتایج مطالعات دینامیکی ۱۷۱
شکل (۷-۱): انتخاب جعبه ابزار کیفیت توان ۱۷۷
شکل (۷-۲): تنظیمات مربوط به مطالعات کیفیت توان ۱۷۷
شکل (۷-۳): خروجی مطالعات هارمونیکی نرم افزار در محیط گرافیکی ۱۷۸
شکل (۷-۴): اطلاعات ذخیره شده در نرم افزر از محاسبات هارمونیکی و کیفیت توان ۱۷۸
شکل (۷-۵): تنظیمات استخراج نتیجه مطالعات کیفیت توان از نرم افزار ۱۷۹
شکل (۸-۱): خطا در شبکه پایین دست مولد DG ۱۸۳
شکل (۸-۲): کاهش ناحیهی قابل دسترس رلهی بالادست در حضور مولد DG ۱۸۳
شکل (۸-۳): عملکرد نادرست رلهی جریان زیاد ابتدای فیدر مولد(DG BACK FEED) ۱۸۴
شکل (۸-۴): رلهی ZERO VOLTAGE برای وصل مجدد فیدر ۱۸۶
شکل (۸-۵): منطق FUSE SAVING ۱۸۸
شکل (۸-۶): ایجاد تجهیزات حفاظتی از روش ۱ ..... ۱۹۲

شکل (۸-۷): انتخاب نمایش جزئیه باس یا پست ۱۹۲
شکل (۸-۸): نمای با جزییات باس–پست ۱۹۳
شکل (۸-۹): جعبه ابزار تجهیزات حفاظتی ۱۹۳
شکل (۸-۱۰): قرار دادن تجهیزات حفاظتی به روش ۲ ..... ۱۹۴
شکل (۸-۱۱): شکل کلی بخش تایپ ماژول ۱۹۵
شکل (۸-۱۲): اطلاعات کلی بخش تایپ رله ۱۹۶
شکل (۸-۱۳): شکل بلوکی رله ۱۹۶
شکل (۸-۱۴): اطلاعات کلی بخش تایپ رله ۱۹۸
شکل (۸-۱۵): تنظیمات بخش المان رله ۱۹۸
شکل (۸-۱۶): اتنظیمات بخش تایپ ماژول اندازهگیری ۱۹۹
شکل (۸-۱۷): محدوده تنظیم رنج جریان نامی ۲۰۰
شکل (۸-۱۸): بخش المان ماژول اندازه گیری ۲۰۰
شکل (۸-۱۹): بخش تایپ ماژول حفاظت اضافه جریان ۲۰۱
شکل (۸-۲۰): تنظیمات مشخصه جریانی زمانی رله اضافه جریان فاز به فاز ۲۰۲
شکل (۸-۲۱):دسته منحنیهای مشخصه جریان–زمان رله اضافه جریان تاخیری ۲۰۳
شکل (۸-۲۲):بخش المان ماژول اضافه جریان فاز ۲۰۴
شکل (۸-۲۳):بخش تایپ رله اضافه جریان فاز آنی ۲۰۵
شکل (۸-۲۴):بخش المان رله اضافه جریان فاز آنی ۲۰۵
شکل (۸-۲۵):بخش تایپ ماژول منطق خطای فاز ۲۰۶
شکل (۸-۲۶):بخش المان ماژول منطق خطای فاز ۲۰۷
شکل (۸-۲۷):شکل کلی بخش تایپ ترانسفورماتور جریان ۲۰۸
شکل (۸-۲۸):اطلاعات پایه بخش تایپ ترانسفورماتور جریان ۲۰۸
شکل (۸-۲۹):اطلاعات اضافه پایه بخش تایپ ترانسفورماتور جریان ۲۰۹
شکل (۸-۳۰):شکل کلی بخش المان ترانسفورماتور جریان ۲۰۹
شکل (۸-۳۱):اطلاعات پایه بخش المان ترانسفورماتور جریان ۲۱۰
شکل (۸-۳۲):اطلاعات اضافی بخش المان ترانسفورماتور جریان ۲۱۱
شکل (۸-۳۳):شکل کلی بخش تایپ ترانسفورماتور ولتاژ ۲۱۲

شکل (۸-۳۴):تنظیمات پایه بخش تایپ ترانسفورماتور ولتاژ ۲۱۲
شکل (۸-۳۵):اطلاعات ساختاری ترانسفورماتور ولتاژ ۲۱۳
شکل (۸-۳۶):شکل کلی بخش المان یک ترانسفورماتور ولتاژ ۲۱۴
شکل (۸-۳۷):اطلاعات پایه بخش المان ترانسفورماتور ولتاز ۲۱۴
شکل (۸-۳۸):در نظر گرفتن سیم پیچ ثانویه اضافه برای ترانسفورماتور ولتاژ ۲۱۵
شکل (۸-۳۹):شکل کلی بخش تایپ فیوز ۲۱۵
شکل (۸-۴۰):اطلاعات پایه بخش تایپ فیوز ۲۱۶
شکل (۸-۴۱):تنظیمات منحنی ذوب فیوز ۲۱۶
شکل (۸-۴۲):منحنیهای ذوب فیوز ۲۱۷
شکل (۸-۴۳):تنظیمات بخش المان فیوز ۲۱۸
شکل (۸-۴۴):دیاگرام و منحنیهای حفاظتی یک شبکه توزیع نمونه ۲۱۹
شکل (۹-۱): سیستم زمین TT ۲۲۴
شکل (۹-۲): سیستم زمین TN ۲۲۴
شکل (۹-۳): دو روش زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک ۲۲۹
شکل (۹-۴): روش ترکیبی زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک ۲۳۰
شکل (۹-۵): زمین کردن مولد تکی جدا از شبکه با ترانس واسطهی DYN ۲۳۱
شکل (۹-۶): زمین کردن مولد تکی جدا از شبکه با ترانس واسطهی YND ۲۳۲
شکل (۹-۷): زمین کردن مولدهای چند واحدی جدا از شبکه با ترانس واسطهی DYN ۲۳۳
شکل (۹-۸): زمین کردن مولدهای چند واحدی جدا از شبکه با ترانس واسطهی YND ۲۳۴
شکل (۹-۹): زمین کردن مولدهای چند واحدی موازی شبکه با ترانس واسطهی DYN ۲۳۵
شکل (۹-۱۰): زمین کردن مولدهای چند واحدی موازی شبکه با ترانس واسطهی YND ۲۳۶

فهرست جداول

جدول (۱-۱): استانداردهای لازم جهت اتصال منابع غیر اینورتری از نوع سنکرون به شبکه ۱
جدول (۱-۲): استانداردهای لازم جهت اتصال منابع غیر اینورتری از نوع القایی به شبکه ۲
جدول (۱-۳): استانداردهای لازم جهت اتصال منابع اینورتری به شبکه ۳
جدول (۱-۴): استانداردهای لازم جهت اتصال منابع بادی به شبکه ۴
جدول (۳-۱): تعاریف مختلف تولید پراکنده در جهان ۸۱
جدول (۳-۲): تقسیم‌بندی تولیدات پراکنده براساس ظرفیت تولید ۸۲
جدول (۳-۳): هزینه ی مربوط به خسارات ناشی از انتشار آلاینده‌های زیست محیطی($/KG) ۱۰۸
جدول (۵-۱): مشخصات و ضرایب نوع خطا ژنراتور سنکرون ۱۴۴
جدول (۷-۱): محدوده مجاز هارمونیک ولتاژ [۶۷] ۱۷۴
جدول (۷-۲): محدوده مجاز هارمونیک جریان [۶۳] ۱۷۵

۱- مقدمه

در سال‌های اخیر به دلیل مزایایی که استفاده از منابع تولید پراکنده به همراه دارد و همچنین تشویق دولت‌ها برای سرمایه‌گذاری در احداث این نوع نیروگاه‌ها توسط بخش‌های غیر دولتی و خصوصی، استفاده از این نوع نیروگاه‌ها رشد فزاینده‌ای داشته است. در عین حال اتصال این مولدها به شبکه سراسری، برای شرکت‌های برق تبدیل به یک دغدغه و چالش شده است. بدین منظور میبایستی برای اتصال این مولدها به شبکه، یک دستورالعمل جامع و دقیقی تدوین شود. دستورالعمل‌های موجود، کلی بوده و تنها منابع غیر اینورتری را شامل می‌شود و پاسخگوی مناسبی برای چالش‌های فوق نمی‌باشد. لذا تهیه‌ی یک دستورالعمل فنی و اجرایی جامع جهت اتصال انواع مختلف منابع تولید پراکنده شامل منابع اینورتری و منابع غیر اینورتری ضروری به نظر می‌رسد.

همان‌گونه که در گزارش قبلی بدان پرداخته شد، ابتدا انواع مختلف تولیدات پراکنده مورد بررسی قرار گرفت و سپس قوانین و مقررات کشورهای مختلف در مورد اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه ارزیابی و بیان شد تا با شناخت مناسبی از انواع تولیدات پراکنده، دستورالعملی مناسب برای اتصال انواع مختلف تولیدات پراکنده به شبکه ارائه گردد.

در بخش قبل به بررسی استانداردها و دستورالعمل‌های اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه پرداخته شده است. خلاصه‌ای از حداقل استانداردهای مورد نیاز برای استفاده در شبکه توزیع کشورهای مختلف به تفکیک نوع مولد در جداول (۱-۱) الی (۱-۴) آورده شده است.

جدول (۱-۱): استانداردهای لازم جهت اتصال منابع غیر اینورتری از نوع سنکرون به شبکه

کشور / کمیت	آمریکا	آلمان	ایتالیا	اسپانیا
افت ولتاژ (Vrated: ولتاژ نامی)	V<0.5Vrated, t<0.16s V<0.88Vrated, t<2s	V<0.7Vrated	0.8Vrated, t<0.2s	0.85Vrated, t<1.5s
اضافه ولتاژ (t: زمان)	V>1.1Vrated, t<1s V<1.2Vrated, t<0.16s	V>1.15Vrated	1.2Vrated, t<0.1s	1.1Vrated, t<1.5s
کاهش فرکانس (f: فرکانس) (t: زمان)	توان کمتر از ۳۰kW: f<59.3Hz, t<0.16s توان بیشتر از ۳۰kW: f<59.8..57Hz, t<0.16s	f<47Hz	49Hz-49.7Hz	47Hz, t<0.5s
افزایش فرکانس	توان کمتر از ۳۰kW: f>60.5Hz, t<0.16s توان بیشتر از ۳۰kW: f>60.5Hz, t<0.16s	f>52Hz	50.3Hz-51Hz	51Hz, t<0.5s

ضریب توان	cosΦ>0.85	0.9خازنی تا 0.9سلفی	cosΦ>0.8	cosΦ>0.8
حداکثر تغییرات ولتاژ کلیدزنی	ΔU<5%	ΔU<3%	طبق استاندارد CEI EN 61000-3-3 یا CEI EN 61000-3-11	ΔU<5%
حداکثر توان قابل وصل به شبکه	10MVA	--------	--------	10 MVA
حداکثر هارمونیک مجاز	۵ درصد	طبق استاندارد EN 61000-3-3 یا EN 61000-3-11	طبق استاندارد CEI EN 61000-3-2 یا CEI EN 61000-3-12	طبق استاندارد UNE EN 61000-3-2 یا UNE EN 61000-3-12 یا UNE EN 61000-3-4
حداکثر جریان اتصال کوتاه	----------	۸ برابر جریان نامی	---------	--------

جدول (۱-۲): استانداردهای لازم جهت اتصال منابع غیر اینورتری از نوع القایی به شبکه

کشور / کمیت	آمریکا	آلمان	ایتالیا	اسپانیا
افت ولتاژ	V<0.5Vrated, t<0.16s V<0.88Vrated, t<2s	V<0.7Vrated	0.8Vrated, t<0.2s	0.85Vrated, t<1.5s
اضافه ولتاژ	V>1.1Vrated, t<1s V<1.2Vrated, t<0.16s	V>1.15Vrated	1.2Vrated, t<0.1s	1.1Vrated, t<1.5s
کاهش فرکانس	توان کمتر از ۳۰kW: f<59.3Hz, t<0.16s توان بیشتر از ۳۰kW: f<59.8..57Hz, t<0.16s	f<47Hz	49Hz-49.7Hz	47Hz, t<0.5s
افزایش فرکانس	توان کمتر از ۳۰kW: f>60.5Hz, t<0.16s توان بیشتر از ۳۰kW: f>60.5Hz, t<0.16s	f>52Hz	50.3Hz-51Hz	51Hz, t<0.5s
ضریب توان	cosΦ>0.85	0.9خازنی تا 0.9 سلفی	cosΦ>0.9	cosΦ>0.86
حداکثر تغییرات ولتاژ کلیدزنی	ΔU<5%	ΔU<3%	طبق استاندارد CEI EN 61000-3-3 یا CEI EN 61000-3-11	ΔU<3%

حداکثر توان قابل وصل به شبکه	10MVA	--------	--------	5 MVA
حداکثر هارمونیک مجاز	۵ درصد	طبق استاندارد EN 61000-3-3 یا EN 61000-3-11	طبق استاندارد CEI EN 61000-3-2 یا CEI EN 61000-3-12	طبق استاندارد UNE EN 61000-3-2 یا UNE EN 61000-3-12 یا UNE EN 61000-3-4
حداکثر جریان اتصال کوتاه	--------	۶ برابر جریان نامی	--------	--------

جدول (۱-۳): استانداردهای لازم جهت اتصال منابع اینورتری به شبکه

کشور / کمیت	آمریکا	آلمان	ایتالیا	اسپانیا
افت ولتاژ	V<0.5Vrated, t<0.16s V<0.88Vrated, t<2s	V<0.7Vrated	0.8Vrated, t<0.2s	0.85Vrated, t<1.2s
اضافه ولتاژ	V>1.1Vrated, t<1s V<1.2Vrated, t<0.16s	V>1.15Vrated	1.2Vrated, t<0.1s	1.1Vrated, t<0.5s
کاهش فرکانس	توان کمتر از ۳۰kW: f<59.3Hz, t<0.16s توان بیشتر از ۳۰kW: f<59.8..57Hz, t<0.16s	f<47Hz	49Hz-49.7Hz	48Hz, t<3s
افزایش فرکانس	توان کمتر از ۳۰kW: f>60.5Hz, t<0.16s توان بیشتر از ۳۰kW: f>60.5Hz, t<0.16s	f>52Hz	50.3Hz-51Hz	51Hz, t<0.2s
ضریب توان	cosΦ>0.85	0.9خازنی تا 0.8سلفی	در بار نامی: cosΦ=1 در بار کمتر از نامی:cosΦ>0.8	cosΦ=1
حداکثر تغییرات ولتاژ کلیدزنی	ΔU<5%	ΔU<3%	طبق استاندارد CEI EN 61000-3-3 یا CEI EN 61000-3-11	ΔU<5%
حداکثر توان قابل وصل به شبکه	10MVA	--------	--------	پنج درصد توان اتصال کوتاه

حداکثر هارمونیک مجاز	۵ درصد	طبق استاندارد EN 61000-3-3 یا EN 61000-3-11	طبق استاندارد CEI EN 61000-3-2 یا CEI EN 61000-3-12	طبق استاندارد UNE EN 61000-3-2 یا UNE EN 61000-3-12 یا UNE EN 61000-3-4
حداکثر جریان اتصال کوتاه	--------	۱ برابر جریان نامی	--------	--------

جدول (۱-۴): استانداردهای لازم جهت اتصال منابع بادی به شبکه

کشور / کمیت	آمریکا	آلمان	چین
افت ولتاژ	V<0.5Vrated, t<0.16s V<0.88Vrated, t<2s	V<0.7Vrated	0.9Vrated
اضافه ولتاژ	V>1.1Vrated, t<1s V<1.2Vrated, t<0.16s	V>1.15Vrated	1.15Vrated
کاهش فرکانس	توان کمتر از ۳۰kW: f<59.3Hz, t<0.16s توان بیشتر از ۳۰kW: f<59.8..57Hz, t<0.16s	f<47Hz	f<48Hz
افزایش فرکانس	توان کمتر از ۳۰kW: f>60.5Hz, t<0.16s توان بیشتر از ۳۰kW: f>60.5Hz, t<0.16s	f>52Hz	f<50.2Hz
ضریب توان	cosΦ>0.85	0.9خازنی تا 0.8سلفی	0.95خازنی تا 0.95سلفی
حداکثر تغییرات ولتاژ کلیدزنی	ΔU<5%	ΔU<3%	--------
حداکثر توان قابل وصل به شبکه	10MVA	--------	--------
حداکثر هارمونیک مجاز	۵ درصد	--------	--------
حداکثر جریان اتصال کوتاه	--------	۱ برابر جریان نامی	--------

مسئله مهمی که در توسعه احداث واحدهای تولید پراکنده به شبکه باید مدنظر قرار داد، انجام مطالعات فنی مورد نیاز با استفاده از نرم افزارهای مناسب جهت بررسی اثرات اتصال این واحدها به شبکه است که به عنوان طرح اتصال

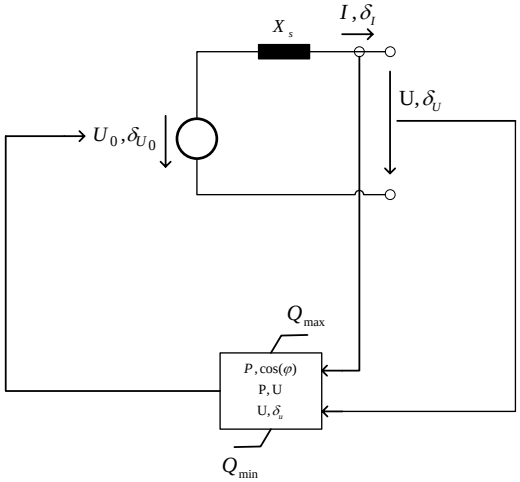
معرفی می‌شود. نبودن روند مشخصی جهت تهیه این طرح، سرمایه گذاران را با مشکلاتی مواجه نموده است. بنابراین در این گزارش سعی خواهد شد روند مشخصی جهت انجام مطالعات فنی با در نظر گرفتن انواع تولیدات پراکنده ارائه گردد. در این دستورالعمل، اطلاعات مورد نیاز جهت انجام مطالعات فنی و روش جمع آوری آنها و همچنین روش انجام مطالعات پخش بار، روش انجام مطالعات اتصال کوتاه، روش انجام مطالعات حالت گذرا، روش انجام مطالعات هماهنگی حفاظتی، روش انجام مطالعات کیفیت توان و روش انجام مطالعات سیستم زمین برای انواع مختلف تولیدات پراکنده ارائه شده و راهنمایی‌های مربوط به شبیه سازی این مطالعات توسط نرم افزار دیگسایلنت ارائه خواهد شد.

۲- اطلاعات مورد نیاز و اصول پیاده سازی و مدل سازی اجزای سیستم قدرت

در این به معرفی مدل‌ها، تنظیمات و قسمت‌های مختلف اجزا تشکیل دهنده سیستم توزیع و همین طور مدل‌های مختلف مولد مقیاس کوچک پرداخته می‌شود و نحوه مدلسازی آنها در نرم افزار DIgSILENT و همچنین اطلاعات مورد نیاز بیان شود.

۲-۱-مولد سنکرون

مدل پایه مفهومی یک ماشین سنکرون کنترل شده برای آنالیز پخش بار در شکل (۲-۱) نشان داده شده است. برای محاسبه پخش بار حالت ماندگار، یک ماشین سنکرون می‌تواند به شکل یک منبع ولتاژ با یک راکتانس سنکرون مدل شود. اگر چه در یک محاسبه پخش بار واقعی فرایند کنترلی ژنراتور سنکرون به طور معمول مدل می‌شود.



شکل (۲-۱): مدل مفهومی استفاده شده برای ماشین سنکرون در پخش بار

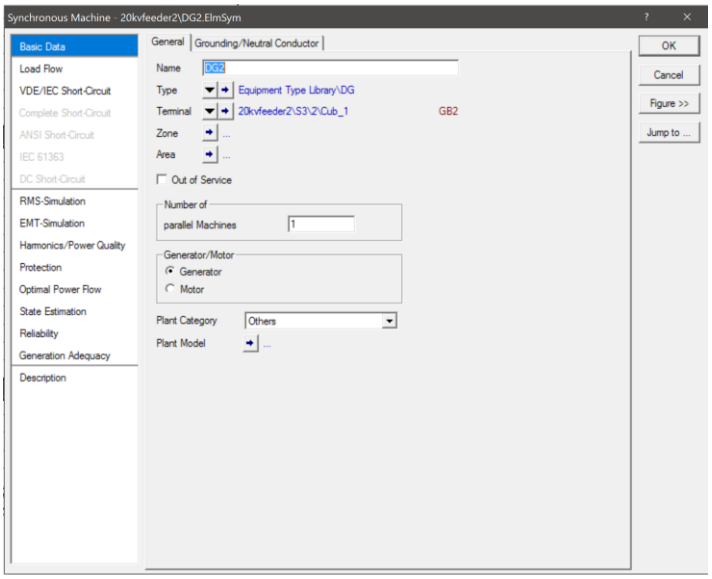
همانند بیشتر مدل‌های موجود در نرم افزار DIgSILENT، اطلاعات مربوط به مولدها نیز در دو بخش المان[1] و تایپ[2] وارد می‌شود. در ادامه به معرفی اطلاعات لازم برای انجام مطالعات طرح اتصال در بخش المان پرداخته می‌شود.

۲-۱-۱- بخش المان

شکل کلی بخش المان ژنراتور سنکرون در نرم افزار، در شکل (۲-۲) نشان داده شده است.

[1] Element

[2] Type



شکل (۲-۲): شکل کلی بخش المان ژنراتور سنکرون

صفحه اطلاعات پایه[1]

اطلاعات عمومی[2]

همانطور که در شکل (۲-۳) نشان داده شده است، در بخش المان، قسمت‌های زیر وجود دارد:

۱- نام تجهیز

۲- نوع تجهیز انتخاب می‌شود-در قسمت‌های بعدی گزارش به این قسمت بیشتر پرداخته خواهد شد.

۳- باس متصل به تجهیز در شبکه

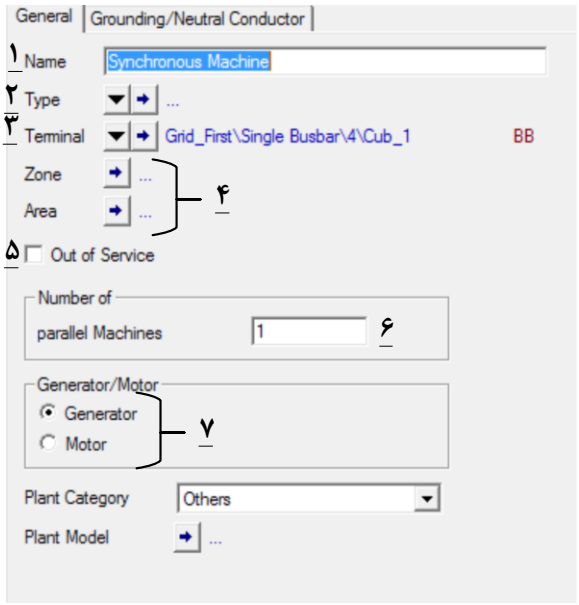
۴- تنظیمات مربوط به گروه‌بندی تجهیز

۵- گزینه انتخاب خارج از سرویس بودن تجهیز

۶- حالت موتوری یا ژنراتوری تجهیز

[1] Basic Data

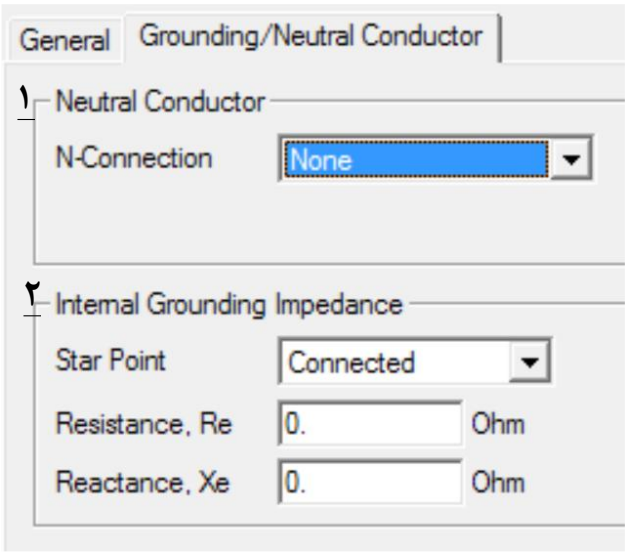
[2] General



شکل (۲-۳): پنجره اطلاعات عمومی بخش المان ماشین سنکرون

مشخصات نوترال و زمین

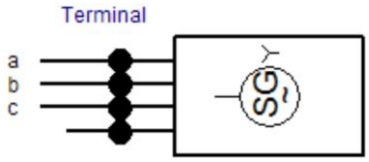
این قسمت به تنظیم مشخصات اتصال نقطه خنثی ژنراتور و همین طور زمین داخلی تجهیز ژنراتور می‌پردازد. لازم به ذکر است که این تنظیمات تنها در حالتی قابل دسترسی است، که سیم پیچی ژنراتور به صورت ستاره با نقطه خنثی باشد. مطابق شکل (۲-۴) داریم:



شکل (۲-۴): پنجره اطلاعات نوترال و زمین بخش المان ماشین سنکرون

۱–در این قسمت تنظیمات در دسترسی نقطه نوترال ژنراتور انجام می‌شود. گزینه‌های این تنظیم عبارتند از:

- ✓ بدون اتصال(None)–به صورت یک رابط خنثی در ترمینال ژنراتور همانند شکل (۲–۵)
- ✓ به صورت یک ترمینال مجزا (separate terminal)



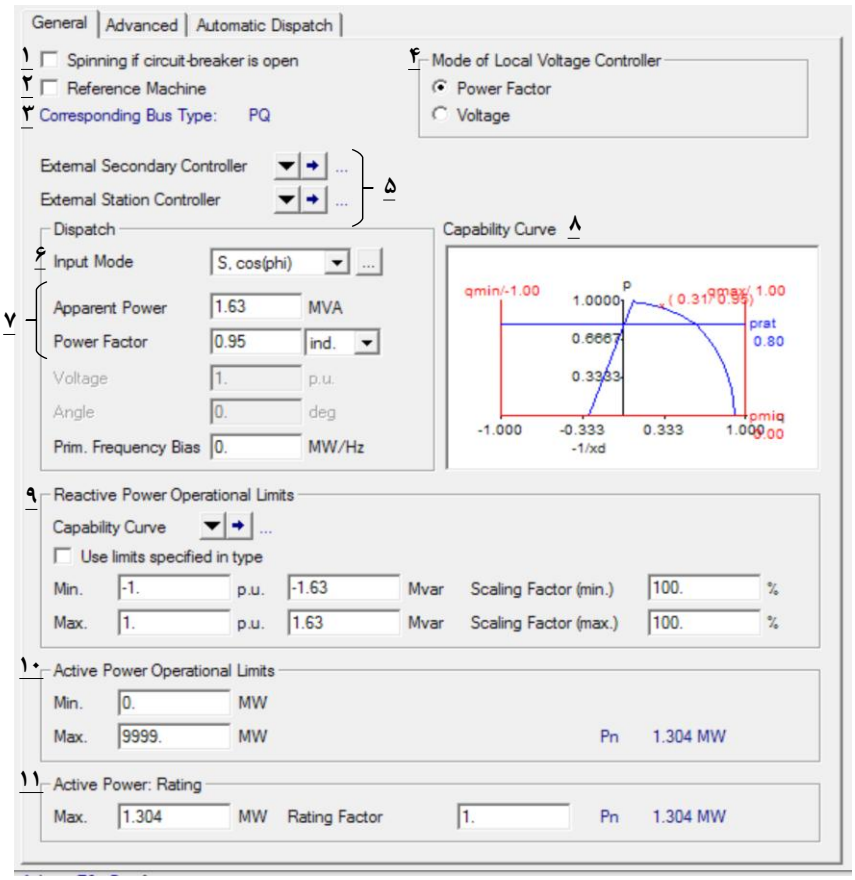
شکل (۲-۵): ماشین سنکرون با رابط خنثی در دسترس

۲–در این قسمت زمین شدن یا زمین نشدن نقطه نوترال ژنراتور و همین طور مقاومت و راکتانس نقطه زمین تنظیم می‌شود.

صفحه اطلاعات پخش بار

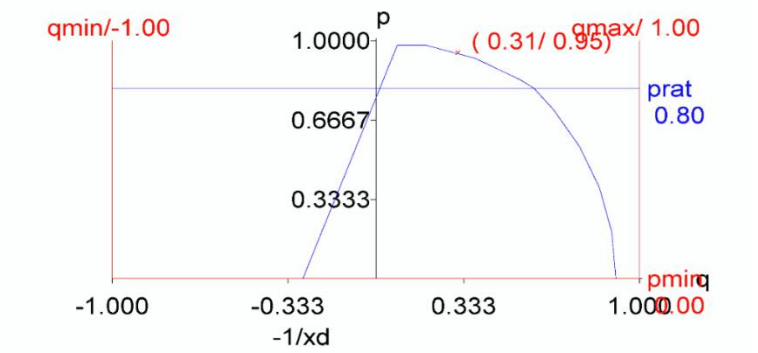
اطلاعات عمومی

همانطور که در شکل (۲–۶) مشخص است در این قسمت از نرم‌افزار، اطلاعات عمومی مولدهای سنکرون مطابق زیر باید وارد نرم افزار گردد:



شکل (۲-۶): پنجره اطلاعات عمومی پخش بار بخش المان ماشین سنکرون

۱- با انتخاب این گزینه در صورت باز شدن مدار شکن متصل کننده به شبکه، ژنراتور به چرخش خود ادامه می‌دهد.
۲- با انتخاب این گزینه مد بهره‌برداری ژنراتور به حالت ماشین مرجع تغییر حالت می‌دهد.
۳- نشان دهنده مد بهره‌برداری مولد است.
۴- در این قسمت حالت کنترل ولتاژ محلی ژنراتور است که با انتخاب ولتاژ به حالت PV و با انتخاب کنترل ضریب توان به حالت PQ تغییر حالت می‌دهد.
۵- این دو تنظیم مربوط به تنظیمات پیشرفته کنترلی همانند کنترل فرکانس یا ولتاژ یک باس دیگر و یا در حالتی که چندین ژنراتور به یک باس متصل هستند مربوط می‌شوند. با توجه به حالت بهره‌برداری مولدهای مقیاس کوچک این تنظیم‌ها کابردی ندارند.
۶- در این منوی پنجره‌ای، نوع اطلاعات ورودی برای بهره‌برداری ژنراتور از میان گزینه‌های مختلف توان ظاهری، اکتیو، راکتیو و ضریب توان انتخاب می‌شود.
۷- بر اساس تنظیمات حالت قبل مقدار توان و نوع و مقدار ضریب توان مشخص می‌شود.
۸- این قسمت مشخصات منحنی توانایی را مشخص می‌کند. همانطور که در شکل (۲-۷) مشخص است. این منحنی ناحیه مجاز عملکرد ژنراتور را بر مبنای دو بعد توان اکتیو و راکتیو مشخص می‌کند. نقطه کار ژنراتور در این منحنی به رنگ قرمز مشخص شده است.

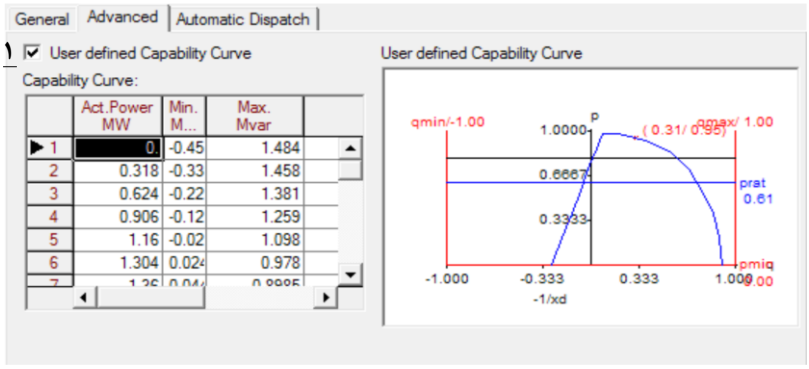


شکل (۲-۷): محدوده مجاز عملکرد ژنراتور سنکرون

در این قسمت محدوده عملیاتی توان راکتیو مشخص می‌شود. به صورت پیش فرض این محدودیت‌ها بر اساس منحنی توانایی ژنراتور هستند. اما می‌توان با انتخاب گزینه use limits specified in type مجاز توان راکتیو را براساس فیلدهای موجود را در این قسمت مشخص کرد.
۹- محدوده عملیاتی توان اکتیو مشخص می‌شود.

۱۰–در این قسمت ضریب توان تولیدی اکتیو ژنراتور تنظیم می‌شود. در واقع با انتخاب عدد کمتر از ۱ می‌توان مسئله derating ژنراتور را به شبیه سازی وارد نمود.

تنظیمات پیشرفته

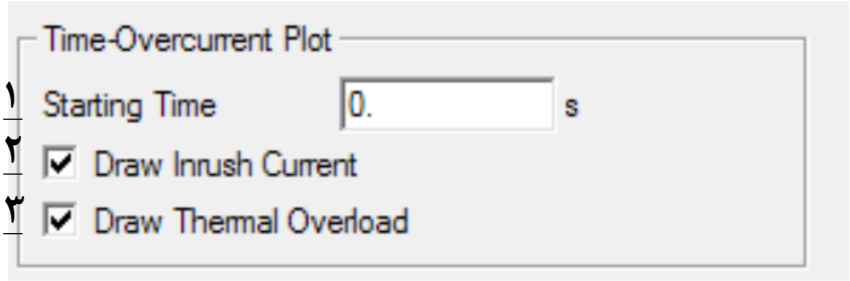


شکل (۲-۸): پنجره تنظیمات پیشرفته پخش بار بخش المان ماشین سنکرون

با انتخاب گزینه User defined Capability Curve می‌توان منحنی توانایی ژنراتور را به صورت نقطه‌ای در جدول وارد نمود.

صفحه اطلاعات حفاظتی

در این صفحه تنظیمات مربوط به مشخصات و تنظیمات حفاظتی ژنراتور تعیین می‌شود.

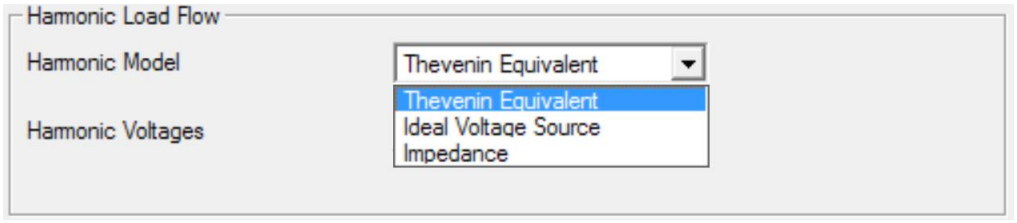


شکل (۲-۹): پنجره تنظیمات حفاظتی بخش المان ماشین سنکرون

۱–در این قسمت زمانی که راه اندازی ژنراتور لازم دارد تنظیم می‌شود.

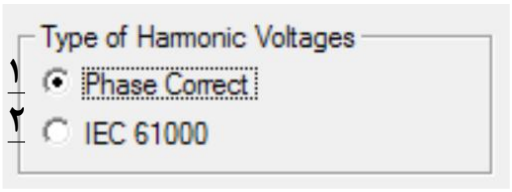
۲و۳–با انتخاب این گزینه‌ها منحنی‌های مربوط جریان هجومی و همینطور اضافه بار حرارتی در مطالعات حفاظتی رسم می‌شود.

صفحه اطلاعات کیفیت توان و تحلیل هارمونیکی



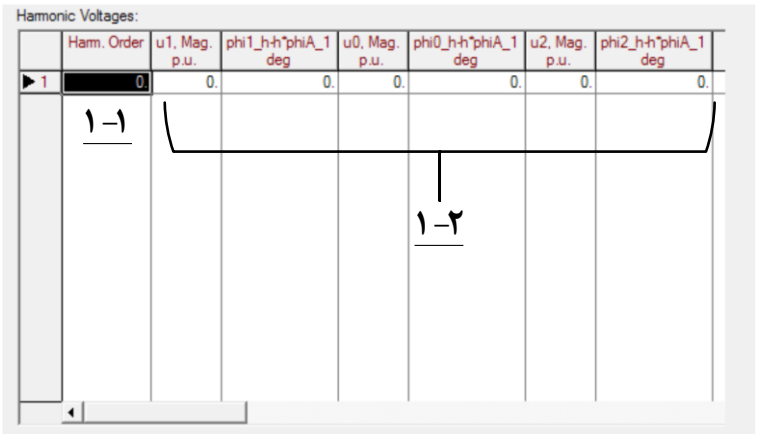
شکل (۲-۱۰): پنجره تنظیمات تحلیل هارمونیکی بخش المان ماشین سنکرون

در ابتدا لازم است مدل مورد نظر برای تحلیل هامونیکی ژنراتور انتخاب شود. می‌توان از سه حالت مدار معادل تونن،منبع ولتاژ ایده‌ال و امپدانس مدل هامونیکی ژنراتور را انتخاب نمود. در صورت انتخاب دو گزینه اول لازم است مشخصات هارمونیک‌ها بر اساس شکل زیر وارد شود. ابتدا لازم است که تایپ اطلاعات ورودی هارمونیک‌های ولتاژ مشخص شود.



شکل (۲-۱۱): پنجره انتخاب نوع هارمونیک ولتاژ

با انتخاب گزینه ۱، مشخصات ورودی هارمونیک‌های ولتاژ مطابق شکل (۲-۱۲) ظاهر می‌گردد.

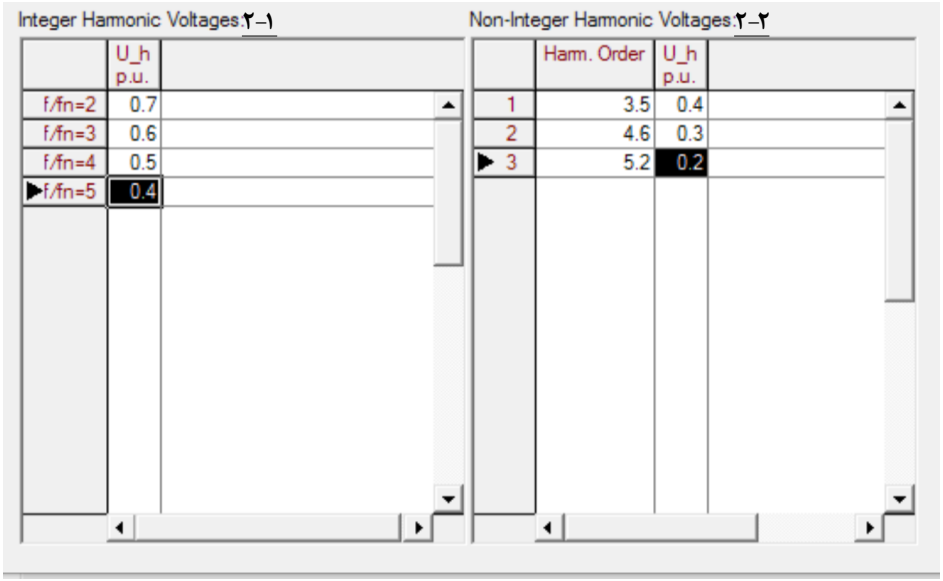


شکل (۲-۱۲): پنجره ورودی اطلاعات هارمونیک بر اساس روش Phase Correct

۱-۱-در این قسمت شماره هارمونیک وارد می‌شود.

۲-۱-در این قسمت به ترتیب دامنه و فاز ولتاژ با شماره هارمونیک مشخص شده در سه مولفه مثبت، صفر و منفی وارد می‌شود.

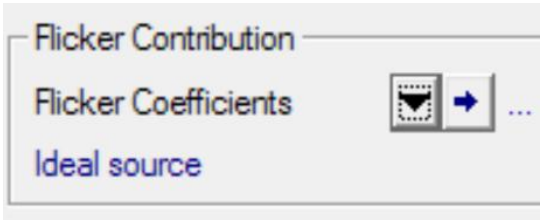
با انتخاب گزینه ۲، بر اساس استاندارد IEC 61000 مقادیر هارمونیک‌های ولتاژ بر اساس شکل زیر تکمیل می‌شود [۱].



شکل (۲-۱۳): پنجره ورودی اطلاعات هارمونیک بر اساس روش IEEE61000

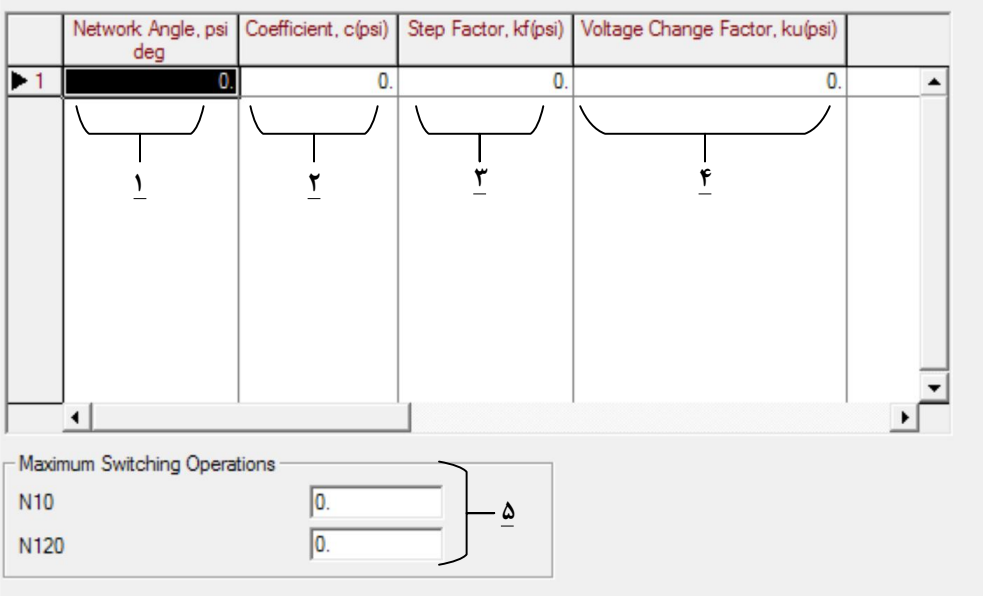
۲-۱-در این قسمت دامنه هارمونیک‌هایی که ضریب صحیحی از فرکانس اصلی هستند وارد می‌شود.
۲-۲-در این قسمت مقدار دامنه هارمونیک ولتاژهایی وارد می‌شود که ضریب غیر صحیحی از فرکانس اصلی هستند.

در مورد تحلیل فلیکر ژنراتور لازم است ابتدا همانند شکل زیر یک مدل فلیکر ولتاژ انتخاب شود.



شکل (۲-۱۴): پنجره انتخاب مدل فلیکر

در اینصورت پنجره‌ای مطابق شکل زیر باز می‌شود و می‌توان پارامترهای مورد نظر را با استفاده از استاندارد IEC 61400-21 تنظیم نمود.



شکل (۲-۱۵): پنجره تنظیمات فلیکر

۱–زاویه امپدانس شبکه است و باید در محدوده [۱۸۰,۱۸۰–] (به صورت پیش فرض) یا [۰,۳۶۰] باشد. همه ستون‌ها باید با یک ترتیب پر شوند و استفاده ترکیبی از این دو محدوده مجاز نیست. همچنین باید زاویه به صورت صعودی پر شود.

۲–ضریب فلیکر به عنوان تابعی از زاویه امپدانس شبکه باید وارد شود.

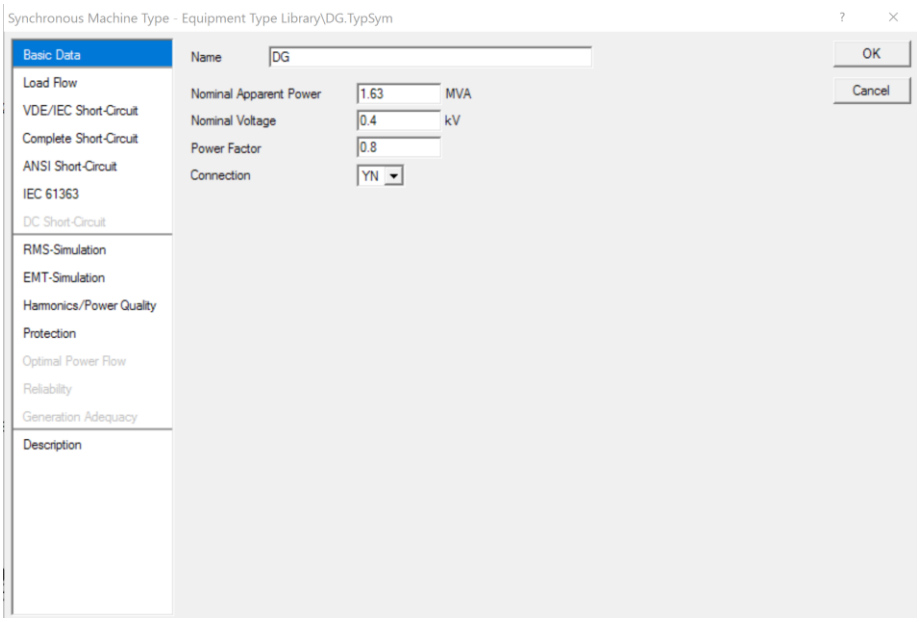
۳– پله فلیکر به عنوان تابعی از زاویه امپدانس شبکه باید وارد شود.

۴–عامل تغییر ولتاژ به عنوان یک تابع از زاویه امپدانس شبکه باید وارد شود. برای اطلاعات بیشتر به استاندارد IEC 61400-21 مراجعه گردد [۱].

۵–در این قسمت بیشترین تعداد عملیات کلید زنی به ازای زمان ۱۰ و ۱۲۰ دقیقه‌ای وارد می‌شود.

۲-۱-۲- بخش تایپ

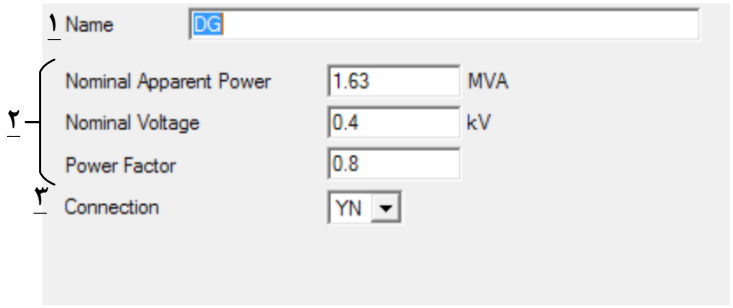
شمای کلی بخش تایپ ژنراتور سنکرون در شکل (۲–۱۶) نشان داده شده است.



شکل (۲-۱۶): شکل کلی بخش تایپ ژنراتور سنکرون

صفحه اطلاعات پایه

شکل (۲–۱۷) پنجره اطلاعات پایه بخش تایپ ژنراتور سنکرون را نشان می‌دهد. بخش‌های مختلف در این شکل عبارتند از:



شکل (۲-۱۷):پنجره اطلاعات پایه بخش تایپ ژنراتور سنکرون

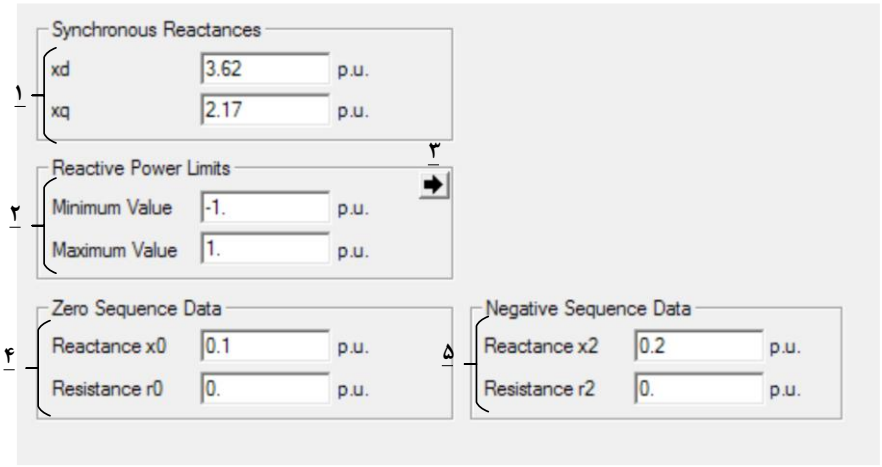
۱–نام تایپ ژنراتور

۲– توان ظاهری، ولتاژ و ضریب توان ژنراتور (این اطلاعات ثابت ژنراتور هستند و اطلاعات بهره‌برداری با استفاده از این مشخصات به دست می‌آید)

۳–نوع سیم پیچی ژنراتور (ستاره، ستاره زمین شده–مثلث)

صفحه اطلاعات پخش بار

پنجره اطلاعات پخش بار بخش تایپ ژنراتور سنکرون در شکل (۲–۱۸) نشان داده شده است بخش‌های مختلف در این شکل عبارتند از:



شکل (۲-۱۸):پنجره اطلاعات پخش بار بخش تایپ ژنراتور سنکرون

۱–راکتانس سنکرون در دو راستای d و q

۲–محدوده تولید توان راکتیو

۳–تغییر نحوه ورود محدوده توان راکتیو از پریونیت به مقدار واقعی

۴–مقاومت و راکتانس توالی صفر ژنراتور

۵–مقاومت و راکتانس توالی منفی ژنراتور

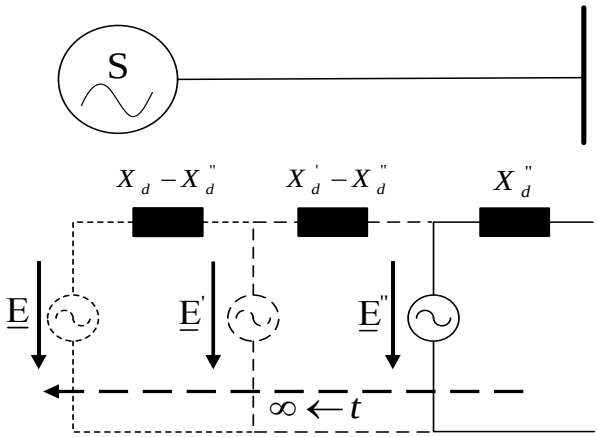
صفحه اطلاعات اتصال کوتاه

برای مطالعات اتصال کوتاه ،ماشین سنکرون به وسیله ۳ مدل زیر بیان می‌شود:

- مدار معادل حالت زیرگذرا
- مدار معادل گذرا
- مدار معادل سنکرون

استفاده از این سه مدار معادل وابسته به مدت زمان طی شده از زمان بروز خطا در شبکه است. تفاوت تاثیر زمانی به دلیل تاثیر افزایش جریان استاتور بر جریان‌های القایی در سیم پیچی‌های میرا کننده، جرم روتور و سیم پیچی میدان می‌باشد. در صورت نزدیک بودن خطا به ژنراتور، جریان استاتور می‌تواند طوری افزایش یابد که باعث ضعیف شدن قابل توجه میدان مغناطیسی روتور گردد. در مطالعات اتصال کوتاه ماندگار، این تضعیف میدان به وسیله یک منبع ولتاژ و راکتانس متناظر مدل می‌شود. مدل مرتبط توالی مثبت ماشین سنکرون در شکل (۲–۱۹) نشان داده شده است. اثر

تاخیری میدان استاتور بر تحریک و میدان میرا کننده به صورت کلیدزنی بین منابع ولتاژ $\underline{E}''$، $\underline{E}'$و $\underline{E}$ که وابسته به بازه زمانی محاسبات است، مدل می‌شود.

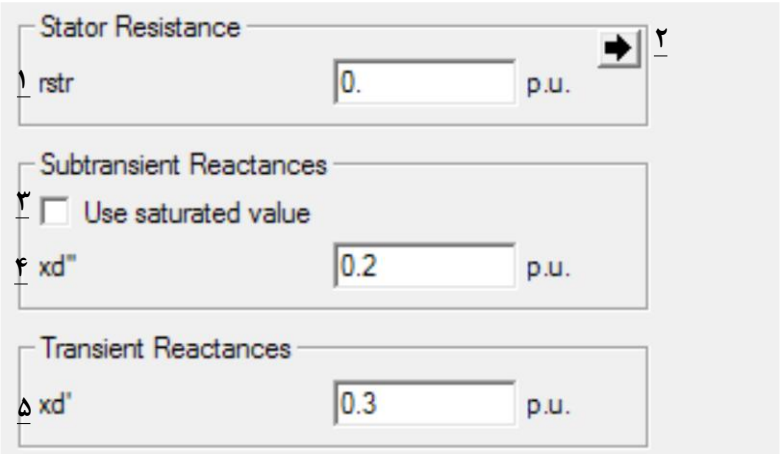


شکل (۲-۱۹):دیاگرام مدار معادل تک فاز یک ژنراتور برای محاسبه جریان اتصال کوتاه

در ادامه به بررسی نحوه مدلسازی ژنراتور سنکرون جهت انجام مطالعات اتصال کوتاه با استفاده از روش‌های مختلف، پرداخته می‌شود.

روش اتصال کوتاه کامل [1]

در روش "اتصال کوتاه کامل"، منبع ولتاژ داخلی به وسیله پخش بار مقدار دهی اولیه می‌شود. روش "اتصال کوتاه کامل" جریان خطای زیرگذرا و گذرا را به وسیله منبع ولتاژ و راکتانس زیر گذرا و گذرا محاسبه می‌کند. اطلاعات لازم به صورت زیر می‌باشد:



شکل (۲-۲۰): تنظیمات اطلاعات مورد نیاز برای ژنراتور سنکرون در روش اتصال کوتاه کامل

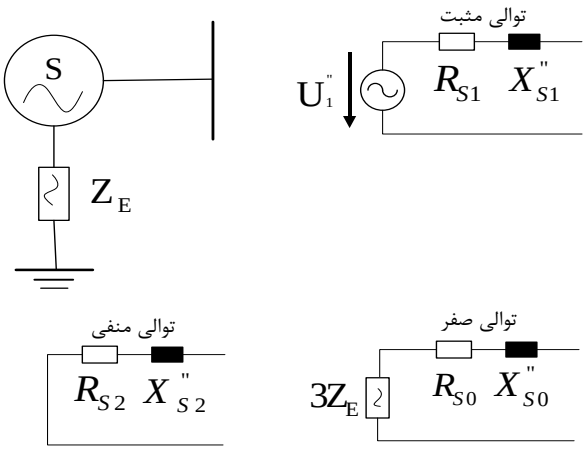
۱–مقاومت روتور ژنراتور

[1] Complete Method

۲-تغییر حالت وارد کردن مقاومت استاتور از حالت پریونیت به حالت نسبت مقدار مقاومت به راکتانس استاتور
۳-با انتخاب این گزینه مقدار $X_d^{"}$ به صورت اشباع شده در بخش شماره ۴ وارد می‌شود. که این مقدار از مقدر اشباع کمتر است و برای به دست آوردن بیشترین جریان اتصال کوتاه استفاده می‌شود.
۴-مقدار راکتانس زیر گذرا بسته با حالت بخش ۳
۵-مقدار راکتانس گذرا

روش اتصال کوتاه استاندارد IEC60909

استانداردهای سری IEC 60909 دسته‌ای از استانداردهایی هستند که تنها محاسبات بازه زمانی زیرگذرا را انجام می‌دهند. جریان اتصال کوتاه برای بازه‌های طولانی‌تر با ضرب جریان زیر گذرا در ضرایبی که به وسیله روش‌های تجربی به دست آمده‌اند، محاسبه می‌شود [۲].



شکل (۲-۲۱): مدل اتصال کوتاه برای ژنراتور سنکرون

روش اتصال کوتاه استاندارد ANSI-C37

در این استاندارد همانند استاندارد IEC60909 تنها جریان خطای زیرگذرا به طور واقعی محاسبه می‌شود و برای دیگر زمان‌ها، از ضرایب مربوطه استفاده می‌گردد. برای اطلاعات بیشتر به استاندارد ANSI-C37 [۳] و اسناد مربوطه مراجعه شود. در این روش برای انجام مطالعات اتصال کوتاه، لازم است نوع روتور از جهت استوانه‌ای یا صاف بودن همانند شکل مشخص گردد.

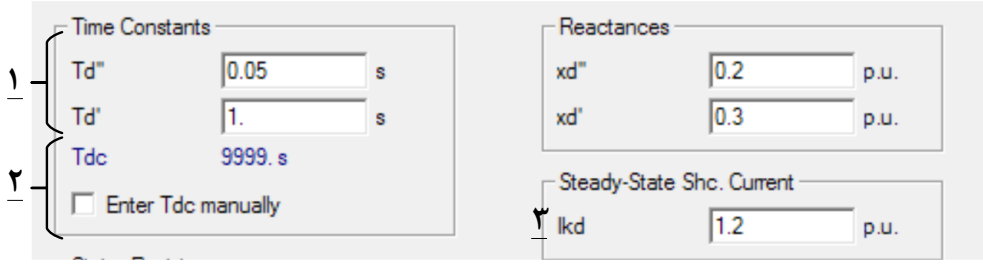


شکل (۲-۲۲): مشخص کردن نوع روتور

روش اتصال کوتاه استاندارد IEC 61363

در استاندارد IEC61363 [۴] روش محاسبه جریان اتصال کوتاه در شبکه‌های سه فاز شعاعی نصب شده در کشتی‌ها یا واحدهای دریایی ثابت یا متحرک بیان شده است.

محاسبه جریان اتصال کوتاه برای یک ماشین سنکرون بر اساس ارزیابی بیشترین مقدار واقعی جریان اتصال کوتاه وابسته به زمان است. نتایج خروجی تابعی از پارامترهای پایه‌ای ماشین (توان، امپدانس و غیره) و ولتاژهای اکتیو (E'',E',E) ما قبل امپدانس‌های زیرگذرا، گذرا و سنکرون ماشین است. امپدانس وابسته به شرایط عملیاتی ماشین در زمان قبل از رخداد شرایط اتصال کوتاه است. مطابق شکل (۲-۲۳) اطلاعات مورد نیاز برای بخش‌های مختلف بصورت زیر است:



شکل (۲-۲۳): تنظیمات اتصال کوتاه بر اساس استاندارد IEC61363

۱-در این قسمت ثابت زمانی‌های مربوط به حالات زیرگذر و گذر ژنراتور سنکرون مشخص می‌شود.

۲-به صورت پیش فرض ثابت زمانی قسمت DC جریان اتصال کوتاه مقدار بسیار بالایی در نظر گرفته می‌شود که باعث می‌شود قسمت جریان ثابت خطا، میرایی خیلی ضعیفی داشته و در تمام مدت خطا حضور داشته باشد. با انتخاب گزینه Enter Tdc manually این مقدار را می‌توان تغییر داد.

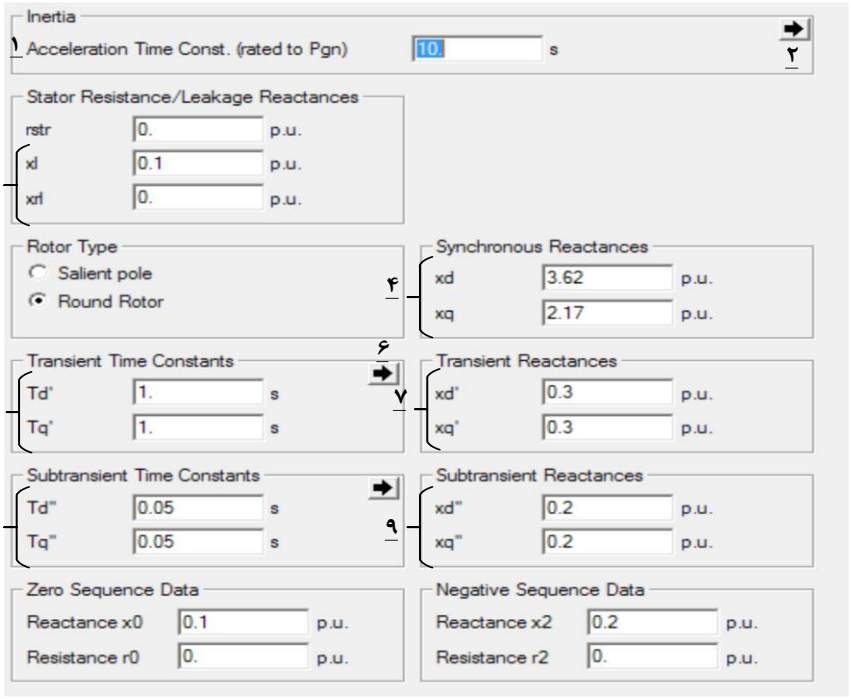
۳-در این قسمت مقدار جریان اتصال کوتاه که در حالت ماندگار، ژنراتور می‌تواند تامین کند، تنظیم می‌شود.

صفحه مطالعات حالت گذرا RMS-Simulation و EMT-Simulation

در این قسمت به اطلاعات لازم جهت پیاده سازی مطالعات حالت گذرا پرداخته می‌شود. RMS-Simulation برای بررسی رویدادهای با زمان گذر متوسط و طولانی مناسب است.

تب اطلاعات پایه

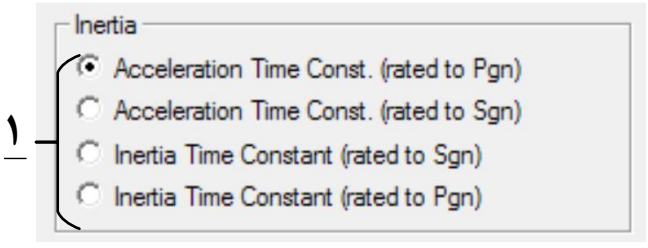
اطلاعات پایه مورد نیاز جهت انجام مطالعات حالت گذرا در نرم افزار در شکل (۲-۲۴) نشان داده شده است. بخش‌های مختلف این شکل عبارتند از:



شکل (۲-۲۴): اطلاعات مورد نیاز برای مطالعات حالت گذرا

۱- مدت زمان شتاب گیری ژنراتور برای رسیدن به حداکثر توان اکتیو تولیدی

۲-در این قسمت با انتخاب زبانه مورد نظر جایگزین‌های پارامتر شرح داده در بخش ۱ نشان داده می‌شود. همانطور که در شکل (۲-۲۵) مشخص است، پارمتراهای جایگزین بیان شده عبارتند از: زمان شتاب گیری به مقدار توان ظاهری نامی، ثابت زمانی اینرسی به مقدار توان ظاهری، ثابت زمانی اینرسی به مقدار توان اکتیو.



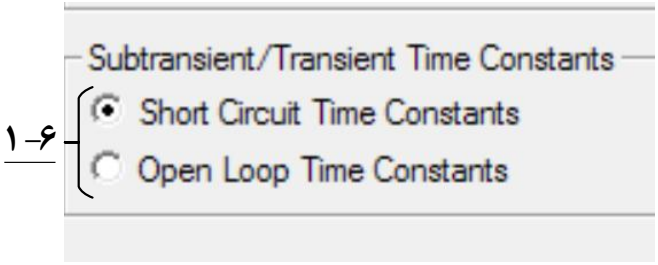
شکل (۲-۲۵): پارامترهای جایگزین ثابت شتاب ژنراتور

۳- راکتانس‌های معادل اندوکتانس نشتی استاتور و روتور

۴-راکتانس سنکرون در قاب مرجع q-d

۵-ثابت زمانی نظیر قسمت گذرا در قاب مرجع q-d

۶–در این قسمت، پارامترهای انتخابی جایگزین بخش ۵ قابل انتخاب است؛ همانطور که در شکل زیر مشخص است پارامترهای موجود عبارتند از: ثابت زمانی‌های اتصال کوتاه و ثابت زمانی‌های مدار باز.



شکل (۲-۲۶): پارامترهای جایگزین ثابت زمانی

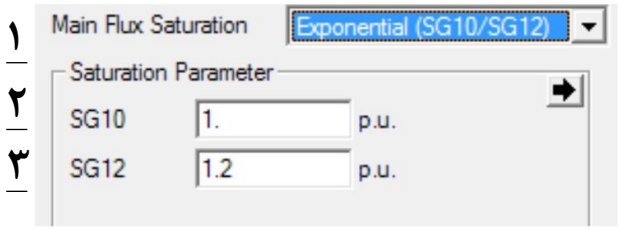
۷–مقدار راکتانس‌های گذرا در قاب مرجع p-q

۸–ثابت زمانی‌های حالت زیرگذرا در قاب مرجع p-q در (ثابت زمانی مربوط به اتصال کوتاه و یا مدار باز وجود دارد.)

۹–راکتانس زیر گذرا در قاب مرجع p-q

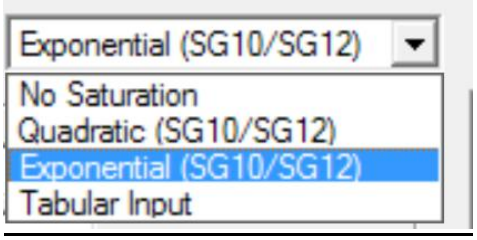
به این نکته توجه گردد که پارامترهای توضیح داده نشده در این بخش در قسمت‌های قبل بیان شده‌اند.

تب اشباع



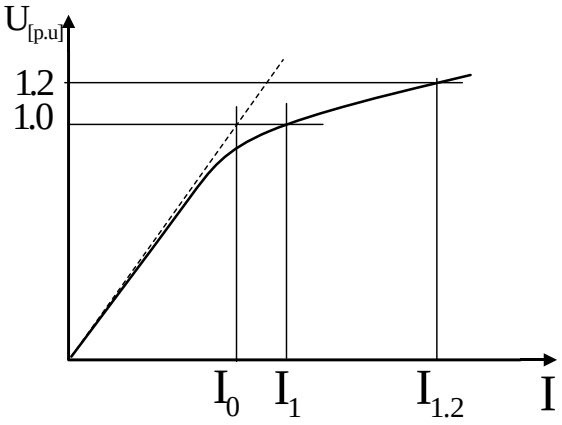
شکل (۲-۲۷): تنظیمات منحنی اشباع ژنراتور سنکرون

۱–در این قسمت مدل انتخابی پیاده سازی اشباع ژنراتور انتخاب می‌شود. بر اساس شکل زیر، این گزینه چهار مورد انتخابی دارد: بدون اشباع، مدل سازی اشباع با تابع جبری درجه دو، مدل‌سازی با تابع نمایی و استفاده از جدول برای وارد نمودن اطلاعات منحنی اشباع



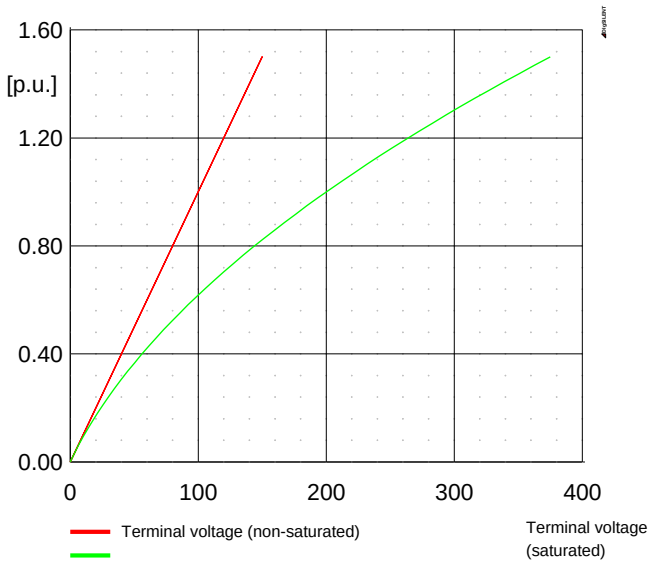
شکل (۲-۲۸): معادله مشخص کننده اشباع

در دو نوع مدل سازی بر اساس معادله درجه دو و نمایی از دو نقطه به شکل زیر استفاده می‌شود.



شکل (۲-۲۹): یک منحنی اشباع نمونه

در شکل (۲-۲۹) منحنی مغناطیس شوندگی برای یک فاصله هوایی به صورت نقطه چین نشان داده شده است. با افزایش جریان تحریک، منحنی مغناطیس شوندگی ژنراتور از حالت ایده‌آل خارج شده و به ازای ولتاژ ترمینال یکسان، منحنی اشباع جریان بیشتری نسبت به منحنی خطی دارد. نمونه‌ای از منحنی اشباع را می‌توان در شکل (۲-۳۰) مشاهده نمود:

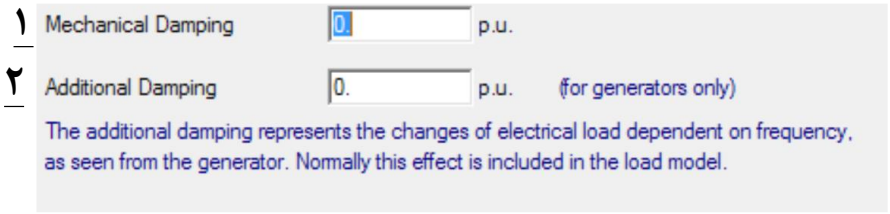


شکل (۲-۳۰): معادله اشباع خروجی نرم افزار

۲و۳-در این دو قسمت، مقدار جریان تحریک در دو ولتاژ مختلف وارد می‌شود.

تپ دمپینگ[1]

تنظیمات دمپینگ ژنراتور سنکرون در نرم افزار، در شکل (۲-۳۱) نشان داده شده است. مطابق این شکل داریم:



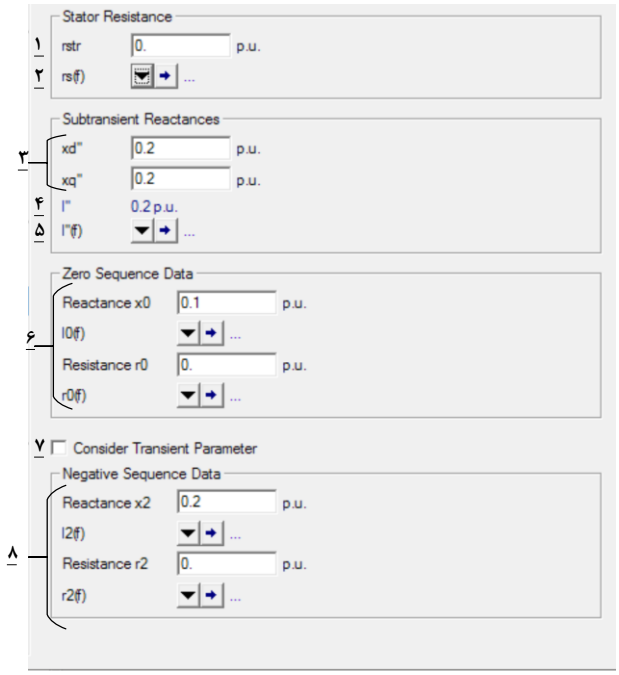
شکل (۲-۳۱): تنظیمات دمپینگ ژنراتور سنکرون

۱-در این قسمت میرایی مکانیکی ژنراتور تعیین می‌شود.

۲-یک دمپینگ اضافه که نماینده بارهای وابسته به فرکانس هستند که از سمت ژنراتور به صورت یک دمپینگ دیده می‌شوند. به طور معمول این تاثیر در مدل بار قرار داده شده است.

صفحه مطالعات هامونیکی و کیفیت توان

تنظیمات کیفیت توان و هارمونیکی ژنراتور سنکرون در نرم افزار، در شکل (۲-۳۲) نشان داده شده است.



شکل (۲-۳۲):تنظیمات کیفیت توان و هارمونیک بخش تایپ ژنراتور سنکرون

۱-در این قسمت مقدار مقاومت استاتور ژنراتور به صورت پریونیت وارد می‌شود. در صورت وارد شدن این مقدار در صفحات دیگر، این قسمت به طور خودکار تکمیل می‌گردد.

[1] Damping

۲–در این قسمت، مشخصه تغییرات مقاومت استاتور نسبت به تغییرات فرکانس مشخص می‌شود. این تغییر را می‌توان با جدول یا یک معادله بر حسب مقاومت و فرکانس مشخص نمود.

۳–اگر گزینه Consider Transient Parameter فعال نباشد، مقادیر امپدانس زیر گذرای استاتور در قاب مرجع q-d مشخص می‌شود. در این قسمت نیز مانند مقاومت استاتور، در صورت وارد کردن این مقادیر در صفحات دیگر، لازم به وارد کردن اطلاعات در این صفحه نیست. در صورت فعال بودن این گزینه باید توجه داشت که تخمین استفاده از حالت گذرا در این قسمت، در محدوده باریکی از تغییرات فرکانس قابل قبول است.

۴–مقدار سلف معادل با میانگین گیری از دو مقدار پریونیت قسمت قبل، مشخص می‌شود.

۵–مشخصه تغییرات اندوکتانس بر حسب تغییرات فرکانس به صورت جدول یا معادله بر حسب اندوکتانس و فرکانس مشخص می‌شود.

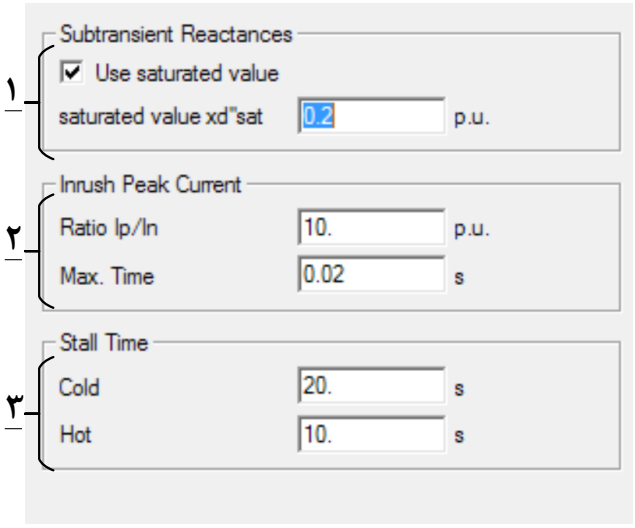
۶–برای مشخصات توالی صفر نیز در مورد هر کدام از پارامترهای اندوکتانس یا مقاومت، یک مقدار اولیه بر حسب پریونیت در فرکانس اصلی وارد می‌شود و سپس مشخصه تغییرات پارامتر نسبت به فرکانس انتخاب می‌شود.

۷–در نظر گرفتن پارامترهای گذرا

۸–در صورت انتخاب گزینه قبلی، لازم است مشخصه مقاومت و راکتانس توالی منفی بر حسب فرکانس وارد گردد.

صفحه حفاظت

پنجره تنظیمات حفاظتی ژنراتور سنکرون به‌صورت شکل (۲–۳۳) است. در این بخش داریم:



شکل (۲-۳۳): تنظیمات حفاظتی بخش تایپ ژنراتور سنکرون

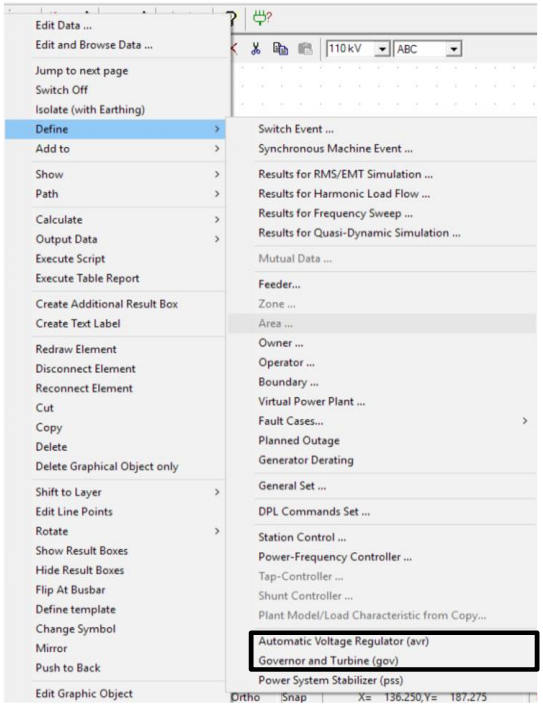
۱–در این قسمت با انتخاب گزینه ‘Use saturated value’ مقدار امپدانس زیرگذرا در حالت اشباع هسته وارد می‌شود.

۲-در این قسمت مقدار ماکزیمم جریان استارت نسبت به جریان نامی و زمان ماکزیمم شدن جریان راه اندازی، تنظیم می‌شود.

۳-مدت زمانی که ژنراتور با بیشترین جریان کار کرده و دچار آسیب فیزیکی نشود در این بخش مشخص می‌گردد. این مقدار به ازای دو حالت سرد و گرم وارد می‌شود که مقدار گرم باید از مقدار سرد کمتر باشد.

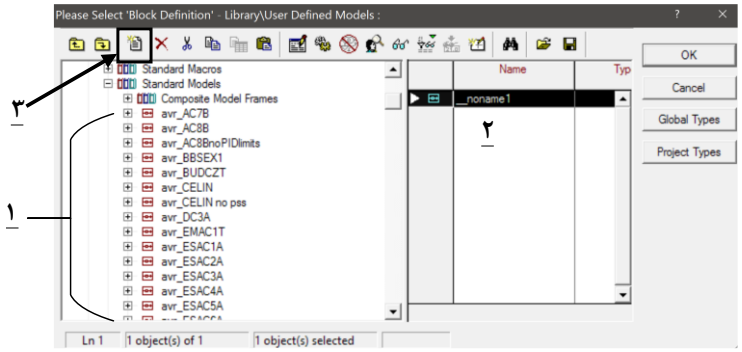
۲-۱-۳- مدل سازی ادوات کنترلی گاورنر و AVR برای ژنراتور سنکرون

برای مدل‌سازی ادوات کنترلی لازم است که همانند شکل زیر با انتخاب ژنراتور سنکرون و وارد شدن به منوی Define المان کنترلی مورد نظر را انتخاب کرد.



شکل (۲-۳۴): تعریف ادوات کنترلی برای ژنراتور سنکرون

با انتخاب یکی از این دو المان نشان داده شده در شکل (۲-۳۴) پنجره زیر باز شده و می‌توان از مدل‌های استاندارد از پیش طراحی شده در نرم افزار استفاده نموده و یا با استفاده از زبان مدل سازی DSL (Digsilent Simulation Language) المان کنترلی جدید تعریف نمود. مطابق شکل (۲-۳۵) برای مدلسازی AVR ژنراتور سنکرون داریم:



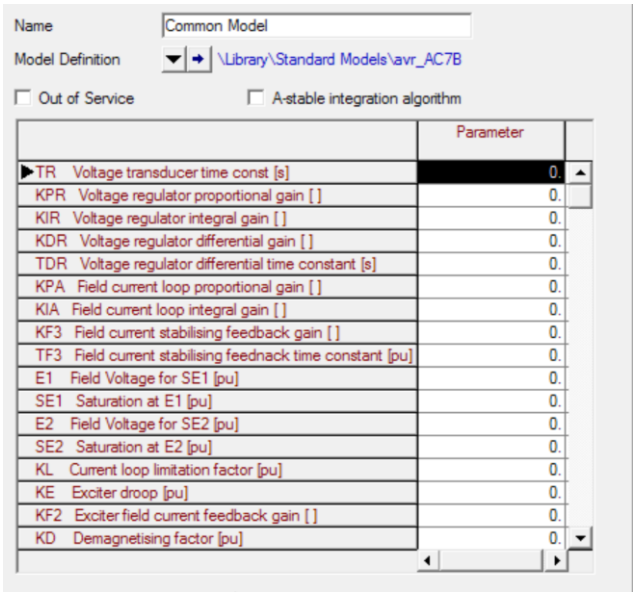
شکل (۲-۳۵): انتخاب یک AVR از پیش طراحی شده برای ژنراتور

۱–این قسمت تعدادی از مدل‌های استاندارد موجود در نرم افزار را نشان می‌دهد.

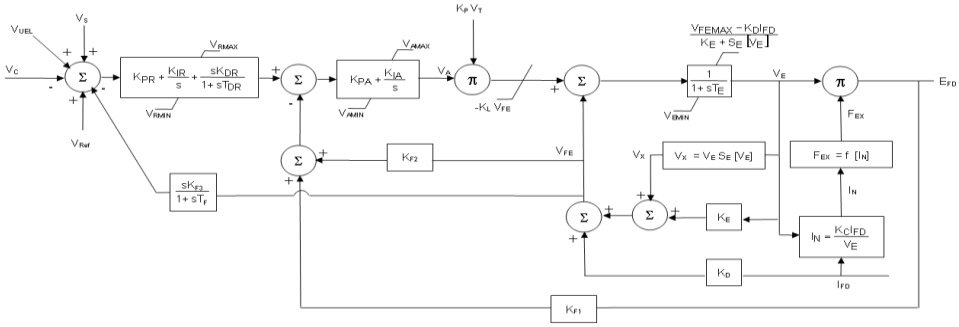
۲–یک مدل طراحی شده توسط کاربر را نشان می‌دهد.

۳–با انتخاب این گزینه می‌توان یک مدل جدید برای کنترل کننده مورد نظر ایجاد نمود.

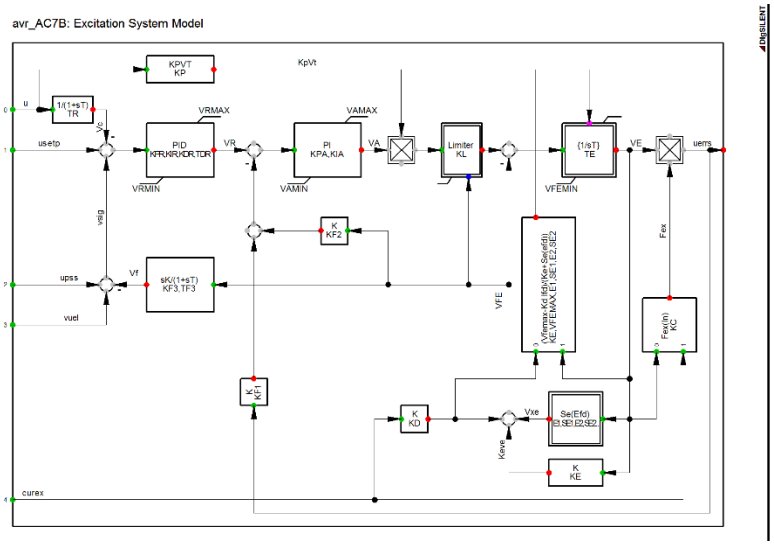
حال با انتخاب یکی از AVRهای موجود در کتابخانه پیش فرض نرم افزار (AVR-AC7B) [۵] براساس شکل (۲–۳۶) که پارامترهای مورد نیاز برای پیاده سازی AVR را نشان می‌دهد، می‌توان این AVR را که نمودار بلوکی آن در (۲–۳۷) نشان داده شده است، با استفاده از DSL به صورت شکل (۲–۳۸) پیاده سازی نمود.



شکل (۲-۳۶): مشخصات قابل تنظیم یک مدل AVR

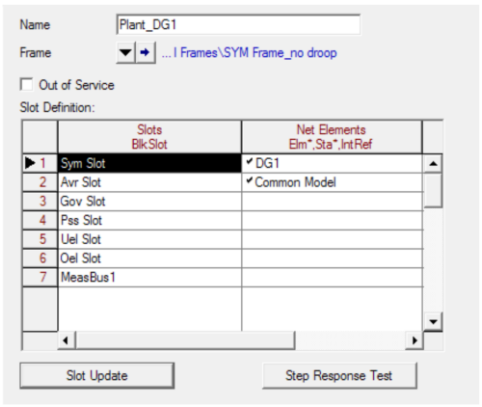


شکل (۲-۳۷): بلوک دیاگرام AVR مدل AC7B



شکل (۲-۳۸): بلوک دیاگرام AC7B AVR در نرم افزار

بعد از انتخاب مدل مورد نظر برای ژنراتور صفحه زیر باز شده که در واقع مجموع ژنراتور و ادوات کنترلی آن همانند یک نیروگاه نشان داده می‌شود.



شکل (۲-۳۹): واحد نیروگاهی تعریف شده با ژنراتور سنکرون و AVR

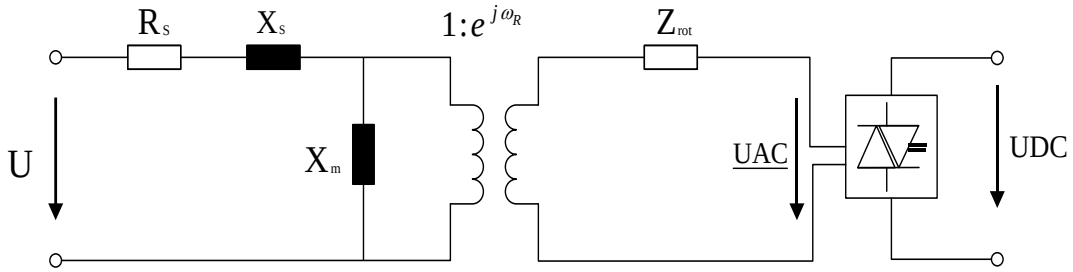
همان طور که مشاهده می‌شود در بخش اول مدل سیستم (ژنراتور سنکرون) مشخص شده و بخش دیگر مربوط به المان‌های کنترلی سیستم می‌باشد. گزینه Step Response Test مربوط به ایجاد یک آزمون برای بررسی عملکرد سیستم‌های کنترلی تعبیه شده، است.

۲-۲-توربین بادی با ژنراتور القایی تغذیه دوگانه (Doubly-Fed Induction Generator)

۲-۲-۱- توصیف کلی

ژنراتور القایی تغذیه دوگانه (DFIG[1]) یک ماشین القایی حلقه لغزان با روتور کنترل شده است. مبدل PWM متصل به حلقه لغزان، دامنه و فاز ولتاژ روتور را کنترل می‌کند. بدین وسیله توان اکتیو و راکتیو خروجی DFIG را می‌توان کنترل نمود.

در شکل (۲-۴۰) مدل ماشین القایی تغذیه دوگانه نشان داده شده است. با توجه به این شکل، ماشین القایی تغذیه دوگانه با یک ترمینال AC و یک ترمینال DC مدل می‌شود. مدل ماشین القایی استفاده شده دقیقا یکسان با ماشین القایی استاندارد که شامل یک تقریب بسیار دقیق از Zrot و سه نردبان مدار R-L است، می‌باشد. در ادامه به نحوه مدل سازی این ژنراتور در نرم افزار DIgsilent می‌پردازیم.

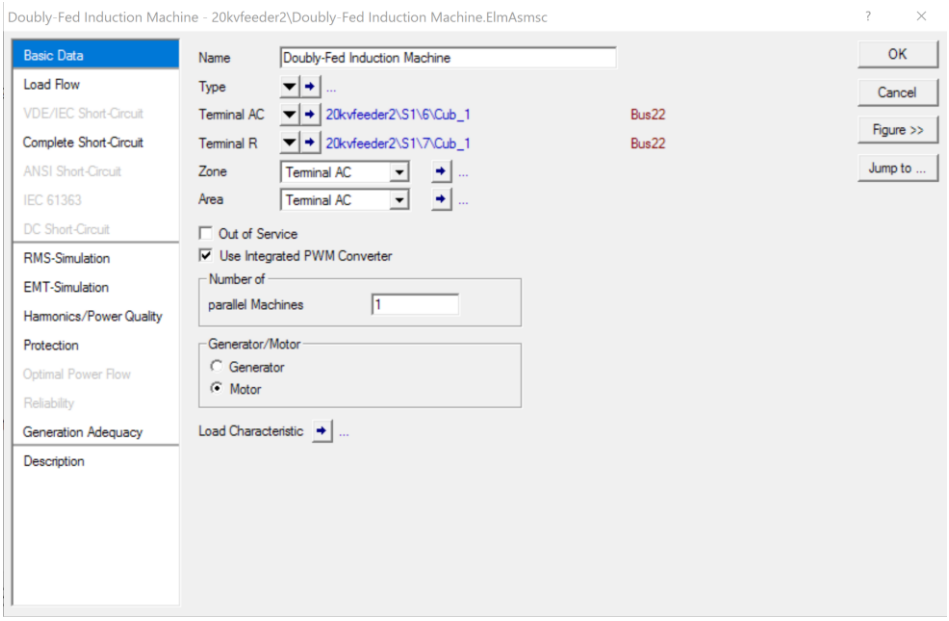


شکل (۲-۴۰): مدل مفهومی استفاده شده مولد DFIG درنرم افزار

۲-۲-۲- بخش المان

شمای کلی تنظیمات مربوط به بخش المان توربین بادی با ژنراتور القایی دوگانه در شکل (۲-۴۱) نشان داده شده است. در ادامه بخش‌های مختلف معرفی شده‌اند.

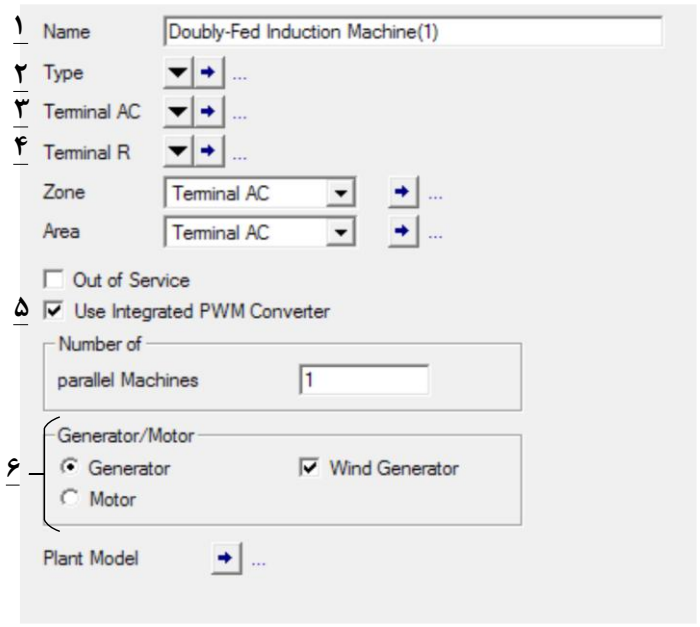
[1] Doubly Fed Induction Generator



شکل (۲-۴۱): شکل کلی بخش المان توربین بادی با ژنراتور القایی دوگانه

صفحه اطلاعات پایه

پنجره اطلاعات پایه مولد DFIG بصورت شکل (۲-۴۲) است.



شکل (۲-۴۲): پنجره اطلاعات عمومی بخش المان مولد DFIG

۱-نام تجهیز

۲-تایپ تجهیز

۳-ترمینال سه فاز خروجی استاتور

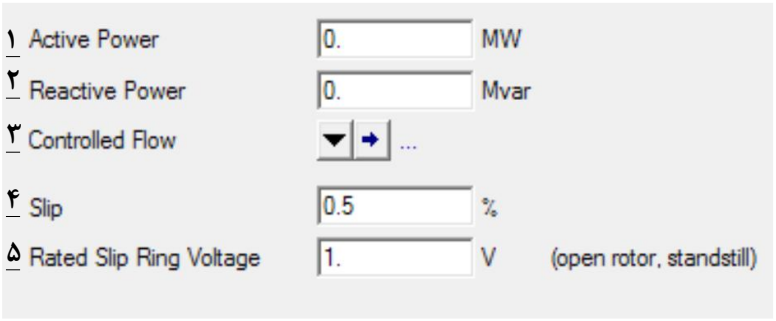
۴-ترمینال خروجی روتور

۵-در صورت انتخاب این گزینه، مولد همراه با یک مبدل درونی مدل سازی می‌شود و خروجی ترمینال آن DC می‌باشد. در غیر این صورت، باید یک مبدل جداگانه در خروجی روتور قرار داد. در نتیجه در این حالت، خروجی روتور سه فاز AC می‌باشد.

۶-مد کاری ماشین و همین طور در صورت انتخاب ژنراتور، تعیین مولد بادی بودن در این قسمت تعیین می‌شود.

صفحه پخش بار

شکل (۲-۴۳) صفحه پخش بار DFIG را نشان می‌دهد. در این صفحه داریم:



شکل (۲-۴۳): مشخصات بهره‌برداری پخش بار مولد DFIG

۱-توان اکتیو تولیدی مولد

۲-توان راکتیو تولیدی مولد

۳-کنترل شارش توان از یک کوبیکل[1]

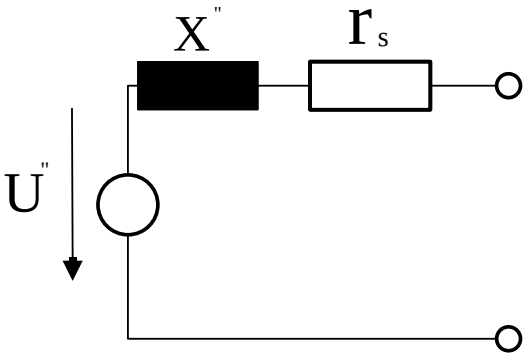
۴-مقدار لغزش در حالت کار دائم ژنراتور

۵-مقدار ولتاژ نامی حلقه لغزان در حالت روتور باز یا توقف

صفحه اتصال کوتاه

برای مطالعات اتصال کوتاه، ماشین القایی تغذیه دوگانه با فرض حالت زیرگذرا مدل می‌شود. قطع کاهش ولتاژ یا بای پس نمودن مبدل سمت روتور را نمی‌توان به صورت مستقیم در مدل زیر گذرا لحاظ کرد. در صورت بای پس روتور بصورت ایده آل به این معنی که راکتانس یا مقاومت اضافه‌ای نداشته باشد، مدل زیر گذرا همچنان قابل استفاده می‌باشد. مدار شکل زیر معادل حالت زیرگذرای است که برای مطالعات اتصال کوتاه استفاده می‌شود.

[1] Cubicle



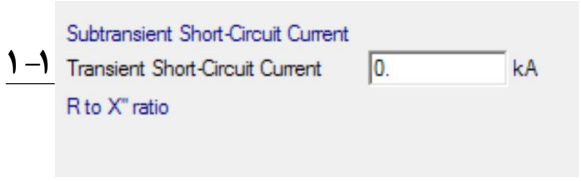
شکل (۲-۴۴): مدل مفهومی مولد DFIG در حالت اتصال کوتاه



شکل (۲-۴۵): انتخاب مدار معادل DFIG در اتصال کوتاه

۱–در این قسمت می‌توان مدل استفاده شده در مطالعات اتصال کوتاه را انتخاب کرد.

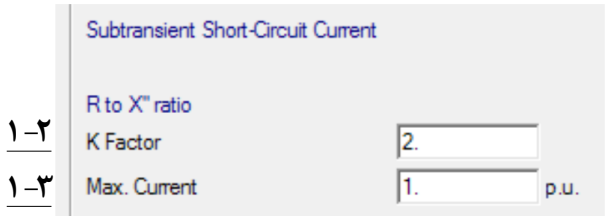
با انتخاب Equivalent Synchronous Machine اطلاعات مورد نیاز به صورت زیر وارد می‌شود.



شکل (۲-۴۶): حداکثر جریان گذرا اتصال کوتاه

۱–۱– در این قسمت مقدار حداکثر جریان زیر گذرا مشخص می‌شود. این پارامتر رابطه مستقیمی با نسبت مقاومت به راکتانس زیر گذرا دارد.

با انتخاب Dynamic Voltage Support اطلاعات مورد نیاز به صورت زیر وارد می‌شود.



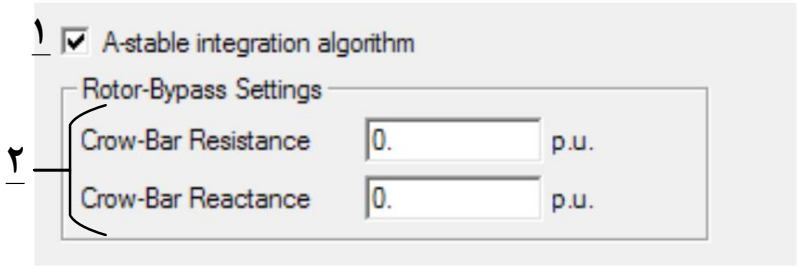
شکل (۲-۴۷): مشخصات لازمه مدل منبع ولتاژ دینامیک مولد DFIG

۱–۲–مقدار فاکتور k برای محاسبه بیشترین مقدار جریان اتصال کوتاه

۱–۳– حداکثر مقدار جریان اتصال کوتاه

صفحه اطلاعات مطالعات RMS & EMT Simulation

برای مولد DFIG اطلاعات مربوط به مطالعات حالت گذرا در نرم افزار به صورت شکل (۲-۴۸) است. در این قسمت داریم:



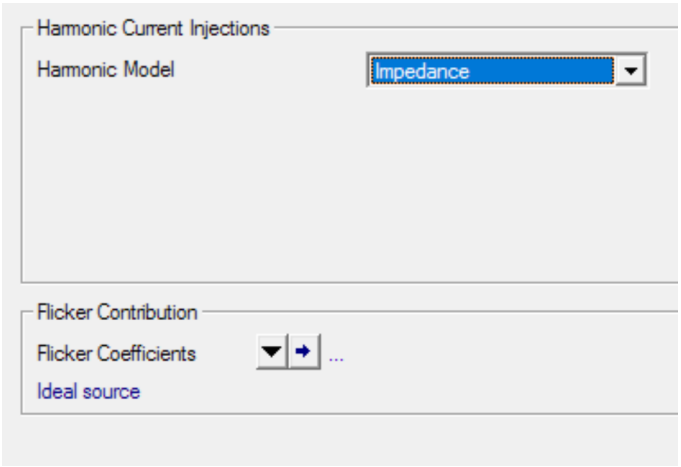
شکل (۲-۴۸): اطلاعات حالت گذرای بخش المان مولد DFIG

۱-با انتخاب این گزینه روش بهبود سازی به فرآیند انتگرال گیری اضافه می‌شود.

۲-در این قسمت مقدار مقاومت و راکتانس کروبار[1] برای بای پس کردن روتور تنظیم می‌شود.

صفحه اطلاعات مطالعات هارمونیکی و کیفیت توان

صفحه اطلاعات مطالعات کیفیت توان و هارمونیکی مولد DFIG در نرم افزار به صورت شکل (۲-۴۹) است.



شکل (۲-۴۹): اطلاعات کیفیت توان بخش المان مولد DFIG

اطلاعات مورد نیاز در این قسمت همانند اطلاعات مورد نیاز برای ژنراتور سنکرون می‌باشد. لذا از توضیح مجدد آنها خودداری می‌شود.

[1] Crow-bar

صفحه اطلاعات مطالعات حفاظتی

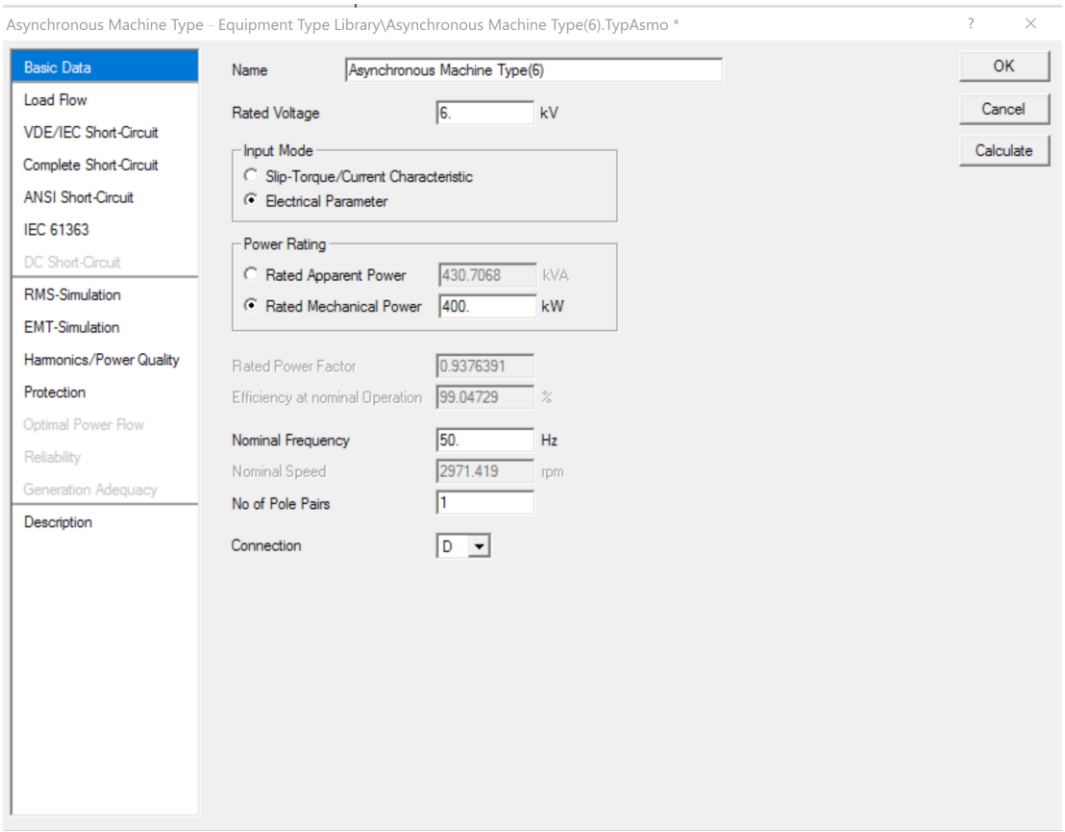


شکل (۲-۵۰): اطلاعات مورد نیاز حفاظتی بخش المان مولد DFIG

در این قسمت تنها نیاز به وارد کردن زمان راه‌اندازی مولد است.

۲-۲-۳- بخش تایپ

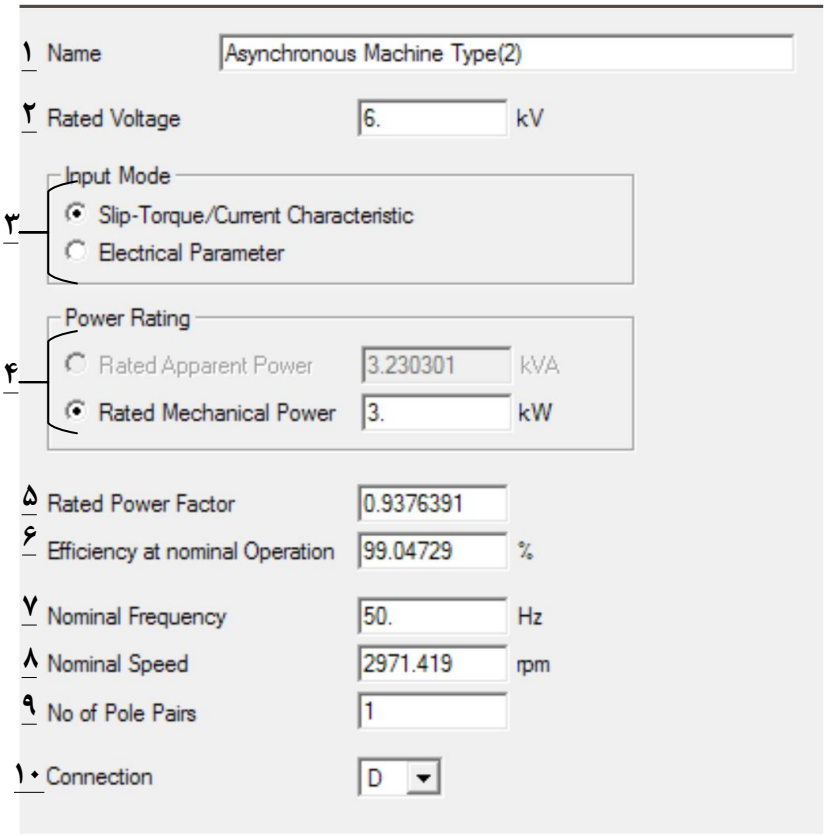
شمای کلی بخش تایپ توربین بادی با ژنراتور القایی تغذیه دوگانه در شکل (۲-۵۱) نشان داده شده است. در ادامه به معرفی بخش‌های مختلف پرداخته خواهد شد.



شکل (۲-۵۱): شمای کلی بخش تایپ توربین بادی با ژنراتور القایی دوگانه

صفحه اطلاعات عمومی

صفحه اطلاعات عمومی بخش تایپ مولد DFIG در نرم افزار به صورت شکل (۲-۵۲) است.



شکل (۲-۵۲): اطلاعات عمومی بخش تایپ مولد DFIG

۱–نام تایپ مورد نظر

۲–ولتاژ نامی مولد DFIG

۳–در این قسمت دو حالت ورود اطلاعات مکانیکی(Slip-Torque/Current Characteristic) یا الکتریکی (Electrical Parameter) وجود دارد. در هر کدام از این حالت‌ها بعضی از مکان‌های ورود داده‌ها غیر فعال می‌شود.

۴– توان نامی مکانیکی یا الکتریکی مولد DFIG

۵–مقدار ضریب توان نامی مولد

۶– بازده مولد در شرایط کار نامی

۷–فرکانس نامی مولد

۸–سرعت مولد در شرایط کار نامی

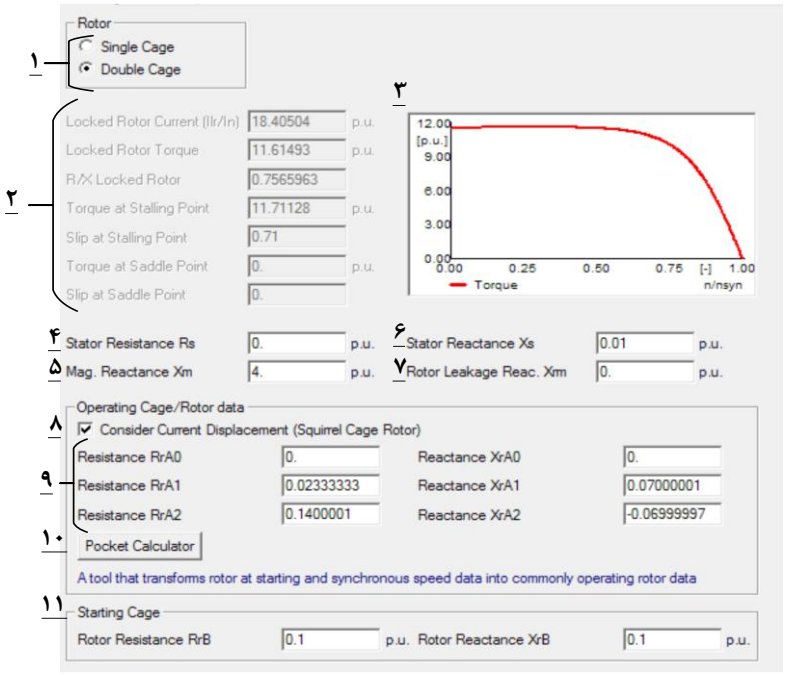
۹–تعداد زوج قطب‌های مولد

۱۰–نوع اتصال سیم پیچی‌های مولد

صفحه اطلاعات پخش بار

تب اطلاعات عمومی

اطلاعات عمومی قسمت پخش بار مولد DFIG در نرم افزار بصورت شکل (۲-۵۳) است. در این بخش داریم:

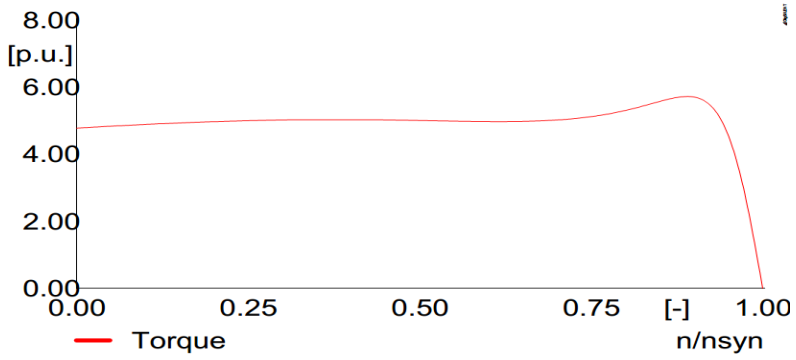


شکل (۲-۵۳): اطلاعات عمومی پخش بار بخش تایپ مولد DFIG

۱-در این قسمت تعداد قفس‌های روتور مشخص می‌شود. در واقع قفس دوم برای راه‌اندازی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۲-مشخصات درج شده در این قسمت غیر فعال می‌باشد و با تنظیم مشخصات الکتریکی اعم از نوع مولد (یک قفسه-دو قفسه) و مقاومت‌ها و راکتانس‌ها به دست می‌آیند.

۳- مشخصه گشتاور سرعت ژنراتور بنا بر اطلاعات وارده در این قسمت وارد می‌شود.



شکل (۲-۵۴): مشخصه گشتاور نسبت به سرعت ژنراتور در مولد DFIG

۴–مقاومت استاتور برحسب پریونیت در این قسمت وارد می‌شود.

۵–راکتانس مغناطیس کنندگی بر حسب پریونیت در این قسمت وارد می‌شود.

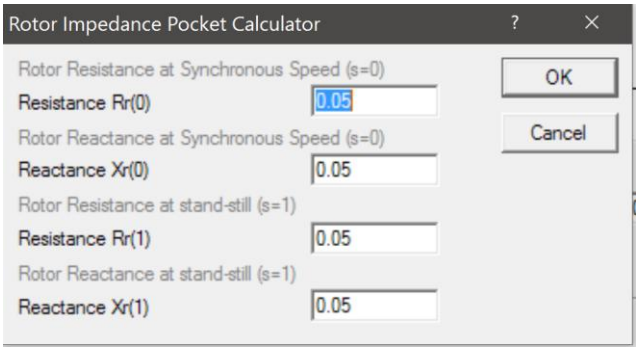
۶– راکتانس استاتور بر حسب پریونیت در این قسمت وارد می‌شود.

۷–راکتانس معادل شار نشتی بر حسب پریونیت در این بخش وارد می‌شود.

۸–با انتخاب این گزینه جابه‌جایی جریان‌ها (روتور قفس سنجابی) لحاظ می‌شود.

۹–با انتخاب گزینه قبل اطلاعات مربوط به روتور از یک مقاومت و راکتانس ساده به سه دسته مقاومت و راکتانس مولفه‌های متقارن مختلف تبدیل می‌شود.

۱۰–در صورت انتخاب گزینه ۸ و همینطور در دسترس نبودن اطلاعات مقاومت و راکتانس توالی‌های متقارن روتور، می‌توان با انتخاب این گزینه و باز شدن پنجره‌ای مطابق شکل (۲–۵۵) که بر حسب اطلاعات مقاومت و راکتانس مولفه مثبت روتور در دو حالت کار با سرعت سنکرون و سرعت صفر است، پارامترهای توالی‌های مثبت، منفی و صفر جریان را تنظیم نمود.

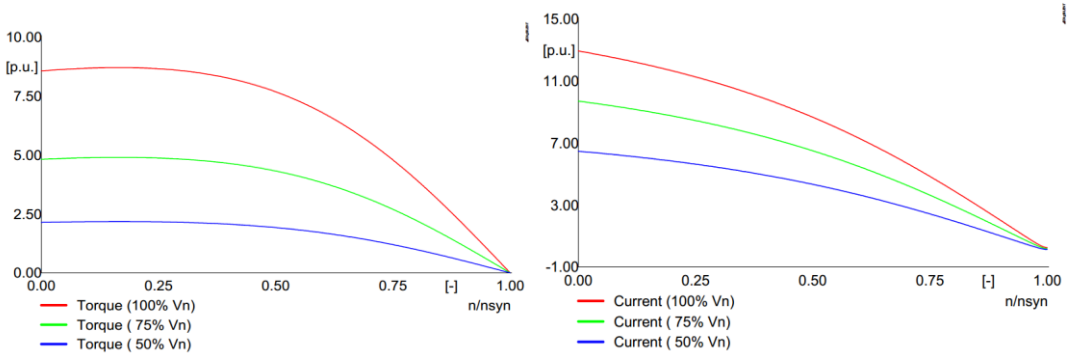


شکل (۲-۵۵): اطلاعات عمومی پخش بار مورد نیاز بخش تایپ مولد DFIG

۱۱–در صورت انتخاب قفس دوبل، مقاومت و راکتانس مربوط به آن، در این قسمت وارد می‌شود.

بخش تنظیمات پیشرفته

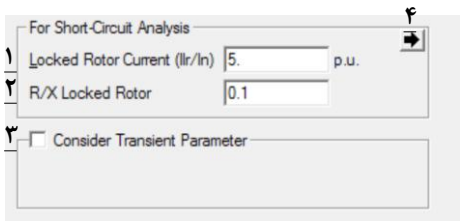
در این قسمت با توجه به اطلاعات وارد شده در قسمت قبل، منحنی‌های گشتاور–سرعت و جریان–سرعت، رسم می‌شود. همچنین با انتخاب امکان Export Torque-Speed Characteristic to Clipboard می‌توان با تعیین ولتاژ دلخواه، مشخصه گشتاور–سرعت در ولتاژ ورودی دلخواه را استخراج نمود.



شکل (۲-۵۶): نمودارهای گشتاور و جریان بر حسب سرعت بر واحد مولد DFIG

صفحه مطالعات اتصال کوتاه

تنظیمات مطالعات اتصال کوتاه بخش تایپ مولد DFIG در نرم افزار در شکل (۲–۵۷) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



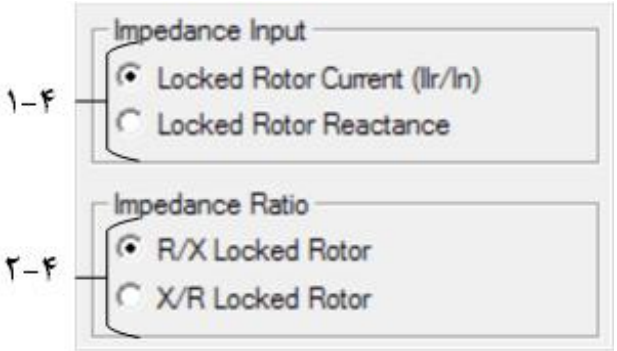
شکل (۲-۵۷): تنظیمات مطالعات اتصال کوتاه بخش تایپ مولد DFIG

۱–نسبت جریان روتور قفل شده به جریان نامی در این قسمت وارد می‌شود.

۲–نسبت مقاومت به راکتانس در حالت روتور قفل شده در این قسمت وارد می‌شود.

۳–با انتخاب این گزینه از مقادیر گذرا به جای پارامترهای ذکر شده در قسمت‌های ۱و۲ استفاده می‌شود.

۴–با انتخاب این بخش، پارامترهای جایگزین همانند شکل (۲–۵۸) قابل انتخاب هستند. در این شکل داریم:



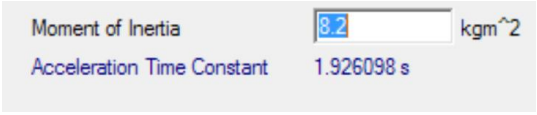
شکل (۲-۵۸): پارامترهای جایگزین مشخصات اتصال کوتاه بخش تایپ مولد DFIG

۴–۱–در این قسمت می‌توان نسبت جریان روتور قفل شده به جریان نامی و یا مقدار راکتانس روتور قفل شده را انتخاب نمود.

۴-۲-در این قسمت می‌توان، نسبت مقاومت به راکتانس در حالت روتور قفل شده یا برعکس را انتخاب نمود.

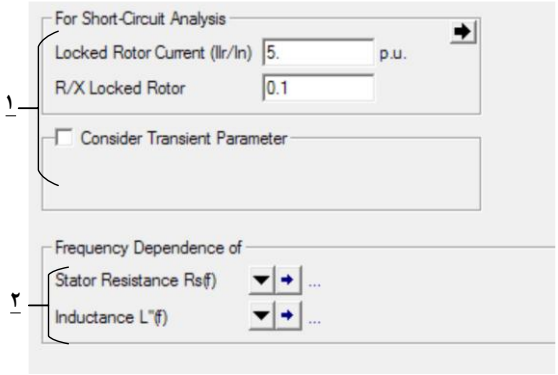
مطالعات RMS & EMT Simulation

اطلاعات مورد نیاز در این قسمت تماما مشابه اطلاعات صفحه پخش بار می‌باشد. با این تفاوت که همانند شکل زیر به ممان اینرسی ژنراتور برای محاسبه ثابت زمانی شتاب گیری ژنراتور نیاز است.



شکل (۲-۵۹): پارامتر مورد نیاز حالت گذرای بخش تایپ مولد DFIG

مطالعات هارمونیکی و کیفیت توان

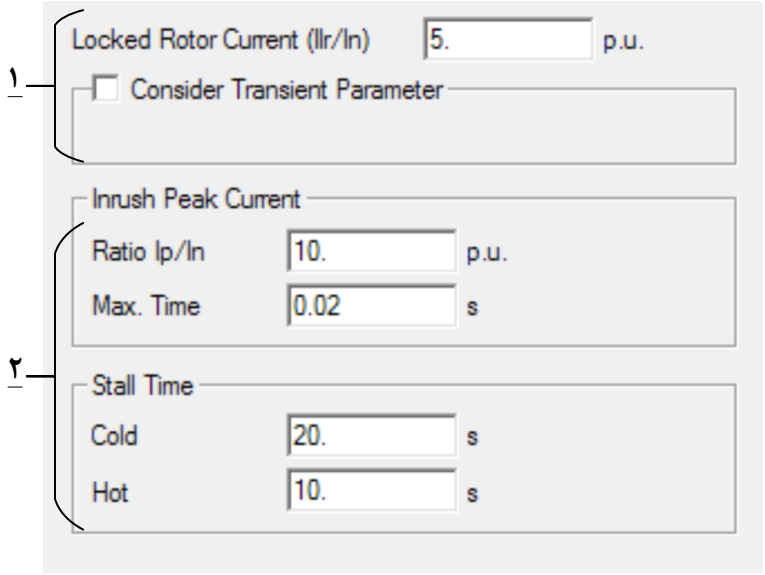


شکل (۲-۶۰): پارامترمورد نیاز کیفیت توان بخش تایپ مولد DFIG

۱-اطلاعات مورد نیاز در این قسمت عیناً مشابه اطلاعات بخش اتصال کوتاه است. بنابراین از بیان آنها صرف نظر می‌شود.

۲-می‌توان در این قسمت، مشخصات مقاومت استاتور و اندوکتانس حالت زیرگذرا را بر حسب تغییرات فرکانس تعیین نمود.

صفحه اطلاعات حفاظتی



شکل (۲-۶۱): پارمترهای حفاظتی مورد نیاز بخش تایپ مولد DFIG

۱-اطلاعات این قسمت مشابه اطلاعت مورد نیاز در صفحه اتصال کوتاه است. بنابراین از بیان آن صرف نظر می‌شود.

۲-اطلاعات مورد نیاز در این قسمت مشابه اطلاعات شرح داده شده برای مولد سنکرون است. بنابراین از بیان مجدد آنها خودداری می‌شود.

۲-۳- توربین بادی (Full Converter)

۲-۳-۱- توصیف کلی

این نوع توربین بادی توسط یک مبدل با ظرفیت مشابه توربین به شبکه متصل می‌شود. از نقطه نظر شبکه، توربین به صورت یک واحد مبدلی ثابت به شبکه متصل شده است. برخی ملاحظات و فواید این نوع از مولدهای بادی عبارتند از:

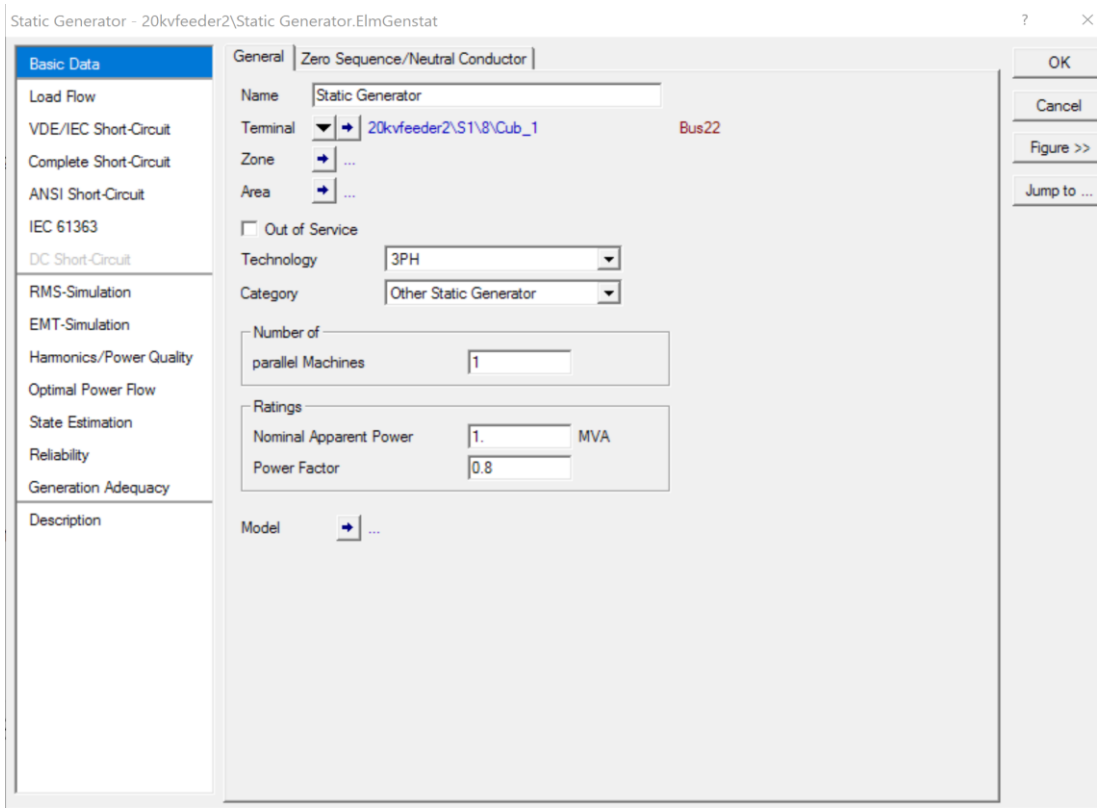
- امکان استفاده از ژنراتور القایی قفس سنجابی، ژنراتور سنکرون با تعداد قطب بالا یا ژنراتور سنکرون آهنربای دائم (امکان حذف گیربکس در ژنراتور با تعداد قطب بالا)
- ظرفیت اینورتر باید بر اساس ظرفیت نامی ژنراتور انتخاب شود (قابلیت بیشتر در کنترل توان راکتیو در صورت انتخاب ظرفیت بالاتر).
- توربین در سرعت بهینه خود گردش می نماید.

❖ قابلیت مناسب LVRT[1] و کنترل کامل میزان مشارکت در جریان اتصال کوتاه شبکه

مدل استفاده شده برای این مولد بادی مدلی جامع است که برای تمام مولدهای که با مبدل به شبکه متصل می‌گردند، استفاده می‌شود. در نرم افزار این تجهیز بخش تایپ ندارد و تمام اطلاعات مورد نظر در بخش المان قرار می‌گیرند.

۲-۳-۲- بخش المان

شمای کلی بخش المان توربین بادی با مبدل نامی در نرم افزار در شکل (۲-۶۲) نشان داده شده است.

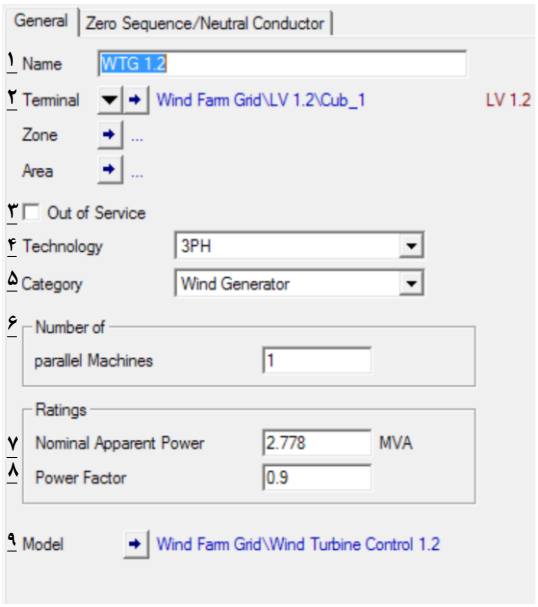


شکل (۲-۶۲): شکل کلی بخش المان توربین بادی با مبدل نامی

اطلاعات کلی

شکل (۲-۶۳) پارامترهای عمومی مولد با اینورتر نامی را نشان می‌دهد.

[1] Low Voltage Right Through



شکل (۲-۶۳): پارامترهای عمومی مولد بادی با اینورتر نامی

۱-نام تجهیز مشخص می‌شود.

۲-ترمینال متصل به آن مشخص می‌شود.

۳-خارج از سرویس بودن تجهیز مشخص می‌شود.

۴-نوع تکفاز یا سه فاز بودن و همچنین وجود نول و زمین را مشخص می‌گردد.

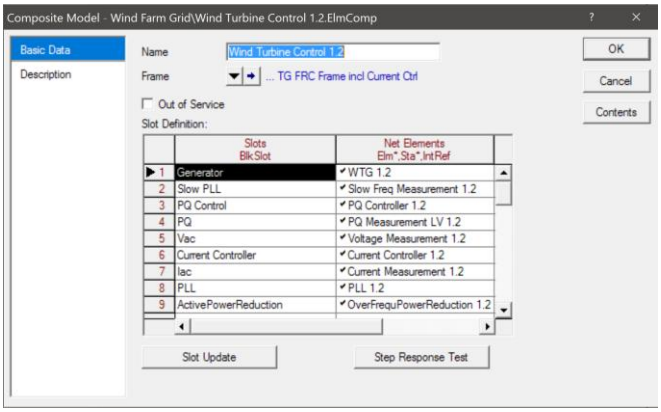
۵-دسته بندی مولدی که پیاده سازی می‌شود، مشخص می‌شود. در اینجا باید بر روی Wind Generator تنظیم شود.

۶-تمام مولدهای موازی شده با هم را مشخص می‌کند.

۷-مقدار توان ظاهری مولد را مشخص می‌کند.

۸-ضریب توان مولد را مشخص می‌کند.

۹-در این قسمت مدل کنترلی مولد مشخص می‌شود. برای مثال در شکل زیر بلوک‌های کنترلی استفاده شده برای این مدل نمایش داده شده است.

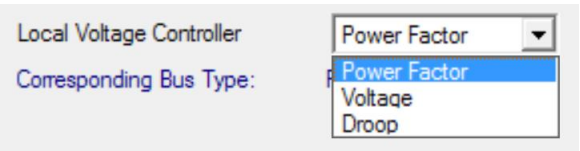


شکل (۲-۶۴):بلوک‌های کنترلی یک توربین بادی با اینورتر نامی

اطلاعات مورد نیاز برای سیستم زمین مولد در صورت انتخاب وجود زمین در قسمت ۴ همانند اطلاعات مورد نیاز برای مولد سنکرون می‌باشد.

صفحه اطلاعات پخش بار

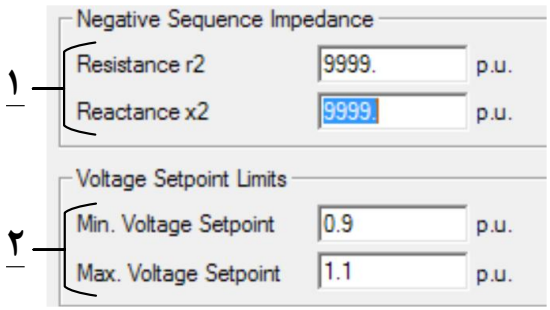
بخش اطلاعات کلی



شکل (۲-۶۵): انتخاب نوع کنترل کننده ولتاژ مولد بادی با اینورتر نامی

بیشتر اطلاعات مورد نیاز در این بخش با بخش ژنراتور سنکرون همسان بوده است و تنها تفاوت در این قسمت، نوع کنترل کننده ولتاژ محلی مولد بادی است. با انتخاب Power Factor مولد به مد کنترلی PQ، تبدیل می‌شود و با انتخاب Voltage به مد کنترلی PV تبدیل می‌شود. با انتخاب DV حالت مربوط به Droop Voltage فعال می‌شود. مولد می‌تواند برای کنترل ولتاژ در یک نقطه تعیین شده در ترمینال خود، مورد استفاده قرار بگیرد.

بخش تنظیمات پیشرفته



شکل (۲-۶۶): تنظیمات پیشرفته پخش بار مولد بادی با اینورتر نامی

۱–به طور پیش فرض مقاومت و راکتانس مولدهای متصل با استفاده از مبدل به شبکه، دارای امپدانس توالی منفی بینهایت و در نتیجه جریان مولفه منفی صفر هستند.
۲–در صورت انتخاب مد کنترل ولتاژ در حالت ولتاژ دروپ، حدود مجاز تنظیم ولتاژ مشخص می‌شود.

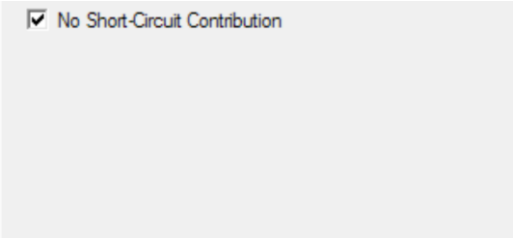
صفحه مطالعات اتصال کوتاه

استاندارد VDE/IEC

سه حالت مختلف برای در نظر گرفتن عملکرد مولد بر اساس استاندارد VDE/IEC وجود دارد.

۱- بدون مشارکت در اتصال کوتاه (با در نظر گرفتن استاندارد)
۲- مبدل ثابت تغذیه شده با درایو
۳- مشارکت حداکثری در خطا به صورت مجزا

۱–در محاسبه جریان اتصال کوتاه با توجه به استاندارد IEC60909، از منابع دارای مبدل الکترونیک قدرت صرف نظر می‌شود .



شکل (۲-۶۷): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینوتر نامی حالت ۱

در این حالت هیچ پارامتری مورد نیاز نیست.

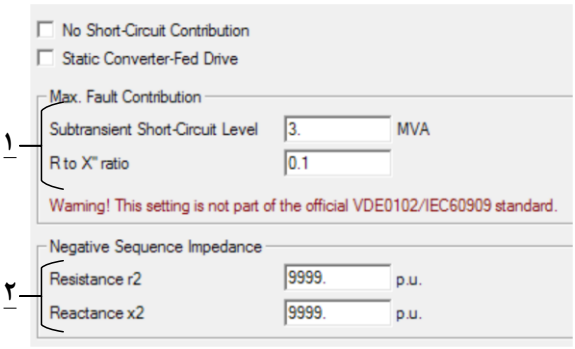
۲–با انتخاب این گزینه، مولد در محاسبات اتصال کوتاه بر اساس استاندارد VDE/IEC، همانند یک مبدل استاتیک تغذیه درایو بر اساس استاندارد IEC60909 (VDE 0102) عمل می‌کند. مبدل استاتیک تغذیه درایو تنها در خطاهای سه فاز در نظر گرفته می‌شود. مشارکت تجهیز محدود به مقدار اولیه جریان اتصال کوتاه متقارن و مقدار پیک جریان اتصال کوتاه می‌باشد.



شکل (۲-۶۸): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینورتر نامی حالت ۲

در اینجا نیز اطلاعاتی برای وارد کردن وجود ندارد.

۳–اگر هیچکدام از دو گزینه ذکر شده انتخاب نشوند، از این مدل برای مطالعات اتصال کوتاه استفاده می‌شود. در این بخش داریم:



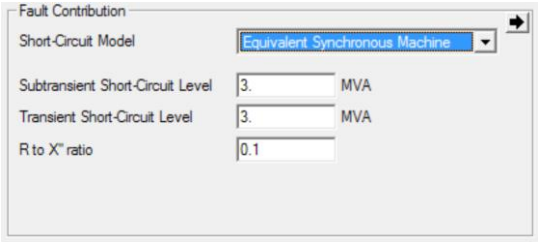
شکل (۲-۶۹): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینورتر نامی حالت ۳

۱–در این قسمت قدرت سطح اتصال کوتاه زیر گذرا و همینطور نسبت مقاومت به امپدانس زیر گذرا تنظیم می‌شود.

۲–مقادیر مقاومت و راکتانس مولفه منفی در این قسمت وارد می‌شود.

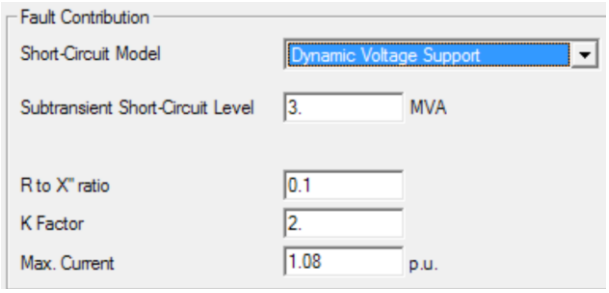
روش اتصال کوتاه کامل

در اینجا بنا بر مدل انتخابی برای محاسبات اتصال کوتاه، دو دسته از تنظیمات وجود خواهند داشت.



شکل (۲-۷۰): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینوتر نامی در روش اتصال کوتاه کامل در مدل ماشین سنکرون

✓ با انتخاب مدل مدل ماشین سنکرون نیاز به وارد کردن سطح اتصال کوتاه در دو حالت زیرگذرا و گذرا و همین طور نسبت مقاومت به راکتانس زیر گذرا می‌باشد.



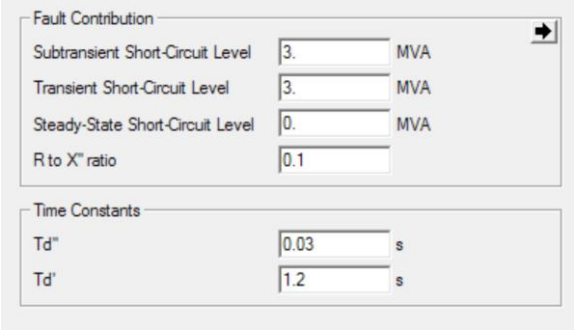
شکل (۲-۷۱): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینورتر نامی در روش اتصال کوتاه کامل در مدل منبع ولتاژ دینامیکی

✓ با انتخاب مدل منبع ولتاژ دینامیکی، تنها تفاوت با مدل قبلی در اطلاعات مورد نیاز k برای محاسبه حداکثر جریان و حداکثر مقدار جریان به صورت پریونیت است.

استاندارد ANSI

تمامی اطلاعات مورد نیاز در این قسمت در قسمت‌های قبلی شرح داده شده است.

استاندارد IEC61363

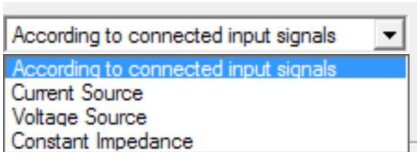


شکل (۲-۷۲): تنظیمات جریان اتصال کوتاه مولد بادی با اینورتر نامی در استاندارد IEC61363

اطلاعات مورد نیاز در این بخش شامل سطح اتصال کوتاه در سه حالت زیر گذرا، گذرا و ماندگار است. همین طور به نسبت مقاومت به راکتانس زیر گذرا و ثابت زمانی‌های مرتبط با حالات زیرگذرا و گذرا نیاز می‌باشد.

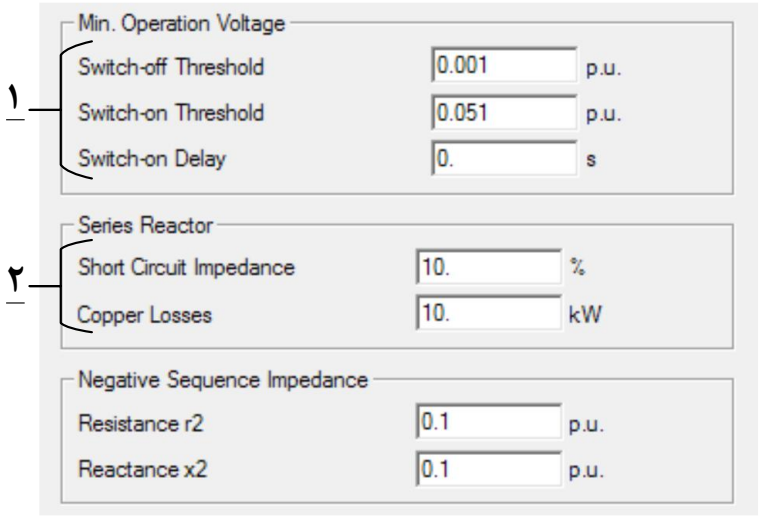
صفحه مطالعات RMS & EMT simulation

ابتدا در این قسمت لازم است مدل کنترلی مبدل را مشخص کرد.



شکل (۲-۷۳): مدل سازی منبع ورودی-مولد بادی با اینورتر نامی

در اینجا بنا بر سیگنال‌های کنترلی ورودی، می‌توان مولد را به صورت منبع جریان، ولتاژ و امپدانس مدل نمود. همچنین می‌توان این تصمیم را بر عهده نرم افزار گذاشت تا بر اساس سیگنالهای ورودی خود، مدل مناسب برای مولد را تعیین کند. شکل (۲-۷۴) تنظیمات لازم جهت انجام مطالعات حالت گذرا برای توربین بادی با اینورتر نامی را نشان می‌دهد.



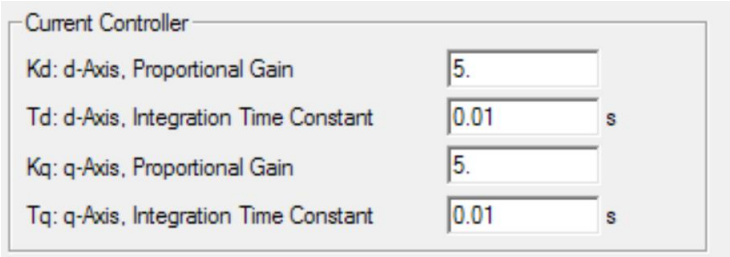
شکل (۲-۷۴): پارامترهای مورد نیاز برای مولد بادی با اینورتر نامی

۱–در این قسمت ولتاژ کاری حداقل مبدل الکترونیک قدرت برای عملیات روشن و خاموش شدن کلیدهای موجود در مولد و همین طور زمان تاخیر آنها مشخص می‌شود.

۲–در صورت وجود راکتور، مشخصات امپدانس اتصال کوتاه و تلفات مسی آن در این قسمت وارد می‌شود.

لازم به ذکر است بنا بر مدل انتخاب شده در قسمت قبل، بعضی از این پارامترها ممکن است ظاهر نشوند.

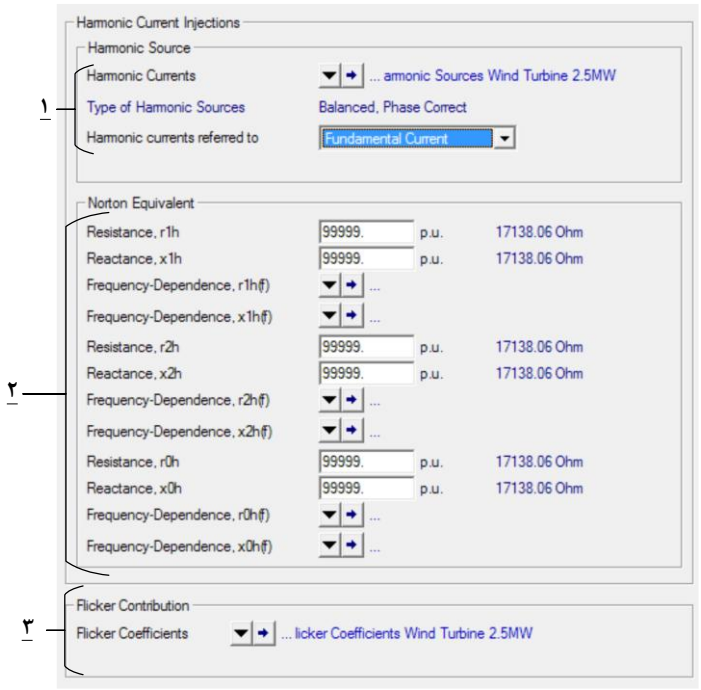
در بخش EMT-Simulation اطلاعات اضافی شامل پارامترهای کنترلی تناسبی و انتگرال گیر جریان در قاب مرجع q-d مطابق شکل (۲–۷۵) لازم است.



شکل (۲-۷۵): پارامترهای کنترلی مورد نیازمطالعات EMT-Simulation در مولد بادی با اینورتر نامی

صفحه مطالعات تحلیل هامونیکی و کیفیت توان

در این بخش مولد در مطالعات مرتبط با هامونیک و کیفیت توان به صورت یک منبع جریان مطابق با شکل (۲–۷۶) مدل می‌شود. در این شکل داریم:



شکل (۲-۷۶): تنظیمات مرتبط با مطالعات کیفیت توان و هارمونیک مولد بادی با اینورتر بادی

۱–در این قسمت مقدار هارمونیک‌های منبع جریان همانند روش مشابه توضیح داده شده برای ژنراتور سنکرون در سه حالت متعادل، نامتعادل و بر اساس استاندارد IEC61000 مشخص می‌شود. گزینه دیگر در این قسمت انتخاب کردن مرجع درصد هارمونیک است که می‌تواند بر اساس هارمونیک اصلی و یا مقدار موثر جریان باشد.

۲–همانطور که گفته شد مولد در این گونه مطالعات به صورت منبع جریان مدل می‌شود. به همین دلیل مقاومت‌ها و راکتانس‌های مولفه‌های متقارن که به صورت یک عدد متناسب با فرکانس اصلی و یک مشخصه تغییرات نسبت به تغییرات فرکانس هستند، به فرم مقاومت و راکتانس مدار معادل نورتن مدل می‌شوند.

۳–این قسمت مشابه توضیحات ارائه شده در بخش مولد سنکرون است.

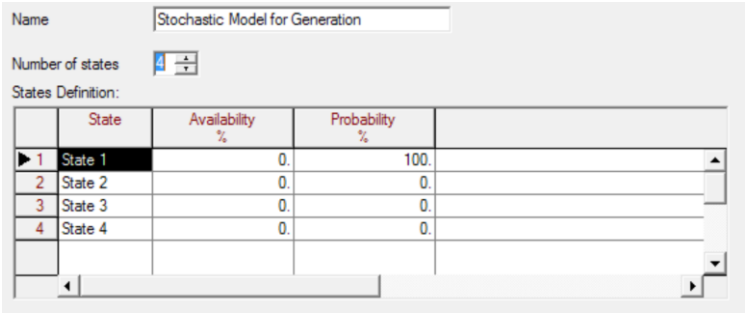
صفحه مطالعات General Adequacy

در این بخش ابتدا لازم است گزینه مدل کردن باد انتخاب شود. در غیر این صورت مقدار تولید واحد بادی در مطالعات Generation Adequacy لحاظ نمی‌شود. شکل (۲–۷۷) تنظیمات مربوط به حالت General Adequacy مولد بادی با اینورتر نامی را نشان می‌دهد.



شکل (۲-۷۷):تنظیمات مرتبط با مطالعات Generation Adequacyمولد بادی با اینورتر نامی

۱–در این قسمت مدل احتمالاتی کارکرد مولد مشخص می‌شود.



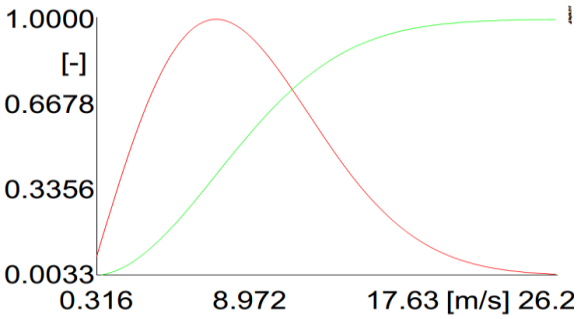
شکل (۲-۷۸): مدل در دسترس پذیری مولد بادی با اینورتر نامی

همانطور که در شکل (۲–۷۸) مشخص است، با تعریف حالت‌های مختلف و مشخص کردن میزان در دسترس بودن توان قابل بهره برداری(Availability) و میزان احتمال آن (Probability) می‌توان یک مدل احتمالاتی برای مولد ارائه داد. لازم به ذکر است که این روش ایجاد مدل احتمالاتی برای مولد سنکرون نیز قابل استفاده است.

۲–در این قسمت نوع مدلسازی باد مشخص می‌شود. با انتخاب گزینه اول، مدل احتمالاتی باد بر اساس تابع توزیع وی‌بول[1] انتخاب می‌شود. با انتخاب دو گزینه دیگر یک سری زمانی بر حسب زمان‌های بهره‌برداری با در نظر گرفتن سرعت باد یا میزان توان اکتیو تولیدی ایجاد می‌گردد.

[1] Weibull

۳-اگر در قسمت قبل نوع مدل سازی باد بر اساس تابع وی‌بول انتخاب شده باشد، در این بخش می‌توان با انتخاب پارامترهای مرتبط با تابع توزیع وی‌بول (که می‌توان نوع پارامترهای ورودی را نیز انتخاب کرد) منحنی‌های تابع توزیع تجمعی (زرد) و تابع چگالی احتمالی (قرمز) همانند شکل (۲-۷۹) ایجاد نمود.



شکل (۲-۷۹): منحنی-های مشخصه باد با توزیع وی-بول

۴-در این قسمت می‌توان منحنی توان اکتیو تولیدی مولد بر حسب سرعت باد را مشخص نمود.

۵-در صورت وجود چندین مولد بادی در این قسمت می‌توان ضریب همبستگی بین آنها را تعیین نمود.

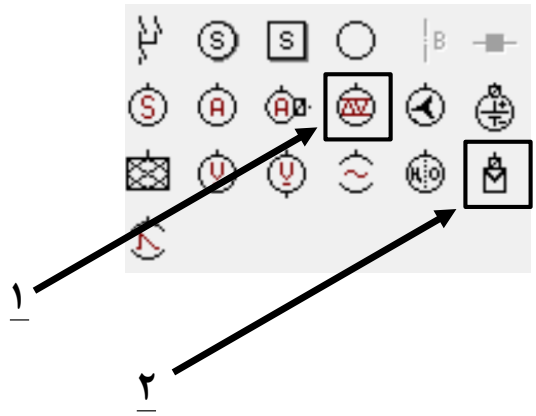
۲-۴-مولد خورشیدی

نیروگاه خورشیدی را می‌توان با استفاده از مدل‌های موجود در نرم افزار به دو صورت پیاده سازی نمود.

۱-استفاده از دسته Static Generator که به مدل‌سازی منابع مدل پراکنده و منابع تجدید پذیر می‌پردازد. در این حالت مدل‌سازی واحد خورشیدی تماما مشابه مدل سازی توربین بادی با اینورتر نامی می‌باشد.

۲-استفاده از مدل اختصاصی که لازمه استفاده از آن دریافت اطلاعات کامل واحد خورشیدی می‌باشد که در ادامه به تشریح اطلاعات مورد نیاز آن می‌پردازیم.

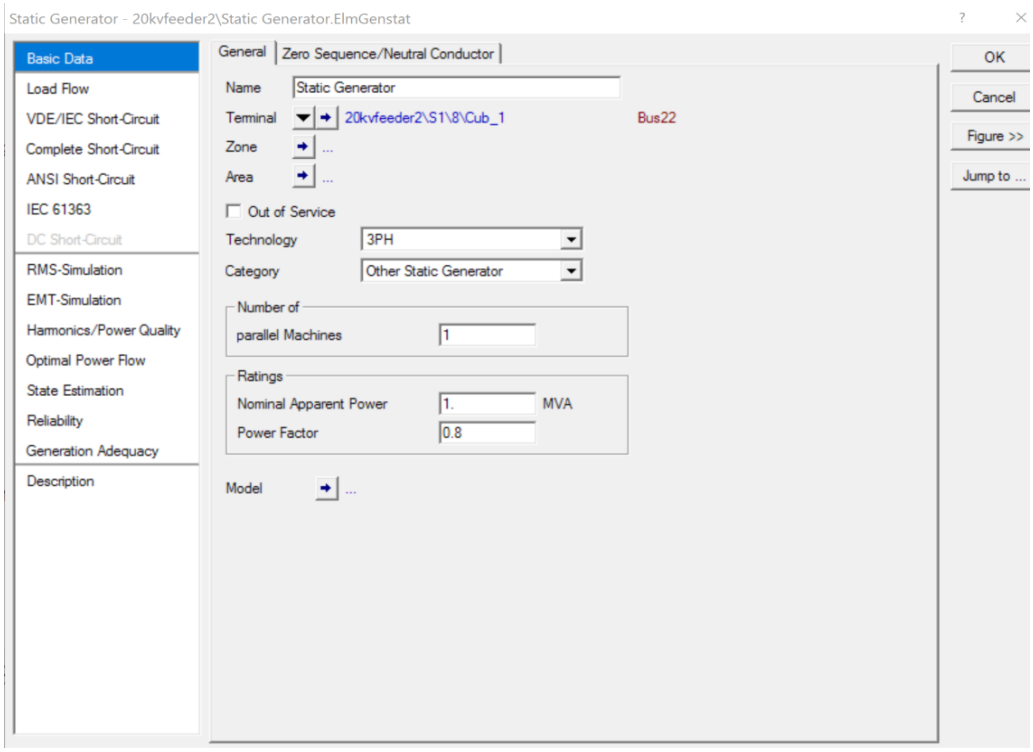
در شکل زیر دو نوع مدل ذکر شده نشان داده شده است. که در ادامه در رابطه با این مدل بحث خواهد شد.



شکل (۲-۸۰): انواع مدل مولد خورشیدی موجود در نرم افزار

۲-۴-۱- بخش المان

شکل کلی بخش المان مولد خورشیدی نوع دوم در شکل (۲-۸۱) نشان داده شده است. در ادامه به معرفی بخش‌های مختلف آن پرداخته خواهد شد.

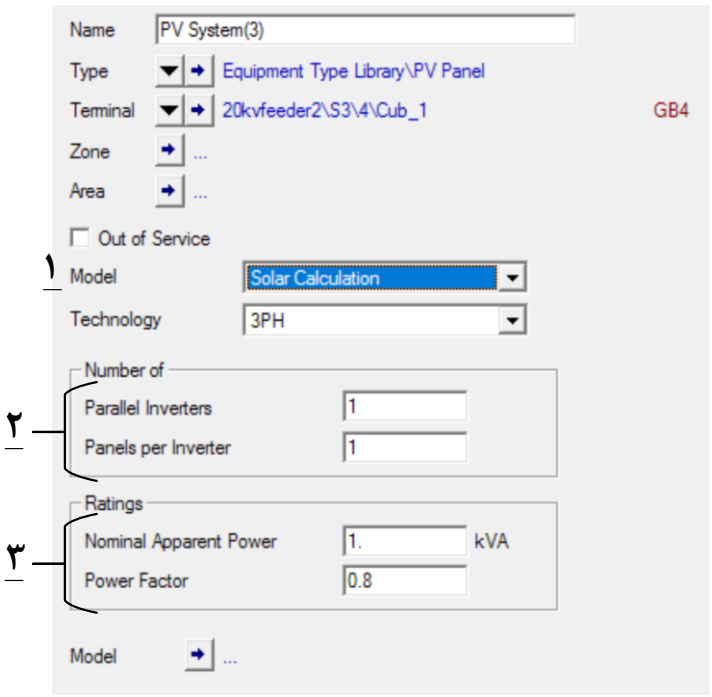


شکل (۲-۸۱): شکل کلی بخش المان مولد خورشیدی نوع دوم

صفحه اطلاعات پایه

تب اطلاعات عمومی

تنظیمات بخش عمومی مولد خورشیدی (مدل دوم) در شکل (۲-۸۲) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۲-۸۲): مشخصات تب عمومی خورشیدی مدل دوم

۱–در این قسمت مدل انتخاب شده برای وارد کردن اطلاعات تعیین می‌شود. علاوه بر آن می‌توان مدل بر اساس محاسبات خورشیدی[1] را انتخاب نمود که در اینصورت توان تولیدی بر اساس اطلاعات مربوط به موقعیت جغرافیایی و نوع پنل‌های استفاده شده مشخص می‌شود و یا می‌توان مقدار خروجی توان اکتیو را به صورت مستقیم[2] وارد نمود.

۲–در این قسمت اطلاعات مربوط به تعداد مبدل‌های اینورتری و پنل‌های خورشیدی استفاده شده وارد می‌شود. امکان ورورد تعداد پنل‌ها در صورت انتخاب مدل بر پایه محاسبات خورشیدی وجود دارد.

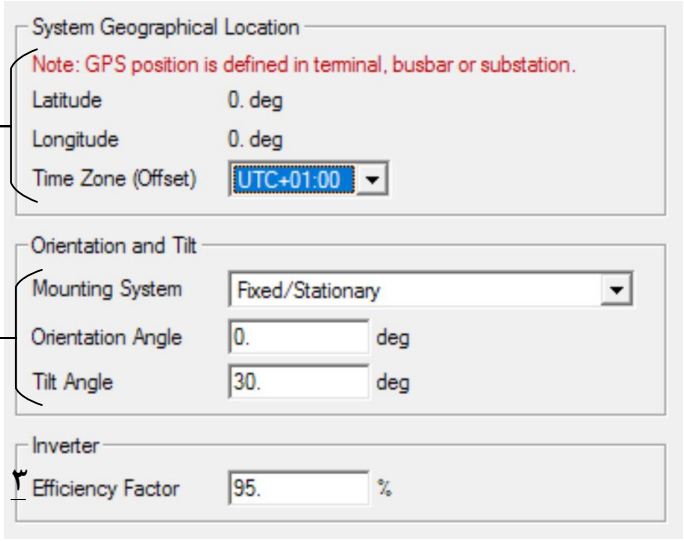
۳–در این قسمت اطلاعات توان و ضریب توان نامی را می‌توان وارد نمود.

بخش پیکر بندی سیستم

گزینه‌ها و اطلاعات این قسمت در صورت انتخاب مدل دوم (بر اساس محاسبات خورشیدی) بصورت شکل (۲–۸۳) ظاهر می‌شود.

[1] Solar Calculation

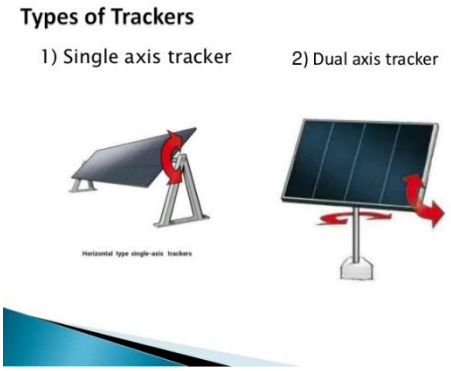
[2] Active Power Input



شکل (۲-۸۳): تنظیمات مکان جغرافیایی و ساختاری واحد خورشیدی دوم

۱–در این قسمت اطلاعات جغرافیایی واحد خورشیدی نشان داده می‌شود. لازم به ذکر است، اطلاعات مربوط به عرض و طول جغرافیایی در مدل واحد خورشیدی مشخص نمی‌شود بلکه در باس یا پست متصل به واحد خورشیدی مشخص می‌شود.

۲–اطلاعات مربوط به جهت و زاویه و همین طور قابل چرخش بودن پنل‌های خورشیدی در این قسمت تعیین می‌شود. در شکل (۲–۸۴) دو نوع از حالت‌های ممکن برای تغییر زاویه پنل نسبت به خورشید با توجه به زمان و مکان نشان داده شده است.



شکل (۲-۸۴): درجه آزادی واحدهای خورشیدی

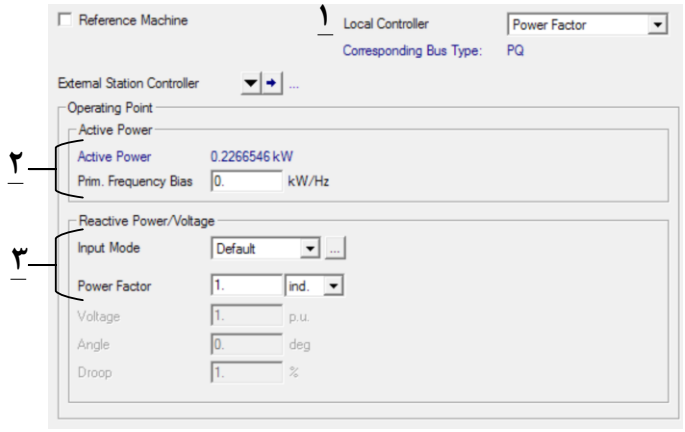
در صورت ثابت بودن زاویه پنل، مقادیر این زوایای نشان داده شده در شکل بالا تعیین می‌شود. تب مربوط به مشخصات سیم نوترال و سیستم زمین همانند بخش مشابه در توربین بادی متصل با مبدل نامی است.

۳–درصد بهره‌وری اینورتر

صفحه پخش بار

تب اطلاعات پایه

تنظیمات بخش پخش بار مولد خورشیدی (مدل دوم) در شکل (۲-۸۵) مشخص شده است. در این بخش داریم:



شکل (۲-۸۵): تنظیمات قسمت پخش بار مولد خورشیدی مدل دوم

۱-در این قسمت مدهای کنترلی محلی که شامل انواع ولتاژ، ضریب توان، دروپ و یا دیگر مدهای کنترلی است، تنظیم می‌شود.

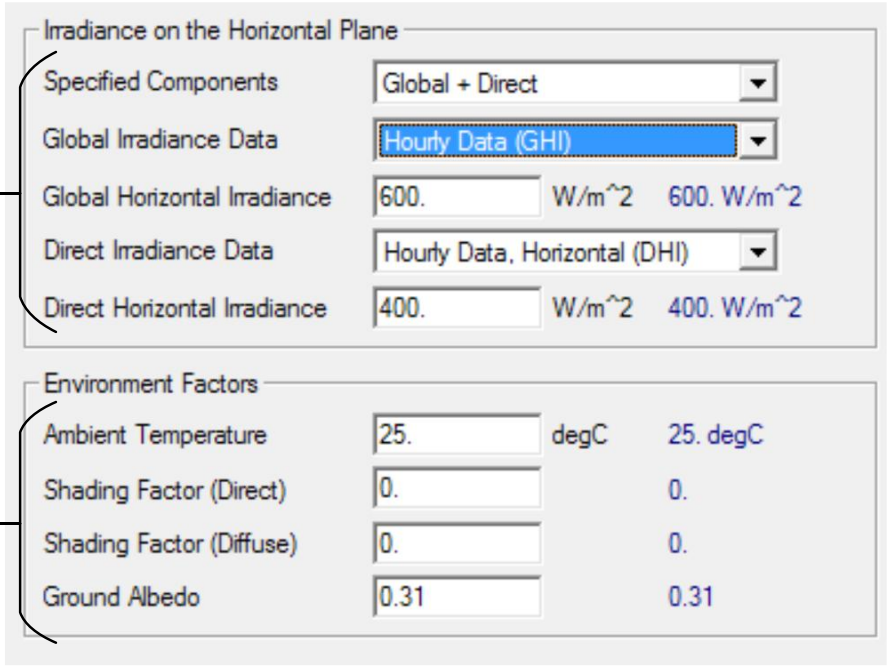
۲-در صورت انتخاب مدل دوم (بر اساس محاسبات خورشیدی) توان اکتیو بهره‌برداری در این قسمت قابل تنظیم نیست.

۳-اطلاعات مربوط به توان راکتیو و ولتاژ در این قسمت وارد می‌شود. لازم به ذکر است که نوع اطلاعات ورودی در این قسمت وابسته به مد کنترلی محلی انتخاب شده می‌باشد.

اطلاعات موجود در بخش بهره برداری مشابه اطلاعات بهره‌برداری تجهیزات است که قبلا بیان شده است و از توضیح مجدد آنها خودداری می‌شود.

بخش اطلاعات محیطی

در این قسمت اطلاعات مربوط به مدل سازی تابش خورشید و پارامترهای دخیل در میزان تابش و انرژی جذب شده در پنل مشخص می‌شود.



شکل (۲-۸۶): مشخصات تابشی خورشید و عوامل محیطی

۱–در این قسمت مشخصات مربوط به تابش وارد می‌شود. همانطور که می‌دانیم تابش کل[۱] شامل دو قسمت تابش مستقیم[۲] نور خورشید و تابش پخشی[۳] می‌شود. در ابتدا لازم است، نوع ورودی که می‌تواند هر دو نوع تابش گفته شده باشد را مشخص کرد. سپس بنا به نوع ورودی انتخاب شده، اطلاعات هر کدام از تابش‌ها را بر اساس یک مدل از پیش تعیین شده و یا اطلاعات ساعتی آنها وارد نمود.

۲–در این قسمت اطلاعات محیطی محل نصب واحد خورشیدی مشخص می‌شود. این اطلاعات شامل دمای محیط، ضرایب سایه مربوط به تابش مستقیم و پخشی (که با توجه با این ضرایب از شدت تابش کم می‌شود.) و همین طور میزان بازتاب سطح زمین است.

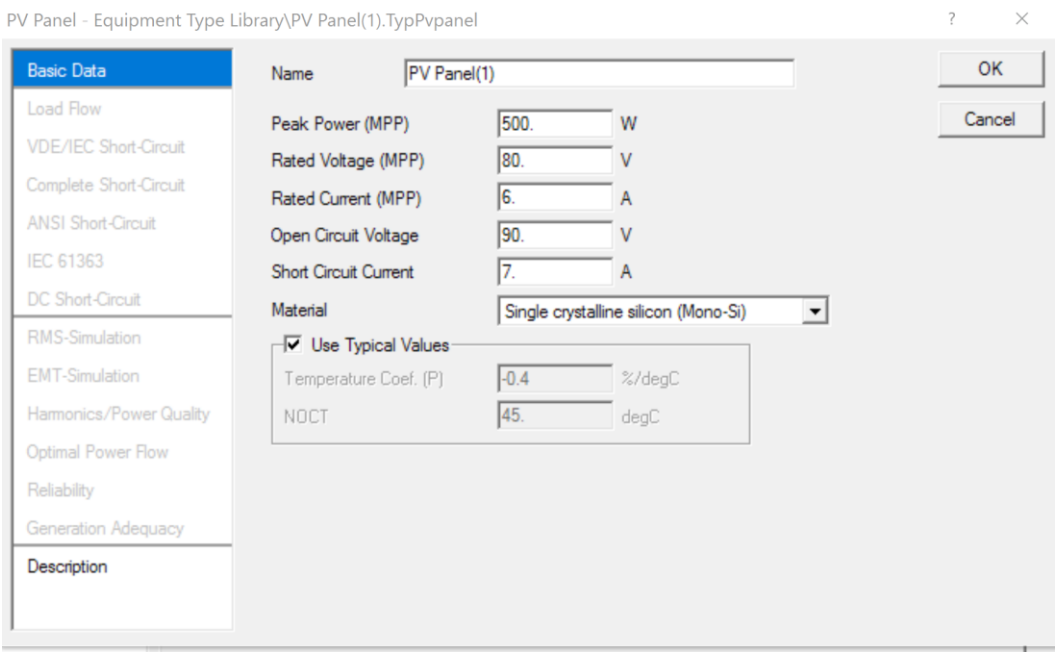
۲-۴-۲- بخش تایپ

انتخاب تایپ برای واحد خورشیدی تنها در صورتی نیاز است که مدل نوع دوم (مدل بر اساس محاسبات خورشیدی) انتخاب شود. شکل کلی بخش تایپ مولد خورشید نوع دوم در شکل (۲–۸۷) نشان داده شده است.

[۱] Global Irradiance

[۲] Direct Irradiance

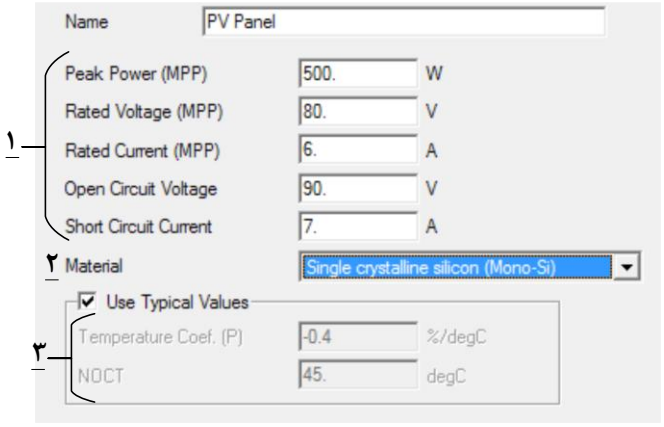
[۳] Diffuse Irradiance



شکل (۲-۸۷): شکل کلی بخش تایپ مولد خورشیدی نوع دوم

اطلاعات پایه

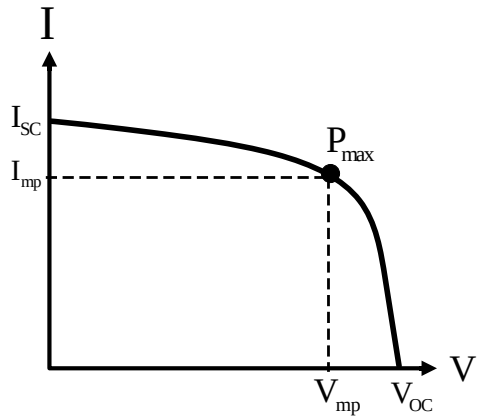
اطلاعات پایه نقطه حداکثر توان و جنس مولد خورشیدی (مدل دوم) در شکل (۲–۸۸) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۲-۸۸): تنظیمات نقطه حداکثر توان و جنس مولد خورشیدی مدل دوم

۱–در این قسمت اطلاعات منحنی ردیابی نقطه حداکثر توان[1] که شامل حداکثر توان، ولتاژ و جریان در حالت حداکثر توان و ولتاژ مدار باز و جریان اتصال کوتاه است وارد می‌شود. یک منحنی نمونه در شکل (۲–۸۹) نشان داده شده است.

[1] Maximum power point tracking (MPPT)



شکل (۲-۸۹): منحنی نمونه نقطه حداکثر توان

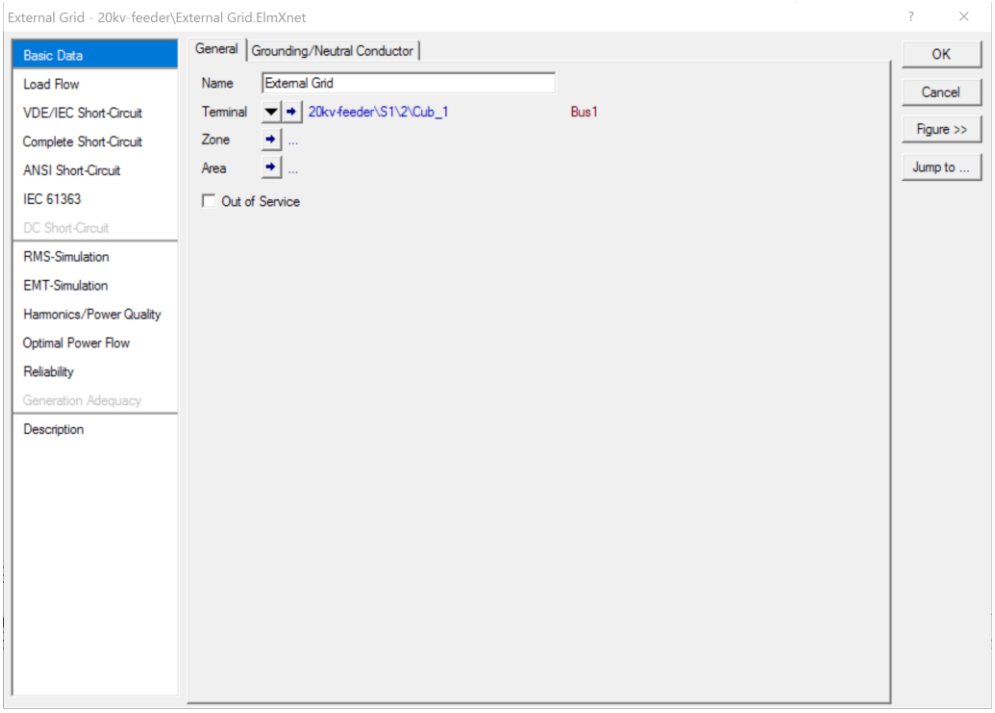
۲-در این قسمت نوع مواد بکار رفته در پنل‌های خورشیدی مشخص می‌شود.

۳-در صورت انتخاب یکی ار انواع مواد موجود در قسمت قبل، مشخصات این قسمت که شامل ضریب تاثیر افزایش دما بر بهره‌وری و حداکثر دمای کارکرد می‌شود با استفاده از اطلاعات خود نرم افزار تعیین می‌شود. اما می‌توان این اطلاعات را نیز به صورت دستی وارد نمود.

اطلاعات مورد نیاز برای سایر بخش‌ها که شامل اطلاعات اتصال کوتاه بر اساس روش‌ها و استانداردهای مختلف و اطلاعات مورد نیاز برای مطالعات حالت گذرا است عیناً مشابه اطلاعات مورد نیاز برای مولد خورشیدی با مدل اول می‌باشد که در بخش‌های قبلی نحوه ورود این اطلاعات توضیح داده شده است.

۲-۵-مدل شبکه بینهایت

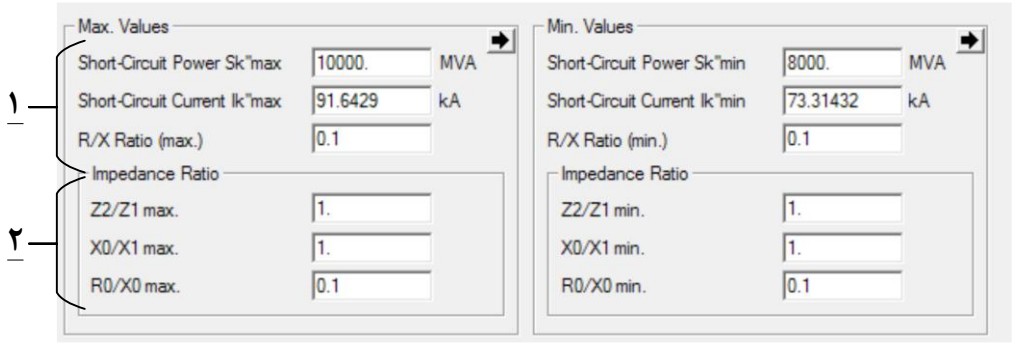
در مدل سازی شبکه توزیع، به طور معمول شبکه سمت فشار قوی پست‌های توزیع به صورت یک شبکه خارجی مدل می‌شود. اطلاعات مورد نیاز در صفحات اطلاعات پایه و پخش بار تماما در قسمت‌های قبل بیان شده و از تکرار آنها خودداری می‌شود. شکل کلی تنظیمات موجود برای مدل شبکه بینهایت در نرم افزار در شکل (۲-۹۰) نشان داده شده است.



شکل (۲-۹۰): تنظیمات موجود برای مدل شبکه بینهایت

صفحه اطلاعات مربوط به مطالعات اتصال کوتاه بر اساس استاندارد VDE/IEC

شکل (۲-۹۱) تنظیمات مربوط به مطالعات اتصال کوتاه شبکه بی نهایت را نشان می‌دهد.



شکل (۲-۹۱): تنظیمات اتصال کوتاه مدل شبکه بی نهایت بر اساس استاندارد IEC/VDE

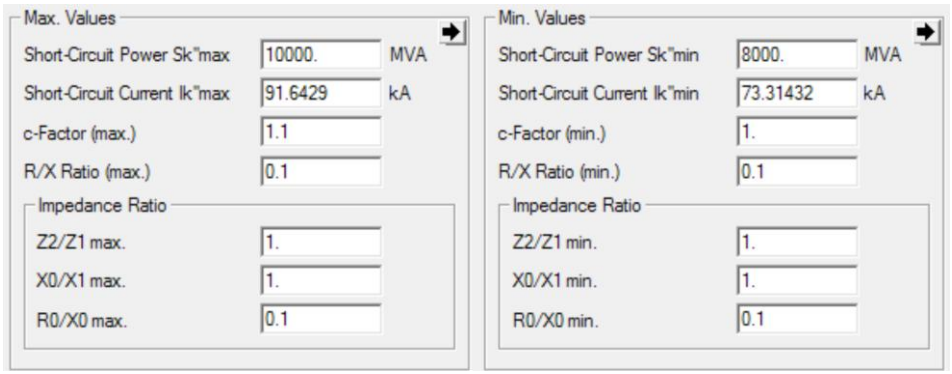
۱-در این قسمت توان نامی اتصال کوتاه و همین طور جریان آن و نسبت مقاومت به امپدانس وارد می‌شود.

۲-در این قسمت، نسبت‌های امپدانس مولفه منفی به مولفه مثبت، راکتانس مولفه صفر به مولفه مثبت و همین طور مقاومت مولفه صفر به راکتانس مولفه صفر وارد می‌شود.

همانطور که مشاهده می‌شود، اطلاعات ورودی در دو دسته بیشترین مقادیر و کمترین مقادیر وارد می‌شوند. دلیل این امر این است که در شبکه خارجی مدل شده، اجزای داخلی همیشه در حال تغییر می‌باشند و در نتیجه پارامترهایی که این شبکه را مدل می‌کنند نیز لازم است تغییر کنند. بنابراین برای اطمینان از حدود عملکردی شبکه در مطالعات

اتصال کوتاه از دو مدل مختلف شبکه خارجی که در دو حالت بیشترین و کمترین قدرت اتصال کوتاه و دیگر پارامترهای وابسته هستند استفاده شده است.

صفحه اطلاعات مربوط به مطالعات اتصال کوتاه بر اساس روش کامل



شکل (۲-۹۲): تنظیمات اتصال کوتاه مدل شبکه بی‌نهایت براساس روش کامل

در این بخش تنها پارامتر اضافی نسبت به حالت قبلی وجود فاکتور C می‌باشد که این فاکتور در ولتاژ سیستم ضرب می‌شود تا به مقدار قبل از خطا برسد.

صفحه اطلاعات مربوط به مطالعات اتصال کوتاه بر اساس استاندارد ANSI

تنها تفاوت در این قسمت این است که انتخاب بیشترین و یا کمترین مقدار سطح اتصال کوتاه در خود مدل شبکه خارجی انجام می‌شود.



شکل (۲-۹۳): تنظیمات اتصال کوتاه مدل شبکه بی‌نهایت بر اساس استاندارد ANSI

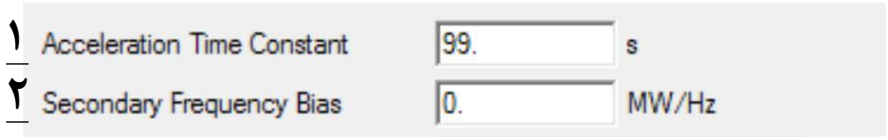
صفحه اطلاعات مربوط به مطالعات اتصال کوتاه بر اساس استاندارد IEC61363



شکل (۲-۹۴): تنظیمات اتصال کوتاه مدل شبکه بی‌نهایت بر اساس استاندارد IEC61363

در این حالت اطلاعات جریان و ضریب توان شبکه خارجی مورد نیاز است.

صفحه اطلاعات مربوط به مطالعات حالت گذرا



شکل (۲-۹۵): مشخصات حالت گذرای مدل شبکه بینهایت

اکثر اطلاعات مورد نیاز در این بخش مشابه بخش مطالعات اتصال کوتاه است. اطلاعات اضافی دیگری که در این بخش مورد نیاز است عبارتند از:

۱-مدت زمان شتاب‌گیری شبکه خارجی که در واقع نماینده شتاب‌گیری تمامی مولدهای موجود در شبکه بالا دست است.

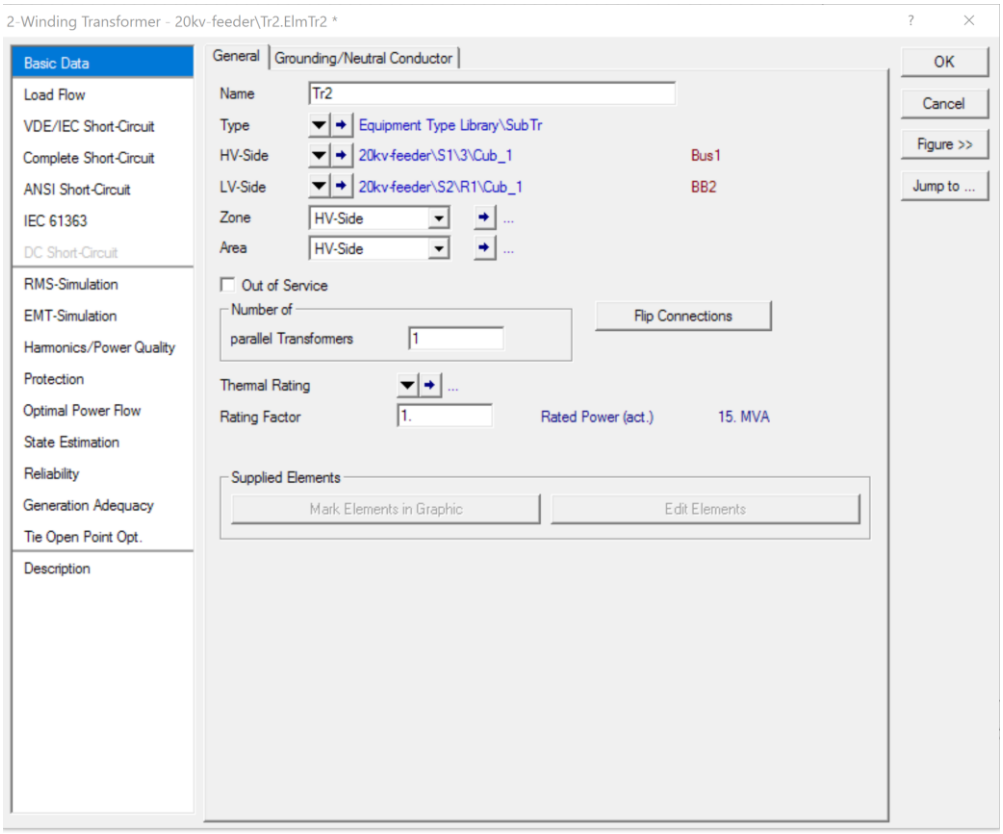
۲-وابستگی توان اکتیو به فرکانس

در مطالعات مربوط به شبکه توزیع می‌توان از مقادیر پیش فرضی که در مدل‌سازی موجود است استفاده نمود. اطلاعات مربوط به کیفیت توان و مطالعات هارمونیکی نیز مشابه اطلاعات مورد نیاز برای حالت گذرا بوده و همین طور مانند دیگر تجهیزات ذکر شده برای اندوکتانس‌ها و مقاومت‌های مولفه‌های متقارن می‌توان نمودار تغییرات مقدار بر حسب فرکانس تخصیص داد و همین طور هارمونیک ولتاژ را دو حالت سه فاز نامتقارن و یا بر اساس استاندارد IEC61000 وارد نمود.

۲-۶- ترانسفورماتور

۲-۶-۱- بخش المان

شمای کلی بخش المان ترانسفورماتور در نرم افزار در شکل (۲-۹۶) نشان داده شده است. در ادامه به معرفی بخش‌های مختلف خواهیم پرداخت.

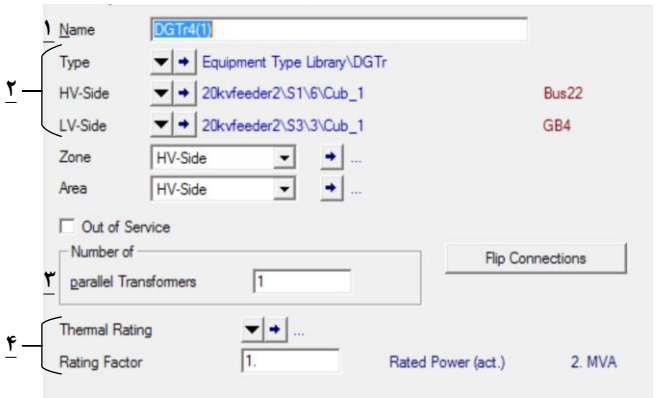


شکل (۲-۹۶): شکل کلی بخش المان ترانسفورماتور

صفحه اطلاعات پایه

بخش اطلاعات کلی

بخش اطلاعات کلی بخش المان ترانسفورماتور در شکل (۲-۹۷) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۲-۹۷): اطلاعات کلی بخش المان ترانسفورماتور

۱-نام المان مورد استفاده مشخص می‌شود.

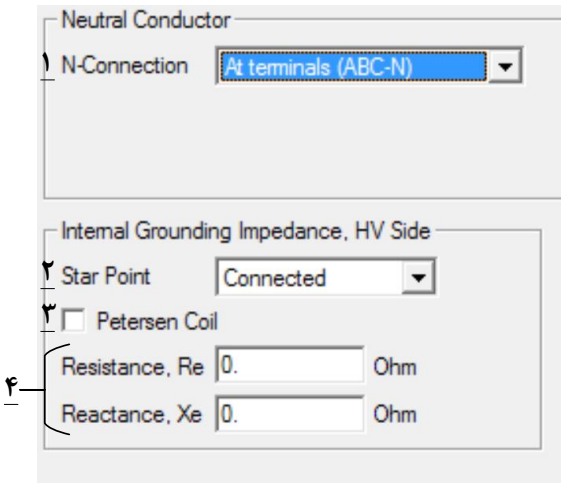
۲–مدل مرجع استفاده شده برای المان در این قسمت انتخاب می‌شود. همین طور محل اتصال ترمینال‌های سمت فشارقوی و فشار ضعیف در این بخش تعیین می‌شود.

۳–تعداد ترانسفورماتورهای موازی شده در این قسمت مشخص می‌شود.

۴–می‌توان برای ترانسفورماتور مورد نظر یک ارزیابی حرارتی تعیین کرد. همچنین می‌توان با تعیین عدد کوچکتر از ۱ برای Rating Factor محدوده کاری و توان قابل پشتیبانی آن را محدود کرد. یکی از کاربردهای این پارامتر، مدل سازی پیری و فرسودگی یک ترانسفوماتور با کم کردن محدوده کاربرد آن می‌باشد.

بخش اطلاعات زمین و نوترال

شکل (۲–۹۸) اطلاعات زمین و نوترال بخش المان ترانسفورماتور را در نرم افزار نشان می‌دهد. در این بخش داریم:



شکل (۲-۹۸): اطلاعات زمین و نوترال بخش المان ترانسفورماتور

۱–نوع اتصال نوترال ترانسفورماتور(که وجود آن وابسته به نوع سیم پیچی تعریف شده در بخش تایپ می‌باشد.) در این قسمت مشخص می‌شود. در صورت انتخاب حالت Separate at HV می‌توان نوترال را به یک کیوبیکل دلخواه متصل نمود.

۲–در صورت در دسترس بودن نوترال ترانسفورماتور در حالت سیم پیچی ستاره، زمین شدن یا نشدن نوترال سمت فشار قوی در این قسمت تعیین می‌شود.

۳–وجود هسته پترسون[1] در این بخش مشخص می‌شود.

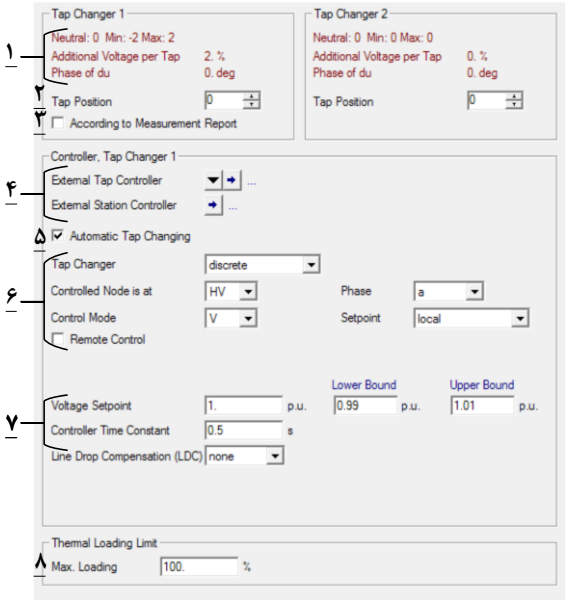
[1] Petersen Coil–

۴-مشخصات الکتریکی سیستم زمین در این قسمت بر حسب اهم وارد می‌شود.

صفحه اطلاعات پخش بار

تب اطلاعات کلی

شکل(۲-۹۹) اطلاعات کلی پخش بار بخش المان ترانسفورماتور در نرم افزار را نشان می‌دهد.



شکل (۲-۹۹): اطلاعات کلی پخش بار بخش المان ترانسفورماتور

۱-در این قسمت، پارامترهایی که در بخش تایپ تعریف می‌شود، نشان داده می‌شود. تب اول مربوط به سمت فشار قوی و تب دوم مربوط به سمت فشار ضعیف می‌باشد.

۲-در این بخش می‌توان مقدار پله تپ ترانس را به صورت دستی تنظیم نمود.

۳-در صورت انتخاب این گزینه، تپ ترانس بر اساس یک سری از داده‌های اندازه‌گیری شده تنظیم می‌شود که در ادامه به توضیح این قسمت پرداخته خواهد شد.

۴-در این قسمت می‌توان کنترل تب سمت اولیه را به کنترل کننده‌های خارج از ترانس واگذار نمود.

۵-در صورت انتخاب این گزینه تپ ترانس به صورت اتوماتیک تنظیم خواهد شد.

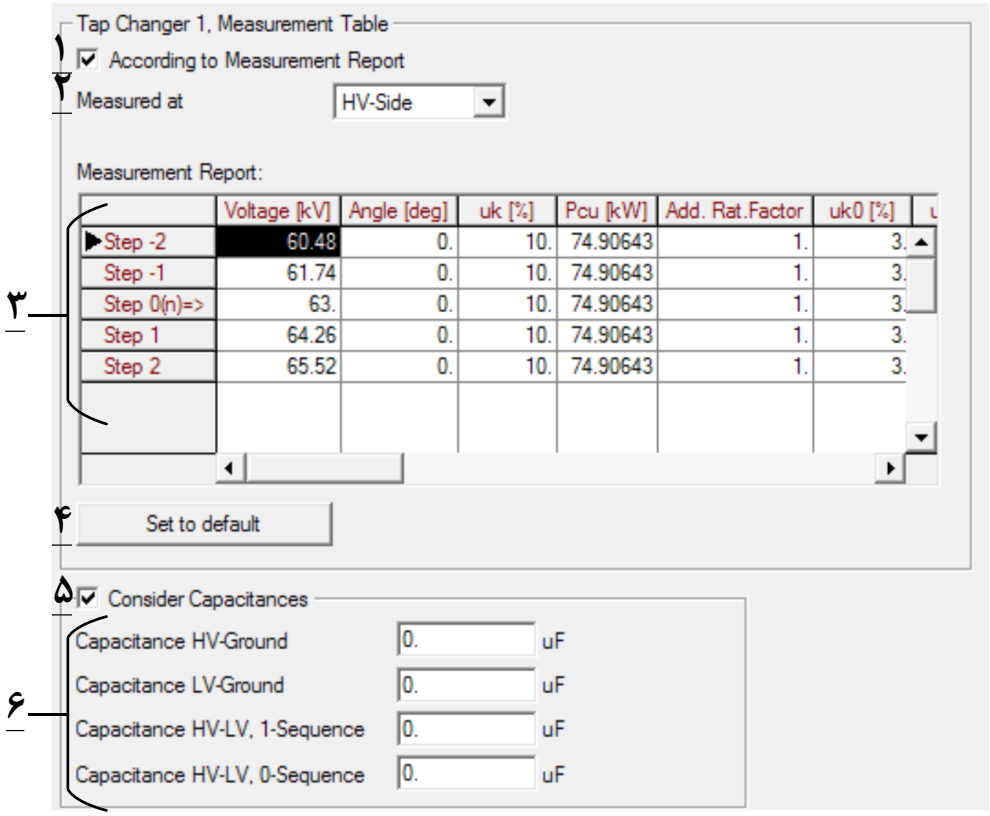
۶-در این قسمت تنظیمات تغییرات اتوماتیک تپ ترانس اعم از نوع تغییرات (پیوسته و گسسته) کنترل در سمت فشار قوی یا فشار ضعیف، کنترل محلی یا کنترل براساس یک باس دیگر و مد کنترل (ولتاژ، توان اکتیو، توان راکتیو) قرار دارد.

۷- تنظیمات این قسمت بر اساس مد کنترلی تپ اتوماتیک تغییر می‌کند. برای مثال در حالت کنترل ولتاژ نقطه تنظیم، باند بالا و پایین ولتاژ و ثابت زمانی کنترل کننده مشخص می‌شود.

۸–در این قسمت حداکثر بارگیری حرارتی ترانسفورماتور وارد می‌شود.

بخش تنظیمات پیشرفته

شکل (۲–۱۰۰) تنظیمات پیشرفته پخش بار المان ترانسفوماتور در نرم افزار را نشان می‌دهد.



شکل (۲-۱۰۰): تنظیمات پیشرفته پخش بار بخش المان ترانسفورماتور

۱–با انتخاب این گزینه، تنظیمات تب ترانسفورماتور بر اساس گزارشات اندازه‌گیری انجام می‌شود.

۲–این قسمت مشخص کننده مقادیر گزارشات اندازه‌گیری در سمت فشار قوی یا فشار ضعیف می‌باشد.

۳– در این قسمت، جدول گزارشات اندازه گیری‌شده برای هر کدام از تپ‌های ترانسفورماتور برحسب اندازه و فاز ولتاژ و تلفات مسی بیان می‌شود.

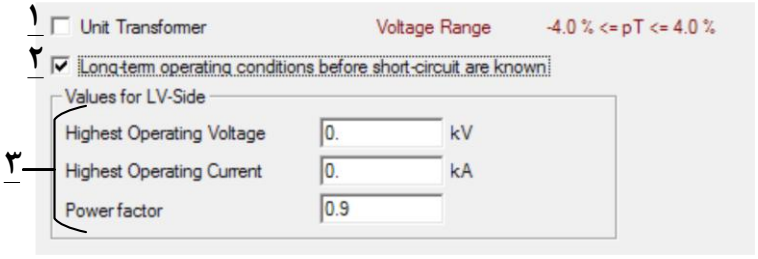
۴–در این قسمت می‌توان تغییرات انجام شده توسط کاربر را به حالت پیش فرض اولیه برگرداند.

۵–با انتخاب این گزینه، خازن‌های ترانسفورماتور نیز در مدل پیاده سازی می‌شود.

۶–این قسمت،مقادیر خازنهای بین سطوح فشار ضعیف، فشار قوی و زمین مشخص می‌شود.

صفحه اطلاعات مربوط به مطالعات اتصال کوتاه بر اساس استاندارد VDE/IEC

تنظیمات مربوط به مطالعات اتصال کوتاه براساس استاندارد VDE/IEC در شکل (۲-۱۰۱) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۲-۱۰۱): تنظیمات اتصال کوتاه روش VDE/IEC بخش المان ترانسفورماتور

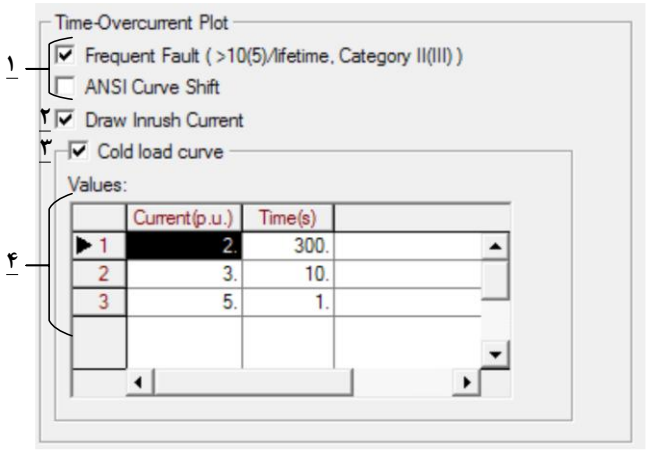
۱–در صورت انتخاب این گزینه، ترانسفورماتور به صورت یک ترانس واحد مدل می‌شود.

۲–با انتخاب این گزینه، شرایط بهره‌برداری طولانی مدت ترانسفورماتور قبل از وقوع خطا وارد می‌شود.

۳–پارامترهای مورد نیاز برای شرایط بهره‌برداری طولانی مدت قبل از وقوع خطا بر اساس اطلاعات بالاترین ولتاژ، جریان و ضریب توان در سمت فشار ضعیف تعیین می‌شود. در این بخش، اطلاعات تپ سمت فشار قوی بر اساس مقادیر اندازه‌گیری شده نیز وجود دارد که در قسمت‌های قبل بیان شده است. اطلاعات مورد نیاز مطالعات اتصال کوتاه براساس استانداردها و روش‌های مختلف و همین طور مطالعات حالت گذرا و کیفیت توان تماما در قسمت‌های قبل توضیح داده شده است.

صفحه اطلاعات مطالعات حفاظتی

تنظیمات حفاظتی بخش المان ترانسفورماتور در نرم افزار در شکل (۲-۱۰۲) نشان داده شده است.



شکل (۲-۱۰۲): تنظیمات حفاظتی بخش المان ترانسفورماتور

۱- این دو گزینه مربوط به منحنی‌های آسیب دیدگی ژنراتور می‌باشند.

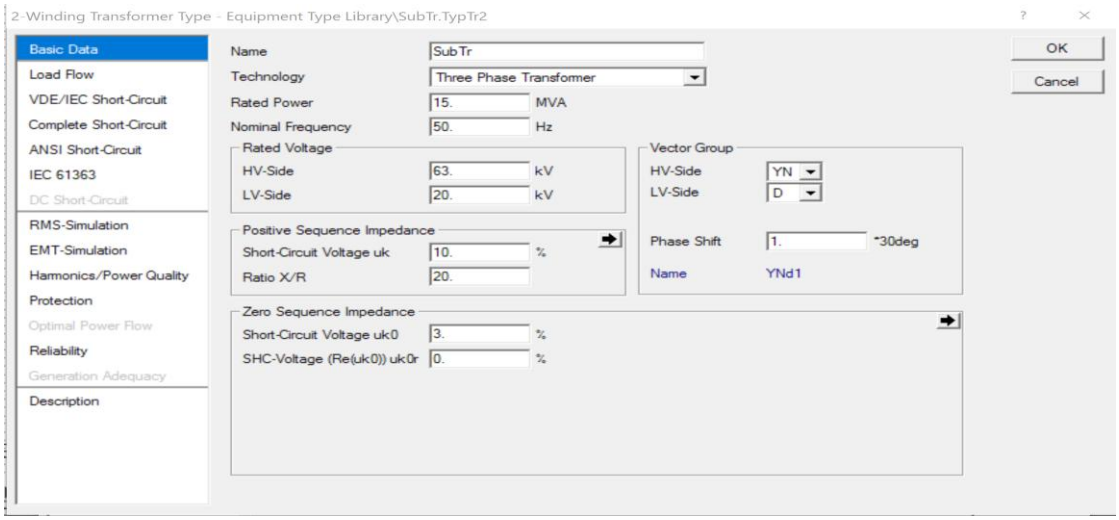
۲-با انتخاب این گزینه منحنی جریان هجومی ترانسفورماتور در مطالعات حفاظتی در نظر گرفته می‌شود.

۳-با انتخاب این گزینه منحنی مرتبط با جریان‌های بارهای هجومی بر اساس نسبت آنها به جریان نامی و مدت زمان تداوم آنها، تعیین می‌شود.

۴-در صورت انتخاب گزینه ۳، می‌توان مشخصات جریان-زمانی بارهای سرمایشی[1] را وارد نمود.

۲-۶-۲- بخش تایپ

شمای کلی بخش تایپ ترانسفورماتور در نرم افزار در شکل (۲-۱۰۳) نشان داده شده است.

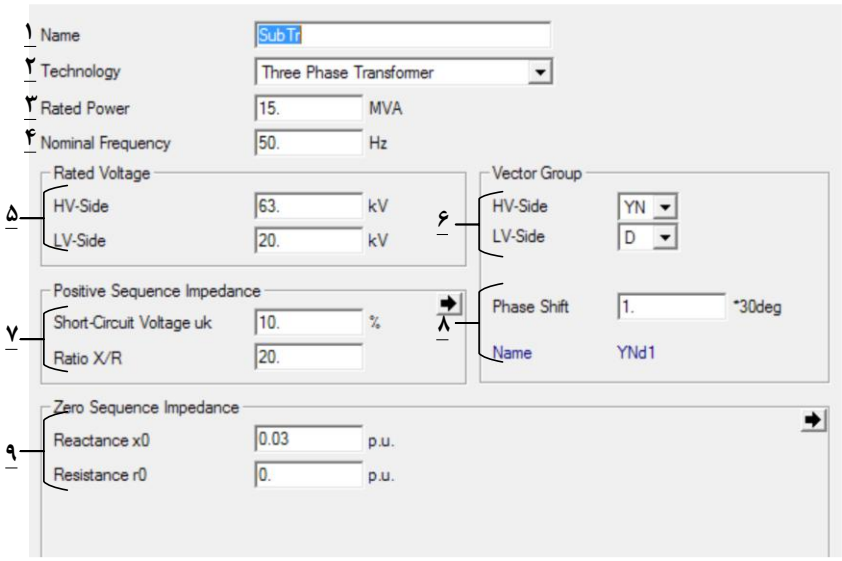


شکل (۲-۱۰۳): شکل کلی بخش تایپ ترانسفورماتور

صفحه اطلاعات پایه

اطلاعات بخش تایپ ترانسفوماتور در شکل (۲-۱۰۴) نشان داده شده است. در این بخش داریم:

[1] Cold load Pickup



شکل (۲-۱۰۴): اطلاعات پایه بخش تایپ ترانسفورماتور

۱–نام تایپ تجهیز مورد نظر

۲–نوع تکنولوژی ترانسفورماتور که شامل (سه فاز، تکفار و تکفاز با زمین برگشته است) است.

۳–توان ظاهری نامی ترانسفورماتور

۴–فرکانس کاری

۵–سطوح ولتاژ فشار قوی و فشار ضعیف

۶–نوع سیم پیچی‌های فشار ضعیف و فشار قوی

۷–مقادیر درصد ولتاژ اتصال کوتاه و نسبت اندوکتانس به مقاومت (همچنین می‌توان با انتخاب زبانه سمت راست، پارامترهای جایگزین برای آن را مشخص نمود.)

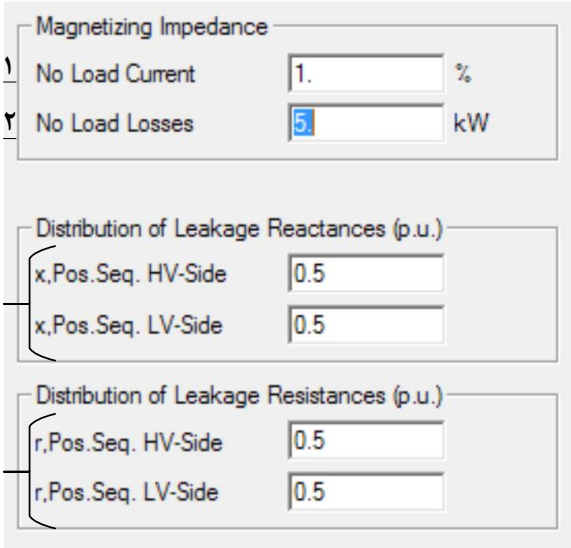
۸–گروه برداری ترانسفورماتور به صورت ضریب صحیح (همچنین نام مدل سیم پیچی و گروه آن نیز به اختصار نمایش داده شده است.)

۹–امپدانس توالی صفر (در این شکل به صورت راکتانس و مقاومت توالی صفر بر حسب پریونیت نشان داده شده است اما می‌توان با انتخاب زبانه مرتبط، پارامترهای جایگزین دیگری را بر حسب اطلاعات موجود وارد نمود.)

صفحه اطلاعات مرتبط با پخش بار

اطلاعات کلی

اطلاعات پخش بار بخش تایپ ترانسفورماتور در نرم افزار در شکل (۲–۱۰۵) نشان داده شده است.



شکل (۲-۱۰۵): اطلاعات پخش بار بخش تایپ ترانسفورماتور

۱-جریان بی باری ترانسفورماتور بر حسب درصدی از جریان نامی

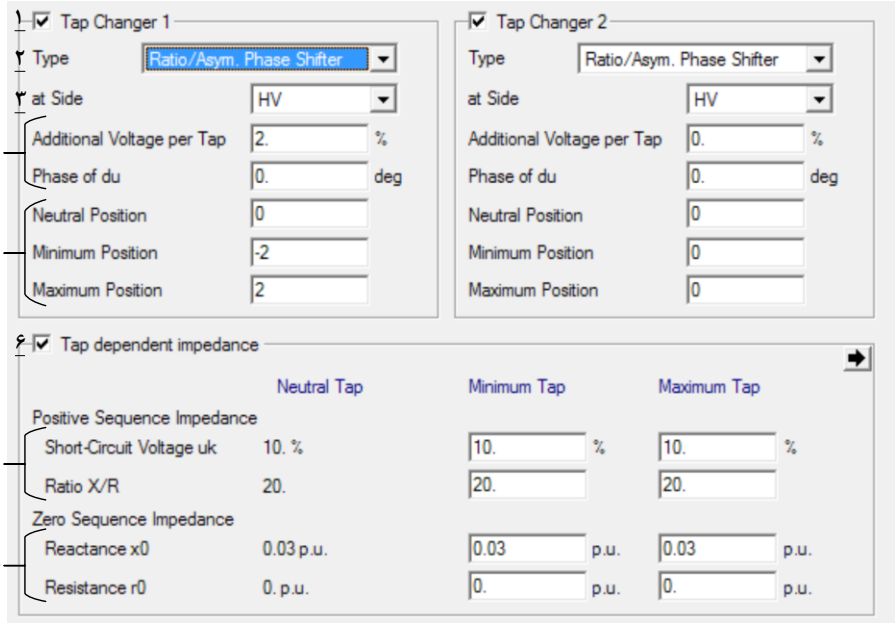
۲-تلفات بی باری ترانسفورماتور(تلفات هسته آهنی)

۳-مدل توزیع شده راکتانس نشتی بر حسب پریونیت در دو سمت فشار قوی و فشار ضعیف

۴-مدل توزیع شده مقاومت نشتی بر حسب پریونیت در دو سمت فشار قوی و فشار ضعیف

بخش اطلاعات مربوط به تپ چنجر

شکل (۲-۱۰۶) اطلاعات مربوط به تب چنجر ترانسفورماتور در بخش تایپ آن را نشان می‌دهد.



شکل (۲-۱۰۶): اطلاعات تپ چنجر بخش تایپ ترانسفورماتور

۱-با انتخاب این گزینه یک تپ چنجر برای ترانس لحاظ می‌شود.

۲-نوع تپ چنجر در این قسمت انتخاب می‌شود که شامل نوع تغییر دهنده نسبت و فاز نامتقارن، شیفت فاز ایده‌آل و شیفت فاز متقارن می‌باشد.

۳-محل قرارگیری تپ چنجر (سمت فشار قوی یا فشار ضعیف) وارد می‌شود.

۴-مقدار ولتاژ اضافه شده برای هر پله بر حسب درصد ولتاژ نامی و همین طور مقدار تغییر فاز به ازای هر پله در این بخش وارد می‌شود. لازم به ذکر است که در دسترس بودن و وجود این دو نوع پارامتر وابسته به نوع تپ چنجر انتخاب شده می‌باشد.

۵-تعداد پله‌ها برای وضعیت حداکثر، حداقل و وضعیت خنثی در این بخش وارد می‌شود.

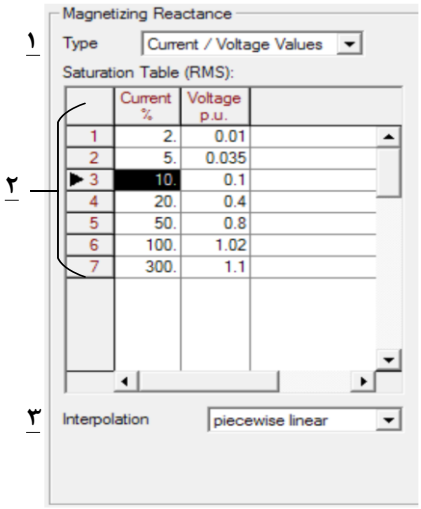
۶-با انتخاب این گزینه، مدل‌سازی تپ ترانسفورماتور بر اساس امپدانس انجام می‌شود. این مدل از دقت بیشتری برخوردار است.

۷-مقادیر امپدانس توالی مثبت در سه وضعیت تب خنثی، حداقل و حداکثر مشخص می‌شود. پارامترهای مربوطه در این قسمت به صورت امپدانس اتصال کوتاه و نسبت راکتانس به مقاومت است، اما می‌توان با استفاده از زبانه سمت راست با پارامترهای دیگر نیز جایگزین نمود.

۸- مقادیر امپدانس توالی صفر در سه وضعیت تب خنثی، حداقل و حداکثر مشخص می‌شود. پارامترهای مربوطه در این قسمت، راکتانس و مقاومت توالی صفر بر حسب پریونیت است اما می‌توان با استفاده از زبانه سمت راست با پارامترهای دیگر نیز جایگزین نمود.

بخش اطلاعات مربوط به اشباع ترانسفورماتور

اطلاعات اشباع بخش تایپ ترانسفورماتور در شکل (۲-۱۰۷) نشان داده شده است. در این شکل داریم:

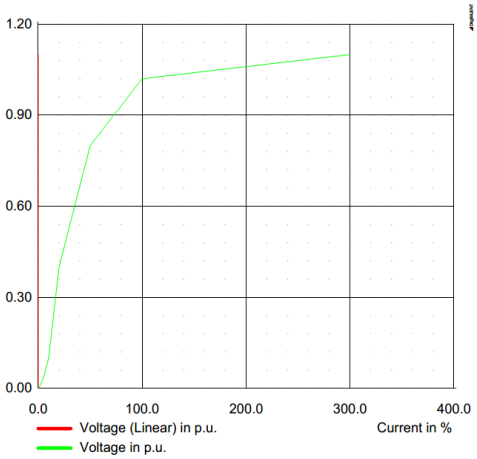


شکل (۲-۱۰۷): اطلاعات اشباع بخش تایپ ترانسفورماتور

۱–در این قسمت باید نوع مدلسازی اشباع ترانس مشخص شود. در صورت انتخاب مدل خطی[1] از پدیده اشباع صرفنظر شده و هسته به صورت ایده‌آل مدل می‌شود. اما با انتخاب گزینه Current/Voltage Values می‌توان اشباع ترانس را بر اساس جدول تعیین نمود.

۲–با انتخاب گزینه دوم در قسمت قبل می‌توان منحنی اشباع را بر حسب جریان تحریک ولتاژ ترمینال به صورت یک جدول وارد نمود. خروجی جدول به صورت یک نمودار همانند شکل (۲–۱۰۸) نشان داده می‌شود.

۳–نوع رابطه استفاده شده برای درون یابی به وسیله داده‌های وارد شده در قسمت ۲ را مشخص می‌کند.



شکل (۲-۱۰۸): منحنی اشباع ترانسفورماتور

در این شکل، مقدار جریان تحریک ترانسفورماتور برحسب درصد جریان نامی و ولتاژ اعمالی به ترمینال‌های ترانسفورماتور نشان داده شده است. نمودار زرد رنگ تغییرات جریان تحریک بر حسب تغییرات ولتاژ ترمینال را نشان می‌دهد و نمودار قرمز رنگ که بر روی محور عمودی قرار گرفته، نشانگر حالت خطی هسته ترانسفورماتور است.

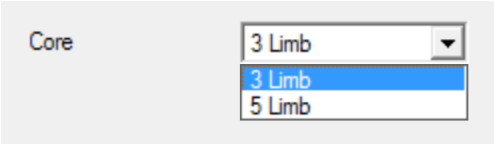
صفحه مطالعات اتصال کوتاه

عمده اطلاعات مورد نیاز مطالعات اتصال کوتاه در قسمت مربوط به پخش بار بیان شده است و از بیان مجدد آنها خودداری می‌شود. تنها اطلاعات مورد نیاز، انتخاب قابلیت تعویض تپ تحت بار و همینطور کلاس خنک کنندگی ترانسفورماتور است.

[1] Linear

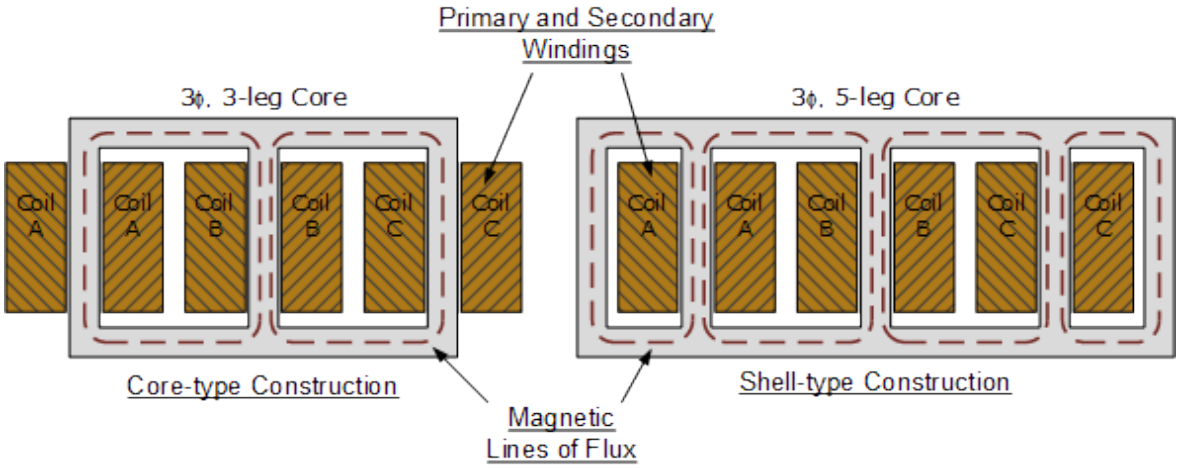
صفحه مطالعات RMS & EMT Simulation

عمده اطلاعات مورد نیاز در این قسمت در بخش‌های قبلی بیان شده است. در این صفحه برای مطالعات EMT Simulation تعداد بازوهای ترانسفورماتور همانند شکل زیر مشخص می‌شود.



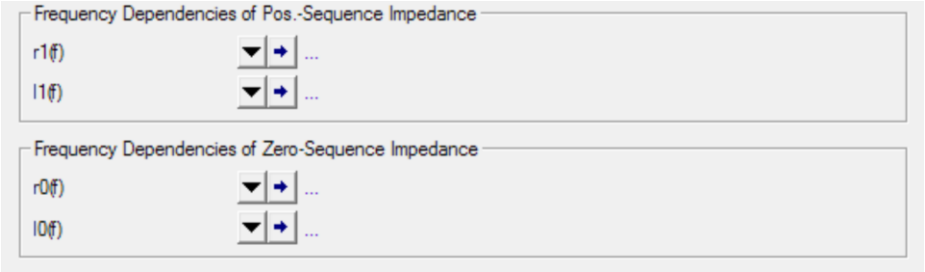
شکل (۲-۱۰۹): انتخاب تعدادستون‌های ترانسفورماتور

برای درک بهتر، شکل (۲-۱۱۰) ترانسفورماتورهای ۳ و ۵ ستونه را نشان می‌دهد.



شکل (۲-۱۱۰): ترانسفورماتورهای ۳و ۵ ستونه

صفحه مطالعات هامونیکی و کیفیت توان

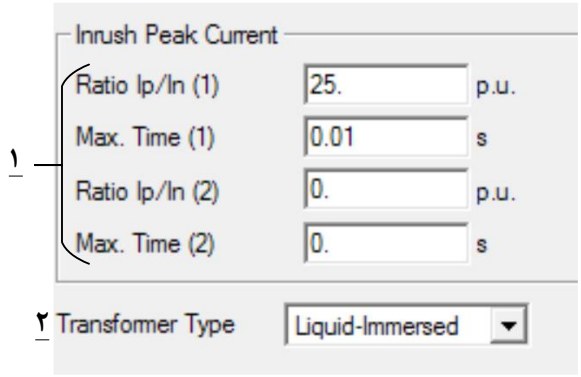


شکل (۲-۱۱۱): اطلاعات هارمونیکی بخش تایپ ترانسفورماتور

همانند سایر تجهیزات می‌توان برای اندوکتانس و مقاومت توالی‌های مثبت و صفر مشخصه تغییرات اندازه نسبت به تغییرات فرکانس را مشخص نمود. دیگر اطلاعات مورد نیاز این قسمت در قسمت‌های قبل توضیح داده شده است.

صفحه مطالعات حفاظتی

اطلاعات حفاظتی مورد نیاز بخش تایپ ترانسفورماتور در شکل (۲-۱۱۲) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۲-۱۱۲): اطلاعات حفاظتی بخش تایپ ترانسفورماتور

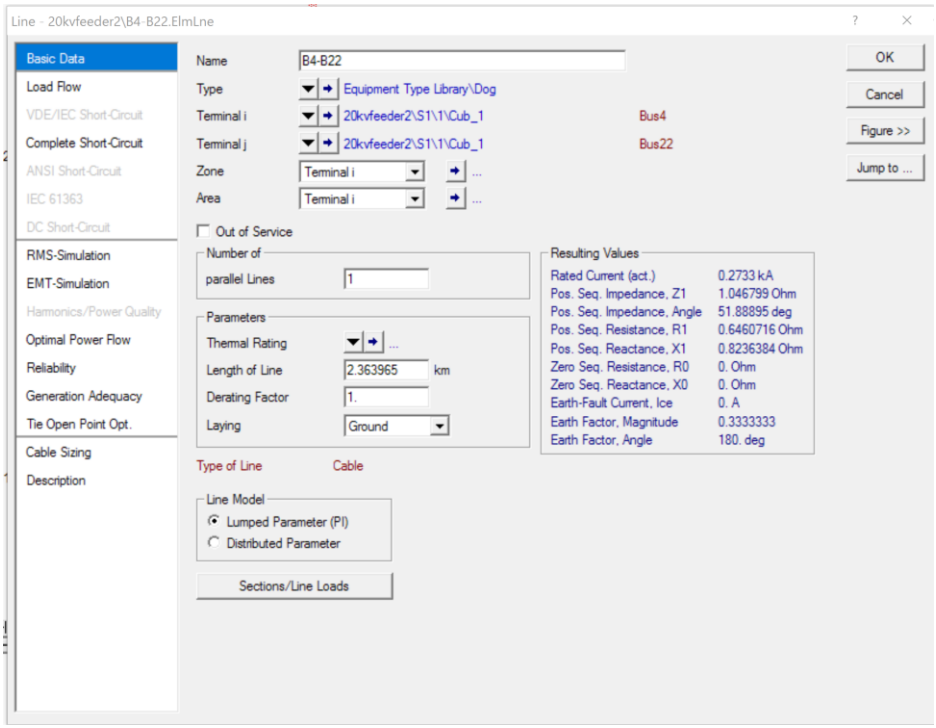
۱-در این قسمت می‌توان مشخصات دو نقطه از منحنی جریان هجومی بر حسب زمان را وارد نمود. البته وجود یک نقطه از این منحنی نیز کافی است.

۲-روغنی یا خشک بودن عایق ترانسفورماتور در این قسمت مشخص می‌شود.

۲-۷-خط وکابل

۲-۷-۱- بخش المان

شمای کلی بخش المان خط یا کابل در نرم افزار در شکل (۲-۱۱۳) نشان داده شده است. در ادامه به معرفی بخش‌های مختلف خواهیم پرداخت.



شکل (۲-۱۱۳): شکل کلی بخش المان خط یا کابل

صفحه اطلاعات پایه

شکل (۲-۱۱۴) اطلاعات پایه مورد نیاز بخش المان کابل را نشان می‌دهد. مطابق این شکل داریم:

۱-نام خط یا کابل انتخاب

۲-تایپ تجهیز انتخاب

۳-ترمینال‌های اتصال دو سمت خط یا کابل

۴-در صورت وجود ۲ یا چند خط موازی می‌توان تعدا آنها را در این قسمت وارد نمود.

۵-تعریف مشخصه حد نامی حرارتی برای کابل یا خط

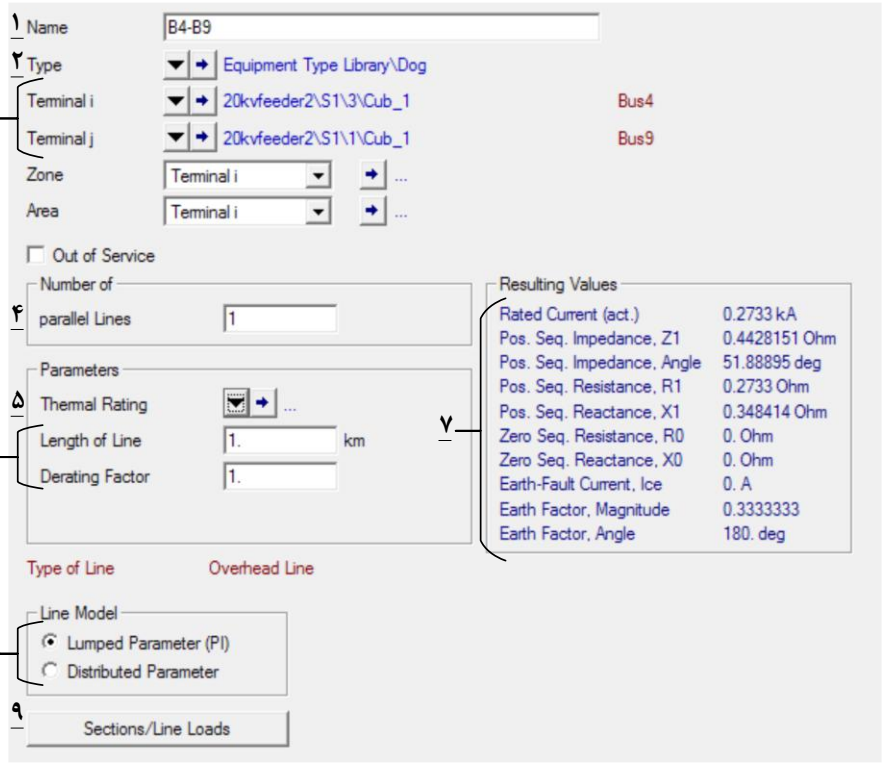
۶-طول خط یا کابل و همین طور ضریب کاهش حد نامی

۷-با توجه به اطلاعات وارد شده در هر دو بخش تایپ و المان یک ستون خلاصه از اطلاعات الکتریکی مانند امپدانس‌ها در توالی‌های مختلف به نمایش در می‌آید.

۸-در این قسمت مدل انتخاب شده برای مدلسازی خط از بین مدل پای[1] یا مدل توزیع شده استفاده می‌شود.

۹-با انتخاب این گزینه، می‌توان قسمتی از خط را که از لحاظ جنس و مشخصات الکتریکی متفاوت است را مدل نمود.

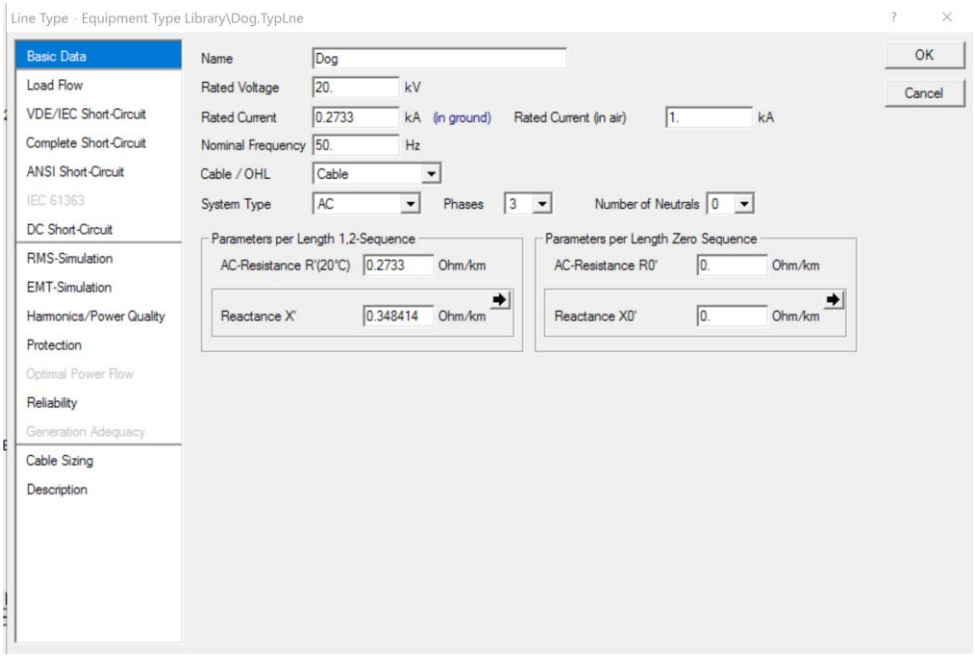
[1] Phi



شکل (۲-۱۱۴): اطلاعات پایه بخش المان خط یا کابل

۲-۷-۲- بخش تایپ

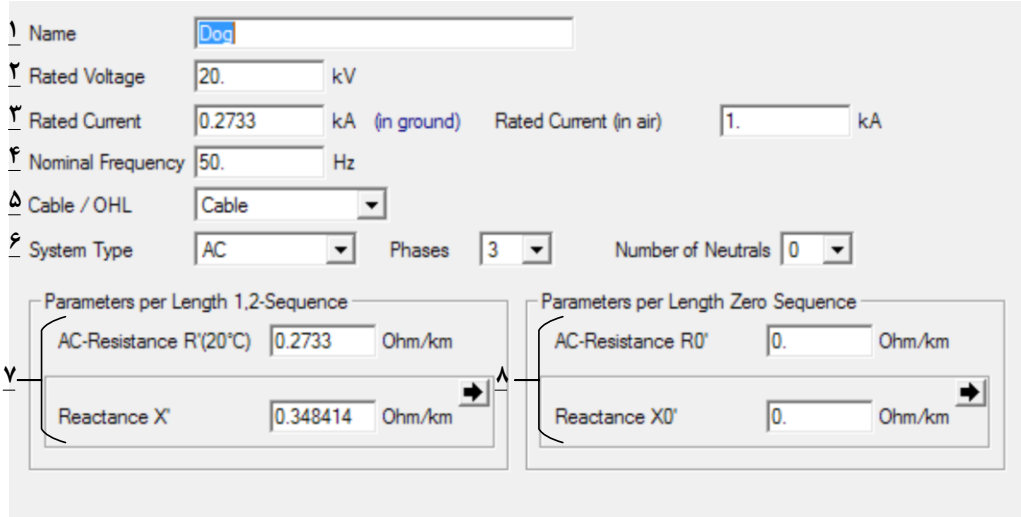
شمای کلی بخش تایپ خط و کابل در نرم افزار در شکل (۲-۱۱۵) نشان داده شده است.



شکل (۲-۱۱۵): شکل کلی بخش تایپ خط و کابل

صفحه اطلاعات پایه

شکل (۲-۱۱۶) اطلاعات پایه بخش تایپ خط یا کابل را نشان می‌دهد.



شکل (۲-۱۱۶): اطلاعات پایه بخش تایپ خط یا کابل

۱-نام تایپ خط انتقال

۲-ولتاژ نامی خط انتقال

۳-جریان نامی خط یا کابل (در حالت کابل این مقدار جریان باید در دو حالت زمین و بیرون زمین مقدار دهی شود.)

۴-فرکانس نامی جریان عبوری

۵-نوع کابل یا خط هوایی

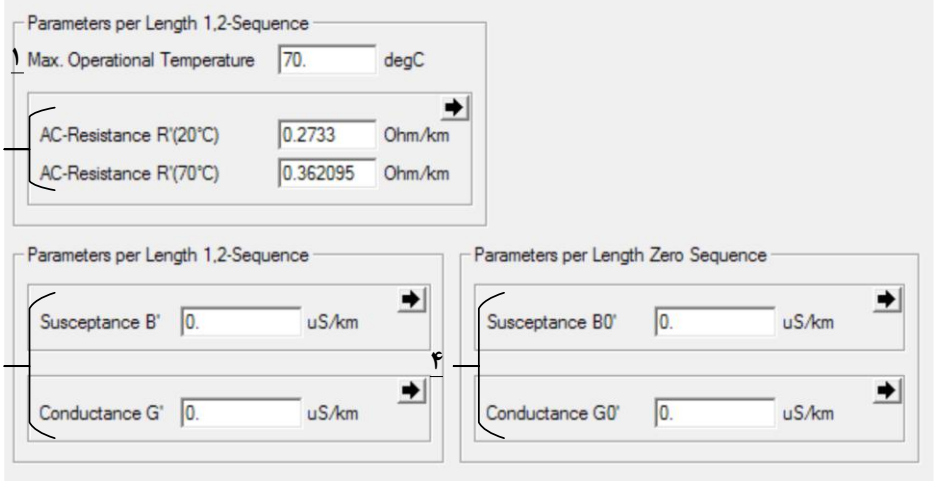
۶-نوع جریان متناوب یا جریان ثابت و تعداد فاز و سیم‌های نوترال

۷-پارامترهای مقاومت AC در دمای بیست درجه و راکتانس آن برای توالی فازهای مثبت و منفی

۸-پارامترهای مقاومت و راکتانس خط یا کابل توالی صفر (البته به طور تقریبی می‌توان این پارامترها را نسبت ۲ تا ۳ برابر مقادیر توالی مثبت در نظر گرفت.)

صفحه اطلاعات پخش بار

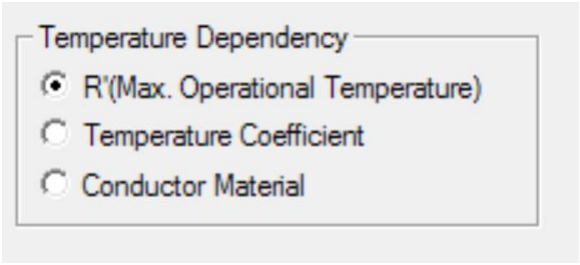
اطلاعات مورد نیاز پخش بار المان کابل در شکل (۲-۱۱۷) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۲-۱۱۷): اطلاعات پخش بار بخش المان خط یا کابل

۱-بیشترین دمای مجاز کارکرد خط یا کابل

۲-برای مدل سازی اثر دما بر مقاومت کابل یا خط لازم است مقاومت خط یا کابل در دو دمای استاندارد و بیشینه وارد شود. البته همانند شکل زیر اطلاعات جایگزینی وجود دارد و باید بنا بر اطلاعات موجود از تجهیز، نحوه ورود اطلاعات را انتخاب نمود.



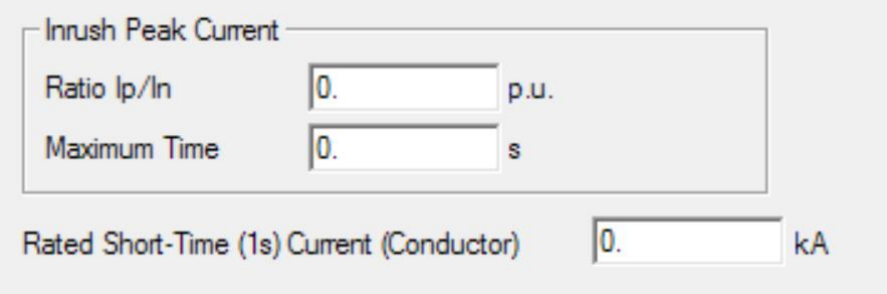
شکل (۲-۱۱۸): روش‌های جایگزین تاثیر دما بر مقاومت

۳-پارامترهای موازی خط که سوسپتانس و کاندوکتانس توالی‌های مثبت و منفی هستند وارد می‌شوند. البته تنها به طور معمول مقدار سوسپتانس برای کابل‌ها در نظر گرفته می‌شود و مقادیر دیگر پارامترها اختیاری هستند.

۴-همانند حالت قبل، در این قسمت مولفه توالی صفر پارامترهای موازی خط تعیین می‌شود. می‌توان به طور تقریبی این مقادیر را ۲ تا ۳ برابر پارامترهای موازی مولفه مثبت در نظر گرفت.

صفحه اطلاعات حفاظتی

در این قسمت میزان جریان هجومی نسبت به جریان نامی و بیشترین زمان آن وارد می‌شود. البته این اطلاعات برای کابل‌ها در نظر گرفته می‌شود و وارد کردن آنها در نرم افزار، انتخابی است. همین طور می‌توان حداکثر جریان که هادی می‌تواند در زمان یک ثانیه تحمل نماید را نیز وارد نمود.

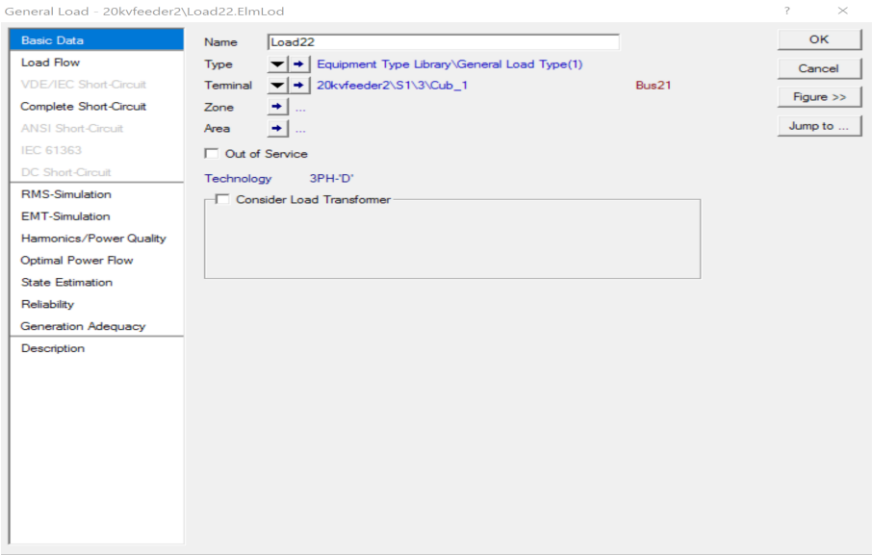


شکل (۲-۱۱۹): اطلاعات حفاظتی بخش تایپ خط یا کابل

۲-۸-مدلسازی بار

۲-۸-۱- بخش المان

شمای کلی بخش المان بار در نرم افزار در شکل (۲-۱۲۰) نشان داده شده است. در ادامه به معرفی بخش‌های مختلف خواهیم پرداخت.



شکل (۲-۱۲۰): شکل کلی بخش المان بار

صفحه اطلاعات پایه

شکل (۲-۱۲۱) اطلاعات پایه بخش المان بار را نشان می‌دهد. مطابق این شکل داریم:



شکل (۲-۱۲۱): اطلاعات پایه بخش المان مصرف کننده

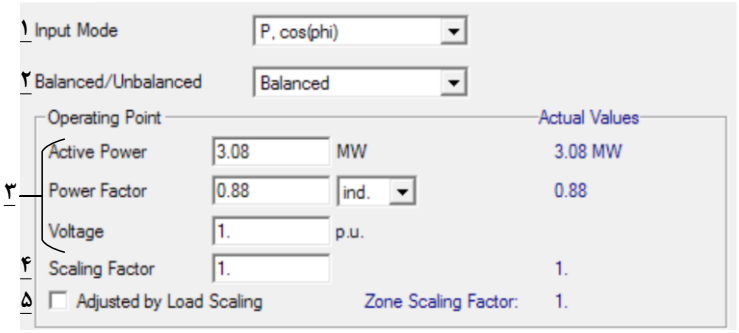
۱-نام انتخاب شده برای بار مورد نظر

۲-تایپ انتخابی برای بار و همینطور محل اتصال به شبکه

۳-با انتخاب این گزینه بار از دسترس خارج شده و در هیچ یک از مطالعات در نظر گرفته نخواهد شد.

صفحه مطالعات پخش بار

اطلاعات پخش بار بخش المان بار در نرم افزار در شکل (۲-۱۲۲) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۲-۱۲۲): اطلاعات پخش بار بخش المان مصرف کننده

۱-نوع ورودی توان بر حسب توان‌های ظاهری، اکتیو و راکتیو در این قسمت مشخص می‌شود.

۲-در این قسمت متعادل یا نامتعادلی بار مشخص می‌شود.

۳-بر اساس انتخاب نوع ورودی در قسمت ۱، مشخصات مصرفی بار در این قسمت مشخص می‌شود. همچنین در این قسمت مقدار اولیه ولتاژ را که برای مطالعات پخش بار و همین طور در حالتی که مقادیر مصرفی وابستگی به ولتاژ داشته باشند مورد استفاده قرار می‌گیرد، وارد می‌شود.

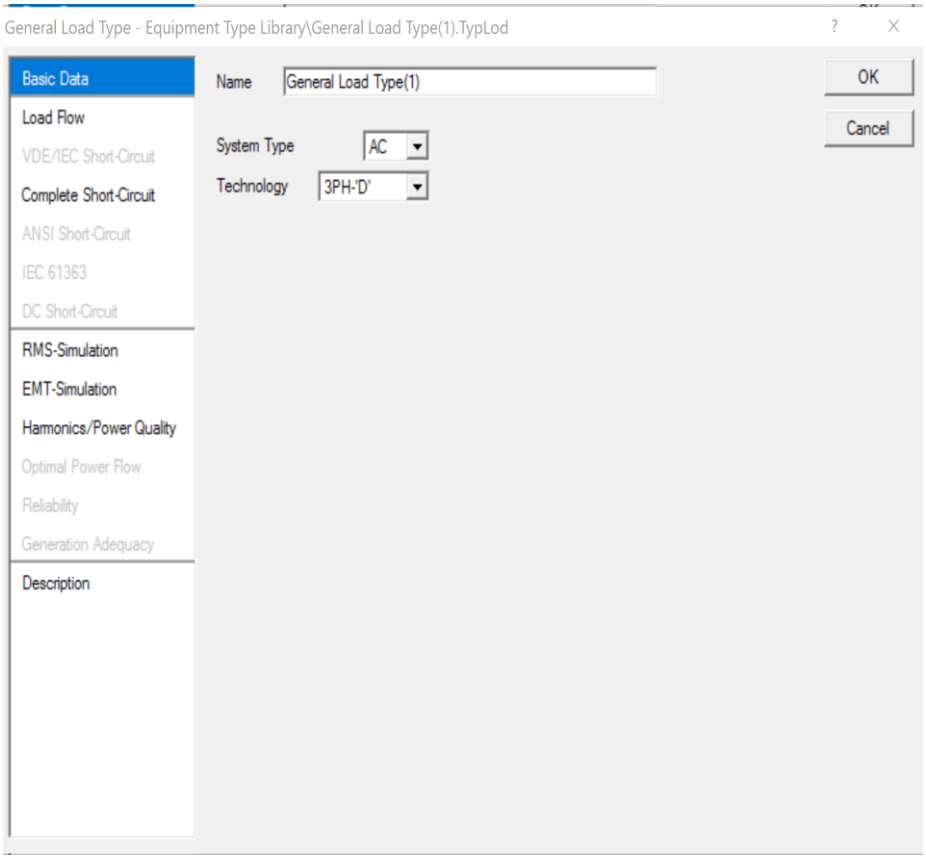
۴-عدد وارد شده در این قسمت، در مقدار توان مصرفی ضرب شده و در واقع می‌توان از آن برای ضریب تنظیم مصرف مشترکین دربازه‌های زمانی مورد مطالعه استفاده نمود.

۵-این قسمت همانند قسمت قبل می‌باشد. با این تفاوت که عدد ضرب شده در بار توسط مشخصات زونی که بار در آن قرار گرفته تعیین می‌شود.

بقیه اطلاعات کاربردی مورد نیاز در قسمت‌های قبل بیان شده است. تنها در قسمت مطالعات هارمونیکی می‌توان مقادیر خازن نصب شده در فشار ضعیف بار را نیز در نظر گرفت.

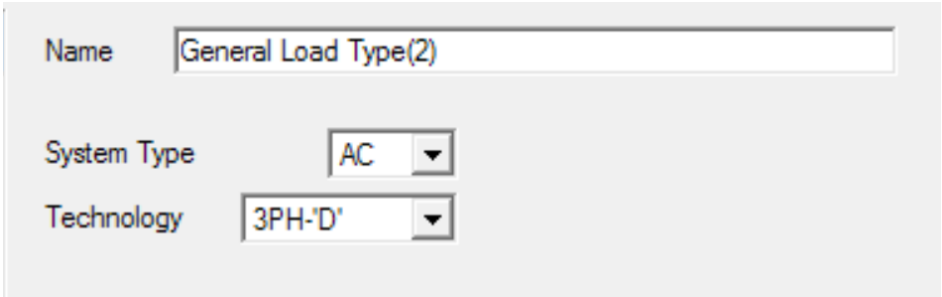
۲-۸-۲- بخش تایپ

شکل کلی بخش تایپ خط و کابل در نرم افزار در شکل (۲-۱۲۳) نشان داده شده است.



شکل (۲-۱۲۳): شکل کلی بخش تایپ بار

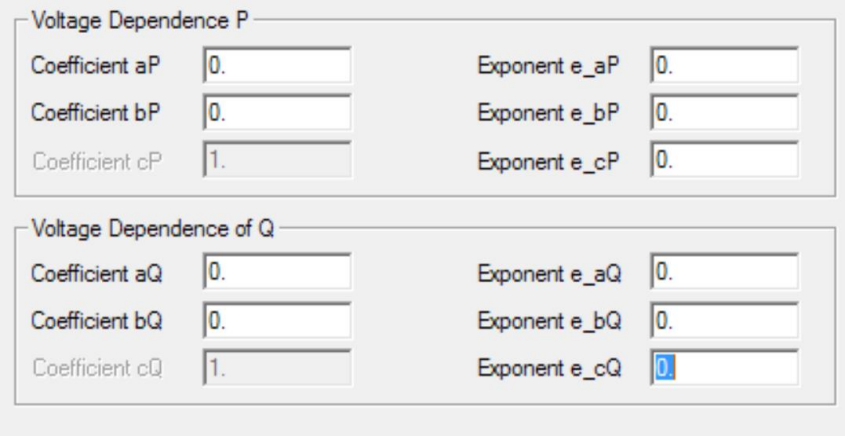
صفحه اطلاعات پایه



شکل (۲-۱۲۴): اطلاعات پایه بخش تایپ مصرف کننده

در این صفحه لازم است نام تایپ، نوع جریان مستقیم یا متناوب بودن بار و همینطور تعداد فاز و نوع ستاره، مثلث بودن آن مشخص می‌شود.

صفحه اطلاعات مربوط به پخش بار



شکل (۲-۱۲۵): اطلاعات پخش بار بخش تایپ مصرف کننده

در این قسمت ضرایب وابستگی توان‌های اکتیو و راکتیو به ولتاژ مشخص می‌شود. در صورت مدل سازی بار به صورت توان ثابت، ضرایب نشان داده شده در شکل (۲-۱۲۵) را باید وارد نمود.

۲-۹-نتیجه گیری

مدل سازی شبکه مورد مطالعه جهت اتصال مولد مقیاس کوچک به شبکه از اهمیت فراوانی برخوردار است. تمامی تجهیزات موجود در شبکه با توجه به نیازمندی‌های شبکه و همین طور سطح اطلاعات موجود باید به دقت در نرم افزار مدل‌سازی شوند و مطالعات لازم از جمله مطالعات پخش بار، اتصال کوتاه، کیفیت توان، حالت گذرا و سیستم زمین انجام گیرد. در این فصل نحوه مدلسازی شبکه، اطلاعات مورد نیاز جهت مدسازی و همینطور نحوه انجام مطالعات مختلف در نرم‌افزار DIgSilent جهت تهیه طرح اتصال بطور کامل و با جزئیات دقیق بیان شده است.

۳- بررسی اصول جایابی منابع تولید پراکنده و تعیین الزامات اتصال

۳-۱-مقدمه‌ای بر تولیدات پراکنده

در شبکه‌های توزیع امروزی، بخصوص با روند رو به رشد خصوصی‌سازی و رقابتی شدن بازار برق، هدف اولیه شرکت‌های برق پایین آوردن هزینه‌های مربوط به بهره‌برداری، نگهداری، ساخت شبکه خود و همزمان بهبود پارامترهای فنی شبکه می‌باشد. یکی از موثرترین روش‌ها برای دستیابی به این اهداف و پاسخگویی به رشد روز افزون بار استفاده از منابع تولید پراکنده می‌باشد. هنگامی‌که توماس ادیسون برای تأمین برق شهروندان نیویورک ایستگاه تولید برق "پیرل استریت[1]" را راه‌اندازی کرد، اساساً استراتژی را مطرح کرد که امروزه از آن به عنوان "تولید پراکنده" یاد می‌شود. تولید پراکنده یا همان DG در مفهوم کلی آن به هر نوع تولید در محل مصرف اطلاق می‌گردد [۶]. کشورهای مختلف و نیز مؤسسات گوناگون تعاریف مختلفی برای تولید پراکنده ارائه داده‌اند اما به‌طور کلی، تولید پراکنده به تولید توسط نیروگاه‌های کوچک از چندکیلووات تا چند مگاوات که در نزدیکی محل مصرف صورت می‌گیرد اطلاق می‌شود [۷]. عـــموماً توان تولید شده توسط DG در شبکه‌ی توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرد. به‌عبارت دیگر، ناحیه‌ی تحویل تـوان DG، شبکه‌های توزیع می‌باشند. در واقع منابع تولید پراکنده، منابع تولید انرژی الکتریکی هستند که به‌طور مستقیم به شبکه‌ی توزیع یا به مصرف‌کننده متصل می‌شوند [۷و۸]. تعاریف برخی از مؤسسات معتبر و برخی از کشورها در جدول (۳-۱) ارائه شده است [۶].

[1] Pearl street

جدول (۳-۱): تعاریف مختلف تولید پراکنده در جهان

نام مؤسسه یا کشور	تعریف
CIGRE	مجموعه واحدهای تولیدی با حداکثر ظرفیت تولید ۵۰ کیلووات الی ۱۰۰ مگاوات که معمولاً به شبکه‌های توزیع متصل می‌شوند و تحت کنترل اپراتور شبکه انتقال جهت دیسپاچینگ قرار ندارند را تولید پراکنده گویند که در آن‌هاحداکثر ظرفیت تولید بستگی به ظرفیت شبکه دارد.
IEEE	ژنراتورهای با ظرفیت کوچکتر از نیروگاه‌های متمرکز که می‌توانند به نزدیکترین نقطه از شبکه توزیع متصل شوند.
انستیتو تحقیقات گاز	واحدهای تولید توان بین ۲۵ کیلووات تا ۲۵ مگاوات
انستیتو تحقیقات توان الکتریکی	منابع تولید برق از چند کیلووات تا ۵۰ مگاوات
آمریکا	منابع کوچک تولید کننده (از چند کیلووات تا ۵۰ مگاوات) که به شبکه توزیع متصل می‌شوند و در سمت شرکت‌های برق و یا مشترکین قرار می‌گیرند.
انگلیس	تولیدی است که به شبکه ۱۳۲ کیلوولت وصل می‌شود و ممکن است بصورت متمرکز بهره‌برداری شود.
آلمان	تعریف جامعی وجود ندارد اما معمولاً به انرژی‌های خورشیدی، بادی و آبی کوچک اطلاق می‌شود که به ولتاژهای ۲۰ و یا ۱۰ کیلوولت وصل می‌شوند.
فرانسه	تولیدی است که به سطوح ولتاژ ۴.، ۱۵ و یا ۲۰ کیلوولت وصل می‌شود و قابلیت تغذیه مستقیم بارهای مشترکین را دارد.
ایتالیا	تولیدی است که به شبکه‌های بین ۴. تا ۱۵۰ کیلوولت متصل می‌گردد.
استرالیا	تولیدی است که به شبکه‌های توزیع تا ۱۳۲ کیلوولت وصل می‌شود و قادر است مستقیماً بارهای مشترکین را تغذیه نماید.
دانمارک	تولیدی است که مناطق دیسپاچینگ محلی را تحت تأثیر قرار ندهد.
جمهوری چک	تولیدی است که به شبکه توزیع تا سطح ولتاژ ۱۱۰ کیلوولت وصل شود.

اسامی زیر واژه‌هایی هستند که برای منابع تولید پراکنده در متون علمی استفاده می‌شوند و برای خوانندگان در صورتی که بخواهند منابع گسترده‌تری بیابند، استفاده از این کلید واژه‌ها مفید خواهد بود [۹]:

Dispersed Generation در آمریکای شمالی استفاده می‌شود.

Embedded Generation در کشورهای آمریکای جنوبی کاربرد دارد.

Decentralized Generation در کشورهای اروپایی و آسیایی کاربرد دارد.

۳-۱-۱- ظرفیت تولیدات پراکنده

براساس تعاریف صورت گرفته برای منابع تولید پراکنده، ظرفیت تولید آنها از چندین ده کیلووات تا چندین ده مگاوات تغییر می‌کند. در جدول (۳-۲) یک تقسیم‌بندی از واحدهای تولید پراکنده براساس ظرفیت تولیدی آنها ارائه شده است [۱۰].

جدول (۳-۲): تقسیم‌بندی تولیدات پراکنده براساس ظرفیت تولید

نوع تولید پراکنده	محدوده تولید
Micro	۱kW–۵kW
Small	۵kW–۵MW
Medium	۵MW–۵۰MW
Large	۵۰MW–۳۰۰MW

۳-۱-۲- انواع تکنولوژی‌های تولید پراکنده

می‌توان دسته‌بندی انواع تولید پراکنده را براساس تکنولوژی هریک از آنها انجام داد. از جهت تکنولوژی، منابع تولید پراکنده به دو دسته عمده تقسیم می‌گردند [۶]:

- تکنولوژی‌های پایه فسیلی
- تکنولوژی‌های تجدیدپذیر

هریک از دو تکنولوژی فوق شامل فناوری‌های گسترده‌ای هستند که در ادامه این فناوری‌ها معرفی می‌شوند.

تکنولوژی پایه فسیلی شامل:

- موتورهای رفت و برگشت
- توربین‌های گازی
- میکروتوربین‌ها
- توربین‌های احتراق صنعتی

- پیل‌های سوختی
- موتورهای استرلینگ
- نیروگاه‌های تولید همزمان برق، گرما و سرما (CHP)

و تکنولوژی تجدیدپذیر شامل فناوری‌های زیر می‌شوند:

- نیروگاه‌های فتوولتائیک
- نیروگاه‌های بادی
- نیروگاه‌های زمین‌گرمایی(ژئوترمال)
- نیروگاه‌های انرژی جزر و مد
- نیروگاه‌های بیوماس
- نیروگاه‌های مبدل انرژی خورشیدی–حرارتی–الکتریکی

۳-۲-بررسی مزایا و چالش‌های استفاده از تولیدات پراکنده

۳-۲-۱- مزایای استفاده از تولیدات پراکنده

استفاده از منابع تولید پراکنده، منافع فراوانی به دنبال دارد که برخی از این منافع به عواملی همچون نوع فناوری به کار رفته در منابع تولید پراکنده، وابسته است. بطور کلی مزایای استفاده از منابع تولید پراکنده از سه دیدگاه قابل توجه است [۱۱و۱۲].

الف) مزایای منابع تولید پراکنده برای مصرف کنندگان

از جمله مزایای منابع تولید پراکنده برای مصرف‌کنندگان می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- افزایش قابلیت اطمینان انرژی الکتریکی تولید پراکنده
- تهیه منبع انرژی مناسب در مکان مناسب
- تهیه انرژی الکتریکی با کیفیت مطلوب مورد نیاز
- افزایش بازدهی سیستم برای کاربردهای محلی با استفاده همزمان برق و گرما
- امکان کاهش هزینه‌های پرداختی برای انرژی الکتریکی با استفاده از واحدهای اختصاصی
- فراهم کردن امکان استفاده از انرژی الکتریکی برای مناطق دور از دسترس که احداث شبکه‌های الکتریکی، غیرممکن یا پرهزینه است.

ب) مزایای منابع تولید پراکنده برای شرکت‌های برق

از جمله مزایای منابع تولید پراکنده برای شرکت‌های برق عبارتند از:

- ❖ محدود شدن میزان ریسک و تهدیدات به دلیل اندازه، انعطاف‌پذیری، مدت زمان نصب و راه‌اندازی سریع، سازگاری با محیط زیست و سیستم‌های سوختی انعطاف‌پذیر این منابع تولیدی
- ❖ پرهیز از هزینه‌های گزاف احداث و توسعه سیستم‌های انتقال و توزیع با نصب واحدهای تولید پراکنده در مجاورت مصرف‌کننده‌ها
- ❖ پرهیز از صرف هزینه‌های ناشی از عدم قطعیت در پیش‌بینی میزان بار و ظرفیت در دسترس، با افزایش ظرفیت نصب شده مطابق با رشد بار
- ❖ فراهم کردن معبرهای نسبتاً کم هزینه‌ای برای بازارهای رقابتی برق
- ❖ فراهم کردن بازارهایی در مناطق دوردست فاقد سیستم‌های انتقال و توزیع و مناطق فاقد انرژی الکتریکی به دلیل ملاحظات جغرافیایی
- ❖ کاهش تلفات کلی سیستم

ج) مزایای ملی منابع تولید پراکنده

از جمله مزایای ملی منابع تولید پراکنده می‌توان به این موارد اشاره کرد:

- ❖ کاهش گازهای گلخانه‌ای به دلیل استفاده از منابع تولید پراکنده مبتنی بر منابع انرژی‌های تجدیدپذیر
- ❖ فراهم کردن هزاران شغل مختلف مستقیم و غیرمستقیم
- ❖ ایجاد بازارهای رقابتی و افزایش داد و ستدهای مستقیم و غیرمستقیم
- ❖ افزایش بازدهی سرمایه‌گذاری‌های مختلف به دلیل بهبود قابلیت اطمینان و کیفیت برق تحویل داده شده به مصرف‌کنندگان

۳-۲-۲- چالش‌های استفاده از تولیدات پراکنده

علاوه بر سودمندی‌های ناشی از نصب واحدهای تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع، بکارگیری این واحدها، چالش‌هایی را نیز ایجاد می‌نماید که از مهمترین آنها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد [۱۳]:

- ❖ فلیکر ولتاژ
- ❖ افزایش‌هارمونیک
- ❖ افزایش جریان اتصال‌کوتاه
- ❖ به هم خوردن تنظیمات حفاظتی شبکه
- ❖ ایجاد جزیره الکتریکی غیر ارادی
- ❖ امکان کاهش کیفیت توان
- ❖ افزایش عدم قطعیت در شرایط بهره‌برداری شبکه‌ها (بویژه به واسطه خروجی تصادفی منابع تجدیدپذیر و انرژی‌های نو)

به هر حال باید توجه داشت که با وجود چالش‌های ذکر شده، به علت مزایای بسیاری که استفاده از تولید پراکنده دارد، در سال‌های اخیر مطالعات و تلاش‌های بسیاری برای برطرف کردن این چالش‌ها انجام شده است، بطوری‌که همچنان استفاده از تولیدات پراکنده در سیستم‌های توزیع به عنوان یک گزینه مناسب برای پاسخ به نیاز روزافزون به انرژی برق، مطرح بوده و از طرف دولت‌ها حمایت می‌شود.

۳-۳- تحلیل تاثیر تولیدات پراکنده در شبکه‌های الکتریکی

مطالعات تحلیلی بررسی آثار تولیدات پراکنده بر روی شبکه‌های الکتریکی باید به منظور مقایسه رفتار سیستم، قبل و بعد از اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه صورت گیرد. این مطالعات از چندین دیدگاه قابل ارزیابی است، از جمله:

- رفتار حالت مانا
- رفتار دینامیکی
- کیفیت انرژی الکتریکی و قابلیت اطمینان
- مسائل ایمنی

از دیدگاه رفتار حالت مانای شبکه، وضعیت شبکه تحت سناریوهای مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد، از جمله:

- چرخه‌ها و سطوح تولید و مصرف روزانه، هفتگی و فصلی
- میزان تولید انرژی در طی فصول مختلف سال و در دوره‌های بار سبک و سنگین(بویژه برای آن دسته از منابع تولید پراکنده‌ای که توان اولیه آنها به منابع انرژی باد، خورشید و ... وابسته است)
- ضریب توان منابع تولید پراکنده با توجه به سطح بار
- تحلیل‌های حالت مانا با استفاده از پخش‌بار، امکان ارزیابی تغییرات بوجود آمده در پروفیل ولتاژ، تلفات شبکه، وضعیت تپ‌چنجرها و بانک‌های خازنی در شبکه و سطح تجمع بار در شاخه‌های مختلف سیستم را فراهم می‌کند.

تحلیل‌های اتصال‌کوتاه شبکه نیز به منظور کنترل کفایت قدرت اتصال‌کوتاه نامی تجهیزات سوئیچگیر شبکه باید صورت گیرد، چراکه اتصال منابع تولید پراکنده موجب افزایش قدرت اتصال‌کوتاه شبکه می‌شود [۱۰]. علاوه بر این تاثیر انواع فناوری‌های منابع تولید پراکنده بر روی میزان قدرت اتصال‌کوتاه شبکه نیز متفاوت است. به عنوان مثال ژنراتورهای القایی تنها در حین دوره‌های زیر گذرا دارای جریان اتصال‌کوتاه قابل توجه بوده و پس از چند سیکل اولیه، جریان اتصال‌کوتاه آنها فروکش می‌کند.

برخی از منابع تولید پراکنده بخصوص آن‌هایی که مجهز به مبدل‌های الکترونیک قدرت هستند، زمینه لازم برای تولید و تزریق هارمونیک به شـــبکه را دارند. در این مورد، مطالعه میزان هارمونیک بوجود آمده در شـــبکه به دلیل اتصال منابع تولید پراکنده و بررسی امکان وقوع پدیده فرورزونانس در شبکه حائز اهمیت است.

تحلیل‌هایی از رفتار دینامیکی شـــبکه و منابع تولید پراکنده در حین اتصـــال و جداســـازی منابع تولید پراکنده از شبکه، جریان‌های اتصال کوتاه و همچنین تولید متغیر(مانند ژنراتورهای بادی) این منابع باید صورت گیرد تا امکان ارزیابی رفتار ولتاژهای شـــبکه(بویژه در نقاط مصـــرف) و توان‌های الکتریکی و مکانیکی منابع تولید پراکنده، فراهم شود. میزان تغییرات فرکانس در مورد منابع مجزا از شبکه‌های سراسری یا تحت شرایط کارکرد حالت جزیره‌ای نیز باید مورد بررسی قرار گیرد.

مطالعاتی هم باید به منظور بررسی مسائل ایمنی افراد در حالت‌های مختلف بهره‌برداری از شبکه در حضور منابع تولید پراکنده انجام شود و راه‌کارهای مناسبی برای جلوگیری از آسیب دیدن آنها در هنگام انجام تعمیرات و بازرسی شبکه انجام شود.

۳-۴-فعالیت‌های صورت گرفته در زمینه جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده

امروزه با توجه به کارآمدی زیاد منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع، لزوم تحقیقات وسیع در این زمینه احساس می‌شود. مهمترین و اولین مسئله در ارتباط با نصب منابع تولید پراکنده، جایابی و تعیین ظرفیت این منابع است. چرا که نصب و بهره‌برداری از آنها در مکان و با اندازه نامناسب، نه تنها باعث بهبود در پارامترهای شبکه نمی‌شود، بلکه ممکن است پارامترهای شبکه را تضعیف نیز نماید. از این رو مطالعات زیادی در زمینه جایابی و تعیین ظرفیت بهینه واحدهای تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع و بررسی تاثیر این مولدها بر پارامترهای شبکه انجام شده است که هدف کلی آنها کاهش اثرات منفی و تقویت نتایج مثبت به کارگیری DG در شبکه‌های توزیع است. در ادامه تعدادی از فعالیت‌های انجام شده در این زمینه، بررسی خواهد شد.

۳-۵-بررسی مطالعات گذشته در زمینه جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده

در سالهای گذشته مطالعات مختلفی به منظور تعیین مکان و ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده انجام گردیده است. در مرجع [۱۴] روشی بیان شده است که استفاده از آن باعث کاهش تلفات توان و بهبود ولتاژ باس‌های شبکه می‌گردد.

این روش بر پایه بازآرایی اجزای شبکه از قبیل خازن‌ها و نیز بهینه‌سازی تعداد منابع تولید پراکنده در شبکه‌های شعاعی استوار است. به منظور محاسبه تلفات کل، از الگوریتم ژنتیک و حل معادله غیرخطی حاصل استفاده شده است.

در مرجع [۱۵] به منظور جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده، از یک روش بر پایه الگوریتم پخش بار ادامه دار(CPF) استفاده شده است. توسط بردار تانژانت مربوط به این الگوریتم، نسبت تغییرات ولتاژ به تغییرات بار محاسبه شده و با استفاده از یک روش تکراری، ظرفیت منابع موجود در هر محل می‌گردد.

در مرجع [۱۶] از الگوریتم بهینه سازی ازدحام ذرات(PSO) به منظور افزایش پایداری ولتاژ باس‌های شبکه و نیز کاهش تلفات توان حقیقی شبکه به منظور جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده استفاده گردیده است. روش پخش بار نیوتون–رافسون و نیز آنالیز مدال به منظور شناسایی بهینه‌ترین مکان برای منابع تولید پراکنده استفاده شده‌اند.

در مرجع [۱۷] از روش ماکزیمم حساسیت تلفات توان(MPLS) و الگوریتم تغییر یافته شبیه‌سازی رشد گیاه (MPGSA) به منظور یافتن مکان و اندازه بهینه منابع تولید پراکنده استفاده گردیده است. هدف از این روش نیز کاهش تلفات توان کل و بهبود پروفیل ولتاژ است. این روش شامل دو گام زیر است:

الف) استفاده از الگوریتم MPLS به منظور یافتن مکان بهینه منابع تولید پراکنده.

ب) استفاده از الگوریتم MPGSA به منظور یافتن مقدار بهینه ظرفیت منابع تولید پراکنده.

روش بیان شده در مرجع [۱۸] بر پایه کاهش تلفات کل شبکه استوار است. در این روش مکان منابع تولید پراکنده توسط الگوریتمی به نام الگوریتم بیگ بنگ(Big Bang) تعیین شده سپس با استفاده از روش‌های پخش بار، میزان تلفات شبکه محاسبه شده و با استفاده از این الگوریتم، تلفات کل شبکه مینیمم می‌گردد.

در مرجع [۱۹] تحلیل سیستم توزیع نامتعادل در دو حالت حضور و عدم حضور منابع تولید پراکنده صورت گرفته است. محل قرارگیری منابع DG با استفاده از تحلیل اندیس ولتاژ و ظرفیت تولید آن با کمک الگوریتم تغییر تکنیک تعیین می‌شود. همچنین اثرات ضریب توان‌های مختلف بر روی جایابی بهینه منابع پراکنده در این روش مورد تحلیل و ارزیابی قرار گرفته است.

در مرجع [۲۰] از روشی به نام الگوریتم ارزیابی دیفرانسیلی به منظور تعیین ظرفیت و مکان بهینه DG استفاده شده است. بدین منظور از روش‌های مختلف پخش بار سیستم توزیع و با فرض وجود همه انواع مختلف منابع تولید پراکنده به منظور دست‌یابی به نتایج دقیق‌تر استفاده شده است.

در مرجع [۲۱] پارامترهای طراحی مربوط به ژنراتورهای بادی از قبیل سرعت باد و غیره به منظور تعیین مکان و ظرفیت این نوع ژنراتورهای تولید پراکنده بررسی شده است. مدل بهینه‌سازی احتمالی به منظور مینیمم کردن تلفات انرژی سالیانه مورد بررسی قرار گرفته و مقادیر مناسب پارامترهای طراحی ژنراتورهای بادی استخراج گردیده اند.

در مرجع [۲۲] به منظور تعیین مکان بهینه برای منابع تولید پراکنده، از روش آنالیز هدف چندشاخصه(MCDA) استفاده شده است. کاربرد این روش موجب بهینه سازی پارامترهای اصلی مورد نظر از قبیل تلفات کل شبکه شده و علاوه بر آن موجب بهبود عملکرد سیستم توزیع خواهد گردید.

در مرجع [۲۳] چهار تکنیک مختلف تخصیص تلفات به منظور تعیین مکان و ظرفیت بهینه منابع DG استفاده شده است. هدف از کاربرد این تکنیک، مینیمم کردن تلفات حقیقی کل شبکه است. همچنین به منظور محاسبه محل قرارگیری منابع DG در شبکه، الگوریتم بهینه سازی بر پایه آموزش و یادگیری(TLBO) در این روش استفاده شده است.

جایابی و تعیین ظرفیت انجام شده در [۲۴] براساس یک بهینه‌سازی چند هدفی انجام شده است. اهداف جایابی و تعیین ظرفیت DG در این مطالعه، کاهش تلفات و هزینه به موازات هم است. در این مطالعه از تکنیک جست‌وجوی تکراری برای یافتن بهینه‌ترین مکان و اندازه DG استفاده شده است. در این مطالعه منبع تولید پراکنده قابلیت تولید توان اکتیو و راکتیو را بطور همزمان دارد و فرض شده است که توان راکتیو تولیدی DG، ۲۰٪ توان اکتیو تولیدی آن باشد. بعلاوه در این مطالعه DG متصل شده به باس با مدل PV[1] مدل‌سازی شده است.

همان‌طور که عنوان شد هدف این مطالعه کاهش تلفات و هزینه است. بنابراین تابع هدف آن از جمع این دو فاکتور تشکیل شده است. تلفات در نظر گرفته شده در این مطالعه شامل تلفات کلی خطوط می‌شود و فاکتور هزینه نیز به عنوان تابعی از مقدار نامی DG بیان می‌شود. نکته حائز اهمیت در این مرجع آن است که علاوه بر جایابی و تعیین ظرفیت براساس دو فاکتور تلفات و هزینه، بر روی بهینه‌سازی ضرایب وزنی آنها نیز کار شده است. البته این کار با فرمولاسیون ریاضی انجام نشده است، بلکه با شبیه‌سازی انجام شده است. بدین معنا که به ازای ضرایب وزنی مختلف شبیه‌سازی انجام می‌شود و مقدار تابع هدف در هر حالت محاسبه می‌گردد. سپس ضرایب وزنی که بهینه‌ترین مقدار را برای تابع هدف ایجاد می‌کنند، به عنوان بهینه‌ترین مقادیر برای ضرایب وزنی اعلام می‌شوند.

اگرچه جایابی و تعیین ظرفیت انجام شده در [۲۵] چند هدفی است، اما مشکلاتی در این مطالعه دیده می‌شود که مهمترین آنها عبارتند از:

- جایابی و تعیین ظرفیت تنها یک واحد تولید پراکنده
- فرمولاسیون ارائه شده در این مطالعه تنها به جایابی و تعیین ظرفیت یک واحد DG می‌پردازد که مسلما این کار در شبکه‌های واقعی و بزرگ کارآیی نخواهد داشت.

[1] Power\Voltage

❖ عدم در نظر گرفتن محدودیت‌ها در روند جایابی و تعیین ظرفیت

همان‌طور که قبلا به آن اشاره شد، جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده مانند هر بهینه‌سازی دیگری از محدودیت‌هایی تشکیل شده است. بطور کلی محدودیت‌ها تاثیر بسزایی بر جواب بهینه نهایی دارند. با عدم در نظر گرفتن محدودیت‌ها بر روند جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده، نمی‌توان بهترین نتیجه را حاصل نمود.

علاوه بر تلفات و هزینه، فاکتورهای فنی و اقتصادی دیگری هم در نصب منابع تولید پراکنده تاثیرگذار هستند. این پارامترها شامل: پروفیل ولتاژ باس‌ها، سطح اتصال‌کوتاه باس‌ها و مباحث مرتبط با سود ناشی از نصب منابع می‌شوند. همچنین در مورد فاکتور هزینه در نظر گرفته شده در این مطالعه باید به این نکته اشاره کرد که اجزای فاکتور هزینه در این مطالعه اصلا مشخص نشده است. بطوری‌که مشخص نیست چه فاکتورهایی در تعیین هزینه در نظر گرفته شده در این مطالعه نقش دارند.

مرجع [۲۵] جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده براساس یک پارامتر را کنار گذاشته و از یک بهینه سازی چند هدفی برای جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده به منظور بهبود پارامترهای فنی شبکه بهره برده شده است. کاهش تلفات، کاهش سطح اتصال‌کوتاه و بهبود پروفیل ولتاژ اهداف جایابی و تعیین ظرفیت در این مطالعه را شامل می شوند. فرمولاسیون ارائه شده در این مطالعه برای جایابی و تعیین ظرفیت یک واحد DG ارائه شده است. اگرچه نویسندگان برای جایابی و تعیین ظرفیت تعداد بیشتری واحد تولید پراکنده، پیشنهاد نموده‌اند که ابتدا DG جایابی و تعیین ظرفیت شده اول در مکان خود نصب شود، سپس الگوریتم برای جایابی و تعیین ظرفیت DG های بعدی تکرار شود. دو محدودیت سطح اتصال‌کوتاه کلیدها و پروفیل ولتاژ باس های توزیع تنها محدودیت‌های در نظر گرفته شده در این مطالعه می‌باشند. از آن‌جا که در مطالعات چند هدفه، میزان تاثیر هر پارامتر با ضریب وزنی اختصاص داده شده به آن پارامتر مشخص می‌گردد، لذا در مرجع [۱۵] به هر سه فاکتور موجود در تابع هدف (تلفات، سطح اتصال‌کوتاه و پروفیل ولتاژ باس‌های توزیع) ضریب وزنی برابر ۰,۳۳ اختصاص داده شده است که نشان از اهمیت یکسان فاکتورها مد نظر بر روند جایابی و تعیین ظرفیت انجام شده در این مطالعه دارد. الگوریتم ارائه شده در این مطالعه بر روی شبکه ۲۴ باسه IEEE تست شده است.

از جمله مهمترین مشکلات دیده شده در این مطالعه عبارتند از:

عدم در نظر گرفتن فاکتورهای اقتصادی

اگرچه در این مطالعه اهم فاکتورهای فنی موثر بر نصب منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع دیده شده است، اما با توجه به رقابتی شدن صنعت برق و نقش مهم مسائل اقتصادی در دنیای امروز، لذا در کنار فاکتورهای فنی با در نظر گرفتن فاکتورهای اقتصادی و سود و ضرر طرح‌های DG، می‌توان بیشترین مزایای فنی و اقتصادی را از نصب منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع، حاصل نمود.

محدودیت‌های امر جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده به طور کامل در نظر گرفته نشـده‌اند. بعلاوه نحوه تاثیر محدودیت‌های در نظر گرفته شده نیز بر روند جایابی و تعیین ظرفیت مشخص نیست.

در این مطالعه خروجی از فاکتورهای فنی مد نظر جایابی و تعیین ظرفیت وجود ندارد. بدین معنا که در این مطالعه میزان تلفات شبکه، سطح اتصال‌کوتاه باس‌های توزیع و پروفیل ولتاژ باس‌ها، قبل و بعد از جایابی و تعیین ظرفیت منبع تولید پراکنده مشخص نیستند. بنابراین میزان سودمندی روش ارائه شده در این مرجع برای خواننده مشخص نیست.

جایابی و تعیین ظرفیت تنها یک واحد DG

یکی از اهداف نصب منابع تولید پراکنده فارغ از مباحث فنی، بحث سود و هزینه حاصل از نصب این منابع در شبکه‌های توزیع است. روش ارائه شده در [۲۶] نیز بر همین اساس است. در این مقاله یک روش هزینه‌ارزش برای نصب یک DG متعلق به صنعت همگانی در سیستم توزیع، ارائه شده است. تابع هدف نسبت سود به هزینه (BCR[1]) کاربرد DG است که در آن هزینه و سود DG برای مصرف‌کنندگان و صنعت همگانی هر دو در نظر گرفته شده است. این مطالعه تقریبا تمام فاکتورهای سود و هزینه مرتبط با نصب منابع تولید پراکنده را در نظر گرفته است. فاکتورهای هزینه در نظر گرفته شده در این مطالعه شامل، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه عملیات و نگهداری و هزینه باز کردن یا تغییر مکان DG می‌شود. همچنین فاکتورهای سود در این مطالعه شامل، درآمد حاصل از کاهش اتلاف انرژی، ذخیره یا پس‌انداز حاصل از خرید انرژی از شبکه‌ی بالادست و کاهش هزینه قطع انرژی ناشی از کاربرد DG برای مصرف‌کنندگان می‌باشد. در این مقاله تصور بر این است که DG مورد نظر قابل انتقال است، از این‌رو محل بهینه در هر سال را می‌توان تعیین نمود. با توجه به محدودیت‌های عملیاتی شبکه و محدودیت‌های مکانیکی جابجایی DG، مکان و اندازه DG با استفاده از یک روش برنامه‌ریزی دینامیکی برای ۱۰ سال و به صورت سال به سال به دست آمده است. لازم به ذکر است که با توجه به رشد سالانه پیک بار شبکه، مکان‌یابی DG برای سه نرخ رشد بار ۰,۰۰۲، ۰,۰۰۶ و ۰,۱انجام شده است. نتایج حاصل نشان می‌دهد که با افزایش نرخ رشد بار، تعداد جابجایی DG در طول دوره کاهش می‌یابد. بعلاوه در این مطالعه روشی برای لحاظ عدم قطعیت پیک بار پیش‌بینی شده در یافتن مکان بهینه DG ارائه شده است. این روش، مبتنی بر فرض نرمال بودن عدم قطعیت پیک بار پیش‌بینی شده می‌باشد. روش پیشنهادی برای نرخ‌های رشد بار ۰,۰۰۲، ۰,۰۰۶ و ۰,۱ مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد که لحاظ عدم قطعیت در پیش‌بینی پیک بار بر مکان بهینه بدست آمده تاثیر داشته در صورتی‌که بر تعداد تغییر مکان‌های DG طی دوره ۱۰ ساله تاثیری ندارد. مهمترین مشکل این مطالعه را باید عدم در نظر گرفتن پارامترها و محدودیت‌های

[1] Benefit Cost Ratio

فنی نظیر پروفیل ولتاژ و سطح اتصال‌کوتاه دانست، بطوری‌که بدون در نظر گرفتن آنها نه‌تنها نمی‌توان بهبودی را در این پارامترها انتظار داشت، بلکه حتی ممکن است روش پیشنهادی در این مطالعه به تضعیف آنها بیانجامد.

مطالعه انجام شده در [۲۷] نیز نمونه‌ای از مطالعات صرفا اقتصادی می‌باشد. در این مطالعه از روشی دو مرحله‌ای برای جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده در سیستم‌های توزیع استفاده شده است. هدف این مطالعه مینیمم کردن هزینه‌ها و ماکزیمم نمودن سود کلی سیستم می‌باشد. در مرحله اول این مطالعه مکان و اندازه بهینه منابع تولید پراکنده مشخص می‌شود، سپس در مرحله دوم زمان بهینه بازگشت سرمایه به دست می‌آید. هزینه‌های در نظر گرفته شده در این مطالعه شامل: هزینه سرمایه‌گذاری سالیانه نصب DG، هزینه تعمیرات و نگه‌داری، هزینه خرید توان اضافی از شرکت‌ها، هزینه تلفات و هزینه انرژی تامین نشده است. در این مطالعه تکنولوژی‌های مختلف DG برای یافتن بهینه‌ترین منبع انرژی در بهینه‌ترین مکان مناسب مورد بررسی قرار می‌گیرد. در نظر نگرفتن پارامترهای فنی که می‌تواند حتی موجب تضعیف آنها هم شود، از مهمترین مشکلات این مطالعه است.

در [۲۸]، [۲۹] روشی برای جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده در شبکه‌های با ولتاژ میانی ارائه شده است. هدف این مطالعات نه بهبود پارامترهای فنی است و نه توجه به مسائل اقتصادی ناشی از نصب منابع تولید پراکنده، بلکه هدف این مطالعات رسیدن به ماکزیمم سطح نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه بوده است. بدین معنا که در این مطالعات تلاش شده است که تا جایی که امکان دارد، DG در شبکه نصب شود. البته این کار با در نظر گرفتن محدودیت‌های تکنیکی شبکه انجام خواهد شد. محدودیت‌های در نظر گرفته شده در این دو مطالعه شامل محدودیت حرارتی(محدودیت جریان خطوط) محدودیت ظرفیت ترانسفورماتورها، محدودیت سطح اتصال‌کوتاه و محدودیت ناپایداری ولتاژ می‌باشند. لازم به ذکر است که در نظر گرفتن محدودیت‌های فوق به معنای عدم نقض آنها در پرو سه جایابی و تعیین ظرفیت ارائه شده در این مطالعات نیست، بلکه اگر هدف اصلی روش ارائه شده در آن‌ها(رسیدن به ماکزیمم سطح نفوذ منابع) به ازای نقض محدودیت‌های فوق به دست آید، با ایجاد تغییرات در ساختار شبکه توزیع این مشکل حل خواهد شد.

همان‌طور که در قسمت‌های قبل عنوان شد، نصب منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع می‌تواند منافع زیادی را به همراه داشته باشد. اما فرمولاسیون ارائه شده در [۲۸] و [۲۹] نسبت به این مزایا(اعم از فنی و یا اقتصادی) غافل بوده است، بطوری‌که با روش ارائه شده در این دو مطالعه نمی‌توان بهبود در پارامترهای فنی و یا مزایای اقتصادی را انتظار داشت.

به دلیل ایجاد بازار برق در بسیاری از کشورها، مسائل اقتصادی جایگاه ویژه‌ای را در آینده شبکه‌های برق ایفا می‌کنند. به همین دلیل برخی محققین حتی فاکتورهای فنی شبکه را نیز در غالب مسائل اقتصادی و پول در تحلیل‌ها، می‌گنجانند. نمونه این کار در مطالعه [۳۰] دیده می‌شود. در این مطالعه نویسنده از یک روش قیمت‌گذاری

نقطه‌ای برای مکان‌یابی منابع تولید پراکنده جهت سود نا شی از کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ بهره برده ا ست. قیمت‌گذاری نقطه‌ای به معنی تعیین قیمت برق در هر باس شبکه توزیع می‌با شد. قیمت‌های نقطه‌ای در نظر گرفته شـده در این مطالعه شـامل قیمت‌های نقطه‌ای توان اکتیو و راکتیو و هزینه تلفات می‌باشـد. قیمت‌های نقطه‌ای در حضور و عدم حضور DG محاسبه می‌شوند و سپس حالتی که ماکزیمم اختلاف را بین این دو حالت ایجاد می‌کنند، به عنوان جواب بهینه در نظر گرفته می‌شـوند. محدودیت ولتاژ تنها محدودیت در نظر گرفته شـده در این مطالعه است. الگوریتم ارائه شده در این مطالعه بر روی قسمتی از شبکه روستایی کشور هند تست شده است. نتایج نشان می‌دهند که جایابی چندین واحد DG با ظرفیت‌های کوچک، سـودمندتر از جایابی تنها یک DG با ظرفیت بزرگ است. این مطالعه از وارد نمودن سایر قیمت‌ها مانند افزایش سطح اتصال‌کوتاه، بهبود پروفیل ولتاژ و سایر پارامترهای اقتصادی مثل هزینه‌های خرید و بهره‌برداری DG خودداری کرده است.

در [۳۱] از یک روش تحلیلی برای جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده به منظور کاهش تلفات ا ستفاده شده ا ست. ویژگی روش ارائه شده در [۳۲] آن ا ست که به دلیل عدم محا سبه ماتریس‌های ادمیتانس و معکوس ادمیتانس، سـرعت رسـیدن به جواب بهینه در آن بسـیار زیاد اسـت. اما این مطالعه تنها به جایابی و تعیین ظرفیت یک واحد تولید پراکنده می‌پردازد، بنابراین برای آن‌چه بسـیاری از شـرکت‌های برق مد نظر دارند(جایابی و تعیین ظرفیت چندین واحد DG) کارآیی ندارد. بعلاوه روش ارائه شـده در این مطالعه تنها بر پایه کاهش تلفات فرمول‌بندی شده ا ست و از تاثیر نصب واحدهای DG بر سایر پارامترهای شبکه نظیر سطح اتصال‌کوتاه و پروفیل ولتاژ چشم‌پوشی شده است.

دکتر گلکار و همکارانشـان در [۳۲] به جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده با هدف مینیمم نمودن تلفات و در دو حالت پرداخته‌اند و این دو حالت را بطور کامل با هم مقایسـه نموده‌اند. در حالت اول پخش بار تنها بصـورت تک جهته[1]اسـت، بدان معنا که DGها حداکثر به اندازه بار شـبکه توزیع مجاز به تولید توان هسـتند. اما در حالت دوم محدودیتی برای توان تولیدی DGها وجود ندارد بطوری‌که حتی ممکن ا ست توان تولیدی تو سط آنها از توان مورد نیاز بارهای شبکه بی شتر با شد و توان به شبکه بالاد ست تزریق شود(جاری شدن دو جهته توان[2]). اما همان‌طور که در این مرجع به آن ا شاره شده ا ست، جاری شدن دو جهته توان موجب م شکلات حفاظتی می‌گردد، بنابراین شرکت‌های برق از آن خودداری می‌کنند.

[1] Unidirectional

[2] Bidirectional

اگرچه در [۳۲] جایابی و تعیین ظرفیت تنها بصـــورت تک هدفی و به منظور جایابی و تعیین ظرفیت یک DG انجام شده است، اما دیگر ویژگی این مطالعه آن است که کلیه محدودیت‌های موجود (اعم از فنی و غیر فنی) در امر جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده معرفی شده است.

در [۳۳] از یک فرمولاسـیون چند هدفه برای جایابی و تعیین ظرفیت منابع DG در شـبکه توزیع اسـتفاده شـده است. روش به کار گرفته شده در این مطالعه به طراح اجازه می‌دهد که بهترین مقایسه(سازش) را بین هزینه ارتقاء شـبکه، هزینه تلفات، هزینه انرژی تامین نشـده و هزینه توان خریداری شـده از شـبکه انتقال انتخاب کند. در این مطالعه ولتاژ باس‌ها و سطح اتصال‌کوتاه به عنوان محدودیت‌های مسئله جایابی و تعیین ظرفیت معرفی شده‌اند. تنها نکته منفی این مقاله آن اســت که در آن تعداد DGهای جایابی و تعیین ظرفیت شــده از قبل مشــخص اســت، بطوری‌که فرمولاسـیون ارائه شـده در این مقاله بدون دانسـتن تعداد DGها کارآیی ندارد. روش ارائه شـده در این مطالعه به کمک الگوریتم ژنتیک بهینه شده و جواب‌های مناسب به دست آمده‌اند.

در [۳۴] از یک روش تحلیلی برای تعیین اندازه و ضریب توان بهینه چهار نوع از منابع تولید پراکنده استفاده شده است. هدف این مطالعه کاهش تلفات است. روش ارائه شده در این مطالعه وابسته به نوع DG و توانایی تولید توان اکتیو و راکتیو تو سط آن دارد. بر همین ا ساس چهار نوع واحد تولید پراکنده در این مطالعه معرفی شده ا ست که به جز یک دسته آن سایر دسته‌ها، توانایی تزریق توان راکتیو را دارند. کلیه محاسبات انجام شده در این مطالعه در پیک بار صورت گرفته و تنها محدودیت در نظر گرفته شده در این مطالعه محدودیت سطح ولتاژ باس‌ها می‌باشد. علاوه بر جایابی و تعیین ظرفیت تک هدفه (تنها به منظور کاهش تلفات) که مانع ر سیدن به حداکثر مزایای ا ستفاده از منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع می شود، روش پی شنهاد شده در این مطالعه تنها قادر به جایابی و تعیین ظرفیت تنها یک واحد DG است.

در [۳۵] روشی تحلیلی برای مکان‌یابی منابع تولید پراکنده در سیستم‌های شعاعی و شبکه‌ای پیشنهاد شده است. هدف از فرمولاسـیون ارائه شـده در این مرجع، کاهش تلفات اسـت. محدودیت سـطح ولتاژ تنها محدودیت در نظر گرفته شده در این مطالعه است. روش ارائه شده در این مطالعه مبتنی بر محا سبه ماتریس‌های ادمیتانس و معکوس ادمیتانس است، لذا سرعت رسیدن به جواب بهینه در آن به دلیل حجم بالای محاسبات کم است. ویژگی مثبت این مطالعه آن است که در آن بارها به صورت متغیر با زمان فرض شده‌اند. به همین دلیل کلیه حالاتی که DG با آن در شـبکه روبرو اسـت، در نظر گرفته می‌شـود. از سـوی دیگر در این مطالعه کمبودهایی دیده می‌شـود که عبارتند از: جایابی تک هدفی، جایابی تنها یک واحد DG و مهم‌تر از همه آن‌که این مطالعه تنها به تعیین مکان مناســب DG می‌پردازد و اندازه آن را از پیش فرض شده می‌داند، بدون توجه به آن‌که اندازه از پیش تعیین شده برای DG بهترین اندازه برای آن نمی‌باشد.

مساله عمده‌ای که در [۳۶] مورد بررسی قرار گرفته است، یافتن انواع بهینه DG و ابعاد و مکان‌های متناظر آنها در فیدرهای توزیع می‌باشد. هدف از ارائه این مقاله سعی بر این بوده که با سبک و سنگین کردن بین هزینه و سود، انواع بهینه DG با مکان و سایز متناظرشان، درفیدرهای توزیع پیدا شوند. این مقاله به بررسی انواع هزینه‌های نصب DG که شامل هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه تعمیرات و نگهداری، هزینه عملیاتی می‌باشد، پرداخته و با در نظر گرفتن این هزینه‌ها در انواع DGها به انجام مکان‌یابی ونصب بهینه DGها پرداخته شده است. همچنین هدف مولفان بیان این مطلب بوده که استفاده ازDGها درشبکه‌های توزیع، جهت کاهش تلفات و بهبود قابلیت اطمینان، در اولویت مزایای استفاده از آنها می‌باشد. الگوریتم پیشنهاد شده در این مطالعه به زبان C ++ نوشته شده و توسط الگوریتم بهینه‌سازی ژنتیک بهینه‌سازی شده است. این الگوریتم برای اثبات کارآیی‌اش به یک فیدر توزیع ۴۰ باسه اعمال شده است. در این مطالعه علاوه بر آن‌که اثرات نامعلوم افزایش بار، قیمت سوخت، هزینه به تعویق انداختن سرمایه‌گذاری‌ها در شبکه توزیع در نظر گرفته نشده‌اند، نسبت به پارامترهای فنی چون پروفیل ولتاژ و سطح اتصال‌کوتاه نیز بی‌توجه بوده است.

در [۳۷] تعیین محل DG در نواحی ایزوله از خدمات برقی به کمک یک روش احتمالی انجام می‌گیرد. در این مطالعه انتخاب مکان DG با محاسبه تغییرات ساعت به ساعت بار یا سیکل بار روزانه صورت گرفته است. این نقاط به تناسب وزنشان طبق دامنه بارشان، جهت محاسبه بهترین تطابق توزیع احتمالی استفاده می‌شوند. این مقاله تعیین یک محیط معرفی شده برای انتخاب محل DG را که به نواحی با احتمال بالا در یک سطح احتمالی داده شده وابسته می‌باشد، فراهم می‌کند. سه نوع تابع توزیع احتمالی متفاوت شامل، توزیع گوسین، یک تفسیر دو حالته از توزیع فروند و توزیع احتمالات ویبول بطور موفقیت‌آمیز در یک حالت واقعی مورد آزمایش قرار گرفته است. از این توزیع جهت تعیین ماکزیمم محیط محتمل از مکان‌هایی که برای نصب DG نسبت به محل تعیین شده توسط مهندسان طراحی، برتری دارد استفاده می‌شود. وقتی همه مراکز بار تعیین شدند، پس طراحان بهتر می‌توانند نقاط باری را که می‌تواند توسط هر منبع یا DG تغذیه شود به کمک محاسبه ساده از مینیمم کردن حاصلضرب فاصله در KVA محاسبه کنند و الگوریتم زمانی‌که مجموع نقاط بار پائین‌تر یا برابر ظرفیت منبع یا DG باشد، با محاسبه یک ذخیره معین برای رشد بار در آینده، متوقف می‌شود.

به دلیل برخی ویژگی‌های ذاتی سیستم‌های توزیع غیر بالانس مانند ساختار شعاعی، تعداد زیاد گره‌ها، نسبت بزرگ R/X ، تکنیک‌های معمول توسعه سیستم‌های انتقال برای تعیین اندازه و مکان بهینه منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع غیر بالانس کافی نیست. بر همین اساس در مرجع [۳۸] روشی برای جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده در سیستم‌های سه فاز غیر بالانس ارائه شده است. هدف این مطالعه کاهش تلفات و ارضاء محدودیت ولتاژ

بوده است. در این مطالعه اندازه و مکان DG با دو آنالیز متفاوت به دست می‌آید. در آنالیز اول که آنالیز شاخص ولتاژ[1] است، بهترین مکان برای نصب DG مشخص می‌شود. نحوه کار در این آنالیز بدین صورت است که با بررسی حساسیت گره‌ها در حضور DG در شبکه(با سطح نفوذ ۲۰٪) ولتاژ کلیه گره‌ها به دست می‌آید و گره‌هایی که دارای کمترین میزان ولتاژ هستند به عنوان نقاط کاندید برای نصب منابع تولید پراکنده، برگزیده می‌شوند. اندازه DGها نیز به کمک تکنیک دگرگونی[2]و مطابق اندازه‌های استاندارد برای DGها به دست می‌آید. در این الگوریتم اندازه‌های مختلف DG بر روی باس‌هایی که در مرحله اول انتخاب شده‌اند(باس‌هایی که کمترین سطح ولتاژ را داشتند) قرار می‌گیرد و حالتی که کمترین تلفات را ایجاد می‌کند و محدودیت سطح ولتاژ را هم رعایت می‌کند، به عنوان اندازه مناسب برگزیده می‌شود. روش ارائه شده در این مطالعه بر روی شبکه ۲۵ و ۳۷ باسه IEEE تست شده است. عدم تعیین تعداد بهینه واحدهای تولید پراکنده، بی‌توجی به سایر پارامترهای دخیل در امر جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده مانند سطح اتصال‌کوتاه و فاکتورهای اقتصادی و عدم کارآیی روش ارائه شده بر روی شبکه‌های واقعی به دلیل بزرگی شبکه، مانع رسیدن به بهترین جواب توسط روش ارائه شده در این مقاله می‌شود.

در [۳۹] از یک الگوریتم دو مرحله‌ای برای جایابی و تعیین ظرفیت DG در سیستم‌های توزیع شعاعی بهره برده شده است. در این مطالعه در یک مرحله مکان و در مرحله دیگر اندازه مناسب واحدهای DG به دست می‌آید. در مرحله اول به کمک آنالیز حساسیت[3]، به ترتیب بر روی تمامی باس‌های شبکه به مقدار بار اکتیو وراکتیو آن باس، DG نصب می‌شود، سپس در هر حالت تلفات کلی شبکه محاسبه می‌شود و مکان‌هایی که به ازای نصب DG کمترین تلفات را ایجاد می‌کنند، به عنوان مکان‌های مناسب برای نصب DG انتخاب می‌شوند. در مرحله دوم نیز کلیه اندازه‌های انتخاب شده برای DG، بر روی باس‌های منتخب قرار می‌گیرند و به کمک یک روش ابتکاری[4]، اندازه مناسب برای واحد DG تعیین می‌شود. تعیین مکان و اندازه یک واحد DG و تابع هدف تک هدفه از مهمترین مشکلات این مطالعه می‌باشد.

در [۴۰] جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده با هدف بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات انجام شده است. از آن‌جا که تابع هدف این مطالعه یک تابع هدف چند پارامتر است و جنس پارامترهای آن نیز با هم متفاوت‌اند، لذا هریک از این پارامترها با یک ضریب وزنی که نشان‌دهنده اهمیت هر پارامتر است، وارد فرمولاسیون تابع هدف شده‌اند. در این مطالعه برخی از محدودیت‌های امر جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده شامل: حداکثر میزان

[1] voltage index analysis

[2] variation technique

[3] sensitivity analysis

[4] heuristic curve-fitted

توان تولیدی DGها، محدودیت ولتاژ باس‌ها و ضریب قدرت واحدهای DG، در نظر گرفته شده است. در این مطالعه مقایسه‌ای بین جایابی و تعیین ظرفیت همزمان واحدهای DG و جایابی و تعیین ظرفیت تکی آنها انجام شده است. در این راستا سه منبع تولید پراکنده یک‌بار بصورت همزمان و بار دیگر بصورت تک‌تک مورد جایابی و تعیین ظرفیت قرار گرفته‌اند. نتایج نشان از متفاوت بودن جواب‌های به دست آمده دارد. فرمولاسیون ارائه شده در این مطالعه بر روی شبکه استان زنجان پیاده‌سازی شده است. از الگوریتم ژنتیک جهت بهینه‌سازی و تعیین جواب‌های بهینه استفاده شده است. عدم توجه به افزایش سطح اتصال‌کوتاه در نتیجه نصب منابع تولید پراکنده در شبکه و فاکتورهای اقتصادی، از جمله کاستی‌های این مطالعه می‌باشد.

در [۴۱] جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده به منظور بهبود همزمان چندین فاکتور انجام شده است. این فاکتورها شامل: کاهش تلفات، بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش هارمونیک می‌شوند. این اهداف با ضرایب وزنی برابر (که نشان از اهمیت یکسان آنها دارد) وارد فرمولاسیون تابع هدف شده‌اند. روش ارائه شده در این مقاله بر روی شبکه استان زنجان تست شده است و از الگوریتم ژنتیک برای یافتن جواب بهینه در طول جست‌وجو بهره گرفته شده است.

در [۴۲] و [۴۳] الگوریتمی جهت جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده ارائه نشده است. این دو مطالعه به ارزیابی تاثیرات تکنیکی مرتبط با نصب منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع پرداخته‌اند. در این مطالعات شاخص‌هایی ارائه شده است که به کمک آنها می‌توان میزان سودمندی جایابی و تعیین ظرفیت انجام شده را بیان ساخت. بعلاوه به کمک شاخص‌های ارائه شده در این مطالعات، امکان مقایسه میان نتایج جایابی و تعیین ظرفیت به روش‌های مختلف و با شرایط مختلف فراهم می‌شود. شاخص‌های ارائه شده در این مطالعات شامل: شاخص تلفات اکتیو وراکتیو، شاخص ولتاژ، شاخص جریان خطوط، شاخص سطح اتصال‌کوتاه و شاخص زیست محیطی می‌شود.

تنها نکته منفی در شاخص‌های ارائه شده در [۴۲] آن است که این شاخص‌ها ماکزیمم تغییرات را نشان می‌دهند. این مسئله می‌تواند موجب گمراهی طراح شود، چراکه ممکن است ماکزیمم تغییرات بسیار خوب و قابل قبول باشد ولی میانگین تغییرات مناسب نباشد.

مرجع [۴۴] یک روش برای جایابی بهینه‌ی تولیدات پراکنده و ریکلوزرها ارائه داده است، طوری‌که قیود امنیتی و قابلیت اطمینان سیستم توزیع ارضا شوند. در این مقاله ابتدا تعیین مکان بهینه‌ی DGها با استفاده از آنالیز حساسیت معادلات پخش بار انجام شده است. سپس با فرض معین بودن مکان بهینه‌ی DGها یک الگوریتم ژنتیک برای یافتن مکان‌های بهینه‌ی ریکلوزرها برای حداقل کردن شاخص مرکب قابلیت اطمینان[1](CRI) ارائه شده است. این مقاله

[1] Composite Reliability Index

برای پیدا کردن مکان‌های بهینه برای نصب واحدهای تولید پراکنده در سیستم توزیع، از آنالیز حساسیت ولتاژ و آنالیز حساسیت تلفات معادلات پخش بار استفاده نموده است. در واقع معادلات حساسیت ولتاژ و حساسیت تلفات بر اساس معادلات پخش بار نوشته شده‌اند. شاخص حساسیت ولتاژ[1](VSI) و شاخص حساسیت تلفات[2](LSI) تعریف شده‌اند و برای رتبه‌بندی گره‌های شبکه برای نصب تولید پراکنده استفاده شده‌اند. بعد از تعیین مکان بهینه‌ی DG، با استفاده از یک الگوریتم بهینه‌سازی بهترین(حداکثر) ظرفیت تولید پراکنده تعیین شده طوری‌که باعث افزایش تلفات یا تجاوز از قیود عملیاتی نشود.

مراجع [۴۵] و[۴۶] مشابه یکدیگر هستند و روشی برای ارزیابی اثر نصب واحدهای DG روی تلفات الکتریکی، قابلیت اطمینان و پروفیل ولتاژ شبکه‌های توزیع ارائه داده‌اند. در واقع این مراجع روشی برای تعیین مکان و ظرفیت بهینه‌ی DG برای حداقل کردن تلفات و بهبود قابلیت اطمینان و پروفیل ولتاژ سیستم‌های توزیع ارائه داده‌اند.

در این مراجع ارزیابی تلفات و پروفیل ولتاژ بر اساس روش پخش بار و با نمایش واحدهای تولید پراکنده به صورت باس‌های PV می‌باشد. در واقع طبق روش در نظر گرفته شده در این دو مرجع هر واحد DG با یک باس PV با دامنه ولتاژ مشخص نمایش داده می‌شود. ارزیابی شاخص‌های قابلیت اطمینان هم بر پایه‌ی روش‌های تحلیلی اصلاح شده، برای مدیریت کردن چندین ژنراتور(واحد تولیدی) می‌باشد. یک روش بر پایه‌ی تکنیک‌های الگوریتم ژنتیک هم برای تعیین مکان و ظرفیت بهینه‌ی واحدهای تولید پراکنده استفاده شده است. در روش به کار رفته در این دو مقاله فرض شده است که منبع انرژی DG از نوع همیشه در دسترس است(مانند تکنولوژی‌های بر پایه دیزل و گاز).

لازم به ذکر است که در این دو مرجع، روش تعیین ظرفیت و محل بهینه‌ی DG بر اساس یک لیست از قبل تهیه شده از مکان‌های کاندید برای نصب واحدهای DG و لیست مربوط به ظرفیت‌های مشخص DG که می‌توانند در هر محل نصب شوند می‌باشد. یعنی می‌توان با الگوریتم ارائه شده در این مقالات، از بین یکسری DG با ظرفیت‌های معین و یکسری مکان‌های کاندید، بهترین ترکیب را یافت طوری‌که با کاهش تلفات و افزایش قابلیت اطمینان، سود حداکثر شود. در این دو مقاله با استفاده از الگوریتم ژنتیک، بهترین راه حل به‌صورت خودکار تعیین می‌شود. روش ارائه شده در این دو مرجع می‌تواند برای هر تعداد مکان کاندید به کار رود.

مرجع [۴۷] به ارائه روشی برای تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده جهت نصب در پست‌های فوق توزیع می‌پردازد. عمده هدف این مطالعه بر روی اهداف اقتصادی استوار است و بر همین اساس ابتدا هزینه و منافع اقتصادی ناشی از احداث این منابع بصورت ریاضی مدل‌سازی شده است و از ترکیب آنها تابع هدف مسئله فرمول‌بندی شده

[1] Voltage Sensitivity Index

[2] Loss Sensitivity Index

است. عمده محدودیت در نظر گرفته شده در این مطالعه به محدودیت بهره‌برداری از منابع تولیدی مبتنی بر ژنراتورهای سنکرون، اختصاص داده شده است. هزینه‌های در نظر گرفته شده در این مطالعه شامل: هزینه احداث واحد تولیدی، هزینه تولید توان و هزینه تعمیرات و نگه‌داری می‌شود. از سوی دیگر سودهای ناشی از نصب منابع تولید پراکنده در این مطالعه شامل: تعویق در توسعه ظرفیت پست، کاهش هزینه توان اکتیو، کاهش هزینه توان راکتیو و بهبود قابلیت اطمینان می‌شود. این مطالعه از تاثیر پارامترهای فنی شامل تلفات، پروفیل ولتاژ و سطح اتصال‌کوتاه بر جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده، چشم‌پوشی کرده است. ضمن آن‌که روش ارائه شده در این مطالعه، تنها برای جایابی و تعیین ظرفیت یک واحد DG، کارآیی دارد.

در مرجع [۴۸] طراحی بهینه یک سیستم قدرت ترکیبی از چند منبع مستقل از شبکه شامل منابع بادی، خورشیدی، دیزل ژنراتور و بانک باتری بررسی شده است. هدف این مطالعه بهینه کردن هزینه‌ها است. نویسندگان در این مطالعه ابتدا مشخصات کلی هریک از منابع را بررسی نموده‌اند. این مشخصات شامل مشخصه تولید توربین بادی بر حسب سرعت باد، رابطه توان بر حسب میزان تابش خورشید برای آرایه‌های خورشیدی، رنج تولیدات باتری‌ها و منحنی مصرف سوخت دیزل ژنراتور می‌باشد. سپس با در نظر گرفتن این مشخصات نسبت به مینیمم نمودن هزینه‌ها اقدام نموده‌اند. هزینه‌های در نظر گرفته شده در این مطالعه شامل هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه جایگزینی، هزینه تعمیرات و نگه‌داری و هزینه سوخت می‌باشد. هزینه جایگزینی به منظور تعویض نمودن مکان DGها بعد از چند سال به منظور جایابی و تعیین ظرفیت شبکه آینده ارائه شده است. قیود در نظر گرفته شده در این مطالعه تنها به برخی قیود فنی منابع شامل حداقل و حداکثر توان تولیدی آنها و یا حداقل و حداکثر سرعت چرخش آنها(برای منابع بادی) محدود شده است. در محدودیت‌های بیان شده در این مطالعه هیچ اشاره و توجهی به محدودیت‌های فنی شبکه مانند ولتاژ باس‌ها، سطح اتصال‌کوتاه باس‌ها و ... نشده است. در این مطالعه برای مینیمم نمودن هزینه‌ها از الگوریتم ژنتیک استفاده شده است.

در مرجع [۴۹] جایابی منابع تولید پراکنده به منظور کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ انجام شده است. فرمولاسیون ارائه شده در این مقاله برای اثبات کارایی‌اش به قسمتی از شبکه تهران (فیدر خدابنده) و شبکه ۳۳ باسه IEEE اعمال شده است. فرمولاسیون ارائه شده در این مطالعه در نرم‌افزار Matlab برنامه‌نویسی شده است. از الگوریتم CPSO[1] برای بهینه‌سازی تابع هدف بهره برده شده است. بزرگترین مشکل این مطالعه آن است که در آن نسبت به جایابی منابع تولید پراکنده با اندازه‌های از پیش تعیین شده اقدام شده است. از آن‌جا که اندازه‌های از پیش تعیین شده

[1] Chaotic Particle Swarm Optimization

بهینه‌ترین اندازه‌ها برای منابع نمی‌باشند، لذا الگوریتم ارائه شده در این مطالعه نیز نمی‌تواند بیشترین سود از نصب منابع در شبکه را ایجاد کند.

در مرجع [۵۰] اثرات ناشی از به‌کارگیری تولیدات پراکنده در سیستم‌های توزیع بررسی شده و سپس این اثرات روی پارامترهای تلفات و THD[1] با تغییر محل، تعداد و ظرفیت واحدها به وسیله نرم‌افزار DIgSILENT در شبکه استان زنجان مورد بررسی قرار گرفته است. در این مطالعه، مقایسه‌ای بین حضور منابع تولید پراکنده و نیروگاه‌های بزرگ و جدید در دست ساخت استان زنجان، از نظر تلفات و THD انجام شده است. نتایج نشان می‌دهند که با کوچک کردن ظرفیت نیروگاه‌ها و قرار دادن آنها در نقاط جایابی و تعیین ظرفیت شده، پارامترهای شبکه شامل تلفات، ولتاژ و THD به میزان قابل توجهی بهبود می‌یابند. روش ارائه شده در این مطالعه بصورت آزمون و خطا است. بدین معنا که، به ازای تعداد، مکان و اندازه‌های مختلف شرایط شبکه بررسی و در نهایت بهترین نتیجه استخراج می‌شود. بعلاوه در این مطالعه بخصوص در مقایسه بین نیروگاه‌های بزرگ و تولیدات پراکنده، فاکتورهای اقتصادی در نظر گرفته نشده‌اند.

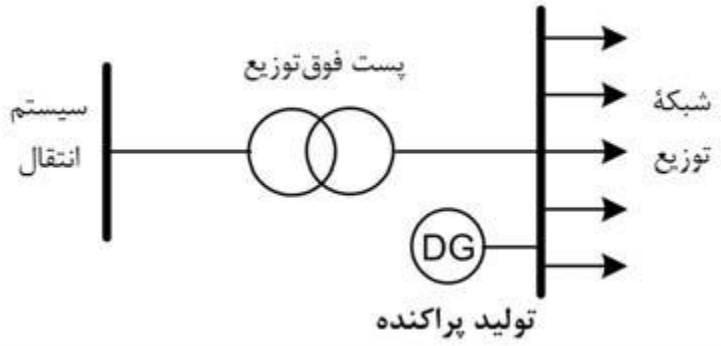
۳-۶- منابع تولید پراکنده در پست‌های فوق توزیع

با افزایش تقاضای مصرف، شبکه فوق توزیع موجود باید قادر به تغذیه مطمئن پست‌های توزیع باشد، در غیر این صورت شبکه کفایت خود را در تأمین بارها از دست داده و باید توسعه یابد. هدف از برنامه‌ریزی توسعه سیستم فوق توزیع، تقویت آن شامل افزودن تجهیزات جدید جهت پاسخگویی به رشد مصرف بار با حداقل هزینه ممکن و با قابلیت اطمینان مناسب می‌باشد. همان‌طور که در فصل قبل اشاره شد، استفاده از منابع تولید پراکنده یکی از راه‌کارهای مناسب جهت پاسخگویی به روند رو به رشد تقاضای انرژی در جهان است. عمدتا منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع و نزدیک به مراکز بار متصل می‌شوند. این در حالی است که پست‌های فوق توزیع نیز می‌توانند مکان مناسبی برای احداث این تولیدات باشند. این پست‌ها به عنوان نقاط اتصال شبکه‌های توزیع به سیستم انتقال و تزریق توان به فیدرهای فشارمتوسط، دارای پتانسیل‌های قابل توجهی برای حضور واحدهای تولید پراکنده هستند. احداث و بهره‌برداری از DG در یک پست فوق توزیع می‌تواند روی بارگذاری ترانسفورماتور پست و توان دریافتی از سیستم انتقال تأثیر گذاشته و منافع اقتصادی قابل توجهی را برای شرکت‌های برق به دنبال داشته باشد. ضمن این‌که حضور اپراتور و وجود سیستم‌های کنترل و مونیتورینگ اطلاعات SCADA[2] در پست‌های فوق توزیع می‌تواند در بهره‌برداری

[1] Total Harmonic Distortion

[2] Supervisory Control and Data Acquisition

مناسب از واحدهای تولیدی مفید باشند. این امر می‌تواند در بکارگیری اقتصادی واحدهای تولید پراکنده تأثیر بسزایی داشته باشد [۴۷]. در شکل (۳-۱) شماتیکی از نصب DG در پست فوق توزیع نمایش داده شده است. براساس آن‌چه گفته شد، در این پروژه احداث واحدهای تولید پراکنده در پست‌های فوق توزیع در قالب یک مسئله امکان‌سنجی مورد بحث و تحلیل قرار می‌گیرد.



شکل (۳-۱): احداث DG در پست فوق توزیع

همان‌طور که از شکل فوق مشخص است، منبع تولید پراکنده در سمت توزیع (۲۰kV) پست فوق توزیع نصب و بهره‌برداری می‌شود.

۳-۷- مدل‌سازی منابع تولید پراکنده

به طور کلی منابع تولید پراکنده در شبکه به چهار دسته مهم براساس توان اکتیو و راکتیو تولیدی‌شان تقسیم‌بندی می‌شوند که عبارتند از [۳۴]:

- منابع پراکنده‌ای که فقط توانایی تزریق توان اکتیو(P) به شبکه را دارند. این دسته از منابع تولید پراکنده مانند سیستم‌های فتوولتائیک، میکروتوربین‌ها و سلول‌های سوختی که از مبدل‌های کانورتر-اینورتر استفاده می‌کنند، هستند.
- منابع پراکنده‌ای که فقط توان راکتیو(Q) به شبکه تزریق می‌کنند، مانند جبران‌کننده‌های سنکرون.
- منابع پراکنده‌ای که توانایی تزریق توان اکتیو(P) و توان راکتیو(Q) را به شبکه بطور همزمان دارند. بهترین مثال برای این دسته از منابع شامل ماشین‌های سنکرون(CHP و توربین‌های گازی) می‌شوند.
- منابع پراکنده‌ای که توانایی تزریق توان اکتیو(P) و تنظیم توان راکتیو(Q) را دارند، مانند ژنراتورهای القایی.

۳-۸- ضرورت جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده

همان‌طور که در بخش قبل اشاره شد، نصب منابع تولید پراکنده دارای مزایای بسیاری می‌باشد. اما این مزایا زمانی حاصل می‌شوند که منابع تولید پراکنده در مکان مناسب و با اندازه بهینه قرار بگیرند(در اصطلاح جایابی و تعیین ظرفیت شوند). در غیر این‌صورت نه‌تنها مزایای یاد شده حاصل نمی‌شوند بلکه حتی ممکن است موجب تضعیف پارامترهای فنی شبکه شوند [۳۳و۳۴]. این مسئله برای ۳ فاکتور تلفات، پروفیل ولتاژ و سطح اتصال‌کوتاه، در ادامه مورد بررسی قرار گرفته است، ضمن آن‌که ضرورت جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده به منظور ایجاد فواید اقتصادی نیز بررسی شده است.

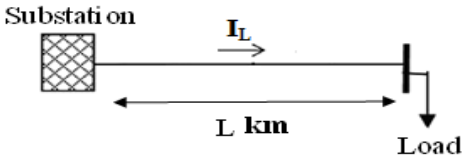
۳-۸-۱- تاثیر جایابی و تعیین ظرفیت بر تلفات شبکه

برای نشان دادن اثر منابع تولید پراکنده بر تلفات شبکه، دو شبکه ساده توزیع شعاعی زیر، یک‌بار بدون حضور منبع تولید پراکنده و بار دیگر در حضور منبع تولید پراکنده، در نظر گرفته می‌شود. بار مفروض یک بار سه فاز متعادل می‌باشد که بصورت متمرکز با اتصال ستاره در انتهای فیدری به طول L کیلومتر قرار می‌گیرد. در شبکه‌ای که دارای منبع تولید پراکنده است محل منبع در فاصله g کیلومتر از پست تغذیه‌کننده، در نظر گرفته شده است[۵۱].

تلفات در اثر عبور جریان در خطوط به وجود می‌آید. تلفات بوجود آمده در خط بستگی به جریان خط و مقاومت آن دارد. با استفاده از DG، مقدار تلفات شبکه کاهش یا افزایش می‌یابد[۴۵]. این مسئله در ادامه بررسی شده است.

الف)تلفات در شبکه فاقد DG

شمای این شبکه در شکل(۳-۲) آورده شده است. تلفات خط در یک فیدر توزیع با بار SL بدین صورت محاسبه می‌گردد:



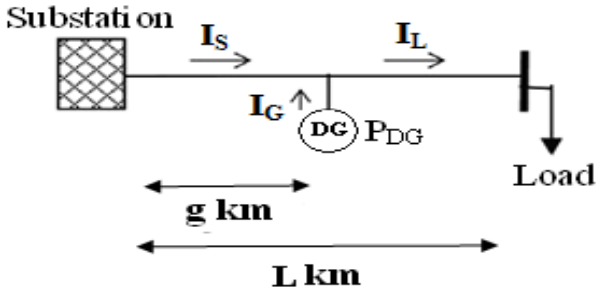
شکل (۳-۲): مدل سیستم توزیع مطالعه شده بدون حضورDG

$$I_S = I_L \qquad (۱-۳)$$

$$P_{loss}^{Without\,DG} = 3.r.L.|I_L|^2 \qquad (۲-۳)$$

که در آن $P_{loss}^{Without\ DG}$ تلفات شبکه بدون حضور DG، r مقاومت واحد طول خط و V_L ولتاژ ترمینال مصرف‌کننده است.

ب) تلفات در شبکه در حضور DG



شکل (۳-۳): مدل سیستم توزیع مطالعه شده در حضورDG

شکل (۳-۳) بیانگر شمای شبکه توزیع با حضور تولید پراکنده می‌باشد. توان تأمین شده توسط منبع، برابر SG فرض می‌گردد:

$$P_{loss}^{With\ DG} = P_{loss1} + P_{loss2} \qquad (۳-۳)$$

که در آن $P_{loss}^{With\ DG}$ تلفات شبکه در حضور DG، P_{loss1} تلفات از پست تا محل نصب DG و P_{loss2} تلفات از محل نصب DG تا بار است. بنابراین داریم:

$$P_{loss}^{WithDG} = 3rg|I_S|^2 + 3(L-g)r|I_L|^2 \qquad (۴-۳)$$

ج) میزان تغییرات در تلفات

پس از نصب DG میزان تغییرات تلفات برابر است با:

$$\Delta P_{loss} = 3rg|I_S|^2 - 3rg|I_L|^2 \qquad (۵-۳)$$

از طرفی در سیستم‌های سه فاز داریم:

$$I = (\frac{S}{3 \cdot V})^* \qquad (۶-۳)$$

همچنین با نصب DG در شبکه:

$$|I_S| = |I_L - I_{DG}| \qquad (۷-۳)$$

با جایگذاری روابط ۶ و ۷ در ۵ خواهیم داشت:

$$\Delta P_{loss} = \frac{rg.(|S_L^* \cdot V_{DG}^* - S_{DG}^* \cdot V_L^*|^2 - |S_L^* \cdot V_{DG}^*|^2)}{3(|V_L^*|.|V_{DG}^*|)^2} \qquad (۸-۳)$$

از رابطه فوق مشخص است که اندازه(میزان توان تولیدی) واحد DG و مکان آن تاثیر بسزایی در کاهش تلفات دارند، بطوری‌که می‌توان گفت در صورت تعیین بهترین مکان و اندازه برای واحد DG، تلفات می‌تواند به میزان زیادی کاهش یابد. البته عکس این قضیه هم می‌تواند رخ دهد، بدین معنا که با عدم تعیین مکان و اندازه مناسب برای واحد DG، ممکن است تلفات نسبت به حالت قبل از نصب DG، افزایش یابد. همچنین از رابطه (۳-۸) مشخص است که هرچه‌قدر فاصله منبع تولید پراکنده تا بار کمتر باشد(g بیشتر باشد) تلفات به میزان بیشتری کاهش می‌یابد. بنابراین بهترین نقطه برای نصب واحد تولید پراکنده به منظور کاهش تلفات، انتهای فیدر و نزدیک بار می‌باشد.

۳-۸-۲- تاثیر جایابی و تعیین ظرفیت بر پروفیل ولتاژ

حضور DG در شبکه‌های توزیع می‌تواند موجب بهبود یا تخریب پروفیل ولتاژ در ترمینال مصرف‌کننده شود. این مسئله در زیر بررسی شده است:

الف) ولتاژ مصرف‌کننده بدون حضور DG

برای شکل (۳-۲) دامنه ولتاژ مصرف‌کننده بدون حضور منبع تولید پراکنده می‌شود:

$$V_L^{Without\,DG} = V_S - (r + jx).L.I_L \qquad (۹-۳)$$

که در آن V_S ولتاژ پست است که دامنه آن برابر 1(pu) در نظر گرفته می‌شود.

ب) ولتاژ مصرف‌کننده در حضور DG

پس از نصب واحد DG در مکان مشخص شده در شکل (۳-۳)، دامنه ولتاژ مصرف‌کننده از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$V_L^{With\,DG} = V_S - (r + jx) \cdot g \cdot I_S - (r + jx) \cdot (L - g) \cdot I_L \qquad (۱۰-۳)$$

ج) میزان تغییرات در ولتاژ

با مقایسه روابط به دست آمده برای ولتاژ مصرف‌کننده در دو حالت با و بدون DG، دامنه تغییرات در ولتاژ مصرف‌کننده پس از نصب DG می‌شود:

$$\Delta V_L = (r + jx).g.(I_L - I_S) = (r + jx).g.I_{DG} \qquad (۱۱-۳)$$

به کمک روابط ۶ و ۷ میزان افزایش در دامنه ولتاژ مصرف‌کننده پس از نصب واحد DG می‌شود:

$$|\Delta V_L| = \frac{\sqrt{r^2 + x^2}.g.|S_{DG}|}{3|V_{DG}|} \qquad (۱۲-۳)$$

همان‌طور که از رابطه فوق مشخص است، توان تولیدی و مکان نصب DG تاثیر مهمی در بهبود پروفیل ولتاژ شبکه دارند. بنابراین قرار دادن DG در شبکه بدون توجه به این دو فاکتور مهم ممکن است موجب افزایش بیش از

حد ولتاژ شود به گونه‌ای که پروفیل ولتاژ را از محدوده مجاز ولتاژ (۰,۹۵< V <۱,۰۵) خارج نموده و مشکلات اضافه ولتاژ را به همراه آورد. لازم به ذکر است که بر خلاف تلفات و بحث انجام شده پیرامون رابطه (۳-۸) در رابطه فوق نمی‌توان بطور قطع در مورد فاصله محل نصب DG تا بار مد نظر صحبت کرد. در واقع اگر ولتاژ شبکه پیش از نصب واحد تولید پراکنده در وضعیت نامطلوبی به سر می‌برد آن‌گه هرچه‌قدر DG به بار نزدیک‌تر نصب شود، بهتر است ولی اگر ولتاژ قبل از نصب DG مطلوب بود در این صورت ممکن است افزایش مقدار g موجب بروز اضافه ولتاژ در ولتاژ مصرف‌کننده شود. از همین‌جا می‌توان پی به اهمیت جایابی و تعیین ظرفیت بهنیه منابع تولید پراکنده با در نظر گرفتن کلیه فاکتورهای موثر برد. زیرا اگر جایابی و تعیین ظرفیت در شبکه نمونه فوق تنها به منظور کاهش تلفات انجام شود، آن‌گاه هرچه‌قدر مقدار g افزایش یابد مقدار تلفات بیشتر کاهش می‌یابد اما این‌کار ممکن است موجب اضافه ولتاژ در شبکه شود. پس باید با در نظر گرفتن هر دو فاکتور بهترین تصمیم برای مکان و اندازه واحد DG گرفته شود.

۳-۸-۳- تاثیر جایابی و تعیین ظرفیت بر عمر ترانس‌های قدرت

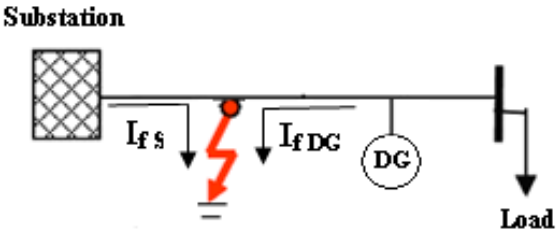
ولتاژ مصرف‌کنندگان همواره می‌بایست در محدوده مجاز ولتاژ قرار داشته باشد. به همین منظور اگر ولتاژ از مقادیر ولتاژ تعریف شده کمتر یا بیشتر باشد نیاز است که آن را اصلاح نمود. در شبکه‌های برق اغلب این کار به کمک تپ ترانس‌ها انجام می‌شود.

استفاده از تپ‌چنجر اگرچه می‌تواند در بهبود پروفیل ولتاژ موثر باشد اما این‌کار می‌تواند موجب کاهش عمر ترانس‌ها شود. بطورکلی مهمترین خطاهای ایجاد شده در ترانسفورماتورها شامل ایجاد جرقه، کرونا، افزایش دمای سلولز و افزایش دمای روغن می‌باشد. مطالعات نشان می‌دهند که استفاده از تپ‌چنجر می‌تواند موجب بروز تمام این عیب‌ها به جز مورد آخر(افزایش دمای روغن) شود [۵۲]. برهمین اساس مطالعات نشان می‌دهند که در حدود ۵۵٪ خرابی ترانس‌ها بدلیل استفاده از تپ‌چنجر بوده است [۵۳].

همان‌طور که در قسمت قبل بیان شد، حضور منابع تولید پراکنده به شرط آن‌که به درستی جایابی و تعیین ظرفیت شده باشند می‌تواند موجب بهبود پروفیل ولتاژ شبکه گردد. از آن‌جا که بهبود پروفیل ولتاژ و در چهارچوب مجاز قرار گرفتن ولتاژ می‌تواند موجب کاهش استفاده از تپ ترانس‌ها شود، بنابراین استفاده از منابع تولید پراکنده می‌تواند موجب افزایش عمر ترانس‌ها و در نتیجه مزایای اقتصادی ناشی از این سود برای شرکت‌های برق شود. البته همان‌طور که در تاثیر حضور منابع تولید پراکنده بر پروفیل ولتاژ نشان داده شد، این سود زمانی حاصل می‌شود که منابع تولید پراکنده به درستی جایابی و تعیین ظرفیت شده باشند زیرا در غیر اینصورت پروفیل ولتاژ تضعیف شده و باید برای اصلاح آن از تپ‌چنجر استفاده نمود.

۳-۸-۴- تاثیر جایابی و تعیین ظرفیت بر سطح اتصال‌کوتاه

این تاثیر در شکل (۳-۴) بررسی شده است:



شکل (۳-۴): افزایش سطح اتصال‌کوتاه در حضور DG

واحد DG، همانند یک امپدانس موازی با شبکه قرار می‌گیرد. در نتیجه امپدانس دیده شده از محل خطا کوچک شده و سطح جریان خطا افزایش می‌یابد. با افزایش ظرفیت واحد DG، امپدانس معادل واحد DG کوچک شده و در نتیجه سطح اتصال‌کوتاه شبکه افزایش می‌یابد [۵۴و۵۵].

سطح اتصال‌کوتاه قبل از نصب منابع تولید پراکنده در شبکه برابر است با:

$$\left|I_{foult}\right| = \left|I_{fs}\right| \qquad (۱۳-۳)$$

بنابراین قبل از نصب DG، جریان خطا همان جریان جاری شده از پست است. در حالی‌که مقدار جریان خطا پس از نصب منابع تولید پراکنده در شبکه خواهد شد:

$$\left|I_{foult}\right| = \left|I_{fs} + I_{fDG}\right| \qquad (۱۴-۳)$$

همان‌طور که از رابطه فوق مشخص است، پس از نصب واحد DG، جریان خطا علاوه بر جریان جاری شده از سمت پست، دارای مولفه دیگری هم هست. این مولفه جدید همان جریان جاری شده از DG به محل خطا است. بنابراین در حضور DG جریان خطا و در نتیجه سطح اتصال‌کوتاه شبکه افزایش می‌یابد. اگر افزایش در سطح اتصال‌کوتاه شبکه، در چهارچوب قابل تحمل کلیدها نباشد، باید آنهارا تعویض نمود. تعویض کلیدها هزینه‌های اضافی را به شرکت‌های برق تحمیل می‌کند. از آن‌جا که افزایش در سطح اتصال‌کوتاه تابع اندازه واحد DG است، لذا با در نظر گرفتن سطح اتصال‌کوتاه در پروسه جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده می‌توان این مسئله را تا حدی کنترل کرد.

علاوه بر آن‌که حضور منابع تولید پراکنده می‌تواند موجب بهبود پارامترهای فنی و در نتیجه آن سود ناشی از بهبود این پارامترها شود، می‌تواند موجب کاهش هزینه‌های تولید برق شود. این مسئله در ادامه بررسی شده است.

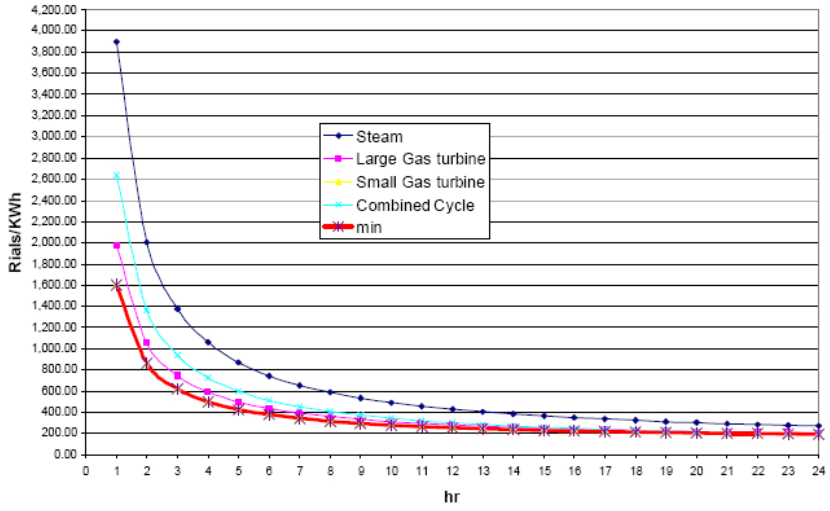
۳-۸-۵- تاثیر منابع تولید پراکنده بر هزینه‌های تولید برق

همان‌طور که در فصل اول اشاره شد، یکی از مزایای استفاده از منابع تولید پراکنده کاهش هزینه‌های تولید برق می‌باشد. جهت بررسی تاثیر حضور منابع تولید پراکنده بر هزینه تولید برق، هزینه تولید برق توسط چهار تکنولوژی

نیروگاه گازی کوچک(واحد DG)نیروگاه گازی بزرگ، نیروگاه بخاری و نیروگاه سیکل ترکیبی براساس اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های کشور (قیمت‌ها براساس قیمت‌های سال ۱۳۸۴) در نمودار زیر نشان داده شده است. مهمترین مفروضات در این محاسبات، در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۸ درصد و مصرف گاز طبیعی در تمام مدت سال به عنوان سوخت نیروگاه می‌باشد. در نمودار زیر حداقل هزینه تولید با رنگ قرمز نشان داده شده است [۵۶]. لازم به ذکر است که این نمودار توسط شرکت نورگستر در سال ۱۳۸۶ و طی پروژه "مطالعات مقدماتی توسعه تولید پراکنده(واحدهای گازسوز)"، برای وزارت نیرو بدست آمده است [۵۶].

محور عمودی نمودار فوق، هزینه تولید برق در نیروگاه‌های مختلف را بر حسب ریال بر کیلووات‌ساعت نشان می‌دهد. در این نمودار هزینه و تلفات سیستم‌های انتقال، فوق توزیع و توزیع لحاظ نشده‌اند و تنها هزینه تولید برق مد نظر قرار گرفته است.

همان‌طور که از نمودار فوق مشخص است، مینیمم هزینه به ازای استفاده از نیروگاه گازی کوچک(تولیدات پراکنده) ایجاد می‌شود. بنابراین استفاده از منابع تولید پراکنده، در کاهش هزینه‌های برق موثر است. بعلاوه استفاده از این منابع می‌تواند مزایای اقتصادی دیگری نظیر تعویق در توسعه پست‌ها، کاهش هزینه‌های تلفات، کاهش هزینه‌های خرید توان از شبکه بالادست و غیره را نیز به همراه داشته باشد.



شکل (۳-۵): تغییرات هزینه تولید برق بر حسب ساعت‌های کارکرد نیروگاه‌های مختلف

با توجه به خصوصی شدن صنعت برق و ایجاد بازارهای رقابتی در این عرصه که در بسیاری از کشورهای دنیا ایجاد شده است و هدف گذاری‌ها در داخل کشور نیز به همین سمت است، لذا فاکتورهای اقتصادی در کنار پارامترهای فنی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار شده‌اند. بنابراین با استفاده مناسب از واحدهای DG (جایابی و تعیین ظرفیت مناسب آن‌ها) می‌توان علاوه بر مزایای فنی از مزایای اقتصادی حضور آنهادر شبکه‌ها بهره برد.

از مباحث بالا مشخص است که هم پارامترهای فنی شامل: تلفات، سطح اتصال‌کوتاه و پروفیل ولتاژ و هم پارامترهای اقتصادی نقش مهمی را در جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده، ایفا می‌کنند. همان‌طور که مشخص شد، کلیه این پارامترها تابع مکان و اندازه بهینه DGها هستند و اگر حتی یکی از این فاکتورها در نصب منابع تولید پراکنده مد نظر قرار نگیرد، امکان تضعیف آن وجود دارد.

۳-۹-روش‌های جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده

ابزارها و روش‌های مناسب این امکان را به طراحان سیستم می‌دهند که علاوه بر بررسی و تحلیل فاکتورهای گذرا و کوتاه مدت، مسائل بلند مدت سیستم را نیز لحاظ کنند، به نحوی که طراحی در زمان حال، نیازهای آینده شبکه را نیز بخوبی ببینند. نیازها و شرایط آینده سیستم طبیعت طراحی را با عدم قطعیت همراه می‌سازد و البته طبع متغیر رفتار و خروجی‌های مولدهای پراکنده نیز این عدم قطعیت را تقویت می‌کنند، تا جایی که الگوهای طراحی سنتی و معمول، پاسخ غیر اقتصادی و غیر مطمئن ایجاد می‌کنند. لازم به ذکر است که الگوریتم‌های جدید طراحی در بسیاری از موارد قادر خواهند بود بر این مشکل و سایر موانع موجود، غلبه کنند.

مطالعات و روش‌های مختلفی در زمینه جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده انجام شده است. بطور کلی مطالعات جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده، از دو دیدگاه قابل بررسی هستند، یکی پارامترهای مد نظر جایابی و تعیین ظرفیت در این مطالعات و دیگری، روش حل آن‌ها. در ادامه به بررسی هر دو جنبه این مطالعات، پرداخته خواهد شد.

۳-۹-۱- جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده براساس نوع پارامتر مدنظر

جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده براساس نوع پارامتر مدنظر به چهار دسته تقسیم می‌شود: جایابی و تعیین ظرفیت براساس پارامترهای اقتصادی، جایابی و تعیین ظرفیت براساس فاکتورهای فنی و تکنیکی شبکه، جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده به صورت ترکیبی از فاکتورهای اقتصادی و فنی و دسته چهارم، جایابی و تعیین ظرفیت به منظور ماکزیمم نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه می‌باشد.

این چهار دسته مطالعه در بخش قبل معرفی و برخی از معایب و مزایای هریک از آنهابیان شد. در ادامه به بیان جزئیات بیشتری از این چهار روش جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده، پرداخته خواهد شد.

۳-۹-۱-۱- جایابی و تعیین ظرفیت بر اساس فاکتورهای اقتصادی

در مطالعاتی که براساس فاکتورهای اقتصادی به جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده اقدام نموده‌اند، تنها به سود و هزینه ناشی از نصب این منابع و ماکزیمم شدن نسبت آنهاتوجه دارند. در این مطالعات فاکتورهای فنی

و تاثیر نصب منابع تولید پراکنده بر فاکتورهای فنی در نظر گرفته نمی‌شود. بنابراین با استفاده از این مطالعات، نمی‌توان مزیت فنی را از نصب منابع تولید پراکنده انتظار داشت. بعلاوه ممکن است فاکتورهای فنی تضعیف هم شوند. نمونه این مطالعات را می‌توان در [۴۸]،[۲۶]، [۲۷] مشاهده نمود.

در این مطالعات فاکتورهای هزینه عمدتا شامل: هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه نگهداری منابع تولید پراکنده، هزینه عملکرد، هزینه محیط زیست و سایر هزینه‌ها می‌شود.

هزینه سرمایه‌گذاری اولیه

این فاکتور از هزینه شامل هزینه لازم برای خرید و نصب واحدهای تولید پراکنده می‌شود.

هزینه نگهداری واحدهای تولید پراکنده

این فاکتور از هزینه خود شامل هزینه تعمیرات و سود از بین رفته حین از مدار خارج شدن تجهیزات برای نگهداری می‌شود. هزینه تعمیرات توسط شرکت‌های متخصص اعلام می‌شود.

هزینه عملکرد

در مطالعات جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده براساس فاکتورهای اقتصادی، هزینه عملکرد، برابر هزینه سوخت مصرفی واحدها در نظر گرفته می‌شود [۲۶].

هزینه محیط زیست

یکی از دلایل گرایش به سمت تولید پراکنده، نیاز به افزایش بازده سیستم‌های تولید انرژی الکتریکی و کاهش آلاینده‌های تولیدی توسط آنهااست. علت این پدیده نیز افزایش بیش از حد آلاینده‌های تولیدی توسط نیروگاه‌های حرارتی فسیلی است که منجر به امضای توافق‌نامه کیوتو توسط بسیاری از کشورهای جهان برای کاهش تولید گازهای گلخانه‌ای گردید. براساس این توافق‌نامه برای تولید چهار گاز گلخانه‌ای جریمه‌هایی تعیین شد که مقدار این جریمه در جدول زیر آورده شده است[۵۷]. لازم به ذکر است که چهار گاز گلخانه‌ای عبارتند از: CO، CO2، NOX و SO2.

جدول (۳-۳): هزینه مربوط به خسارات ناشی از انتشار آلاینده‌های زیست محیطی($/Kg)

CO	CO2	CO2	SO2
۰,۰۲۲	۰,۰۰۱۳	۰,۲۸	۰,۱۳۱

سایر هزینه‌ها

این فاکتور از هزینه شامل آبونمان واحدهای صنعتی و هزینه برقراری انشعاب است. آبونمان واحدهای صنعتی مبالغی است که ماهیانه به تناسب ظرفیت ایستگاه اندازه‌گیری برای جبران هزینه‌های نگهداری تأسیسات گاز و تأمین هزینه‌های جاری شرکت از مشترکین، اخذ می‌گردد.

فاکتورهای سود

علاوه بر فاکتورهای هزینه، فاکتورهای سود هم در محاسبات جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده براساس فاکتورهای اقتصادی نقش دارند. این فاکتورها عبارتند از: سود ناشی از کاهش تلفات، سود ناشی از کاهش قطعی مصرف‌کنندگان، سود ناشی از کمتر خرید توان از سیستم انتقال و سود ناشی از تعویق در توسعه پست‌ها.

مهمترین چالشی که در این مطالعات دیده می‌شود، در نظر نگرفتن فاکتورهای فنی شبکه مانند پروفیل ولتاژ و یا سطح اتصال‌کوتاه است که می‌تواند موجب تضعیف این پارامترها و ایجاد شبهه در نتایج روش‌های اقتصادی شود.

۳-۹-۱-۲-جایابی و تعیین ظرفیت براساس فاکتورهای فنی

در این دسته از مطالعات هدف جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده بهبود برخی پارامترهای فنی شبکه است، بدون آن‌که نصب منابع از نظر اقتصادی مورد توجه باشد. فاکتور فنی که بصورت سنتی در اکثر مطالعات جایابی و تعیین ظرفیت به این روش به چشم می‌خورد، فاکتور تلفات است. نمونه این دسته مطالعات را که با هدف کاهش تلفات انجام شده است، می‌توان در [۳۱]، [۳۲] و [۳۵] مشاهده نمود. با این وجود در برخی مطالعات مانند [۲۵] و [۴۱]، فاکتورهای دیگری نظیر: کاهش سطح اتصال‌کوتاه، بهبود پروفیل ولتاژ، کاهش هارمونیک، افزایش قابلیت اطمینان نیز به عنوان هدف جایابی و تعیین ظرفیت ، مد نظر قرار گرفته است. مهترین چالش این مطالعات، عدم صرفه اقتصادی حاکم بر نتایج آنها است. این مسئله از آن‌جا ناشی می‌شود که در این روش‌ها، تمام تمرکز جایابی و تعیین ظرفیت بر بهبود پارامترهای فنی شبکه استوار است، لذا احتمال این‌که نتایج به دست آمده در این روش‌ها توجیه اقتصادی نداشته باشد، زیاد است.

۳-۹-۱-۳-جایابی و تعیین ظرفیت براساس فاکتورهای فنی و اقتصادی بصورت توام

این دسته از مطالعات ترکیبی از روش‌های مطرح شده در فوق است. بدین معنا که در این روش‌ها جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده براساس فاکتورهای فنی و اقتصادی به موازات هم انجام می‌شود. بنابراین در این دسته از مطالعات پس از نصب منابع جایابی و تعیین ظرفیت شده، هم مزایای فنی و هم اقتصادی ناشی از نصب منابع ایجاد می‌شود. نکته قابل تأمل در این مطالعات عدم هم جنس بودن فاکتورها است. بدین معنا که فاکتورهای اقتصادی از جنس دلار و فاکتورهای فنی از جنس ولتاژ، جریان و... هستند. لذا برای استفاده آنها در یک تابع هدف واحد باید آنها را با هم، هم‌جنس کرد.

اگرچه این دسته از مطالعات هم جنبه‌های فنی و هم اقتصادی از نصب واحدهای DG را مد نظر قرار می‌دهند، اما مشکلی که در مطالعات انجام شده در این زمینه دیده می‌شود، این است که در این مطالعات، فاکتورهای فنی و اقتصادی بصورت کامل مد نظر قرار نمی‌گیرند، برای مثال در مطالعه انجام شده در [۳۳] تنها فاکتور فنی در نظر گرفته

شده، فاکتور تلفات است. بنابراین این مطالعه نسبت به سایر فاکتورهای فنی و حتی اقتصادی مانند هزینه سرمایه‌گذاری برای DG، هزینه تعمیرات و نگه‌داری DG و... بی‌توجه بوده است. نمونه این مشکل را در مقاله [۳۰] نیز می‌توان مشاهده نمود که در آن تنها فاکتور فنی در نظر گرفته شده، تلفات است. بنابراین با وجود آن‌که این دسته از مطالعات به دلیل در نظر گرفتن فاکتورهای فنی و اقتصادی در کنار هم، مطلوب هستند، اما با الگوریتم‌های ارائه شده در مطالعات گذشته که در این دسته فعالیت نموده‌اند، نمی‌توان ماکزیمم سود از نصب منابع تولید پراکنده را حاصل نمود.

۳-۹-۱-۴-جایابی و تعیین ظرفیت به منظور ماکزیمم نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه

نفوذ DG[1] به عنوان نسبتی از انرژی تزریقی DG به شبکه بر ظرفیت فیدر تعیین می‌شود [۲۲]. بنابراین نفوذ DG در شبکه از رابطه زیر به دست می‌آید[۵۸]:

$$DG_{penetration} = \frac{P_{DG}}{P_{Total}} \times 100\% \qquad (۱۵-۳)$$

مقدار این نفوذ در هر کشور متغیر است و توسط دولت‌ها تعیین می‌شود[۳۲].

هدف از جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده در برخی مطالعات مانند [۲۸] و [۲۹] افزایش نفوذ این منابع در شبکه و رسیدن (نزدیک شدن) به حداکثر مقدار تعیین شده توسط دولت‌ها می‌باشد. بطور کلی هدف این مطالعات، بهبود پارامترهای فنی شبکه با نصب منابع نیست، بلکه هدف این مطالعات جبران کمبود تولید توان در شبکه‌های بالادست در چهارچوب محدودیت‌های موجود است. بنابراین در این مطالعات منابع تولید پراکنده نصب می‌شوند که میزان تولید را افزایش دهند. ذکر این مطلب ضروری است که در این روش منابع در مکان‌ها و با اندازه‌هایی نصب می‌شوند که پارامترهای فنی شبکه را تضعیف نکنند، اما با این روش‌ها نه‌تنها نمی‌توان حداکثر مزایای فنی را از نصب منابع تولید پراکنده انتظار داشت، بلکه به دلیل بی‌توجهی به پارامترهای اقتصادی اجرای این طرح‌ها، ممکن است توجیه اقتصادی نیز نداشته باشد.

[1] DG Penetration

۳-۹-۲- دسته‌بندی جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده براساس نوع روش حل

نوع دیگر جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده براساس نوع روش حل مسئله انجام می‌گیرد. این روش‌ها به چندین دسته تقسیم می‌شوند که مهمترین آنها در مقالات، روش‌های کلاسیک[1]، روش‌های تحلیلی[2] و روش‌های ابتکاری[3]هستند [۳۱و۳۸]. در ادامه انواع این روش‌ها بررسی خواهند شد.

الف) قانون ۲/۳ فیدر در تعیین مکان منابع تولید پراکنده

یکی از ساده‌ترین روش‌های مکان‌یابی منابع تولید پراکنده، روش ۲/۳ فیدر است. ایده اصلی این روش از مکان‌یابی خازن در شبکه توزیع گرفته شده است. این روش برای اکثر محققان و دانش‌پژوهان سیستم کاملا آشنا است چراکه به سادگی بیان می‌کند که در فیدری با توزیع یکنواخت بار، بهترین مکان نصب خازن(در این‌جا مولد تولید پراکنده) در نقطه ۲/۳ از ابتدای فیدر و بهترین ظرفیت برای این واحد ۲/۳ بار کل فیدر خواهد بود[۵۹]. این قانون قابل تعمیم به قانون $\frac{2}{2N+1}$ برای N خازن یا N واحد مولد پراکنده نیز می‌باشد. این روش بر پایه تحلیل نقطه صفر[4] و مینیمم کردن مساحت‌ها در نمودار شارش توان بر حسب فاصله از ابتدای فیدر بنا نهاده شده است [۶۰].

اگرچه تکنیک ۲/۳ برای اجرا، ساده و آسان است، اما این روش در سیستم‌هایی که دارای بار توزیع شده یکنواخت نیستند، موثر نیست. همچنین اگر DG توانایی تولید توان اکتیو و راکتیو را داشته باشد، اعمال روشی که بر مبنای مکان‌یابی خازن‌ها توسعه یافته است، نمی‌تواند موثر باشد [۳۴و۳۵].

ب)جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده با روش تحلیل حساسیت‌ها

الگوریتم دیگری که در جایابی واحدهای DG کاربرد دارد و از معادله پخش بار در شبکه به دست می‌آید، الگوریتم حساسیت است. براساس تحلیل حساسیت مکان‌های موجود برای نصب DG با هدف کاهش تلفات، افزایش بازدهی و ارتقاء اطمینان در شبکه و بهبود پروفیل ولتاژ صورت گرفته است. هیچ محدودیتی برای انتخاب محل نصب DG از طرف کنترل‌کننده‌های ژنراتور یا تجهیزات حفاظتی شبکه اعمال نمی‌شود و ظرفیت واحدها بر پایه بیشتر نشدن تلفات و عدم تخطی از قیود و محدودیت‌ها انتخاب می‌شود. در این روش ابتدا ظرفیت بهینه نصب DG برای هر باس(توان تزریق شده به هر باس) که هدف مورد نظر را ارضاء می‌کند، به دست می‌آید. پس از به دست آمدن اندازه بهینه DG برای هر باس، این اندازه‌ها یکی‌یکی بر روی باس‌های مربوطه قرار می‌گیرند. حالتی که بیشتر از سایرین هدف مد

[1] Classical methods

[2] Analytics methods

[3] 3 Heuristic methods

[4] Zero point analysis

نظر را ارضاء می‌کند، به عنوان مکان و اندازه منتخب واحد DG برگزیده می‌شود. الگوریتم این روش را می‌توان در زیر مشاهده نمود:

نمونه این روش را می‌توان در مطالعه [۳۱] مشاهده نمود. در این مطالعه از رابطه زیر برای محاسبه اندازه بهینه DG بر روی هر باس استفاده شده است:

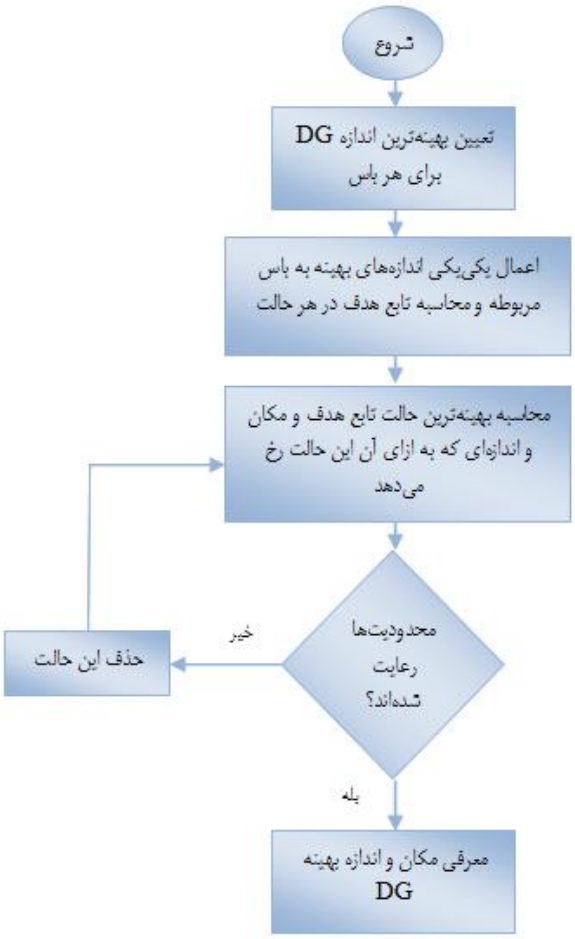
$$P_i = \frac{|V_i|[R]^T\,[dPBIBC_i](\cos(\theta_i)[re\,dI_i]+\sin(\theta_i)[im\,dI_i])}{[R]^T\,dPBIBC_i(:,i-1)} \qquad (۱۶-۳)$$

در رابطه فوق، V_i ولتاژ گره iام، θ_i زاویه ولتاژ گره iام، R ماتریس مقاومت‌های شاخه‌ها و BIBC[1] ماتریسی است که در نتیجه رابطه بین جریان تزریقی به هر باس و جریان شاخه‌ها به دست آمده است.

پس از به دست آمدن اندازه بهینه DG برای هر باس، این اندازه‌ها به ترتیب بر روی باس‌های مربوطه قرار می‌گیرند، حالتی که کمترین تلفات را ایجاد کند، به عنوان مکان و اندازه واحد DG انتخاب می‌شود.

همان‌طور که مشخص است، این روش قابلیت تعیین مکان و اندازه واحدهای تولید پراکنده بطور همزمان را ندارد و تنها قابلیت تعیین مکان و اندازه یک واحد تولید پراکنده را دارد. این مسئله مهمترین ضعف این روش است. همچنین به دلیل حجم زیاد محاسبات و پیچیدگی‌هایی که در محاسبه اندازه بیهنه DG برای هر باس وجود دارد، استفاده از این روش برای شبکه‌های بزرگ و واقعی توصیه نمی‌شود.

[1] Bus Injection to Bus Current

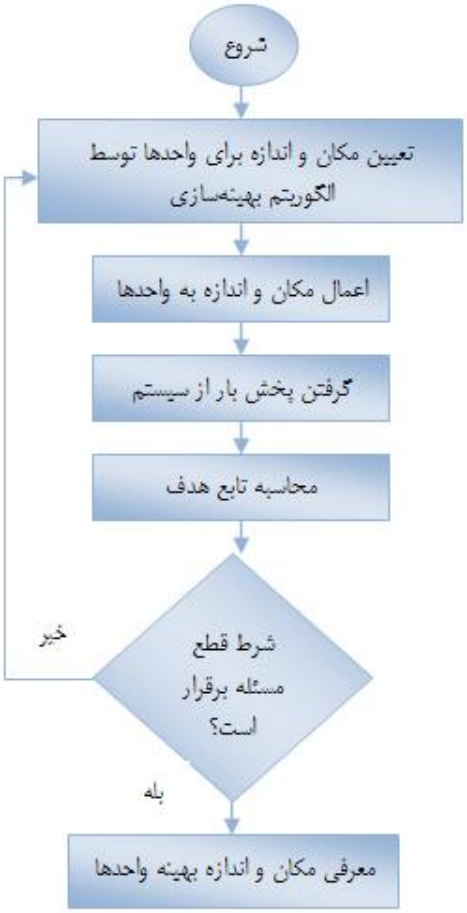


شکل (۳-۶): الگوریتم جایابی و تعیین ظرفیت به روش تحلیل حساسیت

ج) جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده به روش کلاسیک

روش کلاسیک یکی از پرکاربردترین روش‌های جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده است. روش کلاسیک در کنار الگوریتم‌های بهینه‌سازی نظیر الگوریتم ژنتیک، PSO و ... معنا پیدا می‌کند. این روش بر گرفتن پخش بارهای متمادی برای هر جمعیت تولید شده توسط الگوریتم بهینه‌سازی استوار است. شیوه کار در روش کلاسیک بدین صورت است که توسط الگوریتم بهینه‌سازی، مکان و اندازه‌هایی برای منابع تولید پراکنده معرفی می‌شود. با اعمال این مکان و اندازه‌ها به واحدهای تولید پراکنده و گرفتن پخش بار از شبکه مقدار تابع هدف محاسبه می‌شود. مقدار تابع هدف به الگوریتم بهینه‌سازی به عنوان نتیجه مکان و اندازه‌هایی که تولید کرده، اعلام می‌شود. الگوریتم بهینه‌سازی براساس مقدار تابع هدف حاصل شده، مکان و اندازه‌های جدیدی را برای اعمال به تولیدات پراکنده ایجاد می‌کند. این کار آن‌قدر ادامه پیدا می‌کند تا مکان و اندازه‌هایی که به ازای آنها تابع هدف، بهینه‌ترین حالت را پیدا می‌کند ایجاد شود. مکان و اندازه‌هایی که به ازای آنها تابع هدف بهینه می‌شود به عنوان مکان و اندازه‌های مناسب

برای واحدهای DG معرفی می‌شود. بطور کلی روش‌های کلاسیک از الگوریتمی به شکل زیر برای جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده بهره می‌برند:



شکل (۳-۷): الگوریتم جایابی و تعیین ظرفیت به روش کلاسیک

همان‌طور که از الگوریتم فوق مشاهده می‌شود، در روش کلاسیک به ازای هر مکان و اندازه‌ای که الگوریتم بهینه‌سازی اعلام می‌کند، باید از سیستم پخش بار گرفت. گرفتن پخش بار از سیستم مستلزم محاسبه ماتریس‌های Y_{BUS} و Z_{BUS} و پس از آن استفاده از یکی از روش‌های پخش بار (مانند روش‌های نیوتن–رافسون یا گوس–سایدل) برای محاسبه پخش بار است. به دلیل انجام پخش بارهای متمادی در این روش و حجم بالای محاسباتی که در هر بار گرفتن پخش بار از سیستم نیاز است، رسیدن به جواب بهینه در این روش، نیازمند صرف زمان زیادی است. این مسئله یکی از معایب روش کلاسیک است. بطورکلی معایب و مزایای این روش عبارتند از:

مزایا:

- صحت بالای جواب‌ها به دلیل گرفتن پخش بار برای هر مکان و اندازه تعیین شده توسط الگوریتم بهینه‌سازی.

- سادگی و قابل فهم بودن برای طراح، به دلیل این‌که در این روش‌ها از ریاضیات و روابط پیچیده استفاده نمی‌شود.
- انعطاف‌پذیری روش، به دلیل قدرت الگوریتم‌های بهینه‌سازی در حل توابع هدف با پارامترهای متنوع.
- قابلیت جایابی و تعیین ظرفیت تعداد دلخواهی منبع تولید پراکنده، بطور همزمان.

معایب:

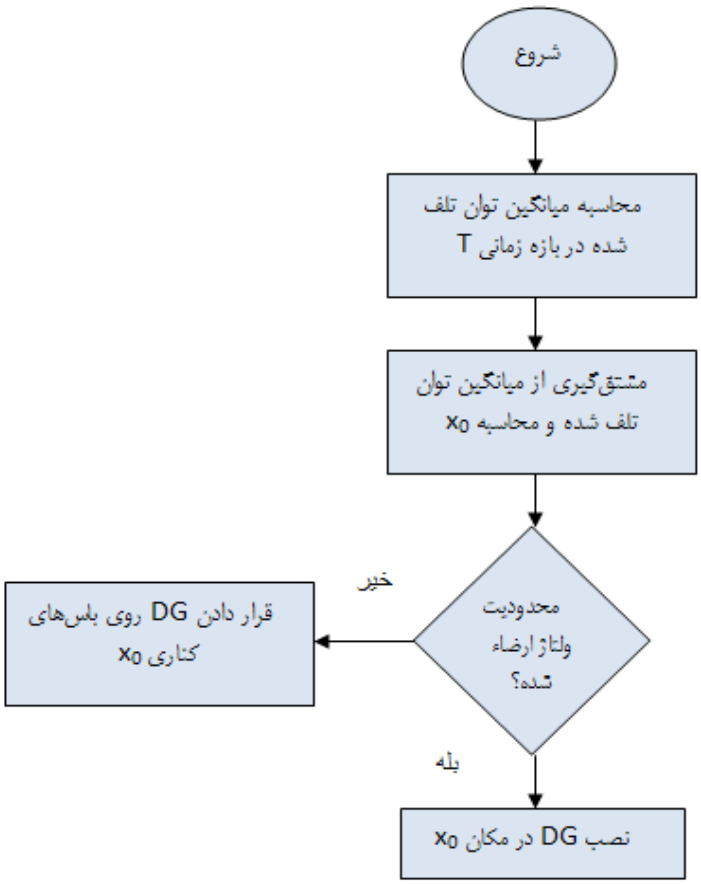
- صرف زمان زیاد برای رسیدن به جواب بهینه
- عدم همگرایی جواب‌ها در صورت زیاد بودن متغیرها و محدودیت‌ها

مطالعات [۳۰]، [۳۲] و [۳۸] از جمله مطالعاتی هستند که در آنها تعیین مکان و اندازه بهینه DG با استفاده از روش کلاسیک انجام شده است. لازم به ذکر است که در این ۳ مقاله از الگوریتم ژنتیک جهت یافتن جواب بهینه، استفاده شده است.

د) جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده به روش تحلیلی

استفاده از روش‌های تحلیلی و محاسبات ریاضی نیز یکی از راه‌های مکان‌یابی سیستم‌های تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع است. بر خلاف روش‌های کلاسیک، در روش‌های تحلیلی از پخش بارهای متمادی استفاده نمی‌شود، بنابراین سرعت رسیدن به جواب بهینه کاهش می‌یابد. اما در عوض روش‌های تحلیلی از ریاضیات و فرمولاسیون پیچیده‌ای نسبت به روش‌های کلاسیک بهره می‌برند. این فرمولاسیون‌ها بعضا تا انتگرال‌گیری‌های چندگانه هم پیش می‌روند. روش‌های تحلیلی از هیچ الگوریتم بهینه‌سازی برای به دست آوردن اندازه و مکان مناسب واحدهای DG استفاده نمی‌کنند. در این روش، بارهای توزیع شده بر روی فیدرهای مورد بررسی در طول زمان، متغیر فرض شده‌اند و برای حل مسئله، بازه‌های زمانی کوچکی که تغییرات بار در آنها اندک است به عنوان بازه‌هایی که می‌توان بار را ثابت فرض کرد، در نظر گرفته شده‌اند. سپس برای هر یک از این بازه‌ها تغییرات ولتاژ، جریان و توان در طول فیدر محاسبه می‌شود و متوسط تغییرات توان تلف شده در طول یک بازه زمانی محاسبه می‌شود. سپس محل مناسب برای نصب DG، با مشتق‌گیری از روابط تلفات متوسط، بدست می‌آید.

بطورکلی روش‌های تحلیلی از الگوریتمی بصورت شکل (۳-۸) برای جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده بهره می‌برند. روش‌های تحلیلی اگرچه نسبت به روش‌های کلاسیک با سرعت بیشتری به جواب بهینه می‌رسند اما به دلیل داشتن فرمولاسیون فوق‌العاده پیچیده و تقریباتی که بعضا برای پیاده‌سازی آنها استفاده می‌شود، برای جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده در شبکه‌های واقعی کارآیی ندارند و می‌توان گفت: استفاده از روش‌های تحلیلی در سیستم‌های واقعی، باعث خطاهای بزرگی می‌شود [۳۱].



شکل (۳-۸): الگوریتم جایابی و تعیین ظرفیت به روش تحلیلی

دیگر مشکل دیده شده در این روش‌ها آن است که الگوریتم‌هایی که مبتنی بر جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده براساس روش‌های تحلیلی هستند، تنها امکان جایابی و تعیین ظرفیت یک منبع تولید پراکنده را فراهم می‌کنند. همچنین این روش معمولا به صورت تک هدفی انجام می‌شود (معمولا کاهش تلفات). بطور کلی معایب و مزایای زیر را می‌توان برای جایابی و تعیین ظرفیت به روش تحلیلی برشمرد:

مزایا:

- کاهش سرعت رسیدن به جواب مناسب

معایب:

- فرمولاسیون پیچیده
- مناسب نبودن برای استفاده در شبکه‌های واقعی
- جایابی و تعیین ظرفیت تنها یک منبع تولید پراکنده
- جایابی و تعیین ظرفیت تک هدفی

نمونه این روش را می‌توان در مطالعه [۳۵] مشاهده نمود که در آن جایابی(و نه تعیین ظرفیت به دلیل تعیین اندازه از پیش تعیین شده برای DG) با هدف کاهش تلفات و تنها برای یک واحد تولید پراکنده انجام شده است. در این مطالعه از رابطه زیر برای محاسبه میانگین توان تلف شده در بازه زمانی T استفاده شده است:

$$\overline{P_{Loss}}(x_0)=\frac{1}{T}\sum_{i=1}^{N_t}P_{Loss}(x_0,T_i)T_i \qquad (۱۷-۳)$$

که در آن N_t تعداد بازه‌های زمانی در دوره تناوب T است. لازم به ذکر است که $P_{loss}(x_0,T_i)$ از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$P_{Loss}(x_0,T_i)=\int_0^{x_0}\left(\left|\int_0^x I_d(x,T_i)dx\right|\right)^2.R\,dx+\int_{x_0}^{t}\left(\left|\int_0^x I_d(x,T_i)dx-I_{DG}(T_i)\right|\right)^2.R\,dx \qquad (۱۸-۳)$$

که در آن $I_d(x,T_i)$ چگالی جریان فیدر بدون حضور DG و در دوره T است و $I_{DG}(T_i)$ جریان تزریقی توسط DG است.

با مشتق‌گیری از رابطه (۳-۱۷) داریم:

$$\frac{\overline{P_{Loss}}(x_0)}{dx_0}=0 \qquad (۱۹-۳)$$

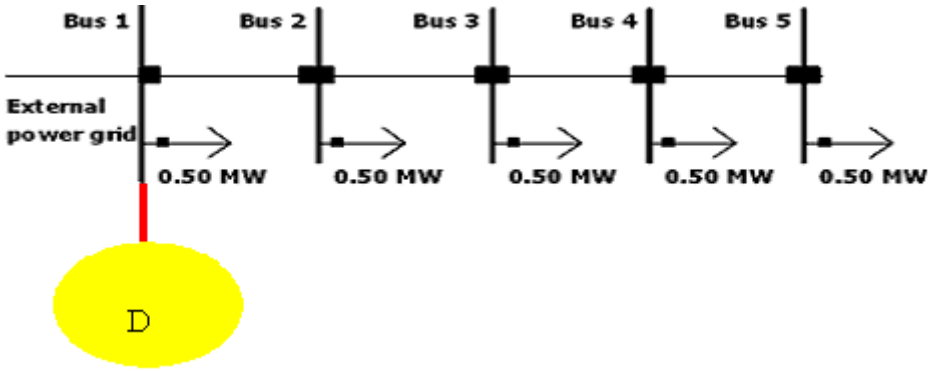
جواب x_0 در معادله فوق بهترین مکان جهت مینیمم نمودن تلفات است. همان‌طور که در الگوریتم شکل (۳-۸) مشخص شد، اگر به ازای قرار گرفتن DG در مکان x_0 محدودیت ولتاژ نقض شود، باید DG در باس‌های همسایه x_0 و جایی که محدودیت ولتاژ را نقض نکند، نصب شود.

ه) جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده با روش ابتکاری

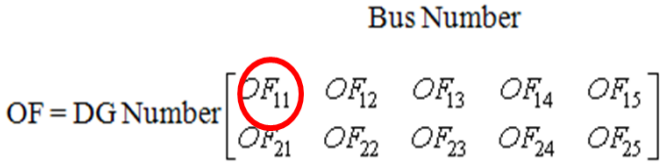
دسته پنجم روش‌های جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده براساس نوع روش حل، روش‌های ابتکاری یا ذهنی است. در این روش‌ها نیز مانند روش‌های تحلیلی از هیچ‌گونه الگوریتم بهینه‌سازی برای بهینه نمودن تابع هدف استفاده نمی‌شود. اما برخلاف روش‌های تحلیلی در روش‌های ابتکاری نه‌تنها از فرمولاسیون پیچیده استفاده نمی‌شود بلکه این روش دارای الگوریتم و فرمولاسیون ساده و قابل لمسی است. در روش‌های ابتکاری، تعداد پخش بارهایی که در طول مدت جایابی و تعیین ظرفیت از سیستم گرفته می‌شود، نسبت به روش تحلیلی بیشتر و نسبت به روش کلاسیک کمتر است.

اصول کار در روش ابتکاری بدین صورت است که کلیه مقادیر تعیین شده و مجاز برای منابع تولید پراکنده بر روی کلیه باس‌های شبکه توزیع که امکان نصب DG را دارند، قرار می‌گیرند. در هر حالت با گرفتن پخش‌بار از شبکه، مقدار تابع هدف محاسبه می‌شود. مقادیر بدست آمده برای تابع هدف در ماتریسی که شماره سطرهای آن شماره منابع

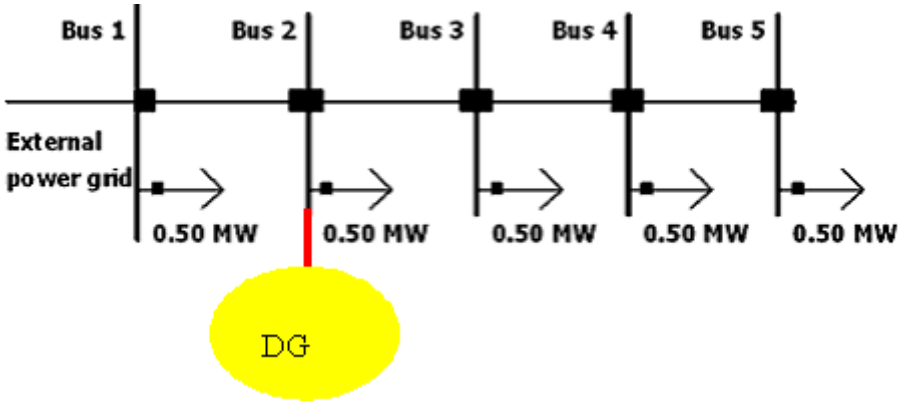
تولید پراکنده و شماره ستون‌های آن شماره باس‌های توزیع است، ریخته می‌شود. درایه‌ای از این ماتریس که کمترین مقدار را دارد، به عنوان بهینه‌ترین مقدار برای تابع هدف شناخته می‌شود. این دارایه شناسایی شده، شماره سطر آن مقدار DG را نشان می‌دهد و شماره ستون آن باس مناسب برای نصب واحد تولید پراکنده را نشان می‌دهد. همان‌طور که گفته شد در روش ابتکاری، کلیه مقادیر منابع تولید پراکنده بر روی کلیه باس‌ها قرار می‌گیرد. لذا برای کاهش حجم محاسبات معمولا در مقالات اندازه DGها را با پله‌هایی(مثلا پله‌های ۵ مگاواتی) تعیین می‌کنند. شکل(۳-۹) نحوه انجام محاسبات در این روش را مشخص می‌سازند. در این شکل فوق مشخص است که زمانی که DG1 در مدار است، سطر اول ماتریس OF پر می‌شود و زمانی که DG2 در مدار است، سطر دوم پر می‌شود. بدین ترتیب کلیه درایه‌های ماتریس OF پر می‌شود. پس از آن درایه‌ای که کمترین مقدار را دارد انتخاب می‌شود. مشاره سطر آن به عنوان شماره DG مورد استفاده تعیین می‌شود و شماره ستون آن هم شماره باس منتخب برای نصب DG را نشان می‌دهد.



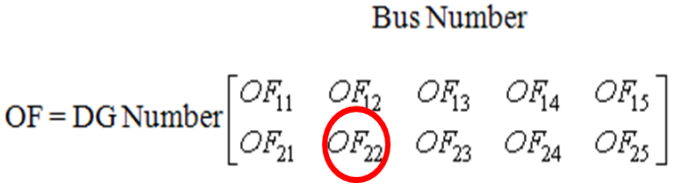
(الف)



(ب)



(ج)



(د)

شکل (۳-۹): جزئیات استفاده از روش ابتکاری

روش‌های ابتکاری شهودی هستند و دارای درک آسان و پیاده‌سازی آسان نسبت به روش‌های کلاسیک و تحلیلی هستند، اما نتایجی که از این روش‌ها استخراج می‌شود، ضمانتی برای بهینه‌ترین جواب ندارند [۳۸]. روش ابتکاری مانند روش تحلیلی فقط قدرت جایابی و تعیین ظرفیت یک واحد DG را دارد و برای جایابی تعداد بیشتری DG باید

DG اول را در جای خود قرار داد و سپس الگوریتم را از ابتدا اجرا نمود. این مسئله مانع رسیدن به بهترین حالت شبکه پس از نصب منابع تولید پراکنده می‌شود. اما بر خلاف روش‌های تحلیلی قادر به جایابی و تعیین ظرفیت چند هدفی منابع تولید پراکنده است. بطورکلی روش ابتکاری در جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده، مزایا و معایب زیر را به همراه دارد:

مزایا:

- سرعت رسیدن به جواب بهینه کاهش می‌یابد
- الگوریتم ساده و قابل لمسی دارد
- توانایی جایابی و تعیین ظرفیت چند هدفه

معایب:

- اندازه و مکان، دقیق و بهینه محاسبه نمی‌شود
- قدرت جایابی و تعیین ظرفیت تنها یک DG را دارد
- مناسب نبودن برای شبکه‌های واقعی

بنابراین روش‌های ابتکاری نیز مانند روش‌های تحلیلی به دلیل تقریباتی که نتیجه آنها را از نتیجه بهینه دور می‌کند و جایابی و تعیین ظرفیت تنها یک DG، برای شبکه‌های واقعی مناسب نیستند. بطورکلی روش‌های ابتکاری از الگوریتم زیر برای جایابی و تعیین ظرفیت منبع تولید پراکنده استفاده می‌کنند:



شکل (۳-۱۰): الگوریتم جایابی و تعیین ظرفیت به روش ابتکاری

نمونه‌ای از مطالعات جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده در حوزه ابتکاری را می‌توان در [۲۵] مشاهده نمود.

۳-۱۰- محدودیت‌های مسئله جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده

محدودیت‌ها یکی از ارکان اساسی هر فرآیند بهینه‌سازی هستند. در واقع جواب بهینه جوابی است که کلیه محدودیت‌ها و قیود حاکم بر روند بهینه‌سازی را ارضاء نماید. مسئله جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده نیز مانند هر فرآیند بهینه‌سازی دیگر دارای محدودیت‌هایی می‌باشد. به‌طورکلی محدودیت‌های امر جایابی و تعیین ظرفیت منابع تولید پراکنده به چهار دسته تقسیم می‌شوند، که عبارتند از:

- محدودیت‌های تکنیکی شبکه
- محدودیت‌های تکنیکی DG
- محدودیت‌های ملی (قانون‌گذاری)
- محدودیت‌های اقتصادی

۳-۱۰-۱- محدودیت‌های تکنیکی شبکه

این دسته از محدودیت‌ها شامل: محدودیت متناسب بودن تولید با مصرف، محدودیت ظرفیت پست‌های توزیع، محدودیت ظرفیت فیدر، محدوده ولتاژ، محدودیت سطح اتصال کوتاه، محدودیت جاری شدن دو جهته توان و محدودیت تلفات می‌باشد [۳۲].

الف) محدودیت متناسب بودن تولید با مصرف

براساس این محدودیت، جمع جبری توان‌های تولید شده توسط منابع تولید پراکنده و شبکه بالادست (با مدنظر قرار دادن تلفات فیدرها) می‌بایست مساوی با درخواست کلیه بارها باشد [۳۲]. یعنی:

$$P_S + \sum_{i=1}^{NDG} P_{DG,i} = \sum_{j=1}^{K} P_{d,j} + P_{Loss} \qquad (۲۰-۳)$$

در رابطه فوق:

P_S= توان تزریق شده از شبکه بالادست

$P_{DG,i}$= توان اکتیو تزریق شده توسط iامDG

$P_{d,j}$= توان درخواست شده در باس jام

P_{Loss}= تلفات شبکه

NDG= تعداد واحدهای DG

لازم به ذکر است که در ژنرانورهای سنکرون که قابلیت تولید همزمان توان اکتیو و راکتیو را دارند [۲۹]، محدودیت مشابهی نیز برای توان راکتیو وجود دارد [۳۲].

ب) محدودیت ظرفیت پست‌های توزیع

براساس این محدودیت توان ظاهری کلیه فیدرهای وارد و خارج شونده به پست‌های توزیع می‌بایست در چهارچوب ظرفیت پست‌ها باشد [۲۷]. به بیان دیگر، پس از نصب منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع، نباید بارگذای پست‌های توزیع از حد مجاز آنها (میزان بارگذاری مجاز ترانس آن‌ها) بیشتر شود. این مسئله را می‌توان در قالب ریاضی بصورت زیر بیان نمود:

$$\sum_{j=1}^{N\,f} S_j \le S_S^{Max} \qquad (۲۱-۳)$$

در این رابطه:

S_j= توان ظاهری جاری شده از فیدر jام

S_S^{Max}= ماکزیمم ظرفیت پست

N_f= تعداد فیدرهای خارج‌شونده از پست

ج) محدودیت ظرفیت فیدرها

هر فیدر توزیع می‌بایست پس از نصب منابع تولید پراکنده، ظرفیت مجاز فیدر را رعایت کند. یعنی:

$$P_{ij} \le P_{ij}^{Max} \qquad (۲۲-۳)$$

در این رابطه P_{ij} و P_{ij}^{Max} به ترتیب توان جاری شده و ماکزیمم توان مجاز اجازه داده شده در شاخه بین باس‌های i و j می‌باشند.

د) محدودیت محدوده ولتاژ

فیدرهای شبکه توزیع اغلب شعاعی هستند. پروفیل ولتاژ در شینه‌های انتهایی این فیدرها، معمولا کاهش چشمگیری دارد که می‌تواند تاثیرات منفی بسیار بدی برای مصرف‌کننده‌ها داشته باشد [۶۱]. همچنین این تاثیرات بد در حضور منابع تولید پراکنده نیز می‌تواند رخ دهد، یعنی همان‌طور که در ابتدای همین فصل هم اثبات شد، حضور منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع می‌تواند ولتاژ باس‌ها را به شدت افزایش دهد، که این امر نیز مانند کمبود ولتاژ برای مصرف‌کنندگان بسیار مضر است. برای جلوگیری از کمبود و بیشبود ولتاژ و تاثیرات بد آنها بر مصرف‌کنندگان، محدوده تغییرات ولتاژ در تمامی باس‌ها باید بین مقادیر ماکزیمم و مینیمم تعیین شده باشد و تنها این محدوده برای پروفیل ولتاژ باس‌ها از نظر شرکت برق، قابل قبول می‌باشد [۳۱]. یعنی:

$$V_{\min} < V_{bus,k}^{WithDG} < V_{\max} \qquad (۲۳-۳)$$

که در آن V_{min} و V_{max} به ترتیب مینیمم((۰,۹۵(pu)) و ماکزیمم((۱,۰۵(pu)) محدوده ولتاژ مجاز روی هر باس شبکه توزیع می‌باشند.

و) محدودیت سطح اتصال‌کوتاه

اتصال DG به شبکه باعث برخی تغییرات در امپدانس تونن از دید باس‌های شبکه می‌شود [۳۲]. بنابراین پس از نصب منابع تولید پراکنده، سطح اتصال‌کوتاه ممکن است از ماکزیمم سطح اتصال‌کوتاه کلیدهای باس‌ها، تخطی کند که این امر موجب تعویض کلیدها پس از نصب منابع و تحمیل هزینه‌های اضافی به شرکت‌های برق می‌گردد. برای جلوگیری از این مسئله محدودیتی بصورت زیر برای سطوح اتصال‌کوتاه، تعریف می‌شود [۲۵]:

$$I_{sc,k}^{withDG} < \text{Short circuit level of the currently installed protective devices} \qquad (۲۴-۳)$$

مطابق محدودیت فوق، سطوح اتصال‌کوتاه پس از نصب منابع تولید پراکنده می‌بایست از حداکثر سطح اتصال‌کوتاه مجاز کلیدهای باس‌ها کمتر باشد تا از تعویض کلیدها جلوگیری شود.

ه) محدودیت جاری شدن دو جهته توان

بطورکلی جایابی و اندازه‌دهی منابع تولید پراکنده براساس پخش بار دو جهته یا تک جهته انجام می‌شود. پخش بار تک جهته است اگر منابع تولید پراکنده جایابی و اندازه‌دهی شده فقط توان مورد نیاز شبکه توزیع را تأمین کنند و پخش بار دو جهته است اگر منابع تولید پراکنده علاوه بر شبکه توزیع، به شبکه بالادست توان نیز تزریق کنند. یعنی در این حالت منابع تولید پراکنده آن‌قدر توان تولید می‌کنند که علاوه بر آن‌که توان مورد نیاز بارهای شبکه توزیع‌شان را تأمین می‌کنند، می‌توانند به شبکه بالادست خود نیز توان تزریق کنند. با توجه به این‌که جاری شدن دو جهته توان مشکلات حفاظتی عدیده‌ای را ایجاد می‌کند اغلب شرکت‌های برق منطقه‌ای در ایران از آن جلوگیری می‌کنند.

ی) محدودیت تلفات

از آن‌جا که یکی از اهداف مهم جایابی منابع تولید پراکنده، کاهش تلفات است، بنابراین می‌بایست میزان تلفات پس از نصب منابع از میزان آن قبل از نصب منابع جایابی و تعیین ظرفیت شده، کمتر باشد. یعنی [۴۴]:

$$Loss_{Without\,DG} > Loss_{With\,DG} \qquad (۲۵-۳)$$

۳-۱۰-۲- محدودیت‌های تکنیکی DG

این دسته از محدودیت‌ها، عملکرد منابع تولید پراکنده را مدنظر قرار می‌دهند و عمدتا توجه آنها بر میزان توان تولیدی DGها و ضریب قدرت آنها است.

الف)توان ظاهری تولید شده توسط منابع

توان ظاهری تولید شده توسط واحدهای DG می‌بایست، از ظرفیت نامی DGها کمتر باشد. یعنی:

$$S_{DG,i} \le S_{DG,i}^{Cap} \qquad (۲۶-۳)$$

در این رابطه، $S_{DG,i}^{Cap}$ ظرفیت DG شماره iام است.

ب)محدودیت ضریب قدرت واحدهای تولید پراکنده

با توجه به ملاحظات اقتصادی معمولا بهره‌برداری از واحدهای DG در ضریب قدرت‌های پایین مقرون به صرفه به نظر نمی‌رسد [۴۷]. لذا در بهره‌برداری از واحدهای تولیدی می‌بایست محدودیتی مرتبط با حد کمینهٔ ضریب قدرت بارگذاری نیز منظور شود. این محدودیت بصورت زیر بیان می‌گردد:

$$0.8 \le PF_{DG,k} \le 1 \quad , \quad k = 1,2,\ldots,n \qquad (۲۷-۳)$$

بر این اساس ضریب قدرت منابع تولید پراکنده می‌بایست بین ۰٫۸ و ۱ باشد.

۳-۱۰-۳- محدودیت‌های ملی(قانون‌گذاری)

این دسته از محدودیت‌ها، محدودیت‌هایی هستند که به مسائل ملی و امنیتی مرتبط هستند و توسط دولت‌ها تعیین می‌شوند. مهمترین این مسائل در مباحث مرتبط با نصب منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع به میزان نفوذ این منابع و میزان آلودگی مجاز تولیدی توسط آنها برمی‌گردد.

الف) محدودیت نفوذ DG

مقدار نفوذ DG در معرفی روش‌هایی که به منظور ماکزیمم نمودن این پارامتر انجام شده‌اند، تعریف شد که عبارت بود از: نسبتی از مقدار انرژی تزریقی DG به شبکه بر ظرفیت فیدر. در برخی از کشورها به دلیل عدم اعتماد به بخش خصوصی محدودیتی برای این پارامتر به صورت زیر تعیین می‌کنند تا بدین وسیله میزان تولید توسط بخش خصوصی را کنترل نمایند.

$$\sum_{i=1}^{NDG} P_{DG,i} \le DG_{Penetration} \times P_d \qquad (۲۸-۳)$$

در این رابطه:

$DG_{Penetration}$= سطح نفوذ اجازه داده شده به DG در شبکه

P_d= جمع توان (درخواست) بارها

ب) محدودیت میزان آلودگی

براساس این محدودیت هریک از منابع تولید پراکنده غیرتجدیدپذیر که در بخش قبلی معرفی شدند، مجاز به تولید حد خاصی از گازهای گلخانه‌ای هستند و بیشتر از آن جریمه خواهند شد.

۳-۱۰-۴- محدودیت‌های اقتصادی

شرکت‌های برق اغلب مجبورند طرح‌هایی را اجرا کنند که با محدودیت‌های مالی آنها سازگار باشد. بر این اساس طرح‌هایی که آنها اجرا می‌کنند می‌بایست از بودجه‌ای که برای این کار به آنها تخصیص داده شده است، کمتر باشد. یعنی:

$$\sum_{i=1}^{NDG} (C_{f,i} \times P_{DG,i}^{Cap}) \le BUDGET\ LIMIT \qquad (۲۹-۳)$$

در این رابطه، $C_{f,i}$ میزان سرمایه‌گذاری است که برای DG، iام در نظر گرفته شده است.

۳-۱۰-۵-نحوه تاثیر محدودیت‌ها بر روند جایابی و تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده

بطورکلی محدودیت‌ها می‌توانند سخت یا نرم باشند [۳۲]. یک محدودیت سخت[1] است، هنگامی که به منظور ایجاد یک جواب قابل قبول می‌بایست بدون هیچ‌گونه تخطی ارضاء شود. از طرف دیگر محدودیت نرم[2] است، اگر کمی از مقادیر مجاز برای رسیدن به بهترین جواب تخطی کند. بنابراین اگر محدودیتی سخت در نظر گرفته شود، جواب بهینه به دست آمده باید آن محدودیت را بدون هیچ قید و شرطی ارضاء کند، در غیر این صورت آن جواب، جواب بهینه نخواهد بود. اما اگر محدودیتی نرم در نظر گرفته شود و به ازای نقض آن محدودیت، جواب بهینه به دست آید، آن جواب پذیرفته می‌شود.

۳-۱۱- نتیجه‌گیری

به منظور جایابی منابع تولید پراکنده در شبکه قدرت میبایستی عوامل مختلفی مورد توجه قرار گیرند. این عوامل شامل، تعادل تولید و مصرف توان، عدم تجاوز ولتاژ از محدوده مجاز، کاهش تلفات توان و غیره می‌باشد. بدین منظور الگوریتم‌های مختلفی برای جایابی منابع تولید پراکنده ارائه شده است. هر کدام از این الگوریتم‌ها شامل یک تابع هدف به منظور بهینه سازی می‌باشد. این تابع هدف بسته به نوع الگوریتم می‌تواند عوامل فنی مانند کاهش تلفات توان و یا عوامل اقتصادی مانند کاهش هزینه‌های مصرفی باشد. در این الگوریتم‌ها میبایستی برخی ملاحظات شبکه از قبیل عدم تجاوز ولتاژ از محدوده مجاز، عدم افزایش شدید جریان اتصال کوتاه و غیره مدنظر قرار گیرد.

[1] Hard constraint

[2] Soft constraint

۴- روش انجام مطالعات پخش بار

۴-۱-مقدمه

شرایط کار مناسب سیستم قدرت تحت شرایط سه فاز متعادل یا نامتعادل پایدار نیازمند شرایط زیر می‌باشد [۶۲]:

- تولید سیستم، بار و تلفات را تامین کند.
- ولتاژ باس‌ها نزدیک به مقادیر نامی خود باشند.
- بهره‌برداری ژنراتورها در محدوده مجاز توان اکتیو و راکتیو باشد.
- خطوط انتقال و توزیع و همچنین ترانسفورماتورها دچار اضافه بار نشوند.

برنامه کامپیوتری پخش توان(همچنین به آن پخش بار نیز گفته می‌شود.) یک ابزار پایه برای نیازمندیهای ذکر شده سیستم قدرت می‌باشد. این برنامه ولتاژ باس‌ها و زاویه آن‌ها را تحت شرایط متعادل یا نامتعادل در شرایط ماندگار محاسبه می‌کند. این برنامه نیز شارش توان راکتیو و اکتیو برای تمام تجهیزات بین باس‌ها و همچنین تلفات را محاسبه می‌کند.

روش‌های متداول تحلیل گره یا مش برای پخش بار مناسب نیستند. اطلاعات ورودی بارها معمولا به جای امپدانس آنها بر اساس توان مصرفی آنها می‌باشد. همچنین، ژنراتورها به جای در نظر گرفته شدن به عنوان منبع ولتاژ و جریان، به عنوان منابع توان در نظر گرفته می‌شود. بنابراین مسئله پخش توان یا بار به صورت یک دسته از معادلات جبری غیر خطی فرموله شده‌اند و مناسب برای حل به روش‌های کامپیوتری می‌باشند.

۴-۲-اهداف

۱-در حداقل بار شبکه (بار محلی و بار پست فوق توزیع) و حداکثر ظرفیت مولد (با ضریب توان بهره‌برداری که در حالت بدبینانه ۰,۹ پس فاز در نظر گرفته می‌شود) اگر برگشت توان به شبکه بالا دستی وجود دارد، بایستی ولتاژ در محل مولد بیش از حد مجاز (۱,۰۵ پریونیت) نشود [۶۳].

لازم به ذکر است که گاهی به دلیل جبران سازی اضافی خازن شنت[1]، ضریب توان فیدر بالا دست خازن بصورت پیش فاز می‌شود. در این حالت بایستی ولتاژ در محل خازن‌ها نیز محاسبه شود تا اطمینان حاصل شود که ولتاژ آنها بیش از مقدار مجاز نباشد.

[1] Overcompensation

۲–در حداکثر بار شبکه و در حضور مولد، مناسب است محدودیت‌های بهره برداری (ولتاژ باسها، جریان عبوری از خطوط و ترانسفوماتورها) در حد مجاز باشد. (ولتاژ بیش از ۹۵٪ باشد و جریان عبوری از هر بخش فیدر در حد جریان مجاز حرارتی آن باشد.)

۳–در حداکثر بار شبکه و در حضور مولد، تلفات شبکه توزیع محاسبه شده و با مقدار تلفات، پیش از ورود مولد به مدار، مقایسه می‌شود. از تغییر تلفات می‌توان در بررسی توجیه پذیری اقتصادی اتصال مولد به شبکه (به ویژه از منظر شرکت توزیع) استفاده نمود. تغییرات تلفات از دو نظر در توجیه پذیری اقتصادی اتصال مولد به شبکه موثر است. با تغییر تلفات در حداکثر توان نیاز به گسترش بخش تولید و انتقال تغییر می‌کند و همینطور با تغییر تلفات انرژی می‌تواند در بهینه کردن شرایط بهره‌برداری موثر باشد.

نکته‌ای که باید مد نظر قرار بگیرد این است که در محاسبه تغییر تلفات شبکه پس از اتصال مولد مقیاس کوچک به آن، مدل سازی بار اهمیت زیادی دارد. توجه شود که اتصال مولد به شبکه غالبا باعث افزایش ولتاژ در طول فیدر متصل به مولد می‌شود. بنابراین اگر مدل بارهای موجود در شبکه بصورت امپدانس ثابت یا توان ثابت باشد، به ترتیب باعث افزایش و کاهش جریان شده ودر نتیجه تلفات اهمی محاسبه شده با مقدار آن، قبل از اتصال مولد قابل مقایسه نیست. برای حل این مشکل، توصیه می‌شود که بار متصل به شبکه به هنگام محاسبه تلفات، بصورت جریان ثابت مدل شود و تلفات اهمی در حالت ورود و خروج مولد محاسبه شود.

در صورتی که امکان مدل سازی بار بصورت جریان ثابت در نرم افزار مورد استفاده وجود نداشت، روش دیگر این است که بار بصورت توان ثابت یا امپدانسی مدل شود و در عوض، بحای تلفات اهمی از شاخص درصد تلفات (یعنی تلفات اهمی به توان اکتیو مصرفی توسط بار) استفاده شود.

۴–در شرایط آتی شبکه توزیع و با در نظرگرفتن رشد بار (معمولاً ۵ سال آینده) بایستی ظرفیت برق پشتیبان (برای تولید محلی) بر اساس معیارهای زیر تعیین شود:

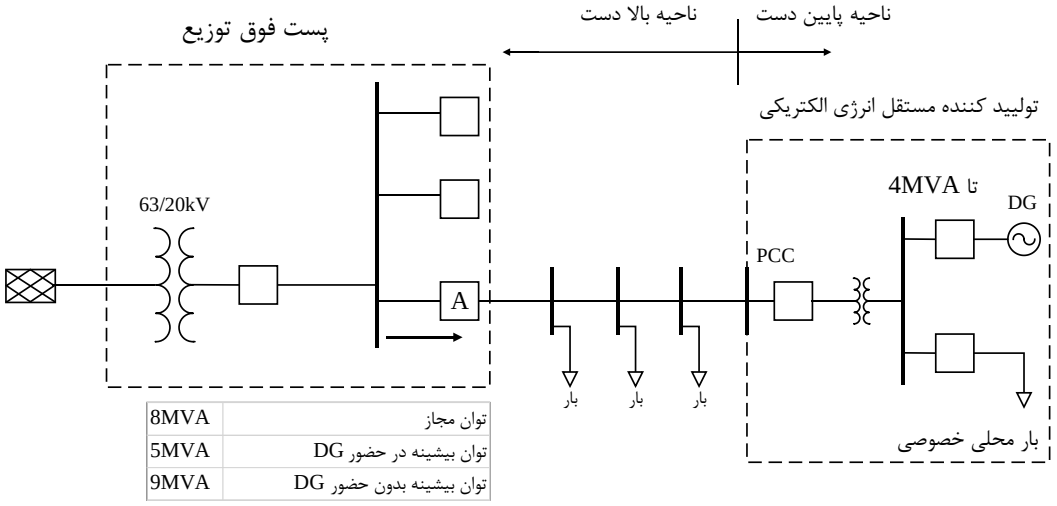
- ❖ پس از خروج مولد و با در نظر گرفتن برق پشتیبان به عنوان حداکثر بار محلی، بایستی محدودیتهای بهره برداری (ولتاژ باس‌ها و جریان فیدرها) رعایت شود.
- ❖ پس از خروج مولد و با در نظر گرفتن برق پشتیبان به عنوان حداکثر بار محلی، جریان عبوری از وسایل حفاظتی موجود در شبکه توزیع محاسبه شده و در صورت نیاز، تنظیمات اصلاح شود و یا برق پشتیبان محدود گردد.

۵– پخش‌بار باید برای مانورهای مختلف شبکه در حالت‌های کم‌باری و پرباری انجام گردد.

۶–در تمامی موارد ذکر شده لازم است که نتیجه مطالعات پخش بار قبل و بعد از اتصال مولد مقیاس کوچک انجام شده و این دو حالت با هم مقایسه شوند.

لازم به ذکر است که در صورت خروج مولد از مدار، توان جذب شده از PCC[1] به بار محلی نمی‌تواند بیش از ظرفیت برق پشتیبان باشد. از طرف دیگر شرکت توزیع موظف به تامین برق پشتیبان می‌باشد.

برای مثال در شکل زیر با شرایط بهره برداری موجود در صورت خروج مولد، برای نگه داشتن شرایط بهره برداری در محدود مجاز (افت ولتاژ و جریان مجاز) تعیین شود که چه مقداری از بار محلی خصوصی را می‌توان تامین نمود که به آن برق پشتیبان گویند.



شکل (۴-۱): استفاده از منابع پراکنده به عنوان برق پشتیبان

۴-۳- محدوده لازم شبیه سازی برای مطالعات پخش بار

فیدری که مولد مقیاس کوچک به آن متصل است بایستی در مطالعات پخش بار مدل شود تا تاثیر مولد بر جریان و ولتاژ بخش بالا د ستی مولد و همچنین ولتاژ بخش پایین د ستی مولد برر سی شود. در این فیدر فقط کافی ا ست شاخه اصلی مدل شود و شاخه‌های فرعی[2]، بصورت بار نقطه‌ای مدل می‌شوند (مگر اینکه جهت توان اکتیو یا راکتیو به سمت شاخه فرعی نباشد)

چنانچه سایر فیدرهای فشار متوسط خروجی به بار متصل باشند، جهت توان اکتیو و راکتیو از باس بار به سمت فیدر خواهد بود. در این حالت نیازی به مدل سازی آن فیدر نبوده و می‌توان آن را به صورت یک بار نقطه‌ای متصل به باس بار فشار متوسط پست فوق توزیع در نظر گرفت.

[1] Point of Common Coupling

[2] lateral

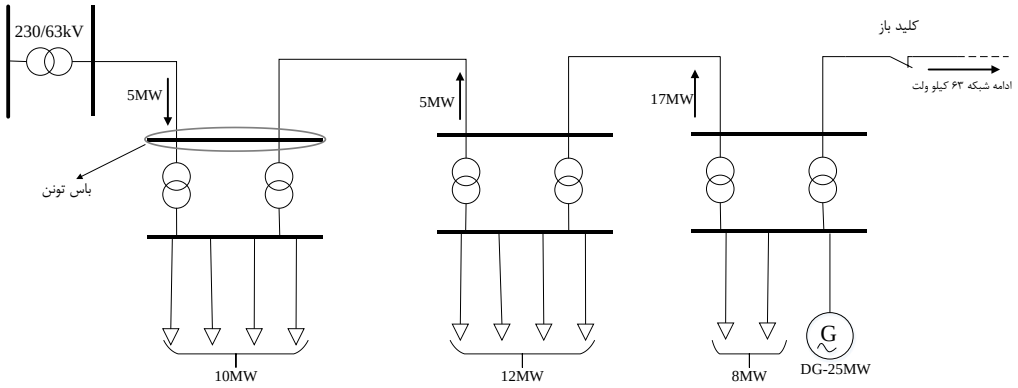
در صورتی که به سایر فیدرهای خروجی، خازن با جبران سازی اضافی متصل باشد به نحوی که جهت توان راکتیو از آن به سمت شینه پست فوق توزیع باشد،باید آن فیدر تا محل خازن مدل شود و سایر بخش‌های آن فیدر را می‌توان بصورت بار نقطه‌ای نمایش داد.

همچنین سایر فیدرهای خروجی نیز به مولد دیگری متصل باشند، لازم است حداقل تا محل مولد، آنها را مدل نمود. همچنین در صورت اتصال مولد به پست فوق توزیع باید پست فوق توزیع مدلسازی گردد.

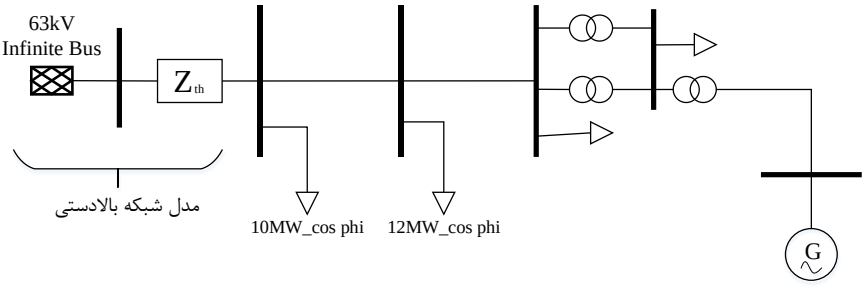
۴-۳-۱- محدوده لازم از شبکه بالا دستی برای مطالعات پخش بار

در صورتی که مجموع توان اکتیو یا راکتیو تولیدی در شبکه فشار متوسط پست توزیع، بیش از مجموع بار متصل به پست فوق توزیع (در حالت کمینه بار) باشد، بهتر است بخشهای از شبکه ۶۳ کیلو ولت نیز در مدل سازی در نظر گرفته شود (تا جایی که توان اکتیو و همچنین توان راکتیو به سمت شبکه بالا دستی نباشد) و بقیه شبکه بصورت تونن مدل شود. در غیر اینصورت کافی است که از باس بار ۶۳ یا ۱۳۲ کیلوولت پست فوق توزیع، معادل تونن شبکه در نظر گرفته شود.

برای مثال در شکل (۴-۲)یک مولد مقیاس کوچک به باس ۲۰ کیلوولت وصل شده است. بارها در وضعیت حداقل خود هستند و همین طور که نشان داده شده است، توان تولیدی مولد از بار محلی بیشتر بوده و وارد شبکه ۶۳ کیلو ولت می‌شود. باس فرض شده به عنوان باس بینهایت مکانی است که از هر دو طرف شبکه اصلی و مولد مقیاس کوچک همانند شکل (۴-۳) تغذیه می‌شود.



شکل (۴-۲): شبکه ۶۳ کیلوولت و انتخاب باس تونن



شکل (۴-۳): شبکه معادل سازی شده با تجهیز باس بینهایت

۴-۴-اطلاعات مورد نیاز برای انجام مطالعات پخش بار

- بار حداقل و حداکثر در زمان انجام مطالعه و ترجیحا مدل بار (از نظر وابستگی به ولتاژ)
- پیک بار پیش بینی شده در آینده (معمولا پیش بینی ۵ ساله)
- ساختار شبکه تحت مطالعه در حالتهای مختلف مانور در شبکه توزیع
- تعیین حالتی از ساختارهای ممکن در شبکه توزیع که در آن، حداکثر امپدانس بین ژنراتور و شبکه بالادستی وجود دارد.
- ولتاژ تنظیمی AVR ترانسفورماتور پست فوق توزیع در حالت پیک بار و غیر پیک (یعنی ولتاژ باس بار فشار متوسط پست فوق توزیع در تابستان و زمستان)
- لازم است در مطالعات پخش بار مولد بصورت PQ مدل گردیده که P برابر با توان نامی است. Q تزریقی به شبکه باید به نحوی باشد که ضریب توان مولد مقیاس کوچک ۰,۹ پس فاز (تزریق توان راکتیو به شبکه) باشد.

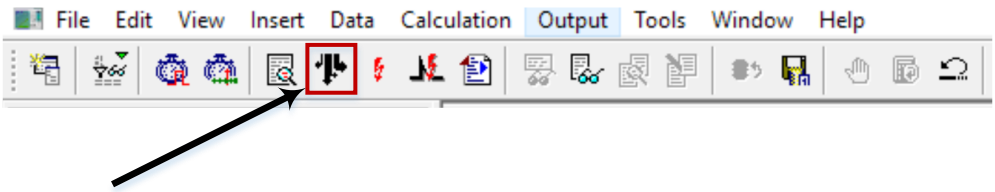
۴-۵- پیاده‌سازی نرم افزاری

۴-۵-۱- اطلاعات مورد نیاز تجهیزات

با توجه به توضیحات ارائه شده برای مدلسازی هر تجهیز در فصل ۲، اطلاعات مورد نیاز برای مطالعات پخش بار در پنجره‌های مربوط توضیح داده شده است. به دلیل اینکه ممکن است بعضی از پارامترهای تجهیزات در دسترس نباشد مدلسازی تجهیزات باید بر اساس پارامترهای موجود انجام گیرد.

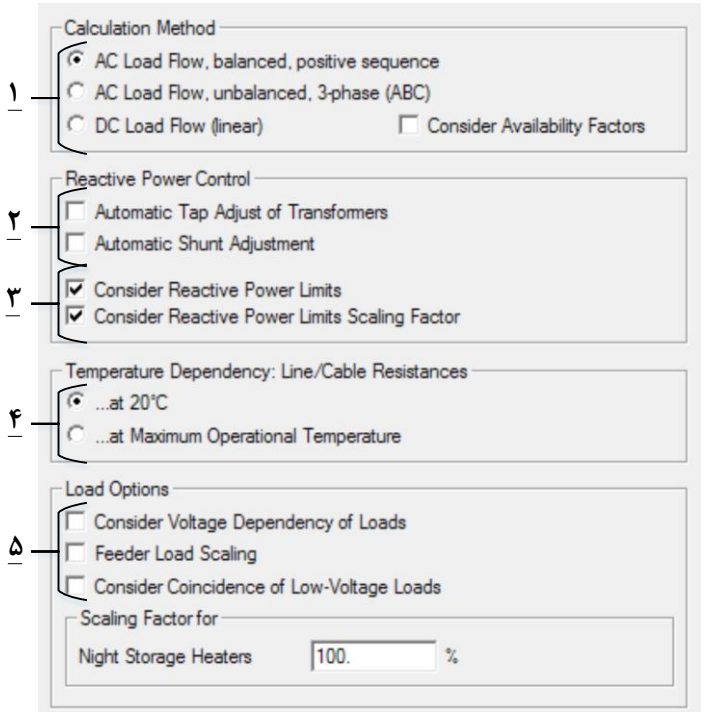
۴-۵-۲- تنظیمات ابزار مطالعات پخش بار

همانند شکل زیر با انتخاب نماد مربوط به پخش بار وارد ابزار مطالعات پخش بار می‌شویم.



شکل (۴-۴): نماد مربوط به محاسبات پخش بار

تنظیمات پخش بار مطابق باشکل (۴–۵) می‌باشد:



شکل (۴-۵): تنظیمات مطالعات پخش بار

۱–در این قسمت نوع مدل پخش بار برای مطالعات مربوطه انتخاب می‌شود. برای اهداف ذکر شده می‌توان از پخش بار سه فاز متعادل استفاده نمود. در صورت نامتعادلی شبکه و وجود اطلاعات بارهای هر فاز، می‌توان برای بالا بردن دقت محاسبات، از پخش بار سه فاز نامتعادل استفاده نمود.

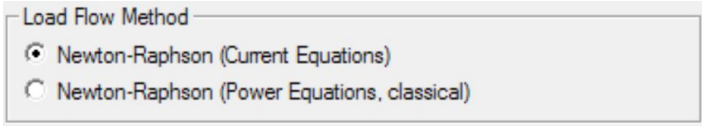
۲–در این قسمت با انتخاب این دو گزینه به ترتیب می‌توان به صورت خودکار تپ ترانسفورماتورها و همین طور سوییچ زنی بانک خازنی یا راکتور موازی را برای رسیدن به یک پخش بار مطلوب تغییر داد. البته همان طور که در فصل دو توضیح داده شد این امکان باید در قسمت‌های تعریف تجهیزات مربوطه فعال شده باشد. از تنظیمات به دست آمده می‌توان برای اصلاح تپ ترانسفورماتور فوق توزیع و مقدار بانک خازنی یا راکتور در حالت وجود مولد مقیاس کوچک استفاده نمود.

۳-با انتخاب این دو گزینه در صورتی که در مراحل تکراری پخش بار، مقادیر توان اکتیو و راکتیو تجهیزات از محدوده مجاز خارج شود برنامه پخش بار متوقف خواهد شد. در غیر اینصورت در صورت خروج این مقادیر از محدوده مجاز، پخش بار انجام شده و در انتها یک پیام اخطار نشان داده خواهد شد. با توجه به اینکه مد کنترلی مولدهای مقیاس کوچک PQ می‌باشند، انتخاب یا عدم انتخاب این دو گزینه تاثیری بر حل پخش بار نخواهد داشت.

۴-با توجه به اینکه با افزایش دما، مقاومت خطوط و کابل‌ها نیز افزایش می‌یابد و این امر می‌تواند بر جواب پخش بار نیز تاثیرگذار باشد. با انتخاب محاسبه مقاومت در بیشترین دما با توجه به اینکه شرایط پرباری سیستم عموما در زمان‌های با درجه محیطی بالا(معمولا تابستان) رخ می‌دهد، می‌توان شبیه سازی را به طور دقیق‌تری انجام داد.

۵- در این قسمت می‌توان وابستگی مقدار بار به ولتاژ و در نظر گرفتن ضریب تغییرات را برای مدل‌سازی بارها در مسئله پخش بار در نظر گرفت.

نوع معادلات پخش بار



شکل (۴-۶): انتخاب نوع معادلات پخش بار

برای شبکه‌های توزیع و به خصوص شبکه‌های سه فاز نامتقارن بهتر است از معادلات جریانی نیوتن-رافسون [۶۴]، استفاده شود. در مورد دیگر تنظیمات ابزار پخش بار، بهتر است از مقادیر پیش فرض نرم افزار استفاده نمود.

۴-۶-اجرای برنامه پخش بار و صحت سنجی نتایج پخش

ابتدا لازم است که مراحل گفته شده انجام شود. همین طور لازم است که از روند مدلسازی تمام تجهیزات و همین طور مدل سازی صحیح شبکه اطمینان حاصل نمود. سپس با توجه به اهداف ذکر شده اقدام به اجرای برنامه پخش بار در سناریوها و آرایش‌های مختلف شبکه نمود. احتمال دارد برنامه دچار خطا و اشتباهاتی شود که در ادامه به آنها پرداخته خواهد شد.

۴-۶-۱- عیب یابی مشکلات و خطاهای محاسبه پخش بار

به طور کلی، اگر یک راه حل وجود داشته باشد (به بیان دیگر، شبکه از لحاظ ریاضی قابل حل باشد) نرم افزار راه حل را پیدا خواهد کرد. در بعضی موارد کاربر ممکن است یک خطا در فرآیند پیاده سازی مرتکب شود که باعث شود راه حل ممکنی وجود نداشته باشد. مانند یک بار بزرگ که باعث افت ولتاژ بسیار شدید شود که منجر به واپاشی ولتاژ شبکه می‌شود. این پدیده همچنین در سیستم قدرت واقعی نیز قابل مشاهده است.

در هنگام ایجاد شبکه برای اولین بار بهتر است ابتدا اطلاعات یک قسمت کوچک یا یک "مسیر" شبکه ایجاد شود و سپس شبکه به وسیله یک برنامه پخش بار حل شود. نرم افزار DIgSILENT یک فرایند تایید اطلاعات مشخصی را اجرا می‌کند. مانند اینکه آیا یک خط بین دو باس با ولتاژ یکسان متصل شده است یا اینکه جهت یابی ولتاژی ترانسفورماتور به درستی انجام شده است یا خیر و غیره

دلایل معمول برای عدم همگرایی پخش بار عبارتند از:

مشکلات مدل داده‌ها:

در نرم افزار Digsilent صحت سنجی اطلاعات در سه سطح مختلف انجام می‌شود.

- سطح پارامتر

ثبات پارامترهای ورودی باید بررسی شود. برای مثال، وارد کردن یک مقدار منفی برای طول خط باعث ایجاد یک پیغام خطا می‌شود. دیگر تایید سنجی اطلاعات پیاده سازی شده شامل چک کردن در محدوده مجاز بودن پارامترهای ورودی می‌باشد.

- سطح تجهیز

اطلاعات ورودی خود تجهیز باید چک شود. برای مثال، باید بررسی شود که تلفات مغناطیسی ترانسفورماتورها کمتر از توان ظاهری مغناطیس کنندگی نامی (یعنی جریان مغناطیس کنندگی) باشد.

- سطح سیستم

اطلاعات باید از نقطه نظر سیستم نیز چک شود. برای مثال، باید بررسی شود که ولتاژ دو سمت خطوط و کابل‌ها یکسان باشند یا سمت فشار قوی یا فشار ضعیف ترانسفورماتور به سطوح ولتاژ مربوطه متصل شده باشد. یا تایپ مورد نیاز برای هر تجهیز تعریف شده باشد.

تعداد تکرارهای بیشتر از حد مشخص شده توسط برنامه پخش بار

معمولا این مشکل به دلیل پناایداری ولتاژ (واپاشی ولتاژ) رخ می‌دهد. برای مثال، همانطور که گفته شد ممکن است، یک بار بزرگ باعث افت ولتاژ شدید و واپاشی ولتاژی سیستم گردد. همچنین اتصال ضعیف سیستم نیز می‌تواند باعث این پدیده می‌شود.

عدم تطابق بیش از حد خطای پخش بار

در حالتی که یک عدم تطابق بزرگ بین تولید و مصرف (بیش از ۱۵ درصد) پخش بار بعید است که همگرا شود.

لازم به ذکر است با توجه به ساختار شبکه مورد نظر برای پیاده سازی و وجود دارد و وجود یک باس بینهایت به عنوان شبکه بالا دستی، احتمال وقوع عدم تطابق تولید و مصرف در شبکه توزیع مورد نظر وجود ندارد.

۴-۶-۲- صحت سنجی نتایج

پس از اجرای موفق برنامه پخش بار لازم ا ست که تمامی اطلاعات خروجی به دقت برر سی شود و در صورت وجود خروجی نامتعارف به بررسی دقیق و ریشه‌یابی این خروجی پرداخته شود. در صورت وجود اطلاعات نادرست در بخش پیاده سازی تجهیزات و شبکه لازم است اقدامات اصلاحی صورت پذیرد.

۴-۷- تحلیل نتایج پخش بار

پس از اطمینان صحت اطلاعات خروجی برنامه پخش بار،لازم ا ست اطلاعات خروجی بر ا ساس ا ستانداردها و دستورالعمل‌های مربوط به اتصال مولد مقیاس کوچک به شبکه از لحاظ محدودیت‌های الکتریکی مانند محدود مجاز ولتاژ سی ستم (۵± در صد ولتاژ نامی) و همینطور بار گیری مجاز خطوط (تا ۸۰ در صد بار نامی) برر سی شود. در صورت مجاز بودن نتایج خروجی پخش بار اتصال مولد به شبکه از دیدگاه مطالعات پخش بار مجاز می‌باشد.

در صورت مغایرت نتایج پخش بار با ا ستاندارد لازم، در طرح ات صال بازنگری انجام شود. این بازنگری می‌تواند شامل تغییر تجهیزات مورد ا ستفاده اعم از تغییر سطح مقطع هادی‌های مختلف، تغییر تنظیمات ولتاژ و در صورت لزوم ا ستفاده از تنظیم کننده‌های ولتاژ می‌با شد. ممکن ا ست تغییراتی در محل ن صب و همینطور توان خروجی مولد انجام شود. این تغییرات لازم است با هماهنگی کامل شرکت برق مربوطه و سرمایه‌گذار صورت گیرد.

۴-۸- نتیجه‌گیری

مطالعات پخش بار یکی از ا سا سی‌ترین مطالعاتی ا ست که در شبکه قدرت انجام می‌گیرد. به و سیله این مطالعه می‌توان از کارکرد مجاز شبکه در محدوده ولتاژ و جریان مجاز در حالت‌های مختلف اطمینان حا صل نمود. با ات صال مولد مقیاس کوچک به شـــبکه و حالت‌های مختلف بهره‌برداری اعم از کم باری و یا پرباری ممکن اســـت جریان و ولتاژ سیستم از محدوده منا سب خارج شده که در این صورت باید اقدامات ا صلاحی و یا بازنگری در طرح ات صال را انجام داد. در این بخش نحوه انجام مطالعات پخش بار و اهداف انجام این مطالعات بطور دقیق بین گردید.

۵- روش انجام مطالعات اتصال کوتاه

۵-۱- مقدمه

یکی از مهمترین پارامترهای شـــبکه توزیع که در بســـیاری از امور مانند بهره برداری، حفاظت و کنترل بهینه و مطلوب سیستم توزیع موثر ا ست سطح ات صال کوتاه شبکه توزیع می‌با شد. ات صال مولدهای مقیاس کوچک می‌تواند

تاثیر بالقوه‌ای بر مقدار سطح اتصال کوتاه در نواحی مختلف شبکه توزیع همانند بالادست یا پایین دست فیدر توزیع (در صورت نصب شدن مولد مقیاس کوچک در طول فیدر توزیع) باس بار ۲۰ کیلو ولت پست فوق توزیع و همینطور شبکه بالا دست داشته باشد. بنابراین مطالعه سطح اتصال کوتاه یکی از مطالعات اساسی است که لازم است در بررسی شرایط نصب مولد مقیاس کوتاه در دو حالت با وجود و عدم وجود آن مورد مطالعه قرار بگیرد و در صورت لزوم، تغییراتی در ساختار حفاظتی و کلیدهای قدرت و دیگر مکانیزم‌های کنترلی-حفاظتی سیستم اعمال گردد.

عمده ترین آثار سوء اتصال کوتاه بر شبکه توزیع الکتریکی و اجزای آن عبارتند از:

۱-جریان بسیار قابل توجه‌ای از تجهیزاتی که در مسیر جریان اتصال کوتاه قرار دارند می‌گذرد که این جریان بالا (عمدتا بیشتر از جریان نامی حد تحمل تجهیزات است) می‌تواند باعث آسیب‌های حرارتی (ناشی از ایجاد تلفات در تجهیز) شده و همین‌طور ایجاد نیروی الکترومغناطیسی کرده که می‌تواند آسیب‌های جدی و مخرب برای برخی از تجهیزات (ترانسفورماتورها و ژنراتورها) به همراه داشته باشد.

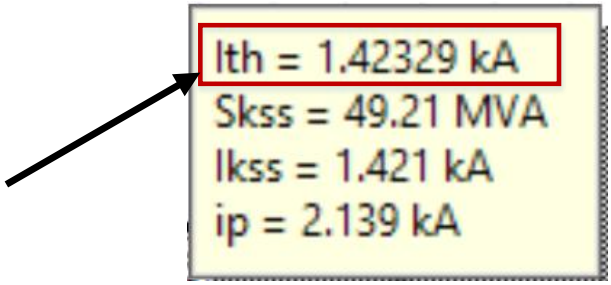
۲- در شرایط اتصال کوتاه، ولتاژ بیشتر باس‌های شبکه توزیع تحت تاثیر اتصال کوتاه افت شدیدی پیدا کرده و ممکن است به مصرف کنندگان خسارت وارد شود.

۳-در صورت تداوم شرایط اتصال کوتاه شبکه مولد مقیاس کوچک ممکن است پایداری خود را از دست بدهد. در مورد علت این پدیده در بخش مطالعات حالت گذرای بیشتر به آن پرداخته خواهد شد.

۵-۲-اهداف

۱-بررسی توانایی تحمل حرارتی و مکانیکی تجهیزات در عبور جریان اتصال کوتاه

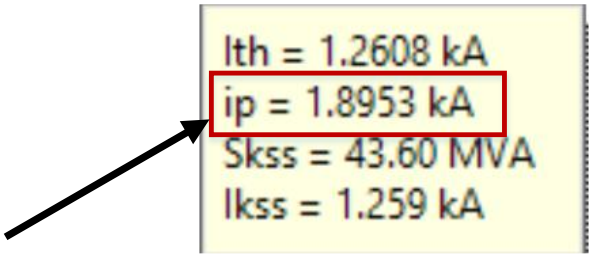
۱-۱-کلیه تجهیزاتی که جریان اتصال کوتاه از آنها عبور می‌نماید (هادی، انواع قطع کننده و ترانسفورماتورهای جریان) بایستی قادر به عبور I_{th} (حد جریان حرارتی) در زمان T_K ثانیه باشند که T_K معمولا برابر با ۱ یا ۳ ثانیه در نظر گرفته می‌شود. مقدار جریان حد حرارتی را می‌توان جزو خروجی‌های نرم افزار همانند شکل زیر قرار داد.



شکل (۵-۱): حد حرارتی جریان

۱-۲-کلیه تجهیزات بایستی توانایی تحمل نیروی الکترودینامیکی ناشی از پیک جریان اتصال کوتاه را داشته باشند. بر اساس استاندارد IEC مربوط به تجهیزات مختلف، مقدار نامی پیک جریان اتصال که ۲,۵ برابر مقدار نامی

مقدار موثر جریان اتصال کوتاه متقارن در نظر گرفته می شود. بنابراین بایستی مولفه دینامیکی جریان اتصال کوتاه (پیک جریان اتصال کوتاه که حاوی مولفه‌های dc و ac میراشونده نیز می‌باشد) نیز در شبکه مورد مطالعه تعیین شود که این مقدار در نرم افزار برابر با i_p در نظر گرفته می‌شود. این مقدار نیز به وسیله نرم افزار قابل محاسبه است و می‌توان مقدار آن را همانند شکل زیر مشاهده کرد.



شکل (۵-۲): مقدار بیشینه جریان خطا

در نهایت، مقدار موثر جریان اتصال کوتاه متقارن از رابطه زیر تعیین می‌شود (ضریب ۱,۱ حاشیه اطمینان است).

$$I_{sc_n} \geq Max\left\{I_{th}, \frac{i_p}{2.5}\right\} \times 1.1 \qquad (۱-۵)$$

بنابراین حد قابل تحمل جریان قابل تجهیز با توجه به این دو حد حرارتی و پیک جریان اتصال کوتاه به دست می‌آید.

۲-بررسی توانایی قطع جریان اتصال کوتاه

۲-۱-تجهیزات قطع کننده جریان خطا (شامل کلید، فیوز و ریکلوزر) بایستی دارای قدرت قطع کافی باشند. با توجه به اینکه جریان اتصال کوتاه شبکه توزیع در حضور ژنراتورهای سنکرون و آسنکرون، حاوی مولفه ac و dc میرا شونده است، بنابراین در تعیین قابلیت قطع کلید، بایستی به میرا شدن جریان اتصال کوتاه (پس از گذشت زمان معادل با مجموع زمان عملکرد رله و تاخیر مکانیزم فرمان کلید) توجه شود.

در عمل می‌توان گفت جریان خطایی که بایستی توسط کلید قطع شود، جریان اتصال کوتاه محاسبه شده در زمان حدود ۴۰ تا ۵۰ میلی ثانیه پس از رخداد خطا می‌باشد که برابر با I''_{K2} در نظر گرفته می‌شود. بدیهی است که به دلیل میرا شدن مولفه ac جریان خطا، این مقدار از مقدار اولیه جریان خطا I''_K کمتر است.

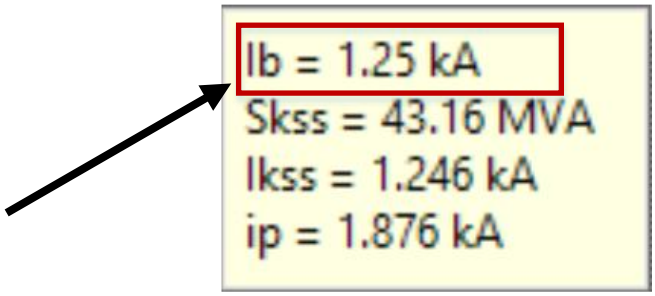
۲-۲-در صورتی که در تعیین I''_{K2} بر مبنای محاسبات تئوری و یا بر مبنای برنامه‌های شبیه سازی مورد استفاده، اثر مولفه dc جریان خطا در نظر گرفته نشود، می‌توان جریان موثر در قطع کلید قدرت را بر اساس رابطه زیر محاسبه نمود.

$$I_{breaking} = I''_{K2} \times \sqrt{1+2\times F_{dc}^2} \qquad (۲-۵)$$

$$F_{dc} = e^{-t/\tau} \qquad (۳-۵)$$

که در این رابطه I''_{K2} مقدار موثر جریان اتصال کوتاه در t ثانیه پس از وقوع خطا است. t فاصله زمانی بین وقوع خطا تا لحظه باز شدن کنتاکتهای کلید است که برابر با ۴۰ تا ۵۰ میلی ثانیه در نظر گرفته می‌شود. τ ثابت زمانی مولفه dc جریان خطای عبوری از کلید است.

نرم افزار DIgSILENT می‌تواند مقادیر قطع کلید قدرت را به عنوان یکی از خروجی‌های مطالعات پخش بار همانند شکل زیر محاسبه نماید.



شکل (۵-۳): مقدار جریان قطع کلید

۲-۳-کلید قدرت در صورتی قادر به قطع جریان اتصال کوتاه نامی است که کنتاکت‌های آن سالم باشند و خوردگی مکانیکی در آنها ایجاد نشده باشد. بعلاوه لازم است از نظر عایقی محفظه قطع نیز در وضعیت مناسبی باشد. به طور مثال در کلید SF6 به دلیل عوامل زیر ممکن است قدرت قطع کلید کمتر از مقدار نامی آن می‌باشد. از این رو توصیه می‌شود، جریان نامی قطع کلید، بین ۱,۱ تا ۱,۲ برابر $I_{breaking}$ در نظر گرفته شود.

- افزایش رطوبت موجود در محفظه قطع (بیش از حد مجاز)
- کاهش فشار گاز SF_6 محفظه قطع
- استفاده از ترکیب N_2 و SF_6 بجای SF_6 خالص
- کاهش کیفیت گاز SF_6 به دلیل عملکردهای قبلی کلید

۲-۴-یکی از دیگر از پارمترهای مهم در انتخاب کلید، قدرت اتصال آن در شرایط اتصال کوتاه است. این پارامتر عموما بر حسب مقدار جریان قطع $I_{breaking}$ و بر اساس استاندارد IEC60947-2 به دست می‌آید.

۳-تنظیم رله های حفاظت ژنراتور و اطمینان از عملکرد وسایل حفاظتی مشترکین

۳-۱-در صورت تغذیه شبکه فشار متوسط توسط مولد مقیاس کوچک بصورت جزیره‌ای، بایستی نسبت به عملکرد رله‌های جریان زیاد و کات اوت فیوزها در سطح شبکه فشار متوسط (به ازا خطای فاز به زمین و همچنین فاز به فاز) اطمینان حاصل شود.

بنابراین لازم اســـت به قابلیت AVR ژنراتور در تامین مولفه راکتیو جریان خطا به همراه دینامیک و مدت زمان تداوم آن و به قابلیت تامین مولفه های اکتیو و راکتیو جریان خطا توســـط مولدهای با واســـط اینورتری با توجه به جریان نامی کلیدهای الکترونیک قدرت بکاررفته و سیستم خنک کننده آنها توجه نمود.

۳-۲-در صورت تغذیه شبکه فشار ضعیف توسط مولد مقیاس کوچک بصورت جزیره‌ای، بایستی نسبت به عملکرد رله‌های جریان زیاد و به ویژه فیوزها در سطح شبکه فشار ضعیف و همچنین در محل مصرف‌کنندگان اطمینان حاصل شود و در صورت نیاز اقدامات زیر صورت گیرد:

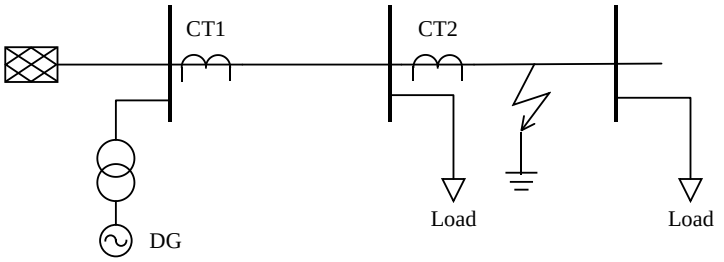
- بجای فیوز از MCB[1] استفاده شود (فیوز در ۲,۵ برابر جریان نامی عملکرد دارد ولی MCB در ۱,۵ برار جریان نامی خود عمل می‌کند.)
- فیدرهای بزرگ با جریان زیاد به تعدادی فیدرهای کوچک تقسیم شود تا بتوان از MCB یا فیوزهای با جریان نامی کمتر استفاده نمود. زمانی که جریان اتصال کوتاه در حالت کارکرد جزیره‌ای (در صورت لحاظ شـــدن این حالت کاری برای مولد مقیاس کوچک)به اندازه‌ای بزرگ نباشـــد که باعث عملکرد مطمئن تجهیزات حفاظتی موجود گردد، می‌توان از این روش استفاده نمود.

۴-اطمینان از مناسب بودن ترانسفورماتورهای جریان

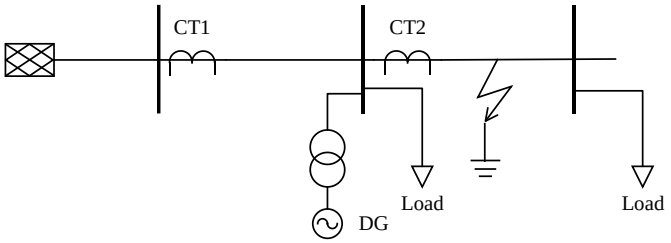
۴-۱-با افزایش دامنه و ثابت زمانی مولفه dc جریان اتصال کوتاه ناشی از اتصال ژنراتور مقیاس کوچک القایی سنکرون به شبکه توزیع، احتمال اشباع ترانسفورماتور جریان افزایش می‌یابد که ممکن است باعث عدم هماهنگی حفاظتی رله‌های جریان زیاد گردد. مثلا در شبکه‌های زیر ممکن است اشباع CT2 باعث ایجاد ناهماهنگی با رله تغذیه شده از CT1 شود.

برای مثال در شکل زیر به دلیل اینکه جریان خطای یکسانی از هر دو ترانسفورماتور جریان CT1 و CT2 عبور می‌کند. و در صـورت زیاد بودن مقدار جریان خطا، هر دو ترانسـفورماتور جریان با هم به اشـباع می‌رود و هماهنگی حفاظتی بین این دو تغییری نمی‌کند. اما در شـــکل دوم به دلیل وجود مولد مقیاس کوچک در وســـط فیدر، جریان عبوری از این دو ترانسفرماتور جریان متفاوت بوده و ترانسفورماتور جریان CT2 به اشباع رفته و هماهنگی حفاظتی بین دو رله اضافه جریان متصل به ترانسفورماتورهای جریان از بین میرود.

[1] Miniature Circuit Breaker

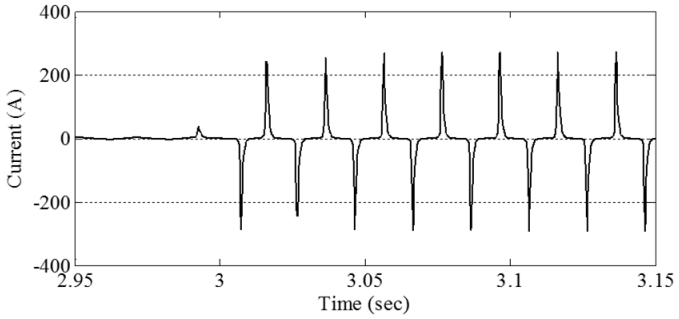


شکل (۵-۴): گذر جریان یکسان از هر دو ترانسفورماتور جریان و حفظ هماهنگی حفاظتی



شکل (۵-۵): گذر جریان مختلف از دو ترانس جریان و احتمال اشباع و ناهماهنگی حفظاظتی

شکل زیر، شکل موج جریان سمت ثانویه یک ترانسفورماتور جریان اشباع شده است را نشان می‌دهد.



شکل (۵-۶): نمونه شکل موج خروجی ترانس جریان اشباع شده

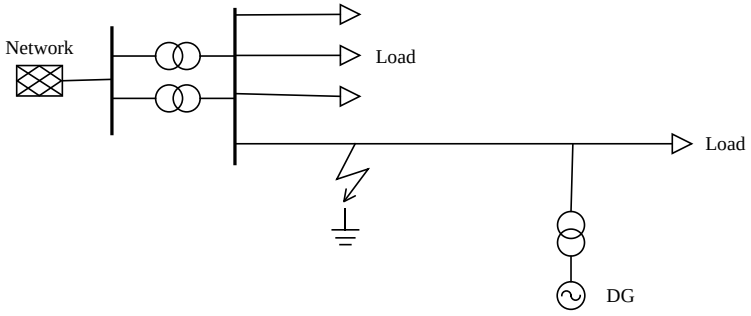
۴-۲- با افزایش دامنه جریان اتصال کوتاه پس از اتصال ژنراتور مقیاس کوچک القایی یا سنکرون به شبکه توزیع ممکن است:

- جریان عبوری از CT[1] نظر حرارتی در حد تحمل نباشد.
- ممکن است جریان عبوری از ثانویه CT در حد تحمل تجهیزات متصل به ثانویه CT (نظیر رله‌ها یا وسایل اندازه‌گیری) نباشد.

بنابراین در CTهای ابتدایی فیدر و همچنین در طول فیدر (به ویژه در اولیه ترانسفورماتورهای توزیع) بایستی نیازمندی‌های مذکور بررسی شود.

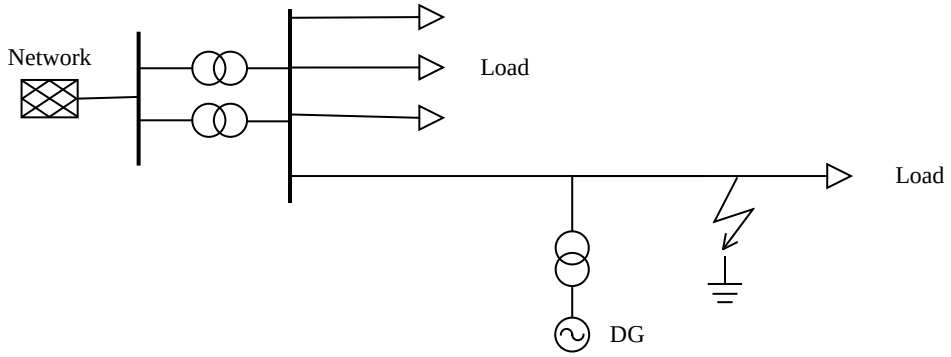
[1] Current Transformer

برای محاسبه مقدار جریان خطای عبوری از مولد در هنگام خطا، اگر همانند شکل زیر که مولد مقیاس کوچک در طول فیدر نصب شده است خطا در بالادست مولد رخ بدهد برای محاسبه جریان اتصال کوتاه عبوری از مولد، نیازی به مدل سازی شبکه نیست.



شکل (۵-۷): وقوع خطا در بالا دست مولد پراکنده

اگر محل خطا در شبکه پایین دست مولد باشد، برای محاسبه جریان اتصال کوتاه عبوری از مولد لازم است شبکه نیز مدل شود تا اثر افت ولتاژ ناشی از جریان شبکه لحاظ گردد.



شکل (۵-۸): وقوع خطا در پایین دست مولد پراکنده

۵-افزایش جریان اتصال کوتاه فاز به زمین در حضور ژنراتور ولتاژ ضعیف از نوع Bus-connected

در ژنراتورهای فشار ضعیف چهارسیمه که مصرف‌کنندگان تکفاز را نیز تغذیه می نماید، جریان خطای فاز به نول بزرگتر از جریان خطای سه فاز است. در صورتی که اتصال ژنراتور به شبکه فشار ضعیف از نوع Bus-connected باشد بایستی ژنراتور به نحوی طراحی شود که جریان اتصال کوتاه فاز به زمین را نیز تحمل نماید. این نیازمندی حتما بایستی به سازنده ژنراتور بیان شود. لازم به ذکر است که ژنراتورهای فشار متوسط، بصورت چهارسیمه بهره برداری نشده و چنین نیازمندی در مورد آنها وجود ندارد.

در حالت فوق بایستی دقت نمود که جریان خطای فاز به نول در شبکه نیز خیلی بزرگ می شود. اگر این جریان بیش از مقدار مجاز باشد، می توان از یک کلید در نوترال ژنراتور استفاده نمود. در صورت اتصال ژنراتور به شبکه

سرا سری می توان کلید مذکور را باز کرد و در صورت بهره برداری جزیره ای بایستی کلید نوترال در حالت بسته باشد.

۶-محاسبه Arc flash hazard

با افزایش سطح اتصال کوتاه، خطرات ناشی از ایجاد قوس الکتریکی در تجهیزات و به ویژه تابلوها نیز زیاد می شود. این نکته در حالتی که سهم مولد در جریان عبوری از محل اتصال کوتاه زیاد است، اهمیت ویژه ای دارد. یکی از مصادیق این موضوع، حالتی است که مولد با ظرفیت نسبتا زیاد مستقیما به سطح فشار ضعیف (۴۰۰ ولت) متصل می شود.

در این مورد باید به نکات زیر توجه نمود:

- بررسی arc proof بودن تابلوهای فشار ضعیف برای سطح اتصال کوتاه جدید(پس از اتصال مولد به شبکه توزیع)
- محاسبه انرژی منتقل شده به هنگام ایجاد قوس در تابلو و تعیین فواصل ایمنی سه گانه و تجهیزات حفاظتی فردی مورد نیاز برای ایمن بودن در برابر قوس

برای اطلاعات بیشتر در این زمینه به استانداردهای IEEE 1584 [۶۵] وNFPA 70E [۶۶] مراجعه شود.

۷-بررسی تاثیر افت ولتاژ ناشی از اتصال کوتاه بر مصرف کنندگان

در محل‌های مختلف شبکه باید بررسی شود که با توجه به تنظیم رله‌های حفاظتی موجود، اتصال کوتاه تا چه زمانی استمرار دارد و چه میزان افت ولتاژ در شبکه ایجاد می‌نماید. ضمنا موارد زیر در سه حالت تغذیه فقط از شبکه، فقط از مولد (بهره برداری جزیره ای) و تغذیه از مولد متصل به شبکه، بررسی گردد:

- قابل تحمل بودن افت ولتاژ موقت برای مصرف کنندگان
- بررسی در مدار ماندن بارهای کنتاکتوری در مدت زمان اتصال کوتاه در شبکه

۸-بررسی کفایت برقگیرها از منظر اضافه ولتاژهای موقت

در حالت بهره برداری جزیره‌ای مولد، بایستی اضافه ولتاژهای موقت در حالت‌های زیر محاسبه شده و بررسی شود که آیا برقگیرهای موجود در شبکه قادر به تحمل آنها هستند یا خیر و در صورت عدم تحمل بایستی نسبت به تنظیم رله‌های حفاظتی موجود، تنظیم کنترل کننده‌های مولدهای موجود در شبکه، یا به‌کارگیری برقگیر با ولتاژ نامی بالاتر اقدام شود:

- درحالت‌های گذرای شبکه و با توجه به پاسخ کنترل کننده‌های مولد
- اتصال کوتاه فاز زمین با توجه به نحوه زمین شدن ترانسفورماتور واسطه و همچنین زمان عملکرد رله‌های حفاظتی موجود

۹- با اتصال مولد به هر سطح ولتاژ، مناسب است که کفایت تحمل اتصال کوتاه در تجهیزات موجود در همان سطح ولتاژ و ترجیحا یک سطح ولتاژ بالاتر از آن بررسی شود.

به طور مثال با اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه فشار متوسط، لازم است که کفایت مشخصات فنی تجهیزات موجود در شبکه ۲۰ کیلوولت از منظر تحمل اتصال کوتاه بررسی گردد. ضمنا مناسب است که مطالعات اتصال کوتاه در مورد تجهیزات موجود در سوئیچگیر ۶۳ کیلوولت نیز صورت پذیرد.

به دلیل بزرگ بودن نسبت تبدیل ترانسفورماتورهای توزیع، تغییر امپدانس تونن از سمت اولیه این ترانسفورماتورها ناشی از اتصال مولد مقیاس کوچک به شبکه فشار متوسط، تاثیر ناچیزی بر افزایش جریان اتصال کوتاه در شبکه فشار ضعیف دارد. از این رو معمولا نیازی به بررسی جریان اتصال کوتاه در این سطح ولتاژ نیست.

ممکن است در طول فیدر ۲۰ کیلوولت از تجهیزاتی نظیر ریکلوزر یا فیدر با سطح مقطع کم استفاده شده باشد که بایستی کفایت مقدار مجاز جریان اتصال کوتاه در آنها نیز پس از اتصال مولد به شبکه فشار متوسط بررسی گردد.

۵-۳-عملکرد انواع مولدهای مقیاس کوچک در هنگام خطای اتصال کوتاه

۵-۳-۱- ژنراتور سنکرون

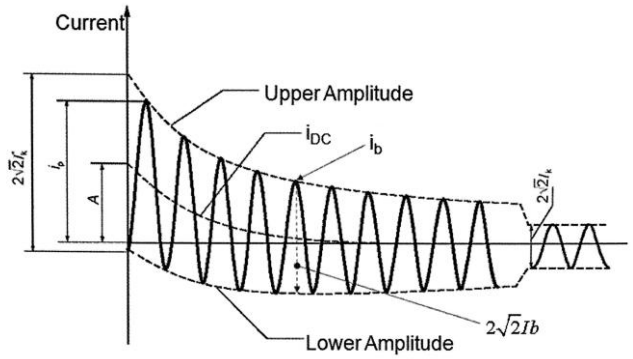
در این نوع مولد همانند مولدهای معمول شبکه برق، در هنگام وقوع خطا، جریان اتصال کوتاه دارای مقدار DC می‌باشد. با توجه به مدت زمان گذر از خطا، دامنه این جریان با توجه به تغییر مدل راکتانس ژنراتور از راکتانس زیرگذرا به گذرا و سنکرون با توجه به ثابت زمانی‌های مرتبط با آنها در شکل زیر نشان داده شده است. بر طبق استاندارد IEC 60909 تعریف اندیس‌های جریانی و ضرائب مربوطه در شکل (۵-۹) به صورت زیر می‌باشند:

I_{kss}: جریان اتصال کوتاه متقارن (مقدار موثر)

i_p: پیک جریان اتصال کوتاه (مقدار لحظه‌ای)

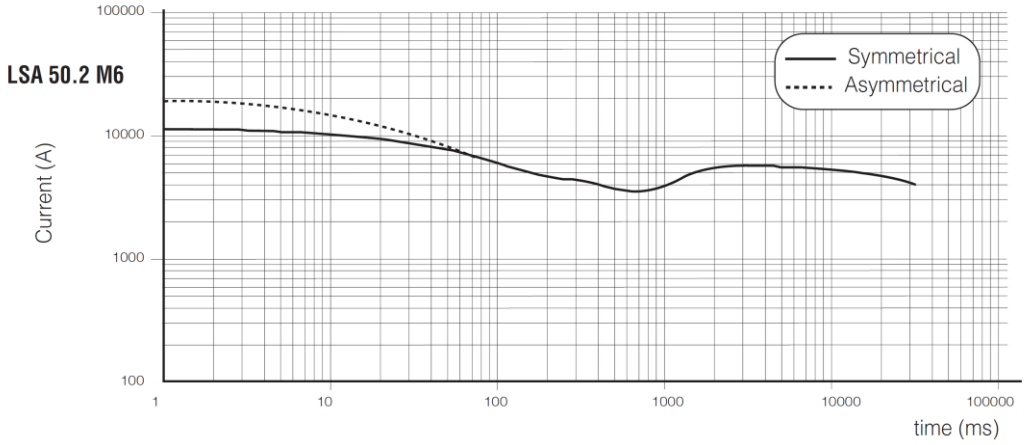
I_b: جریان قطع اتصال کوتاه متقارن (مقدار موثر)

I_{th}: جریان اتصال کوتاه معادل حرارتی (مقدار موثر)



شکل (۵-۹): وقوع خطا در پایین دست مولد پراکنده

برای مثال جریان اتصال کوتاه تولید شده توسط ژنراتور سنکرون با مشخصه خروجی ۴۰۰ ولت، ۵۰ هرتز، ۴ قطب، ۱۲۵۰ کیلوولت آمپر با جریان نامی ۱٫۸ کیلوآمپر، به ازای اتصال کوتاه سه فاز در خروجی ژنراتور، در نمودار شکل (۵-۱۰) زیر قابل مشاهده است.



شکل (۵-۱۰): نمودار جریان اتصال کوتاه تزریقی ژنراتور سنکرون

جریان خروجی مولد برای مدت کوتاهی تا حدود ۲ برابر جریان نامی کاهش یافته و سپس افزایش یافته و در زمان حدود ۲ تا ۱۰ ثانیه پس از وقوع خطا، تقریبا برابر با ۳ پریونیت می شود. نمودار داده شده بر حسب خطای سه فاز متقارن و نامتقارن است. می‌توان با استفاده از جدول زیر مقادیر جریان خطا را برای انواع دیگر خطاها به دست آورد.

جدول (۵-۱): مشخصات و ضرایب نوع خطا ژنراتور سنکرون

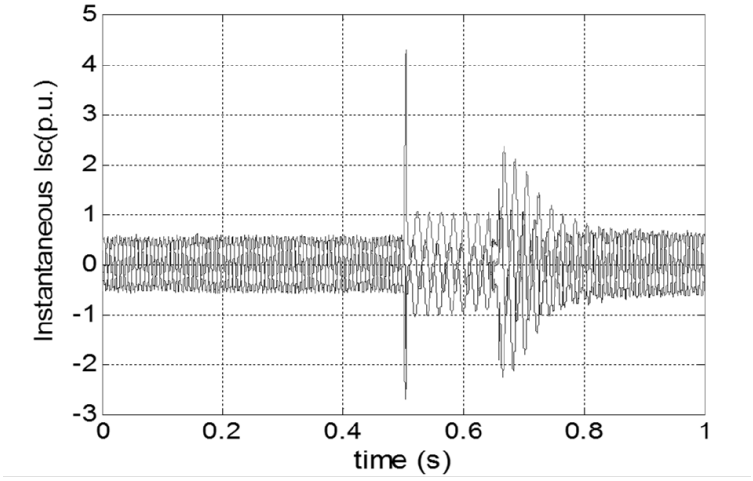
	3 phase	2 phase L - L.	1 phase L - N.
Instantaneous (Max)	1	0,87	1,3
Sustained	1	1,5	2,2
Max sustained duration (AREP/ PMG)	10 sec.	5 sec.	2 sec.

بنابراین در صورتی که سیستم تحریک از نوع PMG یا AREP باشد، حداکثر مقدار موثر جریان خطای سه فاز، ۱٫۶برابر جریان نامی (معادل با ۱ پریونیت) و حداکثر مقدار جریان طولانی مدت (تا حداکثر زمان مجاز که برابر ۱۰ ثانیه است) ۳ برابر جریان نامی (معادل با ۱ پریونیت) است.

در اتصال کوتاه نامتقارن که تلفات کمتری در سیم پیچ استاتور ژنراتور اصلی ایجاد می‌نماید، دامنه جریان بیشتری بصورت طولانی مدت ایجاد می‌شود. البته خطای نامتقارن نوسانات مکانیکی شدیدی در توربوژنراتور ایجاد می‌نماید و همچنین با ایجاد جریان منفی بزرگ، باعث گرم شدن هسته روتور نیز می شود، لذا زمان استمرار آن نیز محدود است.

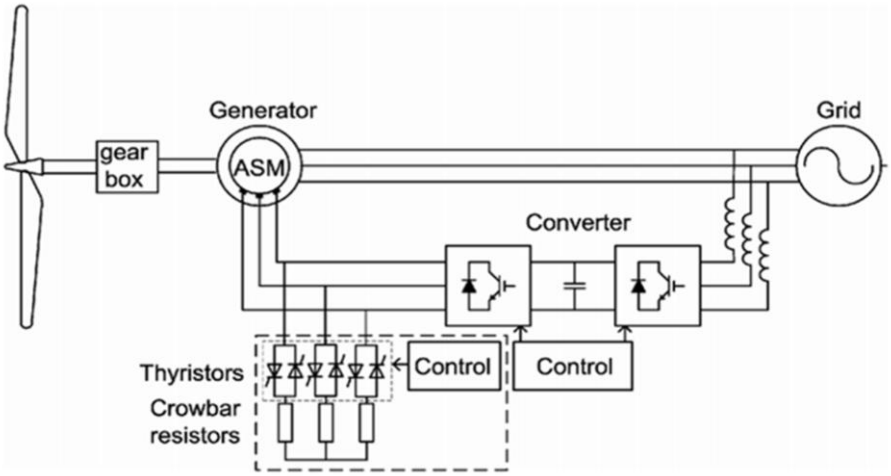
۵-۳-۲- مولد القایی تغذیه دوگانه

در شکل (۵-۱۱) جریان خروجی مولد تغذیه دوگانه استفاده شده در توربین بادی نشان داده شده است. در ابتدای بروز خطا، جریان اتصال کوتاه بسیار زیادی برای مدت محدود تولید می‌شود. و بعد از آن جریان اتصال کوتاه در مقداری نزدیک به جریان قبل از خطا قرار گرفته و بعد از رفع خطا نیز دامنه آن بزرگ شده و با حالت نوسانی به جریان حالت قبل از خطای خود باز میگردد.



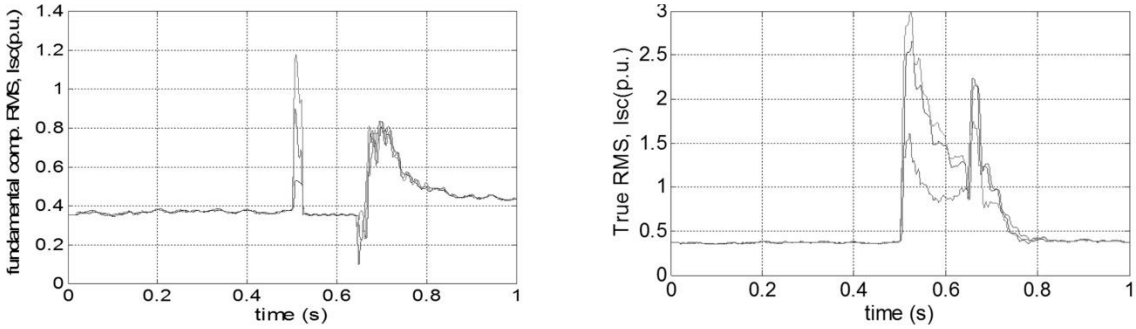
شکل (۵-۱۱): نمودار جریان خطای اتصال کوتاه سه فاز مولد القایی دو سوء تغذیه

در شکل زیر نمای کلی از یک توربین بادی با مولد القایی از تغذیه دوگانه نشان داده شده است.



شکل (۵-۱۲): نمای کلی یک مولد بادی با ژنراتور القایی از تغذیه دوگانه

یکی از بخش‌های اصلی نشان داده شده در شکل (۵-۱۲) مقاومت کروبار می‌باشد. این مقاومت در هنگام وقوع خطا، جایگزین مبدل و انرژی ذخیره شده در آن را مصرف می‌کند. تا از اندازه و شدت جریان اتصال کوتاه بکاهد. در شکل زیر مقدار هارمونیک اول جریان اتصال کوتاه در دو حالت وجود و عدم وجود کروبار نشان داده شده است.



ب) الف)

شکل (۵-۱۳): مقدار هارمونیک اصلی جریان اتصال کوتاه ۱)بدون کروبار ۲)با وجود کروبار

همانطور که مشـــاهده می‌شـــود وجود کروبار باعث کاهش دامنه جریان خطا و همین دامنه جریان خروجی مولد پس از رفع خطا و نوسان کاهش آن برای رسیدن به مقدار قبل از خطا، می‌گردد.

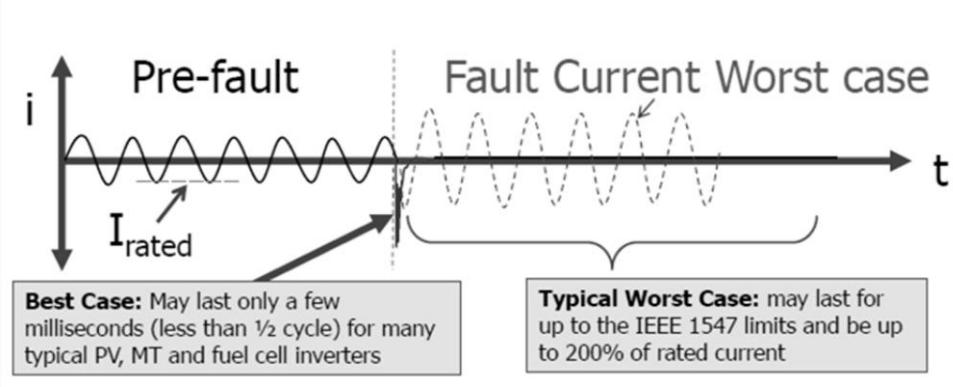
در مورد جریان اتصال کوتاه مولد القایی تغذیه‌دوگانه موارد زیر باید لحاظ شود:

- ❖ دامنه جریان محاسبه شده با روش مقدار موثر واقعی، از دامنه به دست آمده بر اساس روش مقدار موثر هارمونیک اول، بزرگتر بوده و در نتیجه تاثیر منفی بیشتری بر عملکرد رله دارد.
- ❖ کروبار نه تنها باعث کاهش جریان خروجی مولد در لحظه وقوع خطا در شـــبکه می‌شـــود، بلکه جریان تزریقی به شبکه بعد از رفع خطا نیز کمتر خواهد شد.

- جریان خروجی مولد در لحظه وقوع خطا زیاد بوده و به سرعت افت می‌نماید. پس از رفع خطا نیز دامنه آن افزایش یافته و نرخ کاهش آن، نسبتا کم می‌باشد.
- ممکن است مقدار ماکزیمم جریان اتصال مولد القایی تغذیه‌دوگانه درصورت به وقوع خطا در سمت HV ترانسفورماتور واسطه (و نه سمت فشار ضعیف) ایجاد شود.

۵-۳-۳- مولدهای اینورتری

در شکل زیر جریان خروجی یک مولد اینورتری را نشان داده شده است.



شکل (۵-۱۴): شکل جریان اتصال کوتاه خروجی مولد اینورتری

مولدهای اینورتری رفتار دینامیکی م شابه مولدهای سنکرون یا القایی ندارند. اینورترها، یک جرم چرخان ندارند، پس بنابراین اینرسی برای تامین جریان خطا بر اساس ویژگی‌های الکترومغناطیسی ندارند. مبدل‌های اینورتری سرعت بسیار بیشتری برای کاهش جریان خطا دارند. دلیل این امر نبود ویژگی‌های عمدتا القایی موجود در ما شین‌های چرخان می-با شد. این ویژگی‌ها م شخص کننده ثابت زمانی مدار ه ستند. در واقع شکل موج خروجی اینورتر قبل و بعد از خطا یک سان ه ستند و تنها دامنه آن ممکن ا ست تا ۲ برابر افزایش یابد. همانطور که م شاهده می شود در لحظه وقوع خطا جریان خروجی یک مقدار از حالت متقارن خود خارج می شود. اما مدت زمان آن ب سیار کوتاه می‌باشد (کمتر از نیم سیکل).

۵-۴-محدوده موردنیاز شبیه‌سازی جهت انجام مطالعات اتصال کوتاه

- در صورت اتصال مولد به فیدر یا باس بار فشار متوسط، بایستی ترانسفورماتورهای فوق توزیع و ترانسفورماتورهای زمین مربوطه مدل شده و شبکه فوق توزیع بصورت امپدانس تونن در نظر گرفته شود.
- در صورت اتصال مولد به فیدر یا باس بار فشار ضعیف، بایستی ترانسفورماتور توزیع مدل شده و شبکه فشار متوسط بصورت امپدانس تونن در نظر گرفته شود.

- از بارهای ا ستاتیکی با ات صال مثلث یا ستاره زمین ن شده، صرف نظر می شود ولی موتورهای الکتریکی بصورت مجتمع مدل می‌شوند. لازم به ذکر است که موتورهای الکتریکی به دلیل زمین نشدن نوترال، فقط در خطای دو فاز و سه فاز مشارکت دارند.

۵-۵-اطلاعات مورد نیاز برای انجام مطالعات اتصال کوتاه

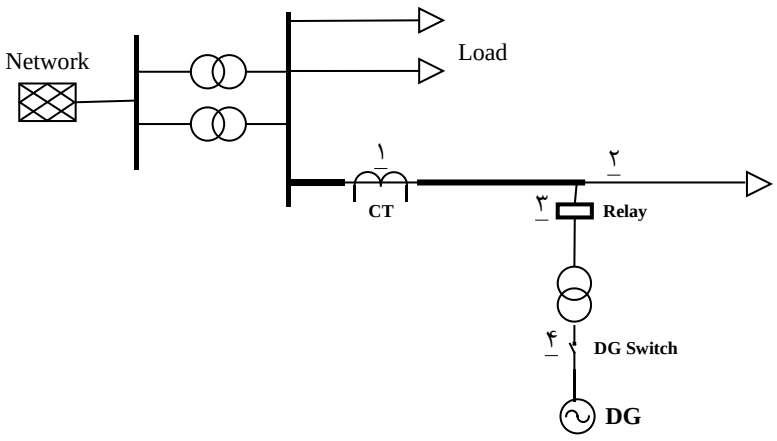
با توجه به توضیحات ارائه شده در فصل ۲، در مورد نحوه ورود اطلاعات به نرم افزار، اطلاعات زیر جهت انجام مطالعات اتصال کوتاه مورد نیاز می‌باشد:

- موتورهای بزرگ موجود در شبکه تحت مطالعه
- ساختار شبکه تحت مطالعه در حالتهای مختلف مانور در شبکه توزیع و اطلاعات کامل شبکه (سطح مقطع و طول بخش‌های مختلف شبکه بالادستی و پایین دستی مولد)
- تعیین حالتی از ساختارهای ممکن در شبکه توزیع که در آن، حداقل امپدانس بین ژنراتور و شبکه بالادستی وجود دارد.
- تحمل اتصال کوتاه نامی تجهیزات موجود در شبکه مورد مطالعه شامل انواع قطع کننده ها، ترانسفورماتورهای جریان
- پارامترهای ژنراتور و ترانسفورماتور واسطه (در صورت نیاز)

۵-۶-مکان‌های محاسبه جریان اتصال کوتاه

۱- محل نصب تجهیزات سری با شبکه (ترانسفورماتور جریان و انواع قطع کننده)
۲- بخش هایی از فیدر که دارای سطح مقطع کمتری نسبت به ابتدای فیدر است.
۳- محل نصب وسایل حفاظتی
۴- محل نصب ترانسفورماتور جریان و کلید مربوط به مولد (معمولا سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور واسطه)

در شکل (۵-۱۵) یک سیتم نمونه با حضور مولد مشاهده می‌شود که اعداد موجود در شکل نشان دهنده مکان‌های مناسب به ترتیب بیان شده برای محاسبه جریان اتصال کوتاه هستند.



شکل (۵-۱۵): مکان‌های مناسب برای محاسبه جریان اتصال کوتاه

۵-۷-نوع خطای مورد مطالعه در انجام محاسبات جریان اتصال کوتاه

- جریان خطای سه فاز برای بررسی تحمل تجهیزات و هادی‌ها و همچنین هماهنگی وسایل حفاظتی
- جریان خطای فاز به نول برای بررسی تحمل تجهیزات و هادی های فشار ضعیف
- جریان خطای فاز به زمین برای بررسی هماهنگی وسایل حفاظتی تشخیص خطای زمین
- جریان خطای فاز به فاز برای بررسی هماهنگی و سایل حفاظتی دو طرف ترانسفوماتورهای با گروه برداری Dy و Dyn

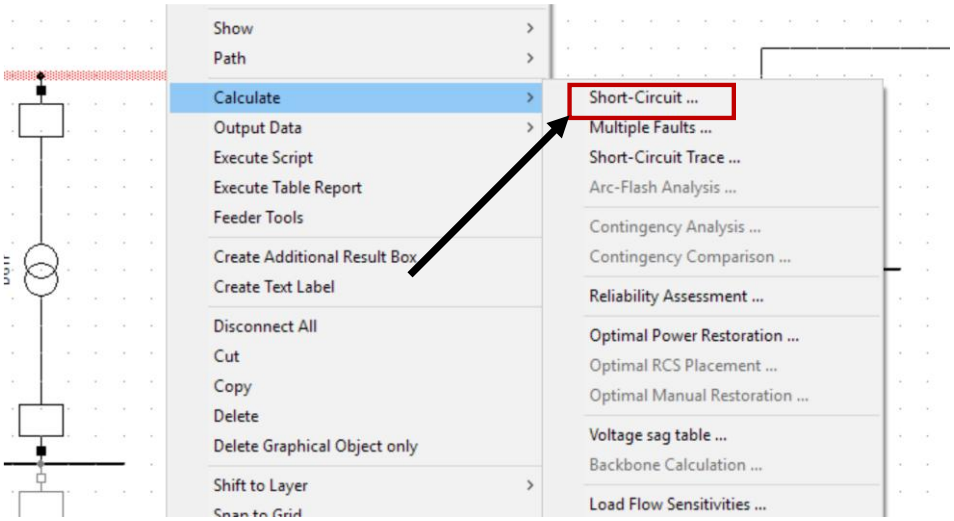
۵-۸-پیاده سازی نرم افزاری مطالعات اتصال کوتاه

پس از وارد کردن اطلاعات مورد نیاز برای مطالعات اتصال کوتاه هر تجهیز بر طبق موارد تو ضیح داده شده در فصل ۲ و اطلاعات مورد نیاز آنها می‌توان همانند شکل زیر با انتخاب گزینه مربوط به مطالعات اتصال کوتاه وارد جعبه ابزار محاسبات اتصال کوتاه شد.



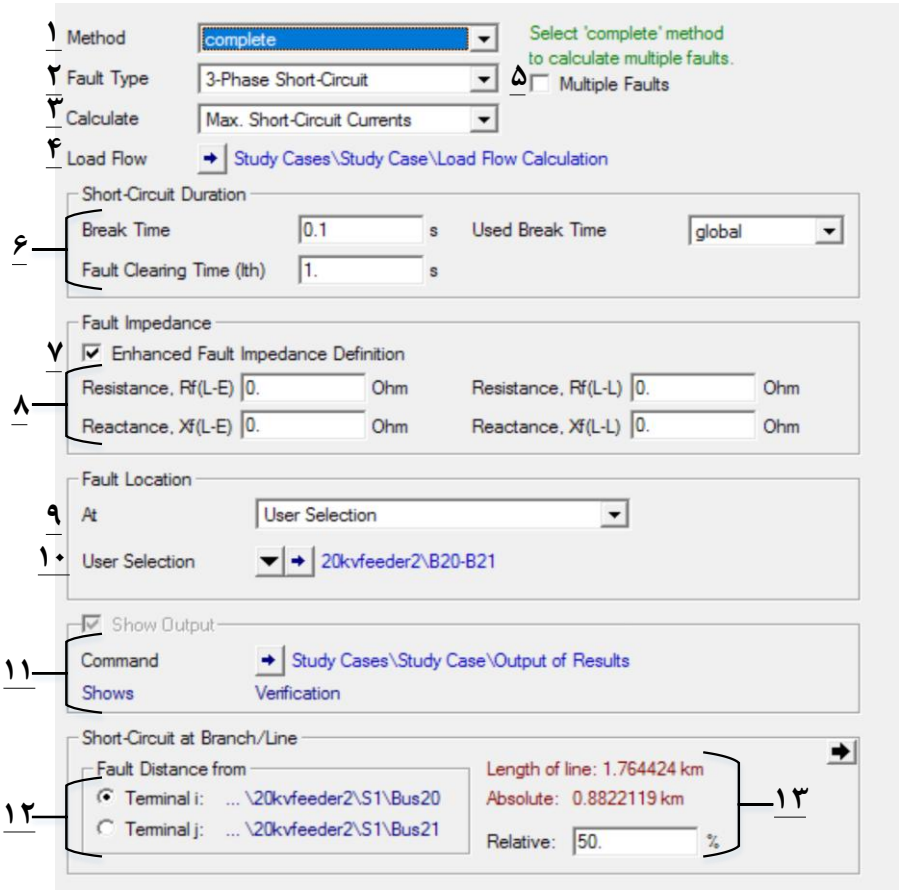
شکل (۵-۱۶): نماد مربوط به محاسبات اتصال کوتاه

همچنین می‌توان با انتخاب تجهیز مورد نظر برای مطالعات اتصـــال کوتاه، همانند شـــکل زیر وارد جعبه ابزار مطالعات اتصال کوتاه شد.



شکل (۵-۱۷): انتخاب گزینه محاسبات اتصال کوتاه

در شکل زیر پنجره تنظیمات مطالعات اتصال کوتاه نرم افزار نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۵-۱۸): تنظیمات محاسبات اتصال کوتاه

۱–در این قسمت روش محاسبه جریان اتصال کوتاه مشخص می‌شود. در نرم افزار دیگسایلنت چهار روش متفاوت برای مطالعه اتصال کوتاه در شبکه قدرت وجود دارد که در ادامه به آنها پرداخته می‌شود.

۲–نوع خطا مانند تک فاز، دوفاز، دوفاز به زمین یا سه فاز در این قسمت مشخص می‌شود.

۳–با توجه به پارامترهای وارد شده برای تجهیزات داخل شبکه همانند مدل شبکه خارجی جریان اتصال کوتاه را می‌توان در دو حالت حداقل و حداکثر محاسبه نمود.

۴–در برخی روش‌های محاسبه جریان اتصال کوتاه لازم است برای بدست آوردن حالت اولیه سیستم قبل از خطا پخش بار گرفته شود که در این قسمت می‌توان تنظیمات مربوط به آن را وارد نمود.

۵–در روش محاسبه complete این امکان وجود دارد که در حالتی که همزمان چندین خطا در شبکه وجود دا شته با شد مطالعات انجام داد. البته این روش محا سبه خطا به دلیل نادر بودن این شرایط در شبکه توزیع، مورد استفاده قرار نمی‌گیرد.

۶–در این قسمت مشخصات زمانی اتصال کوتاه که شامل زمان قطع کلید (که در صورتی که این زمان برای تمام کلیدها به صورت پارامتر عمومی در نظر گرفته شده با شد) ا ست وارد می شود. مدت زمان خطا برای محا سبه حد حرارتی جریان اتصال کوتاه تجهیزات مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۷– با انتخاب این گزینه، مدل پیشرفته تری برای مشخصات الکتریکی محل خطا لحاظ می‌شود. در صورت عدم انتخاب این گزینه مشخصات الکتریکی خطا، تنها به صورت یک مقاومت و راکتانس بدون توجه به نوع خطا (فاز به فاز یا فاز به زمین) تعیین می‌شود.

۸–در صورت انتخاب گزینه قسمت قبل، در اینجا می‌توان پارامترهای الکتریکی مقاومت و راکتانس خطا را برای اتصال بین زمین و فاز و همین طور فاز به فاز به صورت جداگانه تعیین نمود. سپس با توجه به نوع خطای انتخابی، از این پارامترها استفاده می‌شود.

۹–در این قسمت تجهیز دچار خطا تعیین می شود. می‌توان یک تجهیز خاص را برای محا سبه خطا انتخاب نمود و یا تمامی باس بارها را انتخاب نمود. البته باید توجه داشت منظور از خطا در تمامی باس بارها خطای همزمان نیست و در واقع نشان دهنده جریان خطا برای هر باس بار به تنهایی می‌باشد.

۱۰–در صورت انتخاب گزینه User Selection در اینجا می‌توان تجهیز مورد نظر برای ایجاد خطا را انتخاب نمود.

۱۱–در این قسمت خروجی‌های مطالعه جریان اتصال کوتاه مشخص می‌شود.

۱۲-این قسمت و قسمت بعدی در صورت انتخاب خط یا کابل به عنوان تجهیز دچار خطا ظاهر می‌شود. در این قسمت محل مشخص کننده خط یا کابل دچار خطا از دو سر ترمینال یا باس بار آن انتخاب می شود. در واقع مرجع محل خطا در این قسمت مشخص می‌شود.

۱۳-در این قسمت، محل خطا با توجه به باس مرجع انتخاب شده در قسمت قبل تعیین می‌شود. این فاصله می‌تواند به صورت درصد نسبی از طول خط یا بر حسب فاصله قطعی(کیلومتر) مشخص گردد.

۵-۹- تحلیل نتایج

در صورت پیاده سازی صحیح اجزا و همینطور تنظیمات پنجره اتصال کوتاه، می‌توان برنامه اتصال کوتاه را اجرا نمود و در ادامه از خروجی خروجی نرم افزار استفاده نمود. ابتدا لازم است که خروجی‌های به دست آمده بررسی شده و در صورت وجود اطلاعات مشکوک و یا غیر منتظره نسبت به بررسی دقیق و علت یابی آن اقدام شود. پس از اطمینان از صحت اطلاعات خروجی، لازم است که شرایط اجزای سیستم با توجه به اهداف ذکر شده بررسی شود. برای مثال لازم است اطمینان حاصل پیدا کرد که حد حرارتی تجهیزات رعایت شده باشد و یا جریان قطع کلیدها از ۸۰ درصد قدرت قطع نامی آنها کمتر باشد. همچنین لازم می‌باشد که به الزامات مرتبط با قدرت وصل کلید نیز توجه شود.

در صورت برآورده شدن اهداف ا شاره شده در این بخش ات صال مولد مقیاس کوچک بر ا ساس طرح ات صال پیشنهادی بلامانع می‌باشد. درصورتی که نتایج از حدود مجاز تجاوز کند. لازم اقدامات اصلاحی نظیر تغییر تجهیزات، تغییر ظرفیت مولد پراکنده و یا دیگر امور اصلاحی برای برطرف کردن مشکل ایجاد شده، در نظر گرفته‌شود.

لازم به ذکر است همانند مطالعات پخش بار هرگونه تغییر در طرح اتصال، تجهیزات شبکه و یا دیگر اقدامات باید با هماهنگی با مالک منبع تولید پراکنده و شرکت برق مربوطه انجام شود.

۵-۱۰- نتیجه گیری

مطالعات ات صال کوتاه به دلیل اینکه همی شه پتان سیل ایجاد آ سیب دائمی یا موقت به م شترکین و یا تجهیزات شبکه را دارند همواره باید مورد توجه قرار بگیرند. اتصال مولدهای مقیاس کوچک می‌تواند سطح جریان اتصال جریان اتصال کوتاه را در نقاط مختلف شبکه مورد بررسی تغییر بدهند. ممکن است که اتصال مولد به شبکه باعث افزایش قابل توجه سطح ات صال کوتاه شود و ممکن است عملکرد بعضی از تجهیزات شبکه مانند قطع کننده‌های جریان اتصال کوتاه و یا ترانسفورماتورهای جریان را تحت تاثیر قرار بدهد. بنابراین اطمینان از برآورد شدن نیازمندی‌های اتصال مولد مقیاس کوچک به شبکه از نقطه نظر اتصال کوتاه باید برآورده شود.

در این بخش به معرفی اهداف مورد نیاز که در مطالعات اتصال کوتاه باید لحاظ شود و مکان‌های مورد بررسی اتصال کوتاه و تنظیمات مربوط به اتصال کوتاه پرداخته شده است.

۶- روش انجام مطالعات حالت گذرا

۶-۱-مقدمه

خطاهای گذرا در سیستم‌های قدرت اهمیت فراوانی دارند، زیرا ممکن است با وقوع خطاهای گذرا، به علت خارج شدن از محدوده مجاز ولتاژ و توان و غیره، شبکه دچار مشکل شود. این فرآیند همچنین ممکن است منجر به آسیب رساندن به تجهیزات الکتریکی و مصرف کننده‌ها گردد. لذا باید با توجه به تاثیرات این‌گونه خطاها بر شبکه، رله‌ها و کلیدهای موجود در فیدرها و پست‌ها و غیره به نحو مناسبی تنظیم شوند. همچنین ممکن است نیاز به تجهیزات حفاظتی و کلیدهای بیشتری در سیستم باشد. در این گزارش به بیان روش انجام مطالعات حالت گذرا در سیستم قدرت در نرم افزار DIgSILENT در حضور منابع تولید پراکنده پرداخته می‌شود.

۶-۲-اهداف

اهداف مطالعات مربوط به پایداری گذرا عبارتند از:

- میزان توانایی تحمل اغتشاشات توسط DG
- میزان تاثیرگذاری DG بر پایداری دینامیکی و گذرای شبکه
- عملکرد DG در حالت جزیره‌ای شدن
- کفایت سیستم‌های حفاظتی
- پدیده کیفیت توان

عوامل مختلفی می‌توانند منجر به ناپایداری گذرا در شبکه گردند که از جمله آن‌ها، می‌توان وقوع خطای دوفاز یا سه فاز در نزدیکی ژنراتور، خروج یکی از خطوط واسط از شبکه، خروج ترانسفورماتور بالادست در شبکه و غیره را نام برد. بررسی پایداری گذرا در شبکه‌های فشار متوسط به دلایل زیر در مقایسه با شبکه فشار قوی اهمیت بیشتری دارد:

الف) تعداد اتصال کوتاه زیاد در شبکه های فشار متوسط به دلیل گستردگی شبکه و فاصله فاز به فاز نسبتا کم در خطوط هوایی

ب) بالا بودن زمان تشخیص و رفع خطا در شبکه های فشار متوسط

ج) ثابت اینرسی نسبتا کم مولدهای سنکرون مقیاس کوچک

بنابراین اولا احتمال وقوع ناپایداری گذرا در مولدهای سنکرون مقیاس کوچک بیشتر از ژنراتورهای بزرگ متصل به شبکه فشار قوی است و ثانیا وقوع ناپایداری گذرا باعث آسیب شدید به ژنراتور و به ویژه به محرک اولیه شده و

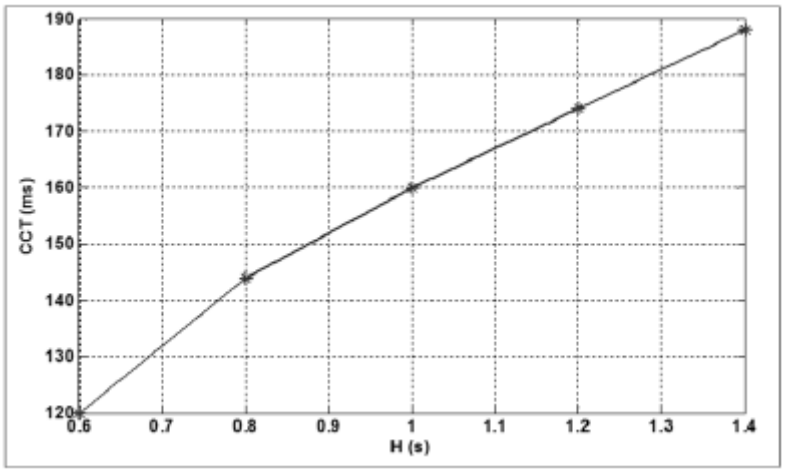
موجب افت کیفیت توان در شبکه می شود. ناپایداری گذرا در ژنراتورهای سنکرون ممکن است موجب بروز اتفاقات زیر شود:

- عبور جریان با دامنه بالا از سیم پیچ استاتور که در صورت طولانی شدن زمان کارکرد ژنراتور در حالت ناپایدار، حتی ممکن است از نظر حرارتی بیشتر از قابلیت تحمل حرارتی جریان اتصال کوتاه نامی در ژنراتور باشد.
- القای ولتاژ با دامنه بالا در سیم پیچ روتور و عبور جریان بالا از آن که حتی ممکن است مشکلات عایقی برای سیستم تحریک (نظیر بخش های مختلف سیستم تحریک استاتیک) ایجاد نماید.
- یکی از خطرات جدی ناپایداری گذرا، اعمال گشتاور مکانیکی با دامنه چندین برابر مقدار نامی به مجموعه توربوژنراتور است که باعث آسیب شفت مجموعه توربوژنراتور و حتی جابجایی توربوژنراتور از روی فونداسیون مربوطه می‌شود.
- تغییرات شدید دامنه جریان تبادلی با شبکه، در مولدهای بزرگ باعث ایجاد حالتی نظیر فلیکر ولتاژ در سیستم شده و ممکن است به بارهای موجود در شبکه آسیب برساند.

عوامل به وجود آورنده ناپایداری‌های گذرا طبق استاندارد IEEE1547 شامل از دست رفتن سنکرونیزم، تغییرات گذرای زیاد ولتاژ، تغییرات گذرای زیاد فرکانس و نیز نوسان‌های زیرمیرای ژنراتورها می‌باشند.

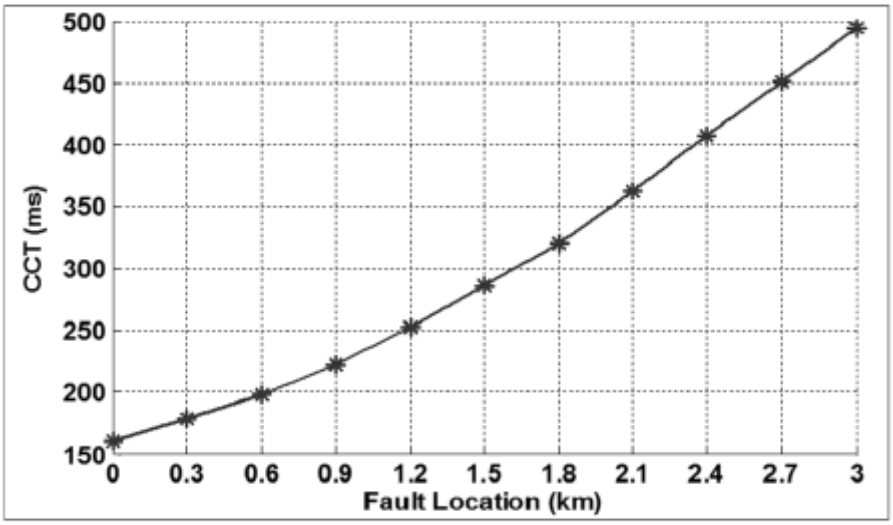
۶-۳-عوامل تاثیرگذار بر ناپایداری گذرا

عوامل مختلفی می‌توانند بر ناپایداری گذرای شبکه تاثیر گذار باشند که از آن جمله می‌توان نوع اتصال کوتاه و محل وقوع آن در شبکه، میزان توان خروجی مولد پیش از وقوع خطای اتصال کوتاه در شبکه و نیز نوع سیستم کنترل تحریک ژنراتور سنکرون(کنترل ولتاژ،کنترل ضریب توان،کنترل توان راکتیو وکنترل دستی) را نام برد. مهم‌ترین پارامتر در بررسی حالت گذرا، زمان بحرانی رفع خطا (CCT) است که با میزان آسیب رسیدن به تجهیزات الکتریکی ارتباط مستقیمی دارد. به عبارت دیگر زمان رفع خطای بحرانی بیانگر میزان تنظیمات زمانی رله‌های حفاظتی است. این زمان رفع خطا، بستگی به پارامترهای مختلفی از قبیل اینرسی(لختی) ژنراتورها، نوع خطا، فاصله محل وقوع خطا از ژنراتور، نقطه کار اولیه ژنراتور و نیز سیستم کنترل تحریک ژنراتور دارد. شکل‌های (۶-۱) تا (۶-۵) نحوه ارتباط زمان رفع خطای بحرانی با هرکدام از این پارامترها را نمایش می‌دهند:



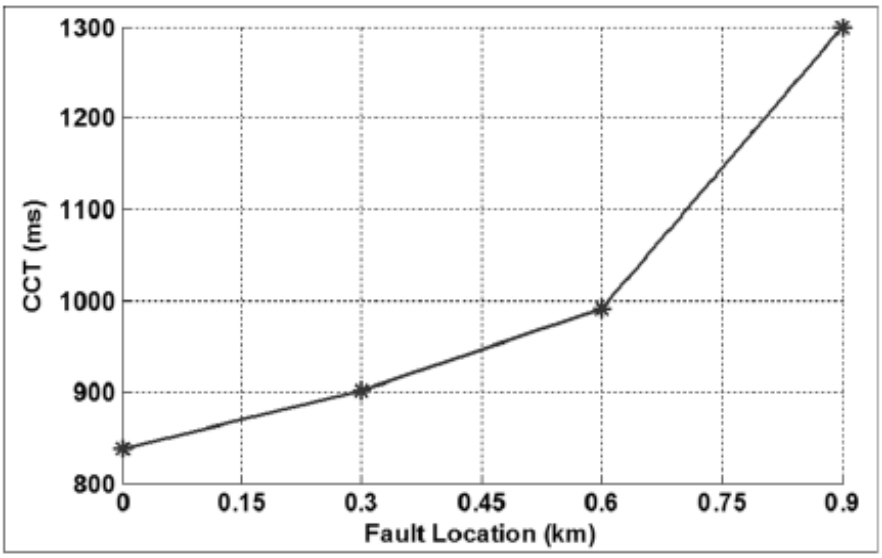
شکل (۶-۱): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به اینرسی ژنراتور

با توجه به شکل (۶-۱) مشاهده می‌شود که هرچقدر اینرسی(لختی) یک ژنراتور بیشتر باشد، زمان بحرانی رفع خطا افزایش می‌یابد. لذا در ژنراتورهای با اینرسی بالا، تنظیمات زمانی رله‌های حفاظتی می‌توانند افزایش یابند و این ژنراتورها در مقابل خطا پایداری بهتری دارند.



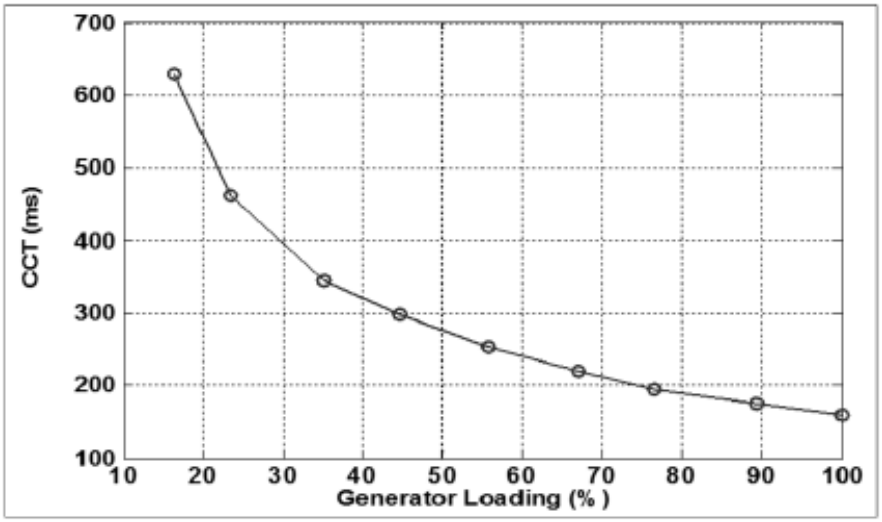
شکل (۶-۲): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به محل خطای سه فاز به ازای H=1

شکل (۶-۲) بیان می‌دارد که میزان زمان بحرانی رفع خطا با محل خطا(فاصله از رله حفاظتی مورد نظر) رابطه مستقیم دارد، به گونه‌ای که خطاهای دوردست زمان رفع خطای کمتری نسبت به خطای نزدیک نیاز دارند.



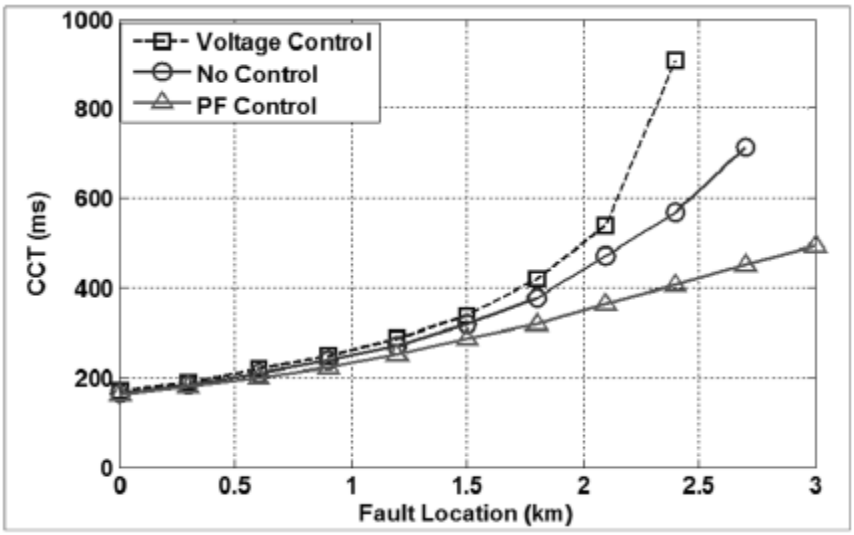
شکل (۶-۳): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به محل خطای فاز به فاز

شکل (۶-۳) بیانگر تغییرات زمان بحرانی رفع خطا نسبت محل وقوع خطای فاز به فاز است. مقایسه این دو شکل نشان می‌دهد که در شرایط یکسان(اینرسی و محل خطای مشابه) زمان بحرانی رفع خطای سه فاز کمتر از خطای فاز به فاز است که نشانگر این است که نوع خطا نیز بر میزان CCT تاثیرگذار است.



شکل (۶-۴): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به نقطه کار اولیه ژنراتور به ازای خطای سه فاز

شکل (۶-۴) میزان تغییرات زمان بحرانی رفع خطا نسبت به نقطه کار ژنراتور را نمایش می‌دهد. مشاهده می‌شود که کاهش بارگذاری اولیه ژنراتور، موجب افزایش در میزان CCT می‌گردد.



شکل (۶-۵): وابستگی زمان بحرانی رفع خطا به سیستم کنترل تحریک ژنراتور

شکل (۶-۵) میزان تغییرات CCT نسبت به سیستم کنترلی مولد را نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که درحالتی که سیستم کنترلی از نوع ولتاژی باشد، میزان CCT نسبت به حالات دیگر بیشتر خواهد بود.

۶-۴- مطالعات حالت گذرا و بررسی پایداری توسط نرم افزار دیگسایلنت

تابع شبیه سازی حالت گذرا در نرم افزار دیگسایلنت قادر است تا رفتار دینامیکی سیستمهای بزرگ و کوچک را در حوزه زمان بررسی و تحلیل کند. در این حالت کاربر قادر است تا سیستمهای پیچیده صنعتی را با در نظر گرفتن پارامترهای الکتریکی و مکانیکی مدل سازی نماید. مسائل مربوط به پایداری و کنترل سیستم از موارد مهم در برنامه ریزی، طراحی و بهره برداری از سیستم به حساب می‌آیند. مطالعات مربوط به حالت گذرا و بررسی پایداری شبکه ممکن است با استفاده از شبیه‌سازی‌های حوزه زمان در بازه‌های زمانی مختلف و یا بررسی پایداری سیگنال کوچک انجام گیرد. به منظور مدلسازی دقیق ماشین‌ها با در نظر گرفتن پارامترهای الکتریکی و مکانیکی نیروگاه‌ها، این نرم افزار، کتابخانه‌ای متشکل از مدل‌های مختلفی از ژنراتورها، موتورها، بارهای مکانیکی و غیره را در اختیار کاربر قرار داده است.

۶-۴-۱- مطالعات گذرا

در مطالعات پایداری سیستم‌های قدرت به بررسی رفتار سیستم‌های قدرت، قبل و بعد از وقوع رخداد پرداخته می‌شود. حالت گذرا در سیستمهای قدرت به سه دسته تقسیم می‌شود:

الف) کوتاه مدت: حالت گذرای الکترومغناطیسی، صفر تا ۱۰ثانیه

ب) میان مدت: حالت گذرای الکترومکانیکی، ۱۰ثانیه تا چند دقیقه

ج) بلند مدت: چندین دقیقه تا چند روز

پایداری بلند مدت و میان مدت برای بررسی عملکرد دینامیک سیستم قدرت در حالت‌هایی که اغتشاش شدیدی در سیستم ایجاد شده است تعریف می شوند. اغتشاشات شدید در سیستم منجر به تغییرات ولتاژ و فرکانس و در نتیجه توانهای انتقالی شده و باعث خواهند شد تا کنترل کننده‌ها و سیستمهای حفاظتی عکس العمل نشان دهند. مشخصه‌های زمانی این فرآیندها از چند ثانیه تا چند دقیقه متغیر می‌باشد. در پایداری بلند مدت فرض می شود که نوسانات توان سنکرون کننده بین ماشین‌های سنکرون میرا شده است و در نتیجه فرکانس یکنواختی در کل سیستم برقرار است.

عکس العمل میان مدت در حقیقت نشان دهنده حالت انتقال بین دوره کوتاه مدت و بلند مدت می‌باشد. در این مطالعات تاکید بر نوسان‌های توان سنکرون کننده بین ماشین‌های سنکرون و تغییرات شدید ولتاژ و فرکانس می‌باشد.

در نرم افزار دیگسایلنت سه تابع مختلف برای شبیه سازی در اختیار کاربر قرار گرفته است:

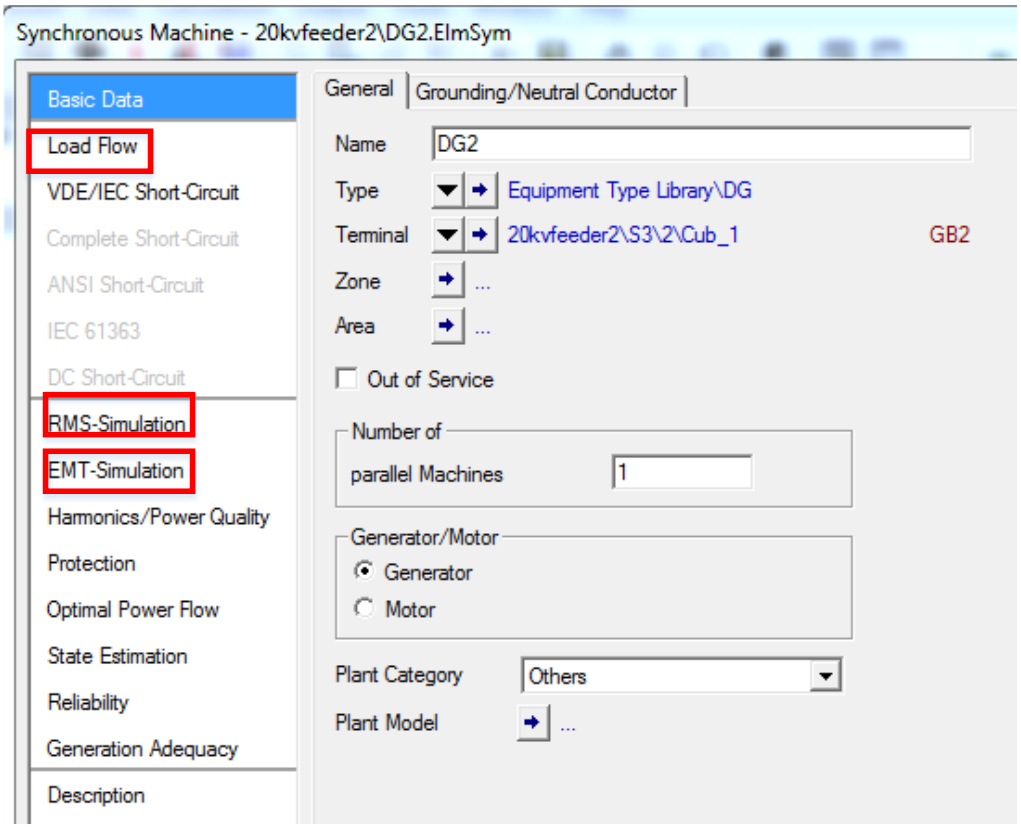
الف) تابع پایه: در این تابع، از یک حالت ماندگار متقارن(Symmetrical steady state- RMS) به منظور مدلسازی حالت گذرای میان مدت و بلندمدت برای شبکه متعادل استفاده می‌شود.

ب) تابع سه فاز: در این تابع از یک حالت ماندگار(Symmetrical steady state- RMS) به منظور مدل سازی حالت گذرای میان مدت و بلند مدت برای شبکه‌های متعادل یا نامتعادل استفاده می‌شود.

ج) تابع شبیه سازی حالت گذرای الکترومغناطیسی(EMT): با استفاده از مدل دینامیکی شبکه، برای حالت گذرای الکترومغناطیسی و الکترومکانیکی برای شبکه‌های متعادل یا نامتعادل استفاده می شود. این تابع در مطالعات حالت گذرای کوتاه مدت استفاده می‌شود.

۶-۴-۲- روش‌های محاسباتی

نرم افزار DIgSILENT توانایی انجام مطالعات پخش بار، مطالعات RMS و EMT را دارد. در این حالت نرم افزار می‌تواند شبیه سازی حالت گذرای الکترومغناطیسی(EMT) برای مقادیر لحظه‌ای را با مدل‌های شبیه سازی الکترومکانیکی مقادیر RMS ترکیب نماید.



شکل (۶-۶): مطالعات EMT و RMS

۶-۴-۲-۱- شبیه سازی در حالت RMS متعادل

در این حالت دینامیک در تجهیزات حرارتی، کنترلی و الکترومکانیکی در نظر گرفته خواهد شد. بدین منظور، نرم‌افزار از حالت ماندگار متقارن شبکه الکتریکی پسیو استفاده می‌نماید. با استفاده از این نوع نمایش، فقط مولفه‌های پایه برای ولتاژ و جریان در محاسبات در نظر گرفته خواهند شد. رخدادهای مختلفی از جمله ورود و خروج ژنراتورها یا موتورها، تغییر مرحله‌ای بارها، بارزدایی، سوییچ زنی خط و ترانسفورماتور، اتصال کوتاه متقارن، اضافه نمودن عناصر شبکه، خروج نیروگاه، تغییر نقطه کار و غیره می‌توانند در شبیه‌سازی در نظر گرفته شوند.

۶-۴-۲-۲- شبیه سازی در حالت RMS سه فاز نامتعادل

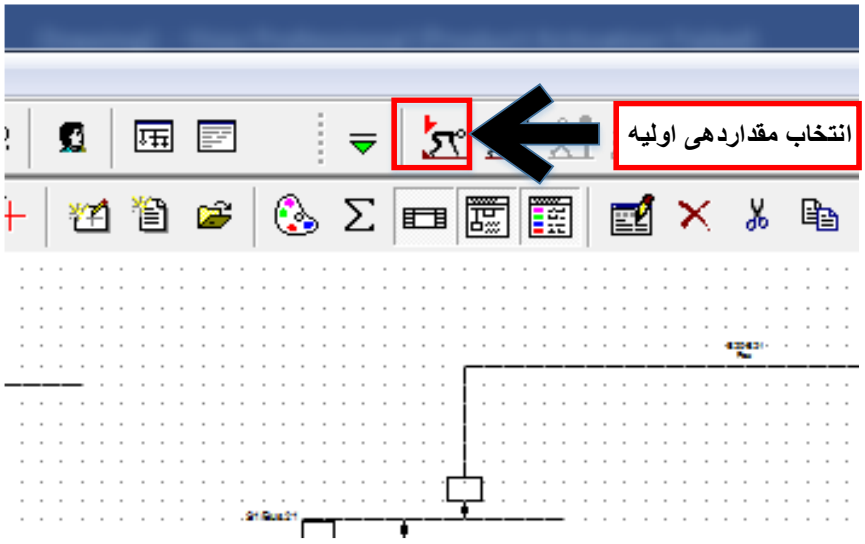
در صورتیکه هدف آنالیز شبکه‌های نامتعادل و یا خطاهای نامتقارن باشد، بایستی از تابع شبیه سازی در حالت RMS سه فاز نامتعادل استفاده شود. در این حالت از مدلسازی در حالت ماندگار شبکه الکتریکی پسیو استفاده می‌شود و می‌تواند به آنالیز شرایط مختلف در شبکه‌های نامتعادل بپردازد. در این وضعیت دینامیک در تجهیزات حرارتی، کنترلی و الکترومکانیکی،مشابه قبل مدل خواهند شد. همچنین تجهیزات الکترومکانیکی نامتقارن، شبکه‌های تکفاز و دوفاز و خطاهای نامتعادل نیز می‌توانند در این حالت مدل شوند تمامی این خطاها می‌توانند همزمان وجود داشته و مورد مطالعه قرار بگیرند.

۶-۴-۲-۳- شبیه سازی در حالت EMT

در این حالت ولتاژها و جریان‌ها بر اساس مقادیر لحظه‌ای خود در معادلات وارد می‌شوند. بنابراین رفتار دینامیکی عناصر پسیو شبکه نیز در مطالعات در نظر گرفته خواهند شد. در این حالت تمامی رخدادهای متقارن و نامتقارن می‌تواند شبیه‌سازی شود. همچنین تابع EMT می‌تواند برای مطالعات شبیه‌سازی گذرای بلند مدت مورد استفاده قرار گیرد. با این حال به دلیل وجود تجهیزات پسیو در شبکه که به صورت دینامیکی نشان داده شده اند، مقادیر ولتاژ و جریان بر حسب مقادیر لحظه‌ای خود نشان داده می‌شوند.

محاسبه مقادیر اولیه

به منظور شبیه سازی دینامیکی لازم ا ست شرایط اولیه به منظور حل معادلات دیفراز سیلی محا سبه شوند. بر مبنای نتایج محاســـبات پخش بار، تمامی متغیرهای داخلی و وضـــعیت عملکرد ماشـــین‌ها و حالت‌های گذرا مدل می شوند. به منظور مقداردهی اولیه، پس از انتخاب حالت شبیه سازی دینامیکی، روی آیکون مقدار دهی اولیه در نرم افزار دیگسایلنت کلیک میکنیم.

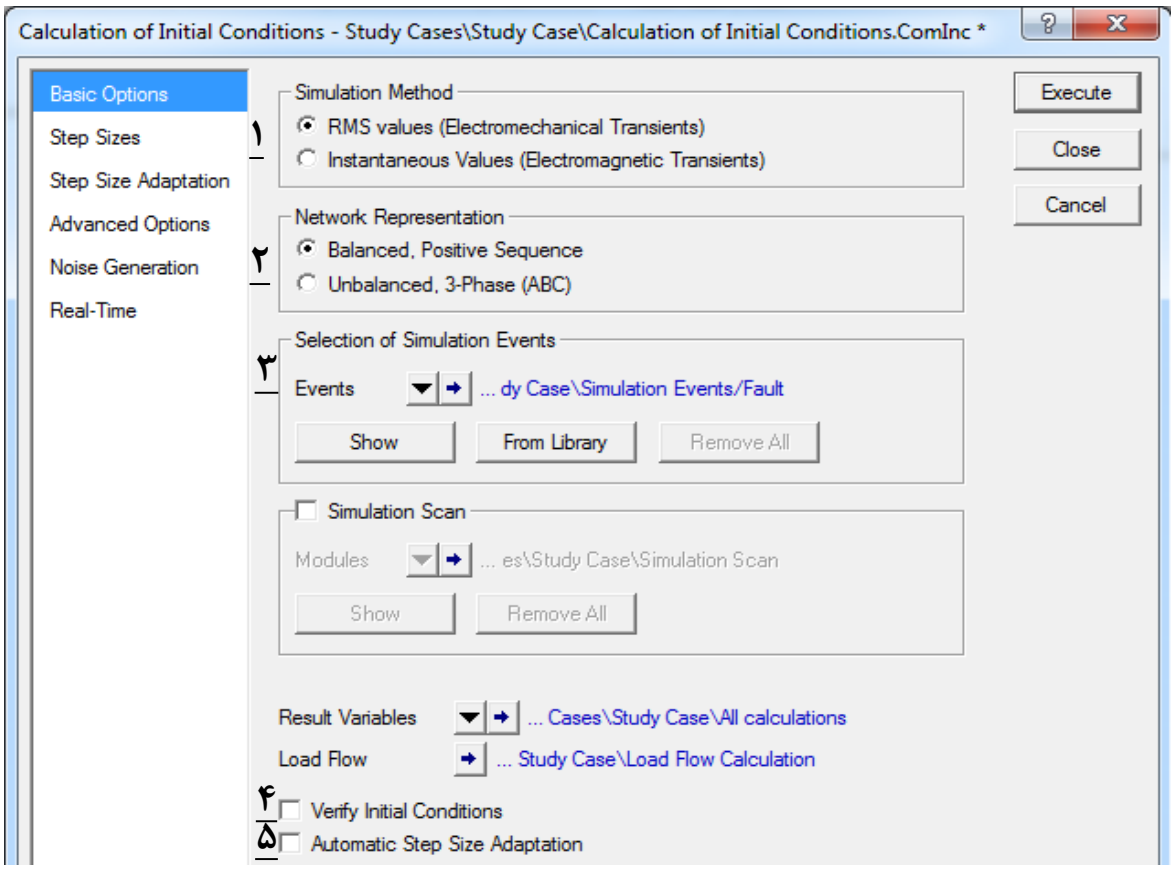


شکل (۶-۷): مقداردهی اولیه

در این حالت پنجره مقداردهی اولیه را خواهیم داشت که شامل تب‌های مختلف زیر است:

الف)گزینه‌های پایه(Basic Options)

با استفاده از گزینه‌های پایه، کاربر می‌تواند به ویرایش موارد زیر بپردازد:



شکل (۶-۸): گزینه‌های پایه

۱) Simulation method: در این قسمت کاربر می‌تواند نوع شبیه سازی مورد نظر(RMS, EMT) را انتخاب نماید.

۲) Network Representation: ساختار شبکه مورد مطالعه را نمایش می‌دهد که به صورت متقارن یا نامتقارن قابل تعریف است.

۳) Selection of Simulation Event: در این قسمت کاربر می‌تواند رخداد مورد نظر را انتخاب کند. همچنین در صورتی که رخدادی قبلا تعریف شده باشد، با استفاده از گزینه Show می‌توان آن‌را مشاهده نمود. گزینه From Library به کاربر امکان می‌دهد تا رخداد مورد نظر را از کتابخانه پروژه وارد نماید. در قسمت متغیرهای نتایج(Result Variables) و پخش بار(Load Flow) کاربر می‌تواند متغیرهای خروجی و پنجره مطالعات پخش بار را ویرایش نماید.

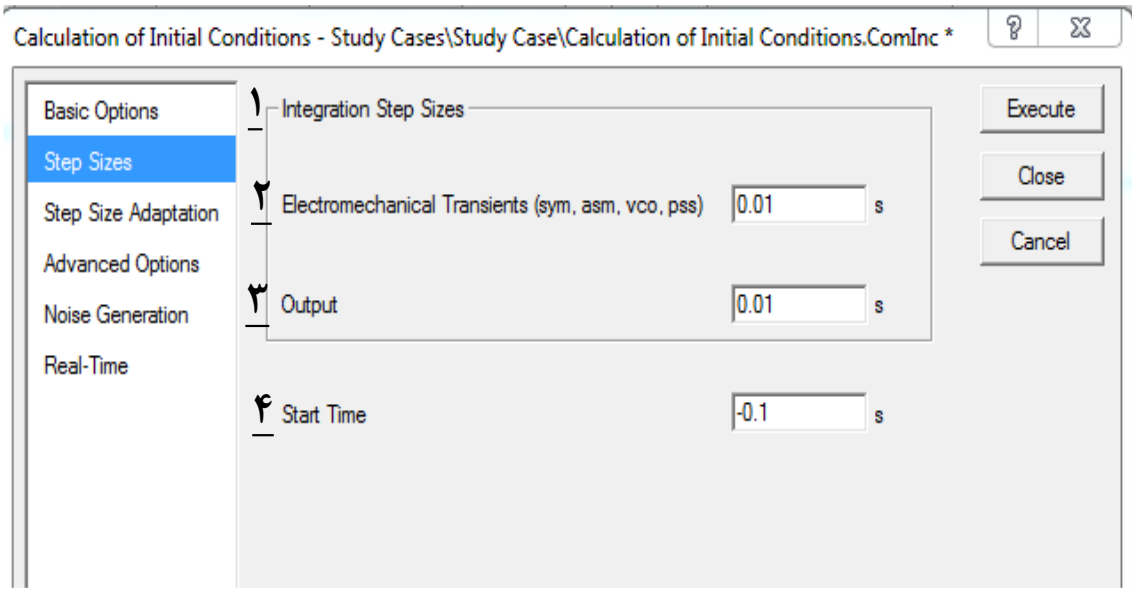
۴) Verify Initial Condition: در صورت انتخاب این گزینه، dx/dt=0 برای همه متغیرهای حالت چک خواهد شد. در صورتی که یک یا چند مشتق متغیر حالت برابر صفر نباشد، سیستم قدرت مجددا شبیه‌سازی را از ابتدا انجام خواهد داد. در این حالت کاربر بایستی کنترلرهای مربوطه، مدل‌ها و مقدار دهی اولیه آنها را مجددا بررسی نماید.

۵) Automatic Step Size Adaption: این گزینه، الگوریتم تطبیق بازه‌های زمانی شبیه سازی را فعال می‌کند و می‌تواند باعث افزایش سرعت شبیه‌سازی شود. به عنوان مثال در زمان‌هایی که هیچگونه

رخدادی(Event) وجود ندارد، بازه زمانی شبیه سازی، بزرگتر در نظر گرفته می‌شود و به محض اینکه رخدادی(Event) اتفاق افتاد، بازه زمانی شبیه‌سازی کوچکتر خواهد شد.

ب) اندازه گام(Step Size)

در این پنجره حداقل و حداکثر گام‌های زمانی به منظور استفاده الگوریتم‌های محاسباتی تعیین می‌شود.



شکل (۶-۹): گام‌های زمانی

۶) Integration Step Size: در صورتیکه گزینه Automatic Step Size Adaption (در تب Basic Option) تیک زده شود و به تب Step Size برویم، به این گزینه می‌رسیم. در اکثر اوقات نیازی به گرفتن خروجیPlot در هر بازه زمانی محاسبات نمی‌باشد. در این‌صورت زمان شبیه‌سازی نیز کاهش خواهد یافت. با انتخاب اندازه گام بزرگتر در قسمت Output، سرعت محاسبات افزایش خواهد یافت.

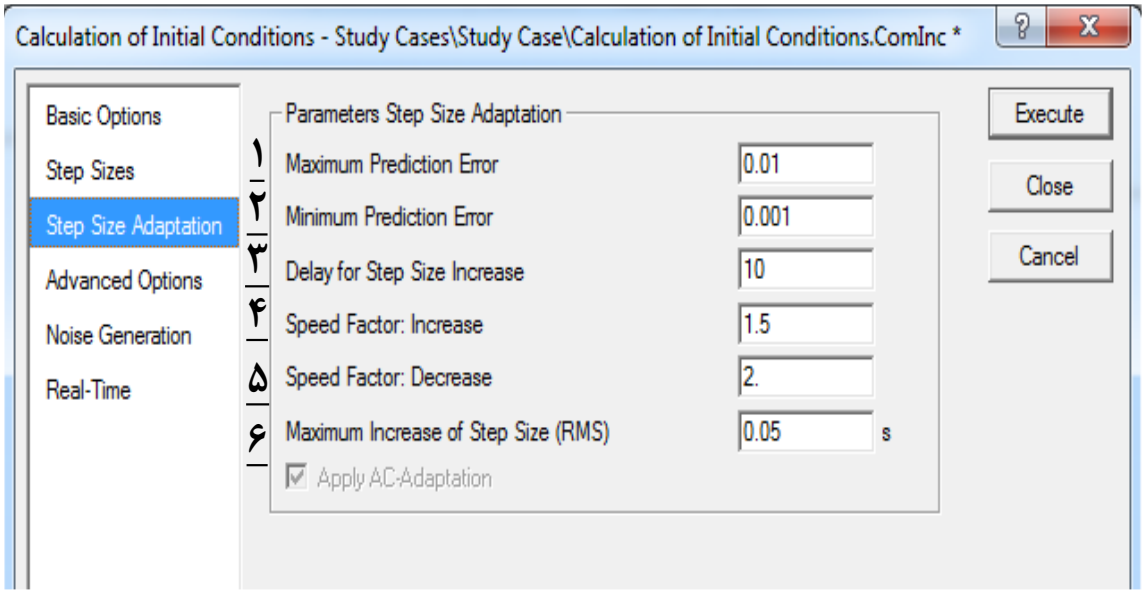
۷) Electromechanical Transients: حداقل بازه زمانی مورد نظر شبیه سازی که مقدار پیش‌فرض آن ۰,۰۱ است.

۸) Maximum Step Time: بازه زمانی شبیه‌سازی برای گراف‌های خروجی در این قسمت قابل تنظیم است. در حقیقت مقدار نمونه برداری به منظور ترسیم نمودارها در خروجی در این قسمت تعیین می‌شود.

۹) Start Time: به صورت پیش‌فرض، زمان شروع شبیه‌سازی منفی است و اولین رخداد(Event) به صورت پیش‌فرض در لحظه t=0 اتفاق می‌افتد.

ج)تطبیق اندازه گام(Step Size Adaption)

در صورتیکه گزینه Automatic Step Size Adaption در قسمت Basic Option فعال باشد، در قسمت Step Size Adaption کاربر می‌تواند پارامترهای بیشتری را تنظیم کند.



شکل (۶-۱۰): تطبیق اندازه گام

۱۰) Maximum Prediction Error: حداکثر خطای پیش‌بینی شده (مقدار پیش‌فرض ۰,۰۱)

۱۱) Minimum Prediction Error: حداقل خطای پیش‌بینی شده (مقدار پیش‌فرض ۰,۰۰۱)

۱۲) Delay for Step Size Increase: مقدار تاخیر در افزایش گام‌های زمانی (مقدار پیش‌فرض ۱۰)

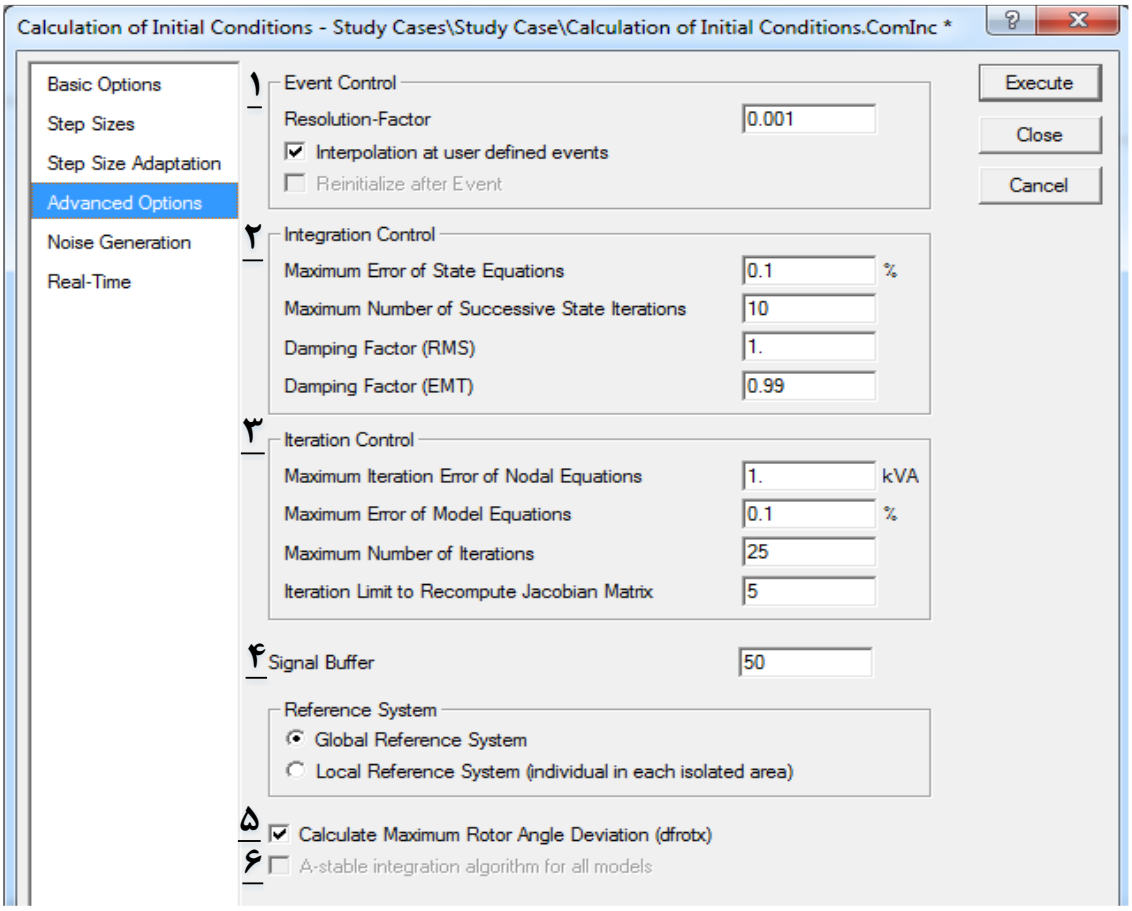
۱۳) Speed Factor Increase: فاکتور سرعت برای افزایش گام‌های زمانی (مقدار پیش‌فرض ۱,۵)

۱۴) Speed Factor decrease: فاکتور سرعت برای کاهش گام‌های زمانی (مقدار پیش‌فرض ۲)

۱۵) Maximum Increase of Step Size: حداکثر افزایش برای گام زمانی (مقدار پیش‌فرض برای RMS برابر ۰,۰۵ و برای EMT برابر ۰,۰۰۱ است)

د) گزینه‌های پیشرفته(Advanced Option)

این گزینه به کاربران حرفه‌ای امکان تنظیمات مختلف(تنظیم حاشیه، خطاها، محدودیت تکرارها، فاکتورهای میرا کننده و...) به منظور عملکرد بهتر الگوریتم‌های شبیه‌سازی را می‌دهد. در این بخش داریم:



شکل (۶-۱۱): گزینه‌های پیشرفته

۱۶) کنترل رخدادها(Event Control): گزینه Resolution Factor مدت زمان استفاده شده برای سنکرون کردن رویدادها را تعیین می‌کند. هر زمانی که یک رخداد داخلی یا خارجی رخ دهد، نرم افزار همه متغیرهای حالت را تا لحظه‌ای که خطا رخ داده است درون‌یابی کرده و شبیه سازی را در این مرحله Restart می‌کند. ضریب Resolution Factor بزرگتر، مینیمم بازه زمانی بین رخدادها را کاهش می‌دهد. مقدار پیش‌فرض برابر ۰,۰۰۱ است. اگر یک رخداد اتفاق بیفتد دو گزینه دیگر در دسترس کاربر خواهند بود.

الف) Interpolation at user defined events: محاسبه V(t) و V(t+1) با استفاده از روش‌های مخصوص عددی در نرم‌افزار دیگسایلنت به نحوی صورت خواهد پذیرفت که نوسان‌های عددی نداشته باشیم.

ب) Re-Initiate After Event: محاسبه V(t) و V(t+1). بنابراین دو مقدار در یک زمان خواهیم داشت، یکی قبل از وقوع خطا و دیگری بعد از وقوع خطا. این روش در صورتی که این گزینه تیک خورده باشد وارد محاسبات خواهد شد.

۱۷) Integration Control: این قسمت تنظیمات کنترل فرآیند همسان سازی را به نحوی انجام می‌دهد که نتایج دقیقی را برای متغیرهای حالت نتیجه دهد.

۱۸) Iteration Control: این قسمت به منظور کنترل تکرار در روش‌های تکراری استفاده می‌شود که هدف آن مشخص کردن حداکثر تعداد خطاها، حداکثر تعداد تکرارها و غیره است.

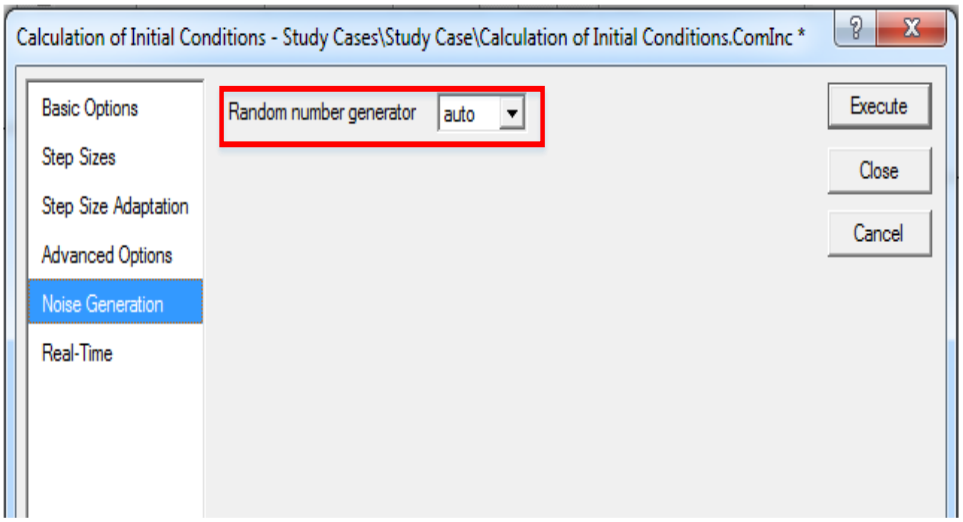
۱۹) Signal Buffer: نرم افزار دیگسایلنت در آنالیز پایداری خود از زاویه یک ماشین مرجع به عنوان رفرنس برای محاسبه بقیه زوایای شبکه استفاده می‌کند. در حالتی که شبکه به صورت چند جزیره‌ای در آمده است، با انتخاب گزینه Global Reference Machine می‌توان برای کل شبکه یک ماشین مرجع انتخاب نمود. در مقابل در صورتی که گزینه Local Reference Machine انتخاب شود برای هر جزیره یک ماشین مرجع جداگانه محاسبه می‌شود. حالت اول زمانی استفاده می‌شود که شبکه جزیره‌ای شده پس از مدت زمانی در شبیه سازی ، مجددا با شبکه اصلی سنکرون شود. انتخاب گزینه دوم باعث پایداری عددی بالاتر و سریعتر شدن زمان شبیه سازی خواهد شد.

۲۰) Calculation Maximum Rotor Angle Stability: نرم افزار دیگسایلنت می‌تواند ماکزیمم انحراف بین زوایای روتور ماشین‌های سنکرون موجود در شبکه را محاسبه نماید. این متغیر می‌تواند به عنوان یک اندیس برای عملکرد ماشین‌های سنکرون در سیستم‌های انتقال بزرگ استفاده شود.

۲۱) A-stable integration algorithm for all models: در صورت فعال شدن این گزینه نرم افزار دیگسایلنت از الگوریتم عددی A-stable برای همه مدل‌ها به منظور حل مسئله شبیه‌سازی استفاده می‌کند. در این حالت معادلات مدل‌های شبکه به صورت همزمان حل خواهند شد. این روش نسبت به روش Step Size کندتر بوده اما همگرایی بهتری در اندازه گام‌های زمانی بزرگ خواهد داشت.

۵) تولید نویز(Noise Generation)

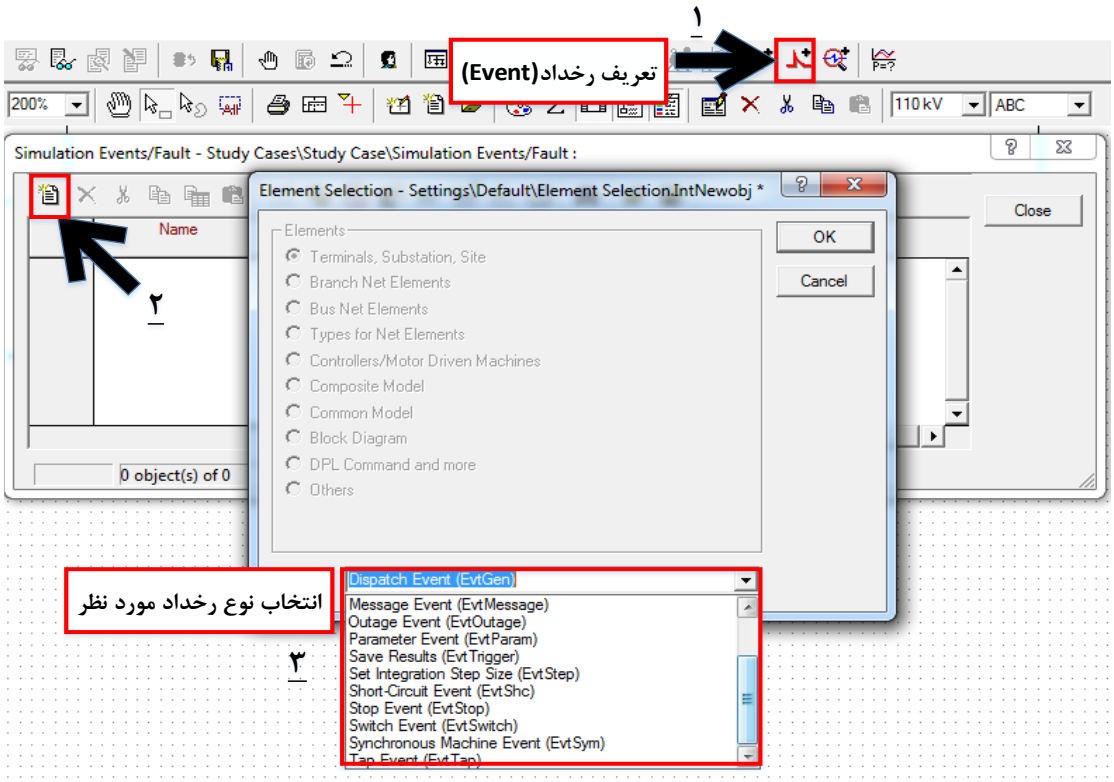
این قسمت پارامترهای تولید نویز برای کاربردهای تصادفی را تعریف می‌کند. به عبارت دیگر کاربر می‌تواند در مطالعات گذرا، سیگنال‌های نویزی را به صورت اعداد تصادفی تولید کند. در این قسمت قرار دادن گزینه Random Number Generation در حالت Auto، می‌تواند باعث تولید اتوماتیک نویز شود.



شکل (۶-۱۲): تولید نویز

تعریف رخداد(Event)

به شرایطی که منجر به تغییرات سیستم در طول شبیه سازی زمانی شود، رخداد(Event) می‌گویند. نحوه تعریف رخداد در شکل (۶-۱۳) بیان شده است.

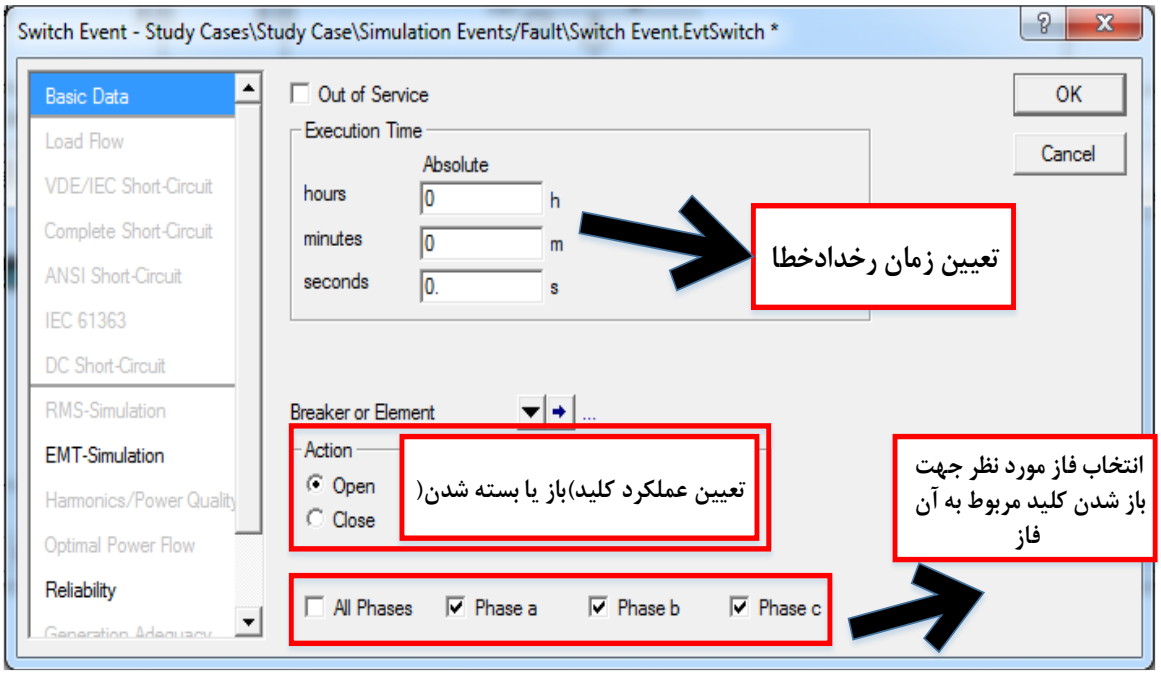


شکل (۶-۱۳): تعریف نوع رخداد

همانگونه که مشاهده می‌شود نرم افزار دیگسایلنت رخدادهای متفاوتی را میتواند تعریف کند که در ادامه به بیان آنها می‌پردازیم:

الف) رخداد کلیدزنی(Switch Event)

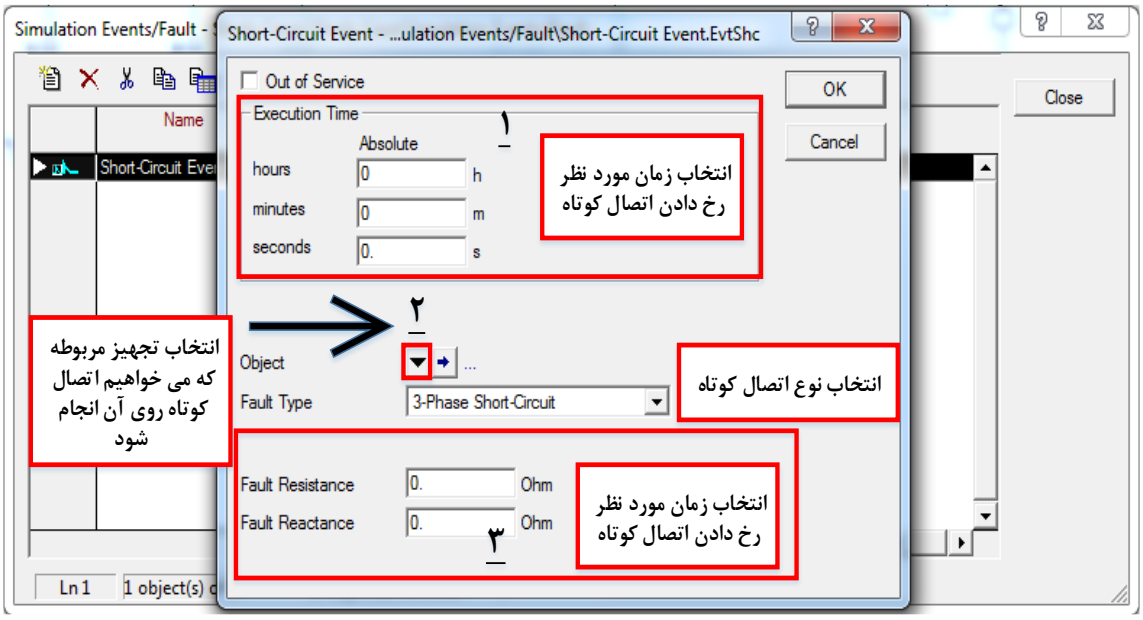
این رخداد به منظور باز و بسته کردن کلیدها در مطالعات شبکه به کار می‌رود. بدین منظور و با توجه به نوع مطالعه مورد نظر، می‌توان خط، ژنراتور، موتور و بار را قطع یا وصل نمود. همچنین کاربر می‌تواند یک، دو یا سه فاز را با توجه به اهداف مطالعه باز یا بسته نماید.



شکل (۶-۱۴): رخداد کلیدزنی

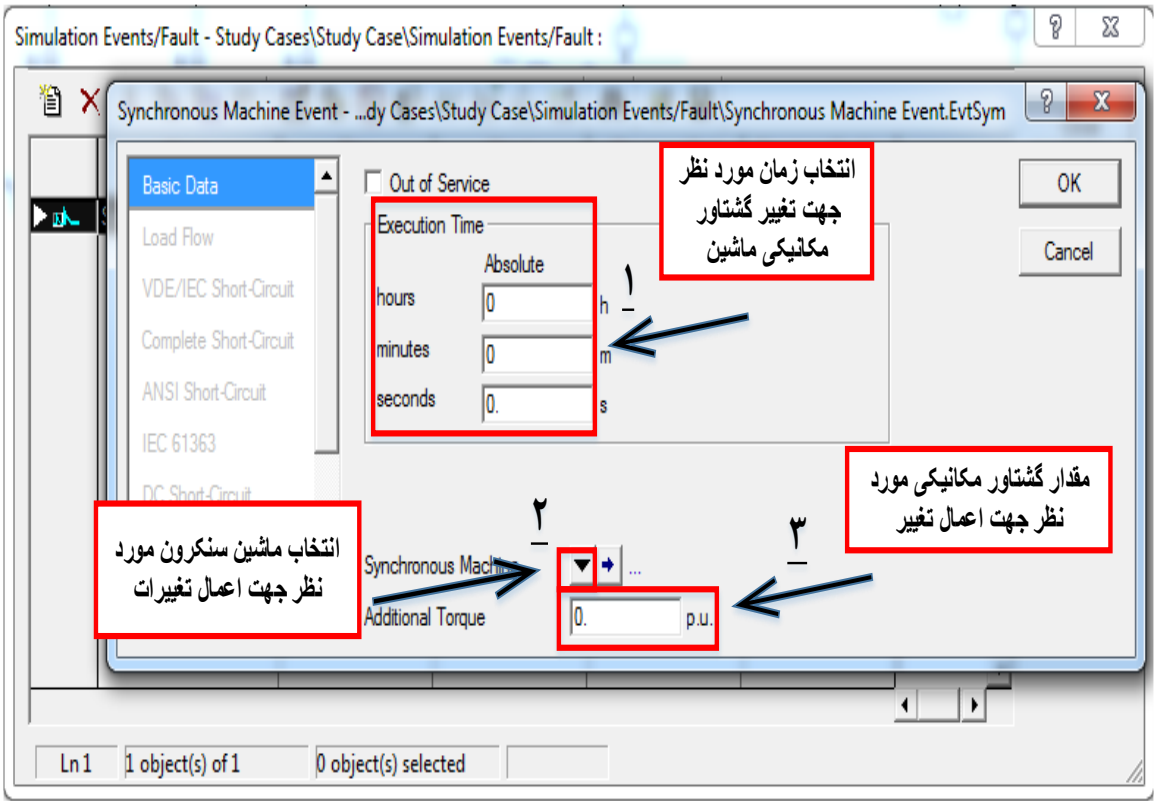
ب)رخداد اتصال کوتاه(Short Circuit Event)

به وسیله این رخداد می‌توان اتصال کوتاه‌های متفاوتی(تکفاز، دوفاز، سه فاز) در باس بار، خط و غیره با در نظر گرفتن امپدانس اتصال کوتاه تعریف نمود.



شکل (۶-۱۵): رخداد اتصال کوتاه

ج)رخداد ماشین سنکرون(Synchronous Machine Event)

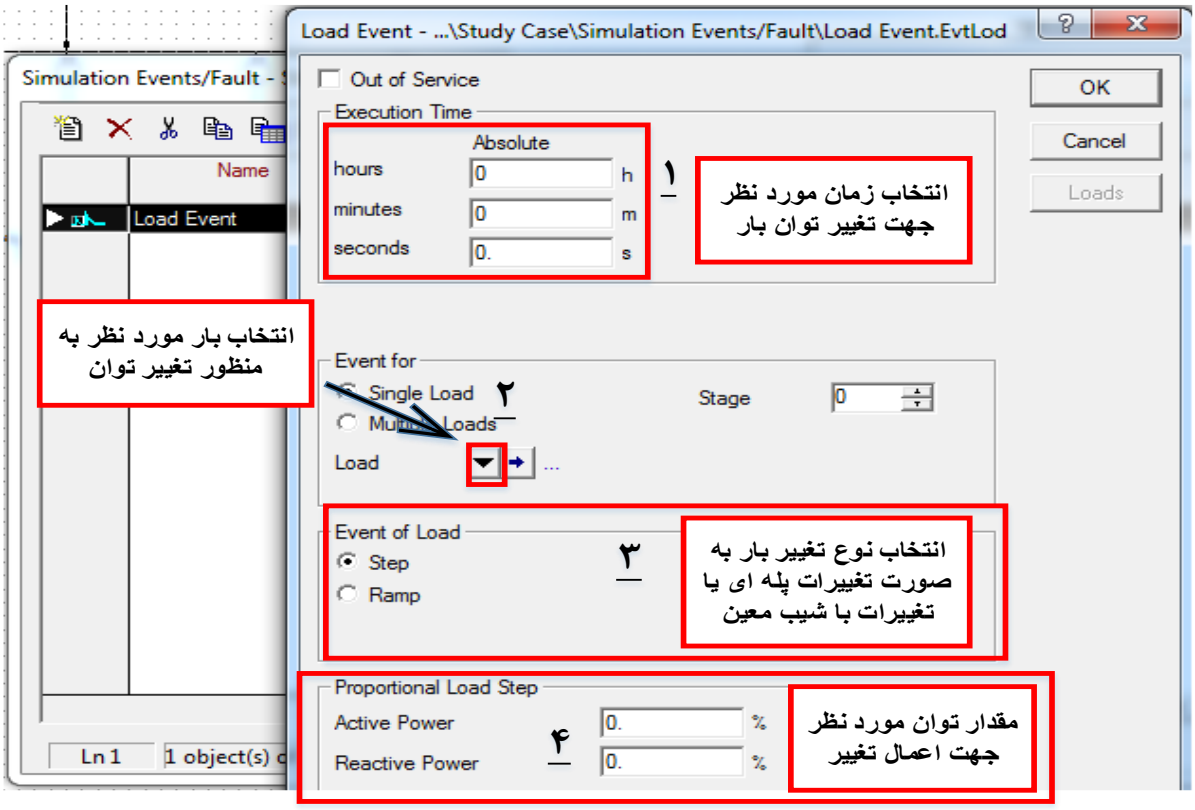


شکل (۶-۱۶): رخداد ماشین سنکرون

در این رخداد گشتاور مکانیکی ماشین سنکرون را می‌توان تغییر داد(عدد مثبت به منزله اضافه نموده و عدد منفی به منزله کاهش گشتاور). جهت تعریف رخداد بایستی کاربر زمان رخداد، ماشین سنکرون مورد نظر و مقدار گشتاور مکانیکی مورد نظر جهت تغییر(بر حسب پریونیت) را درکادر مربوطه وارد نماید.

د)رخداد بار(Load Event)

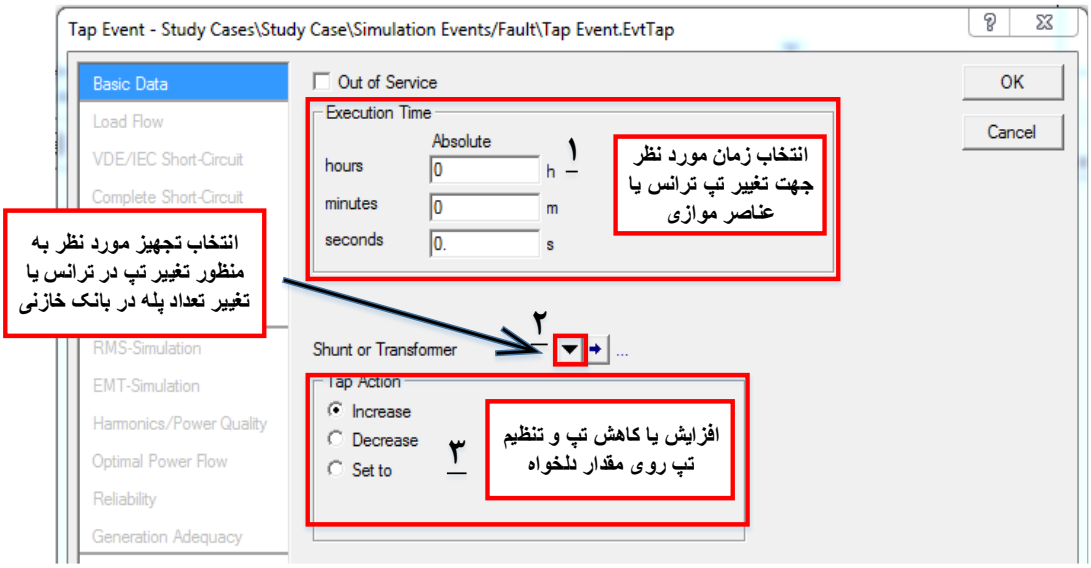
این رخداد می‌تواند مقادیر توان اکتیو و راکتیو بار را تغییر دهد.



شکل (۶-۱۷): رخداد بار

۵) رخداد تغییر تپ ترانسفورماتور(Tap Event)

این رخداد می‌تواند باعث تغییر تپ ترانس و یا پله‌های بانک‌های عناصر موازی(مثل خازن) شود.



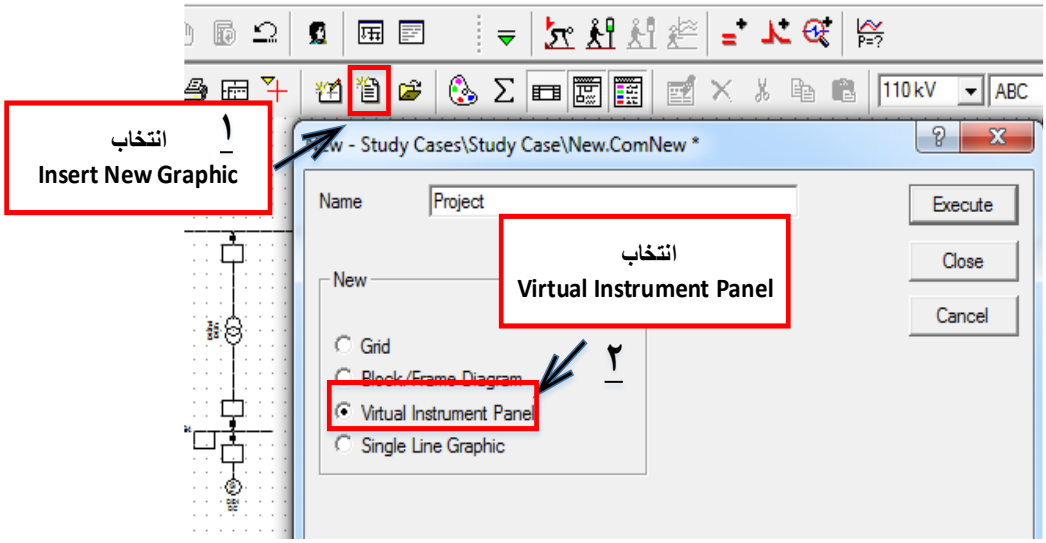
شکل (۶-۱۸): رخداد تغییر تپ ترانسفورماتور

المان نتایج و مجموعه متغیرها

در محاسبات شبیه سازی RMS و EMT تعداد بسیار زیادی از متغیرها در طول شبیه سازی تغییر می‌کنند. در نرم افزار دیگسایلنت به منظور مشاهده تغییرات متغیرهای مورد نظر در المانی خاص، فراخوانی آن المان و متغیرهای مربوطه ضروری است. بدین منظور روی المانی که می‌خواهیم متغیرهای آن‌را بررسی نماییم کلیک راست نموده و از گزینه Define، Variable Set را انتخاب می‌کنیم.

گراف خروجی

پس از اجرای شبیه سازی، مشاهده و بررسی نمودارهای متغیرهای مختلف امری ضروری است. بدین منظور لازم است که مطابق شکل زیر یک پنل ابزار مجازی تعریف شده و نمودارهای مربوطه را رسم نماییم.



شکل (۶-۱۹): ایجاد پنل ابزار مجازی به منظور مشاهده منحنی نتایج مطالعات دینامیکی

۶-۵- نتیجه‌گیری

پس از شبیه سازی و استخراج نتایج و نمودارها، بایستی به تحلیل نتایج آن‌ها پرداخت. همان‌گونه که در ابتدای گزارش ذکر شد، زمان بحرانی رفع خطا مهم‌ترین پارامتر در تعیین میزان پایداری گذرای شبکه شامل تولیدات پراکنده است، به گونه‌ای که میزان زمان بحرانی رفع خطا نباید از ۱۵۰ درصد بیشترین زمان عملکرد رله‌ها کمتر باشد [۶۹]. در صورتی که این قاعده رعایت نشود، باید به نحوی میزان زمان بحرانی رفع خطا زیاد شود یا اینکه تنظیمات زمانی رله‌ها تغییر یابند تا بیشترین زمان عملکرد رله‌ها قاعده فوق را رعایت کنند. لذا به منظور برقراری این قاعده روش‌های زیر پیشنهاد می‌گردد:

الف) بکارگیری چرخ لنگر برای افزایش ثابت اینرسی توربوژنراتور

ب) کاهش زمان رفع خطا در شبکه

ج) ورود بار موقت (در صورت نیاز) پس از قطع PCC(محل اتصال مشترک)

د) تغییر سریع مد کنترلی سیستم تحریک

ه) به کارگیری جبران‌سازهای الکترونیکی Voltage Sag در شبکه توزیع (مانند انواع DVR)

ی) محدودساز جریان خطا (در فیدرهای خروجی)

در بسیاری از پروژه های اجرا شده در کشور، برای حفاظت مولد سنکرون در برابر ناپایداری گذرا و سایر اغتشاشات، از یک رله جریان زیاد آنی با تنظیم جریان حد عملکرد ۲ تا ۲,۵ برابر جریان نامی مولد استفاده می‌شود. این رله به کلید قدرت اصلی ژنراتور(GCB) فرمان قطع را ارسال می‌نماید. لذا می‌توان این روش را به منظور حفاظت مولد سنکرون در برابر ناپایداری گذرا استفاده کرد. لازم به ذکر است که به دلیل این‌که این مولدها از نوع سنکرون هستند، لذا عملکرد این کلید، منافاتی با بحث قابلیت گذر از افت ولتاژ(LVRT) نخواهد داشت.

۷- روش انجام مطالعات کیفیت توان

۷-۱- مقدمه

امروزه توجه شرکت‌های برق و مشترکین آن‌ها به شکل روز افزونی به مسئله کیفیت انرژی الکتریکی معطوف شده است. واژه کیفیت برق در کشورهای صنعتی و در صنعت برق کاربرد فراوانی پیدا نموده است. مبحث فوق تعداد بسیار زیادی از اعوجاج‌های موجود در شبکه برق را پوشش می‌دهد. موضوعاتی که تحت مبحث کیفیت برق قرار می‌گیرند. لزوما مفاهیم تازه‌ای نیستند، لیکن آنچه جدید است، تلاش مهندسین برای جمع‌آوری این مطالب و قرار دادن آن‌ها در الگوها مشخص می‌باشد. مفهوم کیفیت توان را می‌توان در قالب زیر تعریف نمود:

"هر گونه تغییر در کمیت‌های ولتاژ،جریان و فرکانس که سبب خرابی و یا عملکرد نادرست تجهیزات مصرف کننده گردد."

به طور کلی می‌توان دلایل زیر را برای توجه به مبحث کیفیت برق ذکر نمود:

- حساسیت تجهیزات الکتریکی جدید نسبت به تغییرات کیفیت برق بیشتر شده است. بسیاری از وسایل الکتریکی جدید از کنترل کننده‌های میکروپرسسوری و المان‌های الکترونیک قدرت استفاده می‌کنند و این تجهیزات به بسیاری از انواع اعوجاج‌های موجود در شبکه قدرت حساس می‌باشند. حساسیت این تجهیزات الکتریکی به نوبه خود عملکرد نامناسب تجهیزات منجر خواهد شد که با توجه به تعداد زیاد این وسایل به خصوص در مراکز صنعتی، بیمارستانی، آزمایشگاهی و مانند آن‌ها مسایل خاصی را به دنبال خواهد داشت و به عنوان مثال می‌توان به تاثیر منفی عملکرد نامناسب تجهیزات کنترل کننده و حفاظتی در مراکز صنعتی اشاره نمود.
- تاکید روز افزون بر بهبود راندمان کلی شبکه‌های قدرت، باعث استفاده از وسایلی از قبیل محرکه‌های موتور با قابلیت تنظیم سرعت و نیز خازن‌های موازی برای بهبود ضریب قدرت شده است. به کمک این خازن‌ها میزان تلفات شبکه کاهش می‌یابد. خازن‌ها مشخصه امپدانس–فرکانس شبکه را تغییر می‌دهند و باعث ایجاد پدیده تشدید و در نتیجه تقویت اعوجاج به صورت گذرا و نیز افزایش سطح اعوجاج هامونیکی در شبکه قدرت می‌گردند. این امر توجه افراد خبره را به تاثیر آینده این گونه وسایل بر روی توانایی‌های سیستم قدرت (هم از دیدگاه مشترکین و هم از دیدگاه شرکت‌های برق) جلب کرده است. این پدیده خود عامل به وجود آمدن مشکلات جدیدی شده است که نیاز به بررسی تاثیرات متقابل این گونه تجهیزات بر سیستم و سیستم بر این گونه تجهیزات را لازم می‌سازد.
- آگاهی نسبت به مسایل کیفیت برق نزد مشترکین بالا رفته است. موضوعاتی از قبیل برق، پایین بودن ولتاژ و پدیده‌های گذرا مربوط به کلید زنی روز به روز توجه مشترکین بیشتری قرار گرفته و شرکت‌های برق را وادار می سازد که کیفیت برق تحویلی به مشترکین را بهتر سازند. این بدان معناست که مشترکین مانند،

گذ شته فقط به دا شتن برق اکتفا نمی‌کنند بلکه برقی با کیفیت بالا مورد نظر آن‌ها می‌با شد، به نحوی که تمامی تجهیزات مدرن به کار گرفته شده به نحو مطلوبی مورد استفاده قرار گیرند.

- به دلیل گستردگی و به هم پیو ستگی شبکه توزیع، خرابی هر المان که می‌تواند نا شی از شرایط نامطلوب کیفیت توان (برای مثال شکست عایقی ناشی از افزایش ولتاژ موقت) روی دیگر تجهیزات شبکه تاثیر نامطلوب می‌گذارد.
- برای بیشتر مشترکین دستگاه‌های تشخیص و حفاظت در برابر اعوجاج و دیگر عنا صر نامطلوب بر کیفیت توان وجود ندارد و در نتیجه می‌تواند باعث خسارت‌های جبران ناپذیری به مشترکین گردد.

ظهور تکنولوژی مولدهای مقیاس کوچک و اتصال آنها به شبکه توزیع نگرانی‌های جدیدی را در رابطه با کیفیت توان مطرح می‌کند. وجود این مولدها می‌تواند با تزریق هارمونیک در سطح شبکه توزیع و فوق توزیع از کیفیت توان برق بکاهد.

۷-۲-اهداف

هدف از انجام مطالعات کیفیت توان، بررسی مقدار مجموع هامونیک‌های موجود در باس‌بارهای سیستم و مقدارهای هامونیک‌های جریان ا ست. در این مطالعات با مدل کردن مولد مقیاس کوچک متصل به شبکه به عنوان یک منبع هارمونیک و همین طور مدل سازی هارمونیک بارها به بررسی تاثیر مولد مقیاس کوچک بر سطح هارمونیک شبکه پرداخته شده است. لازم است مقادیر هارمونیک‌های به دست آمده در حضور مولد مقیاس کوچک در محدوده مجاز قرار داشته باشد.

جدول (۷-۱): محدوده مجاز هارمونیک ولتاژ [۶۷]

حداکثر هارمونیک ولتاژ مجاز در شینه‌های با ولتاژهای مختلف به درصد نسبت به ولتاژ نامی ۵۰ هرتز			
ولتاژ شینه	اعوجاج تکی ولتاژ		اعوجاج ولتاژ کل(THD[1])
	فرد	زوج	
۴۰۰ ولت و ۲۰ کیلو ولت	۳	۱,۵	۵
۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت	۱,۵	۰,۷	۲,۵
۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت	۱	۰,۵	۱,۵

[1] Total Harmonic Distortion

مقادیر مجاز هارمونیک ولتاژ و جریان به ترتیب در جداول (۷-۱) و (۷-۲) نشان داده شده است. محدوده مجاز هارمونیک‌های ولتاژ به ازای سطوح مختلف ولتاژ بیان شده است.

جدول (۷-۲): محدوده مجاز هارمونیک جریان [۶۳]

مرتبه هارمونیک (هارمونیک های فرد)	h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD[1]
حداکثر اعوجاج (درصد)	۴	۲	۱/۵	۰/۶	۰/۳	۵

۷-۳-مدل‌سازی سیستم و اطلاعات تجهیزات

مدل سازی سیستم باید مشابه فصل پخش‌بار توضیح انجام شود. رعایت نکات زیر برای مدل سازی تجهیزات الزامی است:

۱-در مدل سازی هارمونیکی تجهیز معادل شبکه عموما هارمونیک تزریقی به شبکه مورد مطالعه برابر صفر در نظر گرفته می شود. در صورتی که تعداد مولدهای مقیاس کوچک در نزدیکی شبکه مقدار قابل توجهی باشند لازم است مقدار هارمونیک نیز در مدل شبکه در نظر گرفته شود.

۲-در مدل سازی بارهای سیستم به دلیل اینکه در اغلب موارد اطلاعات هارمونیکی آنها در دسترس نیست می‌توان از جداول ۷-۳ و ۷-۴ استفاده نمود. نحوه ورود این اطلاعات بر اساس روش‌های توضیح داده شده برای ورود اطلاعات هارمونیکی تجهیزات باید به بر اساس استاندارد IEC61000 وارد شود. به طور کلی نحوه ورود بیشتر اطلاعات هارمونیکی تجهیزات بر اساس این روش است.

۳-نحوه مدلسازی و وارد کردن اطلاعات مطالعات کیفیت توان انواع مولدها در فصل ۲ توضیح داده شده است و برا ساس اطلاعات موجود از مولدها باید در نرم افزار پیاده سازی شود. همانطور که در قسمت قبل گفته شده است مولدها نیز عموما بر اساس استاندارد IEC61000 مدل می‌شوند.

[1] Total Demand Distortion

جدول (۷-۳): محدوده مجاز هارمونیک مشترکین در سطوح ولتاژ ۰,۴ و ۲۰ کیلو ولت[۶۷]

ماکزیمم اعوجاج جریان مجاز هر مشترک به درصد نسبت به ماکزیمم جریان مصرف یا دیماند بدون هارمونیک مشترک											
بزرگی مشترک یا درصد ماکزیمم جریان مصرفی(دیماند) بدون هارمونیک به جریان اتصال کوتاه محل تغذیه(R)	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک n										اعوجاج کلی جریان(THD)
	n<11		11≤ n<17		17 ≤ n<23		23≤ n<35		n ≥ 35		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
R>5	۴	۱	۳	۰,۵	۱,۵	۰,۴	۰,۶	۰,۱	۰,۳	۰,۱	۵
$5 \geq R > 2$	۷	۱,۷	۳,۵	۰,۹	۲,۵	۰,۶	۱	۰,۳	۰۵	۰,۱	۸
$2 \geq R > 1$	۱۰	۲,۵	۴۵	۱,۱	۴	۱	۱,۵	۰,۴	۰,۷	۰,۲	۱۲
$1 \geq R > 0.1$	۱۲	۳	۵,۵	۱,۴	۵	۱,۲	۲	۰۵	۱	۰,۲	۱۵
$R \leq 0.1$	۱۵	۳,۸	۷	۱,۷	۶	۱,۵	۲,۵	۰,۶	۱,۴	۰,۳	۲۰

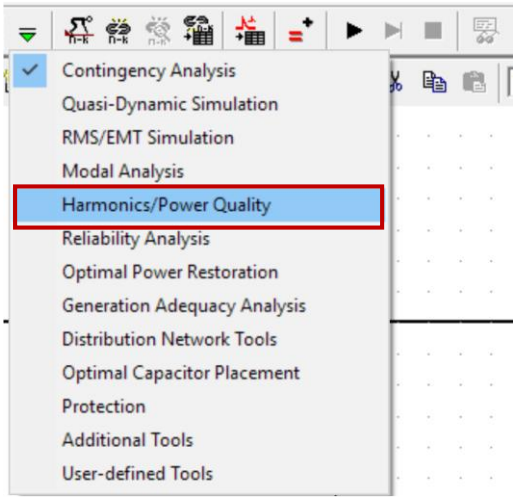
جدول (۷-۴): محدوده مجاز هارمونیک مشترکین در سطوح ولتاژ ۶۳ و ۱۳۲ کیلو ولت[۶۷]

ماکزیمم اعوجاج جریان مجاز هر مشترک به درصد نسبت به ماکزیمم جریان مصرف یا دیماند بدون هارمونیک مشترک											
بزرگی مشترک یا درصد ماکزیمم جریان مصرفی(دیماند) بدون هارمونیک به جریان اتصال کوتاه محل تغذیه(R)	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک n										اعوجاج کلی جریان(THD)
	n<11		11≤ n<17		17 ≤ n<23		23≤ n<35		n ≥ 35		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
R>5	۲	۰,۵	۱	۰,۲	۰,۷	۰,۲	۰,۳	۰,۱	۰,۱	۰	۲,۵
$5 \geq R > 2$	۳,۵	۰,۹	۱,۷	۰,۴	۱,۲	۰,۳	۰,۵	۰,۱	۰,۲	۰	۴
$2 \geq R > 1$	۵	۱,۲	۲,۲	۰,۶	۲	۰,۵	۰,۷	۰,۲	۰,۳	۰,۱	۶
$1 \geq R > 0.1$	۶	۱,۵	۲,۷	۰,۷	۲,۵	۰,۶	۱	۰,۲	۰,۵	۰,۱	۷,۵
$R \leq 0.1$	۷,۵	۱,۹	۳,۵	۰,۹	۳	۰,۷	۱,۲	۰,۳	۰,۷	۰,۲	۱۰

۴--در مدل سازی تجهیزات غیر خطی (ژنراتورها و تراز سفورماتورها و مبدل‌های الکترونیک قدرت) لازم ا ست حتی الامکان اطلاعات و توضیحات ارائه شده در فصل ۲ در نرم افزار پیاده سازی شود.

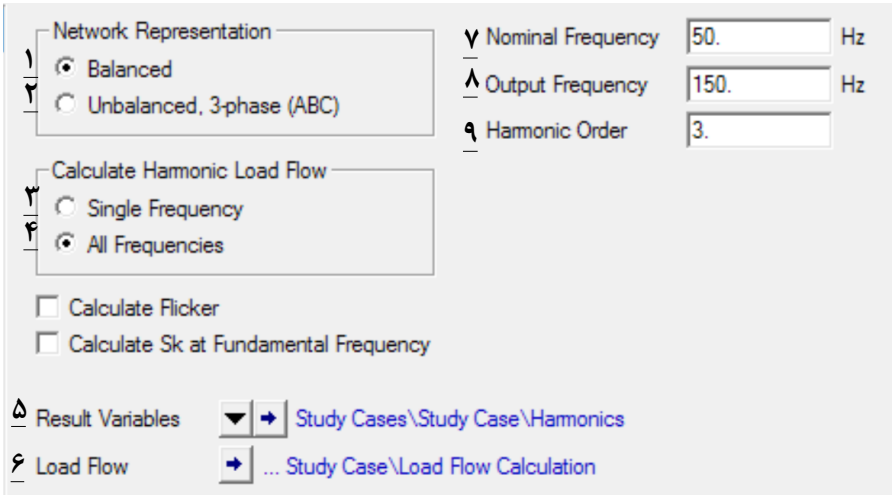
۷-۴- پیاده‌سازی نرم افزاری

پس از وارد کردن اطلاعات مورد نیاز و مدل سازی شبکه لازم ا ست جعبه ابزار محا سبات هارمونیکی را مطابق شکل زیر انتخاب کرد.



شکل (۷-۱): انتخاب جعبه ابزار کیفیت توان

سپس با انتخاب گزینه Calculate Harmonic Load flow پنجره زیر باز می‌شود.در این پنجره داریم:



شکل (۷-۲): تنظیمات مربوط به مطالعات کیفیت توان

۱-با انتخاب گزینه متعادل، تنها هارمونیک‌های فرد غیر مضـــرب ۳ (هارمونیک‌های۵، ۷، ۱۱ و غیره) محاســـبه می‌شود.

۲-با انتخاب این گزینه می‌توان تحلیل هارمونیک‌های دیگر مانند هارمونیک‌های مضرب ۳، هارمونیک‌های زوج و هارمونیک‌های غیر عدد صحیح را در پخش بار در نظر گرفت.

۳-با انتخاب این گزینه پخش بار هارمونیکی تنها بر اساس فرکانس خروجی که در قسمت ۸ یا ۹ توضیح داده شده است انجام می‌گیرد.

۴-در این حالت پخش بار بر اساس تمامی فرکانس‌های هارمونیک‌های قرار داده شده در مشخصه‌های هارمونیکی منابع هارمونیک(بارها،منابع تولید مقیاس کوچک یا مدل شبکه بالادستی) انجام می‌شود.

۵-خروجی‌های مطالعه هارمونیکی سیستم در این قسمت ذخیره می‌شود.

۶-تنظیمات مربوط پخش بار در این قسمت قرار دارد.

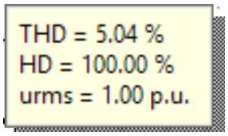
۷-فرکانس مرجع یا پایه سیستم در این قسمت مشخص می‌شود.

۸-فرکانسی که در صورت انتخاب گزینه ۳ در آن پخش بار هارمونیکی انجام می‌شود.

۹-شماره این فرکانس مشخص می‌شود. در واقع گزینه‌های ۸ و ۹ یکی هستند و تنظیم یکی از آنها کافی است.

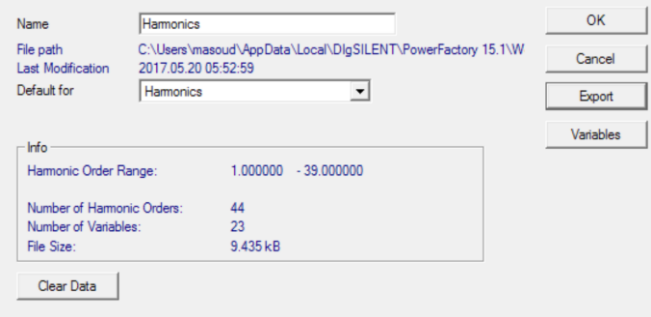
۷-۵-نحوه جمع آوری اطلاعات خروجی

پس از اجرای برنامه پخش بار هارمونیکی می‌توان برخی خروجی‌ها مانند THDرا در مدل پیاده سازی شده همانند شکل (۷-۳) مشاهده نمود.



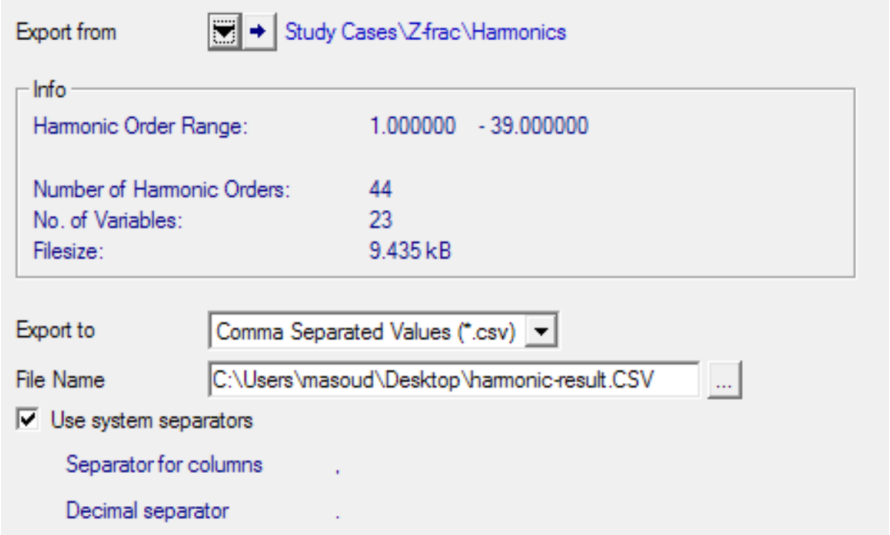
شکل (۷-۳): خروجی مطالعات هارمونیکی نرم افزار در محیط گرافیکی

اما همانطور که در جداول حدود مجاز گفته شد لازم است که علاوه بر مقدار مجموع هارمونیک‌ها مقادیر تکی آنها نیز مورد بررسی قرار بگیرد. برای این امر لازم است پس از اجرای برنامه پخش بار هارمونیکی وارد مکان ثبت داده‌های خروجی قسمت ۵ شکل (۷-۲) وارد شده و سپس طبق فرآیند زیر اقدام شود:



شکل (۷-۴): اطلاعات ذخیره شده در نرم افزر از محاسبات هارمونیکی و کیفیت توان

در این قسمت خروجی‌های پخش بار هارمونیکی قرار گرفته‌اند. با انتخاب گزینه Export می‌توان وارد پنجره زیر شـده و با انتخاب یکی از فرمت‌های گرفتن خروجی از نرم افزار (برای مثال CSV[1]) را انتخاب نموده و خروجی‌های نظیر جدول در دسترس قرار می‌گیرد.



شکل (۷-۵): تنظیمات استخراج نتیجه مطالعات کیفیت توان از نرم افزار

جدول (۷-۵): اطلاعات خروجی از نرم افزار برای یک سیستم نمونه

Related Harmonics	**Harmonics**	**Capacitor Bank**	**LV 1.1**	**LV 1.2**
Rated Frequency	Frequency in Hz	u_L in p.u.	Harmonic Distortion in %	Harmonic Distortion in %
1	50	0.951939	100	100
1.5	75	0.000076	0.015488	0.015628
2	100	0.00228	0.274966	0.275923
2.5	125	0.000139	0.02815	0.028391
3	150	0.001409	0.226445	0.227751
3.5	175	0.000297	0.059405	0.059902
4	200	0.028196	3.02129	3.028193
4.5	225	0.000757	0.149692	0.150925
5	250	0.031181	3.370075	3.378385

در این جدول مقادیر نسـبی و مطلق هارمونیک‌ها برای یک بانک خازنی و دو باس ولتاژ ضـعیف به نمایش در آمده است.لازم به ذکر است که نرم افزار قابلیت محاسبه TDD را ندارد و می‌توان با استفاده از داده‌های خروجی آن را محاسبه نمود.

[1] Comma-separated value

۷-۶-بررسی نتایج

پس از گرفتن نتایج خروجی، لازم است این اطلاعات را از جهت وجود داده‌های غیر منطقی بررسی شده و در صورت وجود هر گونه موردی، بررسی‌های عمیق‌تری برای پیداکردن خطای منجر به ایجاد این داده را انجام داد.

پس از اطمینان از صحت داده‌ها لازم است مقادیر خروجی رابا مقادیر استاندارد مقایسه نمود. بهتر است برای اطمینان بیشتر این مطالعات در انواع حالت‌های بهره برداری نظیر کم باری و پرباری، حالتهای کاری مولد مقیاس کوچک و همینطور ساختارهای مختلف سیستم انجام گیرد.

پس از مقایسه خروجی‌های مورد نظر با محدودیت‌های ارائه شده می‌توان تشخیص داد که آیا اضافه شدن یک مولد مقیاس کوچک به شبکه باعث خارج شدن هارمونیک‌ها از محدوده مورد نظر شده است یا خیر. در صورت عدم تجاوز مقادیر هارمونیک‌ها طرح اتصال مولد مذکور از نظر مطالعات هارمونیکی مشکلی ندارد. در غیر این صورت لازم است اقدامات تصحیحی مانند تعویض نوع مولد یا تغییر برخی از تجهیزات شبکه با اطلاع هر دو طرف مالک مولد و شرکت برق مربوطه انجام شود.

۷-۷-نتیجه‌گیری

مطالعات هامونیکی و کیفیت توان از نقطه نظر اینکه با رضـــایت مندی مشـــترکین ارتباط مســـتقیمی دارد حائز اهمیت می‌باشد. اتصال مولد مقیاس کوچک به شبکه می‌تواند هارمونیک‌های ولتاژی و جریانی شبکه را از محدوده مجاز خارج کند. در این فصـــل به بیان اهمیت کیفیت توان و هامونیک‌ها، مقادیر مجاز آنها و همین طور نحوه انجام مطالعات هارمونیکی در نرم افزار پرداخته شده است.

۸- روش انجام مطالعات هماهنگی حفاظتی

۸-۱- مقدمه

یکی از مهم‌ترین مطالعات که لازم اســت جهت اتصــال منابع تولید پراکنده به شــبکه انجام شــود، مطالعات هماهنگی حفاظتی ا ست. مولدهای تولید پراکنده به منظور افزایش ظرفیت تولید شبکه و نیز تامین نیازهایی از قبیل تغذیه بارهای محلی مورد ا ستفاده قرار می‌گیرند، لذا می‌توانند تاثیرات خوبی در شبکه بر جای گذا شته و موجب آزاد شدن بخ شی از ظرفیت شبکه سرا سری شوند که لازمه آن، فراهم شدن شرایط منا سب و ا ستاندارد به منظور مشــارکت آن‌ها در شــبکه اســت. یکی از مهم‌ترین نیازمندیها برای اتصــال DG به شــبکه ســراســری، نیازمندیهای حفاظتی مربوط به آن ا ست. این نیازمندی‌ها شامل برر سی ا ستفاده از انواع رله‌ها و تنظیمات آنها از قبیل تنظیمات زمانی و نیز اســتفاده از ســایر تجهیزات حفاظتی از قبیل فیوزها، بریکرها و غیره می‌باشــد. البته وجود مولدهای تولید پراکنده موجب برخی م شکلات در سی ستمهای حفاظتی متداول شبکه از قبیل کاهش ح سا سیت رله‌های ابتدای فیدرها، ناهماهنگی حفاظتی رله‌های سایر فیدرها و نیز م شکلاتی از قبیل اختلال در عملکرد رله بازبـ ست(ریکلوزر) می‌گردد که در این فصل به آن‌ها خواهیم پرداخت.

۸-۲- اهداف

هدف از مطالعات مربوط به هماهنگی حفاظتی، بررسی و طراحی یک سیستم حفاظتی مناسب است به طوری‌که در هنگام وقوع خطا در شــبکه توزیع یا در ســمت مولد (DG) از قبیل فیدر خروجی مولد یا فیدرهایی دیگر، عملکرد مناســب و ســریعی داشــته باشــد. وقوع خطاهای در شــبکه می‌تواند منجر به عبور جریان زیادی از مولد شــده و لذا خطراتی از قبیل آسیب رسیدن به ورقه‌های استاتور ژنراتور، داغ شدن بیش از حد مولد و نیز آتش‌سوزی در مولد را به همراه دا شته با شد. از جمله مواردی که بر روی شدت خطا تاثیر گذار بوده و ممکن ا ست موجب عملکرد نامنا سب رله‌ها گردند، نوع خطا، محل وقوع خطا و نیز زمان وقوع خطا می‌باشــند. محل وقوع خطا ممکن اســت در ســیســتم داخلی مولد تولید پراکنده، فیدر خروجی مولد، فیدرهای دیگر خروجی فاقد مولد و یا در شــــبکه توزیع یا فوق توزیع بالادســت باشــد. رله‌های مورد اســتفاده در طراحی ســیســتم حفاظتی می‌توانند رله‌هایی از نوع جریانی، ولتاژی و نیز فرکانسی باشند. تنظیمات این رله‌ها از قبیل تنظیم زمانی آن‌ها، اهمیت بسیار زیادی در شناسایی و رفع سریع‌تر خطا و در نتیجه کاهش آسیب احتمالی به تجهیزات و مولد را دارد. در این بخش ابتدا حالات مختلف و محتمل وقوع خطا بررسی شده و سپس توضیحات مربوط به نحوه انجام مطالعات هماهنگی حفاظتی در نرم افزار DIgSILENT بیان شده است.

۸-۳- دلایل پیچیدگی حفاظت

وجود مولدهای تولید پراکنده ممکن است موجب برخی اختلال‌ها و ناهماهنگی در سیستم حفاظتی موجود در شبکه گردد. برخی از دلایلی که موجب پیچیدگی در عملکرد سیستم‌های حفاظتی شبکه در هنگام وجود مولدهای مقیاس کوچک می‌باشند، عبارتند از:

۱) تغییر تعداد مولدهای مقیاس کوچک متصل به شبکه توزیع در زمانهای مختلف بهره برداری.
۲) امکان تغییر مد کنترلی مولدهای مقیاس کوچک و تغییر سهم هر مولد در تامین جریان خطا.
۳) متغیر بودن ساختار شبکه توزیع به دلیل وجود نقاط مانور متعدد.
۴) محدود بودن جریان اتصال کوتاه در صورت بهره برداری به صورت جزیره ای.
۵) محدودیتهای به‌کارگیری روش‌های پیچیده حفاظتی نظیر رله دیستانس به دلایل اقتصادی.
۶) عدم وجود زیرساخت مخابراتی مناسب در اغلب شبکه های توزیع دنیا و در نتیجه محدودیتهای استفاده از روش های سریع و بعضا زمان واقعی مخابراتی برای کمک به سیستم حفاظتی به دلایل اقتصادی.
۷) تغذیه فیدرهای توزیع از چند سو.

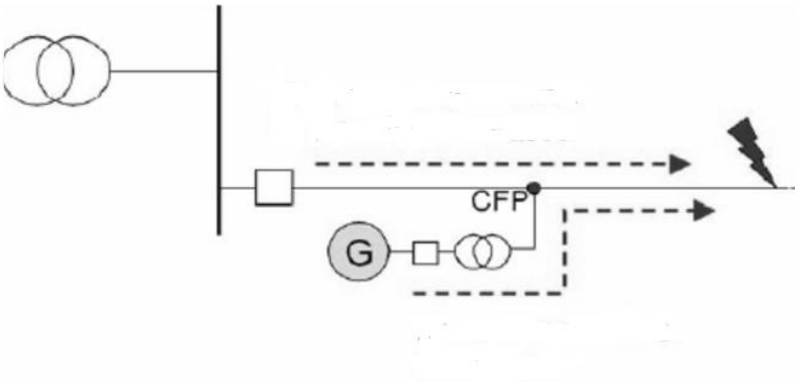
لذا به دلیل وجود این پیچیدگی‌ها در شبکه شامل DG، میبایستی سیستم‌های حفاظتی موجود در شبکه بازبینی شده و در صورت لزوم تغییر داده شوند.

۸-۴- تاثیر مولد مقیاس کوچک بر حفاظت شبکه توزیع

همان‌گونه که بیان شد وجود مولد تولید پراکنده در شبکه ممکن است عملکرد سیستم حفاظتی شبکه توزیع را مختل کند. این عمل ممکن است به دلیل تاثیر مولد بر روی حساسیت رله‌های موجود در شبکه توزیع و یا رله‌های بالادست یا پایین دست بوده و موجب اختلال در عملکرد مناسب این رله‌ها گردد، لذا در این بخش سعی می‌شود که مشکلات متداول در یک شبکه توزیع شامل مولد مقیاس کوچک که ممکن است عملکرد سیستم حفاظتی را دچار مشکل سازد بیان گردد.

۸-۴-۱- کاهش حساسیت رله بالادستی – خطا در شبکه پایین دست

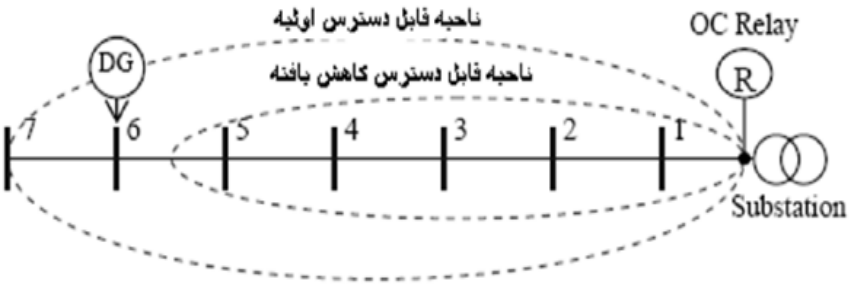
یکی از خطاهای محتمل در شبکه توزیع شامل مولد تولید پراکنده، وقوع خطا در شبکه پایین دست مولد است که در شکل (۸-۱) نمایش داده شده است:



شکل (۸-۱): خطا در شبکه پایین دست مولد DG

در این حالت به دلیل کاهش جریان خطای عبوری از رله‌های بالادستی در حضور DG، زمان عملکرد آنها افزایش می‌یابد، لذا میبایستی بین رله‌های بالادستی و رله جریان زیاد موجود در PCC (محل اتصال مولد به فیدر) هماهنگی حفاظتی برقرار گردد.

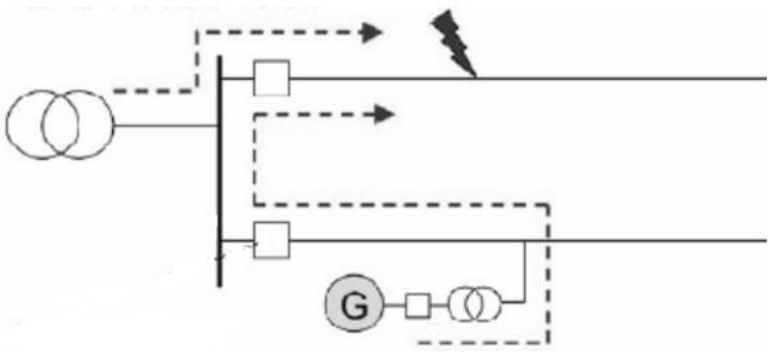
مشکل دیگری که در این حالت ایجاد می‌شود، کاهش ناحیه قابل دسترس رله جریان زیاد(OC) در شبکه بالادست است. البته این مشکل زمانی که مقاومت محل خطا زیاد باشد بیشتر خود را نشان می‌دهد. شکل (۸-۲) این مشکل را بیان می‌کند:



شکل (۸-۲): کاهش ناحیه قابل دسترس رله بالادست در حضور مولد DG

۸-۴-۲- ناهماهنگی حفاظتی و عملکرد اشتباه رله DG Back Feed

یکی از مشکلاتی که به هنگام وجود مولد تولید پراکنده در شبکه توزیع ممکن است رخ دهد، عملکرد اشتباه رله جریان زیاد موجود در ابتدای فیدر اصلی شامل مولد پراکنده(DG Back Feed) است که در شکل (۸-۳) نشان داده شده است:



شکل (۸-۳): عملکرد نادرست رله جریان زیاد ابتدای فیدر مولد(DG Back Feed)

زمانی که خطا در یک فیدر دیگر که شامل مولد نیست رخ می‌دهد، به دلیل اینکه مولد نیز در میزان جریان خطا مشارکت دارد، بخشی از جریان خطا از رله موجود در ابتدای فیدر اصلی شامل مولد گذشته و بنابراین موجب عملکرد نابجای این رله می‌گردد و در نتیجه هماهنگی حفاظتی مابین رله‌های موجود از بین می‌رود، زیرا به ازای وقوع خطا در فیدر فاقد مولد، نباید رله مربوط به ابتدای فیدر اصلی شامل مولد عمل کند. این‌کار باعث خروج ناخواسته مولد از شبکه سراسری می‌گردد. این خروج ناخواسته مولد از شبکه سراسری گاه اوقات مشکلات جدی را به همراه دارد. مثلا اگر مولد از نوع CHP باشد، خروج آن ممکن است منجر به توقف فعالیت آن به مدت چند ساعت تا چند روز گردد لذا میبایستی تنظیم زمانی مربوط به این رله را افزایش داد. تمایز زمانی مابین رله ابتدای فیدر مولد و رله فیدر خطا، میبایستی حداقل ۲۰۰ میلی ثانیه باشد. به منظور جلوگیری از این ناهماهنگی، روش‌های زیر پیشنهاد می‌گردد:

الف) به کارگیری روش حفاظت منطقی

ب) کاهش سهم مشارکت مولد در جریان خطای فاز به زمین شبکه

ج) استفاده از رله جریان زیاد جهت دار در ابتدای فیدر دارای مولد که در این حالت لازم است سه عدد PT فاز به زمین در فیدر مربوطه نصب گردد.

د) افزایش TMS رله جریان زیاد فیدر دارای مولد به منظور حفظ تمایز زمانی کافی با رله فیدر شامل خطا (این روش زمانی کارایی دارد که فقط به یک فیدر، مولد با ظرفیت بالا(مثلا ۴مگاولت آمپر) متصل باشد.)

مشکل دیگری که در این حالت ایجاد می‌شود امکان سوختن نابجای فیوز در فیدر مولد است. در صورتی که بین ابتدای فیدر خروجی و مولد، از فیوز استفاده شود، در اثر خطا در یکی از فیدرهای خروجی دیگر، ممکن است جریان تامین شده توسط مولد باعث سوختن نابجای فیوز شود. سوختن یکی از فازهای فیوز مربوطه باعث عدم تعادل جریان عبوری شده و لذا تاثیر منفی بر روی عملکرد مولد خواهد داشت. برای حل این مشکل بهتر است که فیوز مربوطه، از فیدر حذف گردد.

مشکل دیگری که در این حالت به وجود می‌آید عملکرد اشتباه نشانگر خطا است. در صورتی که بین ابتدای فیدر خروجی و مولد DG متصل به آن، از نشانگر خطا استفاده شده باشد ممکن است به ازای خطای اتصال کوتاه در هر یک از فیدرهای خروجی در پست فوق توزیع، نشانگر خطا به اشتباه عمل نماید. برای حل این مشکل می‌توان از روش‌های زیر استفاده کرد:

الف) از نشانگر خطای جهت دار استفاده شود.

ب) در صورت کم بودن جریان خطای عبوری از مولد نسبت به جریان خطای عبوری از شبکه بالادست، می‌توان نشانگر خطا را به نحوی تنظیم یا انتخاب کرد که به ازای خطا در سایر فیدرهای خروجی، نشانگر خطا عمل نکند.

۸-۴-۳- مشکلات مرتبط با رله وصل مجدد(Recloser)

یکی دیگر از مشکلاتی که به علت وجود مولد تولید پراکنده در شبکه ممکن است اتفاق بیفتد، عملکرد نادرست رله‌های وصل مجدد(ریکلوزر) موجود در ابتدای فیدر مولد یا فیدرهای دیگر می‌باشد که به دلیل عدم هماهنگی این نوع رله با رله‌های دیگر موجود در شبکه ممکن است این رله‌ها عملکرد نادرستی داشته باشند.

۸-۴-۳-۱- وصل مجدد فیدر فشار متوسط متصل به مولد DG

مشکلاتی که در هنگام وصل مجدد در زمان خطا در فیدر متصل به مولد ایجاد می‌شود، عبارتند از:

۱) به دلیل تغذیه جریان عبوری از محل خطا توسط مولد، کانال خطا ممکن است از بین نرفته و لذا وصل مجدد با موفقیت صورت نمی‌پذیرد.

۲) در خطای فاز به زمین و با فرض ایزوله بودن زمین ترانسفورماتورهای واسطه، مشکل تغذیه محل خطا توسط مولد وجود ندارد، اما مشکلات زیر وجود دارد:

الف) اضافه ولتاژ در فازهای سالم نسبت به زمین ایجاد می‌شود.

ب) در زمان عملکرد جزیره‌ای مولد، فرکانس ناحیه جدا شده، ممکن است تغییر کند. لذا پس از وصل مجدد، در حالی مولد به شبکه بالادستی متصل می‌شود که شرایط سنکرونایزینگ برقرار نیست. در این حالت ممکن است مشکلاتی از قبیل آسیب رسیدن به ژنراتور و محرک اولیه(در ژنراتور سنکرون) اضافه ولتاژ گذرای شدید در لحظه وصل مجدد غیر سنکرون و در نتیجه آسیب به تجهیزات خازن و برقگیر و بارهای موجود و همچنین عبور جریان هجومی بزرگتر از حد متداول از موتورها و ترانسفورماتورها و در نتیجه آسیب دیدن آن‌ها ایجاد شود.

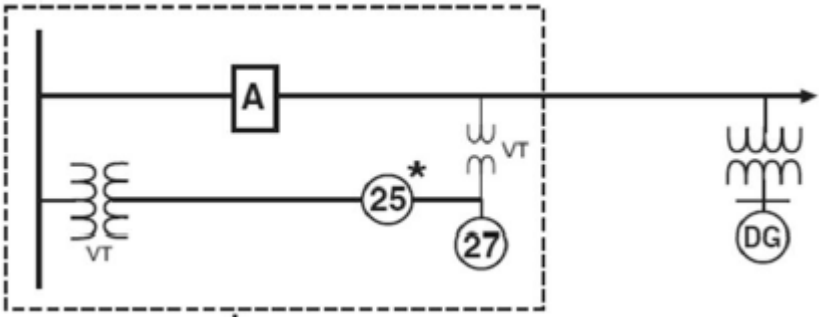
برای حل دو مشکل مذکور، استفاده از یکی از روش‌های زیر توصیه می‌گردد:

۱) مطابق استاندارد IEEE1547، قبل از انجام وصل مجدد در فیدر متصل به مولد، جزیره‌ای شدن مولد تشخیص داده شده و از شبکه جدا شود.

۲) با کمک رله سنکروچک و بررسی شرایط سنکرونایزینگ در کلید ابتدای فیدر خروجی مولد(یا استفاده از رله Zero Voltage) در صورت نیاز، از وصل مجدد و نابجای این فیدر در شرایطی که مولد در مدار بوده و شرایط سنکرونایزینگ برقرار نیست جلوگیری شود.

۳) در صورتی که در مدار بودن مولد اهمیت زیادی دارد، می‌توان از روش bus transfer استفاده کرد. یعنی برای اتصال مولد به شبکه بالادستی از دو فیدر فشار متوسط مجزا (ترجیحا مربوط به دو پست فوق توزیع مجاور) استفاده نموده و در صورت وقوع خطا در یکی از آنها، به سرعت باید مولد را به فیدر دوم متصل نمود.

در شکل (۸-۴) نحوه استفاده از رله Zero Voltage برای انجام وصل مجدد نمایش داده شده است:



شکل (۸-۴): رله Zero Voltage برای وصل مجدد فیدر

۸-۴-۳-۲- وصل مجدد فیدر خروجی فشار متوسط غیرمتصل به مولد DG

یکی دیگر از مشکلات مرتبط با وصل مجدد فیدر خروجی مولد، وصل مجدد ناموفق فیدرهای خروجی فاقد مولد است. مشکلاتی که در اثر این خطا ایجاد می‌شود عبارتند از:

۱) تغذیه محل خطا در اتصال کوتاه فاز به فاز یا سه فاز در سایر فیدرهای شبکه.

۲) نوسان توان اکتیو خروجی مولد و زاویه بار روتور تا مدتی پس از باز شدن کلید فیدر خروجی و رفع خطا در شبکه.

۳) کاهش زمان رفع خطای بحرانی در مولد پس از وصل مجدد سریع.

به منظور کاهش اثرات نامطلوب این بازبست می‌توان بین رله ریکلوزر فیدر خروجی فاقد مولد و رله‌های موجود در PCC یک هماهنگی حفاظتی برقرار کرد یا اینکه زمان بازبست مربوط به رله مورد نظر را افزایش داد.

۸-۴-۴- ایجاد ناپایداری گذرا در ژنراتورهای سنکرون متصل به شبکه

در بخش های قبلی بیان شد که ناپایداری گذرای ژنراتور سنکرون ممکن است در اثر وقوع خطای سه فاز نزدیک به ژنراتور ایجاد شود. ضمنا ناپایداری گذرا در مولدهای مقیاس کوچک به دلایل زیر اهمیت بیشتری نسبت به وقوع این پدیده در ژنراتورهای بزرگ شبکه دارد:

۱) نه تنها اینرسی مولدهای مقیاس کوچک نسبت به توربوژنراتورهای بزرگ کمتر است، اینرسی پریونیت شده بر حسب توان نامی مولد (ثابت اینرسی H) نیز کوچک است. از این رو CCT مولدهای مقیاس کوچک کمتر از توربوژنراتورهای بزرگ است.

۲) زمان رفع خطا به هنگام وقوع اتصال کوتاه در سایر فیدرهای فشار متوسط پست فوق توزیع به مراتب کمتر از زمان رفع خطا در شبکه های فشار قوی است.

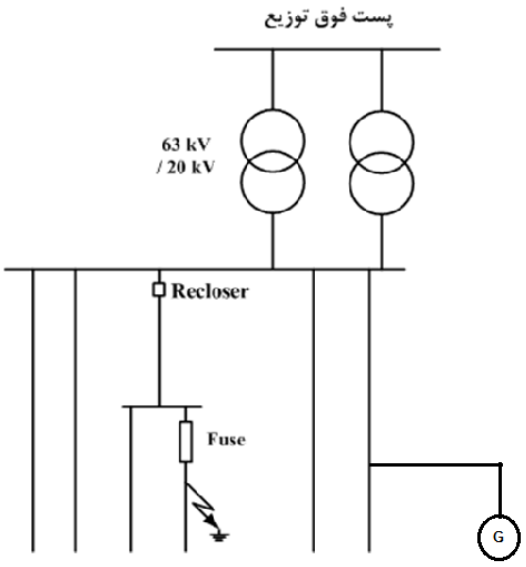
۳) تعداد اتصال کوتاه سه فازی که یک ژنراتور مقیاس کوچک با آن مواجه می‌شود و خطر ناپایداری گذرا را به همراه دارد، به مراتب بیشتر از تعداد آن در ژنراتورهای بزرگ شبکه فشار قوی است.

۸-۴-۵- تاثیر نامطلوب بر حفاظت جریان زیاد جهتی در فیدر ورودی

در برخی پست‌های فوق توزیع، برای تشخیص سریع خطای داخل ترانسفورماتور از رله جریان زیاد جهتی (به سمت ترانسفورماتور فوق توزیع) در فیدر ورودی استفاده شده است. ممکن است به هنگام وقوع خطا در خط ۶۳ کیلوولت و تامین بخشی از جریان خطا توسط مولد، رله جریان زیاد مذکور به اشتباه عمل نماید. لذا لازم است رله جریان زیاد جهتی مذکور به نحوی تنظیم شود که از عملکرد نابجای رله در این حالت جلوگیری شود.

۸-۴-۶- به هم خوردن منطق Fuse Saving

در فیدرهای هوایی که تعویض فیوز زمان‌بر است، می‌توان فیوز و تنظیم رله وصل مجدد را به نحوی انتخاب کرد که اول وصل مجدد انجام شود. رله وصل مجدد باید بر اساس حداکثر جریان بار و حداقل زمان عملکرد به نحوی تنظیم شود که به ازای جریان هجومی ترانسفورماتورها و جریان راه اندازی موتورها عملکرد نداشته باشد. فیوز به نحوی انتخاب می‌شود که مشخصه عملکرد آن، تمایز زمانی کافی را با مشخصه I-t ریکلوزر داشته باشد. در شکل (۸-۵) این منطق نشان داده شده است:



شکل (۸-۵): منطق Fuse Saving

رله وصل مجدد در Stage2 باید مشخصه I-t بالاتری نسبت به Stage1 داشته باشد تا در صورت موفق نبودن اولین وصل مجدد، فیوز بسوزد و وصل مجدد دوم، به دلیل رفع خطا ناشی از سوختن فیوز، موفق باشد.

مشخصه عملکرد فیوز شامل MMT و MCT بین مشخصه‌های I-t ریکلوزر در دو حالت Slow Stage و Fast Stage است. در اولین بار رخداد خطا، ریکلوزر عمل می‌کند و در صورت وجود خطای ماندگار، پس از وصل مجدد فیوز عمل می‌نماید. در این حالت میبایستی زمان عملکرد مشخصه Melting فیوز(MMT) بزرگتر یا مساوی ۱,۲۵ برابر زمان عملکرد Recloser Fast باشد. ضمنا زمان عملکرد Recloser Slow باید به اندازه کافی بزرگتر از زمان عملکرد مشخصه clearing فیوز(MCT) باشد.

در صورت اتصال مولد به فیدر خروجی، جریان عبوری از فیوز افزایش یافته و جریان عبوری از ریکلوزر کمتر می‌شود. لذا تمایز زمانی بین مشخصه عملکرد رله وصل مجدد و فیوز کاهش می‌یابد. برای حل این مشکل بایستی زمان عملکرد فیوز افزایش یابد که برای این منظور معمولا نیاز به انتخاب فیوز با جریان نامی بالاتر است. با این کار ممکن است فیوز قادر به عملکرد مناسب به ازای جریان خطای پایین نباشد. این مشکل زمانی تشدید می‌شود که مولد در مدار نباشد. زیرا در حالت خروج مولد، جریان خطای عبوری از فیوز کاهش می‌یابد و ممکن است فیوز اصلا عمل نکند یا با تاخیر بالا عمل نماید.

در صورت به‌کارگیری منطق Fuse Saving، لازم است تنظیم رله‌های جریان زیاد بالادستی به نحوی افزایش یابد که به هنگام عملکرد ریکلوزر در حالت Slow stage، عملکرد نابجا نداشته باشند. این نوع هماهنگی حفاظتی باعث افزایش قابل توجه زمان رفع خطا در باس‌بار فشار متوسط پست می‌گردد. بنابراین توصیه می‌شود که استفاده از

این منطق فقط زمانی انجام گیرد که زمان رفع خطا در شبکه بالادست با اجرای صحیح حفاظت منطقی به نحو موثری کاهش یافته است.

۸-۴-۷- امکان عدم عملکرد رله های حفاظتی موجود در شبکه توزیع در بهره برداری جزیره ای

در خطای سه فاز، جریان تامین شده توسط ژنراتورهای سنکرون و القایی سریعا میرا می‌شود و لذا ممکن است این جریان برای تشخیص خطا توسط رله‌های تاخیری یا فیوزها کافی نباشد. این مشکل در خطای فاز به فاز جدی‌تر است. با توجه به اتصال زمین ترانسفورماتور واسطه ممکن است نتوان به رخداد خطای فاز به زمین در شبکه جزیره‌ای توسط فیوز، رله جریان زیاد و حتی رله های EF (با تنظیمات متداول) پی برد. در واقع گاهی لازم است برای تشخیص این نوع خطا از رله‌های ولتاژی استفاده نمود که در شبکه های توزیع متداول کاربردی ندارند. گاهی فقط فیوزهای فشار متوسط موجود در شبکه قادر به عملکرد صحیح نیستند که به جای آن بهتر است از رله اضافه جریان و کلید قدرت استفاده شود.

۸-۵-رله های حفاظتی مورد نیاز در محل مشترک اتصال(PCC)

از آنجا که هر مولد مقیاس کوچک یک منبع تامین جریان خطا تلقی می‌شود، لازم است در صورت رخداد خطا در شبکه، رله‌هایی بین مولد و شبکه بالادست استفاده شود تا با حفظ هماهنگی حفاظتی، در صورت لزوم ارتباط مولد را از شبکه قطع نماید. به این رله‌های حفاظتی، رله های محل مشترک اتصال(PCC) گفته می‌شود که وظیفه قطع کلید PCC و یا خروج کامل مولد را بر عهده دارند. خروج کامل مولد از مدار شامل قطع سریع کلید اصلی ژنراتور(GCB) و محرک اولیه ژنراتور است. رله‌های حفاظتی محل مشترک اتصال ممکن است بر اساس نمونه برداری از سیگنال های ولتاژ و جریان سمت اولیه یا ثانویه ترانسفورماتور واسطه (یا هر دو) استفاده نمایند. به منظور بهبود availability مولد، به هنگام وقوع خطا در شبکه، بایستی تا حد امکان مولد را در شبکه نگه داشت. البته این نیازمندی از میزان مشارکت مولد در جریان عبوری از محل خطا، ناپایداری مولد و شبکه، آسیب به تجهیزات مولد و شبکه، متاثر شده و در برخی شرایط، بایستی سریعا مولد را از شبکه خارج کرد.

۸-۵-۱- اهداف حفاظتی رله های به کار رفته در محل مشترک اتصال

به منظور رسیدن به مقاصد زیر، از رله‌های مختلفی در محل PCC استفاده می‌شود:

۱) تشخیص اتصال کوتاه در شبکه بالادست و ممانعت از تغذیه محل خطا

۲) تشخیص شرایط بهره برداری غیرعادی از مولد که می‌تواند باعث آسیب به مولد شود و در زمره نگرانی های مالک مولد می‌باشد. نظیر:

الف) اضافه ولتاژ

ب) اضافه تحریک

ج) عدم تعادل جریان و داغ شدن روتور

د) فرکانس نامناسب (احتمال ایجاد اضافه سرعت و یا رزونانس مکانیکی به دلیل کارکرد در مدهای نوسانی)

ه) تنش مکانیکی وارد بر شفت (مثلا ناشی از وصل مجدد در کلید شبکه توزیع)

۳) ممانعت از تاثیر نامطلوب مولد بر تجهیزات و مصرف کنندگان متصل به شبکه که از دغدغه های مسئول شبکه توزیع است که شامل موارد زیر است:

الف) تشخیص جزیره‌ای شدن مولد

ب) سنکرون کردن مجدد مولد با شبکه

ج) بهره برداری از مولد با ولتاژ و فرکانس نامطلوب یا با کیفیت توان نامناسب (به ویژه در حالت جزیره‌ای)

۸-۶-نیازمندی های هماهنگی رله های حفاظتی مولد و شبکه توزیع

به منظور رعایت هماهنگی میان رله‌های مولد DG و شبکه توزیع، رعایت نکات زیر الزامی است:

۱) در صورت وقوع خطا در نزدیکی مولدهای سنکرون، خطر ناپایداری گذرا وجود دارد. لذا باید مولد را قبل از بروز ناپایداری گذرا از شبکه خارج کرد. برای این منظور بایستی حداقل یکی از رله‌های حفاظتی محل مشترک اتصال یا رله‌های ژنراتور را با تنظیمات مناسب به‌کار برد.

۲) در صورتی که وقوع خطا در شبکه و عملکرد رله‌های شبکه باعث شود که یک ریزشبکه جزیره‌ای ناخواسته ایجاد شود، لازم است که کلید PCC در مدت زمان حداکثر ۲ ثانیه باز شود تا یک ریزشبکه کنترل شده شامل مولد و بار محلی تشکیل گردد. در واقع مولد در حالت اول اجازه برق‌دار کردن ریزشبکه ناخواسته را ندارد ولی در حالت دوم (باز شدن کلید) بهره برداری از ریزشبکه، مشروط به پایدار ماندن آن و حفظ ولتاژ و فرکانس در محدوده مجاز، بلامانع است.

۳) در صورتی که ولتاژ یا فرکانس خروجی مولد، انحراف زیادی از مقدار نامی داشته باشد، قبل از آسیب به مولد، تجهیزات شبکه و بارهای متصل به شبکه، لازم است مولد از مدار خارج شود.

۴) در صورت وقوع خطا در شبکه بالادست، نباید مولد به صورت نابه‌جا از مدار خارج شود. یعنی لازم است هماهنگی حفاظتی با رله‌های بالادست برقرار باشد. این هماهنگی به ویژه در مورد رله‌های جریانی در محل مشترک اتصال و محل مولد، لازم است.

به منظور تحقق نیازمندی‌های هماهنگی بین رله‌های مولد و شبکه توزیع، نکات زیر باید رعایت گردند:

۱) حداقل یک رله حفاظتی وظیفه عملکرد مناسب پیش از بروز ناپایداری گذرا در مولد سنکرون را دارد(مثلا می توان از منطق ۳ از ۳ برای رله جریان زیاد یا رله ولتاژی یا رله دیستانس و یا رله توانی استفاده نمود).

۲) چند رله باید وظیفه تشخیص جزیره‌ای شدن را بر عهده داشته باشند. البته بایستی یک یا چند منطق مناسب برای تشخیص سریع این پدیده استفاده شود. در این‌صورت می‌توان زمان عملکرد سایر منطق‌ها را در صورت نیاز افزایش داد.

۳) در صورت بروز اضافه ولتاژ در سیستم برای جلوگیری از آسیب به بارهای الکتریکی، بایستی PCC و در صورت لزوم GCB قطع شوند.

۴) در صورت بروز کاهش ولتاژ یا تغییرات فرکانسی، معمولا قطع خیلی سریع نیاز نیست (مگر اینکه رله UV برای تشخیص جزیره‌ای شدن بکار رود) ولی در این شرایط نیز آسیب به بارهای الکتریکی و تجهیزات در بلند مدت محتمل است و باید از کارکرد شبکه در این شرایط جلوگیری کرد.

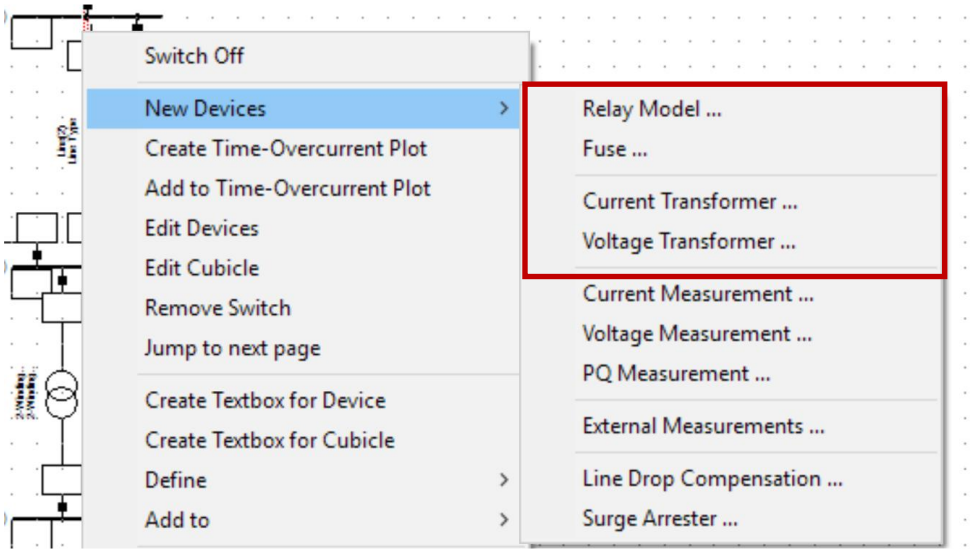
۵) سایر رله‌های حفاظتی (به ویژه رله‌های جریان زیاد و خطای زمین) باید با رله‌های موجود در شبکه توزیع هماهنگ شوند. لازم به ذکر است که هر رله جریانی باید با اولین رله قبل از خود هماهنگ شود.

۸-۷- پیاده سازی نرم افزاری مطالعات هماهنگی حفاظتی

۸-۷-۱- روشهای ایجاد ادوات حفاظتی

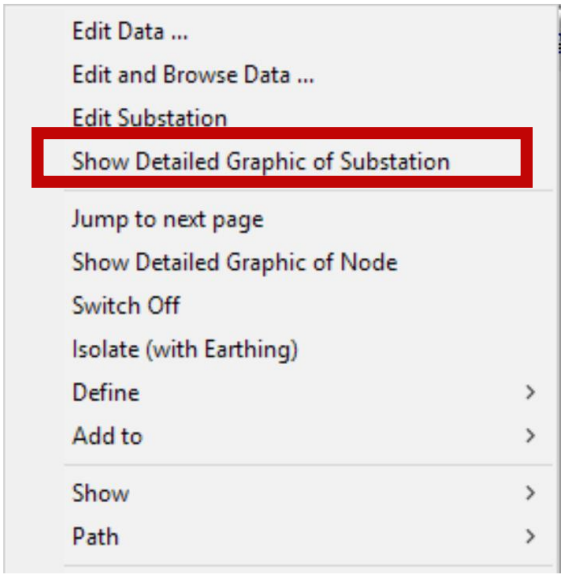
ابتدا لازم است برای مکان‌های از پیش در نظر گرفته شده مانند فیدرهای ورودی، خروجی،ترانس‌های پست فوق توزیع، ترانس‌های توزیع، محل اتصال مشترک، ترانس واسطه مولد و همین‌طور خود مولد ادوات حفاظتی مورد نظر ایجاد شود. در نرم افزار دیگسایلنت تمامی ادوات حفاظتی در کیوبیکل‌ها تعبیه می‌شود. برای این ایجاد این ادوات حفاظتی دو راه زیر وجود دارد.

۱- همانند شکل زیر انتخاب کیوبیکل مورد نظر برای حفاظت و آوردن منو با کلید راست و انتخاب گزینه New Devices می‌توان تجهیزات حفاظتی از قبیل ماژول رله، فیوز و ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ را به کیوبیکل مورد نظر اضافه نمود.



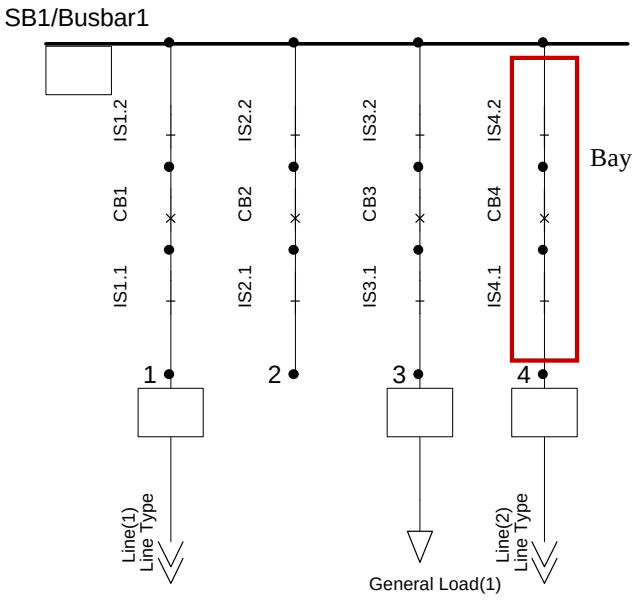
شکل (۸-۶): ایجاد تجهیزات حفاظتی از روش ۱

۲- روش دیگر این است که باس باری که کیوبیکل مورد نظر در آن وجود دارد انتخاب شده و سپس در منو موجود در شکل (۸-۷) با انتخاب گزینه Show Detailed Graphic of Substation وارد نمایش گرافیک باس بار مربوطه همانند شکل (۸-۸) می‌شویم[۱].



شکل (۸-۷): انتخاب نمایش جزئیه باس یا پست

[۱] این امکان تنها برای نسخه‌های ۱۵ به بعد نرم افزار وجود دارد.



شکل (۸-۸): نمای با جزییات باس-پست

همانطور که مشخص است کلیدهای قدرت با اختصار CB[1] و سکسیونرهای در طرف هر کلید را با IS[2] نشان داده شده است. مجموع شاخه هر کلید قدرت و دو سکسیونر دو طرف آن را بی[3] می‌گویند که در شکل (۸-۸) به عنوان نمونه یک بی مشخص شده است.

حال می‌توان با تجهیزات منوی جانبی نرم افزار مطابق شکل (۸-۹) که شامل ماژول رله و ترانسفورماتور ولتاژ و جریان و متصل کننده، ابزارات حفاظتی را به شکل شی گرافیکی همانند شکل اضافه نمود. لازم به ذکر است که برای این روش گره یا نودهای سیستم باید به صورت باس بار مدل شوند و امکان استفاده از این روش برای ترمینال‌ها وجود ندارد. همینطور امکان ایجاد شی فیزیکی برای فیوز وجود ندارد و باید اینکار از طریق روش ۱ انجام گیرد.



شکل (۸-۹): جعبه ابزار تجهیزات حفاظتی

اجزای این قسمت از جعبه ابزار حفاظت بر اساس شکل ۴ شامل:

۱-ترانسفورماتور جریان

[1] Circuit Breaker

[2] Isolator

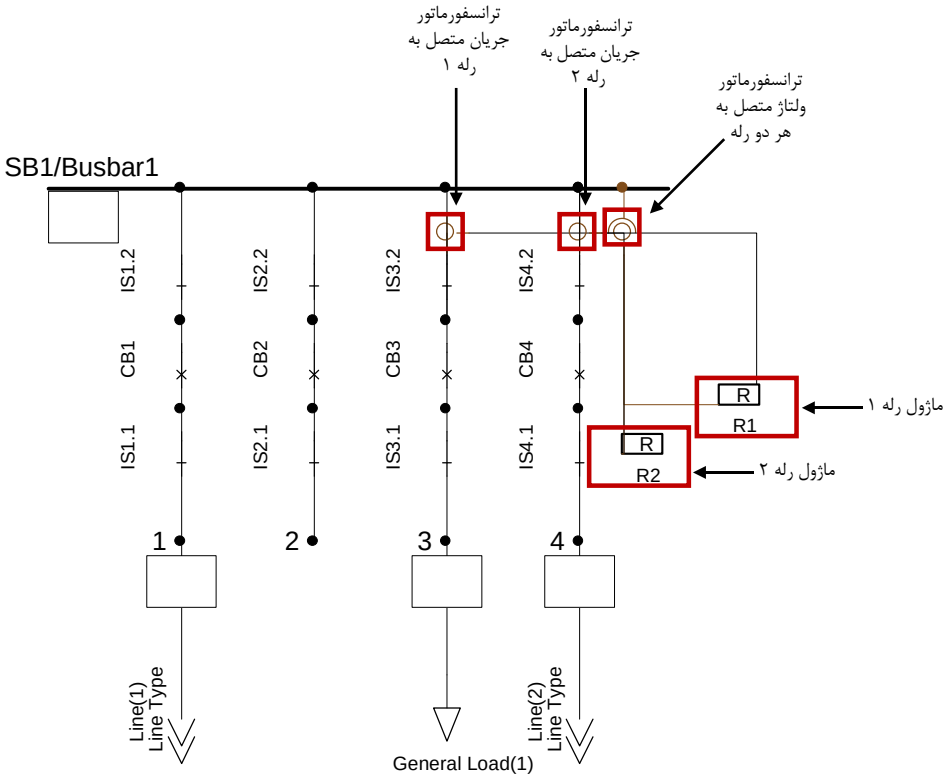
[3] Bay

۲-ترانسفورماتور ولتاژ

۳-ماژول رله

۴- متصل کننده[۱]

روش اتصال این تجهیزات حفاظتی بدین صورت است که ترانسفورماتور جریان به صورت سری در بی‌ها قرار گرفته و ترانسفورماتور ولتاژ دارای دو ترمینال اتصال بوده که یک ترمینال به باس بار و دیگری به ورودی ماژول رله متصل می‌شود. کاربرد تجهیز متصل کننده در مواقعی که لازم باشد از خروجی‌های ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان بیش از یک خروجی برای رله یا رله‌های دیگر گرفته شود، است. یک نمونه از طرح اتصال این تجهیزات در شکل (۸-۱۰) نشان داده شده است.



شکل (۸-۱۰): قرار دادن تجهیزات حفاظتی به روش ۲

در ادامه به معرفی مشخصات و تنظیمات مربوطه هر تجهیز حفاظتی پرداخته می‌شود.

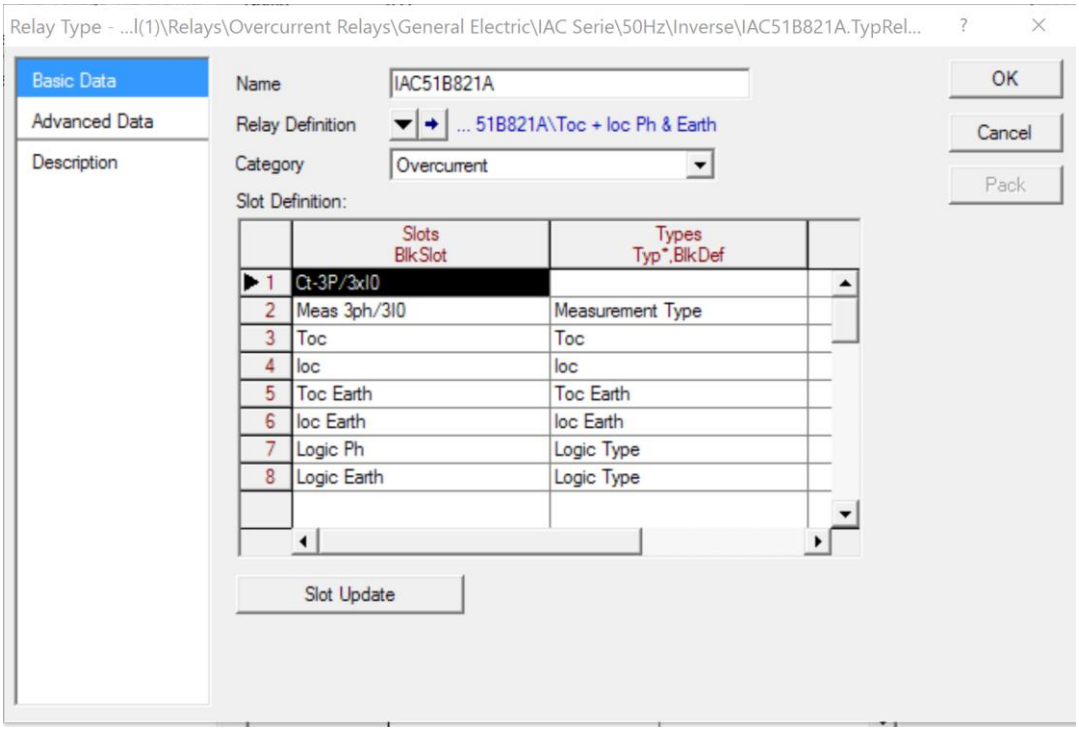
[۱] Connector

۸-۷-۲- مدلسازی رله

مدلسازی رله‌ها به صورت یک مدل کامپوزیت که از بخشهای مختلفی مانند شکل زیر تشکیل شده است می‌باشد. مانند دیگر تجهیزات معرفی شده در فصل ۲ این تجهیز نیز دارای دو بخش تایپ و المان می‌باشد. مشخصات ساختاری و ویژگی‌های داخلی هر بخش در قسمت تایپ آن مشخص شده و تنظیمات آنها در بخش المان انجام می‌شود.

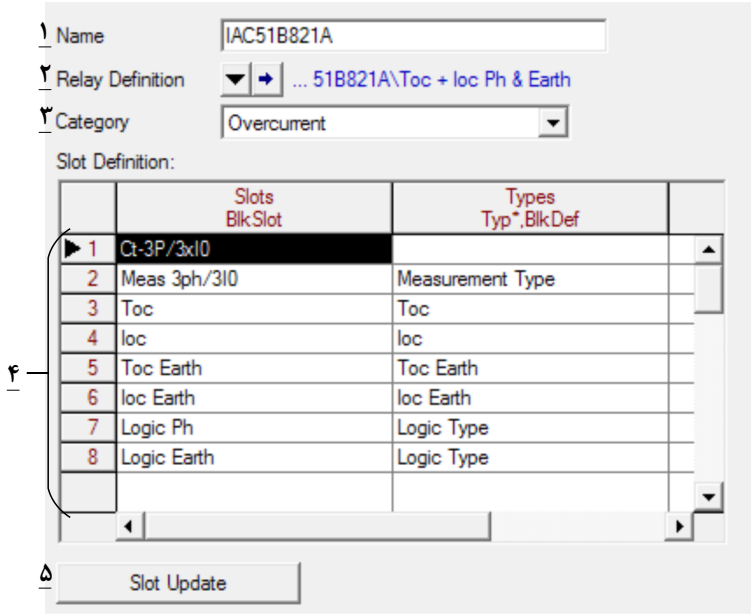
بخش تایپ

شکل کلی بخش تایپ ماژول رله در شکل (۸-۱۱) نشان داده شده است.



شکل (۸-۱۱): شکل کلی بخش تایپ ماژول

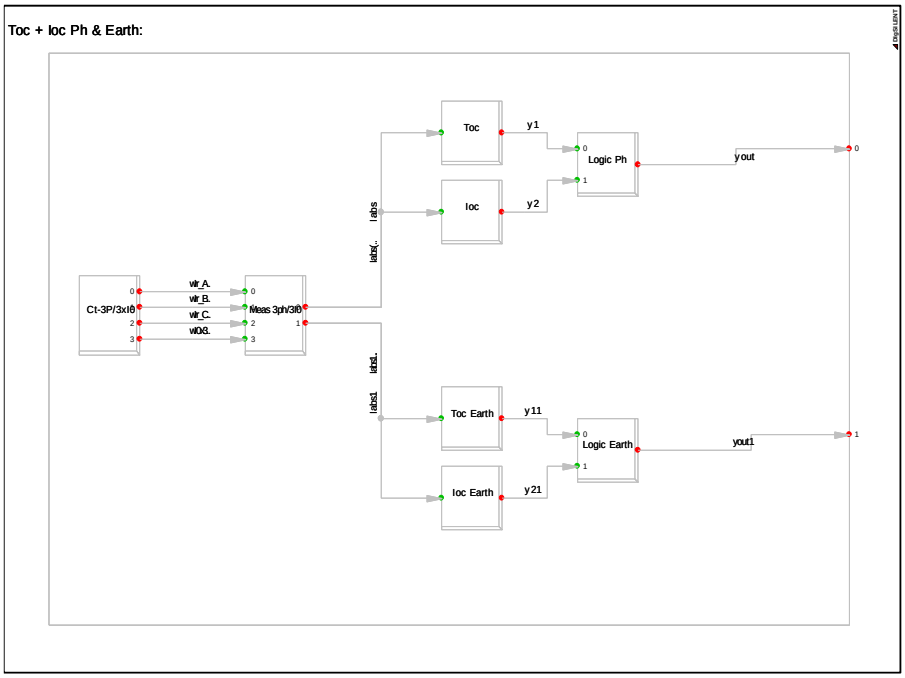
صفحه اطلاعات پایه



شکل (۸-۱۲): اطلاعات کلی بخش تایپ رله

۱–نام تایپ رله

۲–تعریف رله در این قسمت مشخص می‌شود. در واقع بخشهای موجود در رله هر کدام به شکل یک بلوک تعریف می‌شوند. برای مثال نمودار بلوکی رله استفاده شده که یکی از رله‌های اضافه جریان موجود در کتابخانه نرم افزار می‌باشد به شکل زیر است.



شکل (۸-۱۳): شکل بلوکی رله

همانطور که مشاهده می‌شود. ابتدا اطلاعات ورودی از ترانسفورماتور جریان وارد بلوک اندازه گیری شده و خروجی-های مطلوب که در اینجا دامنه جریان‌های فاز و جریان مولفه صفر می‌باشد به ترتیب وارد بلوک‌های حفاظتی آنی و اضافه جریان فاز و زمین می‌شود. سپس خروجی این واحدها با منطق از پیش تعیین شده با هم ترکیب شده و خروجی آنها به عنوان خروجی نهایی رله شناخته می‌شود.

لازمه ایجاد تعاریف بلوک‌ها، آشنایی با بخش DSL نرم افزار می‌باشد. اما می‌توان تقریبا تمامی رله‌های متداول (االضافه جریان،اضافه جریان جهتی، ولتاژی، فرکانسی) را با استفاده از مدل‌های موجود در کتابخانه نرم افزار و با ایجاد تغییرات مطلوب در آنها ایجاد نمود و نیازی به تعریف بلوک‌های یک رله نمی‌باشد.

۳-دسته بندی نوع رله (به عنوان رله اضافه جریان، ولتاژی) در این قسمت مشخص می‌شود.

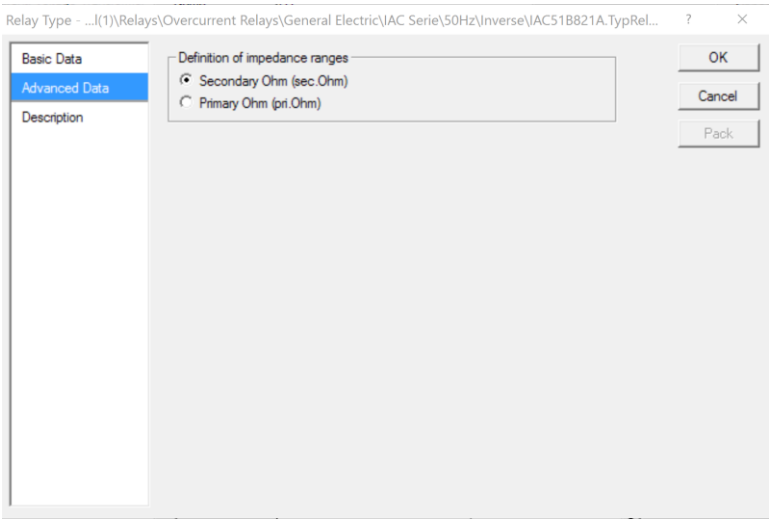
۴-در این قسمت مشخصات بخش‌های موجود در ماژول رله به نمایش در آمده است. این قسمت از دو ستون تشکیل شده است که ستون اول تنظیمات وجود بلوک است و ستون دوم تنظیمات ساختاری است که در واقع پیاده‌سازی مشخصات برگه اطلاعاتی[۱] رله مورد نظر می‌باشد. در ادامه به بررسی اجزای این بخشها و تنظیمات مربوط به آنها پرداخته می‌شود.

۵-از این گزینه می‌توان بعد برای اعمال تغییرات ایجاد شده در بخش‌های ماژول رله استفاده کرد.

۸-۷-۳- صفحه تنظیمات پیشرفته

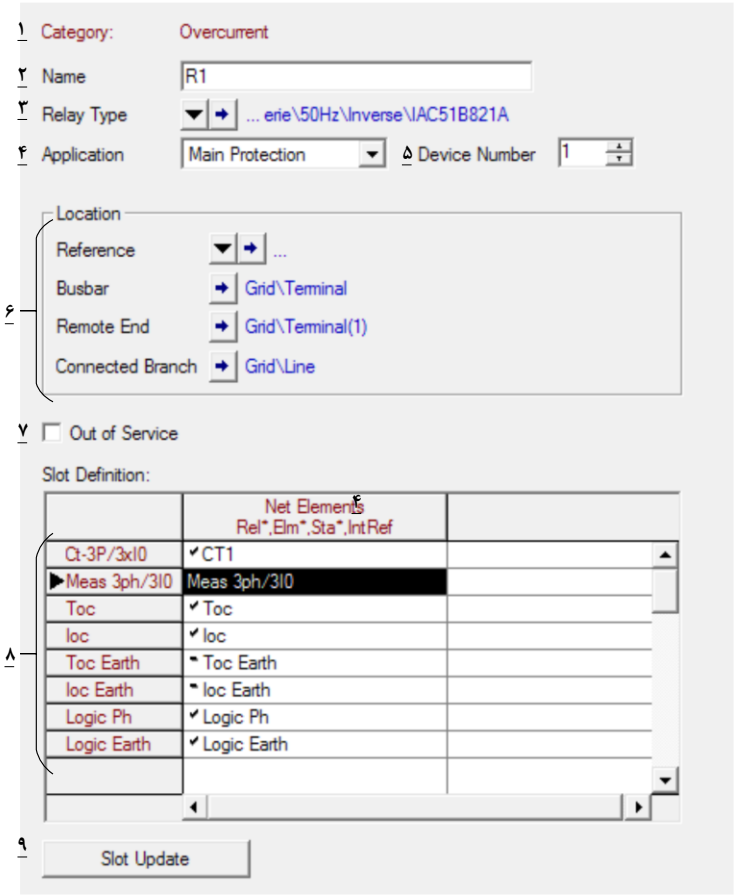
تنها تنظیم موجود در این قسمت، مشخص کردن مرجع تعریف امپدانس بر حسب مقادیر اولیه و ثانویه همانند شکل زیر می‌باشد. البته در اینجا به دلیل نبود ترانسفورماتور ولتاژ این مقادیر برابر یک هستند. با توجه به اینکه رله‌های امپدانسی نقشی در سیستم حفاظت شبکه‌های توزیع ندارد، انتخاب این گزینه تاثیری بر عملکرد رله نخواهد داشت.

[۱] Datasheet



شکل (۸-۱۴): اطلاعات کلی بخش تایپ رله

تنظیمات بخش المان



شکل (۸-۱۵): تنظیمات بخش المان رله

۱- نوع رله که در بخش تایپ مشخص شده در این قسمت نمایش داده شده است.

۲-نام انتخابی برای رله

۳–در اینجا تایپ رله که توضیح آن قبلا ارائه شده است، انتخاب یا ایجاد می‌شود.

۴–در این قسمت نوع عملکرد رله از نظر حفاظت اصلی یا پشتیبان مشخص می‌شود.

۵– در این قسمت یک عدد به تجهیز نسبت داده می‌شود. البته این قسمت تاثیری بر مطالعات ندارد.

۶–در این قسمت مکان نصب رله مشخص می‌شود که شامل باس محل نصب رله،باس انتهای خط و همین طور خط یا تجهیز (شاخه) است.

۷–با انتخاب این گزینه، رله از مدار خارج خواهد شد.

۸–بخش‌های مشخص شده در قسمت تایپ در این قسمت ظاهر شده و در اینجا می‌توان تنظیمات بهره‌برداری برای رسیدن به یک هماهنگی مناسب انجام داد.

۹–همانند قسمت تایپ دراینجا نیز می‌توان بعد از تغییرات ایجاد شده در مشخصات بخش‌ها با انتخاب این گزینه تغییرات را اعمل نمود. لازم به ذکر است که بخش‌های مربوط به انتخاب ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان به دلیل اینکه انتخاب آنها جزو مطالعات هماهنگی عایقی هستند، تغییرات لازم برای آنها در بخش المان انجام خواهد شد.

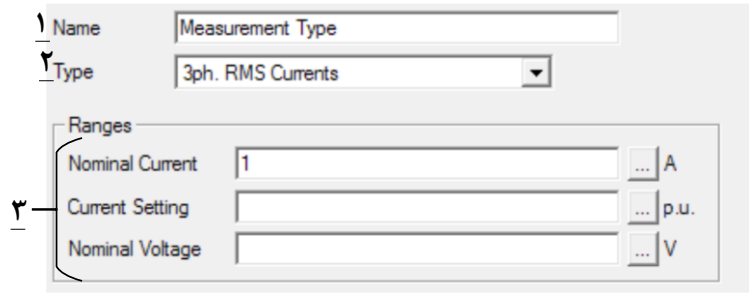
۸–۷–۴– مشخصات اجزای رله IAC 51B21A

این رله به عنوان یک رله متداول حفاظت اضافه جریان در نظر گرفته می‌شود. ماژول‌های توضیح داده شده در این رله اکثر رله‌های اضافه جریان وجود دارند.

۸–۷–۵– ماژول اندازه گیری

این ماژول که وظیفه تبدیل مشخصات اندازه‌گیری شده توسط ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان به داده‌های مطلوب دیگر واحدهای حفاظتی را دارد.

بخش تایپ

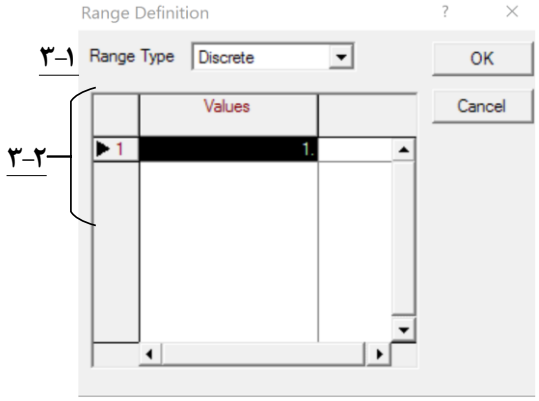


شکل (۸-۱۶): اتنظیمات بخش تایپ ماژول اندازه‌گیری

۱–نام تایپ ماژول اندازه گیری

۲–در این قسمت نوع خروجی واحد اندازه گیری برای استفاده در دیگر قسمت‌ها مشخص می‌شود. این خروجی بنا بر نیاز دیگر واحدها می‌تواند مقادیر موثر جریان، مقادیر توالی‌های جریان و ولتاژ و دیگر شکل‌های خروجی موجود را تامین کند.

۳–محدوده جریان نامی، محدوده تنظیم جریانی و ولتاژ نامی در این قسمت مشخص می‌شود. می‌توان با انتخاب گزینه کنار هر قسمت وارد صفحه ورود اطلاعات زیر شد.

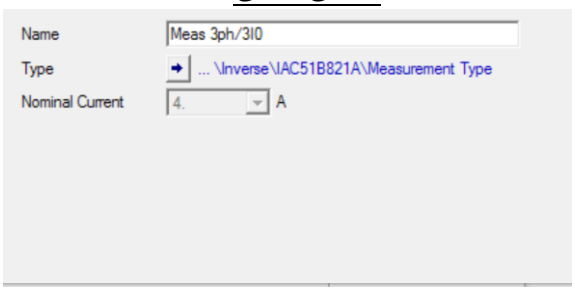


شکل (۸-۱۷): محدوده تنظیم رنج جریان نامی

۳–۱–نوع ورودی محدوده مورد نظر که می‌تواند گسسته[۱]، پله‌ای[۲] و پیوسته[۳] باشد.

۳–۲–مقادیر در این قسمت وارد می‌شود که بنا بر نوع انتخاب ورود داده‌ها متفاوت است.

بخش المان



شکل (۸-۱۸): بخش المان ماژول اندازه گیری

همانطور که مشاهده می‌شود تنظیمی در این قسمت وجود ندارد.

[۱] Discrete

[۲] Stepped

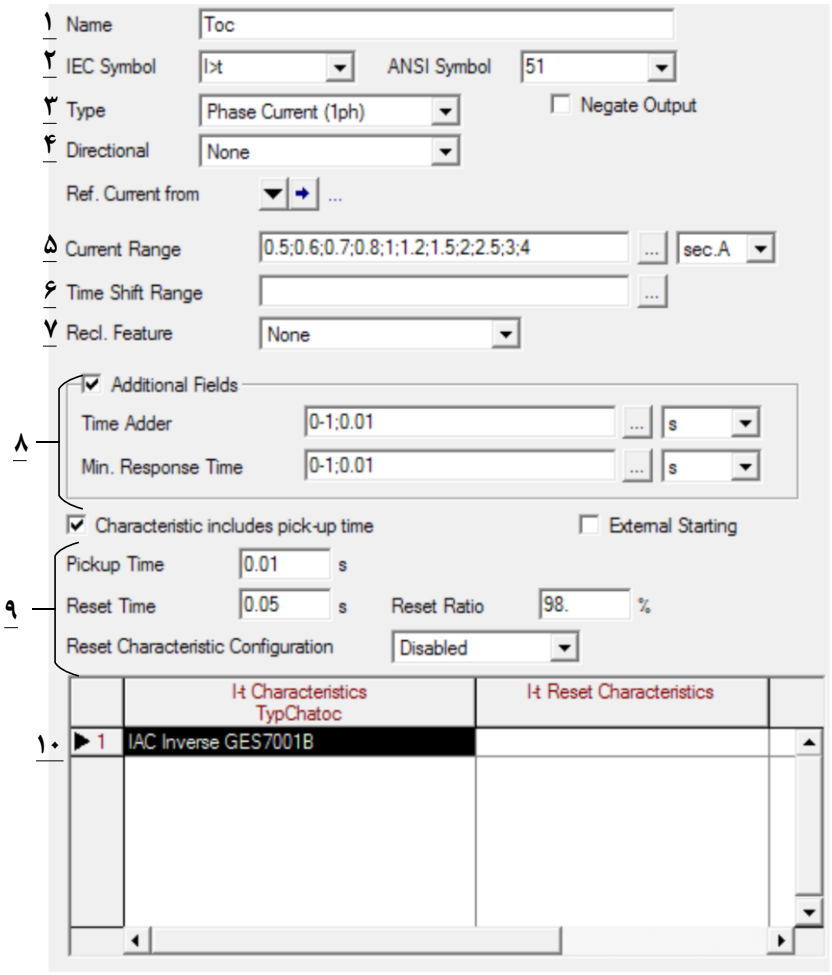
[۳] Continuous

۸-۷-۶- ماژول حفاظت اضافه جریان،۳ فاز و فاز به فاز به زمین

این ماژول وظیفه شناسایی خطاهای فاز به فاز و ارسال تریپ بر اساس منحنی عملکرد تعریف شده را دارد.

بخش تایپ

بخش تایپ ماژول حفاظت اضافه جریان در شکل (۸-۱۹) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۸-۱۹): بخش تایپ ماژول‌حفاظت اضافه جریان

۱-نام ماژول

۲-در این قسمت، سمبل واحد اضافه جریان استفاده شده از بین سمبل‌های انواع مختلف آن در دو استاندارد IEEE و IEC انتخاب می‌شود.

۳-نوع رله از جهت نوع ورودی (جریان تک فاز، سه فاز، جریان مولفه‌ها و فازهای مختلف) در این قسمت انتخاب می‌شود.

۴-انتخاب جهتی بودن یا غیر جهتی بودن و همینطور جهت رله در این قسمت مشخص می‌شود.

۵–محدوده جریانی قابل تنظیم در این قسمت مشخص می‌شود. در اینجا نیز می‌توان این محدوده را در سه حالت گسسته، پیوسته و پله‌ای وارد کرد همچنین مبنای این مقدار می‌تواند جریان ثانویه بر حسب آمپر و یا مقدار پریونیت خروجی واحد اندازه‌گیری باشد.

۶–همانند قسمت قبل در اینجا محدوده شیفت زمانی رله تنظیم می‌شود.

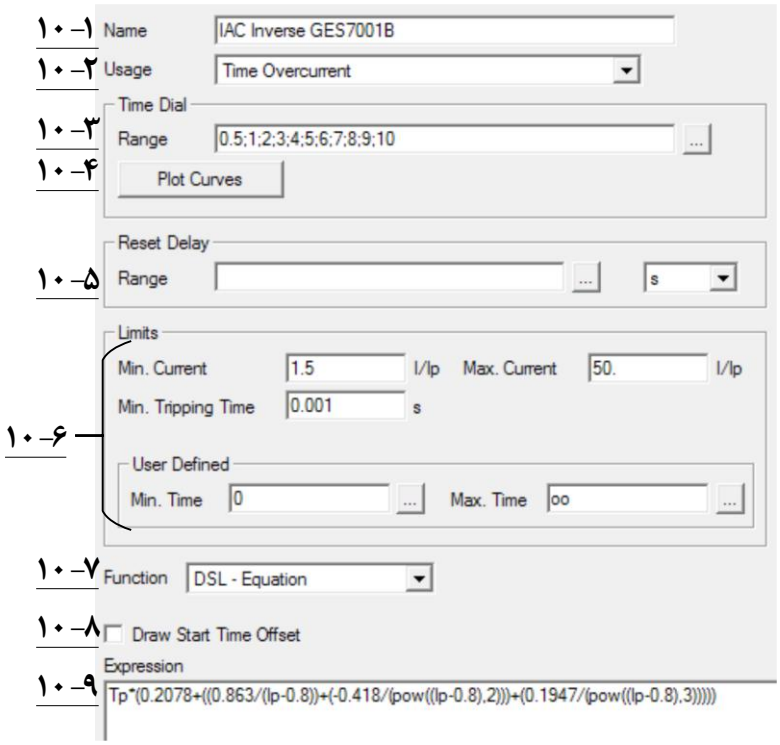
۷–در این قسمت تنظیم عدم وجود یا وجود ریکلوزر مشخص می‌شود.

۸–در صورت انتخاب گزینه مربوطه می‌توان ویژگی‌های زمانی را به رله اضافه کرد. بهتر است این گزینه غیر فعال باشد.

۹– در این قسمت تنظیمات مربوط به ریست[1]رله را وارد می‌شود.

۱۰–در این قسمت مشخصات منحنی‌های رله وارد می‌شود که می‌توان با انتخاب آن و اعمال گزینه Edit Element/Type وارد صفحه تنظیمات مربوط شد.

تنظیمات مشخصه جریان رمان رله اضافه جریان در نرم افزار در شکل (۸–۲۰) نشان داده شده است. در این قسمت داریم:



شکل (۸-۲۰): تنظیمات مشخصه جریانی زمانی رله اضافه جریان فاز به فاز

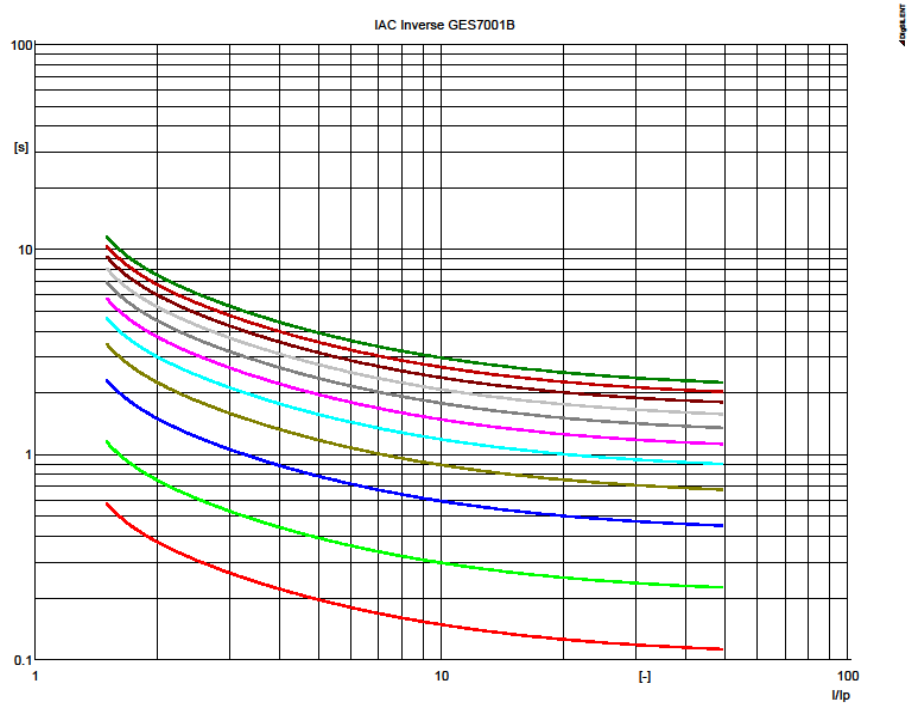
۱۰–۱–نام مشخصه زمانی جریانی

[1] Reset

۱۰-۲-در این قسمت انتخاب نوع استفاده‌ای که از منحنی تعریف شده است را مشخص می‌کند. این مشخصه می‌تواند برای منحنی جریان زمانی رله‌های اضافه جریان، منحنی عملکرد فیوز و غیره استفاده شود.

۱۰-۳-تنظیمات زمانی[1] منحنی که مشخصه جریانی زمانی آن را در راستای محور زمان جابه جا می‌کند. نحوه ورود داده آنها نیز مانند محدوده جریانی در سه حالت گسسته، پیوسته و پله‌ای می‌باشد.

۱۰-۴-با انتخاب این گزینه می‌توان منحنی‌های جریان زمانی را بر حسب تنظیمات زمانی مختلف همانند شکل (۸-۲۱) مشاهده نمود.



شکل (۸-۲۱):دسته منحنی‌های مشخصه جریان-زمان رله اضافه جریان تاخیری

۱۰-۵-در این قسمت می‌توان یک محدوده تاخیر زمانی برای اضافه شدن به منحنی جریان زمان رله اضافه جریان اضافه نمود.

۱۰-۶-محدوده جریانی منحنی مشخصه، حداقل زمان تریپ و محدوده زمانی برای رله (در صورت تعریف شدن توسط کاربر) را می‌توان در این قسمت مشخص کرد.

۱۰-۷-در این قسمت مبنای فرومولاسیون رابطه مشخصه جریان-زمان مشخص شده است. روش ایجاد این رابطه می‌تواند بر اساس استانداردهای مختلف باشد و کاربر بنا بر برگه اطلاعاتی رله یکی از این موارد را انتخاب کند.

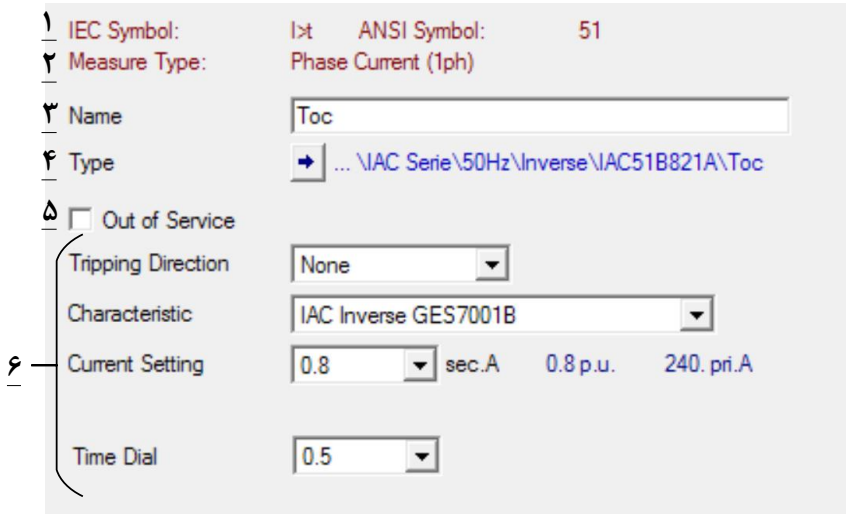
۱۰-۸-این گزینه مربوط به در نظر گرفتن آفست[2] اولیه شروع به کار رله می‌باشد.

[1] Time Dial

[2] Offset

۹-۱۰-رابطه منحنی جریان-زمان رله در این قسمت قابل تنظیم می‌باشد. نوع ورود این اطلاعات نیز وابسته به نحوه فرمولاسیون انتخابی در قسمت ۷-۱۰ است.

بخش المان



شکل (۸-۲۲):بخش المان ماژول اضافه جریان فاز

۱- نشانه‌های انتخاب شده بر دو استاندارد IEEE و IEC در این قسمت نشان داده شده است.

۲-نوع سیستم اندازه‌گیری مشخص شده در بخش تایپ

۳-نام انتخابی برای این رله

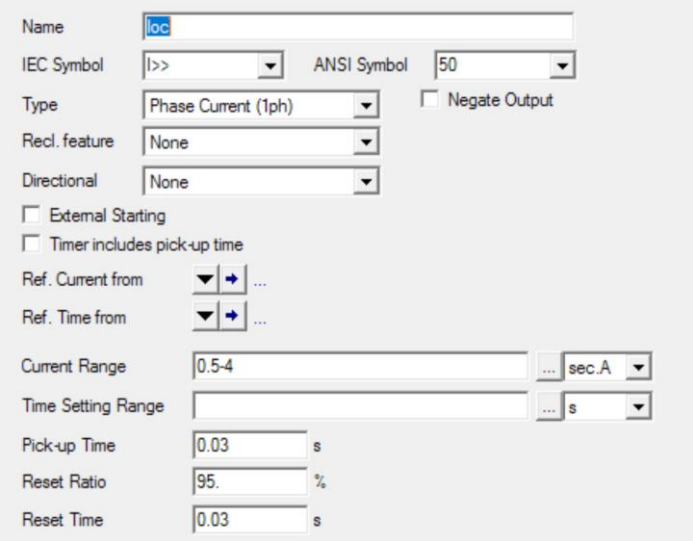
۴-در این قسمت می‌توان وارد بخش تایپ شد.

۵-با انتخاب این گزینه این ماژول حفاظتی از تمامی مطالعات و شبیه سازی‌ها کنار گذاشته خواهد شد.

۶-در این قسمت با توجه به محدوده‌های تعریف شده در بخش تایپ، برای جهتی بودن رله، مشخصه عملکرد، تنظیم جریانی و تنظیم زمانی می‌توان از مقادیر مناسب را تنظیم نمود.

۸-۷-۷- ماژول حفاظت اضافه جریان آنی فاز به فاز

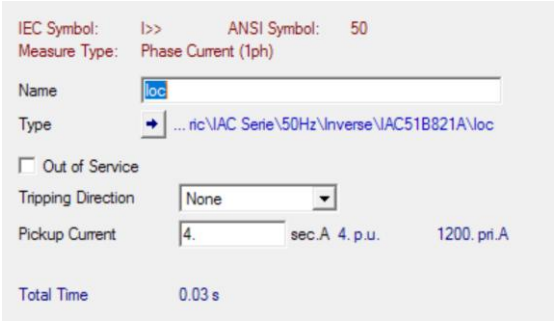
بخش تایپ



شکل (۸-۲۳):بخش تایپ رله اضافه جریان فاز آنی

تمامی پارامترهای تنظیمی مورد نیاز در این بخش در قسمت حفاظت اضافه جریانی توضیح داده شده است. در واقع تفاوت این قسمت با قسمت قبل نبود مشخصه‌های عملکردی جریان-زمان می-باشد.

بخش المان



شکل (۸-۲۴):بخش المان رله اضافه جریان فاز آنی

در بخش المان تنها مشخصه مورد نیاز برای تنظیم تعیین اندازه جریان پیک آپ[1] است که واحد حفاظت در صورت افزایش جریان از این مقدار آنی فرمان قطع را صادر می‌کند.

[1] Pickup

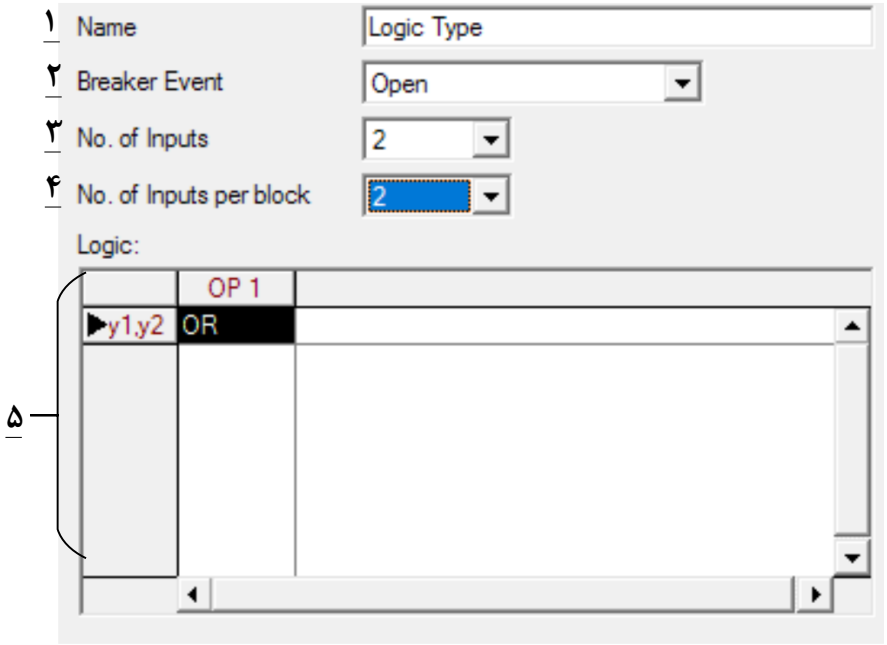
۸-۷-۸- ماژول حفاظت اضافه جریان تاخیری و آنی زمین

تمامی تنظیمات و پارامترهای موجود در این دو بخش همانند ماژول اضافه جریان تاخیری و آنی می‌باشد. تنها باید مقدار تنظیمات آنها بر اساس برگه اطلاعاتی مربوط به واحد حفاظتی مربوطه انجام شود.

۸-۷-۹- ماژول منطق[1] خطای فاز

این ماژول، خروجی دو واحد حفاظت اضافه جریان و اضافه جریان آنی را دریافت نموده و بر اساس منطق تعریف شده خروجی که به یک کلید متصل را ایجاد می‌کند.

بخش تایپ



شکل (۸-۲۵):بخش تایپ ماژول منطق خطای فاز

۱-نام ماژول

۲-در این قسمت در صورت داشتن خروجی ۱ از واحد منطق، نوع عملکرد کلید مربوطه (که می‌تواند بسته، باز یا بدون اقدام باشد)مشخص می‌شود.

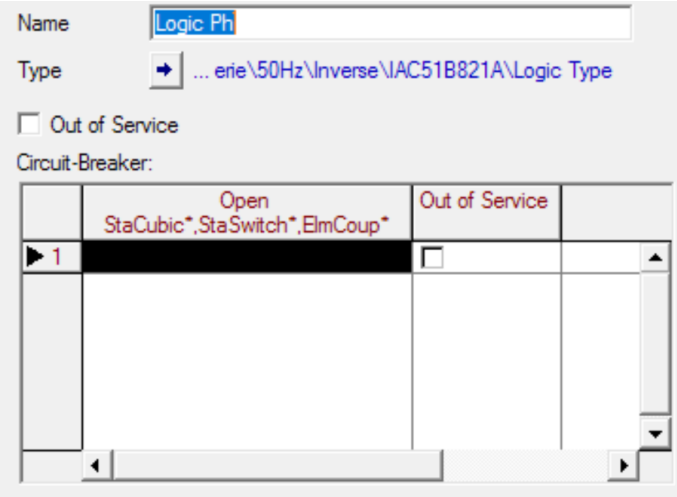
۳-تعداد ورودی‌ها

۴-تعداد ورودی به ازای هر بلوک

[1] logic

۵–در این قسمت منطق مورد استفاده بیان شده است. این عملگر منطقی می‌تواند از بین تمامی عملگرهای منطقی باینری انتخاب شود.

بخش المان



شکل (۸-۲۶):بخش المان ماژول منطق خطای فاز

تنها تنظیم مورد نیاز مشخص کردن کلیدی است که باید خروجی واحد منطق به آن متصل شود. در این قسمت می‌توان آدرس کلید مورد نظر را به واحد منطق داد.

ماژول منطق[1] خطای زمین

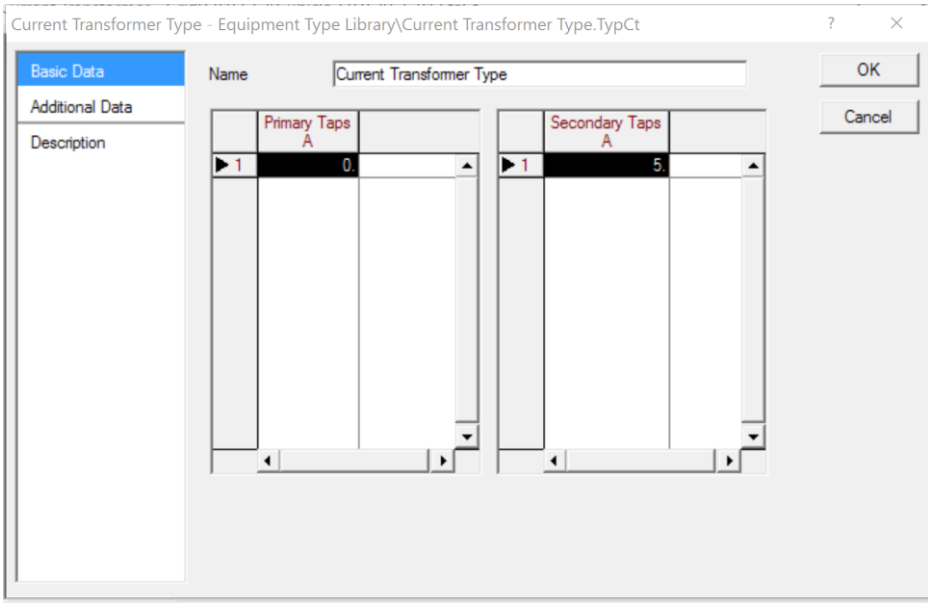
مشخصات مورد نیاز این قسمت کاملا مشابه قسمت قبل می‌باشد. تنها تفاوت این است که ورودی از واحدهای حفاظت زمین گرفته می‌شود.

ترانسفورماتور جریان

بخش تایپ

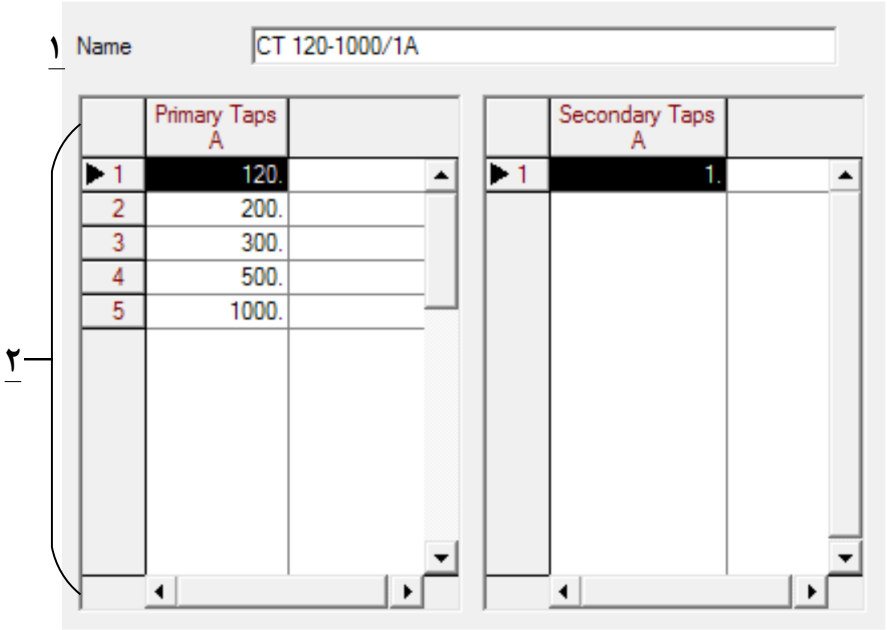
شکل کلی بخش تایپ ترانسفورماتور جریان در شکل (۸–۲۷) نشان داده شده است.

[1] logic



شکل (۸-۲۷):شکل کلی بخش تایپ ترانسفورماتور جریان

صفحه اطلاعات پایه

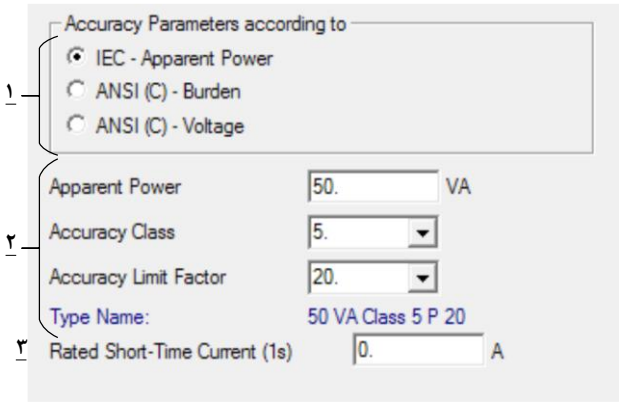


شکل (۸-۲۸):اطلاعات پایه بخش تایپ ترانسفورماتور جریان

۱–نام نایپ مورد نظر برای ترانسفورماتور جریان

۲–در این دو ستون به ترتیب مقدار جریان نامی‌تب‌های اولیه و ثانویه بر اساس آمپر وارد می‌شود.

صفحه اطلاعات اضافه



شکل (۸-۲۹):اطلاعات اضافه پایه بخش تایپ ترانسفورماتور جریان

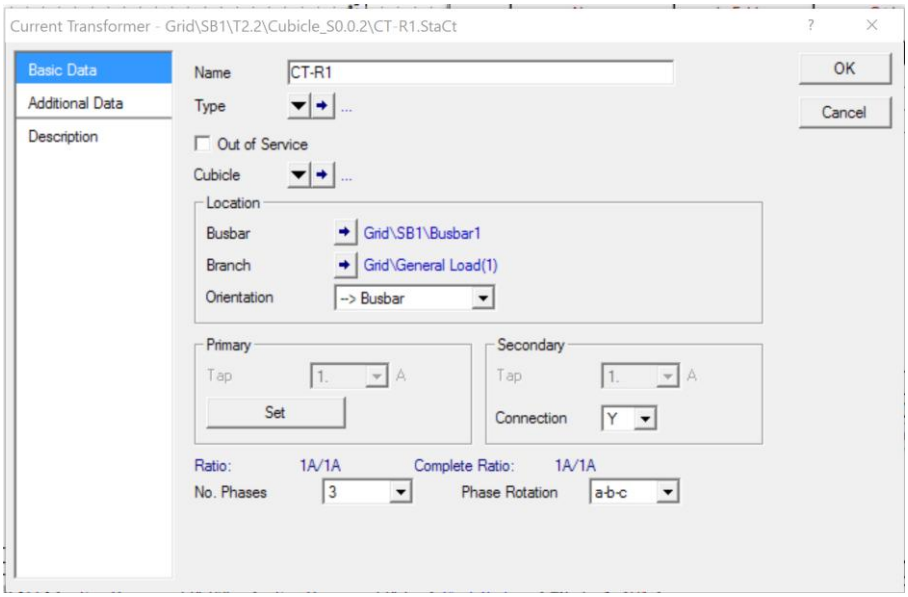
۱–در این قسمت استاندارد مورد استفاده برای تعیین دقیق ترانسفورماتور جریان انتخاب می‌شود. بهتر است بر اساس استاندارد IEC باشد.

۲–در این قسمت مشخصات کلاس دقت ترانسفورماتور جریان که شامل توان ظاهری، کلاس دقت درصدی و حد دقت جریان می‌باشد، وارد می‌شود. برای مثال یک ترانسفورماتور جریان با توان ظاهری ۵۰ ولت آمپر و با کلاس دقت ۵ درصد در ۲۰ برابر جریان نامی به صورت 50VA Class 5P20 شناخته می‌شود.

۳–حداکثر جریان اتصال کوتاه نامی قابل تحمل بر حسب آمپر در این قسمت وارد می‌شود.

بخش المان

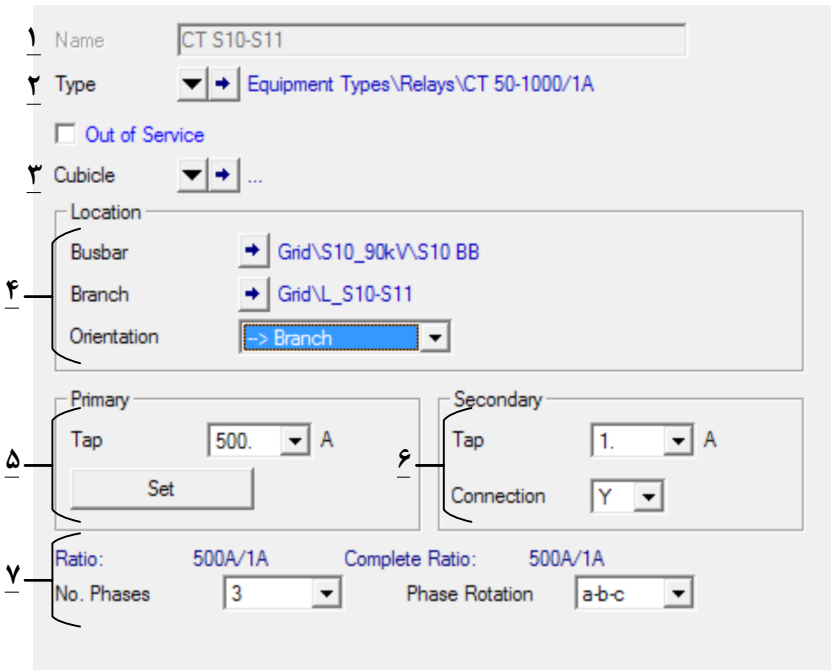
شمای کلی بخش المان ترانسفورماتور جریان در شکل (۸–۳۰) نشان داده شده است.



شکل (۸-۳۰):شکل کلی بخش المان ترانسفورماتور جریان

صفحه اطلاعات پایه

شکل (۸-۳۱) اطلاعات پایه بخش المان ترانس جریان در نرم افزار را نشان می‌دهد. در این بخش داریم:



شکل (۸-۳۱):اطلاعات پایه بخش المان ترانسفورماتور جریان

۱-نام تجهیز

۲-تایپ تجهیز

۳-در این قسمت می‌توان یک کیوبیکل را مشخص نمود تا ترانس جریان، جریان آن کیوبیکل را اندازه گیری کند..

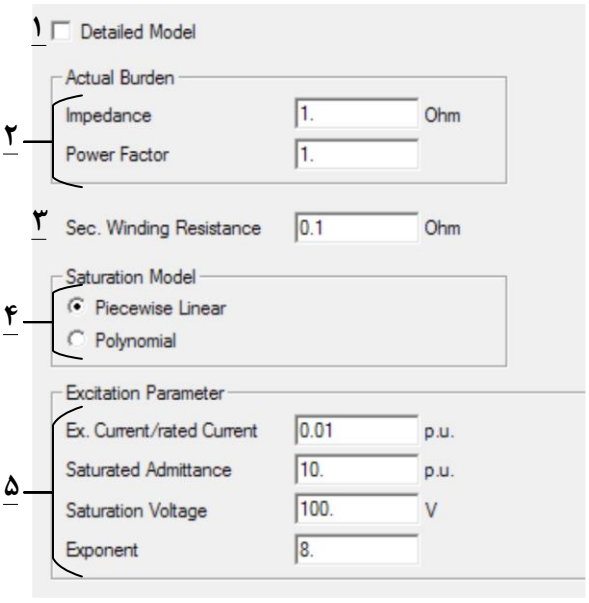
۴-باس و همینطور شاخه محل نصب ترانسفورماتور جریان در این قسمت مشخص می‌شود.

۵-تب سمت اولیه در این قسمت انتخاب می‌شود.

۶-تب سمت ثانویه و همینطور نوع سیم پیچی مثلث یا ستاره در این قسمت مشخص می‌شود.

۷-تعداد فازها و همچنین مشخصات آنها مانند نوع چرخش انتخاب آنها در این قسمت مشخص می‌شود.

صفحه اطلاعات اضافی



شکل (۸-۳۲):اطلاعات اضافی بخش المان ترانسفورماتور جریان

۱–با انتخاب این گزینه، از مدل دقیق ترانسفورماتور جریان استفاده می‌شود. برای اطلاعات بیشتر می‌توانید به راهنمای کاربردی نرم افزار مراجع کنید.

۲–مشخصات بار واقعی متصل به ثانویه ترانسفورماتور جریان که شامل امپدانس آن و همین طور ضریب توان آن می‌باشد.

۳–مقاومت سیم پیچی ثانویه ترانسفوماتور جریان در این قسمت تعیین می‌شود.

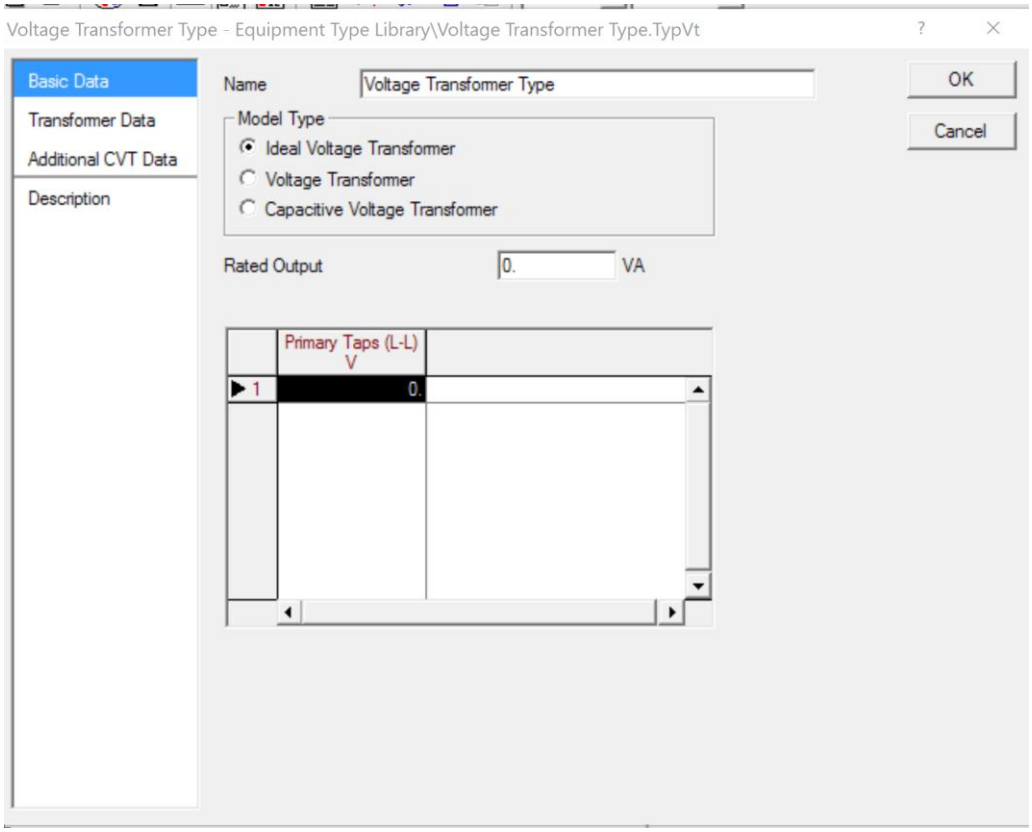
۴–نوع تابع مدل سازی اشباع ترانسفورماتور جریان که می‌تواند به صورت تکه خطی یا چند جمله‌ای توانی باشد مشخص می‌شود.

۵–مشخصات تحریک ترانسفورماتور جریان مانند جریان تحریک نامی، امپدانس اشباع، ولتاژ اشباع و غیره را در این قسمت تعیین می‌شود.

ترانسفورماتور ولتاژ

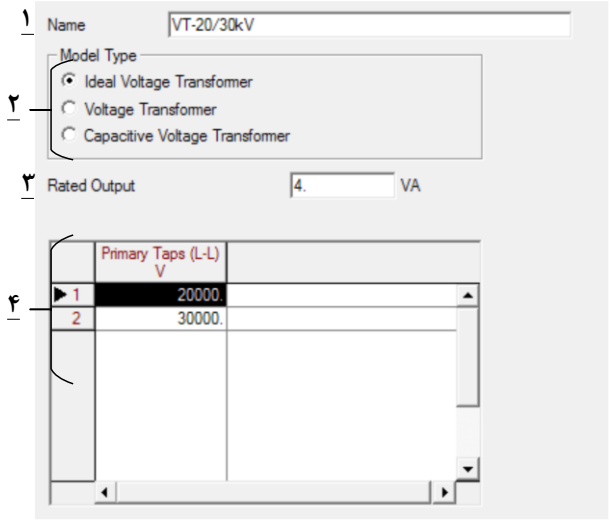
بخش تایپ

شکل کلی بخش تایپ ترانسفورماتور ولتاژ در شکل (۸–۳۳) نشان داده شده است.



شکل (۸-۳۳):شکل کلی بخش تایپ ترانسفورماتور ولتاژ

صفحه اطلاعات پایه



شکل (۸-۳۴):تنظیمات پایه بخش تایپ ترانسفورماتور ولتاژ

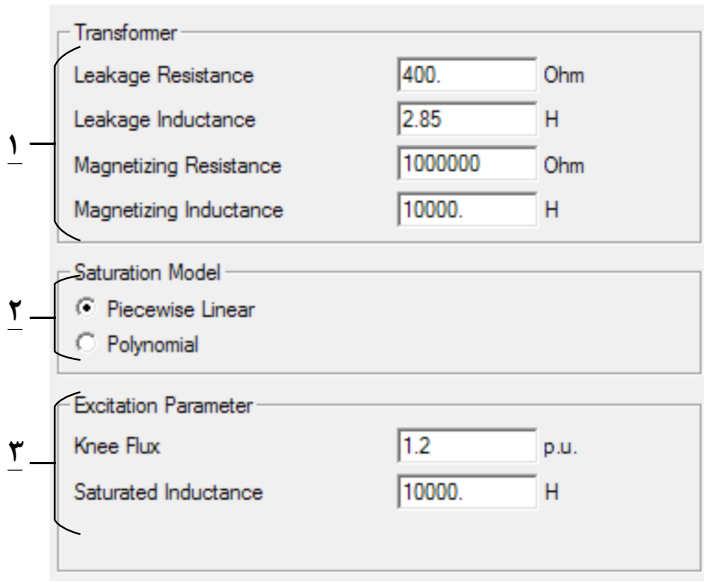
۱–نام تایپ انتخابی

۲-در این قسمت مدل استفاده شده برای پیاده سازی ترانسفورماتور ولتاژ انتخاب می‌شود. بنا بر سطح اطلاعات و نوع ترانسفورماتور ولتاژ مطلوب می‌توان آن را به صورت یک ترانسفورماتور ولتاژ ایده‌آل، غیر آیده‌آل و یا ترانسفورماتور ولتاژ خازنی مدل نمود.

۳-توان نامی خروجی ترانسفورماتور بر حسب ولت آمپر

۴-در این قسمت تب‌های اولیه ترانسفورماتور ولتاژ مشخص می‌شود.

۸-۷-۱۰-اطلاعات ترانسفورماتور ولتاژ



شکل (۸-۳۵):اطلاعات ساختاری ترانسفورماتور ولتاژ

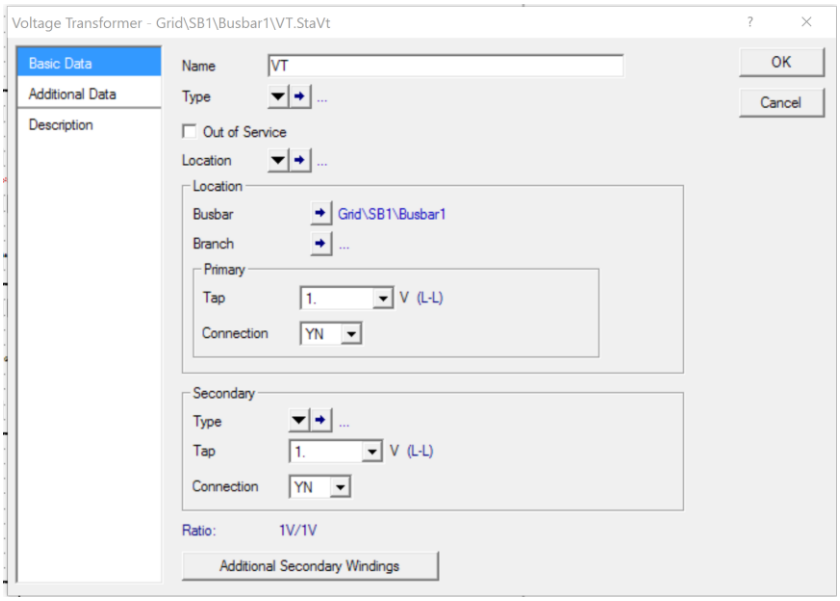
۱-مشخصات الکتریکی شار نشتی و همینطور هسته مغناطیس کنندگی ترانسفورماتور ولتاژ در این قسمت تعیین می‌شود.

۲-مدل سازی اشباع می‌تواند در دوحالت تکه خطی و یا معادله جبری باشد.

۳-مشخصات تحریک ترانسفورماتور ولتاژ که شامل نقطه زانویی و اندوکتانس اشباع می‌شود.

بخش المان

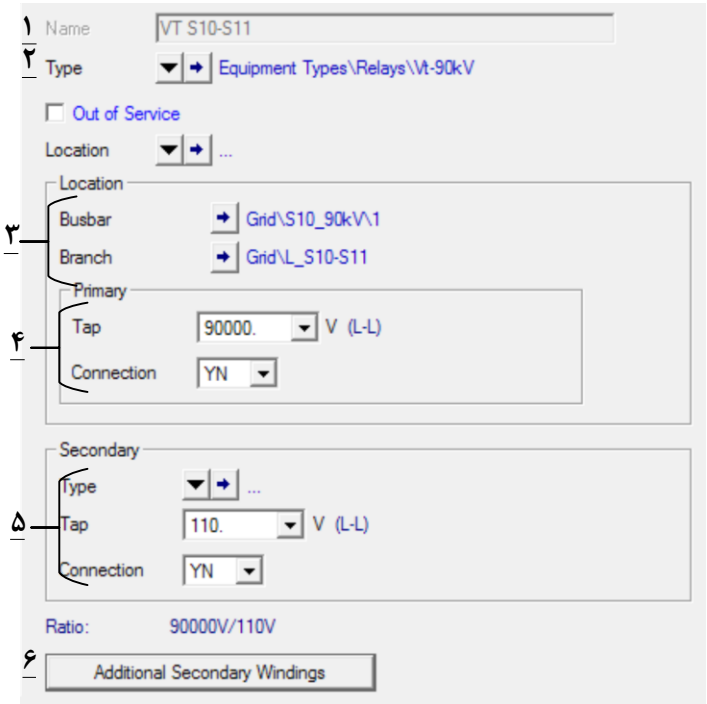
شکل کلی بخش المان ترانسفورماتور ولتاژ در شکل (۸-۳۶) نشان داده شده است.



شکل (۸-۳۶):شکل کلی بخش المان یک ترانسفورماتور ولتاژ

صفحه اطلاعات پایه

صفحه اطلاعات پایه المان ترانسفورماتور ولتاژ در نرم افزار در شکل (۸-۳۷) نشان داده شده است. در این قسمت داریم:



شکل (۸-۳۷):اطلاعات پایه بخش المان ترانسفورماتور ولتاژ

۱-نام تجهیز

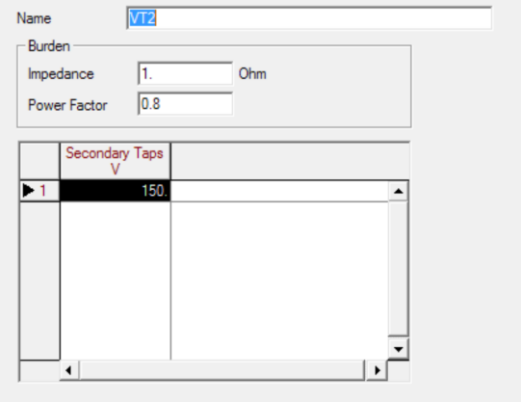
۲-تایپ تجهیز

۳-تعیین محل باس و خطی که ترانس ولتاژ در آن نصب می‌شود.

۴-تپ سمت اولیه و نوع اتصال سیم پیچی آن

۵-مشخصات تپ ثانویه همانند اولیه در این قسمت مشخص می‌شود. همین طور می‌توان برای نوع سیم پیچی ثانویه همانند شکل (۸-۳۷) تایپ تعریف نمود.

۶-با انتخاب این گزینه در صورت لزوم می‌توان سیم پیچ ثانویه اضافه‌ای را نیز در نظر گرفت.

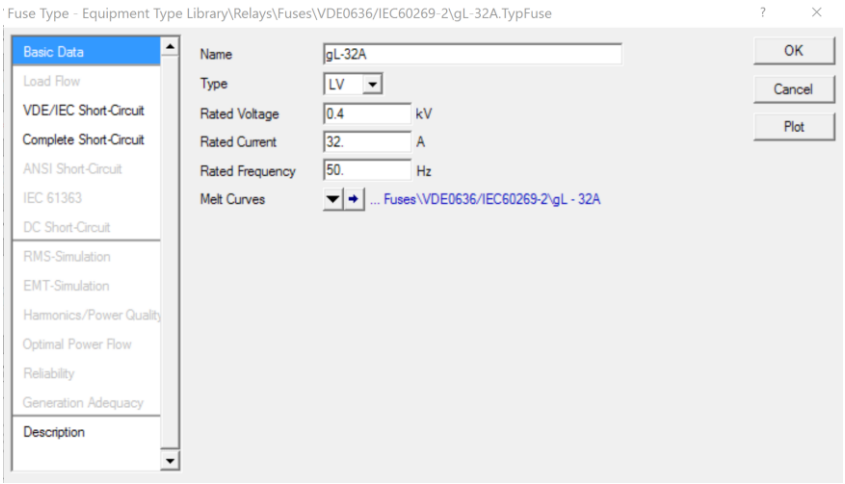


شکل (۸-۳۸):در نظر گرفتن سیم پیچ ثانویه اضافه برای ترانسفورماتور ولتاژ

۸-۷-۱۱-فیوز

بخش تایپ

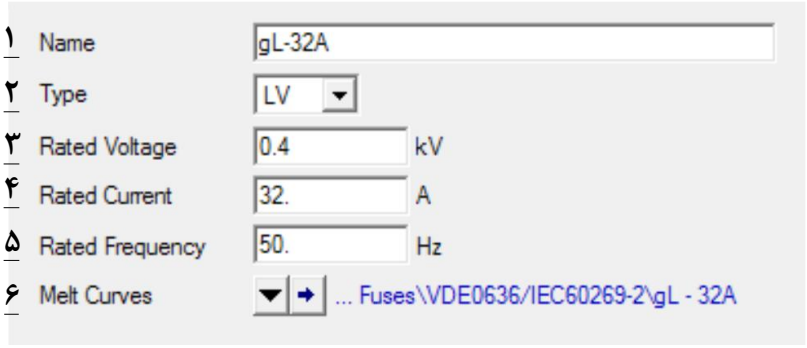
شکل کلی بخش تایپ فیوز در شکل (۸-۳۹) نشان داده شده است که در ادامه قسمت‌های مختلف آن توضیح داده شده است.



شکل (۸-۳۹):شکل کلی بخش تایپ فیوز

صفحه اطلاعات پایه

صفحه اطلاعات پایه بخش تایپ فیوز در نرم افزار در شکل(۸-۴۰) نشان داده شده است. در این بخش داریم:



شکل (۸-۴۰):اطلاعات پایه بخش تایپ فیوز

۱-نام فیوز

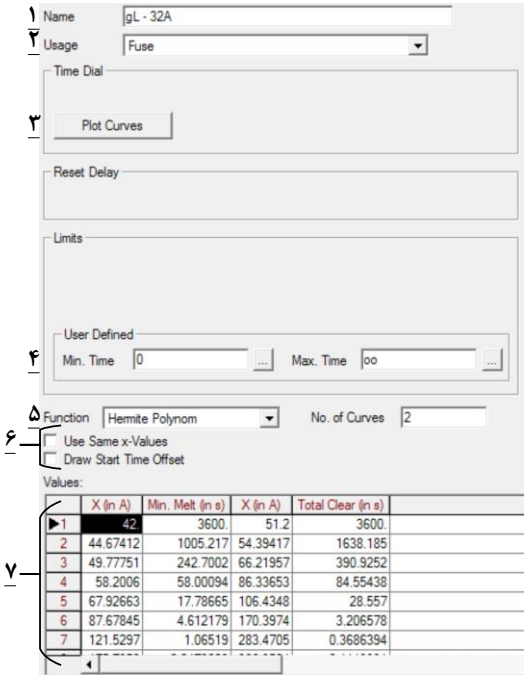
۲-سطح ولتاژ مورد استفاده

۳-ولتاژ نامی فیوز

۴-جریان نامی که می‌تواند در حالت عادی تحمل کند.

۵-فرکانس کاری فیوز

۶-در این قسمت منحنی ذوب فیوز مشخص می‌شود. در این بخش داریم:

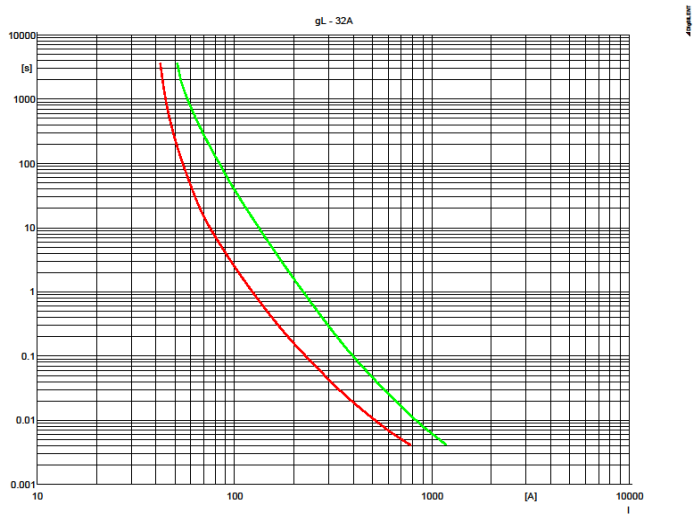


شکل (۸-۴۱):تنظیمات منحنی ذوب فیوز

۱-نام منحنی ذوب شدگی

۲-در این قسمت نوع کاربرد منحنی انتخاب می‌شود که با توجه به کاربرد باید فیوز انتخاب شود.

۳-با انتخاب این گزینه منحنی‌های ذوب شدگی همانند شکل زیر نشان داده می‌شود.



شکل (۸-۴۲):منحنی‌های ذوب فیوز

منحنی قرمزرنگ نشان دهنده منحنی شروع ذوب شدگی فیوز می‌باشد و منحنی زردرنگ منحنی قطع آن است.

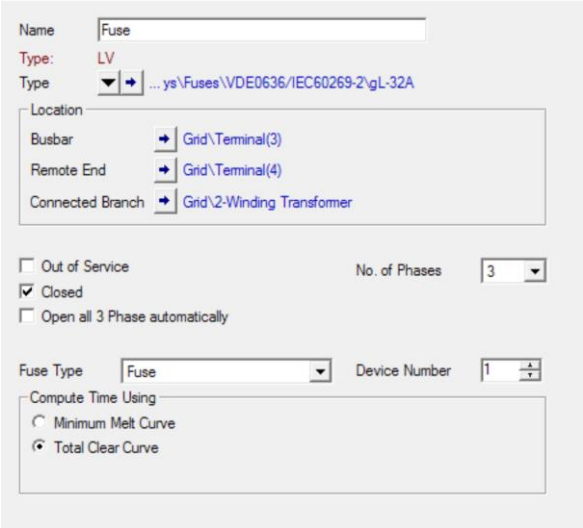
۴-کاربر می‌تواند در صورت لزوم زمان محدوده عملکرد فیوز را محدود کند.

۵-نوع تابع استفاده شده برای پیاده سازی منحنی ذوب شدگی فیوز در این قسمت مشخص می‌شود. تصمیم انتخاب مدل درست برای پیاده سازی منحنی بستگی به داده‌های موجود از فیوز دارد

۶- این دو گزینه انتخاب‌های مربوط به پیاده‌سازی منحنی قطع فیوز می‌باشند. گزینه اول باعث می‌شود که سطح جریان که منحنی X می‌باشد برای ورود اطلاعات دو منحنی یکسان بوده و دیگری آفست شروع را در نظر میگیرد.

۷-در این قسمت دو منحنی معرفی شده به صورت نقطه‌ای در دستگاه دو بعدی جریانی زمانی وارد می‌شود. البته نوع ورود داده وابسته به انتخاب تابع قسمت ۵ می‌باشد. در این حالت دو ستون اول منحنی شروع ذوب شدگی دو ستون دیگر منحنی زمان قطع را نشان می‌دهد.

بخش المان



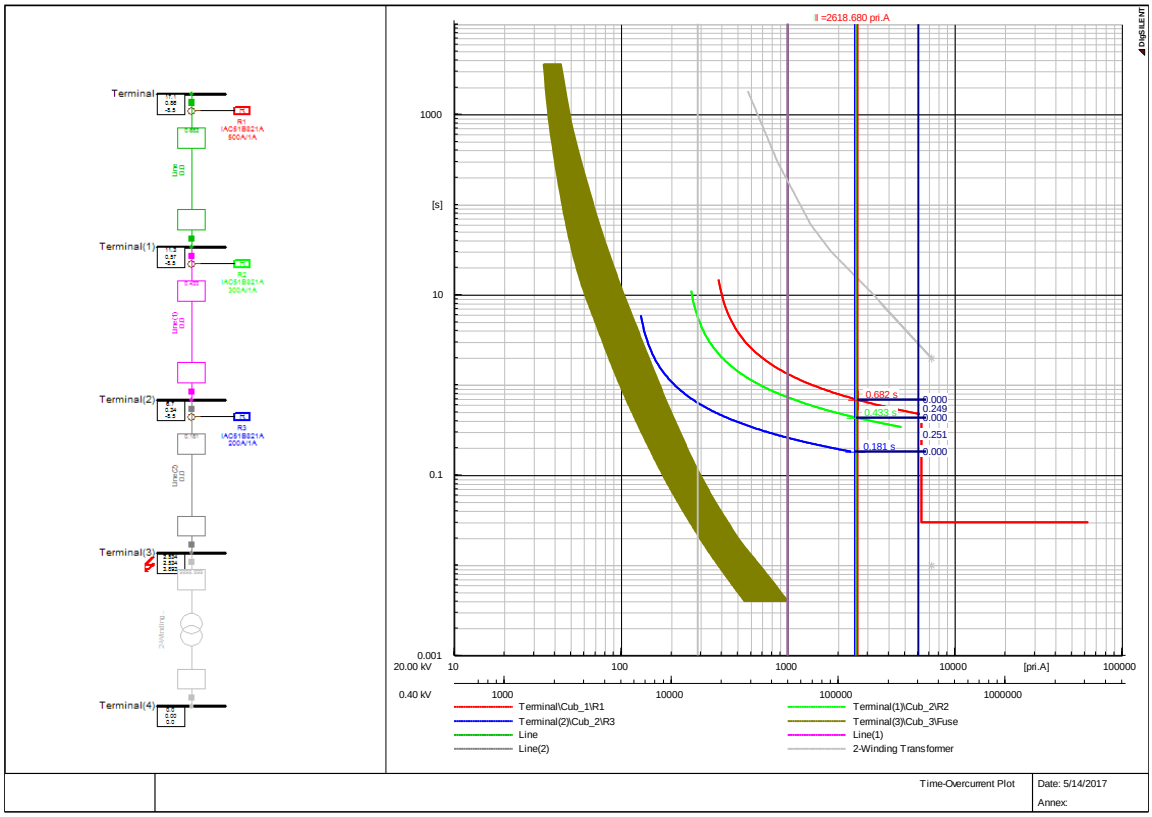
شکل (۸-۴۳):تنظیمات بخش المان فیوز

بخش المان فیوز تنظیم خاصی برای انجام دادن وجود ندارد. تنها می‌توان مشخص نمود که محاسبات بر حسب نمودار شروع ذوب شدگی یا ذوب شدگی و قطع کامل باشد.

۸-۸-نحوه ایجاد هماهنگی حفاظتی بین رله‌های اضافه جریان

پس از ورود داده‌های ساختاری رله و دیگر تجهیزات حفاظتی بر اساس اطلاعات برگه‌های اطلاعاتی و داده‌های موجود، لازم است هماهنگی بین آنها ایجاد شود. برای این‌کار می‌توان منحنی مشخصه زمانی جریانی رله‌ها و فیوزهای موجود را ترسیم نمود یکی از ابزارهای کمکی نرم افزار DIgSILENT تغییر گرافیکی منحنی‌های رله و فیوز به منظور رسیدن به هماهنگی لازم بین آنها است.

در شکل زیر یک نمودار مشخصه‌های جریانی ۳ رله و ۱ فیوز همراه با مد شبکه نشان داده شده است. می‌توان با انتخاب هر کدام از منحنی‌ها و انتخاب گزینه Spilt منحنی را با توجه ویژگی آنها جابه‌جا کرد و درصورت این جابه‌جایی تغییرات مقادیر تنظیمی (اطلاعات موجود در بخش المان) نیز تغییر می‌کند. برای مثال در شکل (۸-۴۴) سه رله اضافه جریان فاز به فاز و یک منحنی ذوب شدگی فیوز مشاهده می شود. ابتدا بنا بر قواعد حفاظتی از پایین دست ترین تجهیز حفاظتی شروع کرده و سپس دیگر تجهیزات حفاظتی را با توجه به منحنی عملکرد تجهیز حفاظتی پایین دست خود و جریان اتصال کوتاه آن تنظیم نمود.



شکل (۸-۴۴):دیاگرام و منحنی‌های حفاظتی یک شبکه توزیع نمونه

۸-۹-قواعد هماهنگی تجهیزات حفاظتی شبکه توزیع

انتخاب تجهیزات حفاظتی جریان زیاد همراه با تنظیم‌های زمان–جریان آنها در طول مدار توزیع جهت برطرف نمودن خطاهای خطوط و دیگر تجهیزات با توجه به ترتیب عملکرد از پیش تعیین شـــده را هماهنگی تجهیزات حفاظتی می‌نامند. زمانی که دو وسـیله حفاظتی ترتیب عملکرد خاصـی برای رفع خطای مشـخص داشـته باشـند به گونه‌ای که در عملکرد همدیگر تداخل نداشته باشند این دو را هماهنگ می‌گوییم. وسیله‌ای که تنظیم شده است تا ابتدا عمل کند را بعنوان حفاظت اصلی یا اولیه می‌نامیم که زودتر وارد عمل می‌شود و معمولا به خطا نزدیکتر است. وسـیله دیگر حفاظت پشـتیبان را تامین می‌کند و زمانی که حفاظت اولیه بکار نیفتد وارد عمل می‌شـود. هماهنگی مناسب مزیتهای زیر را دارد.

- ❖ گستره خطا را با به حداقل رساندن مشترکینی که تحت تاثیر خطا قرار گرفته‌اند محدود می‌کند.
- ❖ قطعیهای ناشی از خطای گذرا را از بین می‌برد.
- ❖ محل خطا با توجه به وسیله حفاظتی عمل کننده مشخص شود.
- ❖ خطا را در کمترین زمان ممکن رفع می کند.

از آنجا که مسئله هماهنگی به تجربه و قضاوت انسانی و مشخصات وسایل حفاظتی مربوط می‌شود کارخانجات سازنده تجهیزات و طراحان سیستمهای حفاظتی شبکه‌های توزیع الکتریکی هر کدام نظریات و دیدگاههای خاص خود را راجع به نحوه تنظیم و هماهنگ‌نمودن وسایل حفاظتی دارند. برخی از سازندگان برای تنظیم هماهنگ و مطمئن وسایل حفاظتی که تولید نموده‌اند جداولی ارائه می‌نمایند که در شرایط مختلف، اندازه تنظیمات و مقادیر نامی پیشنهادیشان را عرضه می‌کنند. در این بخش به بررسی هماهنگی حفاظتی بین رله–رله و فیوز–رله پرداخته می‌شود.

۸-۹-۱- هماهنگی رله – رله

برای عدم تداخل درعملکرد رله‌های اصلی وپشتیبان هنگام وقوع خطا، یک‌فاصله زمانی لازم بایستی بین زمان عملکرد رله‌های اصلی وپشتیبان وجود داشته‌باشد. دریک سیستم حفاظتی، زمان عملکرد رله بایستی بگونه‌ای باشد که اولا" این زمان آنقدر بزرگ باشد که به هنگام وقوع یک خطا، نزدیکترین کلید به محل خطا ابتدا قطع نماید. ثانیا" آنقدر بزرگ نبا شد که در صورت عدم عملکرد حفاظت اصلی حتی با قطع رله‌پشتیبان، سیستم آسیب جدی ببیند. این فاصله زمانی به عوامل زیر بستگی دارد [۶۸]:

۱– زمان لازم جهت قطع جریان خطا توسط کلید: تا زمانی که جریان خطا توسط کلید قطع نشده است، این جریان از رله پشتیبان عبور می‌نماید. بدین دلیل این زمان باید به زمان عملکرد رله اصلی اضافه گردد. این زمان بستگی به نوع کلید و سرعت عملکرد آن دارد و بطور متوسط ۱۰۰ میلی ثانیه درنظر گرفته می‌شود مگر این‌که اطلاع دقیقی از زمان عملکرد کلید در دست باشد.

۲–زمان مربوط به اضافه مسافت[۱] رله پشتیبان: بعد از قطع جریان خطا، جریان عبوری از رله پشتیبان تا جریان بار آن که کمتر از جریان پس‌گرد رله میباشد کاهش می یابد ولی با این عمل اگر رله پشتیبان از نوع الکترومغناطیسی باشد به علت انرژی جنبشی، قسمت گردان آن از حرکت نمی ایستد و مسافت دیگری را به طرف جلو طی مینماید. زمانی‌که در هنگام عبور جریان خطا قسمت گردان رله میتواند اضافه مسافت مزبور را طی نماید باید در هماهنگی رله‌ها منظور گردد. در رله‌های استاتیکی نیز خازن‌ها و سلف‌ها دارای انرژی ذخیره شده بوده و عمل فوق را انجام میدهند. البته با طراحی، این پدیده در رله کاهش داده میشود. ولی در هر حال حدود ۵۰ میلی ثانیه برای این منظور در هماهنگی رله‌ها در نظر گرفته میشود.

۳– خطاها: این خطاها شامل خطاهای رله‌ها، ترانسفورماتورهای جریان و محاسبات جریانهای اتصال کوتاه میشود. رله‌های اصلی و پشتیبان هردو میتوانند سریعتر و یا کندتر از زمان تنظیمی عمل نموده و بدین ترتیب از نظر

[۱] Overshoot or overtravel

زمان عملکرد، دارای خطاهای مثبت یا منفی باشـــند. اینگونه خطاهای رله‌ها به جریان عبوری از رله بســـتگی دارد. برای جریانهای بیشتر از ۴ برابر جریان تنظیمی خطای رله به تدریج کاهش می یابد.

بطور کلی با توجه به کلاس رله درصـــدی از زمان عملکرد رله را به عنوان زمان خطای رله درنظر میگیرند. این خطا در رله‌های مختلف متفاوت بوده و در هر مورد باید به اســـتاندارد مربوطه مراجعه شـــود. در مورد رله‌های جریان زیاد کاهشی خطای زمان را حدود ۷/۵ درصد درنظر میگیرند و چون جهت اطمینان خطای رله‌های اصلی و پشتیبان را در خلاف جهت یکدیگر فرض مینمایند، خطای کلی را حدود ۱۵ درصد میگیرند. به این مقدار ۱۰ درصد نیز جهت در نظر گرفتن خطای نا شی از تمام تراسفورماتورهای جریان و سایر خطاها ا ضافه می‌گردد که در نتیجه زمان کل خطا برای رله‌های کاهشی برابر ۲۵ درصد و یا ۰/۲۵t میشود که t زمان عملکرد رله نزدیک محل خطا است.

۴- فاصـــله ایمنی[۱] جهت اطمینان از عدم عملکرد رله پشـــتیبان (حاشـــیه اطمینان): برای این که رله‌ها در هر شرایطی انتخاب‌گری خود را حفظ نمایند، به سه زمان فوق یک فاصله ایمنی حدود ۱۰۰ میلی ثانیه اضافه میگردد.

برای به دســـت آوردن فاصـــله زمانی لازم جهت هماهنگی دو رله (C.T.I.) باید چهار زمان فوق را با هم جمع نماییم بدین ترتیب مقدار (C.T.I.) برای هماهنگی رله های با مشخصه کاهشی از رابطه :

$$C.T.I. = 0.25t + 0.1 + \%5 + 0.1 = 0.25t + 0.25 \qquad (۱-۸)$$

به دست می آید. در رابطه فوق t زمان عملکرد رله اصلی بر حسب ثانیه میباشد.

در گذشـــته و حال در بســـیاری از موارد با انتخاب یک زمان ثابت رله‌ها را هماهنگ نموده اند. این زمان را در گذشـــته برابر ۰/۵ ثانیه در نظر می‌گرفتند و اکنون به علت ســـریع‌تر شـــدن کلیدها و کاهش زمان مربوط به اضـــافه مسافت رله برابر ۰/۴ ثانیه در نظر میگیرند.

در بعضـــی مراجع زمان ثابت ۰/۱۵ برای مجموع کل خطاها در نظر گرفته میشـــود [۶۹].در این صـــورت فاصـــله زمانی بصورت زیر بدست می آید:

$$C.T.I. = 0.1 + 0.05 + 0.15 + 0.1 = 0.4 \qquad (۲-۸)$$

۸-۹-۲- هماهنگی رله- فیوز

الگوریتم لازم جهت یافتن تنظیمات مناسب یک رله جریان زیاد پشتیبان فیوز به ترتیب زیر صورت می‌پذیرد:

۱- جهت پیدا کردن بیشترین جریان اتصال کوتاه، محل خطا را جلوی فیوز (حفاظت اصلی) قرار می‌دهیم.

۲- با توجه به جریان اتصال کوتاه، زمان MMT[۲] فیوز اصلی تحت جریان اتصال کوتاه پیدا می‌شود.

---

[۱] Safety margin

[2] Minimum Melting Time

۳- به دلیل تولرانس موجود در عملکرد فیوزهای مختلف، ناشی از تفاوتهای موجود در ساخت فیوز، ۴۰٪ خطا برای زمان ذوب شدن فیوز(MMT) در نظر گرفته می‌شود.

۴- جهت پیدا کردن فاصله زمانی مناسب بین عملکرد رله اصلی و ذوب شدن فیوز پشتیبان، رابطه زیر توصیه شده است:

$$\Delta T = 0.4t_F + 0.15 \qquad (۳-۸)$$

در رابطه بالا t_F زمان MMT فیوز می‌باشد.

می‌توان بجای زمان MMT فیوز، زمان MCT آن را در نظر گرفت و جهت پیدا کردن از رابطه زیر استفاده کرد:

$$\Delta T = MCT + 0.2 \qquad (۴-۸)$$

۵- جهت بدست آمدن زمان عملکرد رله، ΔT به زمان عملکرد فیوز اضافه می‌شود.

۶- حداقل جریان اتصال کوتاه،۱/۳ برابرجریان بار عبوری از رله انتخاب می‌گردد.

۷- اگر PS[1] بدست آمده بیشتر از حداکثر میزان مجاز آن باشد (۲۰۰ درصد) ترانسفورماتور جریان موجود در شبکه باید تعویض و یک مرتبه بالاتر انتخاب شود.

۸-۱۰- نتیجه گیری

در این بخش به معرفی تاثیرات مولد مقیاس کوچک در سیستم حفاظتی شبکه توزیع پرداخته شده است. سیستم حفاظتی شبکه توزیع می‌تواند در حالت اتصال مولد مقیاس کوچک دچار مشکلاتی شده و هماهنگی حفاظتی را از دست بدهد. بنابراین اتصال مولد مقیاس کوچک به شبکه توزیع باید همراه با ملاحظاتی همراه باشد که در این بخش به آنها پرداخته شده است. همچنین در این بخش به نحوه مدلسازی نرم افزاری اجزای سیستم حفاظتی اعم از رله، فیوز و ترانس‌های جریان ولتاژ پرداخته شده است. در انتها نیز به قواعد مربوط به ایجاد هماهنگی بین دو بخش رله و فیوز در سیستم توزیع پرداخته شده است.

[1] Plug Setting

۹- روش انجام مطالعات سیستم زمین

۹-۱-مقدمه

یکی از مهم‌ترین مطالعاتی که جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه لازم است انجام شود، مطالعات سیستم زمین ا ست. سی ستم زمین تجهیزات باید به گونه‌ای طراحی گردد که در هنگام بروز خطاهای مختلف به خ صوص خطای تکفاز به زمین، مانع از آ سیب ر سیدن به آن‌ها شوند. روش‌های مختلفی از جمله قرار دادن امپدانس در محل اتصال نوترال تجهیزات به زمین یا وجود ترانسفورماتور ولتاژ به منظور حفاظت زمین وجود دارد که باید به دقت مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرند. همچنین این طراحی نباید تاثیر نامطلوبی بر شبکه توزیع داشته باشد که در این گزارش به روش انجام مطالعات سیستم زمین پرداخته خواهد شد.

۹-۲-اهداف

هدف از مطالعات مربوط به زمین مولدهای تولید پراکنده، محدود نمودن میزان جریان ایجاد شده در اثر وقوع خطاهای الکتریکی متقارن یا نامتقارن در شبکه یا مولد و نیز عدم تاثیر بر روی حساسیت رله‌های حفاظتی است. این مطالعات باید موارد زیر را شامل گردد:

۱)بهره برداری ایمن از تجهیزات

۲) جلوگیری از وقوع خطراتی از قبیل آتش سوزی و جرقه و غیره

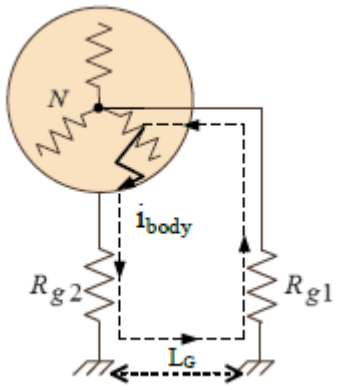
۳) جلوگیری از وقوع افت ولتاژهای گذرا

۴) جلوگیری از افزایش ولتاژ در برخی خطاها از قبیل خطای تکفاز به زمین

۹-۳-مطالعات سیستم زمین برای ژنراتور سنکرون

ژنراتورهای سنکرون بخش عمده‌ای از تولیدات پراکنده در کشور ما را شامل می‌شوند. لذا مطالعات مربوط به سیستم زمین آن‌ها از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. از آنجایی که حفاظت از افراد و پرسنل نیز باید در مباحث حفاظتی سیستم زمین لحاظ شود لذا باید برای بخش‌هایی از ژنراتور از قبیل بدنه آن که در معرض تماس مستقیم با پرسنل هستند سیستم زمین مناسبی تعبیه شود. سیستم زمین برای ژنراتورهای سنکرون به طور عمده به دو نوع تقسیم می‌گردد:

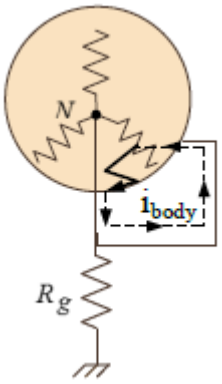
الف) سیستم زمین TT: در این نوع سیستم زمین، نوترال ژنراتور و بدنه آن به صورت جداگانه به زمین متصل می‌گردند. نحوه این نوع زمین کردن در شکل (۹-۱) نمایش داده شده است [۷۰]:



شکل (۹-۱): سیستم زمین TT

در این نوع سیستم زمین ، نوترال ژنراتور از طریق یک مقاومت به نام R_{g1}(مقاومت زمین الکتریکی)و بدنه ژنراتور از طریق یک مقاومت به نام R_{g2}(مقاومت زمین حفاظتی) به زمین متصل می‌گردند. به طور متداول، مقدار مقاومت R_{g2} حداکثر ۲ اهم و مقدار مقاومت R_{g1} حداکثر ۱۰ اهم انتخاب می‌شود. البته مقادیر این مقاومتها باید به گونه‌ای انتخاب شود که موجب کاهش حساسیت رله‌های حفاظتی نشود. در صورت انتخاب مقدار مناسب این مقاومتها، میزان جریان خطای نوترال به زمین حدود ۱,۵ تا ۲ پریونیت بوده اما جریان خطای بدنه به حدود ۰,۰۲پریونیت محدود می‌گردد که مانع از آسیب رسیدن به پرسنل می‌شود. اما این اختلاف جریان ممکن است در حالتی که زمان خطا طولانی باشد، موجب تخریب ساختار عایقی ورقه‌های ژنراتور گردد. اما در صورتی که رله‌های حفاظتی خطا را سریع تشخیص دهند، میزان این تخریب کاهش خواهد یافت.

ب) سیستم زمین TN: در این نوع سیستم زمین، نوترال ژنراتور و بدنه آن به صورت شکل (۹-۲) به زمین متصل می‌گردند [۷۰]:



شکل (۹-۲): سیستم زمین TN

در این نوع سیستم زمین ، هرگاه یک خطا در داخل ژنراتور رخ دهد، جریان خطا در داخل حلقه نشان داده شده جریان می‌یابد، لذا میزان جریان خطا در این حالت ارتباطی به مقدار مقاومت R_g نخواهد داشت. مقدار مقاومت تنها در حالتی که خطا در شبکه بالادست رخ دهد اهمیت می‌یابد، به گونه‌ای که افزایش آن موجب می‌شود که در هنگام خطا

در شبکه بالادست، میزان مشارکت مولد در این خطا کاهش یابد. مقدار مقاومت R_g نیز به طور متداول حداکثر ۲ اهم انتخاب می‌شود.

۹-۳-۱- زمین کردن نوترال ژنراتور سنکرون

در مولدهای تولید پراکنده، عمدتا احتمال وقوع خطای فاز به زمین بیشتر از سه فاز است. همچنین مولدها عمدتا توانایی کمی در مقابله با خطاهای نامتقارن دارند. لذا لازم است میزان جریان خطای فاز به زمین در مولد با قرار دادن یک امپدانس در نوترال ژنراتور به مقدار جریان خطای سه فاز محدود شود. مشکل دیگر این است که اگر خطا در مولد رخ دهد، حتی پس از بازکردن کلید اصلی ژنراتور(GCB) نیز، خطا در مولد باقی می‌ماند، لذا سهم مولد در میزان جریان تزریقی در هنگام خطا در داخل آن از بقیه تجهیزات مربوط به شبکه بیشتر است.

یکی از روش‌های زمین کردن نوترال مولد، استفاده از امپدانس با مقدار زیاد است. استفاده از این روش علاوه بر کاهش میزان جریان عبوری خطا از مولد، موجب کاهش آسیبهای وارده به هسته استاتور و سیم‌پیچی‌های آن می‌گردد. البته در صورت استفاده از امپدانس بسیار زیاد در نوترال مولد، این روش ممکن است موجب ایجاد اضافه ولتاژهای گذرا در هنگام خطا گردد.

روش دیگری که پیشنهاد می‌گردد استفاده از کلید قدرت در نوترال ژنراتور و قطع همزمان کلید اصلی مولد و کلید نوترال است. این روش نسبت به روش اول پیچیدگی و هزینه زیادتری دارد، اما در موارد زیر می‌تواند به عنوان گزینه اول مطرح باشد:

الف) ژنراتور به صورت اتصال مستقیم(Bus-Connected) در شبکه استفاده شود و از رله جریان زیاد(OC) به منظور تشخیص خطای جریان زیاد در ژنراتور استفاده شود، لذا نمی‌توان از روش امپدانس بالا استفاده کرد.

ب) پس از باز شدن کلید نوترال، بدنه ژنراتور که به سیم‌پیچ استاتور متصل است، برق‌دار است. برای اینکه مشکلات مرتبط با ایمنی حل شود، لازم است از روش همبندی در منطقه اطراف محل نصب ژنراتور و سایر مناطقی که به دلیل انتقال ولتاژ برقدار هستند استفاده شود.

مشکلات سیستم‌های زمین نشده که در زیر بیان می‌شود، باعث می‌شود که این نوع سیستم زمین در ژنراتورها به کار نرود و به جای آن از امپدانس بالا در نوترال ژنراتور استفاده شود:

الف) تشکیل اتصال کوتاه فاز به فاز یا اتصال حلقه ناشی از دو اتصال کوتاه فاز به زمین

ب) ایجاد رزونانس یا فرورزونانس به هنگام وقوع اتصال کوتاه فاز به زمین در سیم پیچ موتور و به ویژه سیم پیچ اولیه ترانسفورماتور ولتاژ

ج) اضافه ولتاژ گذرا ناشی از خاموش شدن قوس و برقراری مجدد قوس

به منظور از بین رفتن برخی مشکلات جدی در سیستم زمین ایزوله (نظیر بروز پدیده رزونانس و ایجاد اضافه ولتاژ گذرا ناشی از برگشت قوس در محل خطا) اگر از مقاومت اتصال نوترال به زمین(NGR) با مقدار زیاد برای اتصال زمین استفاده شود، مناسب است که جریان عبوری از NGR در خطای فاز به زمین بیش‌تر از جریان عبوری از خازن‌های پراکندگی فاز به زمین در سیستم باشد. در اغلب کاربردهای صنعتی روش مطلوب زمین‌کردن ژنراتورها، استفاده از NGR با مقاومت بالا است(به ویژه در صورتی که اتصال ژنراتور به شبکه توسط ترانسفورماتور واسطه(Unit-Connected) انجام گیرد یا اینکه ژنراتور به صورت جزیره‌ای استفاده شود). لذا بر مبنای روش اتصال زمین نوترال ژنراتور بایستی از نوع مناسبی از رله‌ها و تنظیم مناسب استفاده شود. همچنین مرسوم است که به جای استفاده از یک مقاومت با ولتاژ بالا، از یک ترانسفورماتور تکفاز(معمولا با ثانویه ۱۲۰ یا ۲۴۰ولت) استفاده شده و NGR فشار ضعیف به ثانویه آن وصل شود. در این حالت می‌توان رله ولتاژی را نیز به صورت مستقیم به ثانویه ترانسفورماتور مذکور وصل نمود. همچنین بهتر است که به منظور کاهش هارمونیک‌های مرتبه سوم در زمان خطا، طراحی ژنراتور از نوع دوسوم گام(نقصانی) باشد.

در حالت Bus-Connected که از سیستم زمین با مقاومت بالا یا سیستم زمین راکتانسی استفاده می‌شود و ژنراتور از نوع دوسوم گام نیست، جریان هامونیک سوم بزرگ بوده و ولتاژی را بین نوترال و زمین ژنراتور ایجاد می‌کند. در این حالت ولتاژ فاز به زمین(نه فاز به نوترال) در طول شبکه نامتعادل می‌گردد. با استفاده از گام نقصانی(دو سوم گام) مشکل القای ولتاژ هارمونیک سوم در سیم‌پیچ استاتور ژنراتور حل می‌شود. در مورد زمین کردن مولدهای فشار ضعیف متصل به شبکه LV نکات زیر باید رعایت شود:

الف) در صورت بهره برداری جزیره‌ای، بایستی نوترال را مستقیما زمین کرد(البته عملا به دلیل وجود مقاومت محل اتصال زمین، جریان اتصال کوتاه فاز به زمین محدود می‌شود).

ب) اگر بهره برداری از ژنراتور با اتصال Bus-Connected گاهی به صورت جزیره‌ای و گاهی متصل به شبکه است، در این‌صورت به دلیل وجود مقاومت محل اتصال به زمین، جریان خطای فاز به زمین عبوری از ژنراتور محدود شده و مشکلی از نظر افزایش قابل توجه جریان خطای فاز به زمین وجود ندارد. یعنی می‌توان ژنراتور فشار ضعیف را با مقاومت زمین حدود ۵ اهم، به زمین متصل نمود. در صورت بروز اتصال کوتاه فاز به نول ممکن است جریان خطا بیش از حد مجاز گردد. در چنین حالتی می‌توان در صورت نیاز از راکتور یا کنتاکتور به صورت سری با سیم نول ژنراتور استفاده نمود. کنتاکتور در حالت بهره برداری جزیره‌ای بسته شده و در حالت اتصال مولد به شبکه باز می‌شود. اگر از این روش استفاده نشود، می‌توان از رله EF در محل اتصال نوترال ژنراتور به زمین استفاده کرد.

ج) مولد فشار ضعیف با ظرفیت پایین، معمولا به طور مستقیم به شبکه فشار ضعیف(۴۰۰ ولت) متصل می‌شود (Bus-Connected) ولی ژنراتورهای با ظرفیت بالا که اتصال مستقیم آنها به شبکه ۴۰۰ولت باعث افزایش قابل توجه سطح اتصال کوتاه می‌شود، از طریق ترانسفورماتورهای واسطه به شبکه فشارمتوسط(۲۰کیلوولت) متصل می-شوند(Unit-Connected).

د) در شبکه‌های مستقیم زمین شده، مقاومت زیاد در محل اتصال به زمین مطلوب نمی‌باشد. لذا با توجه به مقاومت ویژه خاک و تا حدودی بر اساس ظرفیت نامی ژنراتور، بایستی از میله زمین، چاه یا شبکه زمین استفاده نمود. مقاومت محل اتصال به زمین در بیشترین حالت بایستی کمتر از ۲۰ اهم باشد و ترجیحا کمتر از ۵ اهم باشد. البته یکی از عوامل مهم در تعیین مقدار مجاز مقاومت زمین، اطمینان از عملکرد رله‌های حفاظتی است.

برای ژنراتورهای متصل به فشار ضعیف، همانطور که بیان شد چون ظرفیت این مولدها عمدتا کم است لذا در حالت جزیره‌ای(مستقل از شبکه) می‌توان نوترال مولد را مستقیما یا با امپدانس پایین به شبکه متصل نمود. اما در ژنراتورهای متصل به فشار متوسط، به دلیل بزرگ بودن جریان خطای فاز به زمین ژنراتور و صدمات مکانیکی ناشی از آن در ژنراتور با ظرفیت بالا، حتی در صورت بهره برداری مستقل از شبکه، نوترال ژنراتور مستقیما زمین نشده و با امپدانس و به ویژه با مقاومت زمین می‌شود. در ژنراتورهای متصل به شبکه فشارمتوسط، در صورتی که ژنراتور گاهی به صورت موازی با شبکه و گاهی جزیره‌ای کار کند و اتصال ژنراتور از نوع Bus-Connected باشد، می‌توان نوترال ژنراتور را توسط NGR و سکسیونر سری با آن به زمین وصل نمود. در حالت جزیره‌ای سکسیونر مذکور وصل شده و شبکه با مقاومت کم زمین می‌شود. در حالت بهره برداری موازی با شبکه، می‌توان سکسیونر را باز نمود تا جریان خطای فاز به زمین کاهش یابد، کاهش حساسیت رله‌های حفاظتی ایجاد نشود و همچنین آسیب به هسته ژنراتور در اثر خطای فاز به زمین در سیم‌پیچ استاتور، حداقل شود.

۹-۴- مطالعات سیستم زمین برای ژنراتورهای بادی

ژنراتورهای بادی عمدتا به صورت ستاره در سیستم‌های توزیع استفاده می‌گردند. ترانسفورماتور واسطه متصل کننده این نوع ژنراتورها به شبکه اصلی از نوع ستاره- مثلث بوده که سمت فشارضعیف آن ستاره است. برای سیستم زمین مولدهای بادی به طور عمده چهار روش وجود دارد[۷۱-۷۳]:

الف) نوترال مستقیم زمین شده: در این روش اتصال در صورتی که خطای فاز به زمین در سیستم ایجاد شود، جریان خطای شدیدی در مولد ایجاد می‌شود. این امر موجب آسیب رسیدن به ورقه‌های ژنراتور شده و موجب تخریب عایقی آن می‌گردد. همچنین در صورتی که مولد و ترانسفورماتور واسطه آن هر دو به طور مستقیم زمین

شوند، در این صورت امکان ایجاد جریان هارمونیک بالا در سیستم وجود خواهد داشت. لذا استفاده از این روش در حالت کلی توصیه نمی‌گردد.

ب) نوترال زمین شده با مقاومت کم: در صورتیکه از این روش استفاده شود، میزان آسیب به تجهیزات نسبت به روش اول کاهش می‌یابد، زیرا به دلیل وجود مقاومت کمی در نوترال ژنراتور، میزان خطای اتصال کوتاه در هنگام خطای فاز به زمین کاهش می‌یابد. اما بعد از وقوع خطا بایستی مولد تریپ داده و از شبکه ایزوله شده و پس از رفع خطا مجددا به شبکه متصل شود.

ج) نوترال زمین شده با مقاومت زیاد: در این نوع اتصال زمین، میزان جریان خطا به دلیل وجود مقاومت بالا در مسیر جریان کاهش یافته لذا احتمال آسیب رسیدن به تجهیزات به هنگام وقوع خطای تکفاز به زمین کاهش می‌یابد. در این روش همچنین میزان حساسیت رله‌های حفاظتی به خطاهای رخ داده بالاتر بوده لذا استفاده از این روش توصیه می‌گردد. مزیت دیگر استفاده از سیستم زمین با امپدانس زیاد، نسبت به سیستم زمین با امپدانس کم این است که در صورت وقوع خطا در شبکه فشار ضعیف، میزان مشارکت مولد در تامین جریان محل خطا کاهش یافته و لذا مولد آسیب کمتری می‌بیند.

د) نوترال زمین نشده: این نوع سیستم زمین زمانی استفاده می‌شود که طول کابل کشیده شده از مولد تا ترانسفورماتور واسطه کوتاه باشد. زیرا در صورت استفاده از این نوع سیستم زمین، در هنگام وقوع خطای فاز به زمین در سیستم، ممکن است اضافه ولتاژهای گذرا در مولد و نیز فرورزونانس در شبکه ایجاد گردد. زمانی که اتصال بین مولد و ترانسفورماتور واسطه از نوع کابلی باشند، به دلیل وجود ظرفیت خازنی بالا در کابل، استفاده از این روش زمین کردن می‌تواند میزان اضافه ولتاژهای گذرا و احتمال پدیده فرورزونانس را افزایش دهد. لذا اگر طول کابل بین مولد و ترانسفورماتور آن بزرگ باشد، استفاده از این روش توصیه نمی‌گردد.

به منظور رعایت سیستم زمین برای بدنه ژنراتور بادی نیز مشابه با مولد سنکرون دو روش عمده TT و TN وجود دارد که در بخش مربوط به سیستم زمین مولد سنکرون به طور کامل شرح داده شده است. استفاده از روش سیستم زمین TT به دلیل کاهش جریان خطا متداول تر از روش TN است.

۹-۵- مطالعات سیستم زمین برای مولدهای فوتوولتاییک

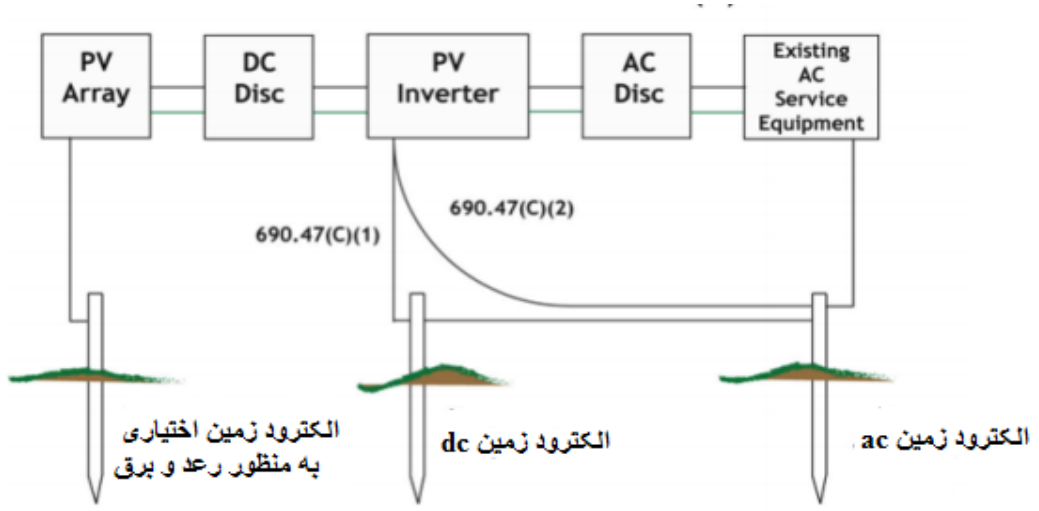
در سیستم‌های فوتوولتاییک به دلیل وجود اینورتر و اجزای دیگر، نحوه زمین کردن مولد کمی با مولدهای سنکرون و بادی متفاوت است. استاندارد NEC 690.47(C) روش‌هایی را به منظور زمین کردن سیستم‌های تولید شامل بخش‌های ac و dc بیان کرده است. این استاندارد بیان می‌دارد که مولدهایی مانند فوتوولتاییک که شامل بخش‌های

ac و dc می‌باشند میبایستی شامل یک سیستم جداگانه زمین برای بخش dc باشند. این سیستم زمین dc بایستی با یکی از روش‌های زیر با سیستم زمین ac ارتباط داشته باشد [۷۴و۷۵]:

الف) سیستم الکترود زمین dc مرتبط با سیستم الکترود زمینac :در این نوع سیستم زمین کردن، هرکدام از بخش‌های dc و ac توسط دو الکترود جداگانه به زمین سراسری متصل می‌گردند و این دو الکترود به وسیله یک جامپر با همدیگر ارتباط پیدا می‌کنند.((NEC690.47(C) (1)

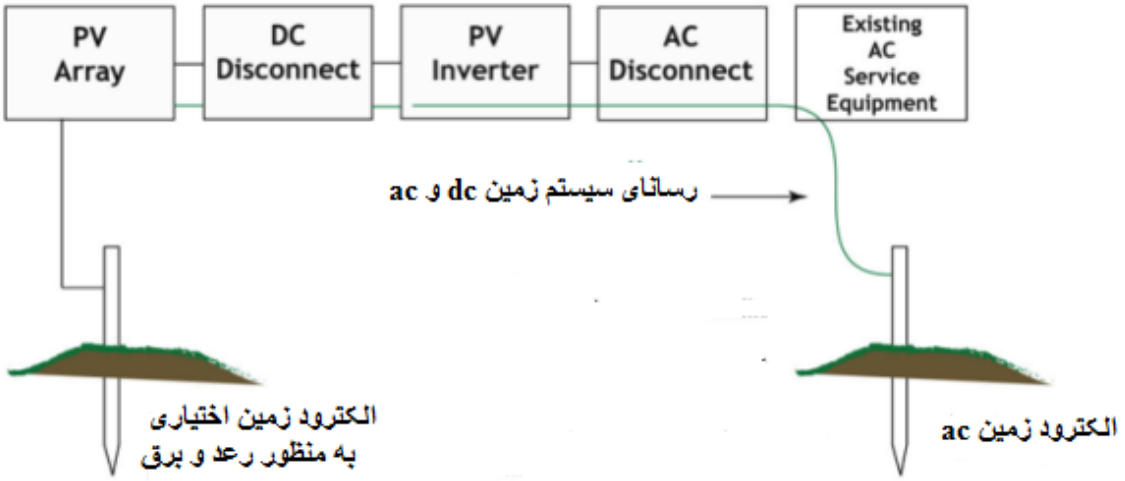
ب) سیستم الکترود زمین مشترک بین بخش dc و ac :در این نوع سیستم زمین، بخش dc مولد، از طریق یک جامپر یا رسانا، به الکترود زمین موجود در سیستم ac متصل شده و لذا در این حالت الکترودهای جداگانه برای سیستم زمین وجود نخواهد داشت.((NEC690.47(C) (2)

در هرکدام از این روش‌ها، استفاده اختیاری از یک الکترود زمین در آرایه‌های فوتوولتاییک نیز به منظور حفاظت در مقابل حوادثی از قبیل رعد و برق پیشنهاد می‌شود. در شکل (۹–۳) هرکدام از این روش‌ها نشان داده شده‌اند.



شکل (۹-۳): دو روش زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک

ج) سیستم ترکیبی زمین بین ac و dc: در این روش نوترال‌های مربوط به هرکدام از بخش‌های مولد فوتوولتاییک از طریق یک باس بار زمین در بخش ac و توسط یک الکترود مشترک، به زمین حفاظتی متصل می‌گردند. در این روش حفاظتی، از لحاظ ابعاد تجهیزات، نسبت به روش‌های قبلی، ابعاد بزرگتری از رساناها و اتصالات نیازمند است. در این روش نیز همانند روش‌های قبلی می‌توان از یک الکترود زمین اختیاری به منظور حفاظت آرایه‌های فوتوولتاییک در مقابل رعد و برق استفاده کرد. در شکل (۹–۴) این نوع سیستم نشان داده شده است.



شکل (۹-۴): روش ترکیبی زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک

لازم به ذکر ا ست که کاربرد هرکدام از روش‌های بالا، بسته به تو صیه‌های سازنده مولد و نیز میزان هزینه‌های مصرفی برای مولدهای مختلف متفاوت بوده و نمی‌توان یک دستورالعمل دقیق و خاصی برای زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک به کار برد. البته برخی از قواعد از قبیل محدود نمودن جریان خطا و نیز عدم کاهش حساسیت رله‌های حفاظتی میبایستی در طراحی سیستم زمین رعایت گردند.

۹-۶- مطالعات سیستم زمین برای تولیدات پراکنده بر اساس روش‌های اتصال مختلف

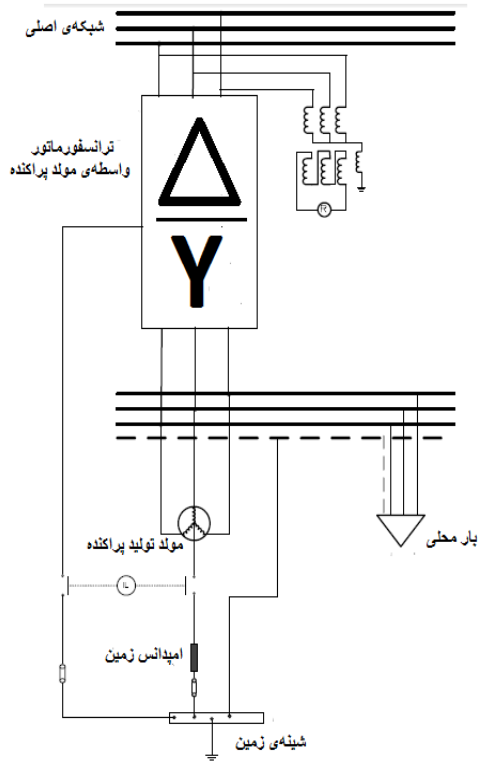
طراحی سیستم زمین برای مولدهای تولید پراکنده به طرح‌های مختلف اتصال به شبکه بستگی دارد، به گونه‌ای که عواملی از قبیل تعداد مولدها، سیم بندی ترانسفورماتورهای واسطه و نیز موازی بودن یا جدا بودن از شبکه بر روی طراحی سیستم زمین تاثیر گذارند که در این قسمت به بررسی آن‌ها خواهیم پرداخت.

۹-۶-۱- مولد تک واحدی و جدا از شبکه

ترانسفورماتور واسطه متصل کننده مولد به شبکه می‌تواند به دو صورت مثلث–ستاره زمین شده(Dyn) یا ستاره زمین شده–مثلث (YNd) باشد که در این بخش به بررسی و ارزیابی هرکدام از آنها خواهیم پرداخت:

الف) ترانسفورماتور واسطه از نوع Dyn باشد: در این نوع اتصال که عمدتا در کشور ایران رایج است، زمین کردن مستقیم یا با امپدانس مولد به اجزای سیستم و دستورالعمل‌های سازنده بستگی دارد. در این اتصال، چون سمت فشار متوسط ترانس از نوع مثلث است، لذا به منظور حفاظت وسایل تکفاز سمت فشار ضعیف از اضافه ولتاژ در

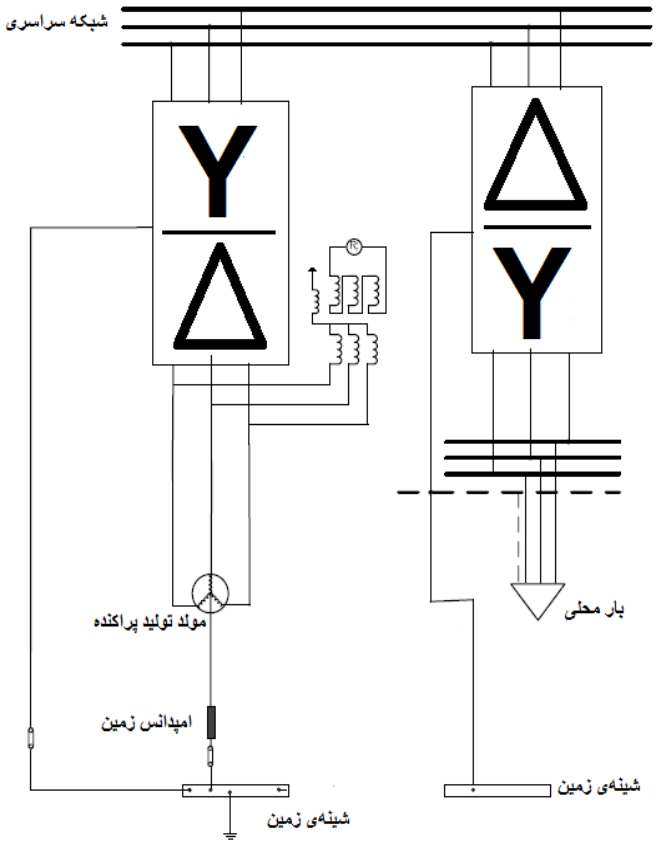
هنگام وقوع خطای تکفاز به زمین در فشار متوسط، از سه ترانس ولتاژ در سمت فشار متوسط ترانس اصلی استفاده می‌شود که اولیه آن‌ها به صورت ستاره و ثانویه آن‌ها به صورت مثلث باز شامل رله به هم متصل شده‌اند. همچنین اگر خطای تکفاز به زمین در سمت فشار ضعیف ترانس واسطه رخ دهد، در صورتی که هم مولد و هم ترانس واسطه زمین شوند میزان جریان خطا، بیشتر از حالت زمین نشدن سمت ستاره ترانس واسطه است. پس بهتر است در این روش به منظور برقراری نیازمندی‌های حفاظتی، نوترال ترانس واسطه زمین نشود. البته این امر ممکن است منجر به وجود جریان هارمونیک سوم در هنگام خطای فاز به زمین گردد .این نوع اتصال در شکل (۹–۵) نمایش داده شده است.



شکل (۹-۵): زمین کردن مولد تکی جدا از شبکه با ترانس واسطه Dyn

ب) ترانسفورماتور واسطه از نوع YNd باشد: در این حالت نیز نحوه زمین کردن مستقیم یا با امپدانس مولد، به اجزای سیستم و دستورالعمل‌های سازنده بستگی دارد. در این حالت در صورتی که خطای فاز به زمین در سمت فشار ضعیف رخ دهد، به دلیل اینکه سمت فشار ضعیف ترانس واسطه از نوع مثلث است، جریان خطا کمتر از حالت قبل می‌باشد. در این حالت به منظور تشخیص خطا در فشار ضعیف، مشابه تشخیص خطا در فشار متوسط حالت قبل، از سه ترانس حفاظتی با اتصال ستاره‌زمین‌شده–مثلث باز شامل رله حفاظتی استفاده می‌گردد. در این حالت به

دلیل وجود اتصال مثلث در سمت فشار ضعیف، مشکل هارمونیک سوم وجود ندارد. شکل (۹-۶) نحوه این نوع اتصال را نشان داده است:



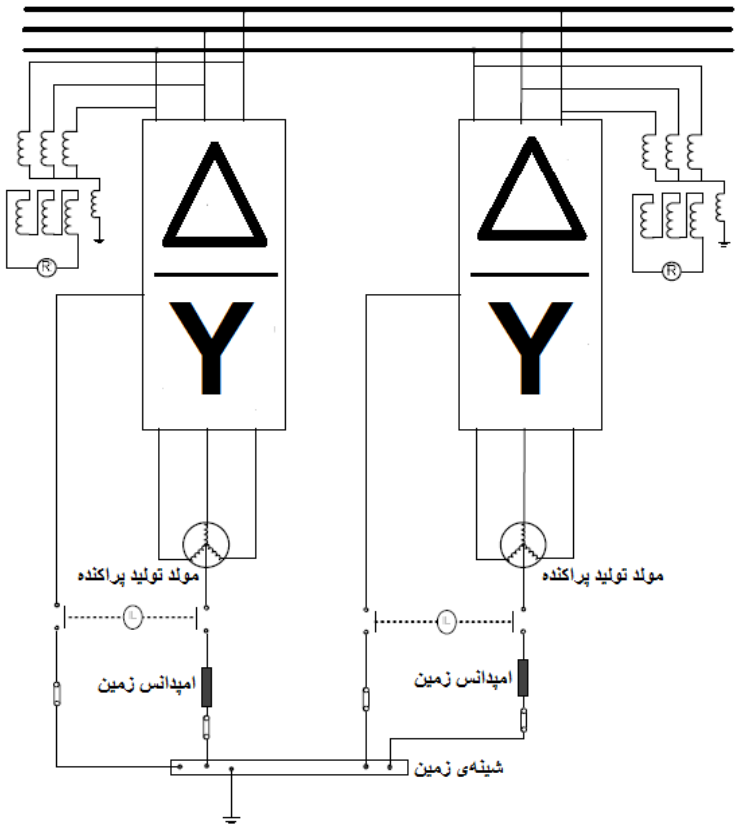
شکل (۹-۶): زمین کردن مولد تکی جدا از شبکه با ترانس واسطه YNd

۹-۶-۲- مولدهای چند واحدی و جدا از شبکه

ترانسفورماتور واسطه متصل کننده هرکدام از مولدها به شبکه، می‌تواند به دو صورت مثلث-ستاره‌زمین شده(Dyn) یا ستاره‌زمین شده-مثلث(YNd) باشد که در این بخش به بررسی هرکدام از آنها خواهیم پرداخت:

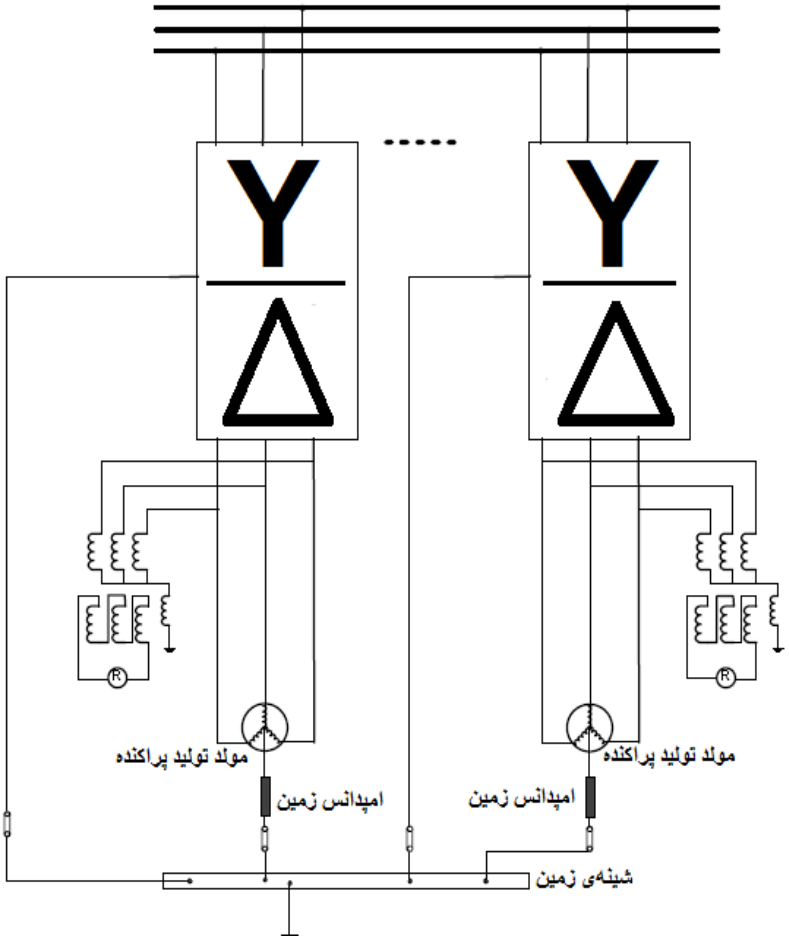
الف) ترانسفورماتورهای واسطه از نوع Dyn باشند: در این حالت نیز نحوه زمین کردن مستقیم یا با امپدانس مولدها، به اجزای سیستم و دستورالعمل‌های سازنده بستگی دارد. اگر نوترال مولدها و ترانس‌ها همه مستقیم زمین شوند، در صورت وقوع اتصال کوتاه در سمت فشار ضعیف، جریان خطای شدیدی ایجاد می‌شود. همچنین در این حالت جریان‌های هامونیکی مرتبه سوم در نوترال ترانس‌ها خواهیم داشت که ممکن است موجب عملکرد نادرست رله‌ها شود(اگر دامنه شان بزرگ باشد). همچنین ممکن است که مشکلاتی از قبیل پدیده فرورزونانس در این حالت

اتصال رخ دهد. لذا در این روش بهتر است که نوترال ترانسفورماتورهای واسطه زمین نشوند. در شکل (۹–۷) نحوه این نوع اتصال نشان داده شده است:



شکل (۹-۷): زمین کردن مولدهای چند واحدی جدا از شبکه با ترانس واسطه Dyn

ب) ترانسفورماتورهای واسطه از نوع YNd باشند: در این حالت نیز نحوه زمین کردن مستقیم یا با امپدانس مولدها به اجزای سیستم و دستورالعمل‌های سازنده بستگی دارد. در این روش چون سمت فشار ضعیف ترانس واسطه از نوع مثلث است، مشکلاتی از قبیل فرورزونانس در شبکه و نیز وجود هارمونیک سوم در سمت فشار ضعیف وجود نخواهد داشت. در شکل (۹–۸) نحوه این نوع اتصال نشان داده شده است:

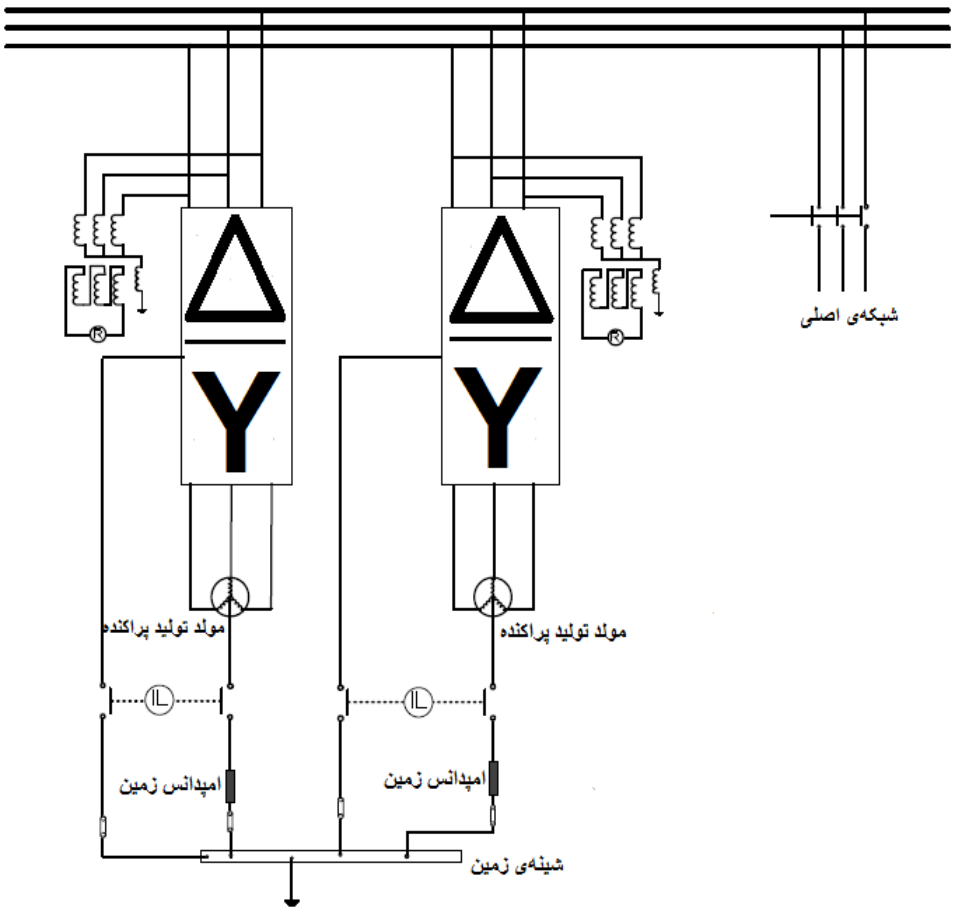


شکل (۹-۸): زمین کردن مولدهای چند واحدی جدا از شبکه با ترانس واسطه YNd

۹-۶-۳- مولدهای چند واحدی و موازی با شبکه

الف) ترانسفورماتورهای واسطه از نوع Dyn باشند: در این حالت نیز نحوه زمین کردن مستقیم یا با امپدانس مولدها، به اجزای سیستم و دستورالعمل‌های سازنده بستگی دارد. همانند حالت جدا از شبکه، به دلیل وجود اتصال مثلث در سمت فشار متوسط، هارمونیک سوم به سمت شبکه بالادست وجود ندارد. اما در صورت وقوع خطای فاز به زمین در سمت فشار متوسط، ممکن است در سمت فشار ضعیف اضافه ولتاژ گذرا در فازهای سالم ایجاد شود که این امر ممکن است به مصرف کننده‌های تکفاز آسیب رساند. لذا مشابه حالت جدا از شبکه، از سه ترانس ولتاژ تکفاز با اتصال ستاره‌زمین شده–مثلث باز شامل رله حفاظتی، در سمت فشار متوسط استفاده می‌شود. همچنین در این نوع اتصال، احتمال به وجود آمدن فرورزونانس در صورت استفاده از کابل در فشار متوسط وجود خواهد داشت. در صورت وقوع خطای فاز به زمین در سمت فشار ضعیف، اگر نوترال ترانس‌ها و مولدها هر دو زمین شده باشند، جریان خطای بسیار شدیدی در محل خطا ایجاد می‌شود که موجب آسیب بیشتر به تجهیزات می‌گردد. لذا در این حالت بهتر

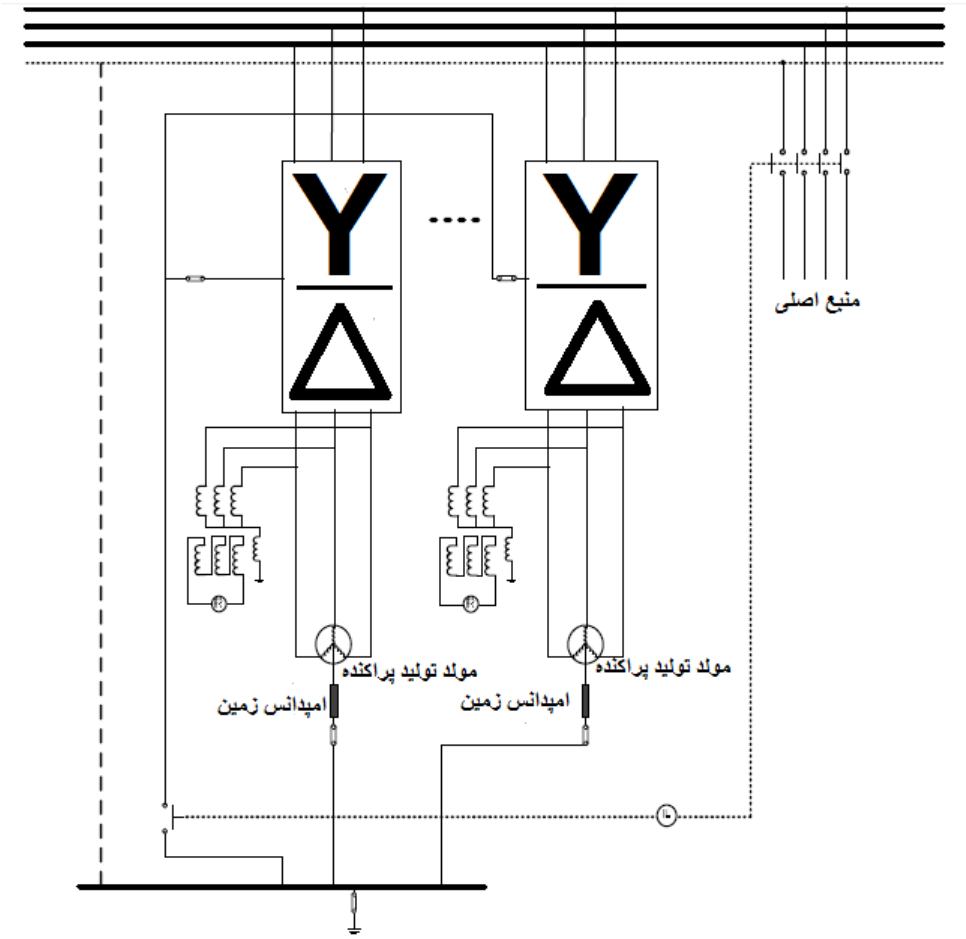
است نوترال ترانس‌های واسطه زمین نشوند یا اینکه ترانس‌های واسطه از نوع ستاره‌زمین شده–مثلث باشند. در شکل (۹–۹) نحوه این نوع اتصال نشان داده شده است:



شکل (۹-۹): زمین کردن مولدهای چند واحدی موازی شبکه با ترانس واسطه Dyn

ب) ترانسفورماتورهای واسطه از نوع YNd باشند: در این حالت نیز نحوه زمین کردن مستقیم یا با امپدانس مولدها، به اجزای سیستم و دستورالعمل‌های سازنده بستگی دارد. در این حالت چون اتصال ترانس‌های واسطه در سمت فشار متوسط از نوع ستاره است، لذا در صورت وقوع خطای فاز به زمین در سمت فشار متوسط، در صورتی که نوترال ترانس‌های واسطه زمین شوند، مشکلات هارمونیک سوم و افزایش جریان خطا وجود خواهد داشت و لذا عملکرد رله‌های حفاظتی دچار مشکل خواهد شد. لذا بایستی در هنگام کار موازی با شبکه، نوترال ترانس‌ها باز بوده و در هنگام کار جدا از شبکه، به زمین وصل باشند. همچنین به منظور تشخیص خطای فاز به زمین در سمت فشار ضعیف، چون سیم‌پیچی فشار ضعیف ترانس‌های واسطه از نوع مثلث هستند، لذا بایستی از سه ترانس ولتاژ تکفاز از

نوع ستاره‌زمین‌شده–مثلث باز شامل رله حفاظتی، به منظور تشخیص خطای تکفاز در سمت فشار ضعیف استفاده گردد. در شکل (۹–۱۰) نحوه این نوع اتصال نشان داده شده است:



شکل (۹-۱۰): زمین کردن مولدهای چند واحدی موازی شبکه با ترانس واسطه YNd

۹–۷– نتیجه‌گیری

با مقایسه شرایط گفته شده و انواع اتصالات ترانسفورماتورهای واسطه، می‌توان به این نتیجه رسید که به منظور رعایت نکات حفاظتی مرتبط با سیستم زمین مولدهای تولید پراکنده، استفاده از اتصال YNd به جای اتصال Dyn(که در کشور ما مرسوم است) در ترانسفورماتورهای واسطه، موجب کاهش آسیب به تجهیزات شبکه در صورت وقوع خطا خواهد گردید، لذا بهتر است اتصال ترانسفورماتورهای واسطه مولد، از نوع YNd بوده و همچنین نوترال ترانس‌های واسطه به وسیله یک اینترلاک الکتریکی، در هنگام اتصال به شبکه سراسری از زمین قطع بوده و در هنگام کار جدا از شبکه، متصل به زمین باشند.

مراجع

[۱]. IEC 1000-3-6, "*Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 6: Assessment ofemission limits for distorting loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication"*, 1996.

[۲]. IEC 60909, *"Short-circuit currents in three-phase A.C. systems"*, 2001.

[۳]. IEEE std. c37.010, *"IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis"*, 1979.

[۴]. IEC 61363-1, *"Electrical installations of ships and mobile and fixed offshore units - Part 1: Procedures for calculating short-circuit currents in three-phase a.c."*, 1998.

[۵]. IEEE std. 421.5, *"IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies"*, 2005.

[۶]. قاسم‌پورآقاملکی. ح، "بهینه‌یابی نیروگاه‌های کوچک گازسوز (DG) در منطقه غرب مازندران"، پایان‌نامه کارشناسی، دانشگاه صنعت آب وبرق شهید عباسپور، ایران، ۱۳۸۶.

[۷]. T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder, "Distributed generation: A definition", *ELSEVIER, Electric Power Systems Research*, pp.195–204, 2001.

[۸]. P. A. Daly and J. Morrison, "Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems", *Rural Electric Power Conference*, 2001, pp. A2/1–A2/1.

[۹]. شقاقی‌شهر، غ. "تعیین مکان و ظرفیت بهینه تولیدات پراکنده به منظور بهبود پایداری و پروفیل ولتاژ در شبکه توزیع با استفاده از الگوریتم ژنتیک"، پایان‌نامه کارشناسی‌ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی واحد ساوه، ایران، ۱۳۸۸.

[۱۰]. عارف. ع، "مکان‌یابی بهینه DGها در شبکه‌های توزیع به کمک سیستم‌های هوشمند"، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد ساوه، ایران، ۱۳۸۹.

[۱۱] . Brown, R. E. Jiuping Pan, Xiaornning Feng, "Siting distributed generation to defer T&D expansion", *Transmition and Distribution Conference and Exposition*, 2004.

[۱۲]. P. P. Barker. R. W. de Mello, "Determining the impact of distributed generation on power system: Part-radial distribution system", *Proc. Of IEEE PES Meeting, Seattle*, pp. 16-20, July 2002.

[۱۳]. کلهری. ز، "تعیین مُد بهینه عملکرد DG با در نظر گرفتن برخی شاخص‌های قابلیت اطمینان"، سمینار کارشناسی‌ارشد، دانشگاه تفرش، ایران، ۱۳۸۹.

[۱۴]. A. K. Saonerkar and B. Y. Bagde, "Optimized DG placement in radial distribution system with reconfiguration and capacitor placement using genetic algorithm," *IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies*, 2015, pp. 1077-1083.

[۱۵]. A. Arief and M. B. Nappu, "DG placement and size with continuation power flow method," *International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI)*, Denpasar, 2015, pp. 579-584.

[۱۶]. N. R. Antony and S. Baby, "Optimal DG placement considering voltage stability enhancement using PSO," *International Conference on Control Communication and Computing (ICCC)*, Thiruvananthapuram, 2013, pp. 394-399.

[۱۷]. M. K. Abd, S. J. Cheng and H. S. Sun, "Optimal DG placement and sizing for power loss reduction in a radial distribution system using MPGSA and sensitivity index method," *IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, Hefei, 2016, pp. 1579-1585.

[۱۸]. T. D. Sudhakar and A. Vinoliya, "Optimal DG placement in distribution network using big bang-big crunch algorithm," *International Conference on Science Technology Engineering and Management (ICONSTEM)*, Chennai, 2016, pp. 556-560.

[۱۹]. B. R. Teja and A. Kumar, "Optimal DG placement in unbalanced mesh distribution system for loss reduction and voltage profile improvement," *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Mumbai, 2014, pp. 1-5.

[۲۰]. M. Mishra, "Optimal placement of DG for loss reduction considering DG models," *IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*, Coimbatore, 2015, pp. 1-6.

[۲۱]. M. Alotaibi, A. Almutairi and M. M. A. Salama, "Effect of wind turbine parameters on optimal DG placement in power distribution systems," *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Ottawa, 2016, pp. 1-4.

[۲۲]. S. A. A. Kazmi, S. F. Hasan and D. R. Shin, "Multi criteria decision analysis for optimum DG placement in smart grids," *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, Bangkok, 2015, pp. 1-5.

[۲۳]. C. A. Patel, K. Mistry and R. Roy, "Loss allocation in radial distribution system with multiple DG placement using TLBO," *IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*, Coimbatore, 2015, pp. 1-5.

[۲۴]. Sudipta Ghosh, S.P. Ghoshal and Saradindu Ghosh "Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system", *Electrical Power and Energy Systems*, pp. 849–856, 2010.

[۲۵]. Mohab M. Elnashar, Ramadan El Shatshat and Magdy M.A. Salama, "Optimum siting and sizing of a large distributed generator in a mesh connected system", *Electric Power Systems Research*, 2009.

[۲۶]. M Ahmadigorji, A. Abbaspour, A Rajabi-Ghahnavieh, "Optimal DG placement in distribution systems using cost/worth analysis", *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 2009.

[۲۷]. S. Porkar, P. Poure, A. Abbaspour Tehrani fard, S. Saadate, "Optimal allocation of distributed generation using a two-stage multi-objective mixed-integer-nonlinear programming", *Euro. Trans. Electr. Power*, 2010.

[۲۸]. G.N. Koutroumpezis, A.S. Safigianni, "Optimum allocation of the maximum possible distributed generation penetration in a distribution network", *Electric Power Systems Research*, pp. 1421–1427, 2010.

[۲۹]. A. Keane, M. O'Malley, "Optimal allocation of embedded generation on distribution networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 3, Agust 2005.

[۳۰]. R.K. Singh, S.K. Goswami, "Optimum allocation of distributed generations based on nodal pricing for profit, loss reduction, and voltage improvement including voltage rise issue", *Electrical Power and Energy Systems*, 2009.

[۳۱]. T. Gozel, M.H. Hocaoglu, "An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems", *Electric Power Systems Research*, pp. 912–918, 2009.

[۳۲]. M. Mashhour, M. A. Golkar, S. M. Moghaddas Tafreshi, "Optimal sizing and siting of distributed generation in radial distribution network comparison: of unidirectional and bidirectional power flow scenario", *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Bucharest, June-July 2009.

[۳۳]. Gianni Celli, Emilio Ghiani, "A multi-objective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, May 2005.

[۳۴]. D.Hung, N. Mithulananthan, "Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 3, September 2010.

[۳۵]. C.Wang, H. Nehrir, "Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems", *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 19, no. 4, November 2004.

[۳۶]. Jen-Hao Teng, Yi-Hwa Liu, Chia-Yen Chen, Chi-Fa Chen, "Value-based distributed generator placements for service quality improvements", *Electrical Power and Energy Systems*, pp. 268–274, 2007.

[۳۷]. H.M. Khodr, Marco R. Silva, Zita Vale, Carlos Ramos, "A probabilistic methodology for distributed generation location in isolated electrical service area", *Electric Power Systems Research*, pp.390–399, 2010.

[۳۸]. J. B. V. Subrahmanyam, C. Radhakrishna, "Distributed generator placement and sizing in unbalanced radial distribution system", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering*, 2009.

[۳۹]. F.S. Abu-Mouti, M.E. El-Hawary, "Heuristic curve-fitted technique for distributed generation optimisation in radial distribution feeder systems", *The Institution of Engineering and Technology, IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 5, Iss. 2, pp. 172–180, 2011.

[۴۰]. F. Razavi, S. A. Hosseini, M. Karami, A. A. Ghadimi, S. S. Karimi Madahi, "Determining the optimal capacity and place of DGs using GA algorithm: voltage profile improvement and loss reduction", *ECTI-CON 2011, IEEE Conf*erence, Thailand, Khon Kaen, May 2011, pp. 848-851.

[۴۱]. S. A. Hosseini, M. Karami, S. S. Karimi Madahi, F. Razavi, A. A. Ghadimi, "Determining the optimal capacity and place of DGs in distribution systems", *International Conference on Power and Energy Engineering (ICPEE)*, 2011.

[۴۲]. Luis F. Ochoa, Padilha-Feltrin, Gareth P. Harrison, "Evaluating distributed generation impacts with a multi objective index", *IEEE Transactions On Power Delivery*, vol. 21, no. 3, July 2006.

[۴۳]. Pathomthat Chiradeja, R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation", *IEEE Transactions On Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, December 2004.

[۴۴]. D.H. Popovic, J.A. Greatbanks, M. Begovic, A. Pregelj, "Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability", *ELSEVIER, Electrical Power and Energy Systems*, pp.398–408, 2005.

[۴۵]. C.L.T. Borges, D.M. Falca˜o, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement", *ELSEVIER, Electrical Power and Energy Systems*, pp. 413–420, 2006.

[۴۶]. C.L.T. Borges, D.M. Falcao, "Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile", *IEEE Bologna PowerTecb Conference*, Bologna, Italy, June 2003.

[۴۷]. حقی‌فام. م.ر، فلقی. ح و پارسا مقدم. م، "تعیین ظرفیت بهینه منابع تولید پراکنده برای نصب در پست‌های فوق توزیع"، بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق ایران(PSC) ۱۳۸۷.

[۴۸]. شهیری‌نیا. ا.ح. مقدس تفرشی، س.م،"طراحی بهینه سیستم قدرت ترکیبی چند منبعی مستقل از شبکه با استفاده از الگوریتم ژنتیک"، مجله انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران، شماره دوم، زمستان ۱۳۸۵.

[۴۹]. گلکار،م، "جایابی بهینه منابع تولید پراکنده جهت کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ با استفاده از روش قدرتمند CPSO "، بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق ایران(PSC) ۱۳۸۸.

[۵۰]. کاظمی کارگر. ح، ''بررسی اثر تولیدات پراکنده و نیروگاه در دست احداث زنجان بر تلفات و کیفیت توان در شبکه با استفاده از نرم‌افزارDIgSILENT ''، بیستمین کنفرانس بین‌المللی برق ایران(PSC) ۱۳۸۴.

[۵۱]. اقتدارپور. ن، صرافان. ا، ''بررسی تاثیر محل، ظرفیت و نحوه بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده در کاهش تلفات شبکه‌های توزیع''، بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق ایران(PSC) ۱۳۸۷.

[۵۲]. میرزایی. م، غلامی. ا و فرخی. م، '' تشخیص خطاهای عایقی ترانسفورماتور با استفاده از آنالیز گازهای محلول در روغن به کمک شبکه عصبی فازی'' ، نوزدهمین کنفرانس بین‌المللی برق ایران(PSC) ۱۳۸۳.

[۵۳]. L. Chmura, P.H.F. Morshuis, E. Gulski and J.J. Smit, "Statistical analysis of subcomponent failures in power transformers", *Electrical Insulation Conference*, Annapolis, Maryland, June 2011.

[۵۴]. جوادی. ح، خدرزاده. م، ''بازیابی هماهنگی اضافه جریان جهت‌دار در شبکه‌های توزیع حاوی منابع تولید پراکنده با استفاده از محدودساز جریان خطا''، بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق ایران(PSC) ۱۳۸۸.

[۵۵]. Nguyen Hoang Viet, MA. Dang Tuan Khanh, "Impacts of the distributed generation on the protection of distribution networks and studying wind generators", *International Symposium on Electrical & Electronics Engineering*, HCM City, Vietnam, October 2007.

[۵۶]. شرکت نورگستر، '' مطالعات مقدماتی توسعه تولید پراکنده برق''، کد RE/WB/001 ، پاییز ۱۳۸۶.

[۵۷]. مسائلی. م، حقی‌فام. م.ر، ''ارزیابی منافع زیست محیطی منابع تولید پراکنده و مقایسه هزینه تولید آنها با نیروگاه‌های حرارتی با در نظر گرفتن تاثیر آلودگی تولیدی برسلامتی انسان''، بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق ایران(PSC) ۱۳۸۸.

[۵۸]. مشهور. ا، مقدس تفرشی. س.م .''تاثیر نفوذ واحدهای تولید پراکنده بر تلفات توان و پروفیل ولتاژ شبکه توزیع: مطالعه موردی در شبکه توزیع نیروی برق استان خوزستان''، چهاردهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق.

[۵۹]. H. L. Willis, "Analytical methods and rules of thumb for modeling DGdistribution interaction," in Proc. *IEEE Power Engineering Society Summer Meet*, vol. 3, pp. 1643–1644, July 2000.

[۶۰]. M. Chis, M.M.A. Salama and Jayaram, "Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, May 1997.

[۶۱]. Chensong Dai, Y. Baghzous, "On the voltage profile of distribution feeders with distributed generation", *IEEE Conferences*, 2003.

[۶۲] . Glover, J. Duncan, Mulukutla S. Sarma, and Thomas Overbye. "*Power System Analysis & Design, SI Version*". Cengage Learning, 2012.

[۶۳]. IEEE std. 1547™, "*IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems"*, 2009.

[۶۴]. V. M. da Costa, N. Martins and J. L. R. Pereira, "Developments in the Newton Raphson power flow formulation based on current injections", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1320-1326, Nov 1999.

[۶۵] . IEEE 1584-2002, "*Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations*", 2002.

[۶۶]. NFPA. NFPA 70E, "*Standard for Electrical Safety. Requirements for Employee Workplaces*", 2000 Edition.

[۶۷]. استاندارد صنعت برق ایران-مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی(کیفیت برق)/فصل هفتم-کیفیت برق تحویلی به انواع مشترکین

[۶۸]. ALSTOM and A. Staff, "*Network Protection and Automation Guide: Protective Relays, Measurement and Control: Unknown Publisher*", 2011.

[۶۹]. توانیر, "راهنمای انجام مطالعات فنی تهیه طرح اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق " بهمن ۱۳۹۲.

[۷۰]. M.Abedini, M. Davarpanah, M. Sanaye-Pasand, "Appropriate Grounding System for Grid-Connected Small-Scale Synchronous Generators", *IEEE Transactions on Industry Application*, vol 51, no 6, pp.5390-5397, November 2015.

[۷۱]. T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, "*Handbook of Wind Energy"*, John Wiley and Sons, 2011.

[۷۲]. Rodrigues-Amenedo, J. L., S. Arnalte, and J. C. Burgos, "Automatic Generation Control of a Wind Farm with Variable Speed Wind Turbines", *IEEE Transactions On Energy Conversion*, vol 17, no. 2, June 2002.

[۷۳]. Mullan, A., G. Lightbody, and R. Yacamini. "Wind Turbine Fault Ride through Enhancement" *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 20, no. 4, November 2005.

[۷۴]. G. Ball, T. Zgonena, C. Flueckiger, "Photovoltaic module grounding: Issues and recommendations*",* *Solar ABCs*, 2012.

[۷۵]. B. Brooks, "The ground-fault protection blind spot: Safety concern for larger PV systems in the U.S*",* *Solar ABCs*, 2012.

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: بررسی انواع طرح اتصال مولد تولید پراکنده به شبکه و حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز

کد گزارش: PSTPN05/T3

عنوان پروژه :تدوین دستورالعمل فنی و اجرایی اتصال مولدهای تولید پراکنده به شبکه

مدیر پروژه : مصطفی گودرزی

کارفرما: پژوهشگاه نیرو

تهیه کننده: گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست

تاریخ:مرداد ۱۳۹۶

پیشگفتار

در سال‌های اخیر تکنولوژی تولیدات پراکنده شامل سیستم‌های فتوولتائیک، بادی و مولدهای سنکرون (CHP) به طور چشمگیری به عنوان یک گزینه مهم برای تولید انرژی ارائه می‌گردد. کاهش قیمت شدید در قیمت نیروگاه‌های فتوولتائیک (بیش از۸۰ درصد از سال ۲۰۰۸) باعث بهبود رقابت‌پذیری این نوع مولدها در برابر دیگر مولدها، کاهش پرداخت یارانه و افزایش جذابیت آن در برابر دیگر گزینه‌های تولید انرژی شده‌است. در حالی که بیشتر عوامل پروژه های خورشیدی در کشورهای توسعه یافته قرار دارند، افت قیمت به همراه شبکه‌های ناپایدار و هزینه‌های بالای مولد های سوخت فسیلی باعث جذابیت روزافزون سیستم‌های فتوولتائیک در کشورهای درحال توسعه و کمتر توسعه یافته نیز شده است.

در سال‌های اخیر به دلیل مزایایی که استفاده از منابع تولید پراکنده به همراه دارد و با توجه به سیاست‌های تشویقی دولت جهت احداث این نیروگاه‌ها توسط بخش خصوصی، استفاده از این نیروگاه‌های کوچک جهت پاسخگویی به نیاز مصرف رشد چشمگیری داشته است. در عین حال، اتصال این منابع به شبکه متولیان شرکت‌های برق را نیز با چالش هایی مواجه کرده است. چالش‌هایی مانند چگونگی نحوه اتصال این منابع به شبکه، نحوه تأثیرگذاری این منابع بر هماهنگی حفاظتی تجهیزات به کار رفته در شبکه، میزان تأثیرگذاری این منابع بر پارامترهای شبکه، میزان تأثیرگذاری این منابع بر نحوه بهره برداری از شبکه برق، تجهیزات جانبی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه و آزمایش‌های مورد نیاز جهت بهره‌برداری مطمئن از تولیدات پراکنده که همگی نیازمند انجام بررسی‌های دقیق و فنی می‌باشند.

این گزارش با همکاری آقایان مهندس آرمان صفایی، سید مسعود هاشمی، امیررضا حسنی آهنگر، سید امیر حسینی مومنی و محسن حمزه با مدیریت آقای مهندس مصطفی گودرزی توسط گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست تهیه گردیده است.

فهرست مطالب

۱- بررسی نحوه اتصال منابع تولید پراکنده مختلف به شبکه ۲۰

۱-۱- مقدمه ۲۰

۱-۲- منابع تولید پراکنده فتوولتائیک (منابع اینورتری) ۲۰

۱-۲-۱-دسته بندی براساس نحوه اتصال آرایه های PV و اینورترها ۲۰

۱-۲-۱-۱- توپولوژی مرکزی ۲۰

۱-۲-۱-۲- توپولوژی Master-Slave (تابع- پیرو) ۲۱

۱-۲-۱-۳- توپولوژی رشته ای ۲۲

۱-۲-۱-۴- توپولوژی تیمی ۲۲

۱-۲-۱-۵- توپولوژی چند رشته ای ۲۳

۱-۲-۱-۶- توپولوژی ماژولار ۲۴

۱-۲-۱-۷- مشخصات الکتریکی توپولوژی های معرفی شده ۲۴

۱-۲-۲- دسته بندی براساس ساختار کانورترها جهت اتصال به شبکه ۲۵

۱-۲-۳- دسته بندی براساس توان تولیدی ۲۷

۱-۲-۳-۱- طرح اول: یک منبع فتوولتائیک با ظرفیت $P<10kW$ سمت LV ۲۷

۱-۲-۳-۲- طرح دوم: یک منبع فتوولتائیک با ظرفیت $10kW<P<20kW$ سمت LV ۲۹

۱-۲-۳-۳- طرح سوم: چند منبع فتوولتائیک با ظرفیت $10kW<P<20kW$ سمت LV ۳۰

۱-۲-۳-۴- طرح چهارم: چند منبع فتوولتائیک با ظرفیت $P\geq 20kW$ سمت LV ۳۲

۱-۲-۳-۵- طرح پنجم: چند منبع فتوولتائیک در سمت MV- کلید واسط سمت LV ۳۳

۱-۲-۳-۶- طرح ششم: چند منبع فتوولتائیک در سمت MV- کلید واسط سمت MV ۳۴

۱-۳- مولدهای ژنراتور سنکرون CHP (منابع غیراینورتری) ۳۵

۱-۳-۱-نحوه ی اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه طبق مرجع [۱۶] ۳۵

۱-۳-۱-۱- نحوه ی اتصال ژنراتور سنکرون از ۷ مگاوات تا ۲۵ مگاوات ۳۵

۱-۳-۱-۲- نحوه ی اتصال ژنراتور سنکرون از ۲۰۰ کیلووات تا ۷ مگاوات ۳۶

۱-۳-۱-۳- نحوه ی اتصال ژنراتور سنکرون تا ۱ مگاوات ۳۶

۱-۳-۱-۴- جمع بندی ۳۷

۱-۳-۲-اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه طبق استاندارد Kitchener-Wilmot Hydro Inc.'s Document No. KWHDG-2 ..... ۳۸
۱-۴- مولدهای بادی ۳۸
۱-۴-۱-حداکثر ظرفیت اتصال بر اساس دیگر تجهیزات شبکه ۳۹
1-4-2-دسته بندی بر اساس سطح ولتاژ و محل اتصال آنها ۴۰
۱-۵- بررسی نحوه اتصال منابع تولید پراکنده بر اساس دستورالعمل اتصال به شبکه شرکت توانیر [۲۴] ۴۵
۱-۵-۱-بررسی تغییرات ولتاژ به ازای اتصال مولدهای مقیاس کوچک در طول فیدر به ازای کابل ها و خطوط فشار متوسط ۴۷
۱-۵-۱-۱- مشخصات کابل ها و خطوط استفاده شده ۴۷
۱-۵-۱-۲- محاسبه حداکثر توان قابل انتقال ۴۹
۱-۵-۱-۳- محاسبه حداکثر مسافت مجاز و مقدار اختلاف ولتاژ ۵۰
۱-۵-۱-۴- افت ولتاژ به ازای کلاس های مختلف مولد مقیاس کوچک ۵۶
۱-۵-۲-بررسی نقش مولد مقیاس کوچک در تعیین سطح اتصال کوتاه و کلید ۶۲
۱-۵-۲-۱- نصب مولد به باس ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع ۶۲
۱-۵-۲-۲- تاثیر مولد موجود در فیدر بر سطح اتصال کوتاه باس ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع ۶۶
۱-۵-۲-۳- تاثیر مولد ۲۰۰ کیلووات به باس ۴۰۰ ولت ترانسفورماتور توزیع ۶۹
۱-۵-۳-بررسی شرایط یک شبکه نمونه به ازای نصب انواع مولدهای مقیاس کوچک (CHP، خورشیدی بادی) ۷۰
1-5-3-1- طرح اتصال ۱ ..... ۷۳
1-5-3-2- طرح اتصال ۲ ..... ۷۷
۱-۵-۳-۳- طرح اتصال ۳ ..... ۸۶
۱-۵-۳-۴- طرح اتصال ۴ ..... ۱۰۱
۱-۵-۳-۵- طرح اتصال ۵ ..... ۱۱۲
۱-۵-۴-نتیجه گیری ۱۱۸
۲-تعیین حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده ۱۱۹
۲-۱- مقدمه ۱۱۹
۲-۲- حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه برق به تفکیک طرح اتصال ۱۲۲

۲-۲-۱-منابع تولید پراکنده کلاس ۱ و طرح اتصال ۱ ..... ۱۲۳
۲-۲-۱-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۲۳
۲-۲-۱-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۲۶
۲-۲-۱-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۲۶
۲-۲-۲- منابع تولید پراکنده کلاس ۱ و طرح اتصال ۲ ..... ۱۲۷
۲-۲-۲-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۲۷
۲-۲-۲-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۳۰
۲-۲-۲-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۳۱
۲-۲-۳-منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح اتصال ۲ ..... ۱۳۲
۲-۲-۳-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۳۲
۲-۲-۳-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۳۵
۲-۲-۳-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۳۶
۲-۲-۴-منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح اتصال ۳ ..... ۱۳۷
۲-۲-۴-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۳۷
۲-۲-۴-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۴۱
۲-۲-۴-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۴۲
۲-۲-۵-منابع تولید پراکنده کلاس ۳ و طرح اتصال ۳ ..... ۱۴۲
۲-۲-۵-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۴۳
۲-۲-۵-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۴۵
۲-۲-۵-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۴۶
۲-۲-۶-منابع تولید پراکنده کلاس ۴ و طرح اتصال ۳ ..... ۱۴۸
۲-۲-۶-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۴۸
۲-۲-۶-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۵۱
۲-۲-۶-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازهگیری ۱۵۲
۲-۲-۷-منابع تولید پراکنده کلاس ۴ و طرح اتصال ۴ ..... ۱۵۴
۲-۲-۷-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۵۴
۲-۲-۷-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۵۶

۲-۲-۷-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازهگیری ۱۵۸
۲-۲-۸-منابع تولید پراکنده کلاس ۵ و طرح اتصال ۴ ..... ۱۶۰
۲-۲-۸-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۶۰
۲-۲-۸-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۶۲
۲-۲-۸-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازهگیری ۱۶۳
۲-۲-۹-منابع تولید پراکنده کلاس ۵ و طرح اتصال ۵ ..... ۱۶۵
۲-۲-۹-۱- حداقل تجهیزحفاظتی ۱۶۵
۲-۲-۹-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۶۷
۲-۲-۹-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازهگیری ۱۶۸
۲-۲-۱۰-نتیجه گیری ۱۷۰
۲-۲-۱۰-۱- حداقل تجهیزحفاظتی ۱۷۰
۲-۳- حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده غیراینورتری (ژنراتورهای سنکرون) به شبکه برق به تفکیک طرح اتصال ۱۷۲
۲-۳-۱- منابع تولید پراکنده کلاس ۱ و طرح اتصال ۱ ..... ۱۷۲
۲-۳-۱-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۷۳
۲-۳-۱-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۷۶
۲-۳-۱-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۷۶
۲-۳-۲-منابع تولید پراکنده کلاس ۱ و طرح اتصال ۲ ..... ۱۷۶
۲-۳-۲-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۷۷
۲-۳-۲-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۸۰
۲-۳-۲-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۸۱
۲-۳-۳-منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح اتصال ۲ ..... ۱۸۱
۲-۳-۳-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۸۲
۲-۳-۳-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۸۵
۲-۳-۳-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۸۶
۲-۳-۴-منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح اتصال ۳ ..... ۱۸۷
۲-۳-۴-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۸۷

۲-۳-۴-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۹۱
۲-۳-۴-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۹۲
۲-۳-۵-منابع تولید پراکنده کلاس ۳ و طرح اتصال ۳ ..... ۱۹۳
۲-۳-۵-۱- تجهیزات حفاظتی ۱۹۳
۲-۳-۵-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۱۹۸
۲-۳-۵-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۱۹۹
۲-۳-۶-منابع تولید پراکنده کلاس ۴ و طرح اتصال ۳ ..... ۲۰۰
۲-۳-۶-۱- تجهیزات حفاظتی ۲۰۰
۲-۳-۶-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۲۰۵
۲-۳-۶-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۲۰۵
۲-۳-۷-منابع تولید پراکنده کلاس ۴ و طرح اتصال ۴ ..... ۲۰۷
۲-۳-۷-۱- تجهیزات حفاظتی ۲۰۷
۲-۳-۷-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۲۱۲
۲-۳-۷-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۲۱۳
۲-۳-۸-منابع تولید پراکنده کلاس ۵ و طرح اتصال ۴ ..... ۲۱۴
۲-۳-۸-۱- تجهیزات حفاظتی ۲۱۵
2-3-8-2- تجهیزات قدرت و کنترلی ۲۲۰
۲-۳-۸-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۲۲۱
۲-۳-۹-منابع تولید پراکنده کلاس ۵ و طرح اتصال ۵ ..... ۲۲۲
۲-۳-۹-۱- حداقل تجهیز حفاظتی ۲۲۲
۲-۳-۹-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی ۲۲۸
۲-۳-۹-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه گیری ۲۲۹
۲-۳-۱۰-نتیجه گیری ۲۳۱
۳-سیستم زمین ۲۳۲
۳-۱- مقدمه ۲۳۲
۳-۲- نیازمندی های عمومی ۲۳۲

۳-۲-۱-سیستم چهارسیمه چند زمین یا تک زمین ۲۳۳
۳-۲-۲-سیستم سه سیم تک زمین ۲۳۴
۳-۲-۳-سیستم سه سیم ایزوله ۲۳۴
۳-۳- تاثیر منابع تولید پراکنده ۲۳۴
۳-۳-۱- اضافه ولتاژ فاز به زمین ۲۳۴
۳-۳-۲- کاهش حساسیت های تجهیزات تشخیص خطای فاز به زمین ۲۳۵
۳-۳-۳- سیستم چهارسیمه با چند نقطه زمین ۲۳۵
۳-۳-۴-سیستم چهار و سه سیمه تک زمین ۲۳۶
۳-۳-۵- سیستم سه سیم بدون زمین ۲۳۶
۳-۴- توصیه های عمومی زمین کردن منابع تولید پراکنده ۲۳۶
۳-۵-سیستم زمین نیروگاه بادی ۲۳۷
۳-۵-۱-نیازمندیهای پایه ۲۳۷
۳-۵-۲-چیدمان الکترودهای زمین ۲۳۸
۳-۵-۳-امپدانس سیستم زمین ۲۳۸
۳-۵-۴-هم بندی و هم پتانسیل سازی ۲۳۹
۳-۵-۴-۱- اطلاعات پایه ۲۳۹
۳-۵-۴-۲- همبندی صاعقه تاسیسات فلزی ۲۳۹
۳-۵-۵-عایق بندی الکتریکی سیستم حفاظت صاعقه ۲۴۰
۳-۵-۵-۱- اجزای سازنده ۲۴۰
۳-۵-۵-۲- برج لوله ای فلزی ۲۴۰
3-5-5-3- برج بتونی فلزی ۲۴۱
۳-۵-۵-۴- برج مشبک ۲۴۱
۳-۵-۵-۵- سیستم های داخل برج ۲۴۱
۳-۵-۵-۶- فوندانسیون بتنی ۲۴۱
۳-۵-۵-۷- فوندانسیون مناطق صخرهای ۲۴۲
۳-۵-۵-۸- فوندانسیون فلزی تک پایهای ۲۴۳
۳-۵-۵-۹- ابعاد و شکل الکترودها ۲۴۳

۳-۵-۵-۱۰- مزرعه بادی ۲۴۴
۳-۵-۵-۱۱- زمین کردن ژنراتور توربین بادی ۲۴۵
۳-۵-۵-۱۲- زمین کردن ترانسفورماتور ۲۴۶
۳-۶-سیستم زمین نیروگاه خورشیدی ۲۴۶
۳-۶-۱-تعاریف ۲۴۶
۳-۶-۱-۱- زمین کردن تجهیز ۲۴۷
۳-۶-۱-۲- زمین کردن سیستم ۲۴۷
۳-۶-۱-۳- اتصال زمین ۲۴۸
۳-۶-۱-۴- اتصال مستقیم به زمین ۲۴۸
۳-۶-۲- الزامات و نیازمندیه ای زمین کردن تجهیزات بر اساس NEC ۲۴۸
۳-۶-۳-زمین کردن تجهیزات-نیروگاه خورشیدی ۲۴۹
۳-۶-۳-۱- مدارات جریان مستقیم فتوولتائیک ۲۴۹
۳-۶-۳-۲- اینورترها و دیگر تجهیزات الکترونیکی ۲۵۰
۳-۶-۳-۳- هم بندی فوندانسیون ۲۵۱
۳-۶-۳-۴- زمین کردن سیستم ۲۵۱
۴-پیوست ۲۵۴
مراجع ۲۸۵

فهرست اشکال

شکل (۱-۱): ساختار مرکزی اتصال PVها ۲۱
شکل (۱-۲): ساختار MASTER-SLAVE برای اتصال PVها ۲۲
شکل (۱-۳): ساختار رشته ای اتصال PVها ۲۲
شکل (۱-۴): ساختار تیمی اتصال PV ها ۲۳
شکل (۱-۵): ساختار چندرشته ای اتصال PV ها ۲۳
شکل (۱-۶): ساختار ماژول مجتمع شده برای اتصال PV ها ۲۴
شکل (۱-۷): توپولوژی اتصال از نوع DC/DC-DC/AC با HFT ۲۶
شکل (۱-۸): توپولوژی اتصال از نوع DC/DC-DC/AC با LFT ۲۶
شکل (۱-۹): توپولوژی اتصال از نوع DC/DC-DC/AC ۲۶
شکل (۱-۱۰): توپولوژی اتصال از نوع DC/AC با LFT ۲۷
شکل (۱-۱۱): توپولوژی اتصال از نوع DC/AC ۲۷
شکل (۱-۱۲): طرح حفاظتی یک منبع با ظرفیت $P < 10kW$ سمت LV ۲۸
شکل (۱-۱۳): طرح حفاظتی یک منبع با ظرفیت $10kW < P < 20kW$ سمت LV ۳۰
شکل (۱-۱۴): طرح حفاظتی چند منبع با ظرفیت $10kW < P < 20kW$ سمت LV ۳۱
شکل (۱-۱۵): طرح حفاظتی چند منبع با ظرفیت $P \geq 20kW$ سمت LV ۳۲
شکل (۱-۱۶): طرح حفاظتی چند منبع در سمت MV و کلید واسط در سمت LV ۳۳
شکل (۱-۱۷): طرح حفاظتی چند منبع در سمت MV و کلید واسط در سمت MV ۳۴
شکل (۱-۱۸): نحوه ی اتصال ژنراتور ۲۵ مگاوات به شبکه ی فشار متوسط ۶۳ کیلو ولت ۳۵
شکل (۱-۱۹): نحوه ی اتصال ژنراتور ۲۰۰ کیلووات تا ۷ مگاوات به شبکه ی فشار متوسط خروجی ۲۰ کیلو ولت ۳۶
شکل (۱-۲۰): نحوه ی اتصال مولد سنکرون تا ۱ مگاوات به فیدر فشار ضعیف ۴۰۰ ولت ۳۷
شکل (۱-۲۱): اتصال مولد بادی به ترانسفورماتور فوق توزیع ۳۹
شکل (۱-۲۲): دسته بندی طرح اتصال بر اساس مرجع [۲۲] ۴۳
شکل (۱-۲۳): دسته بندی طرح اتصال بر اساس مرجع [۲۲] ۴۴
شکل (۱-۲۴): دسته بندی طرح اتصال بر اساس مرجع [۲۳] ۴۴
شکل (۱-۳۲): شبکه نمونه متصل به مولد مقیاس کوچک ۵۶
شکل (۱-۴۸): طرح اتصال ۱ از منابع کلاس ۱ ..... ۷۳

شکل (۱-۴۹): اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۱)..... ۷۴
شکل (۱-۵۰): بررسی تغییرات ولتاژ باس ها در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۱)- مولد سنکرون ۷۵
شکل (۱-۵۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۱)-مولد بادی..... ۷۶
شکل (۱-۵۲): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۱)-مولد خورشیدی..... ۷۷
شکل (۱-۵۳): طرح اتصال ۲ از منابع کلاس ۱ ..... ۷۸
شکل (۱-۵۴): اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۲)..... ۷۹
شکل (۱-۵۵): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۲)-مولد سنکرون ۸۰
شکل (۱-۵۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۲)-مولد بادی..... ۸۱
شکل (۱-۵۷): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۲)-مولد خورشیدی..... ۸۲
شکل (۱-۵۸): اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)..... ۸۳
شکل (۱-۵۹): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)-مولد سنکرون ۸۴
شکل (۱-۶۰): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)-مولد بادی..... ۸۵
شکل (۱-۶۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)-مولد خورشیدی..... ۸۶
شکل (۱-۶۲): طرح اتصال ۳ از منابع کلاس ۲ ..... ۸۷
شکل (۱-۶۳): اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)..... ۸۸
شکل (۱-۶۴): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-قطع مولد-مولد سنکرون..... ۸۹
شکل (۱-۶۵): بررسی تغییرات ولتاژ فرکانس و ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد سنکرون ۸۹
شکل (۱-۶۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-قطع مولد-مولد بادی..... ۹۰
شکل (۱-۶۷): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد بادی..... ۹۰
شکل (۱-۶۸): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)-مولد خورشیدی..... ۹۱
شکل (۱-۶۹): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-مولد خورشیدی..... ۹۲
شکل (۱-۷۰): اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)..... ۹۲
شکل (۱-۷۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)-قطع مولد-مولد سنکرون..... ۹۳
شکل (۱-۷۲): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد سنکرون..... ۹۴
شکل (۱-۷۳): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)-قطع مولد-مولد بادی..... ۹۵
شکل (۱-۷۴): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد بادی..... ۹۵
شکل (۱-۷۵): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)-مولد خورشیدی..... ۹۶

شکل (۱-۷۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)–مولد خورشیدی..... ۹۶
شکل (۱-۷۷): اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)..... ۹۷
شکل (۱-۷۸): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۷) به طرح اتصال (۳)–قطع مولد–مولد سنکرون..... ۹۸
شکل (۱-۷۹): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)–قطع بار–مولد سنکرون..... ۹۸
شکل (۱-۸۰): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)–قطع مولد–مولد بادی..... ۹۹
شکل (۱-۸۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)–قطع بار–مولد بادی..... ۱۰۰
شکل (۱-۸۲): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)–قطع مولد–مولد خورشیدی ۱۰۱
شکل (۱-۸۳): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)–قطع بار–مولد خورشیدی ۱۰۱
شکل (۱-۸۴): طرح اتصال ۴ از منابع کلاس ۴ ..... ۱۰۲
شکل (۱-۸۵): اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)..... ۱۰۲
شکل (۱-۸۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)–قطع مولد–مولد سنکرون..... ۱۰۳
شکل (۱-۸۷): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)–قطع بار–مولد سنکرون..... ۱۰۴
شکل (۱-۸۸): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)–قطع مولد–مولد بادی..... ۱۰۵
شکل (۱-۸۹): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)–قطع بار–مولد بادی..... ۱۰۵
شکل (۱-۹۰): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)–قطع مولد–مولد خورشیدی ۱۰۶
شکل (۱-۹۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)–قطع بار–مولد خورشیدی ۱۰۶
شکل (۱-۹۲): اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)..... ۱۰۷
شکل (۱-۹۳): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)–قطع مولد–مولد سنکرون..... ۱۰۸
شکل (۱-۹۴): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)–قطع بار–مولد سنکرون..... ۱۰۸
شکل (۱-۹۵): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)–قطع مولد–مولد بادی..... ۱۰۹
شکل (۱-۹۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)–قطع بار–مولد بادی..... ۱۱۰
شکل (۱-۹۷): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)–قطع مولد–مولد خورشیدی ۱۱۱
شکل (۱-۹۸): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)–قطع بار–مولد خورشیدی ۱۱۱
شکل (۱-۹۹): طرح اتصال ۵ از منابع کلاس ۵ ..... ۱۱۲
شکل (۱-۱۰۰): اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵) ۱۱۳
شکل (۱-۱۰۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)–قطع مولد–مولد سنکرون..... ۱۱۴
شکل (۱-۱۰۲): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)–قطع بار–مولد سنکرون..... ۱۱۴

شکل (۱-۱۰۳): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)–قطع مولد–مولد بادی ۱۱۵
شکل (۱-۱۰۴): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)–قطع بار–مولد بادی ۱۱۶
شکل (۱-۱۰۵): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)–قطع مولد–مولد خورشیدی ۱۱۷
شکل (۱-۱۰۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)–قطع بار–مولد خورشیدی ۱۱۷
شکل (۲-۱): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۱–کلاس ۱ ..... ۱۲۶
شکل (۲-۲): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۲– کلاس ۱ ..... ۱۳۰
شکل (۲-۳): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۲–کلاس ۲ ..... ۱۳۵
شکل (۲-۴): ساختار ترانسفورماتور اتصال میان DG و شبکه ۱۴۰
شکل (۲-۵): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۲–کلاس ۳ ..... ۱۴۱
شکل (۳-۱): دو روش زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک ۲۳۸
شکل (۳-۲): طول الکترود زمین بر حسب کلاس حفاظتی صاعقه و مقاومت خاک ۲۴۴
شکل (۳-۳): اتصالات زمین در یک مزرعه بادی نوعی ۲۴۵
شکل (۳-۴): دو روش زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک ۲۵۲
شکل (۳-۵): روش ترکیبی زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک ۲۵۲

فهرست جداول

جدول (۱-۱): مقایسه بین انواع توپولوژی های اتصال منابع PV براساس نحوه اتصال آرایه های PV و اینورترها ۲۴
جدول (۱-۲): دسته بندی منابع فتوولتائیک بر اساس ساختار کانورترها ۲۵
جدول (۱-۳): رله های حفاظتی به کار رفته در طرح اول ۲۸
جدول (۱-۴): رله های حفاظتی به کار رفته در طرح دوم ۳۰
جدول (۱-۵): رله های حفاظتی به کار رفته در طرح سوم ۳۱
جدول (۱-۶): رله های حفاظتی به کار رفته در طرح چهارم ۳۲
جدول (۱-۷): رله های حفاظتی به کار رفته در طرح پنجم ۳۴
جدول (۱-۸): رله های حفاظتی به کار رفته در طرح ششم ۳۵
جدول (۱-۹): نحوه ی اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه طبق مرجع [۱۶] ۳۷
جدول (۱-۱۰): تقسیم بندی اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه طبق استاندارد KWHDG-2 ..... ۳۸
جدول (۱-۱۱): سطح اتصال مولد بادی در شبکه براساس مرجع [۲۰] ۴۰
جدول (۱-۱۲): مشخصات دو مزرعه بادی براساس مرجع [۲۰] ۴۲
جدول (۱-۱۳): طبقه بندی منابع تولید پراکنده با توجه به مقادیر نامی ۴۵
جدول (۱-۱۴): طبقه بندی منابع تولید پراکنده با توجه به مقادیر نامی ۴۶
جدول (۱-۱۵):حداکثر جریان خطوط کابلی XLPE ۴۸
جدول (۱-۱۶): مشخصات الکتریکی کابل های XLPE ۴۸
جدول (۱-۱۷): حداکثر جریان خطوط هادی های هوایی ۴۹
جدول (۱-۱۸): مشخصات الکتریکی هادی های هوایی ۴۹
جدول (۱-۱۹): حداکثر توان ظاهری قابل انتقال کابلهای XLPE ۵۰
جدول (۱-۲۰): حداکثر توان ظاهری قابل انتقال خطوط هادی های هوایی ۵۰
جدول (۱-۲۱): افت ولتاژ در یک کیلومتر به ازای ۱ مگاولت آمپر برای کابلهای XLPE ۵۱
جدول (۱-۲۲): افت ولتاژ در یک کیلومتر به ازای ۱ مگاولت آمپر برای هادیهای هوایی ۵۱
جدول (۱-۲۳): افت ولتاژ در یک کیلومتر به ازای حداکثر توان ظاهری قابل عبور برای کابل های XLPE ۵۲
جدول (۱-۲۴): افت ولتاژ در یک کیلومتر به ازای حداکثر توان ظاهری قابل عبور برای هادی های هوایی ۵۲
جدول (۱-۲۵): طول حداکثر کابل های XLPE در شرایط حداکثر بار به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد ۵۳
جدول (۱-۲۶): طول حداکثر هادی های هوایی در شرایط حداکثر بار به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد ۵۳

جدول (۱-۲۷): طول حداکثر کابل های XLPE در شرایط بار 200kW به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد ۵۶
جدول (۱-۲۸): طول حداکثر هادی های هوایی در شرایط بار 200kW به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد ۵۷
جدول (۱-۲۹): طول حداکثر کابل های XLPE در شرایط بار 1000kW به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد ۵۸
جدول (۱-۳۰): طول حداکثر هادی های هوایی در شرایط بار 1000kW به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد ۵۹
جدول (۱-۳۱): طول حداکثر کابل های XLPE در شرایط بار ۷ مگاوات به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد ۶۰
جدول (۱-۳۲): طول حداکثر هادی های هوایی در شرایط بار ۷ مگاوات به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد ۶۱
جدول (۱-۳۳): حداقل امپدانس اتصال کوتاه ترانس های فوق توزیع ۶۲
جدول (۱-۳۴): مقدار جریان اتصال کوتاه وحداقل کلید انتخابی کلید برای ظرفیت های مختلف پست فوق توزیع ۶۳
جدول (۱-۳۵): مشخصات ژنراتورهای مختلف و تراسفورماتورهای مختلف و جریان اتصال کوتاه ۶۴
جدول (۱-۳۶): مجموعه های ژنراتور با فرض محدودیت ۲۵ مگاولت آمپر ۶۵
جدول (۱-۳۷): ظرفیت جدید اتصال کوتاه برای ژنراتورها و پست های فوق توزیع ۶۵
جدول (۱-۳۸): مشخصات و جریان اتصال کوتاه ژنراتور نمونه ۶۶
جدول (۱-۳۹): سطح اتصال پست های توزیع و تعداد مولد های قابل نصب و جریان اتصال کوتاه پس از نصب ۶۶
جدول (۱-۴۰): مشخصات مولد نصب شده در طول فیدر ۶۸
جدول (۱-۴۱): تفاوت مقادیر جریان اتصال کوتاه مولد در دو حالت در داخل فیدر و در باس بار ۶۸
جدول (۱-۴۲): مشخصات مولد 200kW و جریان اتصال کوتاه ۶۹
جدول (۱-۴۳): مشخصات ترانسفورماتورهای فوق توزیع و سطح اتصال کوتاه سه فاز شبکه ۷۱
جدول (۱-۴۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱)–مولد سنکرون ۷۴
جدول (۱-۴۵): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱)–مولد سنکرون ۷۵
جدول (۱-۴۶): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱)–مولد بادی ۷۵
جدول (۱-۴۷): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱)–مولد بادی ۷۶
جدول (۱-۴۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱) – مولد خورشیدی ۷۶
جدول (۱-۴۹): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱) – مولد خورشیدی ۷۷
جدول (۱-۵۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲)– مولد سنکرون ۷۹
جدول (۱-۵۱): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲)– مولد سنکرون ۸۰
جدول (۱-۵۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲) – مولد بادی ۸۰
جدول (۱-۵۳): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲)– مولد بادی ۸۱

جدول (۱-۵۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲) – مولد خورشیدی ۸۱
جدول (۱-۵۵): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲)- مولد بادی..... ۸۲
جدول (۱-۵۶): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲)- مولد سنکرون ۸۳
جدول (۱-۵۷): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲)- مولد سنکرون..... ۸۴
جدول (۱-۵۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲) – مولد بادی..... ۸۴
جدول (۱-۵۹): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲)- مولد بادی..... ۸۵
جدول (۱-۶۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲) – مولد خورشیدی ۸۵
جدول (۱-۶۱): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲)- مولد بادی ۸۶
جدول (۱-۶۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳)- مولد سنکرون ۸۸
جدول (۱-۶۳): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳)- مولد سنکرون..... ۸۸
جدول (۱-۶۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳) – مولد بادی..... ۸۹
جدول (۱-۶۵): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳)- مولد بادی..... ۹۰
جدول (۱-۶۶): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳) – مولد خورشیدی ۹۱
جدول (۱-۶۷): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳)- مولد بادی..... ۹۱
جدول (۱-۶۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳)- مولد سنکرون ۹۳
جدول (۱-۶۹): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳)- مولد سنکرون..... ۹۳
جدول (۱-۷۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳) – مولد بادی..... ۹۴
جدول (۱-۷۱): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳)- مولد بادی..... ۹۴
جدول (۱-۷۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳) – مولد خورشیدی ۹۵
جدول (۱-۷۳): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳)- مولد خورشیدی ۹۶
جدول (۱-۷۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳) – مولد سنکرون ۹۷
جدول (۱-۷۵): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳) – مولد سنکرون..... ۹۸
جدول (۱-۷۶): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳) – مولد بادی..... ۹۹
جدول (۱-۷۷): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳)- مولد بادی..... ۹۹
جدول (۱-۷۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳) – مولد خورشیدی ۱۰۰
جدول (۱-۷۹): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳)- مولد خورشیدی ۱۰۰
جدول (۱-۸۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۴)..... ۱۰۳

جدول (۱-۸۱): بارگذاری ترانس (kV)۶۳/۲۰ در کلاس (۴) طرح اتصال (۴) ۱۰۳
جدول (۱-۸۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۴) ۱۰۴
جدول (۱-۸۳): بارگذاری ترانس (kV)۶۳/۲۰ در کلاس (۴) طرح اتصال (۴) ۱۰۴
جدول (۱-۸۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۴) ۱۰۵
جدول (۱-۸۵): بارگذاری ترانس (kV)۶۳/۲۰ در کلاس (۴) طرح اتصال (۴) ۱۰۶
جدول (۱-۸۶) :پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس(۵) در طرح (۴) ۱۰۷
جدول (۱-۸۷) : بارگذاری ترانس (kV)۶۳/۲۰ در کلاس (5) طرح اتصال (۴) ۱۰۸
جدول (۱-۸۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۵) در طرح (۴) ۱۰۹
جدول (۱-۸۹): بارگذاری ترانس (kV)۶۳/۲۰ در کلاس (۵) طرح اتصال (۴) ۱۰۹
جدول (۱-۹۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۵) در طرح (۴) ۱۱۰
جدول (۱-۹۱): بارگذاری ترانس (kV)۶۳/۲۰ در کلاس (۵) طرح اتصال (۴) ۱۱۰
جدول (۱-۹۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۵) در طرح (۵) ۱۱۳
جدول (۱-۹۳) : بارگذاری ترانس (kV)۶۳/۲۰ در کلاس(۵) طرح اتصال(۵) ۱۱۳
جدول (۱-۹۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس کلاس (۵) طرح اتصال (۵) ۱۱۵
جدول (۱-۹۵): بارگذاری ترانس (kV)۶۳/۲۰ در کلاس (۵) طرح اتصال (۵) ۱۱۵
جدول (۱-۹۵): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۵) در طرح (۵) ۱۱۶
جدول (۲-۱): شماره کد ANSI رله های مورد استفاده ۱۲۲
جدول (۲-۲): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۱– با بار محلی ۱۲۵
جدول (۲-۳): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۱– بدون بار محلی ۱۲۵
جدول (۲-۴): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۱) طرح (۱) ۱۲۷
جدول (۲-۵): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۲– با بار محلی ۱۲۹
جدول (۲-۶): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۲–بدون بار محلی ۱۲۹
جدول (۲-۷): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۱) طرح (۲) ۱۳۱
جدول (۲-۸): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۲– با بار محلی ۱۳۴
جدول (۲-۹): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۲–بدون بار محلی ۱۳۴

جدول (۲-۱۰): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۲) طرح (۲) ۱۳۶
جدول (۲-۱۱): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال۳-با بار محلی ۱۳۹
جدول (۲-۱۳): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۲) طرح (۳) ۱۴۲
جدول (۲-۱۴): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس۳ و طرح اتصال ۳- با بار محلی ۱۴۵
جدول (۲-۱۵): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس۳ و طرح اتصال ۳-بدون بار محلی ۱۴۵
جدول (۲-۱۶): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۳) طرح (۳) ۱۴۸
جدول (۲-۱۷): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۴ و طرح اتصال۳ ..... ۱۵۰
جدول (۲-۱۸): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۴) طرح (۳) ۱۵۴
جدول (۲-۱۹): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۴ و طرح اتصال ۴ ..... ۱۵۶
جدول (۲-۲۰): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۴) طرح (۴) ۱۶۰
جدول (۲-۲۱): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۵ و طرح اتصال ۴ ..... ۱۶۱
جدول (۲-۲۲): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۵) طرح (۴) ۱۶۵
جدول (۲-۲۳): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۵ و طرح اتصال ۵ ..... ۱۶۶
جدول (۲-۲۴): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۵) طرح (۵) ۱۷۰
جدول (۲-۲۵): حداقل تجهیزات حفاظتی الزامی مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری در کلاس ها و طرح های مختلف. ۱۷۰
جدول (۲-۲۶): حداقل تجهیزات اندازه گیری مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری در کلاس ها و طرح های مختلف..... ۱۷۱
جدول (۲-۲۷): حداقل تجهیزات مانیتورینگ مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری در کلاس ها و طرح های مختلف ۱۷۱
جدول (۲-۲۸): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری در کلاس ها و طرح های مختلف ۱۷۱
جدول (۲-۲۹): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۱- با بار محلی ۱۷۴
جدول (۲-۳۰): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۱- بدون بار محلی ۱۷۵

جدول (۲-۳۱): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۱) طرح (۱) ۱۷۶
جدول (۲-۳۲): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۲- با بار محلی ۱۷۸
جدول (۲-۳۳): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۲- بدون بار محلی ۱۷۹
جدول (۲-۳۴): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۱) طرح (۲) ۱۸۱
جدول (۲-۳۵): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۲- با بار محلی ۱۸۳
جدول (۲-۳۶): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۲- بدون بار محلی ۱۸۵
جدول (۲-۳۷): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۲) طرح (۲) ۱۸۷
جدول (۲-۳۸): حداقل حفاظت های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۳- با بار محلی ۱۸۹
جدول (۲-۳۹): حداقل حفاظتهای مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۳- بدون بار محلی ۱۹۰
جدول (۲-۴۰): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۲) طرح (۳) ۱۹۳
جدول (۲-۴۱): حداقل حفاظت های مورد نیاز اتصال ۳ از منابع کلاس ۳-با بار محلی ۱۹۵
جدول (۲-۴۲): حفاظت های مورد نیاز اتصال ۳ از منابع کلاس ۳-بدون بار محلی ۱۹۷
جدول (۲-۴۳): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۳) طرح (۳) ۲۰۰
جدول (۲-۴۴): حداقل حفاظت های مورد نیاز اتصال ۳ از منابع کلاس ۴ ..... ۲۰۳
جدول (۲-۴۵): حفاظت های مورد استفاده برای مولد بادی ۲۰۵
جدول (۲-۴۶): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۴) طرح (۳) ۲۰۷
جدول (۲-۴۷): حفاظت های مورد نیاز اتصال ۴ از منابع کلاس ۴ ..... ۲۰۸
جدول (۲-۴۸): حفاظت های مورد استفاده برای مولد بادی ۲۱۱
جدول (۲-۴۹): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۴) طرح (۴) ۲۱۴
جدول (۲-۵۰): حداقل حفاظت های مورد نیاز اتصال ۴ از منابع کلاس ۵ ..... ۲۱۶
جدول (۲-۵۱): حفاظت های مورد استفاده برای مولد بادی ۲۱۹
جدول (۲-۵۲): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۵) طرح (۴) ۲۲۲
جدول (۲-۵۳): حداقل حفاظت های مورد نیاز اتصال ۵ از منابع کلاس ۵ ..... ۲۲۴
جدول (۲-۵۴): حفاظت های مورد استفاده برای مولد بادی ۲۲۸
جدول (۲-۵۵): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۵) طرح (۵) ۲۳۰
جدول (۲-۵۶): حداقل تجهیزات حفاظتی الزامی مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده غیر اینورتری در کلاسها و طرحهای مختلف ۲۳۱
جدول (۳-۱): توصیه های عمومی سیستم زمین مولد تولید پراکنده بر اساس استاندارد IEEE1547 ..... ۲۳۶

جدول (۳-۲):حداقل سطح هادی اتصال دهنده شمش و میله ها به یکدیگر ۲۴۰
جدول (۳-۳): حداقل سطح هادی اتصال دهنده تاسیسات فلزی داخلی به شمش و میله ها..... ۲۴۰

۱- بررسی نحوه اتصال منابع تولید پراکنده مختلف به شبکه

۱-۱- مقدمه

منابع تولید پراکنده مختلف اعم از CHP، بادی، خورشیدی و ... بسته به میزان توان تولیدی و دیگر مشخصات آن‌ها لازم است به نقاط مشخصی از شبکه متصل شوند. اتصال مناسب این منابع بر اساس مقدار توان تولیدی و دیگر پارامترهای تاثیرگذار باعث اطمینان از عدم ایجاد مشکلاتی برای شبکه از قبیل اضافه ولتاژ، اضافه جریان، مسائل کیفیت توان و غیره می‌شود. به همین دلیل در ادامه به بررسی و تحلیل اتصال انواع مختلف منابع تولید پراکنده به شبکه پرداخته می‌شود. ابتدا دسته‌بندی منابع تولید پراکنده اینورتری (مانند فتوولتاییک) در اتصال به شبکه بررسی می‌شود. سپس توضیحات مربوط به منابع تولید پراکنده غیراینورتری و هم‌چنین منابع بادی نیز آورده خواهد شد.

۱-۲- منابع تولید پراکنده فتوولتائیک (منابع اینورتری)

۱-۲-۱-دسته‌بندی براساس نحوه اتصال آرایه‌های PV و اینورترها

منابع PV براساس نحوه اتصال آرایه‌های خود به اینورترها دارای ساختارهای مختلفی هستند. در ادامه این ساختارها مورد بررسی قرار می‌گیرند.

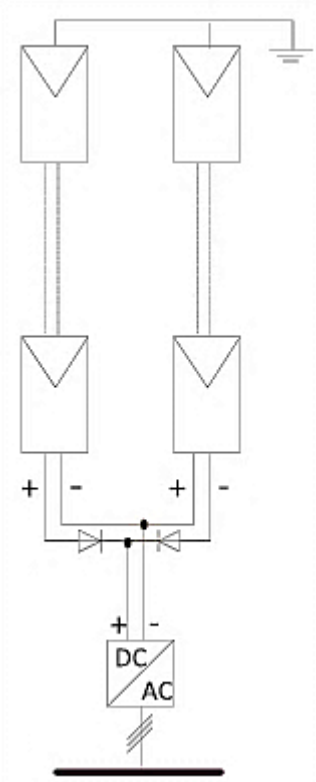
۱-۲-۱-۱- توپولوژی مرکزی

نحوه اتصال در توپولوژی مرکزی[1] در شکل (۱-۱) نشان داده شده است. همان‌طور که از این شکل مشخص است، در این طرح تعداد زیادی پنل PV تنها به یک اینورتر متصل می‌شوند. به هریک از شاخه‌های شکل (۱-۱) یک رشته از پنل‌های PV گفته می‌شود که بصورت سری با هم قرار گرفته‌اند.

این روش یکی از متداول‌ترین روش‌های اتصال منابع فتوولتائیک به شبکه است. این روش برای منابع تولید پراکنده با توان بالا مورد استفاده قرار می‌گیرد. مهمترین مزیت این توپولوژی هزینه پایین آن در مقایسه با سایر روش‌های اتصال است، زیرا فقط از یک اینورتر استفاده می‌کند. به همین دلیل دارای قابلیت اطمینان پایینی است. هم‌چنین به‌دلیل استفاده از تنها یک اینورتر و محدودیت آن در تعقیب[2] خورشید، این روش دارای تلفات انرژی بالایی هم هست. مراجع [۱-۷] مطالعاتی هستند که این روش را پیشنهاد نموده‌اند.

[1] Central Server

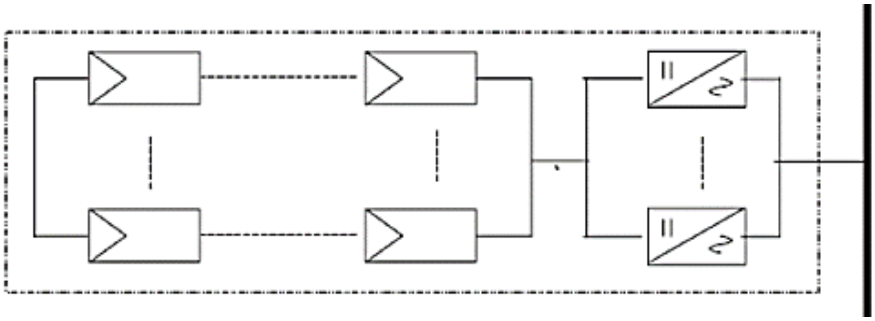
[2] Tracking



شکل (۱-۱): ساختار مرکزی اتصال PVها

۱-۲-۱-۲- توپولوژی Master-Slave (تابع- پیرو)

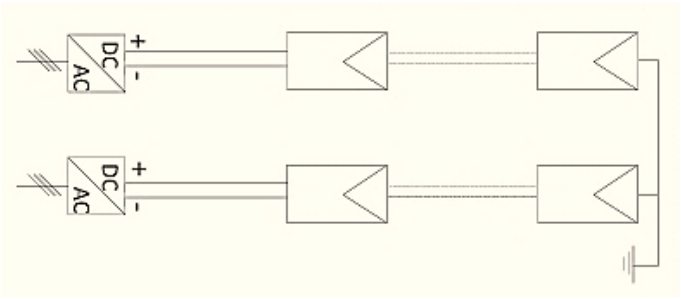
هدف اصلی از معرفی این توپولوژی افزایش قابلیت اطمینان توپولوژی مرکزی است. در این توپولوژی تعدادی اینورتر موازی به آرایه‌ها متصل می‌شوند و تعدادی اینورتر هم قرار داده می‌شوند تا اگر یکی از اینورترها از مدار خارج شد، سایر اینورترها بتوانند انتقال توان ماکزیمم PV را انجام دهند. مهمترین مزیت این استراتژی افزایش قابلیت اطمینان سیستم است. تعداد اینورترهای پشتیبان براساس شدت تابش نور خورشید تعیین می‌شود. این ساختار می‌تواند موجب افزایش طول عمر اینورترها و در نتیجه افزایش بازده سیستم نیز شود. اما هزینه این ساختار بسیار گران‌تر از ساختار مرکزی است. شکل (۱-۲) ساختار این توپولوژی را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است این ساختار در مراجع [۳, ۸] پیشنهاد شده است.



شکل (۱-۲): ساختار Master-Slave برای اتصال PVها

۱-۲-۱-۳- توپولوژی رشته‌ای

در توپولوژی رشته‌ای[1] هر رشته از PV ها به یک اینورتر متصل می‌شود. بنابراین قابلیت اطمینان سیستم بالا است. با توجه به آنکه هر رشته به‌طور جداگانه می‌تواند بر روی ماکزیمم MPPT خود کار کند، لذا تلفات این ساختار بسیار کم است. این ساختار قابلیت انعطاف طراحی را افزایش می‌دهد چراکه برای اضافه کردن ظرفیت سیستم تنها کافی است رشته جدید با اینورتر مربوط به خود به سیستم اضافه شود. بطور معمول هر رشته می‌تواند ظرفیتی در حدود ۲ الی ۳ کیلووات را داشته باشد. مهمترین عیب این روش افزایش هزینه‌های آن به‌دلیل افزایش تعداد اینورترهای سیستم است. نحوه اتصال در این توپولوژی در شکل (۱-۳) نشان داده شده است. این ساختار در مطالعات [۱-۳, ۹, ۱۰] پیشنهاد شده است.



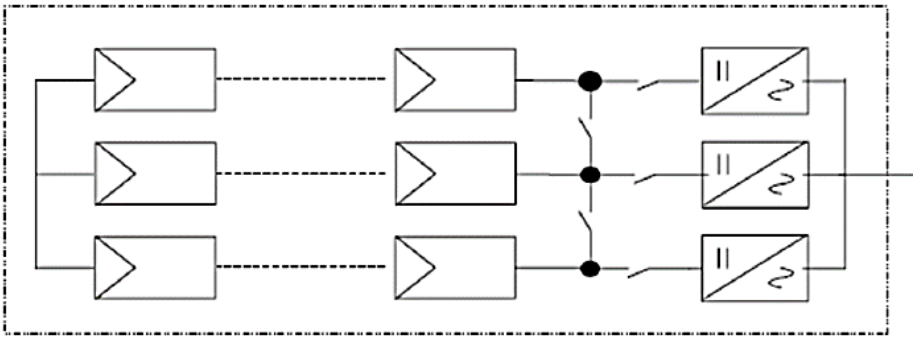
شکل (۱-۳): ساختار رشته‌ای اتصال PVها

۱-۲-۱-۴- توپولوژی تیمی

این توپولوژی که برای سیستم‌های PV بزرگ، کاربرد ترکیبی از توپولوژی رشته‌ای و توپولوژی Master-Slave است. در شدت تابش پایین کلیه آرایه‌های PV به یک اینورتر متصل می‌شوند. اما در شدت تابش بالا، هرچند PV با

[1] String topology

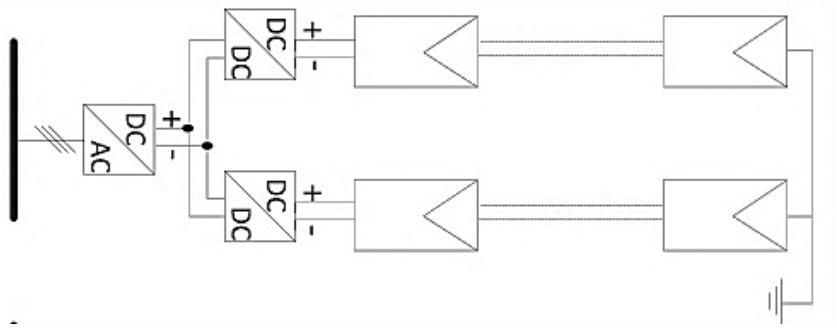
هم ترکیب شده و یک رشته کوچک را تشکیل می‌دهند و به یک اینورتر وصل می‌شوند. در این ساختار هر رشته توسط کنترلر MPPT خودش کار می‌کند. ساختار توپولوژی تیمی در شکل (۱-۴) نشان داده شده است [۱۱].



شکل (۱-۴): ساختار تیمی اتصال PV ها

۱-۲-۱-۵- توپولوژی چند رشته‌ای[1]

در این طرح که در شکل (۱-۵) ارائه شده است، هر رشته PV به یک کانورتر DC-DC برای داشتن بیشترین مقدار MPPT و دامنه ولتاژ متصل می‌شود و سپس هر ۴ یا ۵ کانورتر DC-DC به یک اینورتر متصل می‌شوند. این توپولوژی مزایای دو روش مرکزی و رشته‌ای را بطور همزمان دارد. هرچند قابلیت اطمینان این روش در مقایسه با توپولوژی رشته‌ای کمتر است و به‌دلیل استفاده از کانورترهای DC-DC تلفات آن بالاتر از سایر روش‌ها است. این ساختار توسط مطالعات [۱, ۳, ۴, ۹] پیشنهاد شده است.



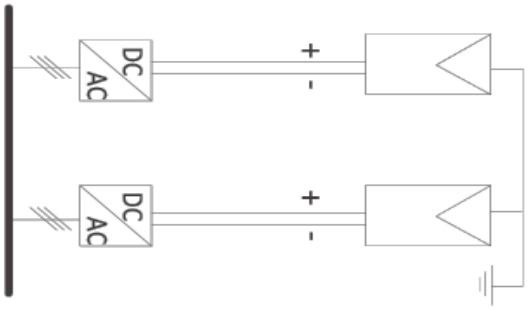
شکل (۱-۵): ساختار چندرشته‌ای اتصال PV ها

[1] Multistring

۱-۲-۱-۶- توپولوژی ماژولار

این توپولوژی مدرن‌ترین توپولوژی پیشنهادی در مطالعات برای اتصال منابع PV به شبکه است. در توپولوژی ماژولار[1]، هر پنل PV به یک اینورتر متصل شده است. این توپولوژی دارای مزایای زیادی است. برای مثال به‌دلیل کاهش نقاط سایه، دارای تلفات بسیار کم است. همچنین مانیتورینگ بسیار خوب ماژول‌ها به‌هنگام خرابی و قابلیت انعطاف طراحی آرایه‌ها از دیگر مزایای این طرح است.

این توپولوژی برای رنج توانی حداکثر ۵۰۰ وات مناسب است و هزینه آن نیز بسیار بالاست. عمر مفید اینورترها در این طرح بسیار پایین است، دلیل این مسئله آن است که در این طرح اینورترها در فضای باز نصب می‌شوند و براساس تنش‌های حرارتی عمر مفیدشان کاهش می‌یابد. این توپولوژی در شکل (۱-۶) آورده شده است [۱،۳،۹].



شکل (۱-۶): ساختار ماژول مجتمع‌شده برای اتصال PV ها

۱-۲-۱-۷- مشخصات الکتریکی توپولوژی‌های معرفی شده

جدول (۱-۱) مشخصات الکتریکی هریک از توپولوژی‌های معرفی شده را بیان می‌کند [۱۲, ۱۳].

جدول (۱-۱): مقایسه بین انواع توپولوژی‌های اتصال منابع PV براساس نحوه اتصال آرایه‌های PV و اینورترها

توپولوژی	توان (kW)	Vin-DC (V)	Vout-AC (V)	فرکانس (Hz)
مرکزی	۱۰۰ – ۱۵۰۰	۴۰۰ – ۱۰۰۰	۲۷۰ – ۴۰۰	۵۰و ۶۰
Master-Slave	۱۰۰ – ۱۵۰۰	۴۰۰ – ۱۰۰۰	۲۷۰- ۴۰۰	۵۰و ۶۰
رشته‌ای	۰/۴ – ۵	۲۰۰ – ۵۰۰	۱۰۰ – ۲۳۰	۵۰و ۶۰
تیمی	۱۰۰ – ۱۵۰۰	۴۰۰ – ۱۰۰۰	۲۷۰ – ۴۰۰	۵۰و ۶۰
چندرشته‌ای	۲- ۳۰	۲۰۰ – ۸۰۰	۲۷۰ – ۴۰۰	۵۰و ۶۰
ماژولار	۰/۴ – ۰/۶	۲۰ – ۱۰۰	۱۰۰ – ۲۳۰	۵۰و ۶۰

[1] Modulare topology

۱-۲-۲-دسته‌بندی براساس ساختار کانورترها جهت اتصال به شبکه

براساس این‌که سیستم فتولتائیک چگونه به سیستم AC متصل می‌شود، مطالعه [۱۴] توپولوژی‌های مختلفی را پیشنهاد نموده است. این توپولوژی‌ها در جدول (۱-۲) دسته‌بندی شده‌اند.

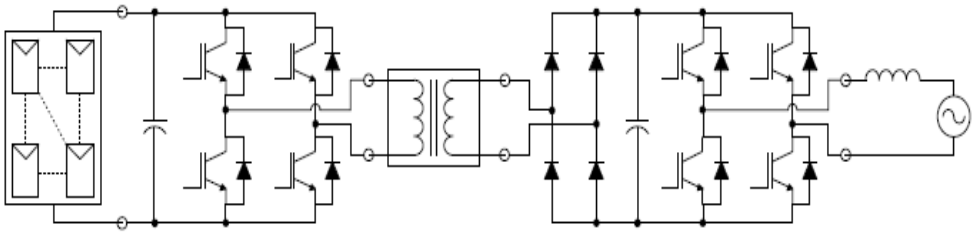
جدول (۱-۲): دسته‌بندی منابع فتوولتائیک بر اساس ساختار کانورترها

	با وجود کانورتر DC-DC			**بدون وجود کانورتر DC-DC**	
	با ایزولاسیون		**بدون ایزولاسیون**	**با ایزولاسیون**	بدون ایزولاسیون
توپولوژی	**DC/DC-DC/AC با HFT**	**DC/DC-DC/AC با LFT**	**DC/DC-DC/AC**	**DC/AC با LFT**	**DC/AC**
مثال	شکل (۱-۷)	شکل (۱-۸)	شکل (۱-۹)	شکل (۱-۱۰)	شکل (۱-۱۱)
ایزولاسیون	بلی	بلی	جریان نشتی به زمین باید کنترل شود	بلی	جریان نشتی به زمین باید کنترل شود
مقدار جریان DC تزریق شده به شبکه AC	باید کنترل شود	صفر است	باید کنترل شود	صفر است	باید کنترل شود
طراحی	پیچیده	متوسط	متوسط	آسان	آسان
MPPT	پیاده‌سازی شده در کانورتر DC/DC	پیاده‌سازی شده در کانورتر DC/DC	پیاده‌سازی شده در کانورتر DC/DC	پیاده‌سازی شده در کانورتر DC/DC	پیاده‌سازی شده در کانورتر DC/DC
رنج توان	متوسط- بالا	بالا	متوسط-بالا	بالا	کم
بازده	خوب	متوسط	خوب	خوب	عالی
نوع ترانسفورماتور	عدم استفاده از ترانس‌های معمولی- حجم و وزن پایین	ترانس‌های معمولی- حجم و وزن بالا	بدون ترانس	ترانس‌های معمولی- حجم و وزن بالا	بدون ترانس

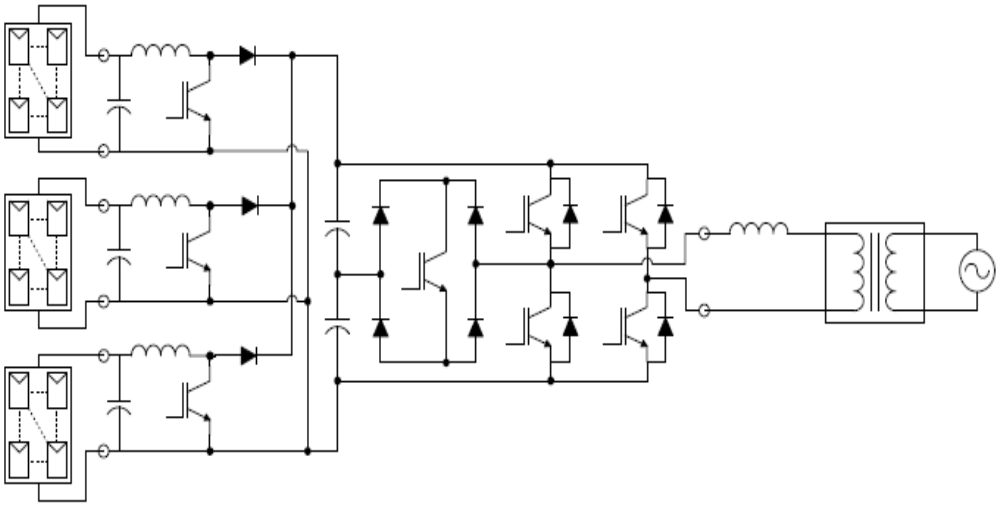
لازم به ذکر است در جدول (۱-۲) منظور از HFT[1]، همان ترانسفورماتورهای فرکانس بالا هستند که به دلیل بالاتر بودن فرکانس در این ترانس‌ها، لذا حجم و وزن آن‌ها نسبت به ترانس‌های معمولی کمتر است. به همین ترتیب منظور از LFT[2] نیز ترانس‌های فرکانس پایین (ترانس‌های معمولی) است.

[1] High Frequency Transformer

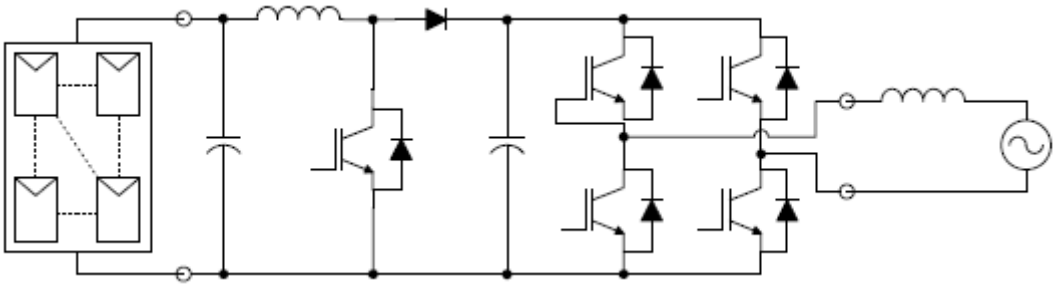
[2] Low Frequency Transformer



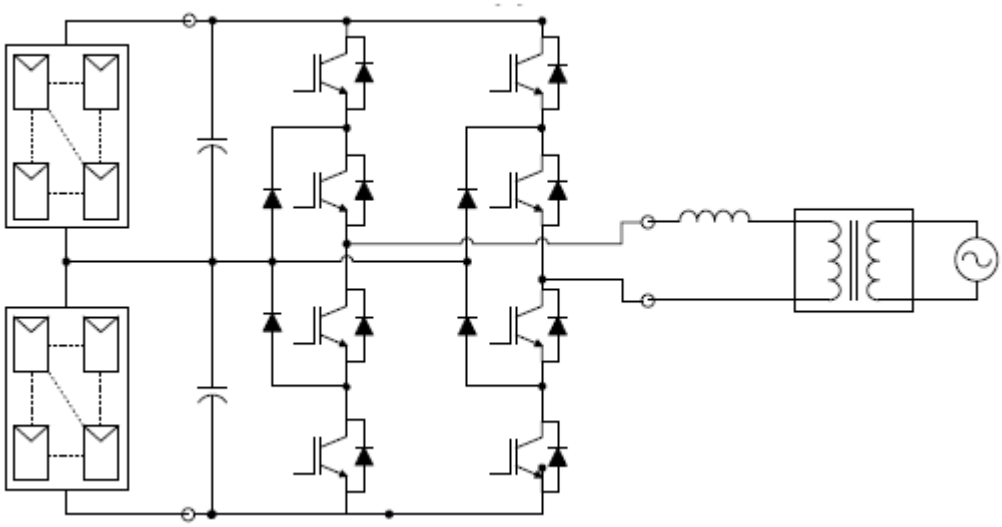
شکل (۱-۷): توپولوژی اتصال از نوع DC/DC-DC/AC با HFT



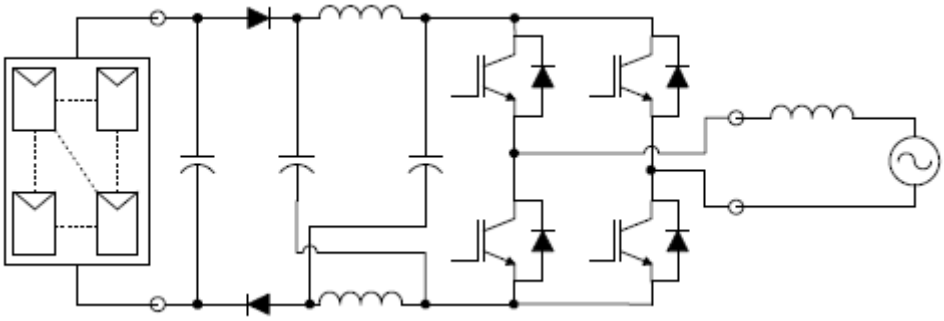
شکل (۱-۸): توپولوژی اتصال از نوع DC/DC-DC/AC با LFT



شکل (۱-۹): توپولوژی اتصال از نوع DC/DC-DC/AC



شکل (۱-۱۰): توپولوژی اتصال از نوع DC/AC با LFT



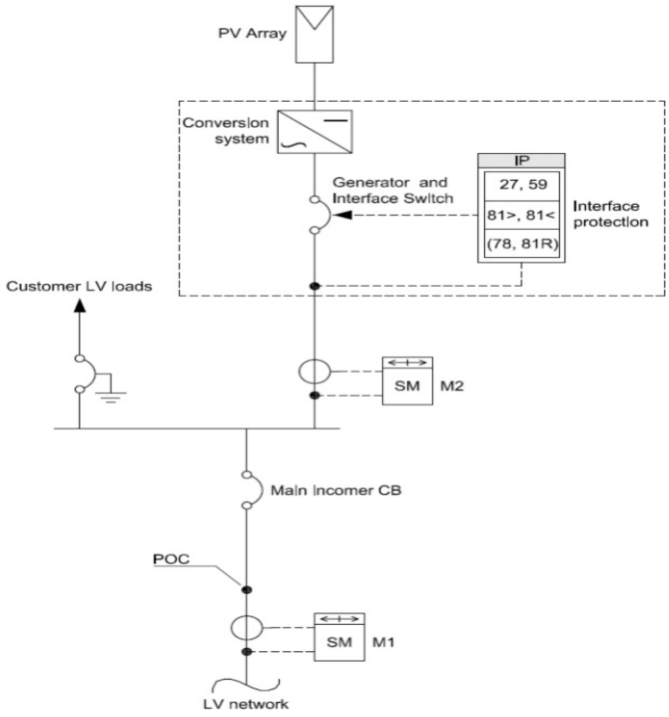
شکل (۱-۱۱): توپولوژی اتصال از نوع DC/AC

۱-۲-۳-دسته‌بندی براساس توان تولیدی

مطالعه [۱۵] منابع PV را براساس توان تولیدی آنها به پنج دسته تقسیم می‌کند. این دسته‌بندی و ملزومات حفاظتی آن‌ها در ادامه بررسی می‌شود.

۱-۲-۳-۱- طرح اول: یک منبع فتوولتائیک با ظرفیت $P<10kW$ سمت LV

طرح حفاظتی اتصال برای طرح اول در شکل (۱-۱۲) آورده شده است.



شکل (۱-۱۲): طرح حفاظتی یک منبع با ظرفیت $P<10kW$ سمت LV

حفاظت‌های به کار رفته در این طرح به همراه کد استاندارد آن در جدول (۱–۳) آورده شده است.

جدول (۱-۳): رله‌های حفاظتی به کار رفته در طرح اول

رله‌های استفاده شده	کد استاندارد (ANSI code)
رله اضافه ولتاژ	۵۹
رله کاهش ولتاژ	۲۷
رله اضافه فرکانس	۸۱>
رله کاهش فرکانس	۸۱<
رله شیفت فاز	۷۸
رله ROCOF	۸۱R

همان‌طور که مشخص است در این طرح (و در کلیه طرح‌های بعدی) از یک کلید واسط (Interface Switch) استفاده شده است. این کلید دو کاربرد زیر را خواهد داشت:

- جدا نمودن منبع فتوولتائیک از شبکه اصلی
- جلوگیری از اتصال منبع فتوولتائیک به شبکه در هنگام ریکلوز نمودن بر روی خطای رخ داده

تفاوت کلید واسط در این طرح و طرح‌های بعدی در این است که در این طرح کلید واسط در اینورتر منبع ادغام شده است ولی در طرح‌های بعدی به این صورت نیست و کلید واسط جدا از اینورتر است.

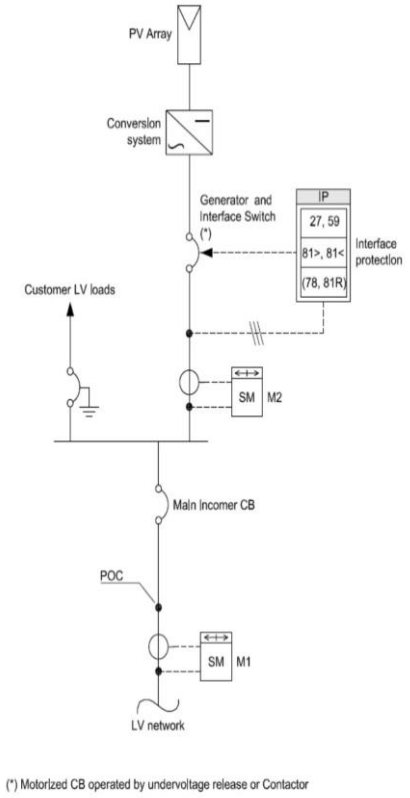
بطور کلی کلید واسط زمانی‌که منبع فتوولتائیک سمت فشار ضعیف (LV) وصل شده است باید شامل موارد زیر باشد:

- بریکر اتوماتیک یا یک قطع‌کننده[1] باشد که هنگام under voltage عمل کند.
- کنتاکتور ominpolar A3

۱-۲-۳-۲- طرح دوم: یک منبع فتوولتائیک با ظرفیت $10kW < P < 20kW$ سمت LV

این طرح در شکل (۱-۱۳) ارائه شده است. همانطور که قبلا هم ذکر شد در این طرح کلید واسط خارج از مبدل اینورتر است.

[1] Disconnector



شکل (۱-۱۳): طرح حفاظتی یک منبع با ظرفیت $10kW < P < 20kW$ سمت LV

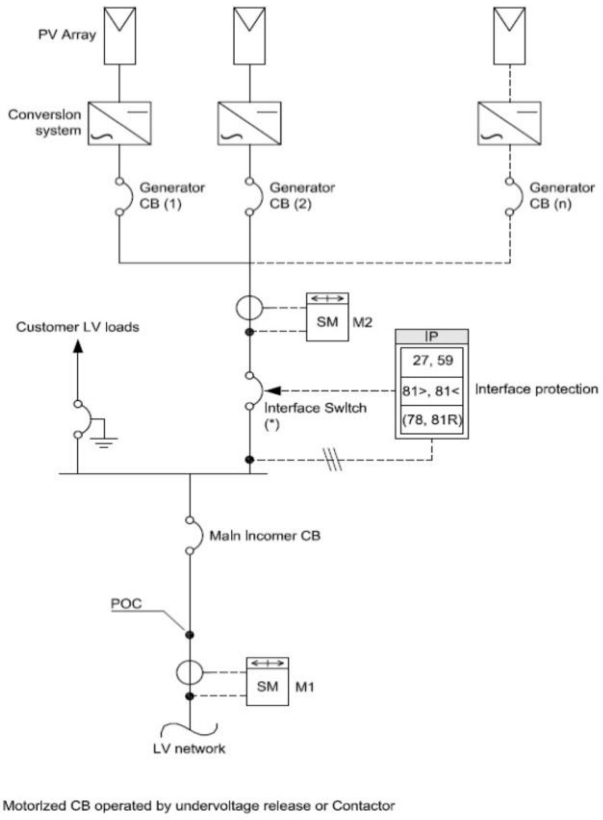
حفاظت‌های به کار رفته در این طرح به همراه کد استاندارد آن در جدول (۱-۴) آورده شده است.

جدول (۱-۴): رله‌های حفاظتی به کار رفته در طرح دوم

رله‌های استفاده شده	کد استاندارد (ANSI code)
رله اضافه ولتاژ	۵۹
رله کاهش ولتاژ	۲۷
رله اضافه فرکانس	۸۱>
رله کاهش فرکانس	۸۱<
رله شیفت فاز	۷۸
رله ROCOF	۸۱R

۱-۲-۳-۳- طرح سوم: چند منبع فتوولتائیک با ظرفیت $10kW < P < 20kW$ سمت LV

نحوه اتصال و ملزومات حفاظتی طرح سوم (۱-۱۴) ارائه شده است.



شکل (۱-۱۴): طرح حفاظتی چند منبع با ظرفیت $10kW < P < 20kW$ سمت LV

حفاظت‌های به کار رفته در این طرح به همراه کد استاندارد آن در جدول (۱–۵) آورده شده است.

جدول (۱-۵): رله‌های حفاظتی به کار رفته در طرح سوم

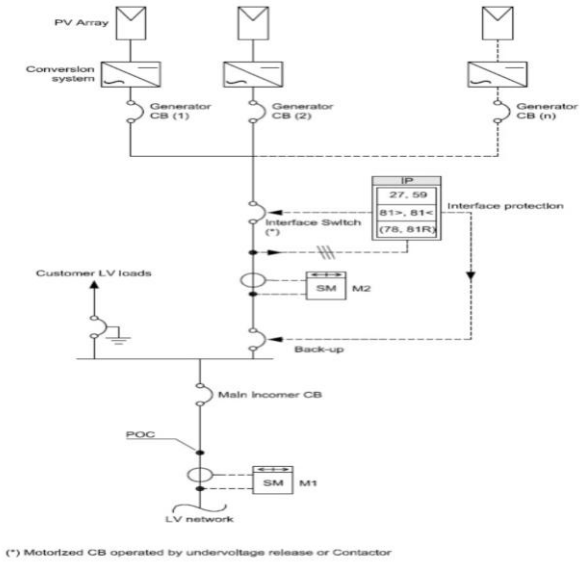
رله‌های استفاده شده	کد استاندارد (ANSI code)
رله اضافه ولتاژ	۵۹
رله کاهش ولتاژ	۲۷
رله اضافه فرکانس	۸۱>
رله کاهش فرکانس	۸۱<
رله شیفت فاز	۷۸
رله ROCOF	۸۱R

همان‌طور که مشخص است این طرح از چندین منبع فتوولتائیک تشکیل شده است. در طرح دوم تنها یک سیستم حفاظت و یک کلید واسط نیاز بود، اما در این طرح به‌دلیل حضور چندین منبع فتوولتائیک، امکان حضور چندین سیستم حفاظت که هریک به یک کلید واسط فرمان دهند، وجود دارد. هرچند پیشنهاد می‌شود یک گیت OR بین سیستم‌های

حفاظت قرار داده شود تا اگر تنها یک سیستم حفاظت شرایط غیر عادی را تشخیص داد، سایر سیستم‌های حفاظت نیز دستور قطع را ارسال کنند.

۱-۲-۳-۴- طرح چهارم: چند منبع فتوولتائیک با ظرفیت $P \geq 20kW$ سمت LV

نحوه اتصال و ملزومات حفاظتی طرح چهارم در شکل (۱-۱۵) ارائه شده است.



شکل (۱-۱۵): طرح حفاظتی چند منبع با ظرفیت $P \geq 20kW$ سمت LV

حفاظت‌های به کار رفته در این طرح به همراه کد استاندارد آن در جدول (۱-۶) آورده شده است.

جدول (۱-۶): رله‌های حفاظتی به کار رفته در طرح چهارم

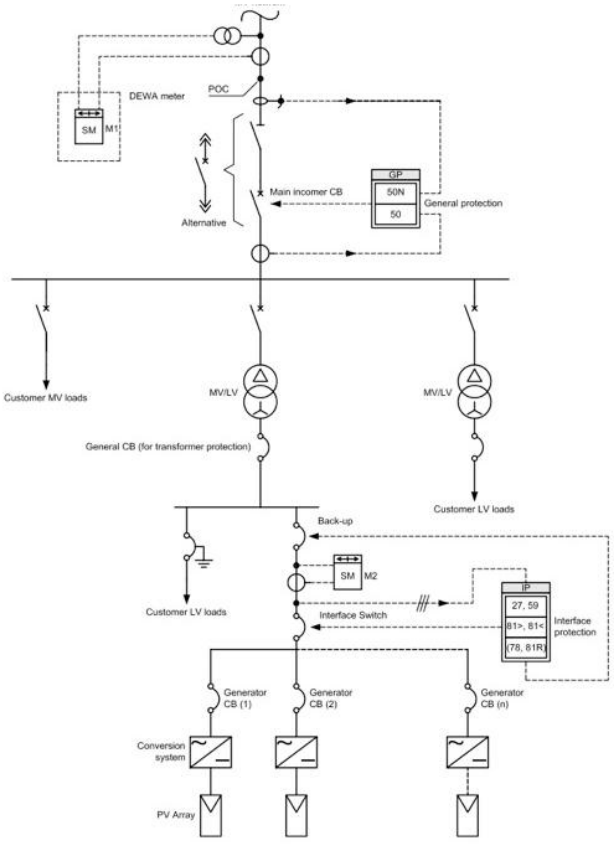
رله‌های استفاده شده	کد استاندارد (ANSI code)
رله اضافه ولتاژ	۵۹
رله کاهش ولتاژ	۲۷
رله اضافه فرکانس	۸۱>
رله کاهش فرکانس	۸۱<
رله شیفت فاز	۷۸
رله ROCOF	۸۱R

همان‌طور که مشخص است در این طرح از یک کلید پشتیبان برای کلید واسط اصلی (که در طرح‌های قبلی هم بود)، استفاده شده است. کلید پشتیبان به دو صورت عمل می‌کند:

- همزمان با کلید اصلی، یعنی زمانی‌که سیستم حفاظت فرمان قطع را صادر می‌کند، همزمان به هر دو کلید صادر شود و این کلید همزمان با کلید اصلی قطع کند.
- فرمان تریپ توسط سیستم حفاظت به هر دو کلید بطور همزمان ارسال شود اما کلید پشتیبان با یک تاخیر ۰/۵ ثانیه عمل نماید.

۱-۲-۳-۵- طرح پنجم: چند منبع فتوولتائیک در سمت MV- کلید واسط سمت LV

نحوه اتصال و ملزومات حفاظتی این طرح در شکل (۱-۱۶) ارائه شده است.



شکل (۱-۱۶): طرح حفاظتی چند منبع در سمت MV و کلید واسط در سمت LV

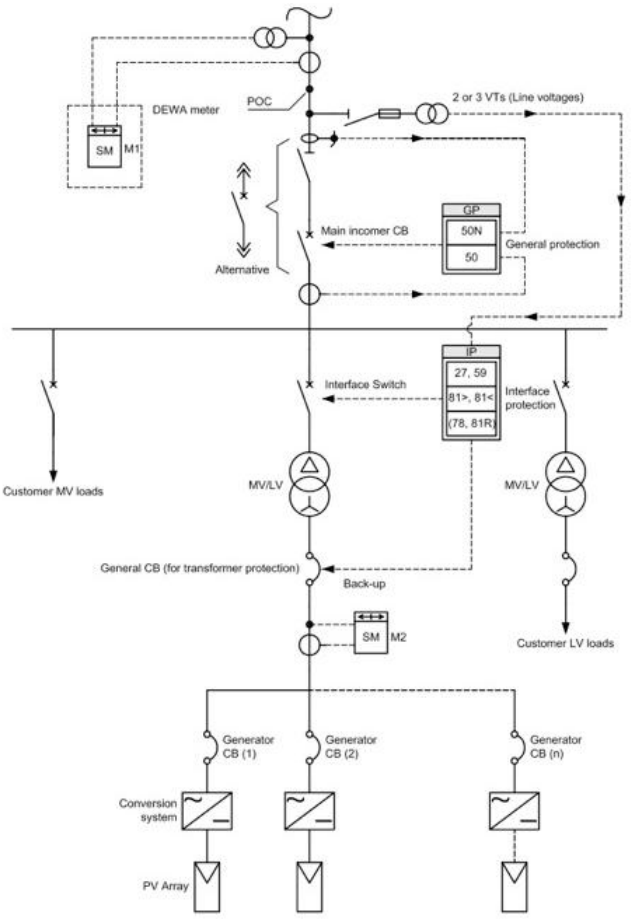
حفاظت‌های به کار رفته در این طرح به همراه کد استاندارد آن در جدول (۱-۷) آورده شده است.

جدول (۱-۷): رله‌های حفاظتی به کار رفته در طرح پنجم

رله‌های استفاده شده	کد استاندارد (ANSI code)
رله اضافه ولتاژ	۵۹
رله کاهش ولتاژ	۲۷
رله اضافه فرکانس	۸۱>
رله کاهش فرکانس	۸۱<
رله شیفت فاز	۷۸
رله ROCOF	۸۱R

۱-۲-۳-۶- طرح ششم: چند منبع فتوولتائیک در سمت MV- کلید واسط سمت MV

نحوه اتصال و ملزومات حفاظتی این طرح در شکل (۱-۱۷) ارائه شده است.



شکل (۱-۱۷): طرح حفاظتی چند منبع در سمت MV و کلید واسط در سمت MV

حفاظت‌های به کار رفته در این طرح به همراه کد استاندارد آن در جدول (۱-۸) آورده شده است.

جدول (۱-۸): رله‌های حفاظتی به کار رفته در طرح ششم

رله‌های استفاده شده	کد استاندارد (ANSI code)
رله اضافه ولتاژ	۵۹
رله کاهش ولتاژ	۲۷
رله اضافه فرکانس	۸۱>
رله کاهش فرکانس	۸۱<
رله شیفت فاز	۷۸
رله ROCOF	۸۱R

۱-۳- مولدهای ژنراتور سنکرون CHP (منابع غیراینورتری)

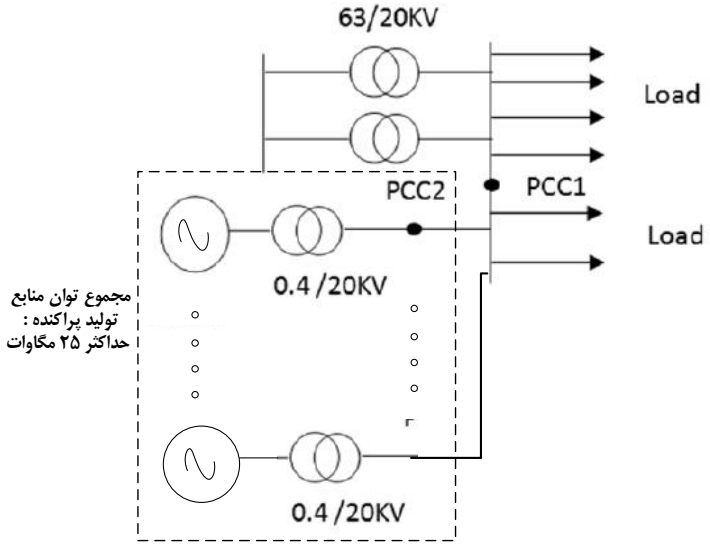
در این بخش به بررسی نحوه‌ی اتصال منابع غیر اینورتری از نوع ژنراتور سنکرون (CHP) به شبکه‌ی قدرت بر ا ساس مراجع مختلف و معتبر پرداخته می شود. در هر زیر بخش از این ق سمت، هر طرح بر ا ساس مرجع ذکر شده توضیح داده می‌شود.

۱-۳-۱-نحوه‌ی اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه طبق مرجع [۱۶]

بر اساس مرجع [۱۶] نحوه‌ی اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه به سه بخش تقسیم می‌گردد. در هر بخش بر اساس ظرفیت ژنراتور سنکرون به‌کار رفته، نحوه‌ی اتصال و شماتیک طرح، توضیح داده می شود.

۱-۳-۱-۱- نحوه ی اتصال ژنراتور سنکرون از ۷ مگاوات تا ۲۵ مگاوات

اتصال این محدوده از ژنراتورها به باس بار فشار متوسط ۶۳ کیلو ولت طبق شکل (۱-۱۸) صورت می گیرد.



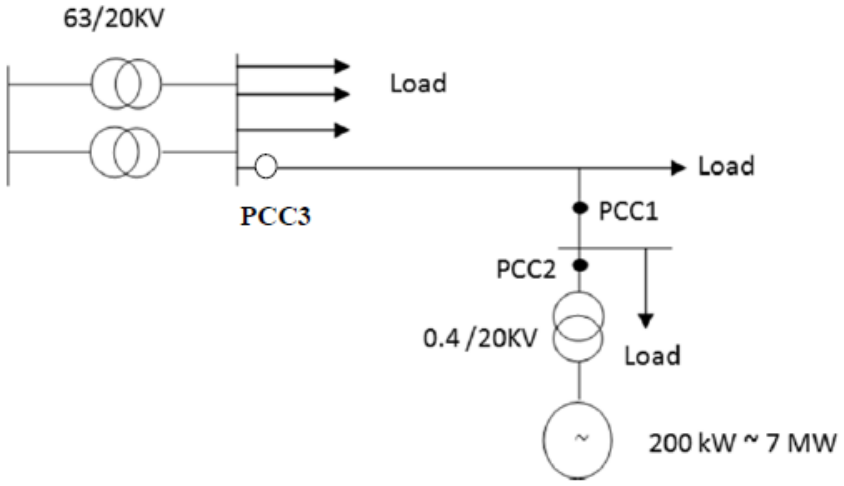
شکل (۱-۱۸): نحوه ی اتصال ژنراتور ۲۵ مگاوات به شبکه ی فشار متوسط ۶۳ کیلو ولت

PCC1: در صورت وجود بار محلی برای کارکرد جزیره ای

PCC2: در صورت عدم وجود بار محلی و در نتیجه عدم امکان کارکرد جزیره ای

۱-۳-۱-۲- نحوه ی اتصال ژنراتور سنکرون از ۲۰۰ کیلووات تا ۷ مگاوات

این گستره از ژنراتورهای سنکرون به فیدر فشار متوسط خروجی ۲۰ کیلوولت مطابق شکل (۱-۱۹) متصل می-گردند.



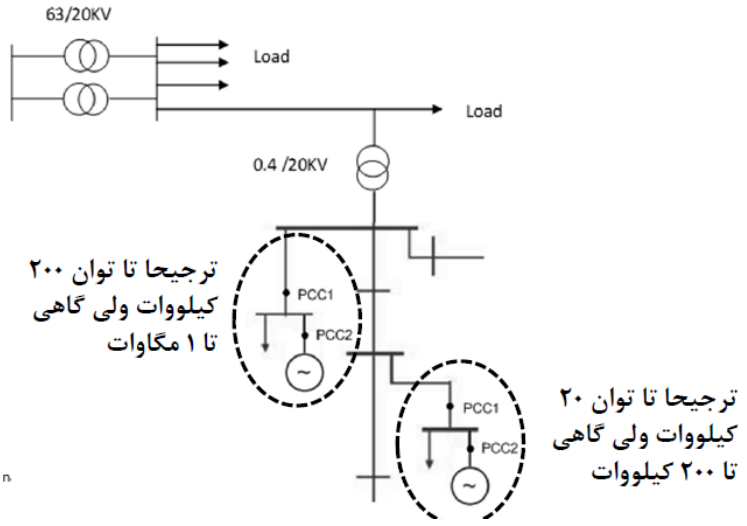
شکل (۱-۱۹): نحوه ی اتصال ژنراتور ۲۰۰ کیلووات تا ۷مگاوات به شبکه ی فشار متوسط خروجی ۲۰ کیلو ولت

PCC1 یا PCC3: در صورت وجود بار محلی برای کارکرد جزیره ای

PCC2 : در صورت عدم وجود بار محلی و در نتیجه عدم امکان کارکرد جزیره ای

۱-۳-۱-۳- نحوه ی اتصال ژنراتور سنکرون تا ۱ مگاوات

اتصال این مولدها به فیدر فشار ضعیف ۴۰۰ ولت مطابق شکل (۱-۲۰) می باشد.



شکل (۱-۲۰): نحوه ی اتصال مولد سنکرون تا ۱ مگاوات به فیدر فشار ضعیف ۴۰۰ ولت

PCC1: در صورت وجود بار محلی

PCC2: در صورت عدم وجود بار محلی

۱-۳-۱-۴- جمع بندی

در جدول (۱-۹) نحوه‌ی اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه طبق استاندارد [۱۶] و بر اساس گستره‌ی توان‌های مختلف این ژنراتورها و هم چنین ولتاژ اتصال، آورده شده است.

جدول (۱-۹): نحوه ی اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه طبق مرجع [۱۶]

شماره	اتصال	گستره ی توان	ولتاژ وصل شده
۱	باس بار فشار متوسط	۷مگاوات تا ۲۵ مگاوات	۶۳ کیلو ولت
۲	باس بار فشار متوسط خروجی	۲۰۰ کیلووات تا ۷ مگاوات	۲۰ کیلو ولت
۳	باس بار فشار ضعیف	تا ۱ مگاوات	۴۰۰ کیلو ولت

هم‌چنین بر اساس استاندارد IEEE1547، سختی یا صلبیت سیستم قدرت توانایی یک بخش از سیستم قدرت در مقابله با تغییرات ولتاژی که توسط مولد تولید پراکنده یا بار به پدید می آید می‌باشد. این نسبت سختی به طور معمول به عنوان شاخصی برای نقاط PCC استفاده می‌شود. نسبت سختی یک معیار نسبی برای بیان قدرت سیستم قدرت در نقطه PCC نسبت به مولد تولید پراکنده است که به صورت توان ظاهری اتصال کوتاه (MVA یا KVA) بیان می‌شود. نسبت سختی در محل PCC محاسبه می‌شود به غیر از شرایطی که یک ترانسفورماتور به یک مشترک اختصاص داده شده باشد. در این شرایط، ضریب سختی در سمت فشار قوی ترانسفورماتور اختصاصی محاسبه می‌شود.

بنابراین ضریب سختی به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\text{Stiffness ratio} = \frac{\text{SC kVA (Area EPS)} + \text{SC kVA (DR)}}{\text{SC kVA (DR)}} = \frac{\text{SC kVA (Area EPS)}}{\text{SC kVA (DR)}} + 1 \qquad (۱)$$

که در این رابطه SC kVA(area EPS) مقدار سطح اتصال کوتاه شبکه در نقطه اتصال بر حسب کیلوولت آمپر می باشد و SC kVA(DR) مقدار توان اتصال کوتاهی است که توسط مولد تامین می‌شود.

سختی سیستم در هر نقطه از سیستم قدرت متفاوت است. سختی یا ضعف سیستم عموماً بیانگر امپدانس بین منابع اصلی سیستم قدرت و محل اتصال مولد تولید پراکنده می‌باشد. امپدانس بالا بین منابع سیستم قدرت (ژنراتورها در سطح انتقال) و محل اتصال مولد می‌تواند بیانگر این مسئله باشد که مولد پتانسیل بیشتری برای تحت تاثیر قرار دادن ولتاژ، کیفیت توان و سیستم حفاظتی می‌تواند داشته باشد.

۱-۳-۲- اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه طبق استاندارد Kitchener-Wilmot Hydro Inc.'s Document No. KWHDG-2

طبق استاندارد شرکت Kitchener-Wilmot Hydro Inc. به شماره KWHDG-2 ، ولتاژ فیدر، ظرفیت ژنراتور سنکرون ، نوع ترانسفورماتور و تجهیزات HV متصل به آن، طبق جدول (۱-۱۰) مشخص می گردد [۱۷].

جدول (۱-۱۰): تقسیم بندی اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه طبق استاندارد KWHDG-2

ولتاژ فیدر	اندازه ی ژنراتور سنکرون	ترانسفورماتور متصله (HV-LV)	تجهیزات HV متصله
۲۷/۶ kV / ۱۶ kV	۱MW<	Yg-D	HVI (breaker or switcher) + LV Breaker
۱۳/۸ kV/۸ kV	۱ MW>,۲۰۰kW <	Yg-D or Yg-Yg (Δ tertiary may be required);	HVI (breaker or switcher) or LV breaker
	۲۰۰ kW>	Yg-Yg	Fused load break switch
۸/۳۲ kV	>۲۰۰kW, ۵۰۰kW<	Yg-D or Yg-Yg (Δ tertiary may be required);	HVI (breaker or switcher) or LV breaker
	۲۰۰kW ≤	Yg-Yg	Fused load break switch

۱-۴- مولدهای بادی

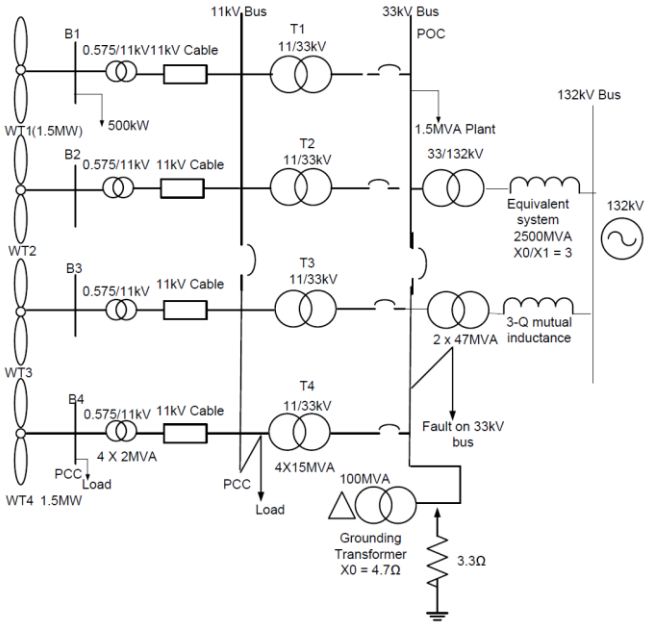
اتصال مولدهای پراکنده به شبکه توزیع را می‌توان بر اساس معیارهای گوناگون دسته بندی نمود. یکی از عوامل مهم در این دسته‌بندی مقدار توان نامی تولیدی مولد پراکنده و محل اتصال آن می‌باشد. در صورت عدم تناسب بین

مقدار توان نامی تولیدی و محل اتصال، ممکن است اتصال مولد به شبکه با تاثیرات نامطلوبی همراه باشد. در ادامه به بررسی دسته‌بندی و شرط اتصال توربین‌های بادی از نقطه نظر توان اکتیو نامی آنها پرداخته می‌شود.

۱-۴-۱-حداکثر ظرفیت اتصال بر اساس دیگر تجهیزات شبکه

در بعضی مراجع حداکثر توان نامی توربین بادی قابل اتصال به شبکه توزیع بر اساس دیگر تجهیزات و شرایط شبکه مشخص می‌شود.

در مرجع [۱۸] بیان شده است که حداکثر توان توربین بادی قابل اتصال به شبکه توزیع برابر ۱۰ درصد ظرفیت نامی ترانسفورماتور فوق توزیع مربوطه می‌باشد. برای مثال در شکل (۱-۲۱) چهار توربین بادی به چهار ترانسفورماتور توزیع جداگانه ۱۱ به ۳۳ کیلوولت متصل می‌باشند. ظرفیت نامی ترانسفورماتورهای توزیع برابر با ۱۵ مگاولت آمپر می‌باشد. بنابراین حداکثر توان خروجی مولد بادی در نقطه PCC برابر با ۱/۵ مگاوات می‌باشد.



شکل (۱-۲۱): اتصال مولد بادی به ترانسفورماتور فوق توزیع

در مرجع [۱۹] نیز بیان شده است که در صورتی توان اکتیو تولیدی نامی مولد بادی کمتر از ۱۵ درصد حداکثر بار فیدر متصل به آن باشد، طرح اتصال آن بدون احتیاج به دیگر ملاحظات صحیح می‌باشد. (تنها در حالتی که مولد بادی به فیدر متصل شود صحیح می‌باشد.)

۱-۴-۲- دسته بندی بر اساس سطح ولتاژ و محل اتصال آنها

در بسیاری از مراجع به رابطه ظرفیت تولیدی واحد بادی با سطح ولتاژ اتصال به شبکه و محل اتصال آنها، محدوده‌ای در نظر گرفته شده است. جدول (۱-۱۱) که بر اساس مرجع [۲۰] استخراج شده محدوده توان مولد بادی در سطوح ولتاژ مختلف آمده است.

جدول (۱-۱۱): سطح اتصال مولد بادی در شبکه براساس مرجع [۲۰]

حداکثر ظرفیت مزرعه بادی(MW)	محل اتصال
۱-۲	در شبکه ۱۱ کیلو ولت
۸-۱۰	در باس بار ۱۱ کیلو ولت
۱۲-۱۵	در طول شبکه ۳۳ کیلو ولت
۳۰-۲۵	در باس بار ۳۳ کیلوولت
۳۰-۶۰	در طول شبکه ۱۳۲ کیلوولت

شرکت‌های توزیع وظیفه دارند که از سیستم توزیع الکتریکی به نحوی بهره‌برداری کنند که توان مورد نیاز مشترک را با کیفیت مورد توافق شده فراهم کند. اتصال واحدهای بادی به شبکه توزیع می‌تواند تاثیرات زیر را داشته باشد:

- تغییرات آهسته ولتاژ
- تغییرات سریع ولتاژ (که منجر به فلیکر می‌شود.)
- اعوجاج شکل موج (هارمونیک‌ها)

همچنین بهره‌بردای واحدهای بادی نیز تحت عوامل زیر می‌باشد:

- نامتعادلی ولتاژ (ولتاژ مولفه منفی)
- تغییرات گذرای ولتاژ

در نظر گرفتن امکان اتصال مولد بادی به شبکه توزیع بر اساس تاثیر آن بر دیگر مشترکین شبکه تعیین می‌شود. ملاحظات مشابهی نیز برای اتصال بارها در نظر گرفته می‌شود. تغییرات پایدار ولتاژ به صورت معمول برای شرایطی که بار شبکه حداقل (صفر) و تولید واحد بادی حداکثر و شرایطی که بار شبکه حداکثر و تولید واحد بادی حداقل باشد در نظر گرفته می‌شود. این فرضیات محتاطانه به منظور اطمینان از عبور نکردن ولتاژ دائمی از حدود خود می‌باشد. با این حال، درنظرگیری این فرضیات باعث می‌شود که از انتقال توان از مزرعه بادی به شبکه (غیر از شرایط خطای شبکه) اطمینان داشت. در بعضی موارد، توافقات محلی بین شبکه و بهره‌بردار مولد بادی انجام می‌شود تا بعضی از توربین‌های بادی را در شرایط کم باری یا کارکرد غیر عادی شبکه خاموش نماید. با این

شرایط می‌توان مزرعه بادی بزرگتری را نسبت به دیگر شرایط به شبکه توزیع متصل نمود. اگرچه، ریسک قادر نبودن به تولید توان به بهره‌بردار مزرعه بادی منتقل می‌شود.

تغییرات ولتاژ مجاز در سطح ۱۱ کیلوولت به دلیل اینکه این تغییرات مستقیما به تپ ثابت ترانسفورماتور ۱۱ به ۰/۴ به مشترک تحمیل می‌شود لازم است که کوچک باشد (به طور معمول ۱ تا ۲ درصد). در مقابل، در سطوح ولتاژ ۳۳ و ۱۳۲ کیلو ولت تغییرات ولتاژ می‌تواند دامنه وسیع تری داشته باشد (تا ۶ درصد). دلیل این امر آن است که تپ های زیر بار آنلاین ترانسفورماتورهایی که ولتاژ پایین‌تر را تغذیه می‌کنند، می‌توانند این تغییرات را جبران نمایند. بنابراین، بسیار متداول است که تنها مولدهای بادی با ظرفیت بسیار محدود به دلیل امپدانس بالای شبکه ۱۱ کیلو ولت و جریان نسبتا بالای ژنراتورهای که به تغییرات غیر قابل قبول ولتاژ می‌انجامد به شبکه توزیع ۱۱ کیلو ولت متصل شود. تعیین اندازه مزرعه بادی برای اتصال به یک نقطه خاص از شبکه توزیع نیازمند یک دسته از محاسبات بر اساس اطلاعات مخصوص به پروژه می‌باشد. با این حال جدول (۱-۱۱) نشان دهنده حداکثر ظرفیت قابل اتصال که بر اساس تجربه مشخص شده است را نشان می‌دهد. جدول (۱-۱۱) بر اساس این فرض که مزرعه بادی از چندین توربین تشکیل شده و تعیین اتصال آن بر اساس اثر اضافه ولتاژ تهیه شده است و تاثیر مشکلات کیفیت توان ناشی از مولدهای تکی بزرگ در نظر گرفته نشده است.

برای مزارع بادی با ظرفیت نسبتا بالا که به شبکه توزیع ضعیف متصل شده اند، لازم است که محاسباتی با رایانه بر اساس مطالعات سیستم قدرت صورت پذیرد. هزینه اینگونه محاسبات برای مزارع بادی کوچک قابل توجیه نمی‌باشد. بنابراین، بعضی کشورها یک روش ارزیابی امکان اتصال براساس نسبت ظرفیت مزرعه بادی (به مگاوات) به سطح اتصال کوتاه متقارن (مگاولت آمپر) در حالت بدون اتصال مزرعه بادی به سیستم را استفاده می‌کنند. مقدار معمول بر اساس مطالعات و تجارب به دست آمده بین ۲ تا ۵ درصد می‌باشد. با این حال، این قوانین ساده ممکن است بسیار محدودیت‌زا باشد و منجر به عدم امکان اتصال مزرعه بادی و یا تقویت بیش از حد سیستم توزیع شود. جدول شماره (۱-۱۲) اطلاعات دو مزرعه بادی بزرگ با وجود نسبت ظرفیت مزرعه بادی به سطح اتصال کوتاه بالا را نشان می‌دهد. هر دو مزرعه بادی با موفقیت برای چندین سال بهره‌بردای شده‌اند. اما باید به این نکته توجه کرد که تعداد توربین هر مزرعه زیاد بوده و در نتیجه تاثیر هر کدام از مولدها به تنهایی اندک می‌باشد. هر دو مزرعه بادی به سطح ولتاژ ۳۳ کیلوولت متصل هستند که مشترکین توسط ترانسفورماتورهای با تپ اتوماتیک تغذیه می‌شوند.

جدول (۱-۱۲): مشخصات دو مزرعه بادی براساس مرجع [۲۰]

نسبت ظرفیت مزرعه بادی به سطح اتصال کوتاه ٪	سطح اتصال کوتاه محل اتصال MVA	تعداد توربین‌ها	ظرفیت نصب شده MW
۱۸	۱۲۱	۳۶	۲۱/۶
۲۱	۱۴۵	۱۰۳	۳۰/۹

در مرجع [۲۱] مولدهای بادی بر اساس مقدار توان و محل اتصال آنها به ۵ دسته تقسیم بندی می‌شود که در شکل (۱–۲۲) نشان داده شده است.

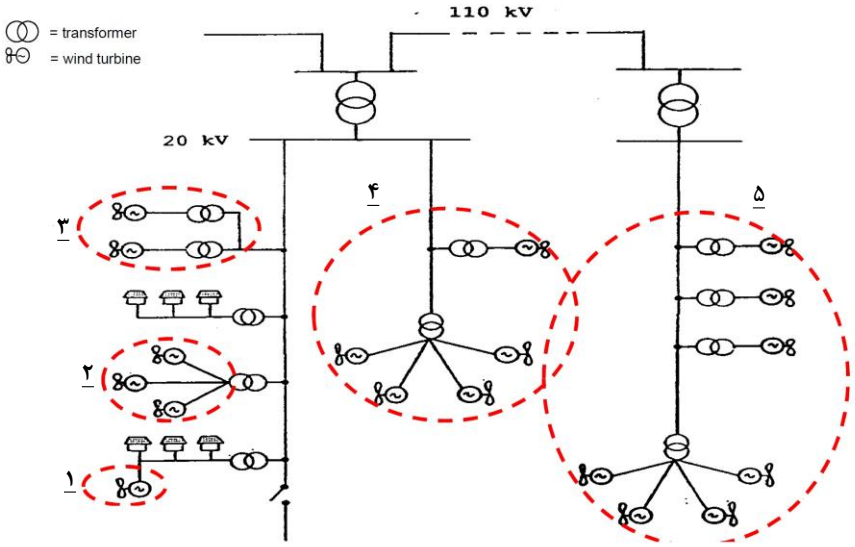
۱–در دسته مولد بادی به صورت مستقیم به فیدر فشار ضعیف که دیگر مشترکین را تغذیه می‌کند وصل شده است. (کمتر از ۱۰۰ کیلووات)

۲–در دسته مولدهای بادی به صورت یک مزرعه بادی فشار ضعیف تشکیل شده و سپس توسط یک ترانسفوماتور به فیدر ولتاژ متوسط وصل می‌شوند. (کمتر از ۱ مگاوات)

۳–در این دسته مولدهای بادی به صورت جداگانه با یک ترانس به فیدر ولتاژ متوسط وصل می‌شوند. (کمتر از ۵ مگاوات)

۴–مولدهای بادی در این دسته به وسیله یک خط جداگانه که مشترک دیگری به آن وصل نیست به شینه ولتاژ متوسط وصل می‌شود. (کمتر از ۵ مگاوات)

۵–برای بزرگترین دسته نیاز است که مولدهای بادی یا مزرعه بادی به وسیله یک پست فشارمتوسط به فشارقوی اختصاصی به شبکه متصل شوند. به دلیل بزرگ بودن مقدار توان تولیدی در این سطح، قانون کلی وجود نداشته و باید بر اساس مورد موجود تصمیم گیری شود. (کمتر از ۱۰۰ مگاوات)



شکل (۱-۲۲): دسته بندی طرح اتصال بر اساس مرجع [۲۱]

دسته بندی مولدها بر اساس توان تولیدی و محل اتصال آن‌ها می تواند بسیار متفاوت باشد. در مرجع [۲۲] که در شکل (۱-۲۳) نشان داده شده است دسته بندی مولدها به صورت زیر می‌باشد:

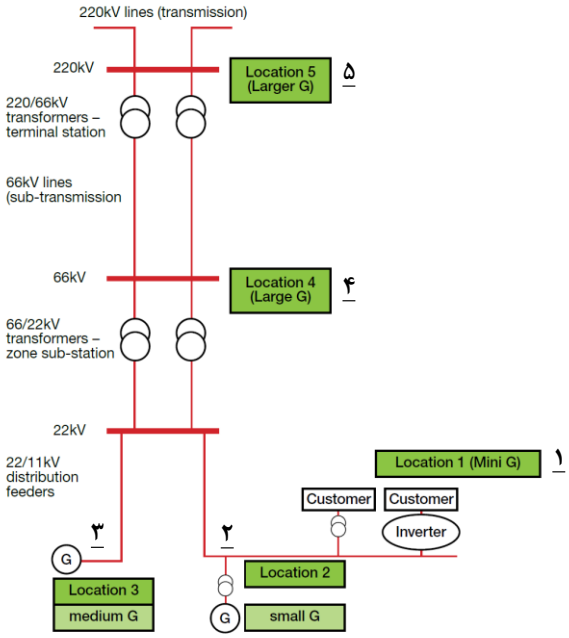
۱-ژنراتورهای بسیار کوچک (مینی‌ژنراتور) که معمولا محدوده توان آنها زیر ۱۰ کیلووات است. این مولدها همراه با مشترکین فشار ضعیف (خانگی) به شبکه متصل می‌شوند.

۲-ژنراتورهای کوچک که محدوده بین۱۰ کیلووات تا ۱ مگاوات دارند. این ژنراتورها با استفاده از ترانسفورماتور به فیدر فشار متوسط ۲۲ کیلوولت متصل می‌شوند.

۳-ژنراتورهای متوسط با محدود توان ۱ تا ۱۰ مگاوات که به شبکه فشار متوسط متصل می‌شوند. این نوع ژنراتورها مستقیما به شینه پست فوق توزیع متصل می‌شوند.

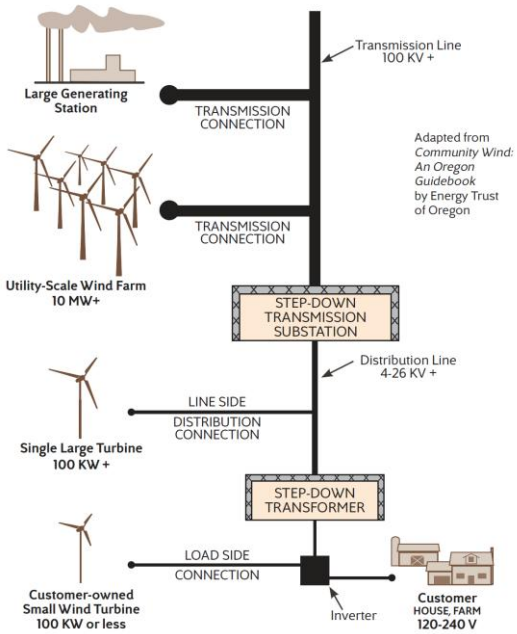
۴-ژنراتورهای بزرگتر با محدوده توان بین ۱۰ تا ۱۰۰ مگاوات که مستقیما به شینه ولتاژ فوق توزیع ۶۶ کیلوولت متصل می‌شوند.

۵-ژنراتورهای نیروگاهی با توان تولیدی بیش از ۱۰۰ مگاوات که به سطوح ولتاژ فشار قوی متصل می‌شوند.



شکل (۱-۲۳): دسته بندی طرح اتصال بر اساس مرجع [۲۲]

مورد مشابه دیگری نیز در شکل (۱-۲۴) بر اساس مرجع [۲۳] دسته بندی و حدود مجاز توان مولدهای بادی با توجه به محل نصب آنها نشان داده شده است. در ضمن باید به این نکته نیز توجه نمود که توجه به محدوده توان تولیدی تنها معیار برای اطمینان از طرح اتصال نمی‌باشد و نیاز است که به دیگر فاکتورها نیز مسائل کیفیت توان نیز پرداخته شود.



شکل (۱-۲۴): دسته بندی طرح اتصال بر اساس مرجع [۲۳]

۱-۵- بررسی نحوه اتصال منابع تولید پراکنده بر اساس دستورالعمل اتصال به شبکه شرکت توانیر [۲۴]

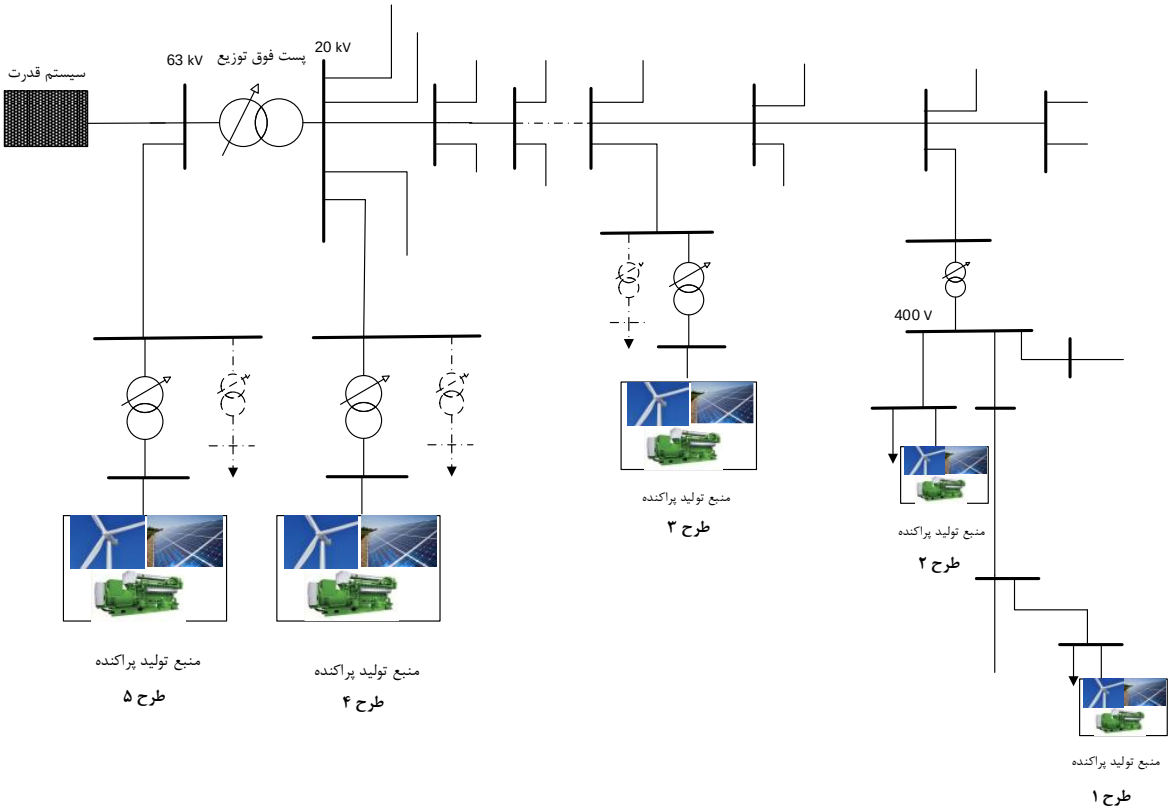
ملاحظات فنی مرتبط با اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه توزیع به طور قابل توجهی با توان نامی این مولدها تغییر می‌کند. به همین منظور، همان‌طور که پیشتر به آن اشاره شد، مولدهای تولید پراکنده بر اساس توان نامی منابع به ۵ کلاس تقسیم‌بندی می‌شوند. جدول (۱-۱۳) کلاس‌بندی مولدهای سه‌فاز را بر اساس قدرت نامی آن‌ها نشان می‌دهد.

این نکته قابل ذکر است که طبقه بندی بیان شده در جدول (۱-۱۳) برای مولدهای سه‌فاز ارائه شده است. منابع تولید پراکنده تک‌فاز با ظرفیت کمتر از ۵ کیلووات مربوط به کلاس ۱ بوده و با استفاده از طرح ۱ که در شکل (۱-۲۵) نشان داده شده است به شبکه متصل می‌شوند.

جدول (۱-۱۳): طبقه بندی منابع تولید پراکنده با توجه به مقادیر نامی

کلاس	مقادیر نامی
۱	کمتر از ۲۰ کیلووات
۲	بیشتر از ۲۰ کیلووات و کمتر از ۲۰۰ کیلووات
۳	بیشتر از ۲۰۰ کیلووات و کمتر از ۱۰۰۰ کیلووات
۴	بیشتر از ۱ مگاوات و کمتر از ۷ مگاوات
۵	بیشتر از ۷ مگاوات و کمتر از ۲۵ مگاوات

با توجه به طبقه‌بندی انجام شده، مولدهای هر کلاس با توجه به کلاس قدرتی که در آن قرار می‌گیرند، از طریق یک یا دو طرح خاص می‌توانند به شبکه متصل شوند. طرح‌هایی که برای اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند، در شکل (۱-۲۵) نشان داده شده است. با توجه به شکل مشاهده می‌شود که در بعضی طرح‌ها مولدها به طور مستقیم و بدون نیاز به ترانسفورماتور متصل کننده به شبکه متصل می‌شوند و برخی دیگر با استفاده از ترانسفورماتور متصل کننده به شبکه توزیع متصل می‌شوند.



شکل (۱-۲۵): **انواع طرح‌های اتصالات منابع تولید پراکنده به شبکه توزیع**

طرح‌های قابل قبولی که با توجه به توان نامی منابع تولید پراکنده می‌توان برای اتصال این منابع به شبکه مورد استفاده قرار داد در جدول (۱-۱۴) بیان شده است.

جدول (۱-۱۴): طبقه بندی منابع تولید پراکنده با توجه به مقادیر نامی

کلاس / طرح	۱	۲	۳	۴	۵
۱	*				
۲	*	*			
۳		*	*	*	
۴				*	*
۵					*

در ادامه به‌منظور صحت سنجی برای هر کدام از طرح‌های اتصال بیان‌شده یک نمونه شبیه سازی بر روی یک شبکه ۶۹ باسه استاندارد IEEE با فرض وجود سه نوع مولد سنکرون، بادی و خورشیدی انجام می‌شود. در بررسی شبیه سازی‌ها به تغییرات مقدار ولتاژ باس‌های نزدیک محل اتصال مولد و مقدار بارگذاری خطوط پرداخته می شود.

همچنین سناریوهای مبنی بر قطع مولد و یا در بعضی از طرح‌های اتصال به بررسی قطع پایین دست مولد و تاثیر آن بر روی ولتاژ باس‌های مجاور و فرکانس شبکه آورده می‌شود.

به منظور اطمینان از کلاس بندی و محل اتصال ارائه شده توسط توانیر سه حالت مختلف مورد بررسی قرار می گیرد.

۱-بررسی تغییرات ولتاژ به ازای اتصال مولدهای مقیاس کوچک در طول فیدر به ازای کابل‌ها و خطوط فشار متوسط

۲-بررسی نقش مولد مقیاس کوچک در تعیین سطح اتصال کوتاه و کلید

۳-بررسی شرایط یک شبکه نمونه به ازای نصب انواع مولدهای مقیاس کوچک (CHP، خورشیدی و بادی)

۱-۵-۱-بررسی تغییرات ولتاژ به ازای اتصال مولدهای مقیاس کوچک در طول فیدر به ازای کابل‌ها و خطوط فشار متوسط

در این قسمت با استفاده از مشخصات خطوط کابلی و هوایی استفاده شده در شبکه ۲۰ کیلوولت توزیع به محاسبه افزایش ولتاژ در اثر وجود مولد مقیاس کوچک پرداخته می‌شود.

۱-۵-۱-۱- مشخصات کابل ها و خطوط استفاده شده

بر اساس مرجع [۲۵] مقادیر حداکثر جریان مجاز کابل های XLPE در جدول شماره (۱-۱۵) آورده شده است. همچنین با استفاده از مرجع [۲۶] مقادیر پارامترهای الکتریکی مقاومت و راکتانس در فرکانس ۵۰ هرتز در جدول (۱-۱۶) نشان داده شده است.

جدول (۱-۱۵):حداکثر جریان خطوط کابلی XLPE

محل نصب	زمین		هوا	
جنس ماده عایق	XLPE			
استاندارد	DIN VDE0273			
پیکربندی یا آرایش	مثلثی	خطی	مثلثی	خطی
رسانای آلومینیومی با سطح مقطع نامی (mm2)	ظرفیت جریان دهی (A)			
۵۰	۱۷۳	۱۹۵	۱۸۴	۲۱۷
۷۰	۲۱۱	۲۳۷	۲۲۹	۲۷۰
۹۵	۲۵۲	۲۸۲	۲۷۸	۳۲۸
۱۲۰	۲۸۷	۳۲۰	۳۲۰	۳۷۸
۱۵۰	۳۲۰	۳۵۳	۳۶۳	۴۲۵
۱۸۵	۳۶۲	۳۹۶	۴۱۵	۴۸۵
۲۴۰	۴۲۱	۴۵۷	۴۹۳	۵۷۳
۳۰۰	۴۷۴	۵۱۱	۵۶۳	۶۵۲
۴۰۰	۵۳۸	۵۶۶	۶۵۲	۷۴۰
۵۰۰	۶۰۶	۶۳۰	۷۴۶	۸۳۸

جدول (۱-۱۶): مشخصات الکتریکی کابل های XLPE

نوع چینش	مثلثی		خطی	
مقدار پارامترهای الکتریکی	R(Ohm/km)	X(Ohm/km)	R(Ohm/km)	X(Ohm/km)
سطح مقطع کابل XLPE				
50mm2	۰/۸۳۵	۰/۱۴۵	۰/۸۲۶	۰/۱۵۹
70mm2	۰/۵۷۱	۰/۱۳۸	۰/۵۷۲	۰/۱۵۲
95mm2	۰/۴۱۳	۰/۱۳۱	۰/۴۱۴	۰/۱۴۵
120mm2	۰/۳۲۷	۰/۱۲۶	۰/۳۲۹	۰/۱۴
150mm2	۰/۲۶۸	۰/۱۲۱	۰/۲۷	۰/۱۳۵
185mm2	۰/۲۱۵	۰/۱۱۷	۰/۲۱۷	۰/۱۳۱
240mm2	۰/۱۶۵	۰/۱۱۲	۰/۱۶۷	۰/۱۲۶
300mm2	۰/۱۳۳	۰/۱۰۸	۰/۱۳۵	۰/۱۲۳
400mm2	۰/۱۰۶	۰/۱۰۳	۰/۱۰۹	۰/۱۱۷
500mm2	۰/۰۸۴	۰/۱	۰/۰۸۷	۰/۱۱۴

برای خطوط هادی هوایی نیز طبق مرجع [۲۷] حداکثر جریان مجاز هادی‌های هوایی در جدول (۱-۱۷) نشـــان داده شده ا ست. مقادیر پارامترهای الکتریکی خطوط هوایی طبق مرجع [۲۸] و [۲۹] در جدول (۱-۱۸) ن شان داده شده است.

جدول (۱-۱۷): حداکثر جریان خطوط هادی های هوایی

نوع هادی	ظرفیت جریان نامی دائمی هادی روکش دار (A)	ظرفیت جریان نامی دائمی هادی روکش دار (A)
	بر اساس دمای محیط 25C و سرعت باد ۰/۶ متر بر ثانیه	بر اساس دمای محیط 40C و سرعت باد ۰/۶ متر بر ثانیه
AAC70 (7×3/75)	۳۳۳	۲۸۲
AAC120 (19×2/95)	۴۶۰	۳۸۹
AAC185 (19×3/5)	۵۷۱	۴۸۲
MINK	۳۱۶	۲۶۸
HYENA	۴۴۶	۳۷۷
WOLF	۵۶۴	۴۷۷

جدول (۱-۱۸): مشخصات الکتریکی هادی های هوایی

نوع هادی	R(Ohm/km)	X(Ohm/km)
AAC70 (7×3/75)	۰/۴۵۹۱	۰/۲۶۹
AAC120 (19×2/95)	۰/۲۸۲۷	۰/۲۵۳
AAC185 (19×3/5)	۰/۱۸۳	۰/۲۴
MINK	۰/۵۵	۱/۲۵
HYENA	۰/۴۰۵	۰/۹۸
WOLF	۰/۲۲۳	۰/۶۸

۱-۵-۱-۲- محاسبه حداکثر توان قابل انتقال

در این قسمت با استفاده از داده‌های کابل ها و خطوط مقادیر حداکثر توان ظاهری قابل عبور با توجه به ظرفیت حرارتی و در نظر گرفتن ضریب حداکثر بارگذاری مجاز ۸۰ درصد مقدار حداکثر توان عبوری محاسبه می‌شود.

فرمول محاسبه بدین ترتیب می‌باشد:

$$S_{\max} = \sqrt{3} V_{L-L} I_{\max} \times 0.8 \qquad (۲)$$

با اسـتفاده از فرمول (۲) و مقدار ولتاژ نامی خط به خط ۲۰ کیلوولت مقادیر حداکثر توان ظاهری خطوط هوایی و کابل‌ها مطابق با جداول (۱–۱۹) و (۱–۲۰) می‌باشند.

جدول (۱-۱۹): حداکثر توان ظاهری قابل انتقال کابل‌های XLPE

رسانای آلومینیومی با سطح مقطع نامی(mm۲)	Smax(MVA) نصب مثلثی در زمین	Smax(MVA) نصب خطی در زمین	Smax(MVA) نصب مثلثی در هوا	Smax(MVA) نصب خطی در هوا
۵۰	۴/۷۹	۵/۴۰	۵/۰۹۹۲	۶/۰۱
۷۰	۵/۸۴	۶/۵۶	۶/۳۴	۷/۴۸
۹۵	۶/۹۸	۷/۸۱	۷/۷۰	۹/۰۸
۱۲۰	۷/۹۵	۸/۸۶	۸/۶۸	۱۰/۴۷
۱۵۰	۸/۸۶	۹/۷۸	۱۰/۰۶	۱۱/۷۷
۱۸۵	۱۰/۰۳	۱۰/۹۷	۱۱/۵۰	۱۳/۴۴
۲۴۰	۱۱/۶۶	۱۲/۶۶	۱۳/۶۶	۱۵/۸۸
۳۰۰	۱۳/۱۳	۱۴/۱۶	۱۵/۶	۱۸/۰۷
۴۰۰	۱۴/۹۰	۱۵/۶۸	۱۸/۰۷	۲۰/۵۰
۵۰۰	۱۶/۷۹	۱۷/۴۵	۲۰/۶۷	۲۳/۲۲

جدول (۱-۲۰): حداکثر توان ظاهری قابل انتقال خطوط هادی های هوایی

نوع هادی	Smax(MVA) در دمای 25C	Smax(MVA) در دمای 40C
AAAC 70 (7×3/75)	۹/۲۲	۷/۸۱
AAAC 120 (19×2/95)	۱۲/۷۴	۱۰/۷۸
AAAC 185 (19×3/50)	۱۵/۸۲	۱۳/۳۵
MINK	۸/۷۵	۷/۴۲
HYENA	۱۲/۳۶	۱۰/۴۴
WOLF	۱۵/۶۳	۱۳/۲۱

۱-۵-۱-۳- محاسبه حداکثر مسافت مجاز و مقدار اختلاف ولتاژ

برای محا سبه مقدار افت ولتاژ در طول خطوط هادی و کابل، سه حالت مختلف در نظر گرفته شده ا ست. برای تمامی موارد ولتاژ سیستم برابر با ۲۰ کیلو ولت و ضریب توان عبوری برابر با ۰/۹۵ در نظر گرفته شده است

نحوه‌ی محاسبه مقادیر اختلاف ولتاژ نیز طبق فرمول (۳) محاسبه می‌شود.

$$\Delta V\ \% = \frac{RP + XQ}{|V|^2} \qquad (۳)$$

افت ولتاژ در هر کیلومتر به ازای ۱ مگاولت آمپر

در این قسمت با فرض عبور توان ۱ مگاولت آمپر از هادی یا کابل به طول ۱ کیلومتر، مقدار درصد افت ولتاژ محاسبه می‌گردد. بنابراین تنها پارامترهای موثر مقاومت و راکتانس هستند که در مورد کابل ها وابسته به نوع چینش آنها است. مقادیر افت ولتاژ در هر ۱ کیلومتر به ازای عبور توان ۱ مگاولت آمپر برای کابل‌های XLPE و خطوط هوایی به ترتیب در جدول‌های (۱-۲۱) و (۱-۲۲) نشان داده شده است.

جدول (۱-۲۱): افت ولتاژ در یک کیلومتر به ازای ۱ مگاولت آمپر برای کابل‌های XLPE

رسانای آلومینیومی با سطح مقطع نامی(mm۲)	$\%\Delta V$ نصب مثلثی	$\%\Delta V$ نصب خطی
۵۰	۰/۲	۰/۲
۷۰	۰/۱۴	۰/۱۴
۹۵	۰/۱۰	۰/۱۰
۱۲۰	۰/۰۸	۰/۰۸
۱۵۰	۰/۰۶	۰/۰۶
۱۸۵	۰/۰۵	۰/۰۵
۲۴۰	۰/۰۴	۰/۰۴
۳۰۰	۰/۰۳	۰/۰۳
۴۰۰	۰/۰۲	۰/۰۳
۵۰۰	۰/۰۲	۰/۰۲

جدول (۱-۲۲): افت ولتاژ در یک کیلومتر به ازای ۱ مگاولت آمپر برای هادی‌های هوایی

نوع هادی	$\%\Delta V$
AAAC 70 (7×3/75)	۰/۱۱
AAAC 120 (19×2/95)	۰/۰۶
AAAC 185 (19×3/50)	۰/۰۴
MINK	۰/۰۴
HYENA	۰/۱۰
WOLF	۰/۰۶

افت ولتاژ در هر کیلومتر به ازای حداکثر توان مجاز خط

در این قسمت با استفاده از مقادیر حداکثر توان ظاهری قابل عبور از کابل‌ها و هادی های هوایی، درصد تغییرات ولتاژ به ازای عبور توان ظاهری حداکثر در جداول زیر نشان داده شده است. در این قسمت به دلیل استفاده از ظرفیت حداکثری، محل نصب کابل و دمای محیط هادی نیز لحاظ شده است. مقادیر افت ولتاژ برای کابل‌ها و

خطوط هوایی به ازای ۱ کیلومتر با در نظر گرفتن عبور توان حداکثر در جدول‌های (۱-۲۳) و (۱-۲۴) نشـــان داده شده است.

جدول (۱-۲۳): افت ولتاژ در یک کیلومتر به ازای حداکثر توان ظاهری قابل عبور برای کابل های XLPE

رسانای آلومینیومی با سطح مقطع نامی(mm۲)	$\%\Delta V$ نصب مثلثی در زمین	$\%\Delta V$ نصب خطی در زمین	$\%\Delta V$ نصب مثلثی در هوا	$\%\Delta V$ نصب خطی در هوا
۵۰	۰/۹۴	۱/۰۶	۱/۰۰	۱/۱۸
۷۰	۰/۸	۰/۹۰	۰/۸۶	۱/۰۲
۹۵	۰/۶۹	۰/۷۷	۰/۷۶	۰/۹۰
۱۲۰	۰/۶۲	۰/۷۰	۰/۷۰	۰/۸۲
۱۵۰	۰/۵۷	۰/۶۳	۰/۶۴	۰/۷۶
۱۸۵	۰/۵۲	۰/۵۷	۰/۵۹	۰/۷۰
۲۴۰	۰/۴۶	۰/۵۱	۰/۵۴	۰/۶۴
۳۰۰	۰/۴۲	۰/۴۶	۰/۵۰	۰/۶۰
۴۰۰	۰/۳۸	۰/۴۱	۰/۴۶	۰/۵۴
۵۰۰	۰/۳۴	۰/۳۷	۰/۴۲	۰/۴۹

جدول (۱-۲۴): افت ولتاژ در یک کیلومتر به ازای حداکثر توان ظاهری قابل عبور برای هادی‌های هوایی

نوع هادی	$\%\Delta V$ در دمای 25C	$\%\Delta V$ در دمای ۴۰ سانتی گراد
AAAC 70 (7×3/75)	۱/۰۲	۰/۸۶
AAAC 120 (19×2/95)	۰/۸۷	۰/۷۳
AAAC 185 (19×3/50)	۰/۷۰	۰/۶
MINK	۱/۱۹	۱/۰۱
HYENA	۱/۲۴	۱/۰۵
WOLF	۰/۸۷	۰/۷۴

با توجه به مقادیر به د ست آمده و حداگثر در صد تغییرات ولتاژ ۵ در صد، بی شترین طول مجاز برای حداکثر افت ولتاژ ۵ درصد در جداول (۱-۲۵) و (۱-۲۶) مشاهده می‌شود.

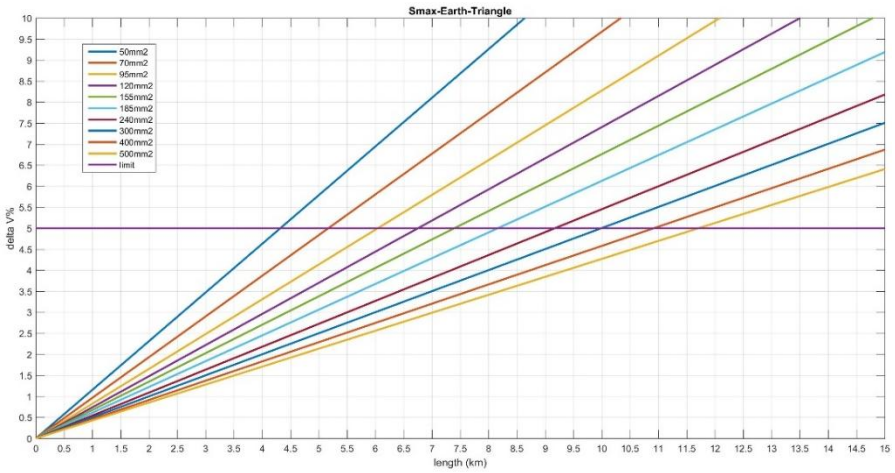
جدول (۱-۲۵): طول حداکثر کابل‌های XLPE در شرایط حداکثر بار به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد

رسانای آلومینیومی با سطح مقطع نامی(mm۲)	$L_{\max}(km)$ نصب مثلثی در زمین	$L_{\max}(km)$ نصب خطی در زمین	$L_{\max}(km)$ نصب مثلثی در هوا	$L_{\max}(km)$ نصب خطی در هوا
۵۰	۵/۳۰	۴/۷۰	۴/۹۹	۴/۲۲
۷۰	۶/۲۸	۵/۵۸	۵/۷۹	۴/۹۰
۹۵	۷/۲۶	۶/۴۷	۶/۵۸	۵/۵۶
۱۲۰	۸/۰۴	۷/۱۶	۷/۲۱	۶/۰۶
۱۵۰	۸/۷۹	۷/۹۰	۷/۷۵	۶/۵۶
۱۸۵	۹/۶۷	۸/۷۵	۸/۴۳	۷/۱۴
۲۴۰	۱۰/۸۰	۹/۸۲	۹/۲۳	۷/۸۴
۳۰۰	۱۱/۸۸	۱۰/۸۴	۱۰/۰۰	۸/۵۰
۴۰۰	۱۳/۱۰	۱۲/۰۹	۱۰/۸۱	۹/۲۴
۵۰۰	۱۴/۶۲	۱۳/۵۵	۱۱/۸۸	۱۰/۱۹

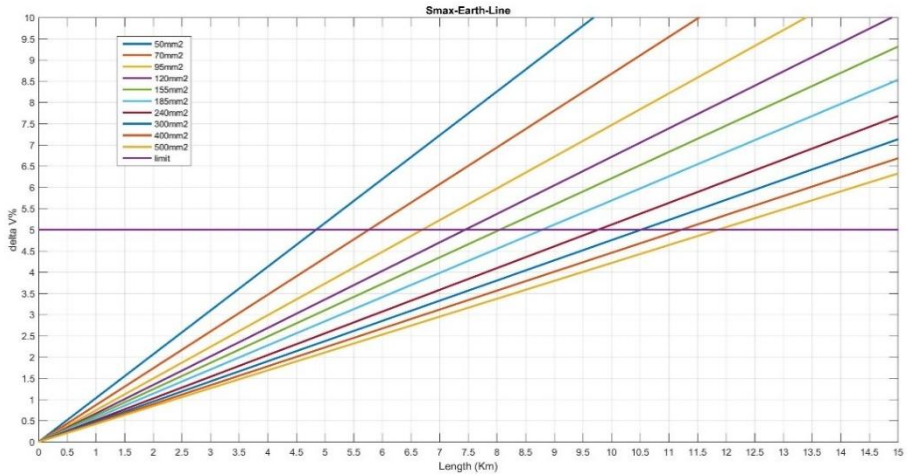
جدول (۱-۲۶): طول حداکثر هادی های هوایی در شرایط حداکثر بار به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد

نوع هادی	$L_{\max}(km)$ در دمای 25C	$L_{\max}(km)$ در دمای 40C
AAAC 70 (7×3/75)	۴/۹۲	۵/۸۱
AAAC 120 (19×2/95)	۵/۷۵	۶/۸۰
AAAC 185 (19×3/50)	۷/۱۱	۸/۱۵
MINK	۴/۲۰	۴/۹۶
HYENA	۴/۰۴	۴/۷۷
WOLF	۵/۷۳	۶/۷۸

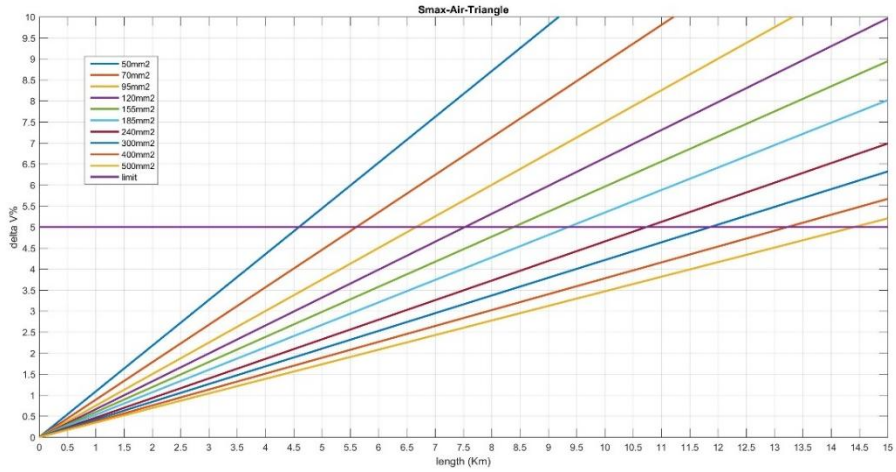
در شـکل‌های (۱–۲۶) الی (۱–۳۱) رابطه اختلاف ولتاژ بر حسـب طول فیدر برای کابل‌ها و خطوط هوایی با در نظر گرفتن عبور بیشترین توان مجاز نشان داده شده است.



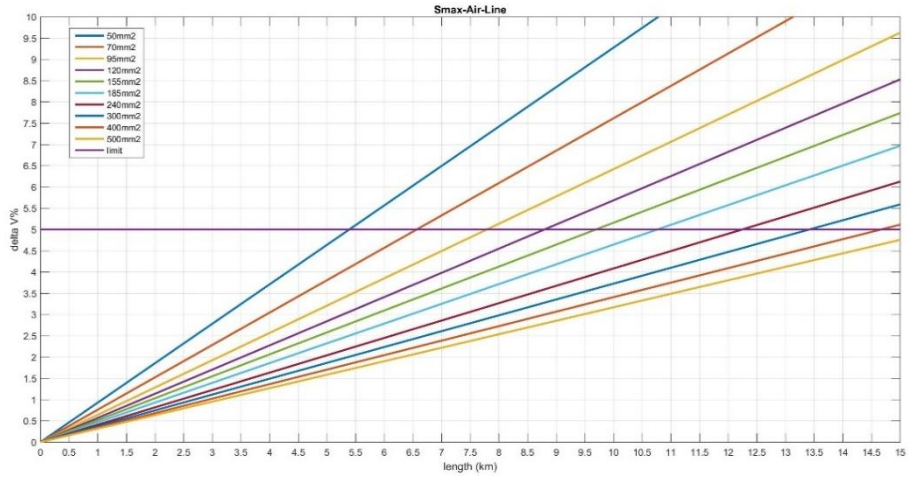
شکل (۱-۲۶): نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور حداکثر توان-کابل مثلثی در زمین



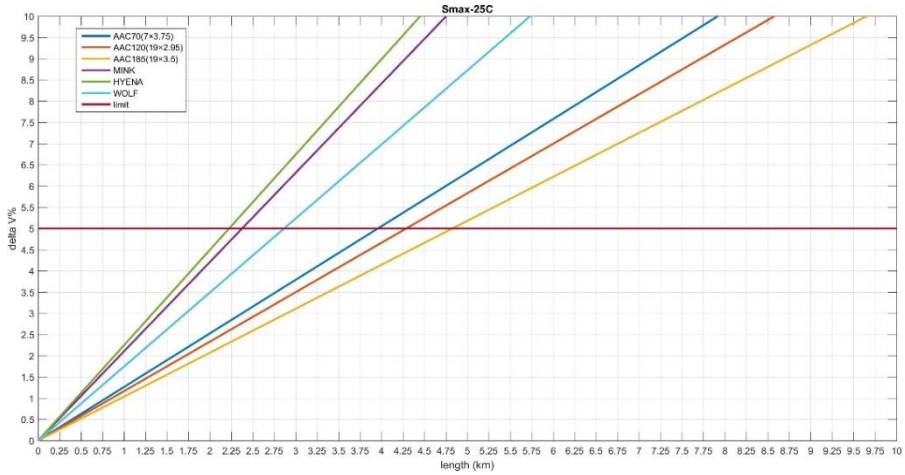
شکل (۱-۲۷): نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور حداکثر توان-کابل خطی در زمین



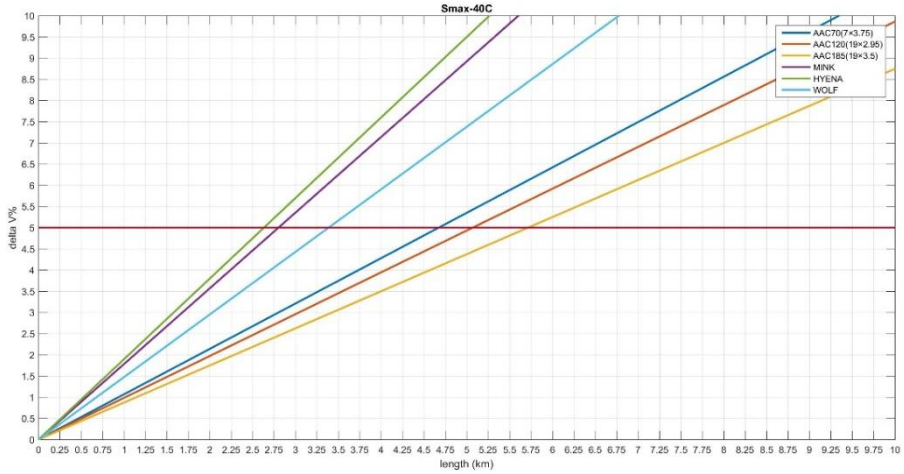
شکل (۱-۲۸): نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور حداکثر توان-کابل مثلثی در هوا



شکل (۱-۲۹): نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور حداکثر توان-کابل خطی در هوا



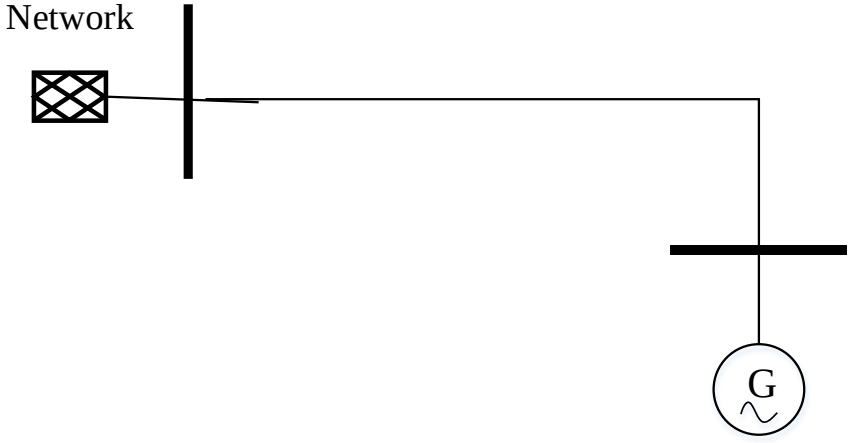
شکل (۱-۳۰): نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور حداکثر توان-خط هوایی در دمای ۲۵ سانتی گراد



شکل (۱-۳۱): نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور حداکثر توان-خط هوایی در دمای ۴۰ سانتی گراد

۱-۵-۱-۴- افت ولتاژ به ازای کلاس های مختلف مولد مقیاس کوچک

در صورت وجود مولد در شبکه شکل (۱-۳۲) به ازای سه کلاس حداکثر طول مجاز خط متصل به مولد به ازای حداکثر تغییرات ولتاژ محاسبه شده است.



شکل (۱-۳۲): شبکه نمونه متصل به مولد مقیاس کوچک

مولد ۲۰۰ کیلووات

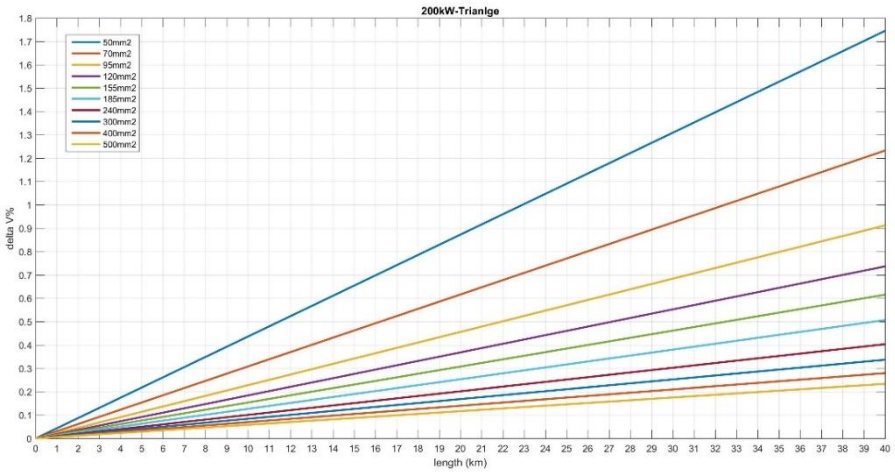
جدول (۱-۲۷): طول حداکثر کابل‌های XLPE در شرایط بار 200kW به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد

رسانای آلومینیومی با سطح مقطع نامی(mm۲)	$L_{\max}(km)$ نصب مثلثی	$L_{\max}(km)$ نصب خطی
۵۰	۱۱۴/۵۹	۱۱۳/۸۶
۷۰	۱۶۲/۲۴	۱۶۰/۷۸
۹۵	۲۱۹/۲۷	۲۱۶/۶۱
۱۲۰	۲۷۱/۴۳	۲۶۶/۶۶
۱۵۰	۳۲۴/۹۲	۳۱۸/۰۹
۱۸۵	۳۹۴/۵۵	۳۸۴/۵۳
۲۴۰	۴۹۵/۵۱	۴۷۹/۸۱
۳۰۰	۵۹۳/۴۸	۵۷۰/۰۳
۴۰۰	۷۱۵/۰۳	۶۷۸/۱۷
۵۰۰	۸۵۵/۶۶	۸۰۳/۴۰

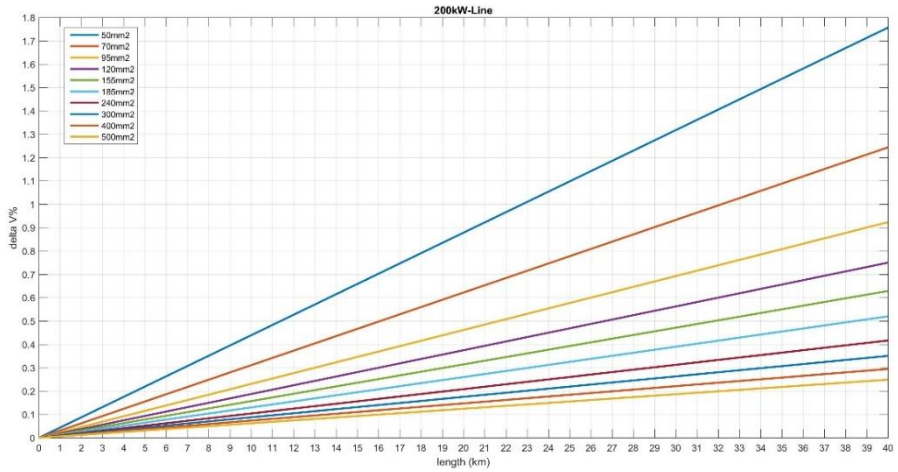
جدول (۱-۲۸): طول حداکثر هادی‌های هوایی در شرایط بار 200kW به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد

نوع هادی	$L_{\max}(km)$
AAAC 70 (7×3/75)	۲۲۶/۹۶
AAAC 120 (19×2/95)	۳۶۶/۶۲
AAAC 185 (19×3/50)	۵۶۲/۳۴
MINK	۱۸۴/۰۹
HYENA	۲۴۹/۳۸
WOLF	۴۴۸/۱۸

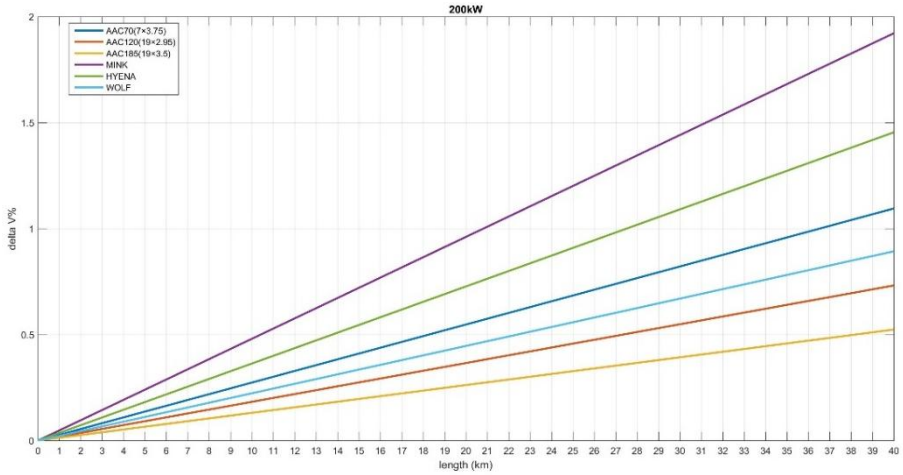
در شـــکل‌های (۱-۳۳) الی (۱-۳۵) رابطه اختلاف ولتاژ بر حســـب طول فیدر برای کابل‌ها و خطوط هوایی با در نظر گرفتن عبور توان ۲۰۰ کیلووات نشان داده شده است.



شکل (۱-۳۳): **نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور 200kW-کابل مثلثی**



شکل (۱-۳۴): **نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور 200kW-کابل خطی**



شکل (۱-۳۵): **نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور 200kW–خط هوایی**

مولد ۱۰۰۰ کیلووات

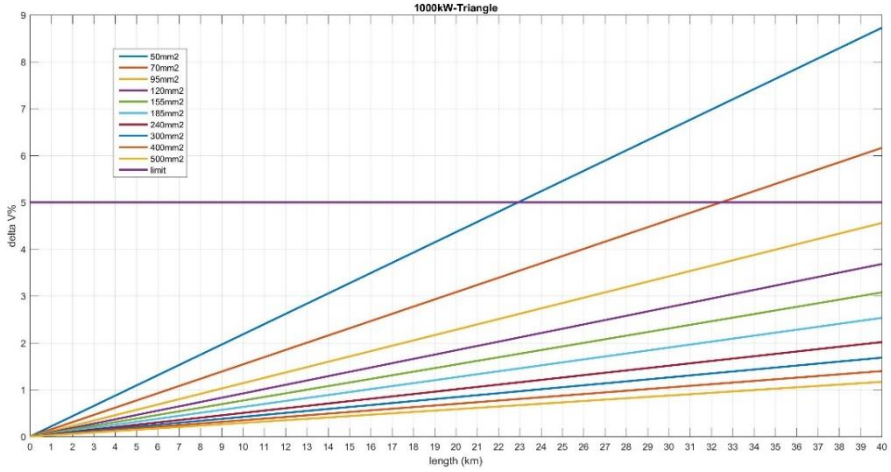
جدول (۱-۲۹): طول حداکثر کابل‌های XLPE در شرایط بار 1000kW به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد

رسانای آلومینیومی با سطح مقطع نامی(mm۲)	$L_{\max}(km)$ نصب مثلثی	$L_{\max}(km)$ نصب خطی
۵۰	۲۲/۹۲	۲۲/۷۷
۷۰	۳۲/۴۵	۳۲/۱۶
۹۵	۴۳/۸۵	۴۳/۳۲
۱۲۰	۵۴/۲۹	۵۳/۳۳
۱۵۰	۶۴/۹۸	۶۳/۶۲
۱۸۵	۷۸/۹۱	۷۶/۹۱
۲۴۰	۹۹/۱۰	۹۵/۹۶
۳۰۰	۱۱۸/۶۹	۱۱۴/۰۰
۴۰۰	۱۴۳/۰۱	۱۳۵/۶۳
۵۰۰	۱۷۱/۱۳	۱۶۰/۶۸

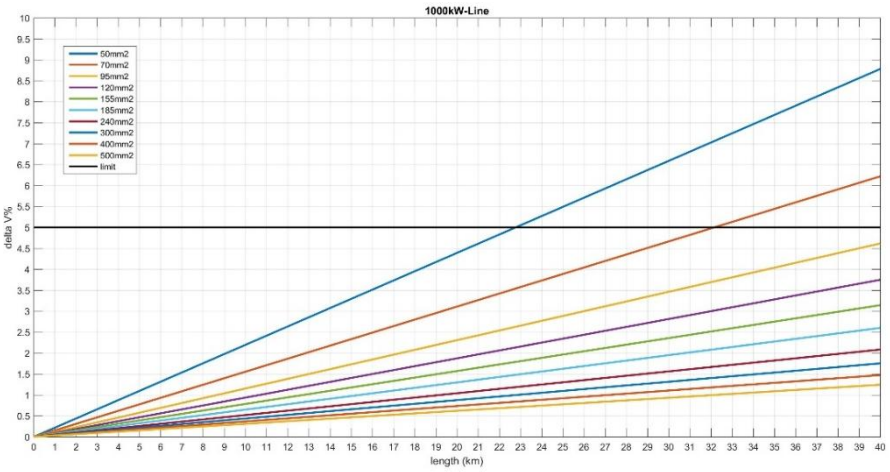
جدول (۱-۳۰): طول حداکثر هادی‌های هوایی در شرایط بار 1000kW به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد

نوع هادی	$L_{\max}(km)$
AAAC 70 (7×3/75)	۴۵/۳۹
AAAC 120 (19×2/95)	۷۳/۳۲
AAAC 185 (19×3/50)	۱۱۲/۴۷
MINK	۳۶/۸۲
HYENA	۴۹/۸۸
WOLF	۸۹/۶۴

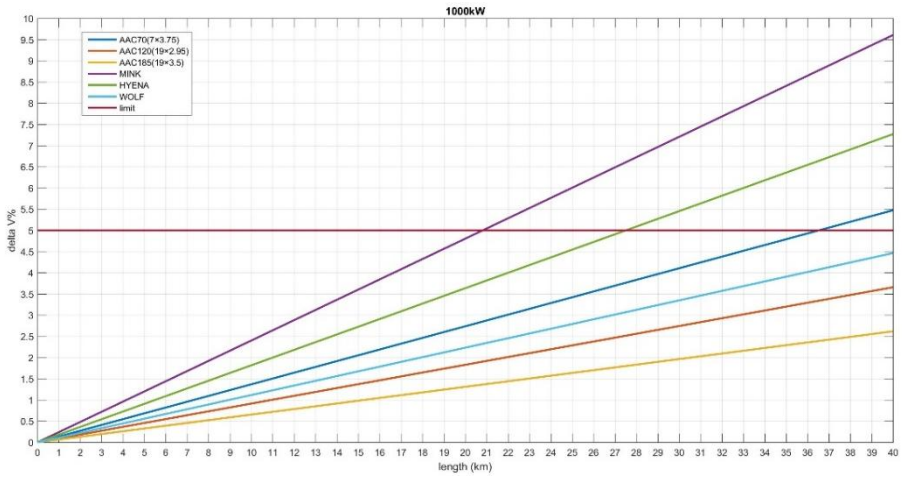
در شـــکل‌های (۱-۳۶) الی (۱-۳۸) رابطه اختلاف ولتاژ بر حســـب طول فیدر برای کابل‌ها و خطوط هوایی با در نظر گرفتن عبور توان 1000kW نشان داده شده است.



شکل (۱-۳۶): **نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور 1000kW-کابل مثلثی**



شکل (۱-۳۷): **نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور 1000kW-کابل خطی**



شکل (۱-۳۸): **نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور 1000kW–خط هوایی**

مولد ۷ مگاوات

در این کلاس به دلیل اینکه در بعضی موارد ظرفیت خط از مقدار مولد نصب شده بیشتر است. در جدول مقداری برای آن در نظر نگرفته شـــده اســـت. مقادیر طول حداکثر خطوط کابلی و هوایی به ازای عبور توان ۷ مگاوات در جدول‌های (۱–۳۱) و (۱–۳۲) نشان داده شده است.

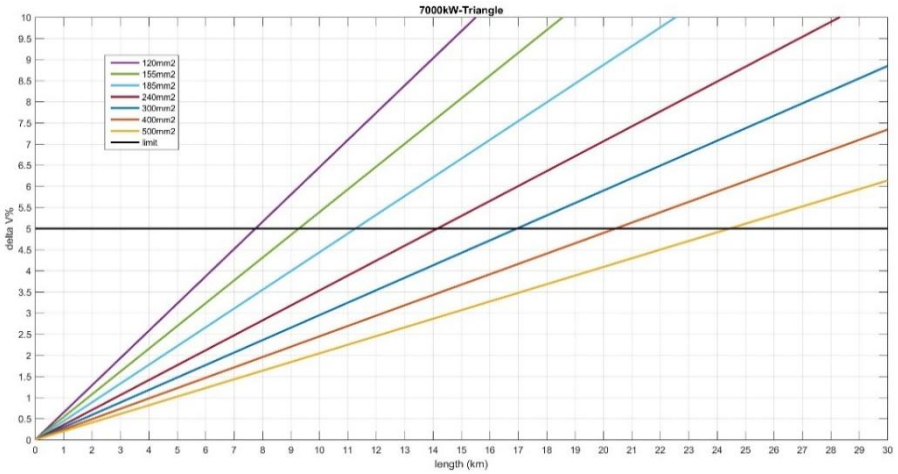
جدول (۱-۳۱): طول حداکثر کابل‌های XLPE در شرایط بار ۷ مگاوات به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد

رسانای آلومینیومی با سطح مقطع نامی(mm۲)	$L_{\max}(km)$ نصب مثلثی	$L_{\max}(km)$ نصب خطی
۵۰	_____	_____
۷۰	_____	_____
۹۵	_____	۶/۱۹
۱۲۰	۷/۷۶	۷/۶۲
۱۵۰	۹/۲۸	۹/۰۹
۱۸۵	۱۱/۲۷	۱۰/۹۹
۲۴۰	۱۴/۱۶	۱۳/۷۱
۳۰۰	۱۶/۹۶	۱۶/۲۹
۴۰۰	۲۰/۴۳	۱۹/۳۸
۵۰۰	۲۴/۴۵	۲۲/۹۵

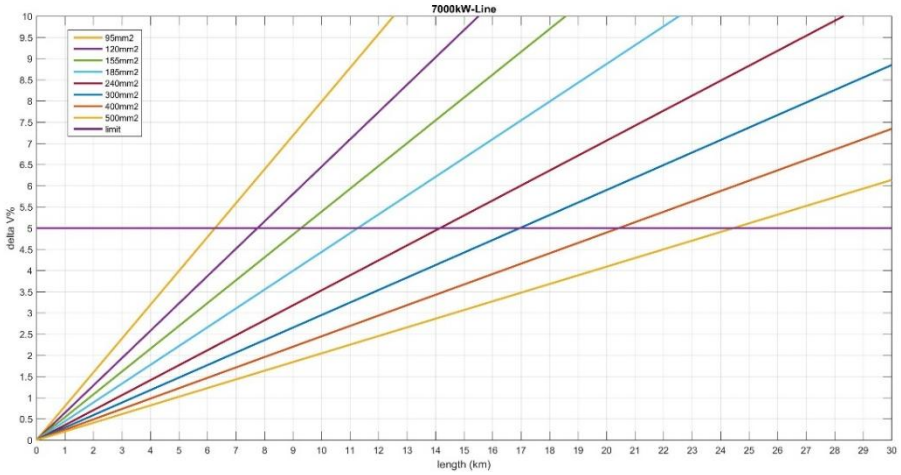
جدول (۱-۳۲): طول حداکثر هادی‌های هوایی در شرایط بار ۷ مگاوات به ازای اختلاف ولتاژ ۵ درصد

نوع هادی	$L_{\max}(km)$
AAAC 70 (7×3/75)	۶/۴۸
AAAC 120 (19×2/95)	۱۰/۴۷
AAAC 185 (19×3/50)	۱۶/۰۷
MINK	۵/۲۶
HYENA	۷/۱۲
WOLF	۱۲/۸۰

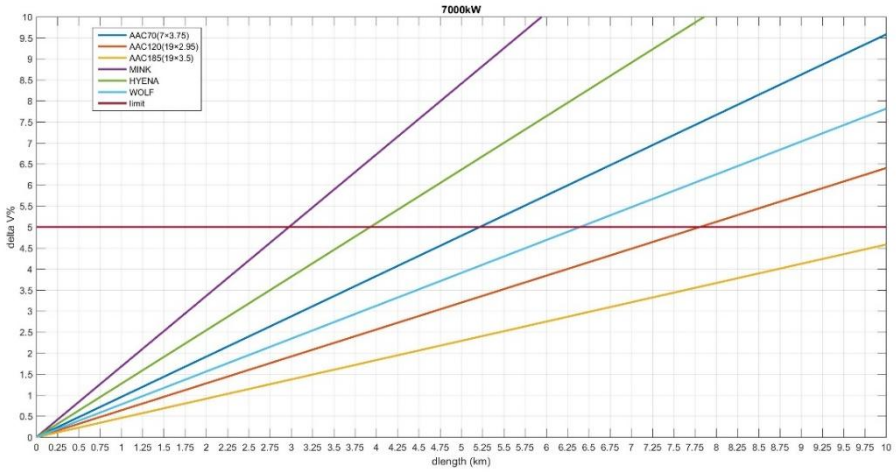
در شکل‌های (۱-۳۹) تا (۱-۴۱) رابطه اختلاف ولتاژ بر حسب طول فیدر برای کابل‌ها و خطوط هوایی با در نظر گرفتن عبور توان ۷ مگاوات نشان داده شده است.



شکل (۱-۳۹): نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور 7000kW-کابل مثلثی



شکل (۱-۴۰): نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور 7000kW-کابل خطی



شکل (۱-۴۱): نمودار اختلاف ولتاژ نسبت به طول فیدر در عبور 7000kW–خط هوایی

۱-۵-۲-بررسی نقش مولد مقیاس کوچک در تعیین سطح اتصال کوتاه و کلید

با توجه به اهمیت مولدهای مقیاس کوچک در تعیین سطح اتصال کوتاه شبکه، با در نظر گرفتن تعدادی از حالت‌های ممکن، ظرفیت و تعداد ترانسفورماتورهای فوق توزیع موجود در پست به بررسی تاثیر وجود مولدهای مقیاس کوچک پرداخته می‌شود.

۱-۵-۲-۱- نصب مولد به باس ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع

با استفاده از استاندارد طراحی پست‌های وزارت نیرو [۳۰] حداقل مقدار ممکن برای امپدانس اتصال کوتاه ترانس‌های فوق توزیع رایج در جدول (۱-۳۳) نشان داده شده است.

جدول (۱-۳۳): حداقل امپدانس اتصال کوتاه ترانس های فوق توزیع

حداقل امپدانس اتصال کوتاه ممکن	ظرفیت نامی ترانسفورماتورها
%۱۳/۵	15MVA
%۱۳/۵	30MVA
%۱۳/۵	40MVA

باید به این نکته توجه نمود که مقادیر امپدانس اتصال کوتاه ذکر شده کمترین مقدار ممکن است. در بیشتر مواقع مقادیر امپدانس ات صال کوتاه از مقدار ا ستاندارد بی شتر می‌با شد. با در نظر گرفتن این مقادیر بی شترین مقدار جریان اتصال کوتاه ممکن برای بررسی بدترین شرایط در نظر گرفته شده است.

کلیدهای انتخابی برای پست در سه کلاس مختلف برابر با ظرفیت ۱۶،۲۰،۲۵KA در نظر گرفته شده است.

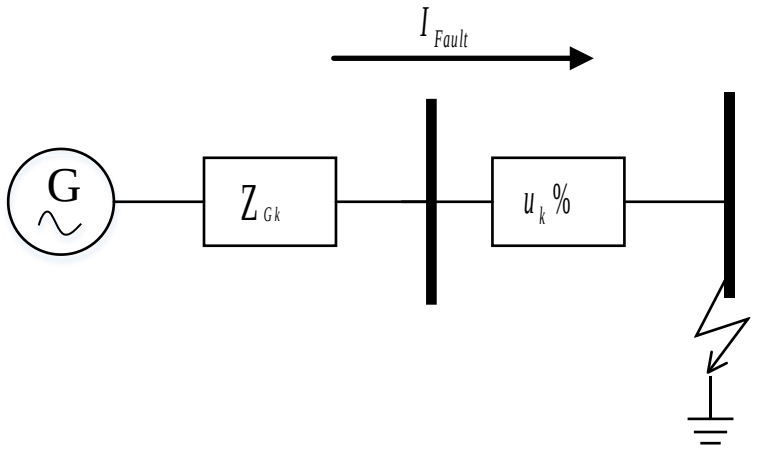
مقادیر جریان اتصال کوتاه برای خطای اتصال کوتاه سه فاز در سمت ۲۰ کیلوولت در جدول (۱-۳۴) نشان داده شده است.

جدول (۱-۳۴): مقدار جریان اتصال کوتاه وحداقل کلید انتخابی کلید برای ظرفیت‌های مختلف پست فوق توزیع

ظرفیت کلید اتصال کوتاه انتخابی	مقدار جریان اتصال کوتاه (A)	تعداد و ظرفیت نامی ترانسفورماتورها
16kA	۳۲۰۷	1×15MVA
16kA	۶۴۱۵	2×15MVA
16kA	۹۶۲۲	3×15MVA
16kA	۱۲۸۳۰	4×15MVA
16kA	۶۴۱۵	1×30MVA
16kA	۱۲۸۳۰	2×30MVA
25kA	۱۹۲۴۵	3×30MVA
16kA	۱۱۵۴۷	1×40MVA

به دلیل گستردگی انواع ژنراتور انتخابی و همین طور مشخصه جریان اتصال کوتاه تعدادی از ژنراتورهای مجود با اندازه توان‌های متفاوت لحاظ شده‌اند.

برای محاسبه جریان اتصال سه فاز ژنراتورهای سنکرون طبق شکل (۱-۴۲) عمل می‌شود.



شکل (۱-۴۲): محاسبه جریان اتصال کوتاه مولد در فیدر بر اثر خطا در باس بار

مقدار امپدانس ژنراتور در شرایط اتصال کوتاه بر اساس استاندارد IEC60909-0 به روش زیر محاسبه می‌شود:

$$Z_{GK} = K_G Z_G = K_G (R_G + jX''_d) \quad (۴)$$

$$K_G = \frac{C_{\max}}{1 + X''_d \sin\varphi} \quad (۵)$$

$$I_{Fault} = \frac{1}{|Z_{Gk} + j \times u_k\%|} \quad (۶)$$

مقدار $C_{\max}$ بر ا ساس ا ستاندارد IEC60909 برای شبکه‌های با ولتاژ بیش از ۱ کیلو ولت برابر با ۱/۱ انتخاب شده ا ست. مقدار مقاومت R_G بر ا ساس ا ستاندارد IEC60909 ب سته به میزان توان و ولتاژ ژنراتور ضریبی از پارامتر X''_d می‌باشد.

مقدار امپدانس تراز سفورماتور وا سطه نیز بر ح سب توان نامی تراز سفورماتور که ن سبت به توان ژنراتور انتخاب می‌شود از جدول مربوط در استاندارد IEC60706 انتخاب می‌شود. در جدول (۱–۳۵) مقادیر پارامترهای ژنراتورها و ترانسفورماتورهای انتخابی و همین طور مقدار جریان اتصال کوتاه آنها دیده می‌شود.

جدول (۱-۳۵): مشخصات ژنراتورهای مختلف و تراسفورماتورهای مختلف و جریان اتصال کوتاه

نام ژنراتور	kVA	kW	Vrated (kV)	X''_d	R_G	$\sin\varphi$	kVA ترانس	$u_k\%$ ترانس	جریان اتصال کوتاه (A)
DIG 167 h/8 [۳۱]	۱۰۹۱۳	۸۷۳۰	۱۱	۰/۱۵۷	۰/۰۱۱	۰/۶	۱۲۰۰۰	۷/۲۷۵۳	۱۳۶۴/۷
RUTY 21583 [۳۲]	۱۰۹۱۳	۸۷۳۰	۱۱	۰/۱۳۸	۰/۰۰۹۷	۰/۶	۱۲۰۰۰	۷/۲۷۵۳	۱۴۷۷/۸
MJB500LA4 [۳۳]	۲۵۰۰	۲۰۰۰	۰/۴	۰/۱۴۲	۰/۰۲۱۳	۰/۶	۴۰۰۰	۴/۳۷۵	۳۸۲
FRAME MW 804S[۳۴]	۲۹۰۰	۲۳۲۰	۳/۳	۰/۱۳۵	۰/۰۲۰۲	۰/۶	۴۵۰۰	۴/۵۱۱۱	۴۵۵/۸۷
LSA50.2 M6 [۳۵]	۱۲۵۰	۱۰۰۰	۰/۴	۰/۱۶۵	۰/۰۲۵	۰/۶	۲۰۰۰	۳/۷۵	۱۱۲/۰۷

با توجه به مقادیر به دســت آمده و حداکثر توان مولد تولید پراکنده قابل نصــب در ســمت ۲۰ کیلوولت که ۲۵ مگاوات می‌با شد. حداکثر تعداد مجموعه‌های از ژنراتور که قابل ن صب می‌با شند و توان تجمعی آن‌ها در جدول (۱–۳۶) نشان داده شده است.

جدول (۱-۳۶): مجموعه های‌ژنراتور با فرض محدودیت ۲۵ مگاولت آمپر

نام مولد	DIG 167 h/8	RUTY 21583	MJB500LAG	FRAME MW 804S	LSA2/50
تعداد	۲	۲	۱۲	۱۰	۲۵
توان کل(kW)	۱۷۴۶۰	۱۷۴۶۰	۲۴۰۰۰	۲۳۲۰۰	۲۵۰۰۰
جریان اتصال کوتاه (kA)	۲۷۲۹/۳	۲۹۵۵/۶	۴۵۸۴	۴۵۵۸/۷	۲۸۰۱/۶

حال با توجه به انواع ظرفیت اتصـال کوتاه پسـت های فوق توزیع و مولدهای تولید پراکنده جدول (۱–۳۶) انواع حالت‌های نصـب مجموعه ژنراتورهای انتخابی در پسـت‌های با ظرفیت مختلف در جدول (۱–۳۷) نشـان داده شـده است.

جدول (۱-۳۷): ظرفیت جدید اتصال کوتاه برای ژنراتورها و پست های فوق توزیع

	DIG 167 h/8	RUTY 21583	MJB500LAG	FRAME MW 804S	LSA2/50
1×15MVA	۶۰۰۹	۷۷۶۶	۷۷۹۱	۶۱۶۳	۵۹۳۷
2×15MVA	۹۲۱۷	۱۰۹۷۴	۱۱۰۰۰	۹۳۷۱	۹۱۴۴
3×15MVA	۱۲۴۲۴	۱۴۱۸۱	۱۴۲۰۶	۱۲۵۷۸	۱۲۳۵۲
4×15MVA	۱۵۶۳۲	۱۷۳۸۹	۱۷۴۱۴	۱۵۷۸۶	۱۵۵۵۹
1×30MVA	۹۲۱۷	۱۰۹۷۴	۱۱۰۰۰	۹۳۷۱	۹۱۴۴
2×30MVA	۱۵۶۳۲	۱۷۳۸۹	۱۷۴۱۴	۱۵۷۸۶	۱۵۵۵۹
3×30MVA	۲۲۰۴۷	۲۳۸۰۴	۲۳۸۲۹	۲۲۲۰۰	۲۱۹۷۴
1×40MVA	۱۴۳۴۹	۱۶۱۰۶	۱۶۱۳۱	۱۴۵۰۳	۱۴۲۷۶

با توجه به متفاوت بودن سطح اتصال کوتاه پست ها به دلیل تفاوت امپدانس اتصال کوتاه و همین‌طور قدرت اتصال کوتاه شبکه بالا دستی پست فوق توزیع، تعدادی پست با سطح اتصال کوتاه ۶ تا ۲۰ کیلو آمپر در نظر گرفته می‌شود.

همچنین مولد جدول (۱–۳۸) در نظر گرفته شـده اسـت و جریان اتصـال کوتاه توسـط نرم افزار Digsilent با استفاده از روش IEC 60909 محاسبه شده است.

جدول (۱-۳۸): مشخصات و جریان اتصال کوتاه ژنراتور نمونه

اتصال کوتاه (A)	U_k٪ ترانس	kVA ترانس	X''_d	Vrated	kW	KVA
۲۱۷/۴	۶	۲۰۰۰	۰/۱۳۵	۰/۴	۱۰۰۰	۱۲۵۰

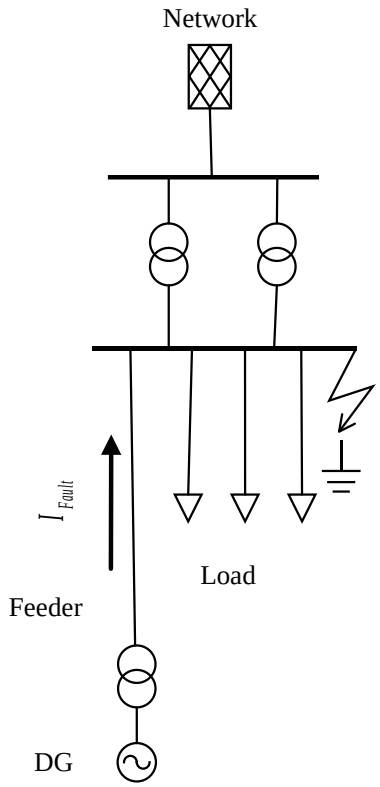
جدول (۱-۳۹): سطح اتصال پست های توزیع و تعداد مولد های قابل نصب و جریان اتصال کوتاه پس از نصب

سطح اتصال کوتاه جدید kA	تعداد مولد با توجه به کلید پست	ظرفیت قطع کلید پست kA	سطح اتصال کوتاه پستKA
۱۱/۴۵	۲۵	۱۶	۶
۱۲/۸۷	۲۲	۱۶	۸
۱۲/۸۲	۱۲	۱۶	۱۰
۱۲/۸۷	۳	۱۶	۱۲
۱۵/۹۵	۹	۲۰	۱۴
۱۹/۹۱	۱۸	۲۵	۱۶
۱۹/۹۵	۹	۲۵	۱۸
۰	۰	۲۵	۲۰

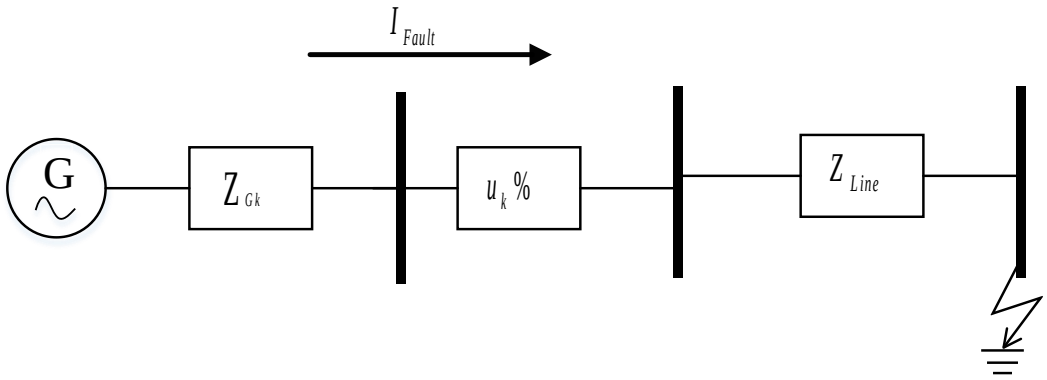
تمامی مطالعات انجام شده بر اساس مولد سنکرون CHP می‌باشد. دلیل انتخاب مولد CHP بیشتر بودن جریان اتصال کوتاه تولیدی نسبت به مولدهای بادی و خورشیدی می‌باشد. در مورد مولد خورشیدی به دلیل اینکه جریان اتصال کوتاه نزدیک به جریان نامی می‌باشد، تفاوت چندانی در سطح اتصال کوتاه ایجاد نمی‌کند. در مورد توربین بادی نیز می‌توان از روش ارائه شده استفاده نمود.

۱-۵-۲-۲- تاثیر مولد موجود در فیدر بر سطح اتصال کوتاه باس ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع

با در نظر گرفتن شکل (۱-۴۳) مولد موجود در طول فیدر نیز می‌توان باعث افزایش مقدار جریان اتصال کوتاه باس ۲۰ کیلوولت شود.



شکل (۱-۴۳): **وجود مولد در فیدر و اتصل کوتاه در باس بار ۲۰ کیلوولت**



شکل (۱-۴۴): جریان اتصال کوتاه مولد با در نظر گرفتن فیدر

با توجه به شکل (۱-۴۴) مقدار جریان اتصال کوتاه مولد در سمت باس بار ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع بر اساس رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$I_{Fault_{p.u}} = \frac{1}{\left| Z_{GK} + u_k\,\% + Z_{Line_{p.u}} \right|} \qquad (۷)$$

ژنراتور انتخابی و تعداد آنها و مشخصه امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور انتخابی در جدول (۱-۴۰) نشان داده شده است.

جدول (۱-۴۰): مشخصات مولد نصب شده در طول فیدر

نام مولد	kVA	kW	Vrated	Z_{KG}	$u_k\,\%$
LSA50.2 M6 [۳۵]	۱۲۵۰	۱۰۰۰	۰/۴	۰/۱۵۸۲۲	۳/۷۵

حال با فرض وجود مولد تولید پراکنده با بیشترین مقدار ۷ مگاوات و همین طور بیشترین طول فیدر بر اساس حداکثر اختلاف ولتاژ ۵ در صد برای کابل XLPE ، مقدار جریان اتصال کوتاه تزریقی مولد در سمت فیدر و در صد اختلاف آن با حالت اتصال مستقیم مولد به باس بار ۲۰ کیلو ولت در جدول (۱-۴۱) نشان داده شده است.

جدول (۱-۴۱): تفاوت مقادیر جریان اتصال کوتاه مولد در دو حالت در داخل فیدر و در باس بار

درصد اختلاف	جریان اتصال کوتاه مولد متصل به باس بار	جریان اتصال کوتاه برای مولد در فیدر	طول فیدر	سطح مقطع mm2
-۱/۴۵	۱۸۴/۴۴	۱۸۱/۷۵	۷/۷۵	۱۲۰
-۱/۶۳	۱۸۴/۴۴	۱۸۱/۴۳	۹/۲۸	۱۵۰
-۱/۸۷	۱۸۴/۴۴	۱۸۱	۱۱/۲۷	۱۸۵
-۲/۱۸	۱۸۴/۴۴	۱۸۰/۴۱	۱۴/۱۶	۲۴۰
-۲/۴۷	۱۸۴/۴۴	۱۷۹/۸۸	۱۶/۹۶	۳۰۰
-۲/۷۹	۱۸۴/۴۴	۱۷۹/۲۹	۲۰/۴۳	۴۰۰
-۳/۱۹	۱۸۴/۴۴	۱۷۸/۵۵	۲۴/۴۵	۵۰۰

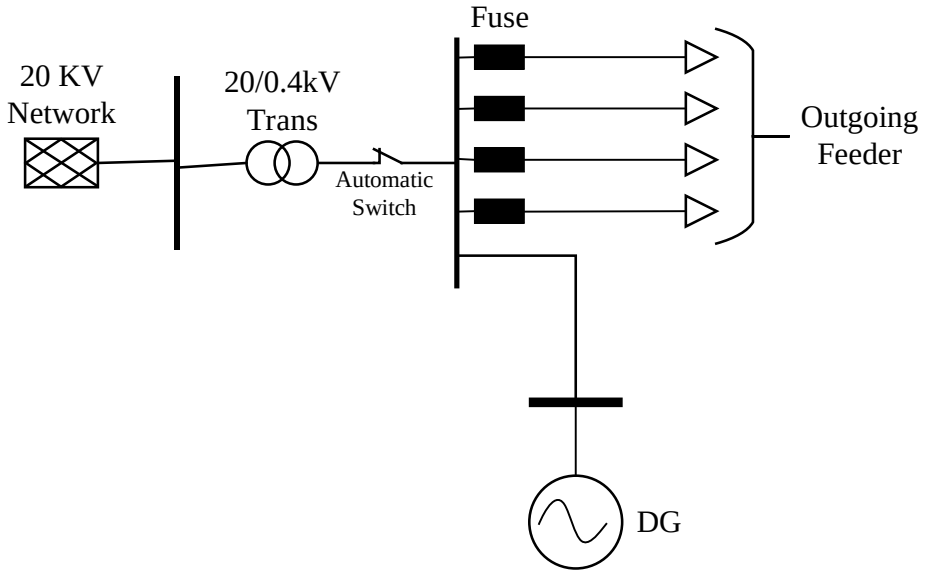
همانطور که در جدول (۱-۴۱) مشاهده می‌شود در حالتی که مولد بیشترین فاصله مجاز با باس بار ۲۰ کیلو ولت خطا دیده را نیز داشته باشد درصد کاهش جریان اتصال کوتاه نسبت به مولد اتصال مستقیم به باس بار ۲۰ کیلو ولت در تمامی موارد کمتر از ۵ درصد می‌باشد. بنابراین برای محاسبه مناسب بودن ظرفیت کلید فیدرهای خروجی پست در صورتی که مولد با فیدر نصب شده باشد. می‌توان آن مولد متصل به باس بار ۲۰ کیلو ولت در نظر گرفت. برای محاسبه جریان اتصال کوتاه خود فیدر مولد نباید مولد را در نظر گرفت.

۱-۵-۲-۳- تاثیر مولد ۲۰۰ کیلووات به باس ۴۰۰ ولت ترانسفورماتور توزیع

با در نظر گرفتن اتصـــال یک مولد با ظرفیت ۲۰۰کیلوولت به باس بار ۴۰۰ ولت ترانســـفورماتور توزیع، مقادیر جریان اتصال کوتاه به ازای ژنراتور به وسیله نرم افزار Digsilent با مشخصات جدول (۱-۴۲) نشان داده شده است.

جدول (۱-۴۲): مشخصات مولد 200kW و جریان اتصال کوتاه

نام مولد	kVA	kW	Vrated	X''_d	جریان اتصال کوتاه A
MJB25LB4[۹]	۲۵۰	۲۰۰	۴۰۰	۰/۱۱۵	۲۵۱۰



شکل (۱-۴۵): اتصال مولد به باس بار ۴۰۰ ولت ترانسفورماتور توزیع

با در نظر گرفتن شـکل (۱-۴۵) در صـورت ایجاد خطا در فیدرهای خروجی با توجه به اینکه طبق دسـتورالعمل حفاظت شبکه توزیع [۳۶] حداقل جریان قطع فیوز ها ۵۰ کیلو آمپر می‌باشد، در بدترین شرایط مقدار جریان اتصال کوتاه مولد تقریبا ۵ درصـــد حداقل جریان قابل قطع فیوز می‌باشـــد. بنابراین نگرانی در مورد قدرت قطع فیوز وجود ندارد. در صورتی که از کلیدهای مینیاتوری به جای فیوز مورد استفاده قرار بگیرد با توجه به اینکه حداقل قدرت قطع آنها بنا بر مرجع [۳۶] بسیار کمتر از فیوز می‌باشد (۶ کیلوآمپر). بنابراین لازم است که در صورت اتصال مولد بنا بر شکل (۱-۴۵) کلیدهای مینیاتوری نیز در صورت لزوم تغییر کنند.

در مورد کلید اتوماتیک خروجی فشار ضعیف ترانسفورماتور با در نظر گرفتن حالتی که در داخل سیم پیچی فشار ضـعیف یا خروجی ترانسـفورماتور خطا رخ بدهد تنها جریان مولد از کلید عبور می‌کند که برای کلید کاملا قابل قطع است.

۱-۵-۳-بررسی شرایط یک شبکه نمونه به ازای نصب انواع مولدهای مقیاس کوچک (CHP، خورشیدی بادی)

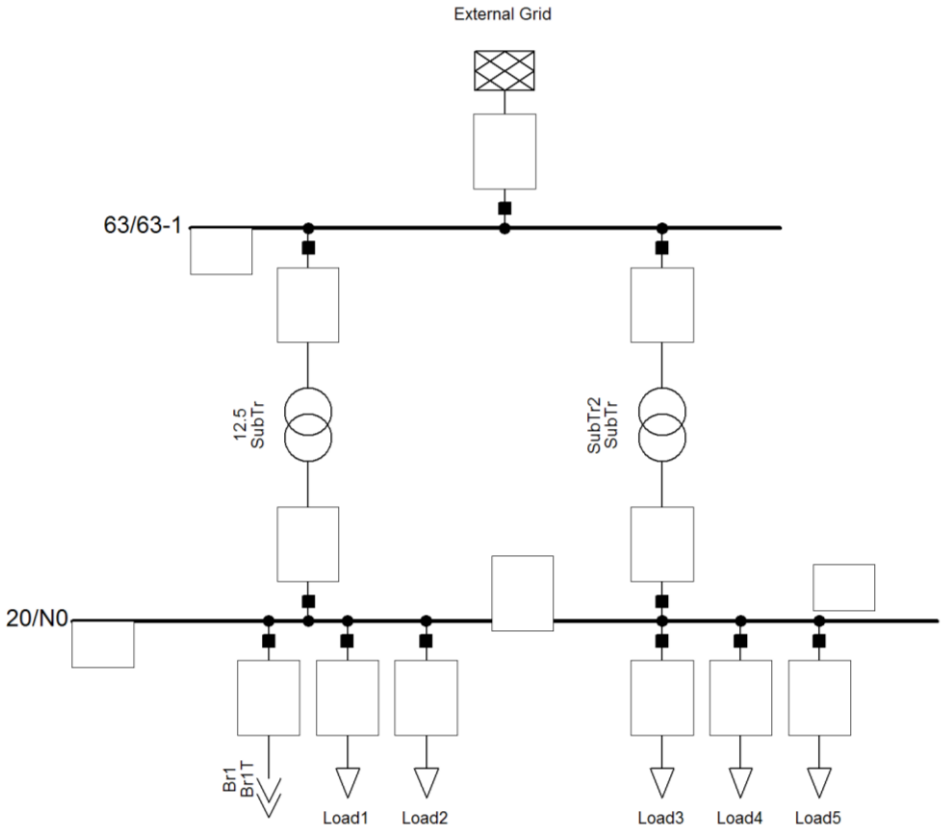
در ادامه به‌منظور صحت سنجی برای هر کدام از طرح‌های اتصال بیان‌شده یک نمونه شبیه سازی بر روی یک شبکه ۶۹ باسه استاندارد IEEE با فرض وجود سه نوع مولد سنکرون، بادی و خورشیدی انجام می‌شود. در بررسی شبیه سازی‌ها به تغییرات مقدار ولتاژ باس‌های نزدیک محل اتصال مولد و مقدار بارگذاری خطوط پرداخته می شود. همچنین سناریوهای مبنی بر قطع مولد و یا در بعضی از طرح‌های اتصال به بررسی قطع پایین دست مولد و تاثیر آن بر روی ولتاژ باس‌های مجاور و فرکانس شبکه آورده می‌شود.

شبکه مورد مطالعه

به منظور بررسی شرایط شبکه و پارامترهای الکتریکی آن در هنگام اتصال مولد تولید پراکنده، یک شبکه نمونه IEEE 69 bus برای بررسی شرایط شبکه در نظر گرفته شده است.

نمای کلی شبکه شبیه سازی شده و پست فوق توزیع مربوطه در شکل‌های (۱-۴۶) و (۱-۴۷) مشاهده می‌شود.

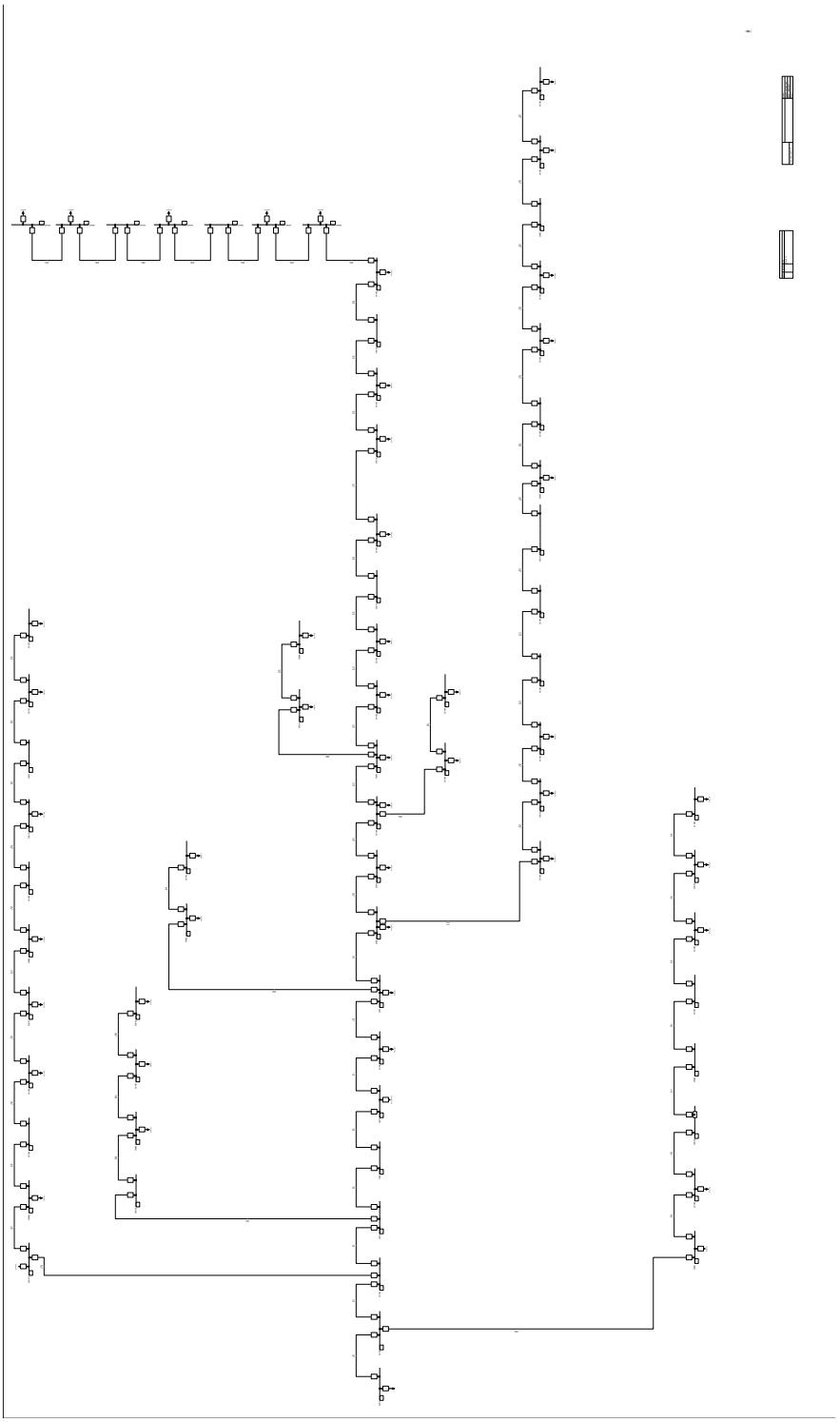
همچنین اطلاعات ترانس های پست توزیع و ظرفیت اتصال کوتاه در دو سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت و ۶۳ کیلوولت در جدول (۱-۴۳) آمده است.



شکل (۱-۴۶): پست فوق توزیع مدل شده

جدول (۱-۴۳): مشخصات ترانسفورماتورهای فوق توزیع و سطح اتصال کوتاه سه فاز شبکه

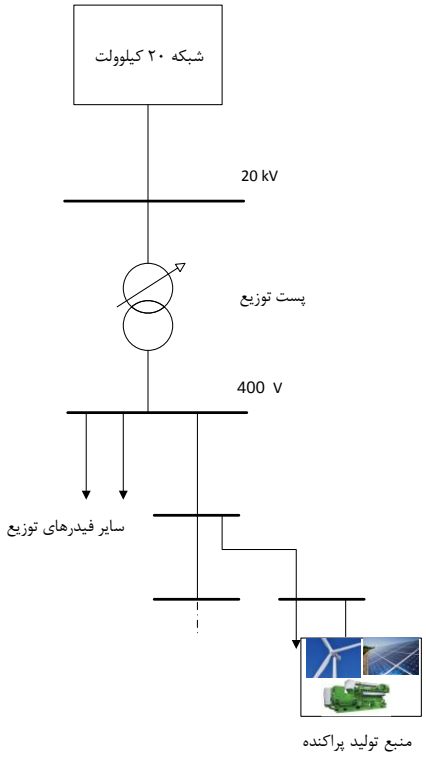
ظرفیت ترانس‌ها	15MVA
Uk%	12.5%
مقدار جریان اتصال کوتاه	7.072kA



شکل (۱-۴۷): شبکه ۶۹ باسه مدل شده در نرم افزار Digsilent

۱-۵-۳-۱- طرح اتصال ۱

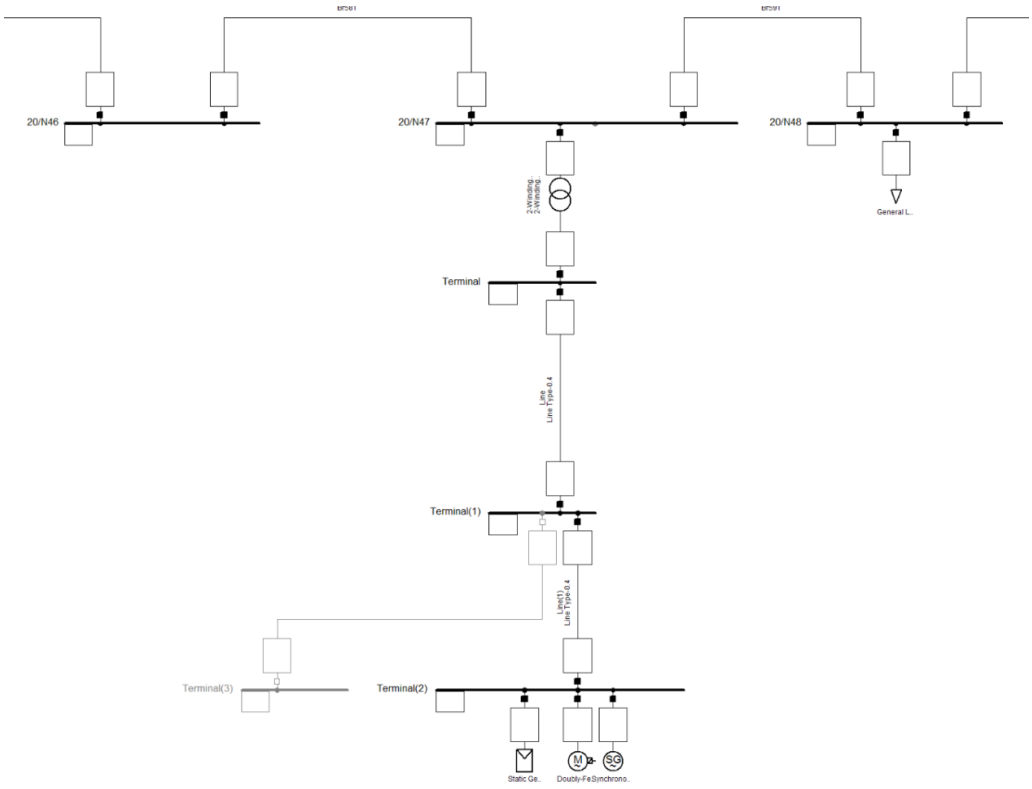
شکل (۱-۴۸) اتصال مولدهای تولید پراکنده فتوولتاییک به شبکه را بر اساس طرح ۱ نشان می‌دهد. طبق تقسیم بندی‌های انجام شده در جدول (۱-۱۳)، تنها اتصال منابع تولید پراکنده‌ی کلاس (۱)، یعنی ژنراتورهای سه‌فاز با ظرفیت زیر ۲۰ کیلووات و ژنراتورهای تک‌فاز با حداکثر قدرت نامی ۵ کیلووات، از طریق این طرح به شبکه توزیع مجاز است. با توجه به ظرفیت کم منابع تولید پراکنده در این حالت، برای اتصال این منابع به شبکه نیاز به ترانسفورماتور اختصاصی نیست و منبع تولید پراکنده مستقیما به وسط فیدر فشار ضعیف متصل می‌شود.



شکل (۱-۴۸): طرح اتصال ۱ از منابع کلاس ۱

شبیه‌سازی طرح اتصال۱- کلاس ۱

- اندازه DG: ۲۰(kW)
- محل انشعاب ۴۰۰ ولت در فیدر ۲۰ کیلوولت: باس N47



شکل (۱-۴۹): اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۱)

❖ مولد سنکرون

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیو ست و ضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده ا ست. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات، در جدول (۱–۴۴) تنها ولتاژ باس N47 و باس‌های همسایه آن (N48, N46) آورده شده‌اند.

جدول (۱-۴۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱)–مولد سنکرون

شماره باس	N48	N47	N46
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹۰
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۵۴۲۹	۰/۹۵۵۹۴	۰/۹۶۰۱۵
درصد تغییرات%	۰/۰۲۹۳۵	۰/۰۳۰۳۴	۰/۰۴۴۴۶

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

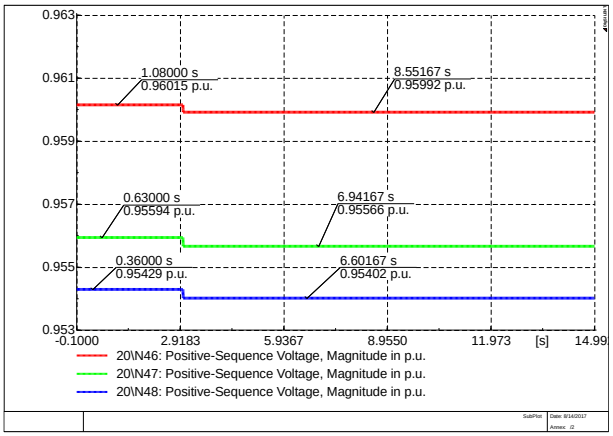
در پیوست وضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده است. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱–۴۵) تنها بارگذاری چند خط همسایه نقطه اتصال بررسی می‌شوند.

جدول (۱-۴۵): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱)-مولد سنکرون

شماره خط	Br59_a	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۶/۲۰۸۵۵	۶/۱۴۷۸۶
درصد تغییرات٪	-۰/۰۳۰۹۲	-۱/۰۰۰۸۱

✓ *بررسی تاثیر قطع CHP بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*

در این قسمت تاثیر قطع مولد بر ولتاژ مشاهده می‌شود.



شکل (۱-۵۰): بررسی تغییرات ولتاژ باس‌ها در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۱)- مولد سنکرون

❖ مولد بادی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۴۶): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱)-مولد بادی

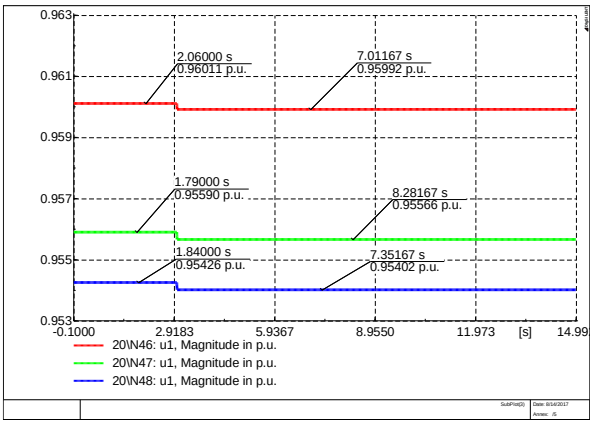
شماره باس	N48	N47	N46
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۵۴۲۹	۰/۹۵۵۹۴	۰/۹۶۰۱۵
درصد تغییرات٪	۰/۰۲۹۳۵۰	۰/۰۳۰۳۴۰	۰/۰۴۴۴۶۰

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۴۷): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱)-مولد بادی

شماره خط	Br59_a	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۶/۲۰۸۵۵	۶/۱۴۷۸۶
درصد تغییرات٪	-۰/۰۳۰۹۲	-۱/۰۰۸۱۴

✓ *بررسی تاثیر قطع WT بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*



شکل (۱-۵۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۱)-مولد بادی

❖ مولد خورشیدی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۴۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱) – مولد خورشیدی

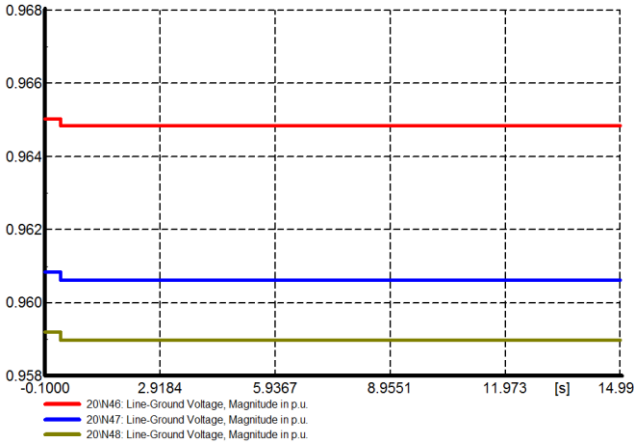
شماره باس	N48	N47	N46
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۵۹۲۰۴	۰/۹۶۰۸۴۲	۰/۹۶۵۰۳۳
درصد تغییرات٪	۰/۵۴۴۰۱	۰/۵۴۳۰۸	۰/۹۵۵۱۲

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۴۹): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۱) – مولد خورشیدی

شماره خط	Br59_a	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۶/۱۷۶۴۵۷	۶/۱۲۷۶۳۱
درصد تغییرات٪	-۰/۵۷۶۹۳	-۱/۳۳۳۸۸

✓ *بررسی تاثیر قطع PV بر ولتاژ باس‌های شبکه*



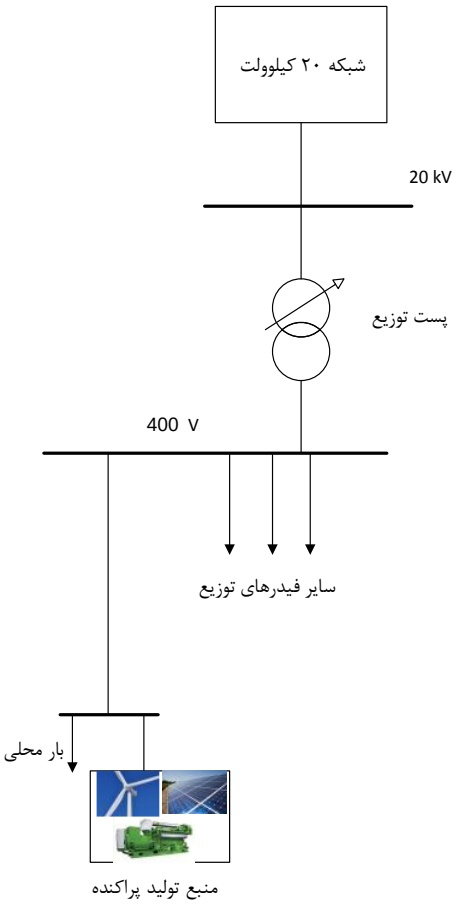
شکل (۱-۵۲): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۱)-مولد خورشیدی

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده در این قسمت و بررسی‌های انجام شده از جهات مختلف، مشاهده می‌شود که مقادیر پارامترهای برر سی شده در این طرح در ح ضور منابع تولید پراکنده و عدم ح ضور آن در محدوده معین و قابل قبول قرار داشته و امکان استفاده این طرح در کلاس (۱) بلامانع است.

۱-۵-۳-۲- طرح اتصال ۲

شکل (۱-۵۳) شماتیک اتصال مولدهای پراکنده از نوع فتوولتاییک به شبکه را از طریق طرح (۲) نشان می‌دهد. مطابق تقسیم‌بندی انجام شده در جدول (۱-۱۳)، مولدهای کلاس ۱و۲، یعنی ژنراتورهای با ظرفیت زیر ۲۰۰ کیلووات، از طریق این طرح می‌توانند به شبکه متصل شوند.

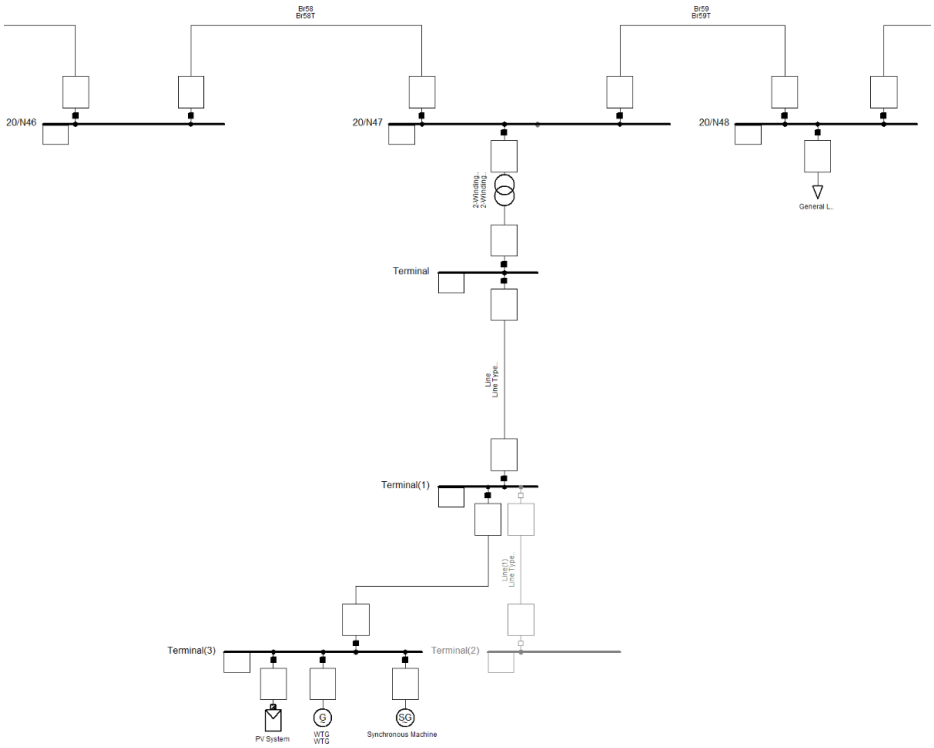
مطابق با شکل (۱-۵۳) در این طرح منبع تولید پراکنده فتوولتاییک مستقیماً و بدون نیاز به ترانسفورماتور اختصاصی از طریق یک خط فشار ضعیف ۴۰۰ ولت به ثانویه پست توزیع متصل می‌شود.



شکل (۱-۵۳): طرح اتصال ۲ از منابع کلاس ۱

شبیه‌سازی طرح اتصال۲- کلاس ۱

- اندازه DG: (kW)۲۰
- محل انشعاب ۴۰۰ ولت در فیدر ۲۰ کیلوولت: باس N47



شکل (۱-۵۴): اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۲)

❖ مولد سنکرون

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیو ست و ضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده ا ست. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱–۵۰) تنها ولتاژ باس N47 و باس‌های همسایه آن (N48, N46) آورده شده‌اند.

جدول (۱-۵۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲)– مولد سنکرون

شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹۰
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۶۰۱۵	۰/۹۵۵۹۴	۰/۹۵۴۲۹
درصد تغییرات٪	۰/۰۳۰۳۹	۰/۰۳۰۳۴	۰/۰۲۶۰۴

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

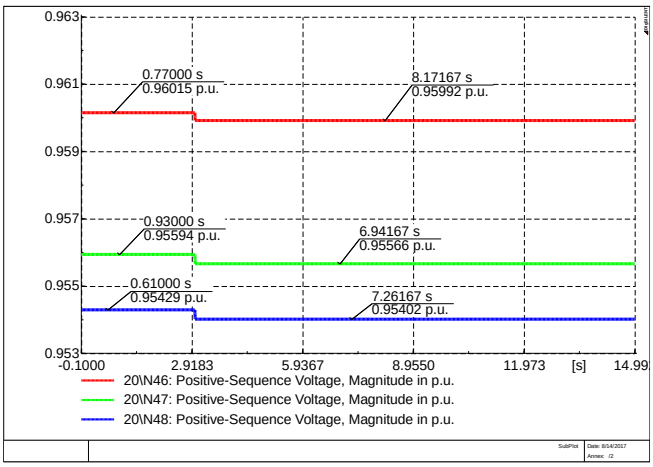
در پیوست وضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده است. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۵۱) تنها بارگذاری چند خط همسایه نقطه اتصال بررسی می‌شوند.

جدول (۱-۵۱): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲)- مولد سنکرون

شماره خط	Br59	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۶/۲۰۸۵۴	۶/۱۴۷۸۸
درصد تغییرات٪	-۰/۰۳۱۰۸	-۱/۰۰۷۸۱

✓ *بررسی تاثیر قطع CHP بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*

در این قسمت تاثیر قطع مولد بر ولتاژ مشاهده می‌شود.



شکل (۱-۵۵): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۲)-مولد سنکرون

❖ مولد بادی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۵۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲) – مولد بادی

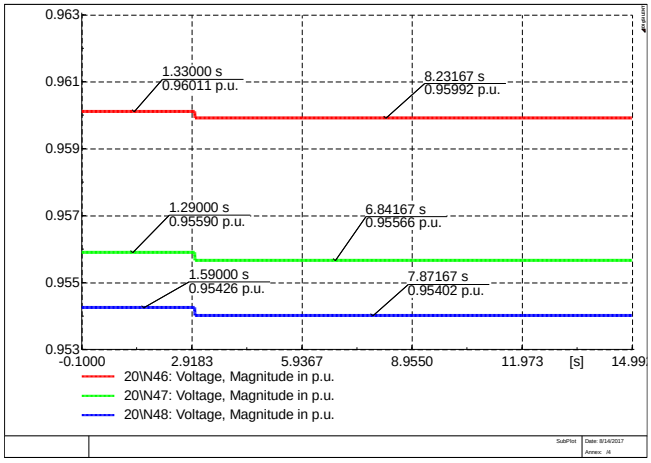
شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۶۰۱۱	۰/۹۵۵۹۰	۰/۹۵۴۲۸
درصد تغییرات٪	۰/۰۲۹۳۵۰	۰/۰۲۶۱۶۰	۰/۰۲۱۸۷۰

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۵۳): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲)- مولد بادی

شماره خط	Br59	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۶/۲۰۸۸۱	۶/۱۵۶۱۶
درصد تغییرات٪	-۰/۰۲۶۷۳	-۰/۸۷۴۴۹

✓ *بررسی تاثیر قطع WT بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۵۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۲)-مولد بادی

❖ مولد خورشیدی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۵۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲) – مولد خورشیدی

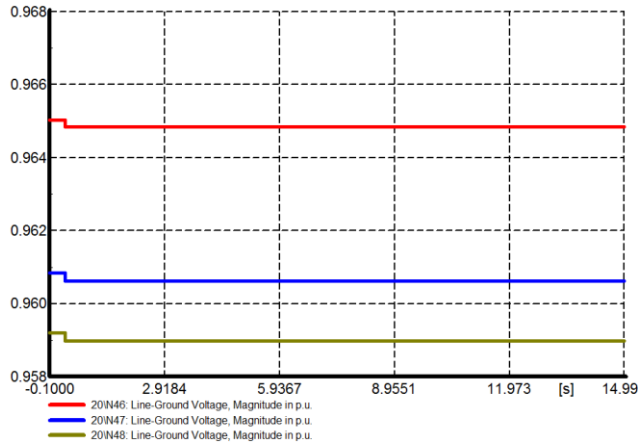
شماره باس	N48	N47	N46
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۵۹۲۰۴	۰/۹۶۰۸۴۲	۰/۹۶۵۰۳۳
درصد تغییرات٪	۰/۵۴۵۰۷	۰/۵۴۳۰۸	۰/۵۳۴۴۳

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۵۵): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۱) در طرح (۲)- مولد بادی

شماره خط	Br59_a	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۶/۱۷۶۴۵۷	۶/۱۲۷۶۳۱
درصد تغییرات٪	-۰/۵۴۷۷۸	-۱/۳۳۳۸

✓ *بررسی تاثیر قطع PV بر ولتاژ باس‌های شبکه*

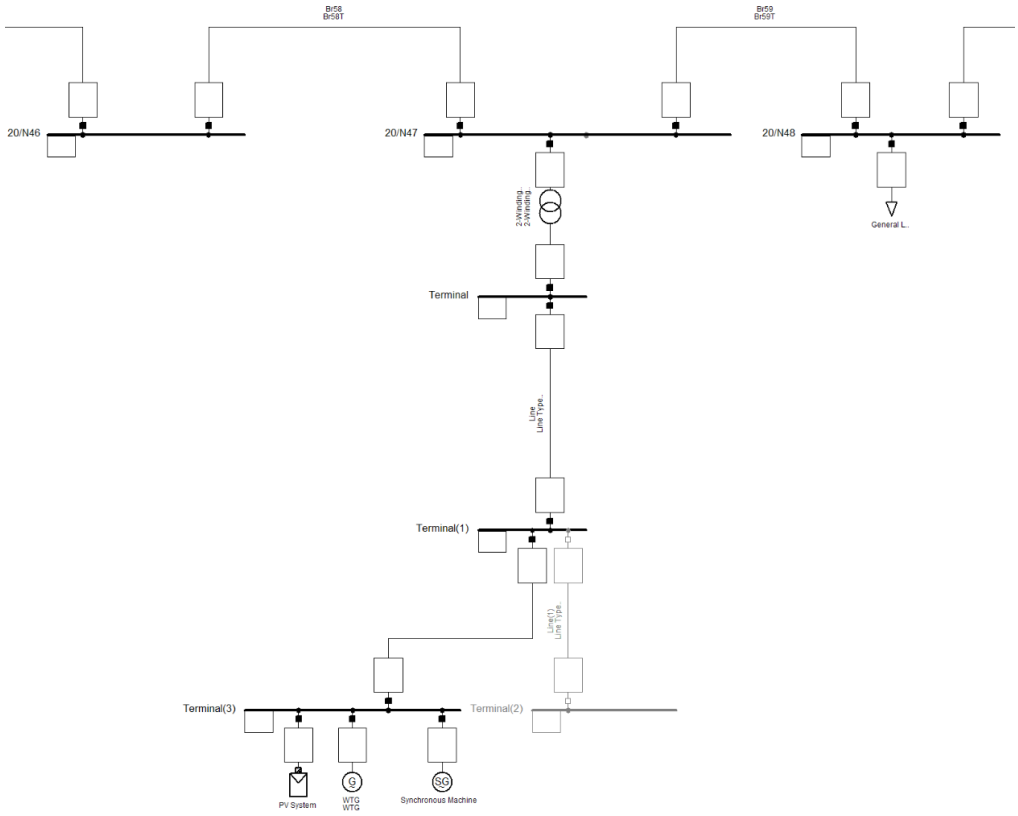


شکل (۱-۵۷): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۱) به طرح اتصال (۲)-مولد خورشیدی

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده در این قسمت و بررسی‌های انجام شده از جهات مختلف، مشاهده می‌شود که مقادیر پارامترهای برر سی شده در این طرح در حضور منابع تولید پراکنده و عدم حضور آن در محدوده معین و قابل قبول قرار داشته و امکان استفاده این طرح در کلاس (۱) بلامانع است.

شبیه‌سازی طرح اتصال۲- کلاس ۲

- اندازه DG: (kW)۲۰۰
- محل انشعاب ۴۰۰ ولت در فیدر ۲۰ کیلوولت: باس N47



شکل (۱-۵۸): اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)

❖ مولد سنکرون

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیوست وضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده است. بدلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۵۶) تنها ولتاژ باس N47 و باس‌های همسایه آن (N48, N46) آورده شده‌اند.

جدول (۱-۵۶): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲)- مولد سنکرون

شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹۰
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۶۲۳۴	۰/۹۵۸۵۶	۰/۹۵۶۹۱
درصد تغییرات	۰/۳۰۵۰۳	۰/۳۰۴۵۰	۰/۲۵۴۱۹

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

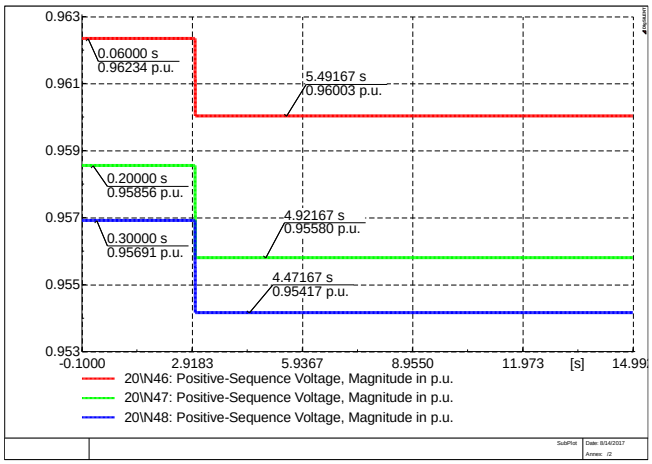
در پیوست وضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده است. بدلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۵۷) تنها بارگذاری چند خط همسایه نقطه اتصال بررسی می‌شوند.

جدول (۱-۵۷): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲)- مولد سنکرون

شماره خط	Br59	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۵/۵۸۹۳	۶/۱۹۱۳۸
درصد تغییرات٪	-۱۰/۰۰۲	-۰/۳۰۷۳۸

✓ *بررسی تاثیر قطع CHP بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*

در این قسمت تاثیر قطع مولد بر ولتاژ مشاهده می‌شود.



شکل (۱-۵۹): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)-مولد سنکرون

❖ مولد بادی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۵۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲) – مولد بادی

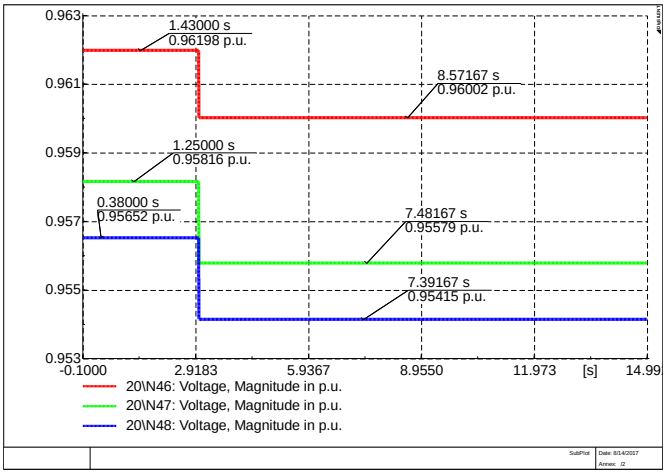
شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۶۱۹۸	۰/۹۵۸۱۶	۰/۹۵۶۵۲
درصد تغییرات٪	۰/۲۶۴۱۵	۰/۲۶۲۶۸	۰/۲۱۶۶۸۹

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۵۹): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲)- مولد بادی

شماره خط	Br59	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۵/۶۷۶۱۸	۶/۱۹۳۹۵
درصد تغییرات	-۸/۶۰۳۰۸	-۰/۲۶۶۰۰

✓ *بررسی تاثیر قطع WT بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*



شکل (۱-۶۰): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)-مولد بادی

❖ مولد خورشیدی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۶۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲) – مولد خورشیدی

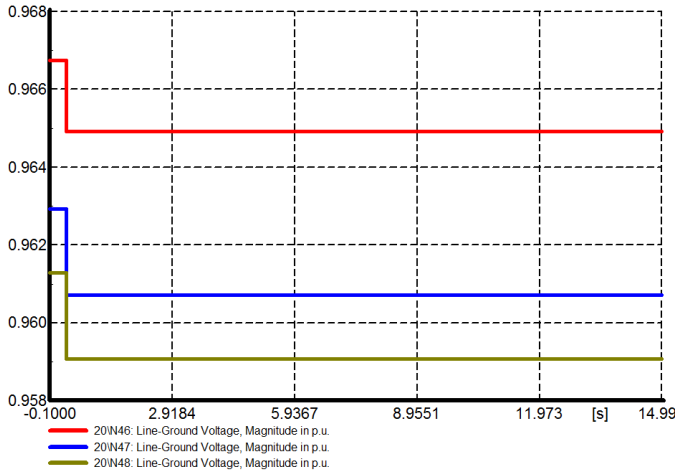
شماره باس	N48	N47	N46
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۶۱۲۹۱	۰/۹۶۲۹۲۵	۰/۹۶۶۷۴۲
درصد تغییرات٪	۰/۲۶۴۱۵	۰/۲۶۲۶۴	۰/۲۱۶۶۸

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۶۱): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۲)- مولد بادی

شماره خط	Br59_a	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۶/۱۶۲۹۱۶	۶/۶۸۸۰۸۶
درصد تغییرات٪	-۰/۲۶۶۱۶	-۸/۶۰۷۵۶

✓ *بررسی تاثیر قطع PV بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*



شکل (۱-۶۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)-مولد خورشیدی

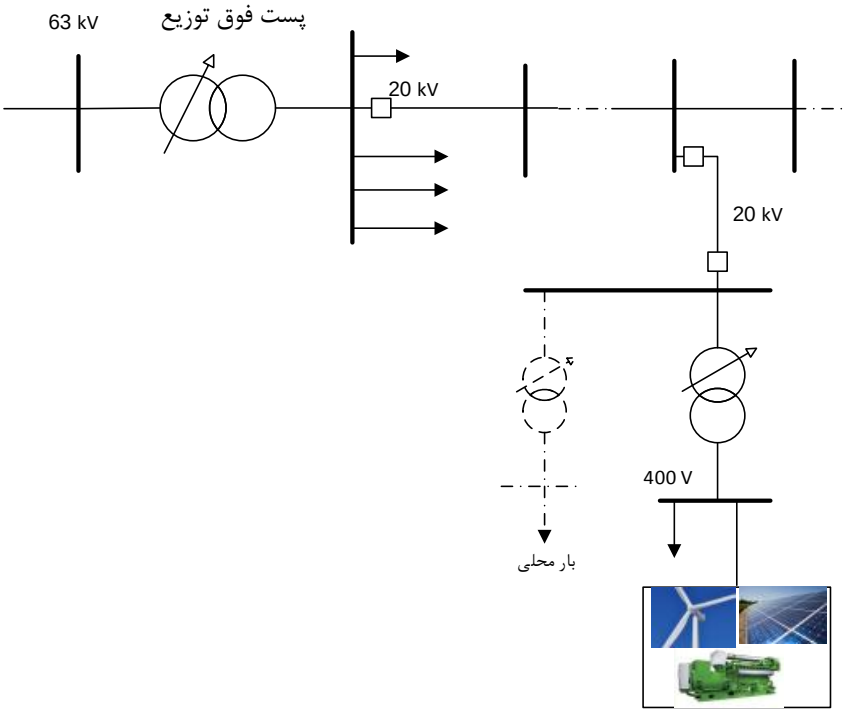
با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده در این قسمت و بررسی‌های انجام شده از جهات مختلف، مشاهده می‌شود که مقادیر پارامترهای برر سی شده در این طرح در ح ضور منابع تولید پراکنده و عدم ح ضور آن در محدوده معین و قابل قبول قرار داشته و امکان استفاده این طرح در کلاس (۲) بلامانع است.

۱-۵-۳-۳- طرح اتصال ۳

با توجه به تقسیم‌بندی انجام شده در جدول (۱-۱۳)، منابع تولید پراکنده کلاس‌های ۲، ۳ و ۴، یعنی منابعی با ظرفیت بین ۲۰ کیلووات تا ۷ مگاوات از طریق این طرح می‌توانند به شبکه توزیع متصل شوند.

با توجه به شکل (۱-۶۲)، منبع تولید پراکنده فتوولتاییک در این طرح از طریق یک ترانسفورماتور اختصاصی، به وسط فیدر ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شود.

در این قسمت ژنراتورهای کلاس ۲، یعنی ژنراتورهایی با ظرفیت ۲۰ تا ۲۰۰ کیلووات مورد بررسی قرار می‌گیرد.



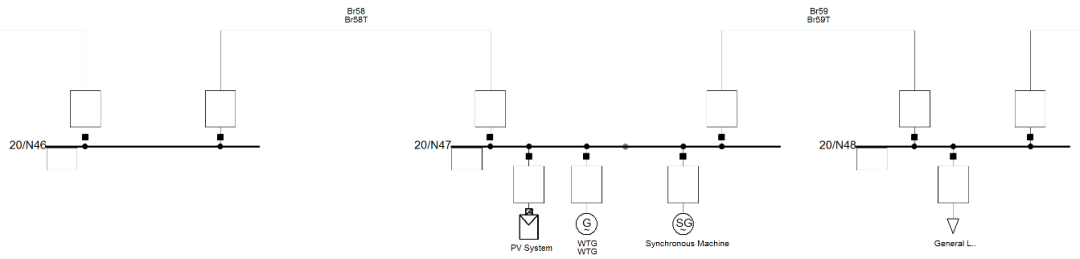
شکل (۱-۶۲): طرح اتصال ۳ از منابع کلاس ۲

هدف از به کارگیری ترانس اختصاصی در طرح‌هایی از این قبیل (طرح ۳ و۴ و ۵) عبارت است از:

به دلیل زیاد بودن جریان تزریق شده توسط ژنراتور به شبکه توزیع در سطح ولتاژ ۴۰۰ ولت، هادی‌های شبکه نمی‌توانند به لحاظ حرارتی این جریان را تحمل نمایند، لذا سطح ولتاژ از ۴۰۰ ولت به ۲۰ کیلوولت افزایش می‌یابد. ترانسفورماتور باعث کاهش سطح اتصال کوتاه شبکه و کاهش تاثیرگذاری DG بر شبکه و برعکس می‌شود.

شبیه‌سازی طرح اتصال۳- کلاس ۲

- اندازه DG: (kW)۲۰۰
- محل انشعاب: باس N47 از فیدر (kV)۲۰



شکل (۱-۶۳): اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)

❖ مولد سنکرون

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیوست وضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده است. بدلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۶۲) تنها ولتاژ باس N47 و باس‌های همسایه آن (N48, N46) آورده شده‌اند.

جدول (۱-۶۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳)- مولد سنکرون

شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹۰
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۶۲۳۵	۰/۹۵۸۵۶	۰/۹۵۶۹۲
درصد تغییرات٪	۰/۲۵۵۲۳	۰/۳۰۴۵۰	۰/۳۰۶۰۸

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

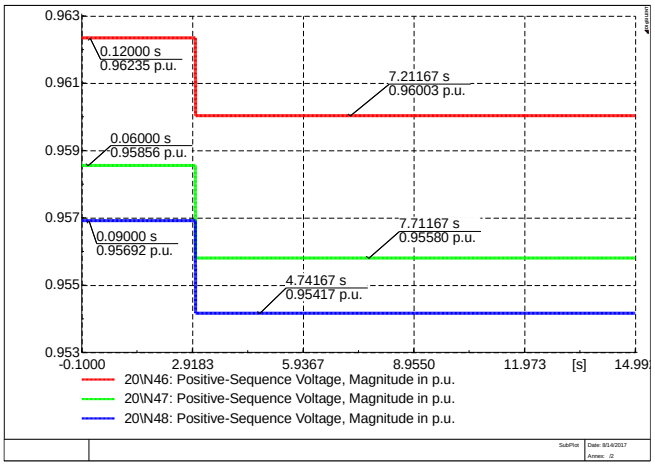
در پیوست وضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده است. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۶۳) تنها بارگذاری چند خط همسایه نقطه اتصال بررسی می‌شوند.

جدول (۱-۶۳): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳)- مولد سنکرون

شماره خط	Br58	Br59
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۵/۵۸۹۳	۶/۱۹۱۳۸
درصد تغییرات٪	-۱۰/۰۰۲۰۰	-۰/۳۰۷۳۸

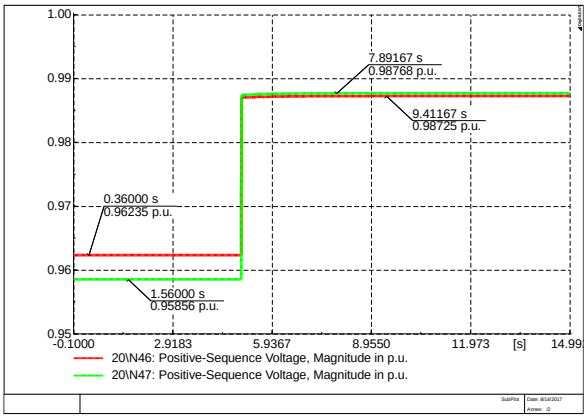
✓ *بررسی تاثیر قطع مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*

در این قسمت تاثیر قطع مولد بر فرکانس و ولتاژ مشاهده می‌شود.



شکل (۱-۶۴): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-قطع مولد-مولد سنکرون

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*



شکل (۱-۶۵): بررسی تغییرات ولتاژ فرکانس و ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد سنکرون

❖ مولد بادی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۶۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳) – مولد بادی

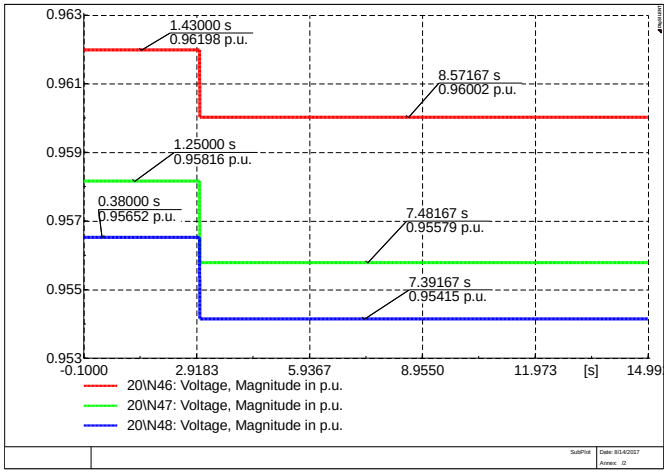
شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۶۱۹۹	۰/۹۵۸۱۶	۰/۹۵۶۵۲
درصد تغییرات٪	۰/۲۶۴۱۵	۰/۲۶۲۶۴	۰/۲۱۷۷۳

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۶۵): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳)- مولد بادی

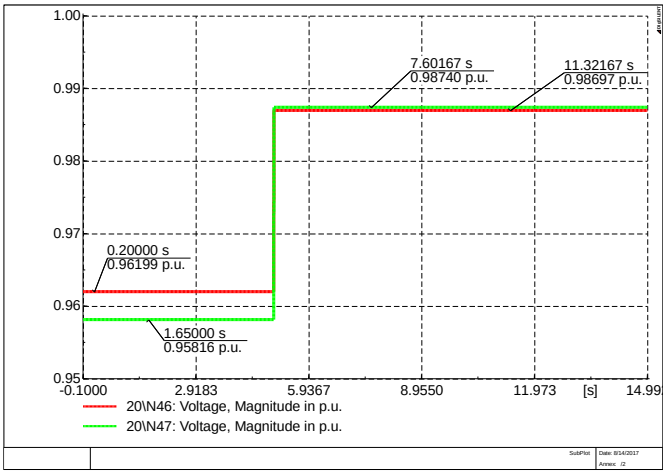
شماره خط	Br59	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۶/۱۳۹۴	۵/۶۷۵۹
درصد تغییرات٪	-۱/۱۴۴۳۶	-۸/۶۰۷۵۶

✓ *بررسی تاثیر قطع WT بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۶۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-قطع مولد-مولد بادی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد بادی بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۶۷): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد بادی

❖ مولد خورشیدی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۶۶): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳) – مولد خورشیدی

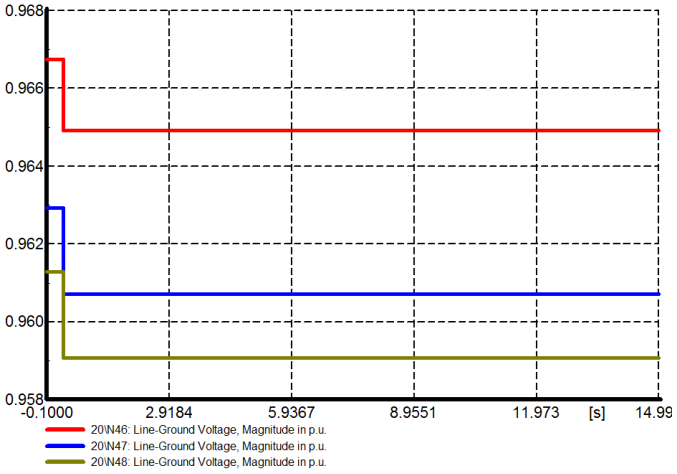
شماره باس	N48	N47	N46
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۶۱۳۰۵	۰/۹۶۲۹۳۹	۰/۹۶۶۷۵۵
درصد تغییرات٪	۰/۲۶۶۲۴	۰/۲۶۴۷۴	۰/۲۱۲۵۱

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۶۷): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۲) در طرح (۳)- مولد بادی

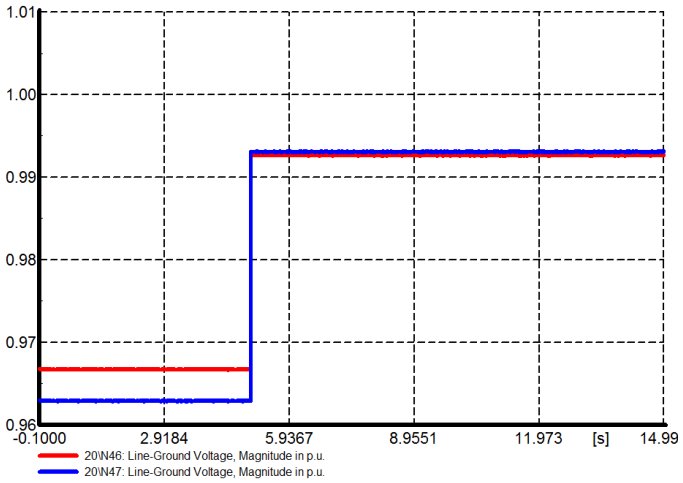
شماره خط	Br59_a	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۵/۱۶۲۸۲۵	۵/۶۸۴۹۹۴
درصد تغییرات٪	-۰/۲۶۶۱۶	-۸/۶۰۷۵۶

✓ *بررسی تاثیر قطع PV بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۶۸): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۲)-مولد خورشیدی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد خورشیدی بر ولتاژ باس‌های شبکه*

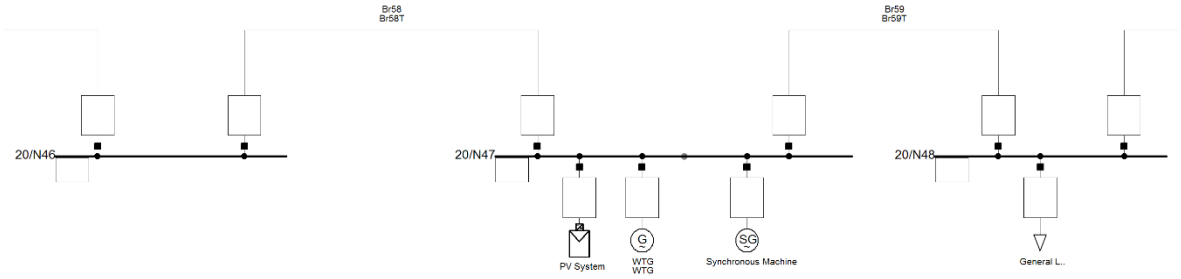


شکل (۱-۶۹): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۲) به طرح اتصال (۳)-مولد خورشیدی

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده در این قسمت و بررسی‌های انجام شده از جهات مختلف، مشاهده می‌شود که مقادیر پارامترهای برر سی شده در این طرح در ح ضور منابع تولید پراکنده و عدم ح ضور آن در محدوده معین و قابل قبول قرار داشته و امکان استفاده این طرح در کلاس (۲) بلامانع است.

شبیه‌سازی طرح اتصال۳- کلاس ۳

- اندازه DG: ۱۰۰۰(kW)
- محل انشعاب: باس N47 از فیدر ۲۰(kV)



شکل (۱-۷۰): اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)

❖ مولد سنکرون

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیوست وضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده است. بدلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۶۸) تنها ولتاژ باس N47 و باس‌های همسایه آن (N48, N46) آورده شده‌اند.

جدول (۱-۶۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳)- مولد سنکرون

شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹۰
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۵۴۲۹	۰/۹۵۵۹۴	۰/۹۶۰۱۵
درصد تغییرات٪	۱/۵۰۷۳۳	۱/۵۰۱۵۹	۱/۲۵۰۰۶

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

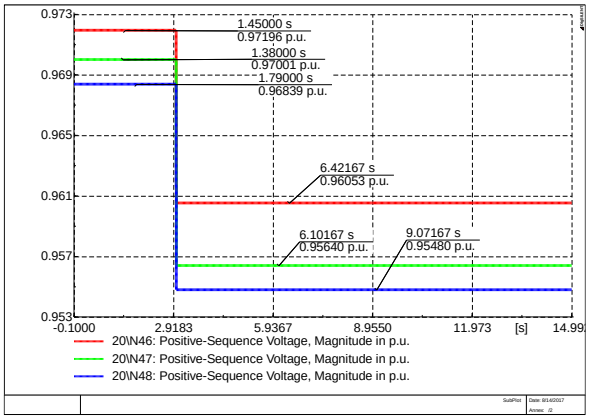
در پیوست وضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده است. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۶۹) تنها بارگذاری چند خط همسایه نقطه اتصال بررسی می‌شوند.

جدول (۱-۶۹): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳)- مولد سنکرون

شماره خط	Br58	Br59
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۳/۲۶۰۵۸	۶/۱۱۷۳۹
درصد تغییرات٪	-۴۷/۴۹۴۳۰	-۱/۴۹۸۷۶

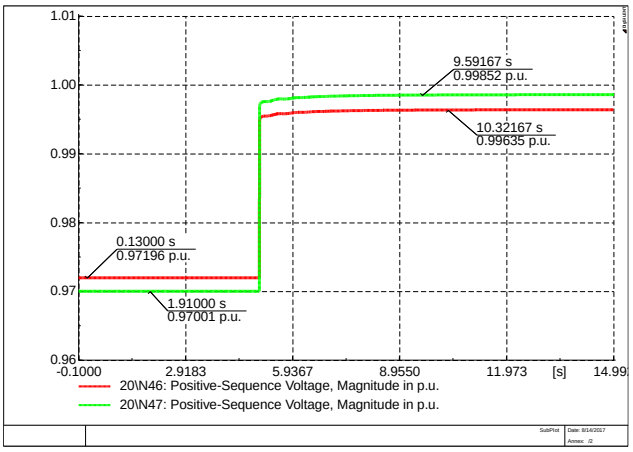
✓ *بررسی تاثیر قطع مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*

در این قسمت تاثیر قطع مولد بر ولتاژ مشاهده می‌شود.



شکل (۱-۷۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)-قطع مولد-مولد سنکرون

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۷۲): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد سنکرون

❖ مولد بادی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۷۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳) – مولد بادی

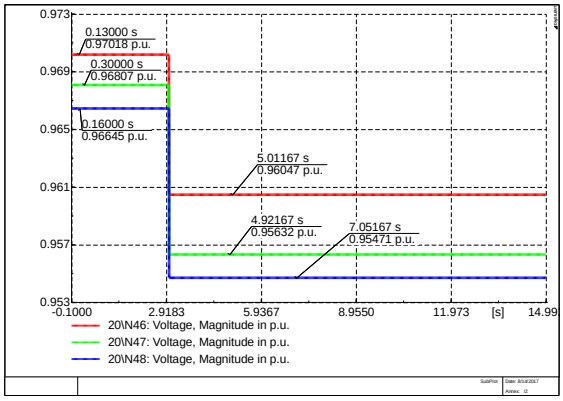
شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۷۰۱۸	۰/۹۶۸۰۷	۰/۹۶۶۴۵
درصد تغییرات٪	۱/۳۰۵۰۳	۱/۲۹۹۶۳	۱/۰۷۰۹۴

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۷۱): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳)- مولد بادی

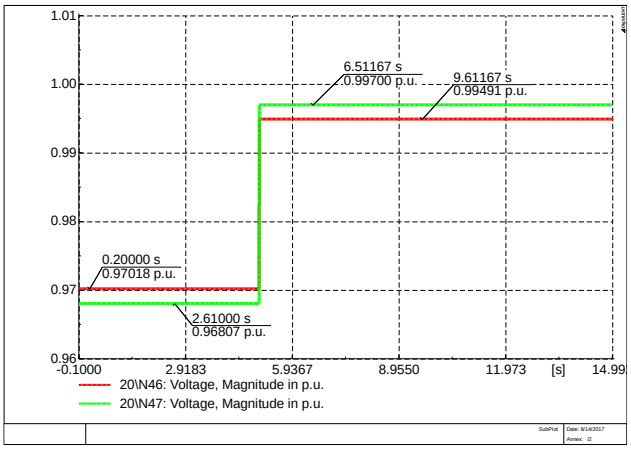
شماره خط	Br58	Br59
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۳/۸۲۶۷	۶/۱۲۹۷
درصد تغییرات٪	-۳۸/۳۸۳۱	-۱/۳۰۰۵۵

✓ *بررسی تاثیر قطع WT بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۷۳): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)–قطع مولد–مولد بادی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد بادی بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۷۴): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)–قطع بار–مولد بادی

❖ مولد خورشیدی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۷۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳) – مولد خورشیدی

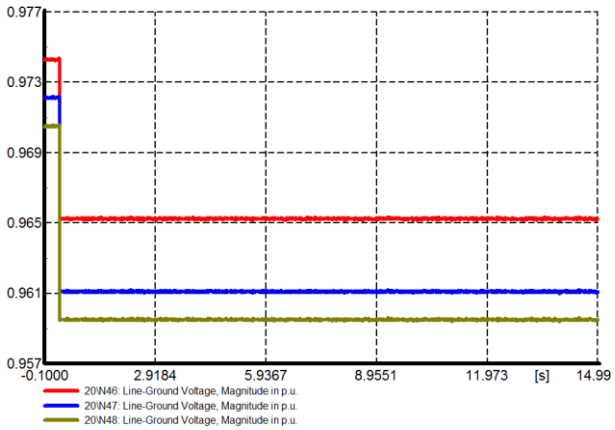
شماره باس	N48	N47	N46
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۶۶۴۵	۰/۹۶۸۰۷	۰/۹۷۰۱۸
درصد تغییرات٪	۱/۳۰۵۰۳	۱/۲۹۹۶۳	۱/۰۷۰۹۴

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۷۳): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۳) در طرح (۳)- مولد خورشیدی

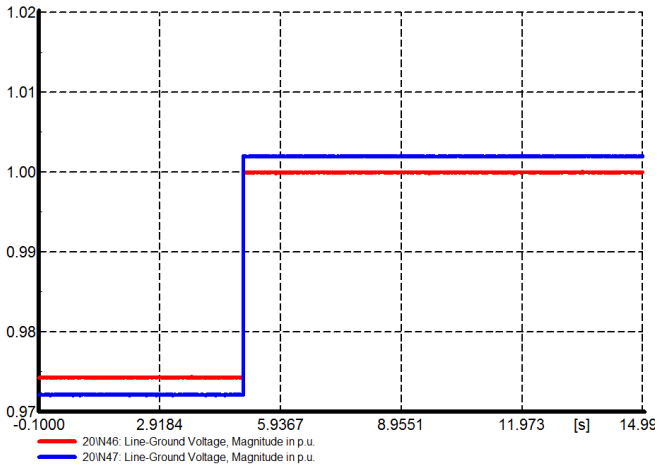
شماره خط	Br59_a	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۳/۸۲۶۸۲	۶/۲۹۷۱
درصد تغییرات٪	-۳۸/۳۸۱۲	-۱/۳۰۰۳۸

✓ *بررسی تاثیر قطع PV بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۷۵): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)-مولد خورشیدی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد خورشیدی بر ولتاژ باس‌های شبکه*

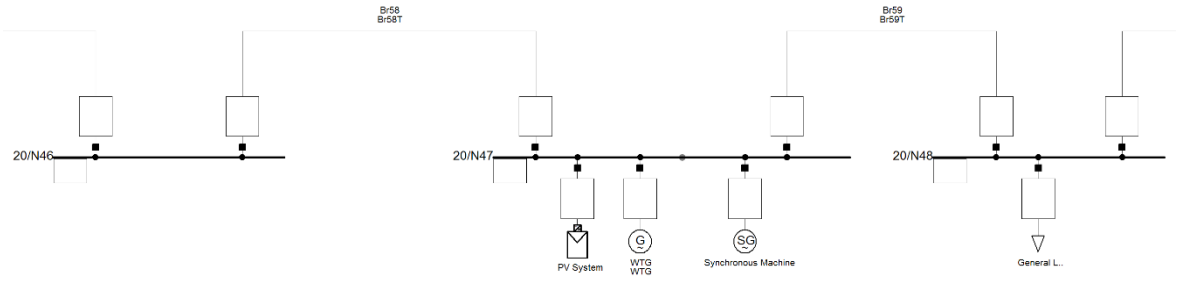


شکل (۱-۷۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۳) به طرح اتصال (۳)-مولد خورشیدی

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده در این قسمت و بررسی‌های انجام شده از جهات مختلف، مشاهده می‌شود که مقادیر پارامترهای برر سی شده در این طرح در ح ضور منابع تولید پراکنده و عدم ح ضور آن در محدوده معین و قابل قبول قرار داشته و امکان استفاده این طرح در کلاس (۲) بلامانع است.

شبیه‌سازی طرح اتصال۳- کلاس ۴

- اندازه DG: (kW) ۷۰۰۰
- محل انشعاب: باس N47 از فیدر (kV)۲۰



شکل (۱-۷۷): اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)

❖ مولد سنکرون

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیو ست و ضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده ا ست. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۷۴) تنها ولتاژ باس N47 و باس‌های همسایه آن (N48, N46) آورده شده‌اند.

جدول (۱-۷۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳) - مولد سنکرون

شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹۰
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۱/۰۳۷۴	۱/۰۴۸۰۵	۱/۰۴۶۵۵
درصد تغییرات٪	۸/۰۷۳۷۵	۹/۶۶۸۸۱	۹/۷۰۱۲۵

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

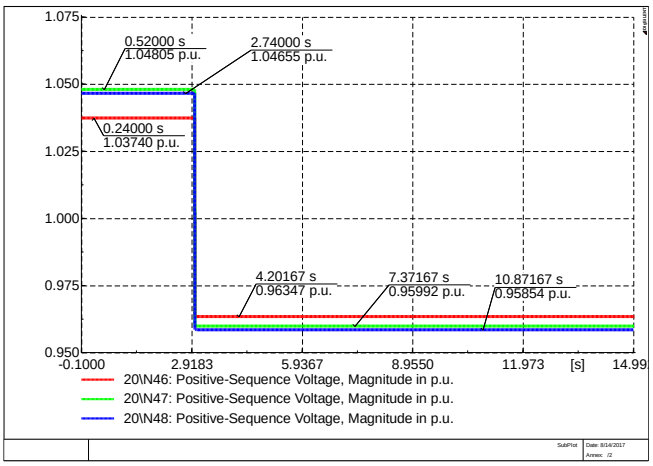
در پیوست وضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده است. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۷۵) تنها بارگذاری چند خط همسایه نقطه اتصال بررسی می‌شوند.

جدول (۱-۷۵): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳) – مولد سنکرون

شماره خط	Br59	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۵/۶۵۶۵۴	۱۴/۹۸۸۱۵
درصد تغییرات٪	-۸/۹۱۹۲۹	۱۴۱/۳۳۶۸۰

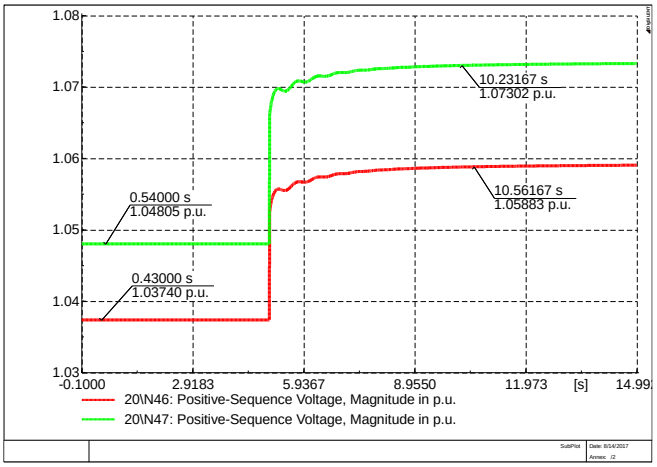
✓ *بررسی تاثیر قطع مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌ها و فرکانس شبکه*

در این قسمت تاثیر قطع مولد بر ولتاژ مشاهده می‌شود.



شکل (۱-۷۸): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۷) به طرح اتصال (۳)-قطع مولد-مولد سنکرون

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۷۹): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد سنکرون

❖ مولد بادی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۷۶): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳) – مولد بادی

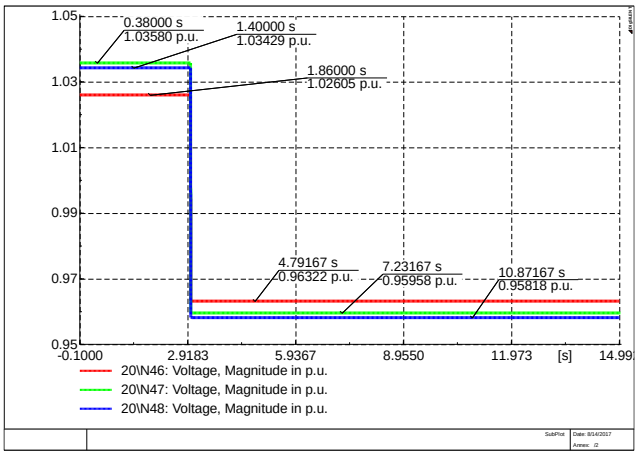
شماره باس	N46	N47	N48
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۱/۰۲۶۰۶	۱/۰۳۵۸۱	۱/۰۳۴۳
درصد تغییرات٪	۷/۵۵۳۴۵	۸/۳۸۸۰۰	۷/۷۵۰۸۰

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۷۷): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳)- مولد بادی

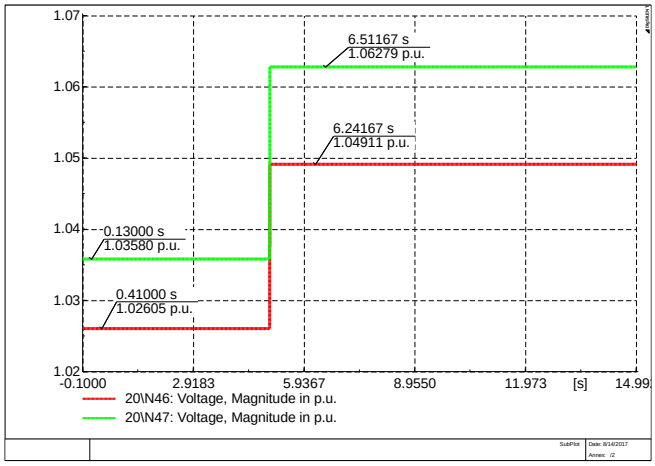
شماره خط	Br59	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۵/۷۲۴۰۹	۱۴/۹۱
درصد تغییرات٪	-۷/۸۳۱۶۱	۱۴۰/۰۷۸۴۰

✓ *بررسی تاثیر قطع WT بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۸۰): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)–قطع مولد–مولد بادی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد بادی بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۸۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد بادی

❖ مولد خورشیدی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

جدول (۱-۷۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳) – مولد خورشیدی

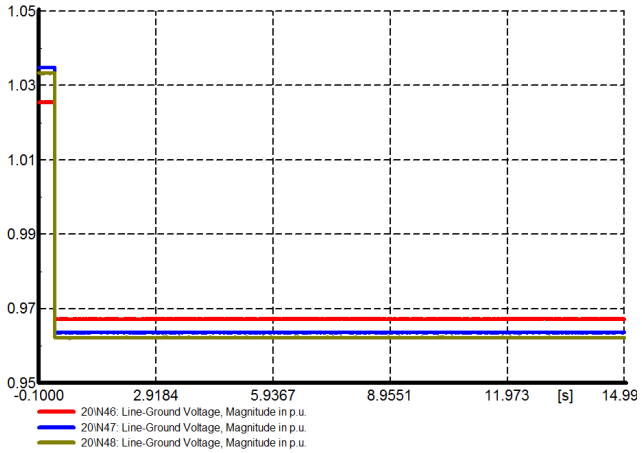
شماره باس	N48	N47	N46
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۵۴۰	۰/۹۵۵۶۵	۰/۹۵۵۹
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۱/۰۳۳۳۶۵	۱/۰۳۴۸۸۴	۱/۰۲۵۵۷۰
درصد تغییرات٪	۸/۴۱۶۱۴	۸/۳۸۶۹۶	۶/۸۹۱۳۴

✓ *بررسی بارگذاری خطوط*

جدول (۱-۷۹): بارگذاری خطوط در اتصال کلاس (۴) در طرح (۳)- مولد خورشیدی

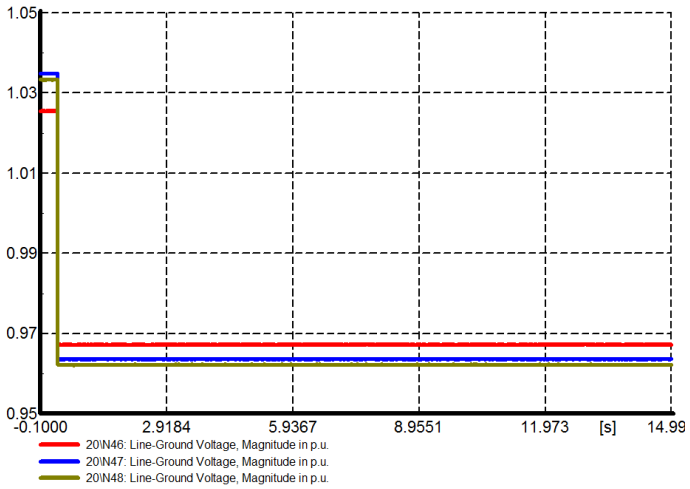
شماره خط	Br59_a	Br58
بارگذاری (%) قبل اتصال	۶/۲۱۰۴۷	۶/۲۱۰۴۷
بارگذاری (%) بعد اتصال	۵/۲۴۱۷۰	۱۴/۹۰۸۴۰
درصد تغییرات٪	-۱۵/۵۹۹۰۰	۱۴۰/۰۵۲۷۰

✓ *بررسی تاثیر قطع PV بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۸۲): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)-قطع مولد-مولد خورشیدی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد خورشیدی بر ولتاژ باس‌های شبکه*



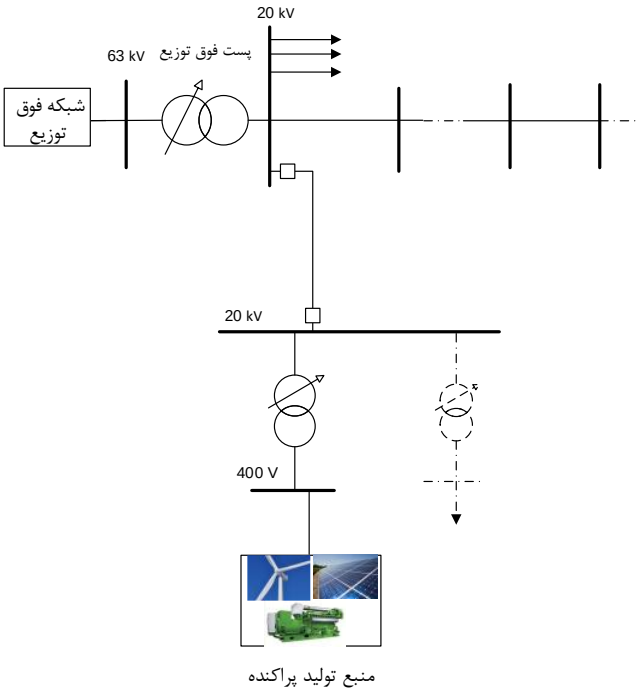
شکل (۱-۸۳): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۳)-قطع بار-مولد خورشیدی

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده در این قسمت و بررسی‌های انجام شده از جهات مختلف، مشاهده می‌شود که مقادیر پارامترهای برر سی شده در این طرح در ح ضور منابع تولید پراکنده و عدم ح ضور آن در محدوده معین و قابل قبول قرار داشته و امکان استفاده این طرح در کلاس (۴) بلامانع است.

۱-۵-۳-۴- طرح اتصال ۴

شکل (۱-۸۴) اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه از طریق طرح اتصال ۴ را نشان می‌دهد. بر اساس تقسیم‌بندی انجام شـــده در جدول (۱-۱۳)، منابع تولید پراکنده کلاس ۴ و ۵، یعنی ژنراتورهایی با ظرفیت بین ۱ مگاوات تا ۲۵ مگاوات، در صورتی که محدودیت‌های شبکه اجازه دهد، می‌توانند از طریق این طرح به شبکه متصل شوند. در این بخش، اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۴ یعنی مولدهایی با ظرفیت ۱ تا ۷ مگاوات مدنظر می‌باشد.

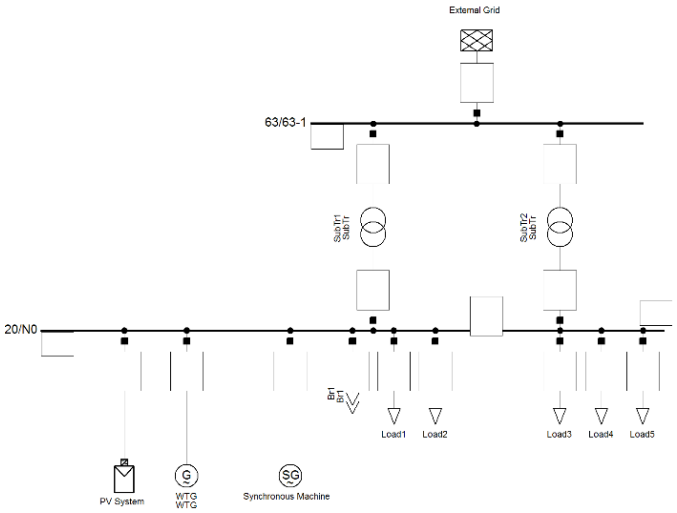
در این طرح منابع تولید پراکنده از طریق یک خط و یک ترانسفورماتور اختصاصی مستقیما به باس‌بار ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.



شکل (۱-۸۴): طرح اتصال ۴ از منابع کلاس ۴

شبیه‌سازی طرح اتصال۴-کلاس ۴

- اندازه DG: ۷(MW)
- محل انشعاب: باس ۲۰(kV)



شکل (۱-۸۵): اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)

❖ مولد سنکرون

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیو ست و ضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده ا ست. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۸۰) تنها ولتاژ باس اتصال DG و باس همسایه آن آورده شده‌اند.

جدول (۱-۸۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۴)

شماره باس	BB2	N0
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۸۲۶۴	۰/۹۸۲۶۴
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۹۳۳۳	۰/۹۹۳۳۳
درصد تغییرات٪	۱/۰۸۷۸۸	۱/۰۸۷۸۸

✓ *بررسی بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV)*

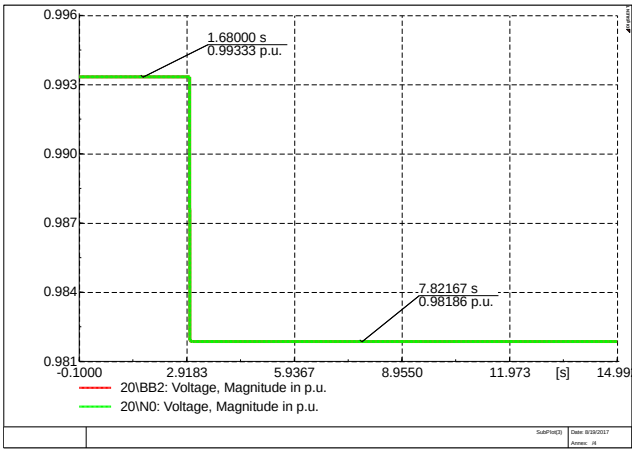
در پیو ست و ضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده ا ست. اما جدول (۱-۸۱) و ضعیت بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۸۱): بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) در کلاس (۴) طرح اتصال (۴)

شماره خط	قبل از نصب CHP	بعد از نصب CHP
بارگذاری (%)	۶۵/۴۶	۴۰/۳
درصد تغییرات٪	-۳۸/۴۳۶	

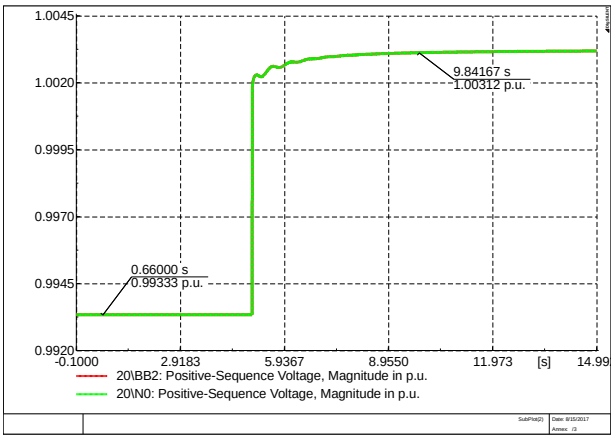
✓ *بررسی تاثیر قطع مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌های شبکه*

در این قسمت تاثیر قطع مولد بر ولتاژ مشاهده می‌شود.



شکل (۱-۸۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)-قطع مولد-مولد سنکرون

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۸۷): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)-قطع بار-مولد سنکرون

❖ مولد بادی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیو ست و ضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده ا ست. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۸۲) تنها ولتاژ باس اتصال DG و باس همسایه آن آورده شده‌اند.

جدول (۱-۸۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۴)

شماره باس	BB2	N0
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۸۲۶۴	۰/۹۸۲۶۴
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۸۷۵۸	۰/۹۸۷۵۸
درصد تغییرات٪	۰/۵۰۲۷۲	۰/۵۰۲۷۲

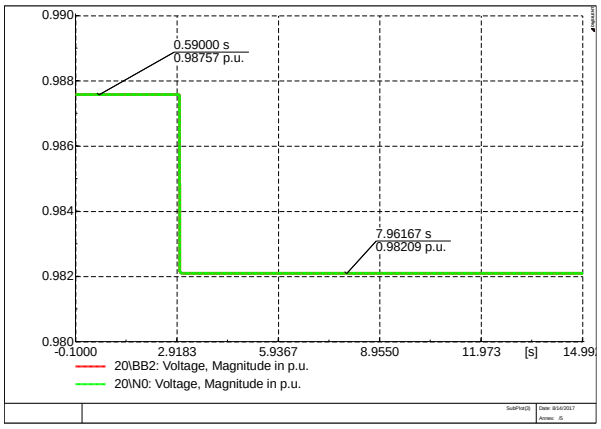
✓ *بررسی بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV)*

در پیو ست و ضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده ا ست. اما جدول (۱-۸۳) و ضعیت بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۸۳): بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) در کلاس (۴) طرح اتصال (۴)

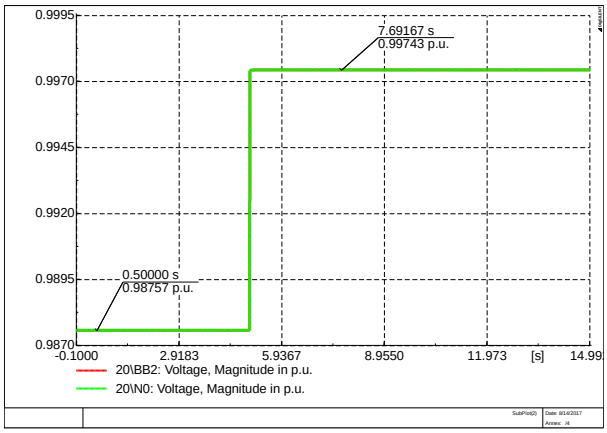
شماره خط	قبل از نصب WT	بعد از نصب WT
بارگذاری (%)	۶۵/۴۶	۴۴/۰۷۴۸۶
درصد تغییرات٪	-۳۲/۶۶۷	

✓ *بررسی تاثیر قطع WT بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۸۸): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)-قطع مولد-مولد بادی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد بادی بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۸۹): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)-قطع بار-مولد بادی

❖ مولد خورشیدی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیوست وضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده است. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۸۴) تنها ولتاژ باس اتصال DG و باس همسایه آن آورده شده‌اند.

جدول (۱-۸۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۴) در طرح (۴)

شماره باس	BB2	N0
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۸۲۶۴	۰/۹۸۲۶۴
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۸۹۸۵۳	۰/۹۸۹۸۵۳
درصد تغییرات(٪)	۰/۵۰۱۷۱	۰/۵۰۱۷۱

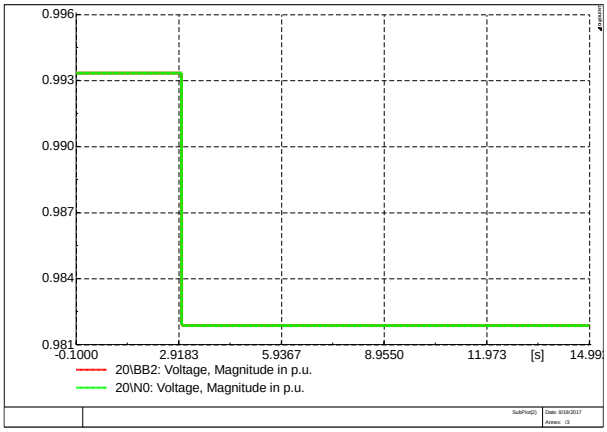
✓ *بررسی بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV)*

در پیوست وضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده است. اما جدول (۱-۸۵) وضعیت بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۸۵): بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) در کلاس (۴) طرح اتصال (۴)

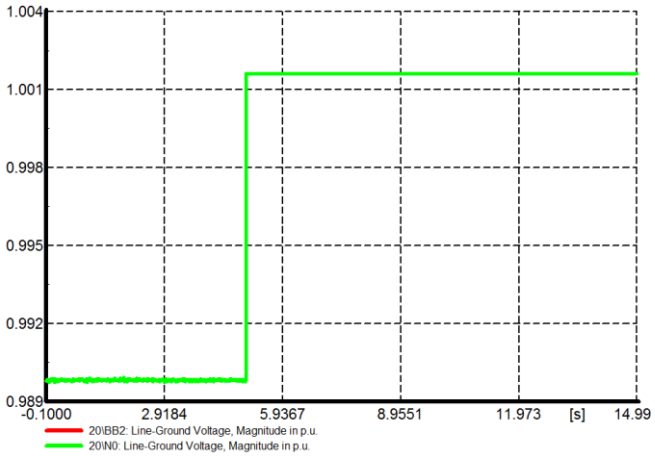
شماره خط	قبل از نصب PV	بعد از نصب PV
بارگذاری (%)	۷۶/۵۴	۸۶/۴۵
درصد تغییرات(٪)	-۴۲/۴۱۶	

✓ *بررسی تاثیر قطع PV بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۹۰): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)-قطع مولد-مولد خورشیدی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد خورشیدی بر ولتاژ باس‌های شبکه*

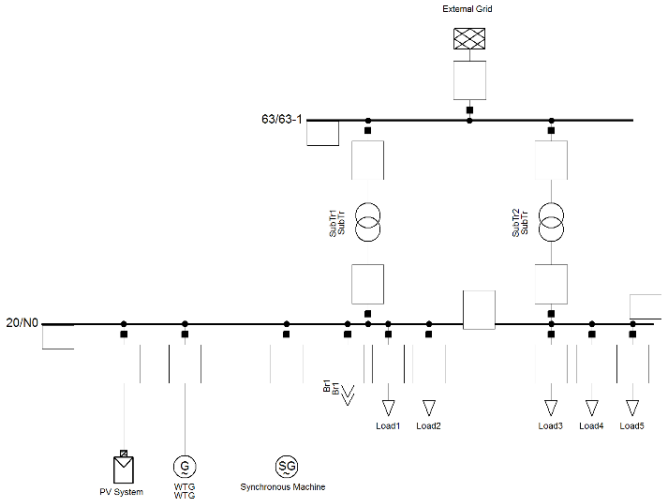


شکل (۱-۹۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)-قطع بار-مولد خورشیدی

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده در این قسمت و بررسی‌های انجام شده از جهات مختلف، مشاهده می‌شود که مقادیر پارامترهای برر سی شده در این طرح در ح ضور منابع تولید پراکنده و عدم ح ضور آن در محدوده معین و قابل قبول قرار داشته و امکان استفاده این طرح در کلاس (۴) بلامانع است.

شبیه‌سازی طرح اتصال۴- کلاس ۵

- اندازه DG: (MW) ۲۵
- محل انشعاب: باس (kV)۲۰



شکل (۱-۹۲): اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)

❖ مولد سنکرون CHP

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیو ست و ضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده ا ست. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۸۶) تنها ولتاژ باس اتصال DG و باس همسایه آن آورده شده‌اند.

جدول (۱-۸۶) :پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس(۵) در طرح (۴)

شماره باس	BB2	N0
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۸۲۶۴	۰/۹۸۲۶۴
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۱/۰۱۷۲۴	۱/۰۱۷۲۴
درصد تغییرات(٪)	۳/۶۲۲۸۹	۳/۶۲۲۸۹

✓ *بررسی بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV)*

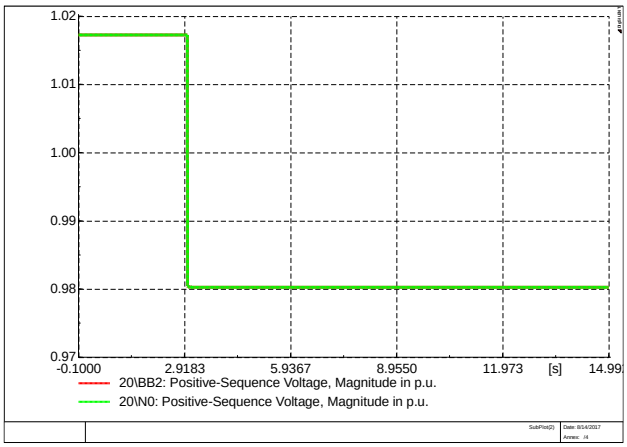
در پیو ست و ضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده ا ست. اما جدول (۱-۸۷) و ضعیت بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۸۷) : بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) در کلاس (5) طرح اتصال (۴)

شماره خط	قبل از نصب CHP	بعد از نصب CHP
بارگذاری (%)	۶۵/۴۶	۲۸/۸۲
درصد تغییرات٪	-۵۵/۹۷۳	

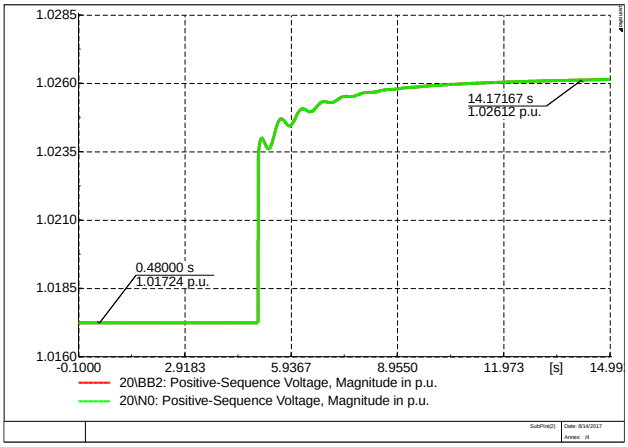
✓ *بررسی تاثیر قطع مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌های شبکه*

در این قسمت تاثیر قطع مولد بر ولتاژ مشاهده می‌شود.



شکل (۱-۹۳): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)-قطع مولد-مولد سنکرون

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۹۴): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)-قطع بار-مولد سنکرون

❖ مولد بادی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیو ست و ضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده ا ست. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱–۸۸) تنها ولتاژ باس اتصال DG و باس همسایه آن آورده شده‌اند.

جدول (۱-۸۸): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۵) در طرح (۴)

شماره باس	BB2	N0
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۸۲۶۴	۰/۹۸۲۶۴
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۹۷۳۱	۰/۹۹۷۳۱
درصد تغییرات٪	۱/۴۹۲۹۱	۱/۴۹۲۹۱

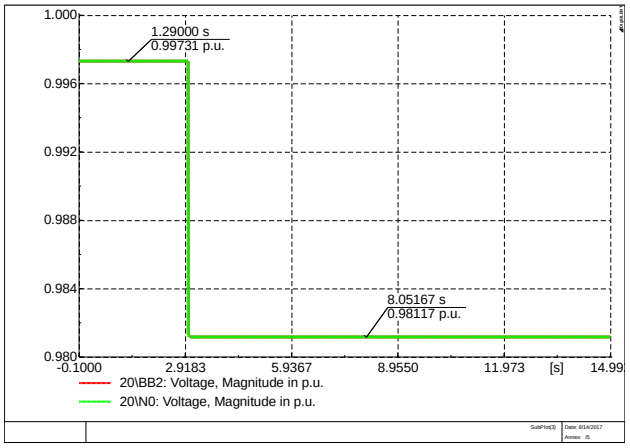
✓ *بررسی بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV)*

در پیو ست و ضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده ا ست. اما جدول (۱–۸۹) و ضعیت بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۸۹): بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) در کلاس (۵) طرح اتصال (۴)

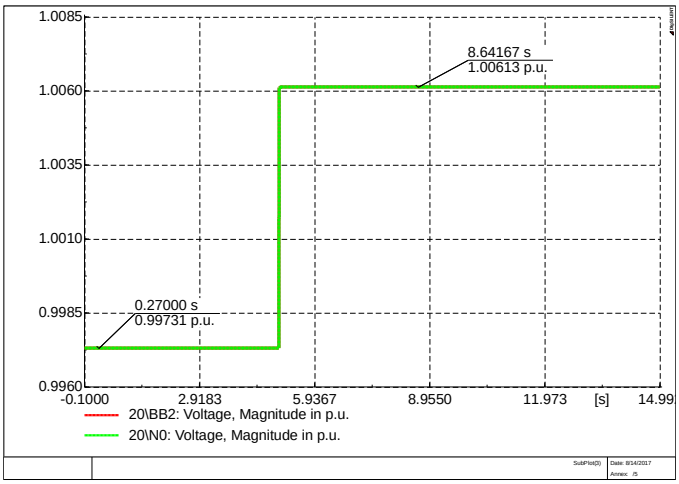
شماره خط	قبل از نصب WT	بعد از نصب WT
بارگذاری (%)	۶۵/۴۶	۳۷/۲۸۴۷
درصد تغییرات(٪)	-۴۳/۰۴۲	

✓ *بررسی تاثیر قطع WT بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۹۵): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)-قطع مولد-مولد بادی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد بادی بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۹۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۴) به طرح اتصال (۴)-قطع بار-مولد بادی

❖ مولد خورشیدی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیوست وضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده است. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۹۰) تنها ولتاژ باس اتصال DG و باس همسایه آن آورده شده‌اند.

جدول (۱-۹۰): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۵) در طرح (۴)

شماره باس	BB2	N0
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۰/۹۸۲۶۴	۰/۹۸۲۶۴
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۰/۹۹۳۱۳۸	۰/۹۹۳۱۳۸
درصد تغییرات٪	۱/۰۶۷۵۳	۱/۰۶۷۵۳

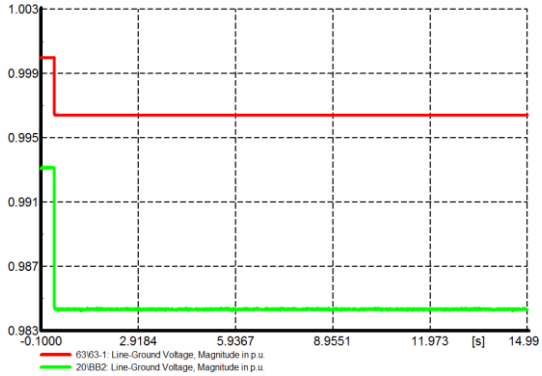
✓ *بررسی بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV)*

در پیوست وضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده است. اما جدول (۱-۹۱) وضعیت بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۹۱): بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) در کلاس (۵) طرح اتصال (۴)

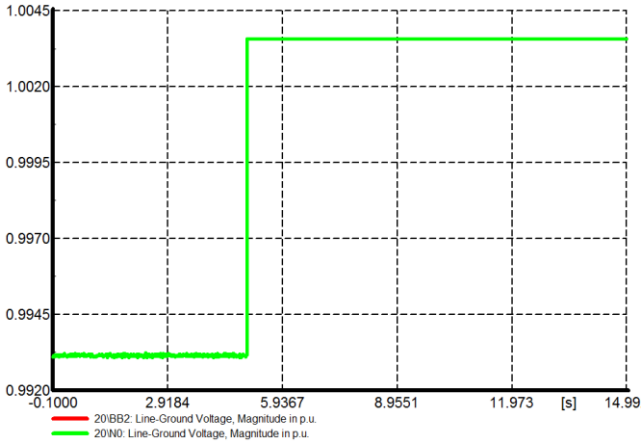
شماره خط	قبل از نصب PV	بعد از نصب PV
بارگذاری (%)	۷۶/۵۴	۵۴/۴۳
درصد تغییرات٪	-۵۱/۲۸۲	

✓ *بررسی تاثیر قطع PV بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۹۷): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)-قطع مولد-مولد خورشیدی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد خورشیدی بر ولتاژ باس‌های شبکه*



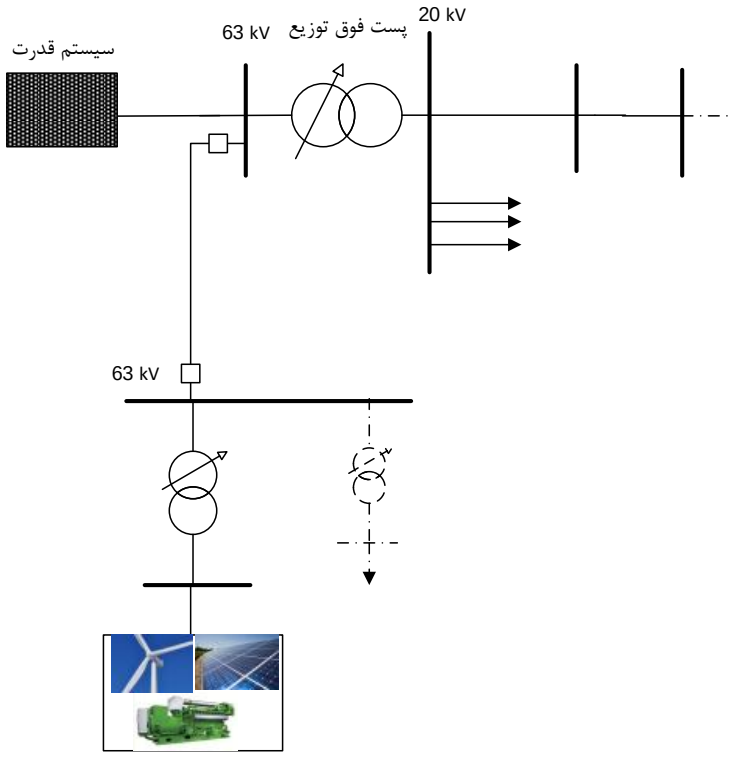
شکل (۱-۹۸): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۴)-قطع بار-مولد خورشیدی

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده در این قسمت و بررسی‌های انجام شده از جهات مختلف، مشاهده می‌شود که مقادیر پارامترهای برر سی شده در این طرح در ح ضور منابع تولید پراکنده و عدم ح ضور آن در محدوده معین و قابل قبول قرار داشته و امکان استفاده این طرح در کلاس (۵) بلامانع است.

۱-۵-۳-۵- طرح اتصال ۵

شکل (۱-۹۹) اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه را بر اساس طرح ۵ نشان می‌دهد. با توجه به تقسیم‌بندی انجام شده در جدول(۱-۱۳)، منابع تولید پراکنده کلاس ۵، یعنی ژنراتورهایی با ظرفیت بین ۷ تا ۲۵ مگاوات، از طریق این طرح می‌توانند به شبکه متصل شوند.

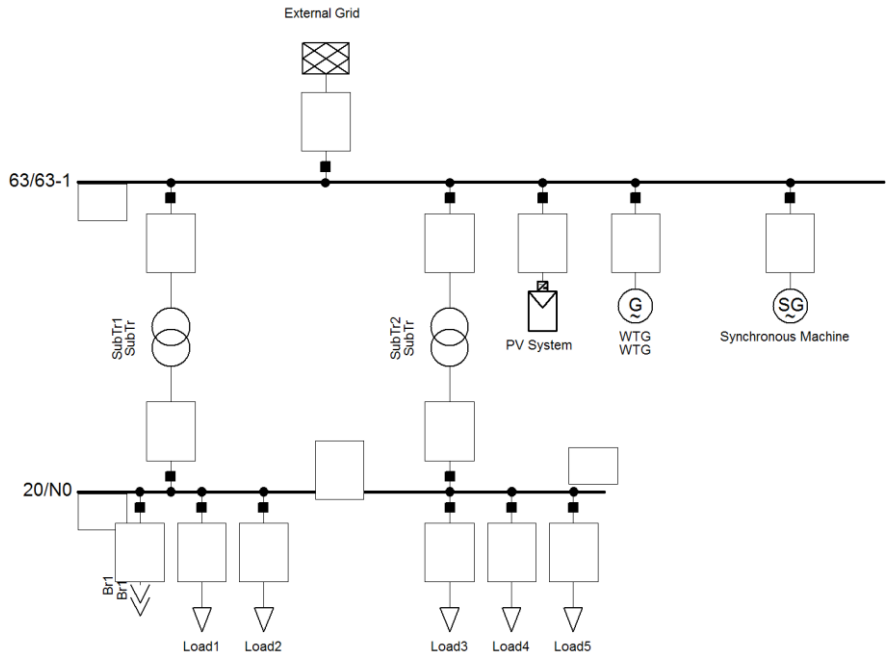
همان‌طور که در شکل (۱-۹۹) نیز دیده می‌شود، در این طرح، منابع تولید پراکنده از طریق فیدر اختصاصی و هم‌چنین ترانسفورماتور اختصاصی به باس‌بار ۶۳ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.



شکل (۱-۹۹): طرح اتصال ۵ از منابع کلاس ۵

شبیه‌سازی طرح اتصال ۵- کلاس ۵

- اندازه DG: (MW) ۲۵
- محل انشعاب: باس (kV)۶۳



شکل (۱-۱۰۰): اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)

❖ مولد سنکرون CHP

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیو ست و ضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده ا ست. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱–۹۲) تنها ولتاژ باس اتصال DG و باس همسایه آن آورده شده‌اند.

جدول (۱-۹۲): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۵) در طرح (۵)

شماره باس	باس ۶۳	BB2
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۱	۰/۹۸۲۶۴
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۱	۰/۹۸۲۶۴

✓ *بررسی بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV)*

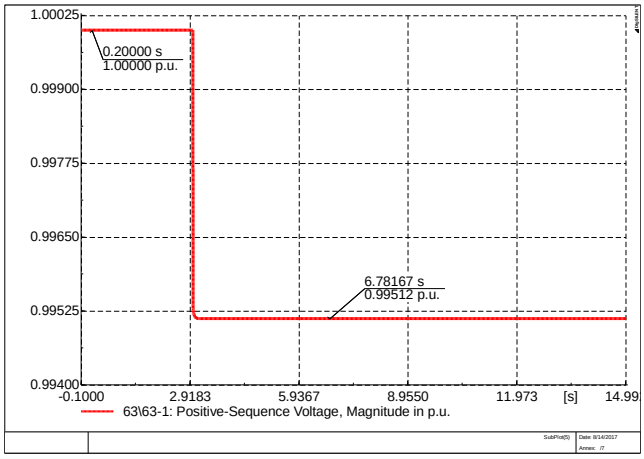
در پیو ست و ضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده ا ست. اما جدول (۱–۹۳) و ضعیت بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۹۳) : بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) در کلاس(۵) طرح اتصال(۵)

شماره خط	قبل از نصب CHP	بعد از نصب CHP
بارگذاری (%)	۶۵/۴۶	۶۵/۴۶

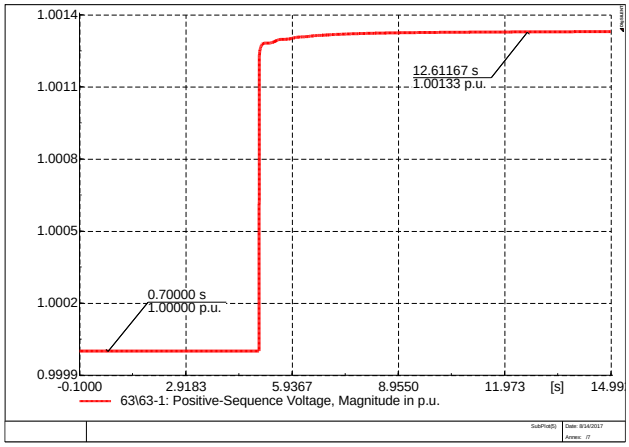
✓ *بررسی تاثیر قطع مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌های شبکه*

در این قسمت تاثیر قطع مولد بر ولتاژ مشاهده می‌شود.



شکل (۱-۱۰۱): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)-قطع مولد-مولد سنکرون

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد سنکرون بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۱۰۲): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)-قطع بار-مولد سنکرون

❖ مولد بادی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیو ست و ضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده ا ست. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۹۴) تنها ولتاژ باس اتصال DG و باس همسایه آن آورده شده‌اند.

جدول (۱-۹۴): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس کلاس (۵) طرح اتصال (۵)

شماره باس	باس ۶۳	BB2
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۱	۰/۹۸۲۶۴
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۱	۰/۹۸۲۶۴

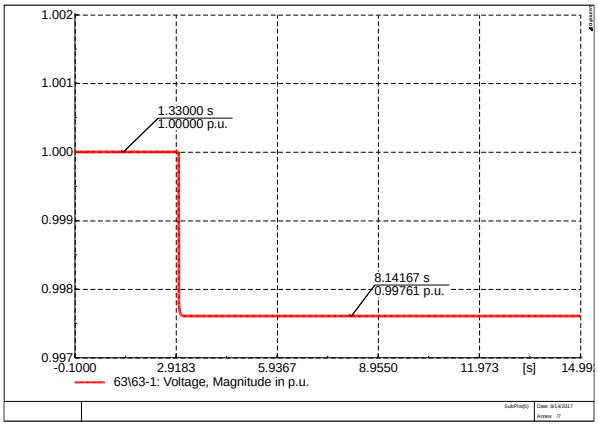
✓ *بررسی بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV)*

در پیو ست و ضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده ا ست. اما جدول (۱–۹۵) و ضعیت بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۹۵): بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) در کلاس (۵) طرح اتصال (۵)

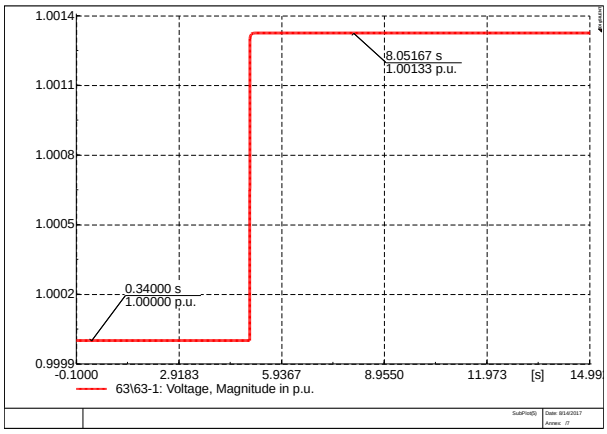
شماره خط	قبل از نصب WT	بعد از نصب WT
بارگذاری (%)	۶۵/۴۶	۶۵/۴۶

✓ *بررسی تاثیر قطع WT بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۱۰۳): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)–قطع مولد–مولد بادی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد بادی بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۱۰۴): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)-قطع بار-مولد بادی

❖ مولد خورشیدی

✓ *بررسی وضعیت پروفیل ولتاژ*

در پیوست وضعیت پروفیل ولتاژ کلیه باس‌های شبکه ارائه شده است. به‌دلیل حجم بالای اطلاعات در جدول (۱-۹۵) تنها ولتاژ باس اتصال DG و باس همسایه آن آورده شده‌اند.

جدول (۱-۹۵): پروفیل ولتاژ در اتصال کلاس (۵) در طرح (۵)

شماره باس	باس ۶۳	BB2
ولتاژ (pu) قبل اتصال	۱	۰/۹۸۷۴۵۴
ولتاژ (pu) بعد اتصال	۱	۰/۹۸۷۴۵۴

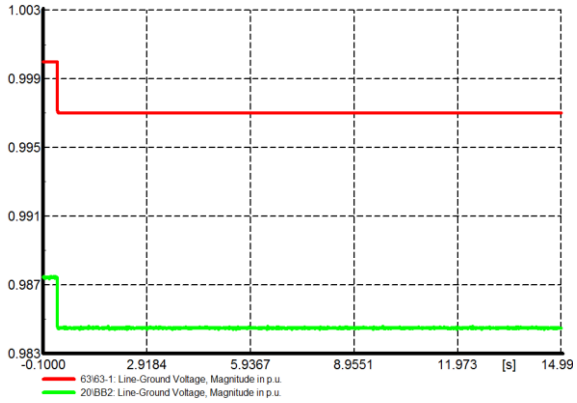
✓ *بررسی بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV)*

در پیوست وضعیت بارگذاری کلیه خطوط شبکه ارائه شده است. اما جدول (۱-۹۶) وضعیت بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۹۶): بارگذاری ترانس ۶۳/۲۰(kV) در کلاس (۵) طرح اتصال (۵)

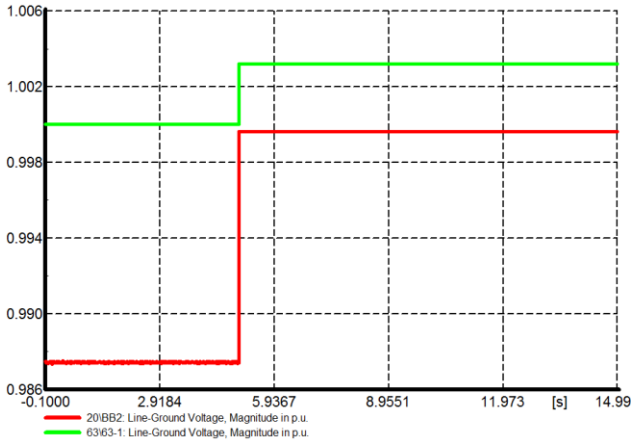
شماره خط	قبل از نصب PV	بعد از نصب PV
بارگذاری (%)	۷۶/۵۴	۷۶/۵۴

✓ *بررسی تاثیر قطع PV بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۱۰۵): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)-قطع مولد-مولد خورشیدی

✓ *بررسی تاثیر قطع بار پایین دست مولد خورشیدی بر ولتاژ باس‌های شبکه*



شکل (۱-۱۰۶): بررسی تغییرات ولتاژ در اتصال کلاس (۵) به طرح اتصال (۵)-قطع بار-مولد خورشیدی

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده در این قسمت و بررسی‌های انجام شده از جهات مختلف، مشاهده می‌شود که مقادیر پارامترهای برر سی شده در این طرح در ح ضور منابع تولید پراکنده و عدم ح ضور آن در محدوده معین و قابل قبول قرار داشته و امکان استفاده این طرح در کلاس (۵) بلامانع است.

هم‌چنین نکات زیر را در مطالعات شبیه‌سازی و نیازمندی‌های توسعه فیدر ۲۰ کیلو ولت اختصاصی اتصال نیروگاه مقیاس کوچک می‌بایست در نظرگرفت:

۱. با توجه به این‌که ظرفیت نیروگاه پس از مطالعات مکان‌یابی مشـــخص می‌شـــود بریکر و CT فیدر به لحاظ ظرفیت و بردن (burden) مورد ارز یابی قرار بگیر ند. به طور مثال برای یک نیرو گاه ۲۵ مگاواتی، ظرفیت توان

انتقالی هر فیدر ۸/۳ مگاوات می‌باشـــد. لذا جریان نامی هر فیدر ۲۶۶/۵ آمپر بوده که جهت انتخاب بریکر و CT بایستی مدنظر قرار گیرد.

۲. پس از تعیین قدرت قطع اتصال کوتاه روی باس‌بار ۲۰ کیلوولت پست با حضور نیروگاه، قدرت قطع اتصال کوتاه بریکر فیدرهای موجود ایستگاه، باید بررسی گردد.

۱-۵-۴- نتیجه‌گیری

در این بخش ابتدا به معرفی کلاس‌ها و طرح‌های مختلف اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه پرداخته شد. سپس جهت صحت‌سنجی هر یک از طرح‌های پیشنهادی از یک شبکه نمونه ۶۹ باسه استاندارد IEEE جهت شبیه‌سازی در حالت بهره‌برداری قبل از نصب منابع تولید پراکنده و بعد از نصب این منابع استفاده شد. شبیه‌سازی‌ها در حالات مختلف برای نیروگاه‌های مختلف بر روی شـبکه نمونه نشـان دهنده مناسـب بودن طرح پیشـنهادی بوده و امکان به‌کارگیری هر یک از طرح ها در کلاس‌های معرفی شده نشان داده شد.

۲- تعیین حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده

در این بخش حداقل تجهیزاتی که هنگام اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه مورد نیاز است بررسی می شود. منابع تولید پراکنده به طور کلی به دو دسته منابع اینورتری و غیراینورتری تقسیم بندی می‌شوند که به طور مجزا در ادامه تحلیل خواهند شد. ابتدا مقدمه‌ای راجع به انواع منابع تولید پراکنده، اینورترها، تفاوت میان منابع اینورتری و غیراینورتری و دسته‌بندی کلی تجهیزات جانبی فنی در هنگام اتصال بیان می شود. سپس مباحث مربوط به منابع تولید پراکنده اینورتری و درنهایت منابع غیراینورتری آورده خواهد شد.

۲-۱- مقدمه

منابع تولید انرژی (ژنراتورها) به دو نوع مرسوم و غیرمرسوم تقسیم‌بندی می‌شوند. منابع انرژی تجدیدپذیر مانند خورشید و باد از نوع منابع تولید پراکنده غیرمرسوم هستند. بسیاری از منابع غیرمرسوم مانند خورشیدی و بادی از یک مبدل الکترونیک قدرت (اینورتر) برای اتصال به شبکه استفاده می‌کنند.

به صورت کلی منابع تولید پراکنده را از لحاظ اتصال به شبکه می‌توان به دو گروه دسته‌بندی نمود. گروه اول از منابع به صورت مستقیم و بدون واسطه به شبکه اتصال می‌یابند و گروه دیگر به دلیل تولید برق DC می‌بایست با استفاده از مبدل به شبکه AC وصل شوند. در واقع توسط مبدل DC به AC (اینورتر) اتصال DG به شبکه انجام می‌شود.

اینورترهای الکترونیک قدرت توانایی تبدیل انرژی از منابع مختلف مانند فرکانس متغیر (بادی)، فرکانس بالا (توربین‌ها)، و انرژی DC (خورشیدی و پیل سوختی) را دارند. منابع تولید پراکنده از نوع اینورتری به طور معمول از رنج توان ۱ کیلووات تا چند مگاوات در نظرگرفته می‌شوند. ژنراتورهایی که به منابع انرژی تجدیدپذیر متصل می‌شوند مطمئن نیستند و نمی‌توانند با شبکه از لحاظ توزیع انرژی مشارکت قابل اطمینانی داشته باشند.

اینورترها خود به دو نوع تقسیم‌بندی می‌شوند: اینورترهای تریستوری و اینورترهای ماسفت یا IGBT. اکثر اینورترهای تجاری از نوع تریستوری هستند و می‌توانند به دو دسته منبع ولتاژی و منبع جریانی تقسیم‌بندی شوند. اینورتر منبع ولتاژی معمول‌ترین روش برای اتصال منابع تولید پراکنده می‌باشد. همچنین اینورترها می‌توانند بر اساس نحوه کنترل به دو دسته طرح کنترلی جریانی (CCS) یا طرح کنترلی ولتاژی (VSC) تقسیم بندی شوند.

تفاوت میان حالت عملکردی منابع تولید پراکنده اینورتری و غیراینورتری (ژنراتورهای گردان) که می‌توانند به شبکه متصل شوند اهمیت زیادی پیدا نموده است.

یک ژنراتور گردان به عنوان یک منبع ولتاژ کار می‌کند که به صورت مستقل می‌تواند توان تولید نماید و با شبکه سنکرون شود. منبع تولید پراکنده اینورتری به طور کلی، به عنوان یک منبع جریان سینوسی عمل نموده که تنها می‌تواند شبکه را در حالتی که ولتاژ و فرکانس در محدوده استاندارد خود باشد تغذیه کند. این منابع دو تفاوت عمده با یکدیگر دارند:

۱. احتمال جزیره شدن یا کارکرد مستقل از شبکه توزیع، توسط منبع اینورتری نسبت به ژنراتور گردان کمتر است زیرا ولتاژ خط توسط منابع اینورتری کنترل نمی‌شود.

۲. تحت وقوع خطاهای اتصال کوتاه، ژنراتور گردان بیشتر انرژی چرخشی خود را به عنوان سهم جریان خطا به نقطه‌ای که خطا رخ داده می‌ریزد. یک منبع اینورتری، یک تجهیز کنترل شده با جریان است، به طور طبیعی سهم جریان خطا از سوی خود را کمی بیشتر از جریان نامی عملکردی خود تامین می‌کند. به دلیل عملکرد منبع جریانی منابع اینورتری و خاصیت محدودکنندگی که اینورترهای آن دارد، نگرانی چندانی راجع به جریان خطا از سوی این تجهیزات وجود ندارد.

به طور کلی به تجهیزاتی که جهت اتصال منابع تولید پراکنده[1] به شبکه قدرت مورد استفاده قرار می‌گیرند و امکان بهره‌برداری صحیح، مطلوب و ایمن از شبکه و DG را فراهم می‌کنند، تجهیزات جانبی فنی گویند. در یک تقسیم‌بندی کلی می‌توان این تجهیزات را بر اساس نوع و وظیفه‌ای که بر عهده دارند به سه دسته زیر تقسیم‌بندی نمود:

- تجهیزات حفاظتی
- تجهیزات قدرت و کنترلی
- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

در این فصل به صورت تفصیلی در ارتباط با تجهیزات ذکر شده بحث و بررسی می‌شود. در ابتدا، به بررسی حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز برای اتصال مولدهای تولید پراکنده هر کلاس با توجه به طرح‌های اتصال مختلف که در فصل یک به طور کامل معرفی شد، پرداخته می‌شود و با توجه به طرح اتصال کلاس قدرت و دسته‌بندی دستورالعمل شرکت توانیر بر اساس کلاس و طرح‌های مختلفی که در ارتباط با منابع تولید پراکنده ارائه شده است [۲۴]، حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز شامل تجهیزات کلیدزنی و کنترلی، تجهیزات حفاظتی، تجهیزات پایش و تجهیزات اندازه-گیری با توجه به خود تامین بودن مولدهای پراکنده و یا تزریق تمام توان تولیدی توسط آن‌ها به شبکه تعیین می‌گردد.

به‌منظور حفاظت منابع تولید پراکنده و شبکه در برابر خطاها و پیشامدهای ناخواسته معمولاً از چندین تجهیز حفاظتی استفاده می‌گردد. نوع و تعداد حفاظت‌های مورد نیاز در سیستم اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه، بستگی زیادی به قدرت منبع مورد استفاده، نحوه اتصال آن به شبکه، توپولوژی و شرایط فنی شبکه محل اتصال دارد. در

[1] Distributed Generation (DG)

ادامه، هر کلاس و هر طرح تجهیزات حفاظتی به دو دسته تقسیم‌بندی می‌شوند: دسته اول شامل حداقل توابع حفاظتی هستند که وجود آن‌ها در طرح حفاظتی جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه ضروری است. به بیانی دیگر، این تجهیزات می‌بایست حتماً در سیستم اتصال منبع تولید پراکنده به شبکه وجود داشته باشند تا اجازه اتصال آن‌ها به شبکه صادر شود. دسته دوم، توابع حفاظتی هستند که وجود آن‌ها در طرح حفاظتی الزامی نیست، اما در صورتی که در طرح حفاظتی از این توابع استفاده شود قابلیت اطمینان طرح اتصال افزایش می‌یابد.

این نکته قابل ذکر است که در این فصل، هدف بررسی حداقل تجهیزات حفاظتی مورد نیاز در سیستم اتصال منبع تولید پراکنده به شبکه است و حفاظت خود منابع مورد نظر نیست. در واقع حفاظت شبکه در برابر تاثیرات ناشی از منابع تولید پراکنده بر عهده شبکه است. اما مسولیت حفاظت از منابع تولید پراکنده بر عهده مالک آن بوده و مالک باید برای حفاظت مولدهای خود، توابع حفاظتی مورد نیاز را پیش‌بینی نماید.

طرح‌های حفاظتی که پیشنهاد می‌شود باید به گونه‌ای باشد که حداقل قادر به شناسایی شرایط زیر باشند:

- فرکانس غیرعادی
- ولتاژ غیرعادی
- شرایط جزیره‌ای
- آشکارسازی خطاهای فاز به زمین، فاز به فاز، سه‌فاز در سمت منبع تولید پراکنده و در سمت شبکه

موارد بالا این نکته را بیان می‌کنند که تجهیزات حفاظتی که در هر طرح حفاظتی بکار گرفته می‌شود، بایستی به طور کامل و مطمئن وقوع شرایط فوق در شبکه محل اتصال منابع تولید پراکنده را تشخیص دهد. با توجه به طرح جامع اتصال توانیر که در فصل یک معرفی و بررسی شد، در ادامه این فصل به مواردی که نیاز باشد ارجاع داده خواهد شد.

در این قسمت برای هر یک از کلاس‌ها و طرح‌های مربوط به اتصال DG ها به شبکه، حداقل تجهیزات جانبی لازم برای اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه به صورت جداگانه تهیه می‌گردد تا در صورت نیاز و برای دسترسی سریع به مطالب هر زیربخش، بتوان مطالعات فنی آن را در زمان کمتری انجام داد. به همین دلیل ممکن است در برخی موارد از یک کلاس به کلاس دیگر و از طرحی به طرح دیگر موارد مشابه به طور مداوم تکرار شده باشد تا برای هر کدام از کلاس‌های مولد تولید پراکنده، داده‌ها و اطلاعات مورد نیاز را به تفکیک در اختیار داشت.

برای پرهیز از تکرار بیان معنی، هر کدام از شماره کدهای ANSI (که به عنوان مرجع کدگذاری رله‌ها استفاده شده است) رله‌های مورد استفاده در این گزارش در جدول (۲-۱) آورده شده است.

جدول (۲-۱): شماره کد ANSI رله‌های مورد استفاده

عملکرد	شماره رله	عملکرد	شماره رله
رله اضافه جریان زمین تاخیری	۵۱G	رله سنکرون‌چک	۲۵
رله اضافه جریان نقطه خنثی تاخیری	۵۱N	رله افت ولتاژ	۲۷
رله اضافه جریان فاز	۵۱P	رله توان معکوس	۳۲
رله اضافه جریان کنترل شده با ولتاژ	۵۱V	رله اضافه جریان توالی منفی	۴۶
رله توان معکوس	۳۲R	رله اضافه ولتاژ توالی منفی	۴۷
رله اضافه ولتاژ زمین	۵۹G	رله اضافه جریان آنی	۵۰
رله اضافه ولتاژ تاخیری	۵۹T	رله اضافه جریان معکوس زمانی	۵۱
رله اضافه ولتاژ آنی	۵۹I	رله فرکانسی	۸۱
رله اضافه ولتاژ نقطه خنثی	۵۹N	رله اضافه ولتاژ	۵۹
رله نرخ تغییرات فرکانس	۸۱R	رله اندازه‌گیری زاویه فاز	۷۸
رله توان مستقیم کم	۳۲L	رله تعادل ولتاژ	۶۰
رله اضافه جریان جهت دار زمین	۶۷G	رله اضافه جریان جهت دار	۶۷
رله اضافه جریان جهت دار نقطه خنثی	۶۷N	کلید قدرت AC	۵۲
رله اضافه جریان جهت دار فاز	۶۷P	رله دیستانس	۲۱
رله خرابی کلید قدرت فاز	۵۰BF	رله قطع اتوماتیک	۹۴
رله اضافه جریان آنی نقطه خنثی	۵۰N	رله جریانی زمان معکوس (حفاظت روتور قفل شده)	۵۱LR

۲-۲- حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه برق به تفکیک طرح اتصال

در این بخش الزامات و تجهیزات اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری به شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرد که یکی از معروف‌ترین آن‌ها منابع تولید پراکنده فتوولتاییک است. هم‌چنین نوع خاصی از منابع تولید پراکنده بادی که با اینورتر به شبکه متصل می‌شوند نیز در این دسته بندی قرار می‌گیرند.

۲-۲-۱-منابع تولید پراکنده کلاس ۱ و طرح اتصال ۱

شکل (۱-۴۸) اتصال مولدهای تولید پراکنده اینورتری به شبکه را بر اساس طرح ۱ نشان می‌دهد. همان‌طور که در فصل یک نیز به آن اشاره شد، با توجه به ظرفیت کم منابع تولید پراکنده در این حالت، برای اتصال این منابع به شبکه نیاز به ترانسفورماتور اختصاصی نیست و منبع تولید پراکنده مستقیماً به وسط فیدر فشار ضعیف متصل می‌شود.

۲-۲-۱-۱- تجهیزات حفاظتی

به منظور تعیین حداقل تجهیزات مورد نیاز جهت حفاظت سیستم اتصال منبع تولید پراکنده اینورتری به شبکه توزیع، دو سناریو که در ادامه بیان می‌شود را می‌توان مورد بررسی قرار داد. در طرح‌هایی که محل نصب تولید پراکنده در نزدیکی و یا در خود محل بار مصرفی قرار دارد برای بهتر بیان نمودن حفاظت‌های نصب شده و تفکیک آن‌ها، بررسی‌ها در دو حالت دارای بار محلی و بدون بار محلی انجام می‌شود.

الف: مولدهای دارای بار محلی

- در این نوع منابع تولید پراکنده به دلیل وجود اینورتر در مدار آن، معمولا مجموعه‌ای از حفاظت‌ها در خود اینورتر و مدار آن وجود دارد. مانند حفاظت ضدجزیره‌ای[1] که اکثر اینورترها این نوع حفاظت را دارند یعنی زمانی که تشخیص بدهند فرکانس و یا ولتاژ به مقدار نامناسب (خارج از محدوده مجاز) خود رسیده است، سیستم DG را از شبکه جدا می‌کنند تا جزیره غیرعمدی ایجاد نشود. حال اگر اینورتری استفاده شود که چنین حفاظتی را به همراه خود نداشته باشد، می‌توان از حفاظت‌های مرسوم ضدجزیره‌ای استفاده نمود که نمونه‌های آن، رله‌های ROCOF، شیفت‌فاز و یا سیستم انتقال تریپ است. البته استفاده هر کدام از رله‌های نام‌برده شده بستگی به طرح مورد استفاده دارد [۳۷].
- در این نوع مولد، برخلاف مولدهای ژنراتوری و CHP ها، به دلیل خاصیت کنترلی و محدودکنندگی اینورترهای متعلق به ساختار منابع اینورتری، امکان برگشت توان به سمت منبع DG وجود نداشته و هم‌چنین سقف مجاز تزریق توان منبع تولید پراکنده نیز مشخص و قابل کنترل است و توسط اینورتر محدود می‌شود [۳۸]. به همین دلیل در این نوع منبع و در این طرح، برای حفاظت از منبع DG در محل اتصال نیاز به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان نخواهد بود. اما با توجه به سیلان توان میان منبع تولید پراکنده، بار مصرفی و شبکه بالا دست امکان ایجاد فلوی توان به صورت دو طرفه خواهد بود. در واقع زمانی که مقدار بار مصرفی بیشتر از توان تولیدی منبع تولید پراکنده باشد، شبکه می‌بایست در کنار DG بار را تامین

[1] Anti-Islanding

نماید. هم‌چنین زمانی که مقدار بار مصرفی کمتر از تولید DG باشد، مقداری از توان تولیدی DG به سمت شبکه تزریق می‌شود. لذا در تابلوی توزیع سیلان توان می‌تواند دو طرفه باشد. بنابراین استفاده از رله توان معکوس ضروری به نظر می‌رسد [۳۹].

- به دلیل پایین بودن ظرفیت تولید پراکنده و ناچیز بودن توان این کلاس در مقایسه با حداقل بار مصرفی فیدر، زمانی‌که این منابع از شبکه جدا می‌شود افت ولتاژ و فرکانس آنقدر شدید می‌شود که رله‌های ولتاژی و فرکانسی می‌توانند خطا را قطع کنند. پس نیازی به رله ROCOF و جابجایی فاز و یا طرح انتقال تریپ نیست [۴۰].
- به دلیل اینکه این مولدها از نوع سنکرون نیستند و از نوع ماشین‌های گردان به حساب نمی‌آیند در حالت کلی نیاز به رله سنکرون‌چک نخواهد بود. البته بسته به نوع اینورتری که در این نوع منابع تولید پراکنده استفاده می‌شود این نیاز متفاوت خواهد بود. اگر اینورترهای مورد استفاده از نوع کموتاسیون خودی باشد و به صورت منبع ولتاژ عملکرد داشته باشد، مانند ماشین‌های سنکرون باید ولتاژ و فاز آن‌ها با شبکه سنکرون شود و در این حالت نیاز به رله سنکرون‌چک خواهد بود. اما اگر این اینورترها از نوع منبع جریان باشد و یا از اینورترهای کموتاسیون خط در ساختار منبع تولید پراکنده استفاده شود، به دلیل این‌که بدون ولتاژ خط قادر به عملکرد نیستند نیاز به سنکرون نمودن با شبکه و استفاده از رله سنکرون چک نیست [۴۱، ۴۲].
- در بعضی از استانداردها و شرکت‌های توزیع، دستورالعمل‌هایی مبنی بر به همراه داشتن حفاظت‌های اضافه/کاهش ولتاژ و افزایش/کاهش فرکانس در اینورترهای این سیستم وجود دارد که در این صورت نیاز به نصب این نوع حفاظت‌ها در تابلوی توزیع در طرح اتصال به عنوان تجهیزات حداقلی و ضروری نیست [۳۸، ۴۳].

در طرح ۱ و کلاس ۱ حداقل تجهیزات حفاظتی لازم عبارتند از :

- رله افت ولتاژ (۲۷)
- رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)
- رله توان معکوس (۳۲)

در کنار تجهیزات مذکور، تجهیز حفاظتی نیز به عنوان حفاظت تکمیلی پیشنهاد می‌شود:

- رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰)

سهم جریان خطای اتصال کوتاه توسط اینورتر، معمولا توسط کنترل اینورتر محدود می‌شود. بر اساس استاندارد IEEE1547، جریان اتصال کوتاه معمولا در محدوده ۱۰۰٪ تا ۲۰۰٪ جریان نامی اینورتر تغییر می‌کند. اما برخی دستورالعمل‌ها و استانداردها مانند [۴۴ و ۴۵] حفاظت اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰) را نیز در تجهیزاتی که برای منابع فتوولتاییک استفاده می‌شود ذکر نموده‌اند.

جدول (۲-۲): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۱- با بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰و ۵۱)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	
رله توان معکوس (۳۲)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.

ب: تولید پراکنده بدون بار محلی

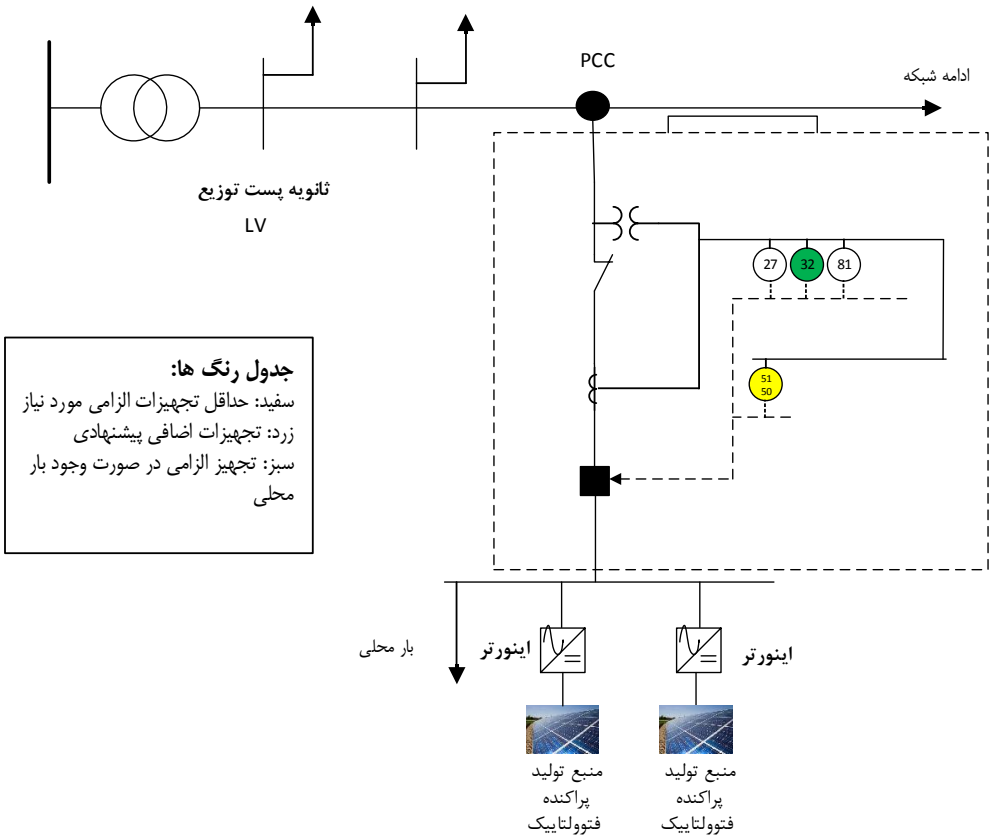
در صورتی که مولد دارای بار محلی نباشد و تمام توان تولیدی توسط مولد پراکنده به شبکه تزریق شود نیز تمام حفاظت‌های حالت قبل در سیستم اتصال منبع تولید پراکنده به شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این حالت به دلیل سیلان توان یک طرفه از سمت DG به شبکه بالادستی نیازی به استفاده از رله توان معکوس نخواهد بود.

جدول (۲-۳): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۱- بدون بار محلی

حداقل تجهیزات مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷) *	رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰و ۵۱)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱) *	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.

در شکل (۲-۱) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد اینورتری کلاس۱ و طرح اتصال ۱ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله ها به معنی الزامی بودن وجود آن ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن ها می‌باشد. همین طور رنگ سبز به معنی اجباری بودن رله در صورت وجود بار محلی است.



شکل (۲-۱): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۱-کلاس ۱

۲-۲-۱-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات قدرت (کلیدزنی) مورد نیاز شامل کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه بشمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند. از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی منبع توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در چنین شرایطی اینورتر وظیفه دارد توان راکتیو تولیدی توسط منبع را به گونه‌ای کنترل کند که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، زیرا در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۲-۱-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت این مولدها کم و حداکثر ۲۰ کیلووات است، استفاده از سیستم مانیتورینگ الزامی نیست. وجود تله‌متری و ارتباط با مرکز کنترل از طریق سیستم اسکادا به دلیل پائین بودن ظرفیت DG نیز ضرورت ندارد.

جدول (۲-۴) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۱) و کلاس (۱) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۴): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۱) طرح (۱)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
اینورتر	ضروری نیست	کنتور اصلی کنتور پشتیبان

۲-۲-۲-منابع تولید پراکنده کلاس ۱ و طرح اتصال ۲

شکل (۱-۵۳) شماتیک اتصال مولدهای پراکنده از نوع اینورتری به شبکه را از طریق طرح (۲) نشان می‌دهد. مطابق با شکل (۱-۵۳) و همان‌طور که در فصل یک به آن اشاره شد، در این طرح منبع تولید پراکنده فتوولتاییک مستقیماً و بدون نیاز به ترانسفورماتور اختصاصی از طریق یک خط فشار ضعیف ۴۰۰ ولت به ثانویه پست توزیع متصل می‌شود.

۲-۲-۲-۱- تجهیزات حفاظتی

به منظور تعیین حداقل تجهیزات مورد نیاز جهت حفاظت سیستم اتصال منبع تولید پراکنده به شبکه همانند طرح قبلی، دو سناریوی زیر را می‌توان مورد بررسی و تحلیل قرار داد:

الف: تولید پراکنده با بار محلی

- در این نوع مولد برخلاف مولدهای ژنراتوری و CHP ها، به دلیل خاصیت کنترلی و محدودکنندگی اینورترهای متعلق به ساختار منابع اینورتری، امکان برگشت توان به سمت منبع DG وجود نداشته و هم‌چنین سقف مجاز تزریق توان منبع تولید پراکنده فتوولتاییک نیز مشخص و قابل کنترل است و توسط اینورتر محدود می‌شود. به همین دلیل در این نوع منبع و در این طرح، برای حفاظت از منبع DG در محل اتصال نیاز به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان نخواهد بود. اما با توجه به سیلان توان میان منبع تولید پراکنده، بار مصرفی و شبکه بالا دست امکان ایجاد فلوی توان به صورت دو طرفه خواهد بود. در واقع زمانی که مقدار بار مصرفی بیشتر از توان تولیدی DG باشد، شبکه می‌بایست در کنار DG بار را تامین نماید. هم‌چنین زمانی که مقدار بار مصرفی کمتر از تولید DG باشد، مقداری از توان تولیدی DG به سمت شبکه تزریق می‌شود. لذا در تابلوی توزیع سیلان توان می‌تواند دو طرفه باشد. بنابراین استفاده از رله توان معکوس ضروری به نظر می‌رسد [۳۹].

- در منبع تولید پراکنده از نوع اینورتری به دلیل وجود اینورتر در مدار آن، معمولا یک سری حفاظت‌ها در خود اینورتر و مدار آن وجود دارد. مانند حفاظت ضدجزیره‌ای که اکثر اینورترها این نوع حفاظت را دارند یعنی زمانی که تشخیص بدهند فرکانس و یا ولتاژ به مقدار نامناسب خود رسیده است، سیستم فتوولتاییک را از شبکه جدا می‌کنند تا جزیره غیرعمدی ایجاد نشود. حال اگر اینورتری استفاده شود که چنین حفاظتی را به همراه خود نداشته باشد، می‌توان از حفاظت‌های مرسوم ضدجزیره‌ای استفاده نمود که نمونه‌های رله‌های ROCOF، شیفت‌فاز و یا سیستم انتقال تریپ است [۳۷].
- اگر کلید ابتدای فیدر فشار ضعیف قطع شود، چون در طرح ۲ هیچ مصرف کننده دیگری بر روی این فیدر فشار ضعیف قرار ندارد، چنانچه حداکثر بار محلی کمتر از یک سوم ظرفیت تولید منبع تولید پراکنده باشد، به دلیل افزایش و یا کاهش شدید فرکانس و ولتاژ در محل اتصال، منبع DG از شبکه جدا خواهد شد و نیاز به انتقال تریپ (trip transfer) یا رله‌های ROCOF و جابه‌جایی فاز نیست و رله‌های ولتاژی وفرکانسی DG را از شبکه جدا خواهند نمود [۴۶].
- اگر مصرف بار محلی قابل مقایسه و نزدیک به میزان ظرفیت منبع تولید پراکنده باشد، برای تشخیص قطع شدن فیدر فشار ضعیف، یا باید از توابع حفاظتی جابه‌جایی فاز با کد استاندارد (۷۸) و ROCOF جهت آشکارسازی قطع شبکه استفاده نمود و یا سیستم انتقال تریپ را به کار گرفت [۴۶].
- معمولاً در طرح‌هایی که منبع تولید پراکنده اینورتری به سمت فشار ضعیف شبکه اتصال می‌یابد، از سیستم انتقال تریپ به دلایل اقتصادی استفاده نمی‌شود و تنها در طرح‌هایی که منبع اینورتری به سمت فشار متوسط شبکه توزیع اتصال دارد سیستم انتقال تریپ برای تشخیص جزیره‌ای شدن به‌کاربرده می‌شود [۴۷].
- به دلیل اینکه این مولدها از نوع سنکرون نیستند و از نوع ماشین‌های گردان به حساب نمی‌آیند در حالت کلی نیاز به رله سنکرون‌چک نخواهد بود. البته بسته به نوع اینورتری که در این نوع منابع تولید پراکنده استفاده می‌شود این نیاز متفاوت خواهد بود. اگر اینورترهای مورد استفاده از نوع کموتاسیون خودی باشد، و به صورت منبع ولتاژ عملکرد داشته باشد، مانند ماشین‌های سنکرون باید ولتاژ و فاز آن‌ها با شبکه سنکرون شود و در این حالت نیاز به رله سنکرون‌چک خواهد بود. اما اگر این اینورترها از نوع منبع جریان باشد و یا از اینورترهای کموتاسیون خط در ساختار منبع تولید پراکنده فتوولتاییک استفاده شود، نیاز به سنکرون سازی با شبکه و استفاده از رله سنکرون‌چک نیست [۴۱، ۴۲].

استفاده از تجهیزات حفاظتی زیر نیز به عنوان توابع حفاظتی تکمیلی پیشنهاد می‌شود:

۱. رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰)

- سهم جریان خطای اتصال کوتاه توسط اینورتر، معمولا توسط کنترلر اینورتر محدود می‌شود. بر اساس استاندارد IEEE1547، جریان اتصال کوتاه معمولا در محدوده ۱۰۰٪ تا ۲۰۰٪ جریان نامی اینورتر تغییر

می‌کند. اما برخی دستورالعمل‌ها و استانداردها مانند [۴۵ و ۴۶] حفاظت اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰) را نیز در تجهیزاتی که برای منابع اینورتری استفاده می‌شود ذکر نموده‌اند.

۲. ROCOF (۸۱ R)
۳. رله جابه‌جایی فاز (۷۸)
۴. رله افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)

در صورتی که تولید توان زیاد شود و یا بار مصرفی کمتر از توان تولیدی شود احتمال اضافه ولتاژ وجود خواهد داشت. بنابراین رله افزایش ولتاژ می‌بایست تشخیص داده و در زمان مناسب قطع نماید.

جدول (۲-۵): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۲- با بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷) *	رله افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱) *	رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰و ۵۱)
رله توان معکوس (۳۲)	رله ROCOF (۸۱R) **
	جابجایی فاز (۷۸) **

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.
**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

ب: تولید پراکنده بدون بار محلی

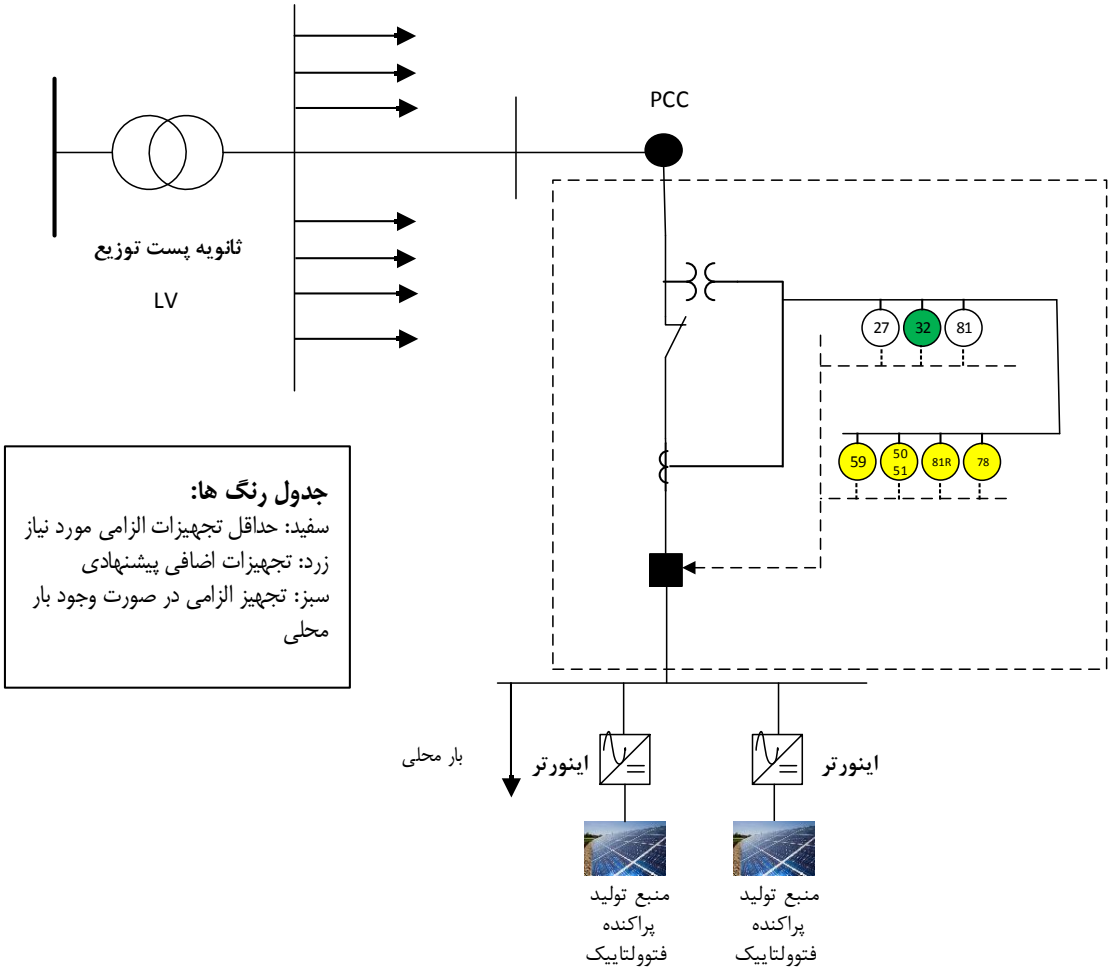
در صورتی که مولد دارای بار محلی نباشد و تمام توان تولیدی توسط مولد پراکنده به شبکه تزریق شود، نیازی به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان در سیستم اتصال DG به شبکه نیست. بنابراین، در این حالت نیز تمام حفاظت‌های حالت قبل در سیستم اتصال مورد استفاده قرار می‌گیرد.

جدول (۲-۶): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۲-بدون بار محلی

حداقل تجهیزات الزمای مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	رله افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰و ۵۱)
	رله ROCOF (۸۱ R)**
	جابجایی فاز (۷۸)**

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.
**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

در شکل (۲-۲) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد اینورتری کلاس ۱ و طرح اتصال ۲ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله ها به معنی الزامی بودن وجود آن ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن ها می‌باشد. همین طور رنگ سبز به معنی اجباری بودن رله در صورت وجود بار محلی است.



شکل (۲-۲): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۲- کلاس ۱

۲-۲-۲-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات قدرت (کلیدزنی) مورد نیاز شامل کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه به‌شمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند. از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در چنین شرایطی اینورتر وظیفه دارد

توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتور را به گونه‌ای کنترل کند که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، زیرا در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۲-۲-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت این مولدها کم و حداکثر ۲۰ کیلووات است، استفاده از سیستم مانیتورینگ الزامی نیست. وجود تله‌متری و ارتباط با مرکز کنترل از طریق سیستم اسکادا به دلیل پائین بودن ظرفیت DG نیز ضرورت ندارد.

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق و نیاز به اندازه‌گیری میزان توان تزریق شده توسط DG به شبکه، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید تا بتواند توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه را اندازه‌گیری نماید.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

جدول (۲-۷) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۲) و کلاس (۱) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۷): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۱) طرح (۲)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
اینورتر	ضروری نیست	کنتور اصلی کنتور پشتیبان

۲-۲-۳- منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح اتصال ۲

شکل (۱-۵۳) نحوه اتصال مولدهای پراکنده فتوولتاییک به شبکه را از طریق طرح اتصال ۲ نشان می‌دهد. ژنراتورهایی با ظرفیت زیر ۲۰۰ کیلووات از طریق این طرح می‌توانند به شبکه متصل شوند.

همان‌طور که در فصل یک نیز به آن اشاره شد، در این طرح DG مستقیماً و بدون نیاز به ترانسفورماتور اختصاصی از طریق یک فیدر اختصاصی ۴۰۰ ولت به ثانویه پست توزیع متصل می‌شود.

۲-۲-۳-۱- تجهیزات حفاظتی

به منظور تعیین حداقل تجهیزات مورد نیاز جهت حفاظت سیستم اتصال DG به شبکه همانند اتصال و طرح‌های قبلی، دو سناریوی زیر را می‌توان مورد بررسی قرار داد.

الف: تولید پراکنده با بار محلی

- در این نوع مولد برخلاف مولدهای ژنراتوری و CHP ها، به دلیل خاصیت کنترلی و محدودکنندگی اینورترهای متعلق به ساختار این نوع منابع، امکان برگشت توان به سمت منبع DG وجود نداشته و هم‌چنین سقف مجاز تزریق توان منبع تولید پراکنده اینورتری نیز مشخص و قابل کنترل است و توسط اینورتر محدود می‌شود. به همین دلیل در این نوع منبع و در این طرح، برای حفاظت از منبع DG در محل اتصال نیاز به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان نخواهد بود. اما با توجه به سیلان توان میان منبع تولید پراکنده اینورتری، بار مصرفی و شبکه بالا دست امکان ایجاد فلوی توان به صورت دو طرفه خواهد بود. در واقع زمانی که مقدار بار مصرفی بیشتر از توان تولیدی DG باشد، شبکه می‌بایست در کنار DG بار را تامین نماید. هم‌چنین زمانی که مقدار بار مصرفی کمتر از تولید DG باشد، مقداری از توان تولیدی DG به سمت شبکه تزریق می‌شود. لذا در تابلوی توزیع سیلان توان می‌تواند دو طرفه باشد. بنابراین استفاده از رله توان معکوس (۳۲) ضروری به نظر می‌رسد [۳۹].
- در منبع تولید پراکنده از نوع فتوولتاییک به دلیل وجود اینورتر در مدار آن، معمولا یک سری حفاظت‌ها در خود اینورتر و مدار آن وجود دارد. مانند حفاظت ضدجزیره‌ای که اکثر اینورترها این نوع حفاظت را دارند یعنی زمانی که تشخیص بدهند فرکانس و یا ولتاژ به مقدار نامناسب خود رسیده است، سیستم فتوولتاییک را از شبکه جدا می‌کنند تا جزیره غیرعمدی ایجاد نشود. حال اگر اینورتری استفاده شود که چنین حفاظتی را به همراه خود نداشته باشد، می‌توان از حفاظت‌های مرسوم ضدجزیره‌ای استفاده نمود که نمونه‌های رله‌های ROCOF، شیفت‌فاز و یا سیستم انتقال تریپ است [۳۷].
- اگر مقدار بار مصرفی کمتر از یک سوم تولید منبع تولید پراکنده باشد، در این‌صورت در زمان جدایی شبکه به‌دلیل افزایش ولتاژ و فرکانس، رله‌های ولتاژی و فرکانسی تریپ می‌دهند و نیازی به رله‌های ROCOF

یا جابجایی فاز نیست. اما اگر مقدار بار مصرفی قابل قیاس و نزدیک به توان تولیدی DG باشد، در این‌صورت نیاز به استفاده از رله‌های ROCOF خواهد بود [۴۶].

- اگر شبکه از سمت ۲۰ کیلوولت بی‌برق شود و حداقل بار شبکه از سه برابر تولید DG بیشتر باشد در این‌صورت DG قادر به تامین بار نخواهد بود و افت ولتاژ و فرکانس شدیدی ایجاد می‌شود و می‌توان با رله‌های افت ولتاژ و فرکانس DG را از شبکه جدا نمود. اما اگر حداقل بار شبکه از سه برابر تولید DG بیشتر نبود در این‌صورت دیگر افت ولتاژ و فرکانس شدید ایجاد نمی‌شود و باید از رله ROCOF و جابجایی فاز استفاده نمود [۴۰، ۴۸].
- این نکته قابل ذکر است که در مولدهای اینورتری معمولا و در اکثر موارد اینورتر به کار برده شده دارای حفاظت ضدجزیره‌ای بوده و با توجه به ساختار کنترلی که دارد و نوع حفاظتی که بر روی آن پیاده شده است عمل قطع از شبکه را انجام می‌دهد. رله‌های جابه‌جایی فاز و ROCOF برای زمانی است که درصد کمی از اینورترها این نوع حفاظت را نداشته و مجبور به استفاده رله‌های نام‌برده در تابلوی توزیع هستیم.
- به دلیل اینکه این مولدها از نوع سنکرون نیستند و از نوع ماشین‌های گردان به حساب نمی‌آیند در حالت کلی نیاز به رله سنکرون‌چک نخواهد بود. البته بسته به نوع اینورتری که در این نوع منابع تولید پراکنده استفاده می‌شود این نیاز متفاوت خواهد بود. اگر اینورترهای مورد استفاده از نوع کموتاسیون خودی باشد، و به صورت منبع ولتاژ عملکرد داشته باشد، مانند ماشین‌های سنکرون باید ولتاژ و فاز آن‌ها با شبکه سنکرون شود و در این حالت نیاز به رله سنکرون‌چک (۲۵) خواهد بود. اما اگر این اینورترها از نوع منبع جریان باشد و یا از اینورترهای کموتاسیون خط در ساختار این نوع منبع تولید پراکنده استفاده شود، نیاز به سنکرون سازی با شبکه و استفاده از رله سنکرون چک (۲۵) نیست [۴۱، ۴۲].
- رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰):

سهم جریان خطای اتصال کوتاه توسط اینورتر، معمولا توسط کنترلر اینورتر محدود می‌شود. بر اساس استاندارد IEEE1547، جریان اتصال کوتاه معمولا در محدوده ۱۰۰٪ تا ۲۰۰٪ جریان نامی اینورتر تغییر می‌کند. اما برخی دستورالعمل‌ها و استانداردها مانند [۴۵ و ۴۶] حفاظت اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰) را نیز در تجهیزاتی که برای منابع اینورتری استفاده می‌شود ذکر نموده‌اند. به همین دلیل به عنوان حفاظت تکمیلی پیشنهاد می‌شود.

- در صورتی که خطای اتصال کوتاه در سمت نیروگاه رخ دهد، از سمت منبع تولید پراکنده به دلیل خاصیت محدودکنندگی اینورتر جریان زیادی تزریق نمی‌شود ولی شبکه مشارکت جریانی بالایی را در نقطه‌ای که خطا رخ داده دارد. به همین دلیل در نقطه اتصال به شبکه که تابلوی توزیع قرار دارد می‌بایست از رله اضافه جریان آنی/تاخیری استفاده نمود. لذا از طرح ۲ به بعد این حفاظت به عنوان تجهیز الزامی قرار داده می‌شود. در طرح ۱ به دلیل این که سهم جریان خطای شبکه چندان زیاد نبود از حفاظت اضافه جریان در دو حالت خطای فاز و زمین به عنوان تجهیز اضافی پیشنهادی استفاده شده است.

جدول (۲-۸): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۲- با بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	رله ROCOF (۸۱R) **
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	جابجایی فاز (۷۸) **
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	
رله توان معکوس (۳۲)	
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.

**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

ب: تولید پراکنده بدون بار محلی

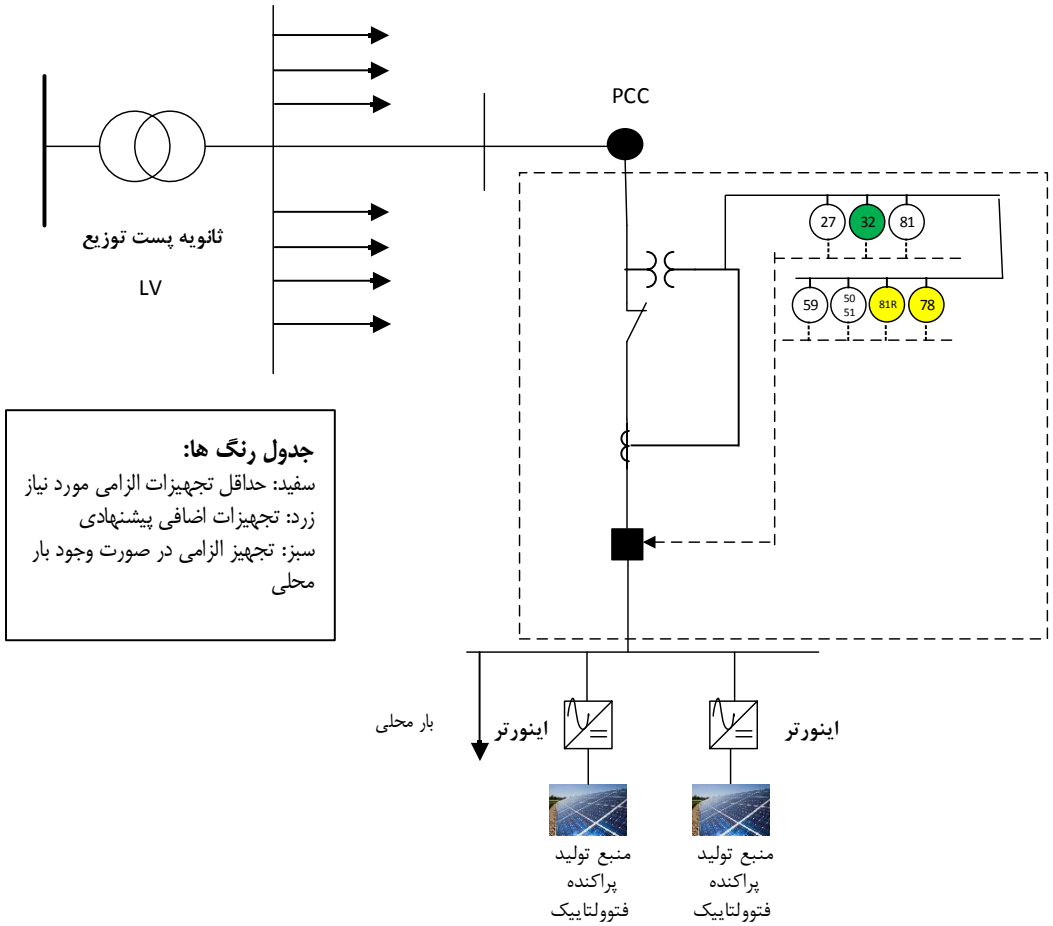
- چون DG از طریق فیدر اختصاصی به شبکه وصل می‌شود و به‌هنگام قطع از شبکه اصلی دیگر DG باری ندارد که تامین کند پس افزایش فرکانس و ولتاژ وجود دارد. بنابراین نیازی به رله‌های ROCOF و جابجایی فاز نیاز نیست. هم‌چنین به رله توان معکوس نیز در این حالت نیازی نخواهد بود.

جدول (۲-۹): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۲-بدون بار محلی

حداقل تجهیزات مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.

در شکل (۲-۳) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد اینورتری کلاس۲ و طرح اتصال ۲ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله ها به معنی الزامی بودن وجود آن ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن ها می‌باشد. همین طور رنگ سبز به معنی اجباری بودن رله در صورت وجود بار محلی است.



شکل (۲-۳): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۲-کلاس ۲

۲-۲-۳-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات قدرت (کلیدزنی) مورد نیاز شامل کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه به‌شمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند. از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در چنین شرایطی اینورتر وظیفه دارد توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتور را به گونه‌ای کنترل کند که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، زیرا در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۲-۳-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت این مولدها کم و حداکثر ۲۰۰ کیلووات است، استفاده از سیستم مانیتورینگ الزامی نیست. وجود تله‌متری و ارتباط با مرکز کنترل از طریق سیستم اسکادا به دلیل پائین بودن ظرفیت DG نیز ضرورت ندارد.

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق و نیاز به اندازه‌گیری میزان توان تزریق شده توسط DG به شبکه، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید تا بتواند توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه را اندازه‌گیری نماید.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

در مورد منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح ۲، چون جریان تزریقی توسط مولد نسبتاً زیاد است جریان سه‌فاز با استفاده از سه دستگاه ترانسفورماتور جریان اندازه‌گیری می‌شود.

جدول (۲-۱۰) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۲) و کلاس (۲) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۱۰): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۲) طرح (۲)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
اینورتر	ضروری نیست	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان

۲-۲-۴- منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح اتصال ۳

با توجه به تقسیم‌بندی انجام شده در جدول (۱-۱۴)، و همان‌طور که در فصل یک ذکر شد، منابع تولید پراکنده کلاس‌های ۲، ۳ و ۴، یعنی منابعی با ظرفیت بین ۲۰ کیلووات تا ۷ مگاوات از طریق این طرح می‌توانند به شبکه توزیع متصل شوند.

با توجه به شکل (۱-۶۲)، منبع تولید پراکنده اینورتری در این طرح از طریق یک ترانسفورماتور اختصاصی، به وسط فیدر ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شود.

در این قسمت ژنراتورهای کلاس ۲، یعنی ژنراتورهایی با ظرفیت ۲۰ تا ۲۰۰ کیلووات مورد بررسی قرار می‌گیرد.

هدف از به کارگیری ترانس اختصاصی در طرح‌هایی از این قبیل (طرح ۳، ۴ و ۵) عبارتند از:

به دلیل زیاد بودن جریان تزریق شده تو سط ژنراتور به شبکه توزیع در سطح ولتاژ ۴۰۰ ولت، هادی‌های شبکه نمی‌توانند به لحاظ حرارتی این جریان را تحمل نمایند، لذا ســـطح ولتاژ از ۴۰۰ ولت به ۲۰ کیلوولت افزیش می‌یابد.

ترانسفورماتور باعث کاهش سطح اتصال کوتاه شبکه و کاهش تاثیرگذاری DG بر شبکه و به عکس می‌شود.

۲-۲-۴-۱- تجهیزات حفاظتی

الف: تولید پراکنده با بار محلی

- در این نوع مولد برخلاف مولدهای ژنراتوری و CHP ها، به دلیل خاصیت کنترلی و محدودکنندگی اینورترهای متعلق به ساختار این نوع منابع، امکان برگشت توان به سمت منبع DG وجود نداشته و هم‌چنین سقف مجاز تزریق توان منبع تولید پراکنده اینورتری نیز مشخص و قابل کنترل است و توسط اینورتر محدود می‌شود. به همین دلیل در این نوع منبع و در این طرح، برای حفاظت از منبع DG در محل اتصال نیاز به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان نخواهد بود. اما با توجه به سیلان توان میان منبع تولید پراکنده، بار مصرفی و شبکه بالا دست امکان ایجاد فلوی توان به صورت دو طرفه خواهد بود. در واقع زمانی که مقدار بار مصرفی بیشتر از توان تولیدی DG باشد، شبکه می‌بایست در کنار DG بار را تامین نماید. هم‌چنین زمانی که مقدار بار مصرفی کمتر از تولید DG باشد، مقداری از توان تولیدی DG به سمت شبکه تزریق می‌شود. لذا در تابلوی توزیع سیلان توان می‌تواند دو طرفه باشد. بنابراین استفاده از رله توان معکوس ضروری به نظر می‌رسد [۳۹].
- در صورتی که ظرفیت مولد کمتر از یک سوم حداقل بار سالیانه فیدر باشد، به دلیل افت ولتاژ و فرکانسی که در نقطه اتصال ایجاد می‌شود، رله‌های ولتاژی و فرکانسی عمل خواهند نمود و منبع تولید پراکنده از مدار جدا می‌شود [۴۷].

- در منبع تولید پراکنده از نوع اینورتری به دلیل وجود اینورتر در مدار آن، معمولا یک سری حفاظت‌ها در خود اینورتر و مدار آن وجود دارد. مانند حفاظت ضدجزیره‌ای که اکثر اینورترها این نوع حفاظت را دارند یعنی زمانی که تشخیص بدهند فرکانس و یا ولتاژ به مقدار نامناسب خود رسیده است، سیستم DG را از شبکه جدا می‌کنند تا جزیره غیرعمدی ایجاد نشود. حال اگر اینورتری استفاده شود که چنین حفاظتی را به همراه خود نداشته باشد، می‌توان از حفاظت‌های مرسوم ضدجزیره‌ای استفاده نمود که نمونه‌های رله‌های ROCOF، شیفت‌فاز و یا سیستم انتقال تریپ است [۳۷].
- به دلیل اینکه این مولدها از نوع سنکرون نیستند و از نوع ماشین‌های گردان به حساب نمی‌آیند در حالت کلی نیاز به رله سنکرون‌چک نخواهد بود. البته بسته به نوع اینورتری که در این نوع منابع تولید پراکنده استفاده می‌شود این نیاز متفاوت خواهد بود. اگر اینورترهای مورد استفاده از نوع کموتاسیون خودی باشد و به صورت منبع ولتاژ عملکرد داشته باشد، مانند ماشین‌های سنکرون باید ولتاژ و فاز آن‌ها با شبکه سنکرون شود و در این حالت نیاز به رله سنکرون‌چک خواهد بود. اما اگر این اینورترها از نوع منبع جریان باشد و یا از اینورترهای کموتاسیون خط در ساختار منبع تولید پراکنده استفاده شود، نیاز به سنکرون سازی با شبکه و استفاده از رله سنکرون چک نیست [۴۱، ۴۲].
- برای تشخیص خطاهای زمین، اتصال سیم‌پیچی‌های ترانسفورماتور متصل کننده DG به شبکه اهمیت پیدا می‌کند. از رله ۵۹G برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتور اتصال در سمت اولیه خود زمین نشده است استفاده می‌شود و از رله اضافه جریان جهت دار ۶۷N یا اضافه جریان تاخیری ۵۱N برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتورهای اتصالی که سمت اولیه آن زمین شده است استفاده می‌شود [۴۹، ۵۰].
- رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰):

سهم جریان خطای اتصال کوتاه توسط اینورتر، معمولا توسط کنترلر اینورتر محدود می‌شود. بر اساس استاندارد IEEE1547، جریان اتصال کوتاه معمولا در محدوده ۱۰۰٪ تا ۲۰۰٪ جریان نامی اینورتر تغییر می‌کند. اما برخی دستورالعمل‌ها و استانداردها مانند [۴۶ و ۴۸] حفاظت اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰) را نیز در تجهیزاتی که برای منابع تولید پراکنده استفاده می‌شود ذکر نموده‌اند. [۴۹، ۵۱].

- در صورتی که خطای اتصال کوتاه در سمت نیروگاه رخ دهد، از سمت منبع تولید پراکنده به دلیل خاصیت محدودکنندگی اینورتر جریان زیادی تزریق نمی‌شود ولی شبکه مشارکت جریانی بالایی را در نقطه‌ای که خطا رخ داده دارد. به همین دلیل در نقطه اتصال به شبکه که تابلوی توزیع قرار دارد می‌بایست از رله اضافه جریان آنی/تاخیری استفاده نمود. لذا از طرح ۲ به بعد این حفاظت به عنوان تجهیز الزامی قرار داده می‌شود. در طرح ۱ به دلیل این که سهم جریان خطای شبکه چندان زیاد نبود از حفاظت اضافه جریان به عنوان تجهیز اضافی پیشنهادی استفاده شده است.

جدول (۲-۱۱): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال۳-با بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	رله ROCOF (R ۸۱)**
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	جابجایی فاز (۷۸)**
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	رله اضافه جریان جهت دار (۶۷N)
رله توان معکوس (۳۲)	
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.

**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

ب: تولید پراکنده بدون بار محلی

- در این حالت که تمام توان تولیدی توسط مولد تولید پراکنده به شبکه تزریق می‌شود نیز نیازی به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان نیست.
- اگر منبع تولید پراکنده از فیدر اصلی قطع شود و مولد نیز دارای بار محلی نباشد، به علت افزایش فرکانس و ولتاژ در نقطه اتصال DG به شبکه، رله‌های ولتاژ و فرکانسی عمل نموده و باعث قطع DG از شبکه خواهد شد و نیاز به استفاده از رله‌های ROCOF و جابه‌جایی فاز نخواهد بود.

جدول (۲-۱۲): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال۳-بدون بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	رله اضافه جریان جهت دار (۶۷N)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.

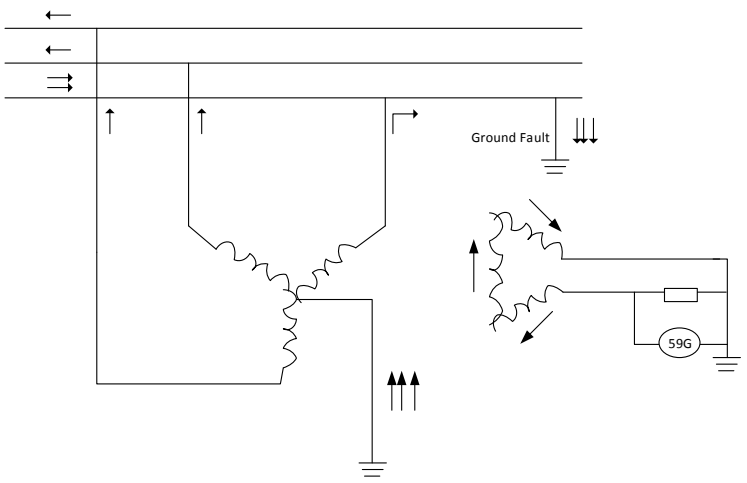
موضوعی که در ادامه بحث می‌شود برای تمامی طرح‌های که از این به بعد بررسی می‌شود صادق بوده و از بازگویی آن در طرح‌ها و اتصالات بعدی صرف نظر می‌شود:

برای اتصال منابع تولید پراکنده به سیستم توزیع قدرت می‌توان از ترانسفورماتورها استفاده نمود. ترانسفورماتورها زمانی مورد نیاز خواهند بود که ولتاژ سمت شبکه با ولتاژ منابع تولید پراکنده متفاوت باشند. ترانسفورماتورها هم‌چنین می‌توانند جهت عایقی الکتریکی میان منابع تولید پراکنده و شبکه به کار روند. این عایقی بستگی به نوع منبع مورد استفاده و اثرات آن بر روی حفاظت سیستم قدرت و نحوه زمین آن دارد. ساختار خط سیستم قدرت (سیستم سه سیمه یا چهارسیمه) در نقطه اتصال می‌تواند ساختار ترانسفورماتور را تعیین نماید. نحوه اتصال ترانسفورماتور مرتبط

میان منابع تولید پراکنده و سیستم قدرت می‌تواند بر روی سهم جریان خطای زمین سیستم قدرت محلی و ا ضافه ولتاژهای حین کلیدزنی خطاهای تک‌فاز تاثیرگذار باشد.

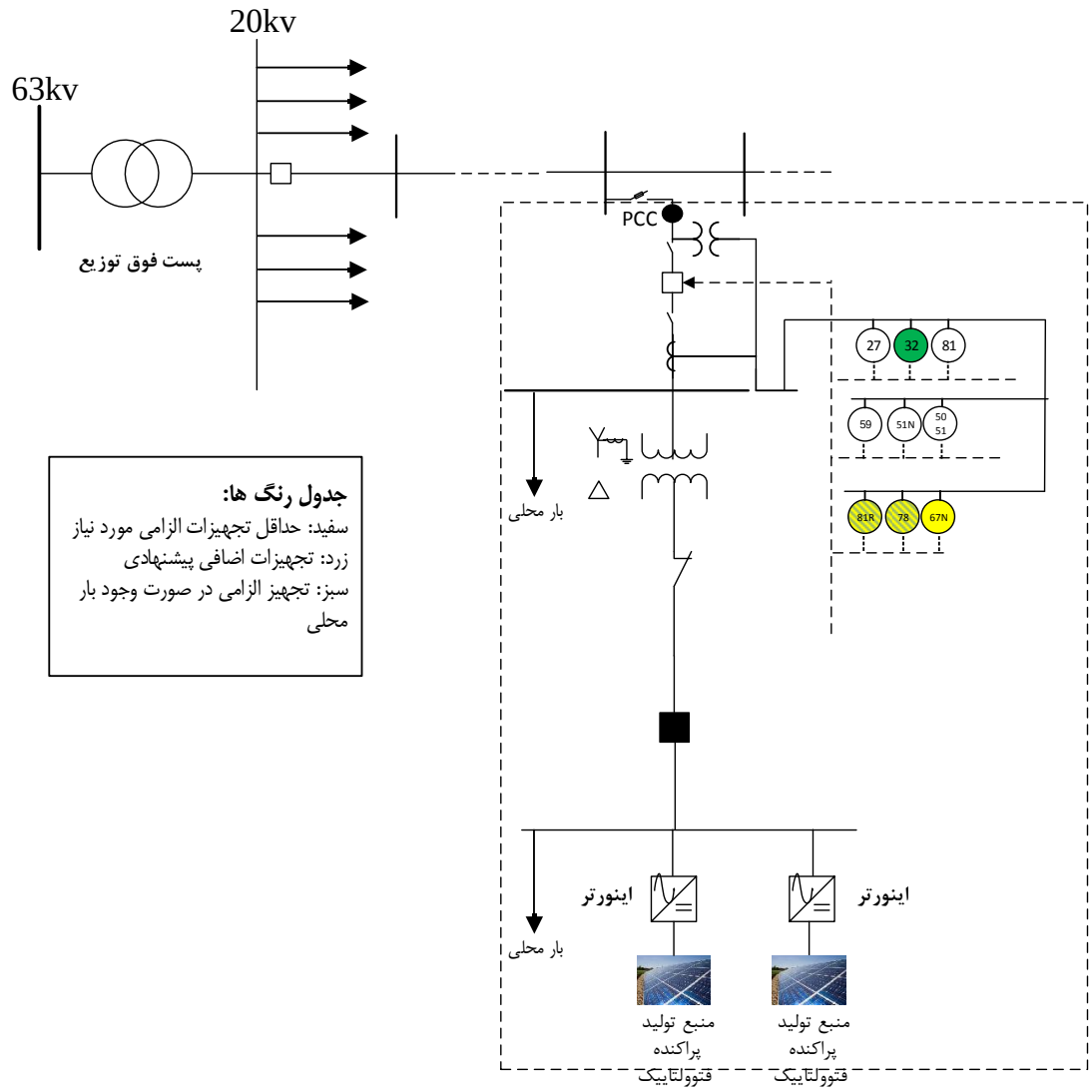
نکته ای که در هنگام طراحی سیستم حفاظتی باید به دقت مورد توجه قرار گیرد نوع سیم‌بندی ترانسفورماتور متصل کننده DG به شبکه است. برخی از توابع حفاظتی و یا طرح‌های حفاظتی با توجه به نوع سیم‌بندی ترانس تغییر می‌کند. استفاده از ترانسفورماتور YNd نسبت به ترانس Dyn در این طرح با توجه به مزایایی مانند تشخیص وقوع خطای تک‌فاز به زمین در سمت شبکه و ... بهتر است. در صورت استفاده از ترانسفورماتور Dyn برای اتصال، که در آن سمت فشار متوسط ترانس متصل کننده منبع تولید پراکنده به شبکه دارای اتصال مثلث است، به منظور آشکارسازی خطاهای تک‌فازی که در سمت شبکه رخ می‌دهند از روش‌های زیر استفاده می‌شود:

- روش اول: در سمت فشار متوسط ترانس DG یا باید از ترانس زمین جهت ایجاد نقطه نول استفاده شود و یا از سه ترانس ولتاژ تک فاز که اولیه آنها به صورت ستاره زمین شده و ثانویه آنها دارای اتصال مثلث باز است و توسط رله 59G بسته می‌شود. در صورت رخداد خطای تک فاز در سمت شبکه به دلیل عدم تعادل ولتاژ بین فازهای مختلف، رله 59G تحریک شده و دستور قطع DG صادر میشود.
- روش دوم: از سیستم انتقال تریپ جهت آشکارسازی خطاهای تک‌فاز به زمین در سمت شبکه و جلوگیری از به وجود آمدن جزیره ناخواسته توسط DG استفاده می‌شود. درصورت رخدادن خطای تکفاز در سمت شبکه، خطا تشخیص داده شده و کلید فیدر فشار متوسط قطع می‌شود. سپس یک سیگنال توسط سیستم انتقال تریپ به کلید متصل کننده DG به شبکه ارسال شده و باعث جدایی DG از شبکه می‌شود.



شکل (۲-۴): ساختار ترانسفورماتور اتصال میان DG و شبکه

در شکل (۲–۵) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد اینورتری کلاس ۲ و طرح اتصال ۳ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله‌ها به معنی الزامی بودن وجود آن ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن‌ها می‌باشد. همین طور رنگ سبز به معنی اجباری بودن رله در صورت وجود بار محلی است.



شکل (۲-۵): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۲-کلاس ۳

۲-۲-۴-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات قدرت (کلیدزنی) مورد نیاز شامل کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه بشمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در چنین شرایطی اینورتر وظیفه دارد توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتور را به گونه‌ای کنترل کند که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، زیرا در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۲-۴-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت این مولدها کم و حداکثر ۲۰۰ کیلووات است، استفاده از سیستم مانیتورینگ الزامی نیست. وجود تله‌متری و ارتباط با مرکز کنترل از طریق سیستم اسکادا به دلیل پائین بودن ظرفیت DG نیز ضرورت ندارد.

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق و نیاز به اندازه‌گیری میزان توان تزریق شده توسط DG به شبکه، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید تا بتواند توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه را اندازه‌گیری نماید.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند. از آنجایی که در طرح ۳ از یک ترانسفورماتور اختصاصی جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه استفاده می‌شود و نقطه اندازه‌گیری در قسمت بالادست ترانسفورماتور می‌باشد، بنابراین، ولتاژ در نقطه اندازه‌گیری در این حالت (kV)۲۰ می‌باشد. جدول (۲-۱۳) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۳) و کلاس (۲) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۱۳): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۲) طرح (۳)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
اینورتر کلید قدرت سکسیونر	ضروری نیست	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۲-۵-منابع تولید پراکنده کلاس ۳ و طرح اتصال ۳

شکل (۱-۶۲) نحوه اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه را بر اساس طرح ۳ نشان می‌دهد. در این بخش ژنراتورهای کلاس ۳، یعنی با ظرفیت ۲۰۰ کیلووات تا ۱ مگاوات مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرند.

همان‌طور که در فصل یک به آن اشاره شد، منابع تولید پراکنده در این طرح از طریق یک ترانسفورماتور اختصاصی به وسط فیدر ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شود.

۲-۲-۵-۱- تجهیزات حفاظتی

همانند طرح‌های قبلی به منظور تعیین حداقل تجهیزات مورد نیاز جهت حفاظت سیستم اتصال DG به شبکه دو سناریوی زیر را می‌توان مورد بررسی و تحلیل قرار داد:

الف: تولید پراکنده با بار محلی

- در این نوع مولد برخلاف مولدهای ژنراتوری و CHP ها، به دلیل خاصیت کنترلی و محدودکنندگی اینورترهای متعلق به ساختار این نوع منابع، امکان برگشت توان به سمت منبع DG وجود نداشته و هم‌چنین سقف مجاز تزریق توان منبع تولید پراکنده اینورتری نیز مشخص و قابل کنترل است و توسط اینورتر محدود می‌شود. به همین دلیل در این نوع منبع و در این طرح، برای حفاظت از منبع DG در محل اتصال نیاز به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان (۳۲) نخواهد بود. اما با توجه به سیلان توان میان منبع تولید پراکنده، بار مصرفی و شبکه بالا دست امکان ایجاد فلوی توان به صورت دو طرفه خواهد بود. در واقع زمانی که مقدار بار مصرفی بیشتر از توان تولیدی PV باشد، شبکه می‌بایست در کنار DG بار را تامین نماید. هم‌چنین زمانی که مقدار بار مصرفی کمتر از تولید DG باشد، مقداری از توان تولیدی DG به سمت شبکه تزریق می‌شود. لذا در تابلوی توزیع سیلان توان می‌تواند دو طرفه باشد. بنابراین استفاده از رله توان معکوس ضروری به نظر می‌رسد [۳۹].
- در منبع تولید پراکنده از نوع اینورتری به دلیل وجود اینورتر در مدار آن، معمولا یک سری حفاظت‌ها در خود اینورتر و مدار آن وجود دارد. مانند حفاظت ضدجزیره‌ای که اکثر اینورترها این نوع حفاظت را دارند یعنی زمانی که تشخیص بدهند فرکانس و یا ولتاژ به مقدار نامناسب خود رسیده است، سیستم فتوولتاییک را از شبکه جدا می‌کنند تا جزیره غیرعمدی ایجاد نشود. حال اگر اینورتری استفاده شود که چنین حفاظتی را به همراه خود نداشته باشد، می‌توان از حفاظت‌های مرسوم ضدجزیره‌ای استفاده نمود که نمونه‌های رله‌های ROCOF، شیفت‌فاز و یا سیستم انتقال تریپ است [۳۷].
- استفاده از سیستم انتقال تریپ در مقایسه با استفاده از رله‌های ROCOF و جابه‌جایی فاز قابلیت اطمینان بالاتری دارد اما هزینه بالاتری نیز دارد.
- اگر مقدار دیماند یا حداکثر مصرف بار محلی قابل توجه بوده و در حد میزان تولید DG باشد، یا باید از رله‌های جابه‌جایی فاز و ROCOF و یا از سیستم انتقال تریپ جهت جداسازی DG از شبکه استفاده نمود اگر میزان حداکثر مصرف محلی کمتر از یک سوم تولید DG باشد، به دلیل افزایش فرکانس و

ولتاژ، رله‌های ولتاژ و فرکانسی DG را از شبکه جدا می‌کنند و نیاز به انتقال تریپ و یا رله‌های ROCOF نیست [۴۶].

- به دلیل اینکه این مولدها از نوع سنکرون نیستند و از نوع ماشین‌های گردان به حساب نمی‌آیند در حالت کلی نیاز به رله سنکرون‌چک نخواهد بود. البته بسته به نوع اینورتری که در این نوع منابع تولید پراکنده استفاده می‌شود این نیاز متفاوت خواهد بود. اگر اینورترهای مورد استفاده از نوع کموتاسیون خودی باشد، و به صورت منبع ولتاژ عملکرد داشته باشد، مانند ماشین‌های سنکرون باید ولتاژ و فاز آن‌ها با شبکه سنکرون شود و در این حالت نیاز به رله سنکرون‌چک خواهد بود. اما اگر این اینورترها از نوع منبع جریان باشد و یا از اینورترهای کموتاسیون خط در ساختار منبع تولید پراکنده استفاده شود، نیاز به سنکرون سازی با شبکه و استفاده از رله سنکرون چک نیست [۴۱، ۴۲].
- برای تشخیص خطاهای زمین، اتصال سیم‌پیچی‌های ترانسفورماتور متصل کننده DG به شبکه اهمیت پیدا می‌کند. از رله ۵۹G برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتور اتصال در سمت اولیه خود زمین نشده است استفاده می‌شود و از رله اضافه جریان جهت دار ۶۷N یا اضافه جریان تاخیری ۵۱N برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتورهای اتصالی که سمت اولیه آن زمین شده است استفاده می‌شود [۴۹، ۵۰].
- رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰):

سهم جریان خطای اتصال کوتاه توسط اینورتر، معمولا توسط کنترلر اینورتر محدود می‌شود. بر اساس استاندارد IEEE1547، جریان اتصال کوتاه معمولا در محدوده ۱۰۰٪ تا ۲۰۰٪ جریان نامی اینورتر تغییر می‌کند. اما برخی دستورالعمل‌ها و استانداردها مانند [۴۶، ۴۸] حفاظت اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۱/۵۰) را نیز در تجهیزاتی که برای منابع تولید پراکنده اینورتری استفاده می‌شود ذکر نموده‌اند.

- در صورتی که خطای اتصال کوتاه در سمت نیروگاه رخ دهد، از سمت منبع تولید پراکنده به دلیل خاصیت محدودکنندگی اینورتر جریان زیادی تزریق نمی‌شود ولی شبکه مشارکت جریانی بالایی را در نقطه‌ای که خطا رخ داده دارد. به همین دلیل در نقطه اتصال به شبکه که تابلوی توزیع قرار دارد می‌بایست از رله اضافه جریان آنی/تاخیری استفاده نمود. لذا از طرح ۲ به بعد این حفاظت به عنوان تجهیز الزامی قرار داده می‌شود. در طرح ۱ به دلیل این که سهم جریان خطای شبکه چندان زیاد نبود از حفاظت اضافه جریان به عنوان تجهیز اضافی پیشنهادی استفاده شده است.

جدول (۲-۱۴): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس۳ و طرح اتصال ۳- با بار محلی

حداقل تجهیزات مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	رله ROCOF (R ۸۱)**
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	جابجایی فاز (۷۸)**
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	رله اضافه ولتاژ تاخیری اتصال زمین (۵۹G)
رله توان معکوس (۳۲)	رله اضافه جریان جهت دار زمین (۶۷N)
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.
**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

ب: تولید پراکنده بدون بار محلی

- در حالتی که تمام توان تولیدی توسط مولد تولید پراکنده به شبکه تزریق شود، نیازی به استفاده از رله توان معکوس ویا حداقل توان در سیستم اتصال DG به شبکه نیست.

جدول (۲-۱۵): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس۳ و طرح اتصال ۳-بدون بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	رله اضافه ولتاژ تاخیری اتصال زمین (۵۹G)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	رله اضافه جریان جهت دار زمین (۶۷N)
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	رله ROCOF (R ۸۱)**
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	جابجایی فاز (۷۸)**

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.
**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

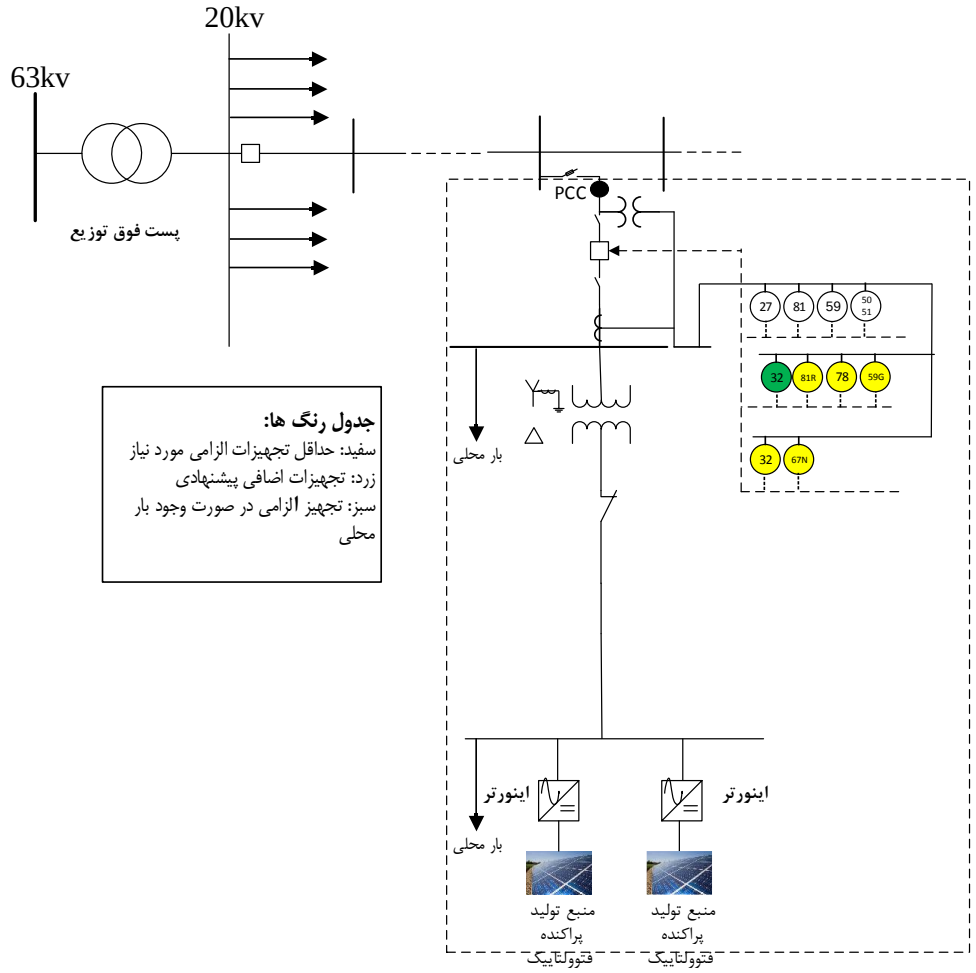
در شکل (۲-۶) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد اینورتری کلاس۳ و طرح اتصال ۳ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله ها به معنی الزامی بودن وجود آن ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن ها می‌باشد. همین طور رنگ سبز به معنی اجباری بودن رله در صورت وجود بار محلی است.

۲-۲-۵-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات قدرت (کلیدزنی) مورد نیاز شامل کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه بشمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در چنین

شرایطی اینورتر وظیفه دارد توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتور را به گونه‌ای کنترل کند که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، زیرا در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.



شکل (۲-۶): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۳-کلاس ۳

۲-۲-۵-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۳ بیشتر از ۲۰۰ کیلووات است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه پایش شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای ۲۰۰ کیلووات داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطهٔ اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ
- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان
- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی اینورتر برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز

در خصوص منابع تولید پراکنده اینورتری برای کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ پیشنهاد می‌گردد سیگنال‌های زیر از طریق سیستم مانیتورینگ به اطلاع بهره‌بردار برسند [۵۲، ۵۳]:

- جریان خروجی
- ولتاژ خروجی
- توان اکتیو و راکتیو خروجی
- انرژی تولیدی بدست آمده
- فرکانس سیستم
- هارمونیک
- وضعیت در مدار بودن اینورتر در نیروگاه و یا توربین بادی
- ضریب توان

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید که قابلیت اندازه گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق می‌کند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.

- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترانسفورماتور مجزا تغذیه شود، در اینصورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای اندازه گیری میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

جدول (۲-۱۶) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۳) و کلاس (۳) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۱۶): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۳) طرح (۳)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
اینورتر کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری RTU ها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۲-۶-منابع تولید پراکنده کلاس ۴ و طرح اتصال ۳

شکل (۱-۶۲) نحوه اتصال منبع تولید پراکنده به شبکه را بر اساس طرح ۳ نشان می‌دهد. همان‌طور که در فصل اول نیز به آن پرداخته شد، منابع تولید پراکنده در این طرح از طریق یک ترانسفورماتور اختصاصی به وسط فیدر ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.

۲-۲-۶-۱- تجهیزات حفاظتی

نکاتی که می‌بایست در طرح های حفاظتی این کلاس رعایت نمود:

- در این نوع مولد برخلاف مولدهای ژنراتوری و CHP ها، به دلیل خاصیت کنترلی و محدودکنندگی اینورترهای متعلق به ساختار این نوع منابع، امکان برگشت توان به سمت منبع PV وجود نداشته و هم‌چنین سقف مجاز تزریق توان منبع تولید پراکنده اینورتری نیز مشخص و قابل کنترل است و توسط

اینورتر محدود می‌شود. به همین دلیل در این نوع منبع و در این طرح، برای حفاظت از منبع DG در محل اتصال نیاز به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان نخواهد بود. اما با توجه به سیلان توان میان منبع تولید پراکنده، بار مصرفی و شبکه بالا دست امکان ایجاد فلوی توان به صورت دو طرفه خواهد بود. در واقع زمانی که مقدار بار مصرفی بیشتر از توان تولیدی DG باشد، شبکه می‌بایست در کنار DG بار را تامین نماید. هم‌چنین زمانی که مقدار بار مصرفی کمتر از تولید DG باشد، مقداری از توان تولیدی DG به سمت شبکه تزریق می‌شود. لذا در تابلوی توزیع سیلان توان می‌تواند دو طرفه باشد. بنابراین استفاده از رله توان معکوس ضروری به نظر می‌رسد [۳۹، ۵۴].

- در منبع تولید پراکنده از نوع اینورتری، به دلیل وجود اینورتر در مدار آن، معمولا یک سری حفاظت‌ها در خود اینورتر و مدار آن وجود دارد. مانند حفاظت ضدجزیره‌ای که اکثر اینورترها این نوع حفاظت را دارند یعنی زمانی که تشخیص بدهند فرکانس و یا ولتاژ به مقدار نامناسب خود رسیده است، سیستم تولید پراکنده از شبکه جدا می‌کنند تا جزیره غیرعمدی ایجاد نشود. حال اگر اینورتری استفاده شود که چنین حفاظتی را به همراه خود نداشته باشد، می‌توان از حفاظت‌های مرسوم ضدجزیره‌ای استفاده نمود که نمونه‌های رله‌های ROCOF، شیفت‌فاز و یا سیستم انتقال تریپ است [۳۷، ۵۰].
- در صورتی که ظرفیت مولد کمتر از یک سوم حداقل بار سالیانه فیدر باشد، در صورت قطع شدن فیدر از سر خط، به دلیل افت ولتاژ و فرکانس در نقطه اتصال، رله‌های مربوطه عملکرد دارند [۴۷].
- اگر ظرفیت مولد نسبت به حداقل بار سالیانه فیدر قابل ملاحظه باشد، هم از رله‌های جابه‌جایی فاز و ROCOF جهت جلوگیری از ایجاد جزیره ناخواسته و هم از سیستم انتقال تریپ استفاده می‌کنیم [۴۹].
- استفاده از سیستم انتقال تریپ در مقایسه با رله‌های ROCOF قابلیت اطمینان بالاتری دارد [۵۷].
- با توجه به ظرفیت قابل توجه مولدهای کلاس ۴ نسبت به بار فیدر و احتمال ایجاد جزیره در صورت قطع شدن کلید سر فیدر فشار ضعیف، حتما در این کلاس و طرح، از سیستم انتقال تریپ (transfer trip) بین کلید ابتدای فیدر و کلید متصل کننده DG به شبکه استفاده شود، مخصوصا اگر در فیدر فشار متوسط مورد نظر ریکلوزر وجود داشته باشد.
- به دلیل اینکه این مولدها از نوع سنکرون نیستند و از نوع ماشین‌های گردان به حساب نمی‌آیند در حالت کلی نیاز به رله سنکرون‌چک نخواهد بود. البته بسته به نوع اینورتری که در این نوع منابع تولید پراکنده استفاده می‌شود این نیاز متفاوت خواهد بود. اگر اینورترهای مورد استفاده از نوع کموتاسیون خودی باشد، و به صورت منبع ولتاژ عملکرد داشته باشد، مانند ماشین‌های سنکرون باید ولتاژ و فاز آن‌ها با شبکه سنکرون شود و در این حالت نیاز به رله سنکرون‌چک (۲۵) خواهد بود. اما اگر این اینورترها از نوع منبع جریان باشد و یا از اینورترهای کموتاسیون خط در ساختار منبع تولید پراکنده فتوولتاییک استفاده شود، نیاز به سنکرون سازی با شبکه و استفاده از رله سنکرون چک (۲۵) نیست [۴۱، ۴۲].

- برای تشخیص خطاهای زمین، اتصال سیم‌پیچی‌های ترانسفورماتور متصل کننده DG به شبکه اهمیت پیدا می‌کند. رله ۵۹G برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتور اتصال در سمت اولیه خود زمین نشده است و رله اضافه جریان جهت دار ۶۷N یا اضافه جریان تاخیری ۵۱N برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتورهای اتصالی که سمت اولیه آن زمین شده است استفاده می‌شود [۴۹، ۵۰].
- در صورتی که خطای اتصال کوتاه در سمت نیروگاه رخ دهد، از سمت منبع تولید پراکنده به دلیل خاصیت محدودکنندگی اینورتر جریان زیادی تزریق نمی‌شود ولی شبکه مشارکت جریانی بالایی را در نقطه‌ای که خطا رخ داده دارد. به همین دلیل در نقطه اتصال به شبکه که تابلوی توزیع قرار دارد می‌بایست از رله اضافه جریان آنی/تاخیری استفاده نمود. لذا از طرح ۲ به بعد این حفاظت به عنوان تجهیز الزامی قرار داده می‌شود. در طرح ۱ به دلیل این که سهم جریان خطای شبکه چندان زیاد نبود از حفاظت اضافه جریان به عنوان تجهیز اضافی پیشنهادی استفاده شده است.

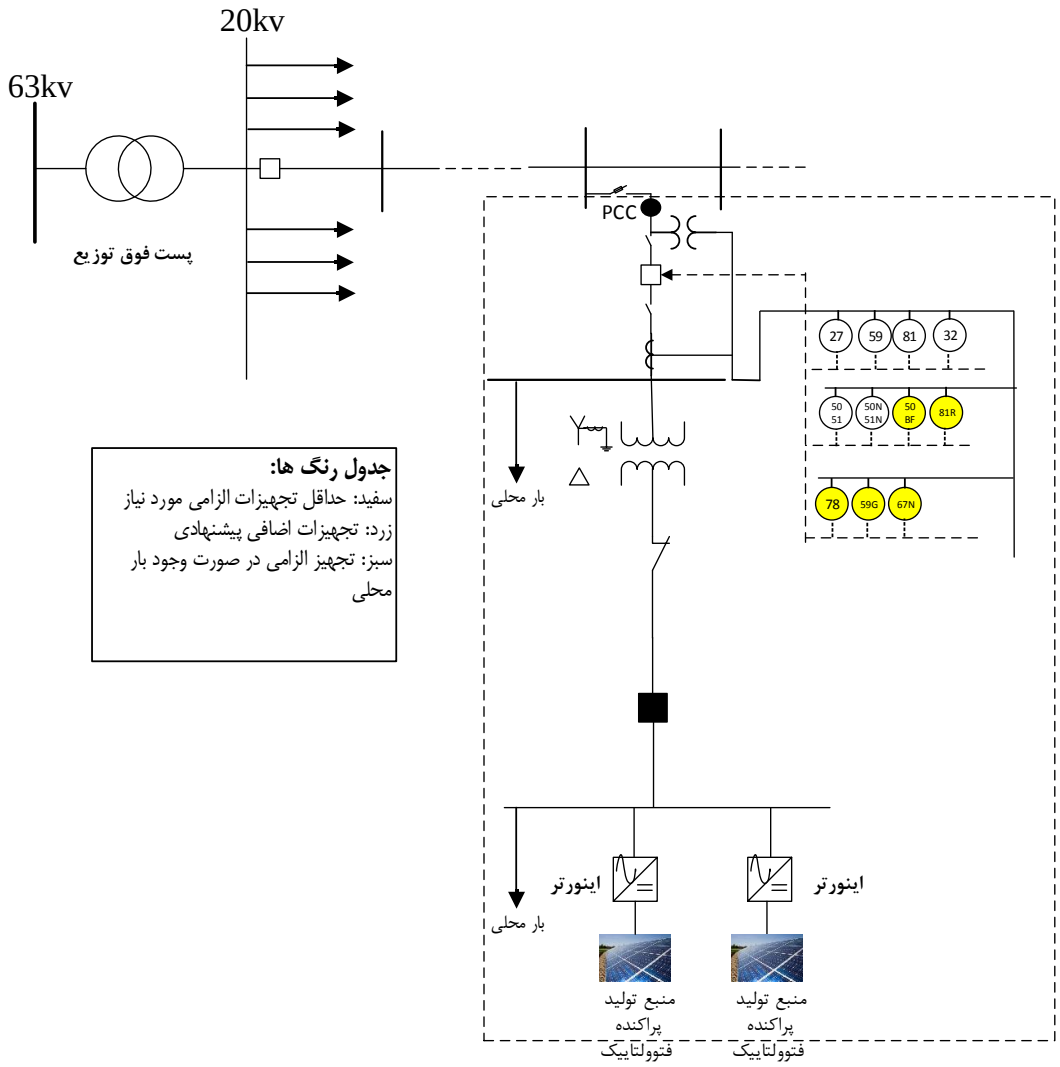
جدول (۲-۱۷): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۴ و طرح اتصال۳

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	خطای کلید قدرت (۵۰BF)
افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	رله نرخ تغییرات فرکانس ROCOF (R ۸۱)**
افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	رله جابه‌جایی فاز (۷۸)**
رله توان معکوس (۳۲)	رله اضافه ولتاژ تاخیری اتصال زمین (۵۹G)
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	رله اضافه جریان جهت دار زمین (۶۷N)
رله اضافه جریان آنی و تاخیری زمین (۵۱/۵۰N)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.

**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

در شکل (۲-۷) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد اینورتری کلاس ۴ و طرح اتصال ۳ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله ها به معنی الزامی بودن وجود آن ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن ها می‌باشد. همین طور رنگ سبز به معنی اجباری بودن رله در صورت وجود بار محلی است.



شکل (۲-۷): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۳-کلاس ۴

۲-۲-۶-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات قدرت (کلیدزنی) مورد نیاز شامل کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه به‌شمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند. از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در چنین شرایطی اینورتر وظیفه دارد توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتور را به گونه‌ای کنترل کند که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، زیرا در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۲-۶-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۴ بین ۱ تا ۷ مگاوات است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه مانیتور شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای ۲۰۰ کیلووات داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطهٔ اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ
- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان
- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی اینورتر برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز

در خصوص منابع تولید پراکنده اینورتری برای کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ پیشنهاد می‌گردد سیگنال‌های زیر از طریق سیستم مانیتورینگ به اطلاع بهره‌بردار برسند [۵۲، ۵۳]:

- جریان خروجی
- ولتاژ خروجی
- توان اکتیو و راکتیو خروجی
- انرژی تولیدی بدست آمده
- فرکانس سیستم
- هارمونیک
- وضعیت در مدار بودن اینورتر در نیروگاه و یا توربین بادی
- ضریب توان

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید که قابلیت اندازه گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق میکند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.
- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترانسفورماتور مجزا تغذیه شود، در اینصورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای اندازه‌گیری میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

جدول (۲-۱۸) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۳) و کلاس (۴) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۱۸): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۴) طرح (۳)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
اینورتر کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری RTUها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۲-۷-منابع تولید پراکنده کلاس ۴ و طرح اتصال ۴

شکل (۱-۸۴) اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه از طریق طرح ۴ را نشان می‌دهد. در این بخش، اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۴ یعنی مولدهایی با ظرفیت ۱ تا ۷ مگاوات مدنظر می‌باشد.

همان‌طور که در فصل اول راجع به این طرح توضیح داده شد، در این طرح منابع تولید پراکنده از طریق یک خط و یک ترانسفورماتور اختصاصی مستقیما به باس‌بار ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.

۲-۲-۷-۱- تجهیزات حفاظتی

- در این نوع مولد برخلاف مولدهای ژنراتوری و CHP ها، به دلیل خاصیت کنترلی و محدودکنندگی اینورترهای متعلق به ساختار این نوع منابع، امکان برگشت توان به سمت منبع DG وجود نداشته و هم‌چنین سقف مجاز تزریق توان منبع تولید پراکنده اینورتری نیز مشخص و قابل کنترل است و توسط اینورتر محدود می‌شود. به همین دلیل در این نوع منبع و در این طرح، برای حفاظت از منبع DG در محل اتصال نیاز به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان نخواهد بود. اما با توجه به سیلان توان میان منبع تولید پراکنده فتوولتاییک، بار مصرفی و شبکه بالا دست امکان ایجاد فلوی توان به صورت دو طرفه خواهد بود. در واقع زمانی که مقدار بار مصرفی بیشتر از توان تولیدی DG باشد، شبکه می‌بایست در کنار DG بار را تامین نماید. هم‌چنین زمانی که مقدار بار مصرفی کمتر از تولید DG باشد، مقداری از توان تولیدی DG به سمت شبکه تزریق می‌شود. لذا در تابلوی توزیع سیلان توان می‌تواند دو طرفه باشد. بنابراین استفاده از رله توان معکوس ضروری به نظر می‌رسد [۳۹، ۵۴].
- در صورتی که بار محلی وجود نداشته باشد، و تمام توان تولیدی توسط مولد به شبکه تزریق شود نیازی به استفاده از رله توان معکوس نیست.

- در صورتی که به هر دلیلی پست فوق توزیع بی‌برق شود، اگر حداقل بار سالیانه فیدرهای متصل به ثانویه پست فوق توزیع نسبت به ظرفیت مولدهای پراکنده، قابل ملاحظه باشد، امکان ایجاد جزیره ناخواسته وجود دارد [۵۵]. (استفاده از رله‌های ROCOF)
- اگر قطعی در محل اتصال فیدر خصوصی به ثانویه پست توزیع رخ دهد، در صورت نبود بار محلی، به علت افزایش بیش از حد مجاز ولتاژ و فرکانس، رله‌های ولتاژی و فرکانسی عملکرد خواهند داشت [۴۶].
- اگر بار محلی وجود داشته باشد، مقدار دیماند و یا حداکثر مصرف آن قابل توجه باشد و در حد میزان تولید DG باشد، باید از رله‌های جابه‌جایی فاز و ROCOF و سیستم انتقال تریپ جهت جداسازی DG از شبکه استفاده نمود [۵۸].
- به دلیل اینکه این مولدها از نوع سنکرون نیستند و از نوع ماشین‌های گردان به حساب نمی‌آیند در حالت کلی نیاز به رله سنکرون‌چک نخواهد بود. البته بسته به نوع اینورتری که در این نوع منابع تولید پراکنده استفاده می‌شود این نیاز متفاوت است. اگر اینورترهای مورد استفاده از نوع کموتاسیون خودی باشد، و به صورت منبع ولتاژ عملکرد داشته باشد، مانند ماشین‌های سنکرون باید ولتاژ و فاز آن‌ها با شبکه سنکرون شود و در این حالت نیاز به رله سنکرون‌چک (۲۵) خواهد بود. اما اگر این اینورترها از نوع منبع جریان باشد و یا از اینورترهای کموتاسیون خط در ساختار منبع تولید پراکنده اینورتری استفاده شود، نیاز به سنکرون سازی با شبکه و استفاده از رله سنکرون چک (۲۵) نیست [۴۱، ۴۲].
- برای تشخیص خطاهای زمین، اتصال سیم‌پیچی‌های ترانسفورماتور متصل کننده DG به شبکه اهمیت پیدا می‌کند. از رله ۵۹G برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتور اتصال در سمت اولیه خود زمین نشده است استفاده می‌شود و از رله اضافه جریان جهت دار ۶۷N یا اضافه جریان تاخیری ۵۱N برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتورهای اتصالی که سمت اولیه آن زمین شده است استفاده می‌شود [۴۹، ۵۰].
- در صورتی که خطای اتصال کوتاه در سمت نیروگاه رخ دهد، از سمت منبع تولید پراکنده به دلیل خاصیت محدودکنندگی اینورتر جریان زیادی تزریق نمی‌شود ولی شبکه مشارکت جریانی بالایی را در نقطه‌ای که خطا رخ داده دارد. به همین دلیل در نقطه اتصال به شبکه که تابلوی توزیع قرار دارد می‌بایست از رله اضافه جریان آنی/تاخیری استفاده نمود. لذا از طرح ۲ به بعد این حفاظت به عنوان تجهیز الزامی قرار داده می‌شود. در طرح ۱ به دلیل این که سهم جریان خطای شبکه چندان زیاد نبود از حفاظت اضافه جریان به عنوان تجهیز اضافی پیشنهادی استفاده شده است.

جدول (۲-۱۹): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۴ و طرح اتصال ۴

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	خطای کلید قدرت (۵۰ BF)
رله توان معکوس (۳۲)	رله نرخ تغییرات فرکانس ROCOF (۸۱ R)**
افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	رله جابه‌جایی فاز (۷۸)**
افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	رله اضافه ولتاژ تاخیری اتصال زمین (۵۹G)
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	رله اضافه جریان جهت دار زمین (۶۷N)
رله اضافه جریان آنی و تاخیری زمین (۵۱/۵۰N)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.

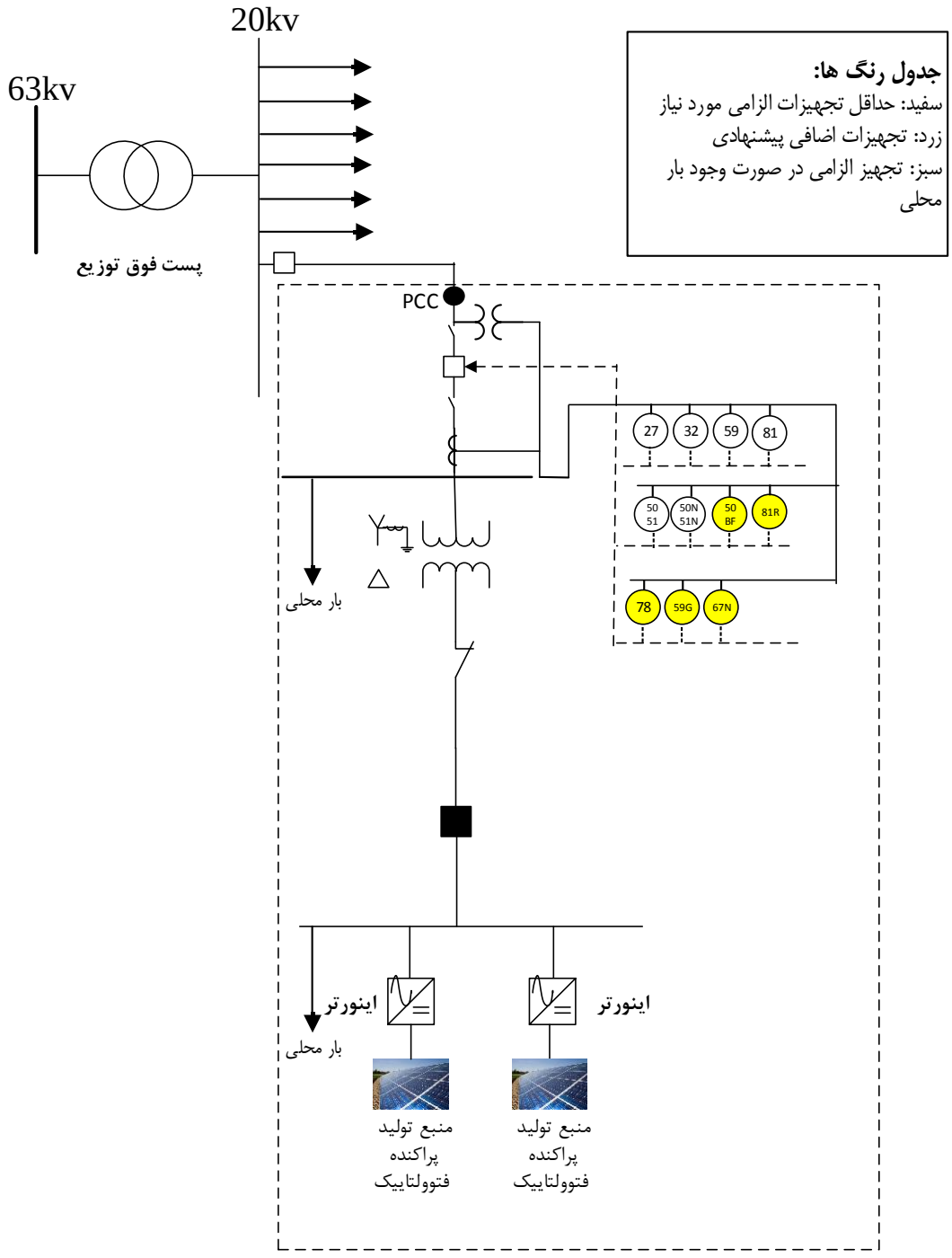
**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

در شکل (۲-۸) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد اینورتری کلاس۴ و طرح اتصال ۴ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله ها به معنی الزامی بودن وجود آن ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن ها می‌باشد. همین طور رنگ سبز به معنی اجباری بودن رله در صورت وجود بار محلی است.

۲-۲-۷-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات کلیدزنی مورد نیاز شامل کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه بشمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در چنین شرایطی اینورتر وظیفه دارد توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتور را به گونه‌ای کنترل کند که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، زیرا در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.



شکل (۲-۸): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۴-کلاس ۴

۲-۲-۷-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۴ بین ۱ تا ۷ مگاوات است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه مانیتور شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای (kW)۲۰۰ داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطهٔ اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ
- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان
- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی اینورتر برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز

در خصوص منابع تولید پراکنده اینورتری برای کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ پیشنهاد می‌گردد سیگنال‌های زیر از طریق سیستم مانیتورینگ به اطلاع بهره‌بردار برسند [۵۲ ، ۵۳]:

- جریان خروجی
- ولتاژ خروجی
- توان اکتیو و راکتیو خروجی
- انرژی تولیدی بدست آمده
- فرکانس سیستم
- هارمونیک
- وضعیت در مدار بودن اینورتر در نیروگاه و یا توربین بادی
- ضریب توان

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهره بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید که قابلیت اندازه گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق میکند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.
- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترانسفورماتور مجزا تغذیه شود، در این‌صورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای اندازه گیری میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

از آنجایی که در طرح ۴ از یک ترانسفورماتور اختصاصی جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه استفاده می‌شود و نقطه اندازه‌گیری در قسمت بالادست ترانسفورماتور می‌باشد، بنابراین، ولتاژ در نقطه اندازه‌گیری در این حالت ۲۰kV می‌باشد. در نتیجه، کنتور به طور مستقیم نمی‌تواند ولتاژ سه فاز را اندازه‌گیری نماید.

جدول (۲-۲۰) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۴) و کلاس (۴) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۲۰): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۴) طرح (۴)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
اینورتر کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری RTUها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ انتقال تریپ	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۲-۸-منابع تولید پراکنده کلاس ۵ و طرح اتصال ۴

شکل (۱-۸۴) اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه را از طریق طرح ۴ نشان می‌دهد. در این بخش، اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۵، یعنی مولدهایی با ظرفیت ۷ تا ۲۵ مگاوات از طریق طرح ۴ مدنظر می‌باشد.

در این طرح، منابع تولید پراکنده از طریق دو یا چند خط موازی و ترانسفورماتور اختصاصی مستقیماً به باس‌بار ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.

۲-۲-۸-۱- تجهیزات حفاظتی

- در صورتی که مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفا جهت تامین بار محلی باشد، و یا برای تزریق توان به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد، از یک رله توان معکوس و یا حداقل توان (۳۲) استفاده می‌شود.
- در صورتی که به هر دلیلی پست فوق توزیع بی‌برق شود، اگر حداقل بار سالیانه فیدرهای متصل به ثانویه پست فوق توزیع نسبت به ظرفیت مولدهای پراکنده، قابل ملاحظه باشد، امکان ایجاد جزیره ناخواسته وجود دارد. (استفاده از رله‌های ROCOF)
- اگر قطعی در محل اتصال فیدر خصوصی به ثانویه پست توزیع رخ دهد، در صورت نبود بار محلی، به علت افزایش بیش از حد مجاز ولتاژ و فرکانس، رله‌های ولتاژی و فرکانسی عملکرد خواهند داشت [۵۶، ۵۷].
- اگر بار محلی وجود داشته باشد، مقدار دیماند و یا حداکثر مصرف آن قابل توجه باشد و در حد میزان تولید DG باشد، باید از رله‌های جابه‌جایی فاز و ROCOF و سیستم انتقال تریپ جهت جداسازی DG از شبکه استفاده نمود.

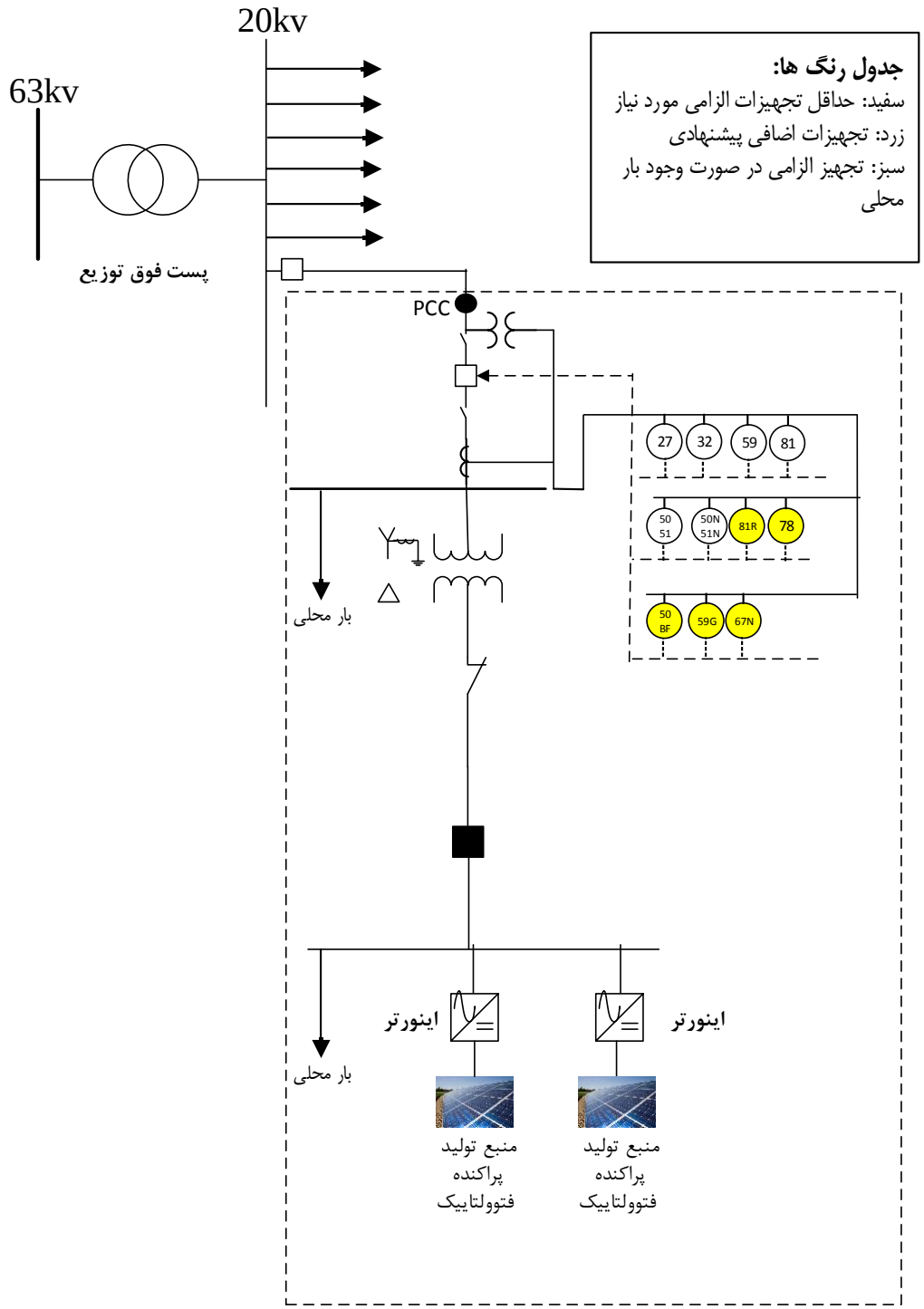
- در صورتی که در این فیدر از ریکلوزر استفاده شود، حتما باید از سیستم انتقال تریپ استفاده شود، در صورت قطع کلید و خارج نشدن DG، امکان اتصال غیرسنکرون مولدهای پراکنده به شبکه وجود دارد [۵۵].
- اگر میزان حداکثر مصرف محلی کمتر از یک سوم تولید DG باشد، رله‌های ولتاژی و فرکانسی DG را از مدار خارج می‌کنند [۵۸].
- به دلیل اینکه این مولدها از نوع سنکرون نیستند و از نوع ماشین‌های گردان به حساب نمی‌آیند در حالت کلی نیاز به رله سنکرون‌چک نخواهد بود. البته بسته به نوع اینورتری که در این نوع منابع تولید پراکنده استفاده می‌شود این نیاز متفاوت است. اگر اینورترهای مورد استفاده از نوع کموتاسیون خودی باشد، و به صورت منبع ولتاژ عملکرد داشته باشد، مانند ماشین‌های سنکرون باید ولتاژ و فاز آن‌ها با شبکه سنکرون شود و در این حالت نیاز به رله سنکرون‌چک خواهد بود. اما اگر این اینورترها از نوع منبع جریان باشد و یا از اینورترهای کموتاسیون خط در ساختار منبع تولید پراکنده اینورتری استفاده شود، نیاز به سنکرون سازی با شبکه و استفاده از رله سنکرون چک نیست [۴۱، ۴۲].
- برای تشخیص خطاهای زمین، اتصال سیم‌پیچی‌های ترانسفورماتور متصل کننده DG به شبکه اهمیت پیدا می‌کند. از رله ۵۹G برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتور اتصال در سمت اولیه خود زمین نشده است استفاده می‌شود و از رله اضافه جریان جهت دار ۶۷N یا اضافه جریان تاخیری ۵۱N برای حفاظت خطای زمین زمانی که ترانسفورماتورهای اتصالی که سمت اولیه آن زمین شده است استفاده می‌شود [۴۹، ۵۰].

جدول (۲-۲۱): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۵ و طرح اتصال ۴

حداقل تجهیزات مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	رله نرخ تغییرات فرکانس ROCOF (R ۸۱)**
رله توان معکوس (۳۲)	رله جابه‌جایی فاز (۷۸)**
افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	خطای کلید قدرت (BF ۵۰)
افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	رله اضافه ولتاژ تاخیری اتصال زمین (۵۹G)
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	رله اضافه جریان جهت دار زمین (۶۷N)
رله اضافه جریان آنی و تاخیری زمین (۵۱/۵۰N)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.
**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

در شکل (۲-۹) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد اینورتری کلاس ۵ و طرح اتصال ۴ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله ها به معنی الزامی بودن وجود آن ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن ها می‌باشد. همین طور رنگ سبز به معنی اجباری بودن رله در صورت وجود بار محلی است.



شکل (۲-۹): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۴-کلاس ۵

۲-۲-۸-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات قدرت (کلیدزنی) مورد نیاز شامل کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه به‌شمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در چنین شرایطی اینورتر وظیفه دارد توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتور را به گونه‌ای کنترل کند که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، زیرا در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۲-۸-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۵ بین ۷ تا ۲۵ مگاوات است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه مانیتور شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای ۲۰۰ کیلووات داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطهٔ اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ
- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان
- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی اینورتر برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز

در خصوص منابع تولید پراکنده اینورتری برای کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ پیشنهاد می‌گردد سیگنال‌های زیر از طریق سیستم مانیتورینگ به اطلاع بهره‌بردار برسند [۵۲، ۵۳]:

- جریان خروجی
- ولتاژ خروجی
- توان اکتیو و راکتیو خروجی
- انرژی تولیدی بدست آمده
- فرکانس سیستم
- هارمونیک

- وضعیت در مدار بودن اینورتر در نیروگاه و یا توربین بادی
- ضریب توان

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهره بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید که قابلیت اندازه گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق میکند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.
- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترنسفورماتور مجزا تغذیه شود، در این‌صورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای اندازه گیری میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

نحوه اتصال لوازم اندازه‌گیری در مورد مولدهای پراکنده کلاس ۵ که از طریق طرح ۴ به شبکه متصل می‌شوند، همانند مولدهای کلاس ۴ که از طریق این طرح به شبکه متصل می‌شوند.

جدول (۲-۲۲) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۴) و کلاس (۵) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۲۲): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۵) طرح (۴)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
اینورتر کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری RTUها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ انتقال تریپ	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۲-۹- منابع تولید پراکنده کلاس ۵ و طرح اتصال ۵

شکل (۱-۹۹) اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه را بر اساس طرح ۵ نشان می‌دهد. همان‌طور که در فصل اول به تفصیل توضیح داده شد، در این طرح، منابع تولید پراکنده از طریق فیدر اختصاصی و هم‌چنین ترانسفورماتور اختصاصی به باس‌بار ۶۳ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.

۲-۲-۹-۱- حداقل تجهیزحفاظتی

- در این نوع مولد برخلاف مولدهای ژنراتوری و CHP ها، به دلیل خاصیت کنترلی و محدودکنندگی اینورترهای متعلق به ساختار این نوع منابع، امکان برگشت توان به سمت منبع DG وجود نداشته و هم‌چنین سقف مجاز تزریق توان منبع تولید پراکنده اینورتری نیز مشخص و قابل کنترل است و توسط اینورتر محدود می‌شود. به همین دلیل در این نوع منبع و در این طرح، برای حفاظت از منبع DG در محل اتصال نیاز به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان نخواهد بود. اما با توجه به سیلان توان میان منبع تولید پراکنده، بار مصرفی و شبکه بالا دست امکان ایجاد فلوی توان به صورت دو طرفه خواهد بود. در واقع زمانی که مقدار بار مصرفی بیشتر از توان تولیدی DG باشد، شبکه می‌بایست در کنار DG بار را تامین نماید. هم‌چنین زمانی که مقدار بار مصرفی کمتر از تولید DG باشد، مقداری از توان تولیدی DG به سمت شبکه تزریق می‌شود. لذا در تابلوی توزیع سیلان توان می‌تواند دو طرفه باشد. بنابراین استفاده از رله توان معکوس ضروری به نظر می‌رسد [۳۹].
- در صورتی که بار محلی وجود نداشته باشد، و تمام توان تولیدی توسط مولد به شبکه تزریق شود نیازی به استفاده از رله توان معکوس نیست.
- در صورتی که به هر دلیلی پست فوق توزیع بی‌برق شود، اگر حداقل بار سالیانه فیدرهای متصل به ثانویه پست فوق توزیع نسبت به ظرفیت مولدهای پراکنده، قابل ملاحظه باشد، امکان ایجاد جزیره ناخواسته

وجود دارد. به همین دلیل استفاده از رله‌های ROCOF ضروری به نظر می‌رسد. هم‌چنین در این طرح نیز مانند طرح‌های قبلی می‌توان از سیستم انتقال تریپ نیز استفاده نمود. البته بعضی از مراجع استفاده از چنین سیستمی را حتمی شمرده‌اند [۵۶، ۵۷].

- در صورتی که مولدها دارای بار محلی نباشند و هدف تنها تولید توان و تزریق توان به شبکه است، در صورتی که به هر دلیل کلید سر فیدر قطع شود، به دلیل اینکه هیچ بارمصرفی دیگری بر روی فیدر قرار ندارد، ولتاژ و فرکانس در نقطه اتصال DG به شبکه ازحدود مجاز فراتر می‌رود. رله‌های مربوطه عمل نموده و DG از شبکه قطع می‌شود [۵۶، ۵۷].
- اگر بار محلی داشته باشیم و مقدار دیماند آن و یا حداکثر مصرف ان قابل توجه و در حد میزان تولید DG باشد، باید از رله‌های جابه‌جایی فاز و ROCOF و سیستم انتقال تریپ بین کلیدهای A و کلید DG جهت جداسازی DG استفاده نمود.
- اگر میزان حداکثر مصرف بار محلی کمتر از یک سوم تولید DG باشد، نیازی به استفاده از سیستم انتقال تریپ نیست و رله‌های ولتاژی و فرکانسی DG را از مدار خارج می‌کنند [۵۸].

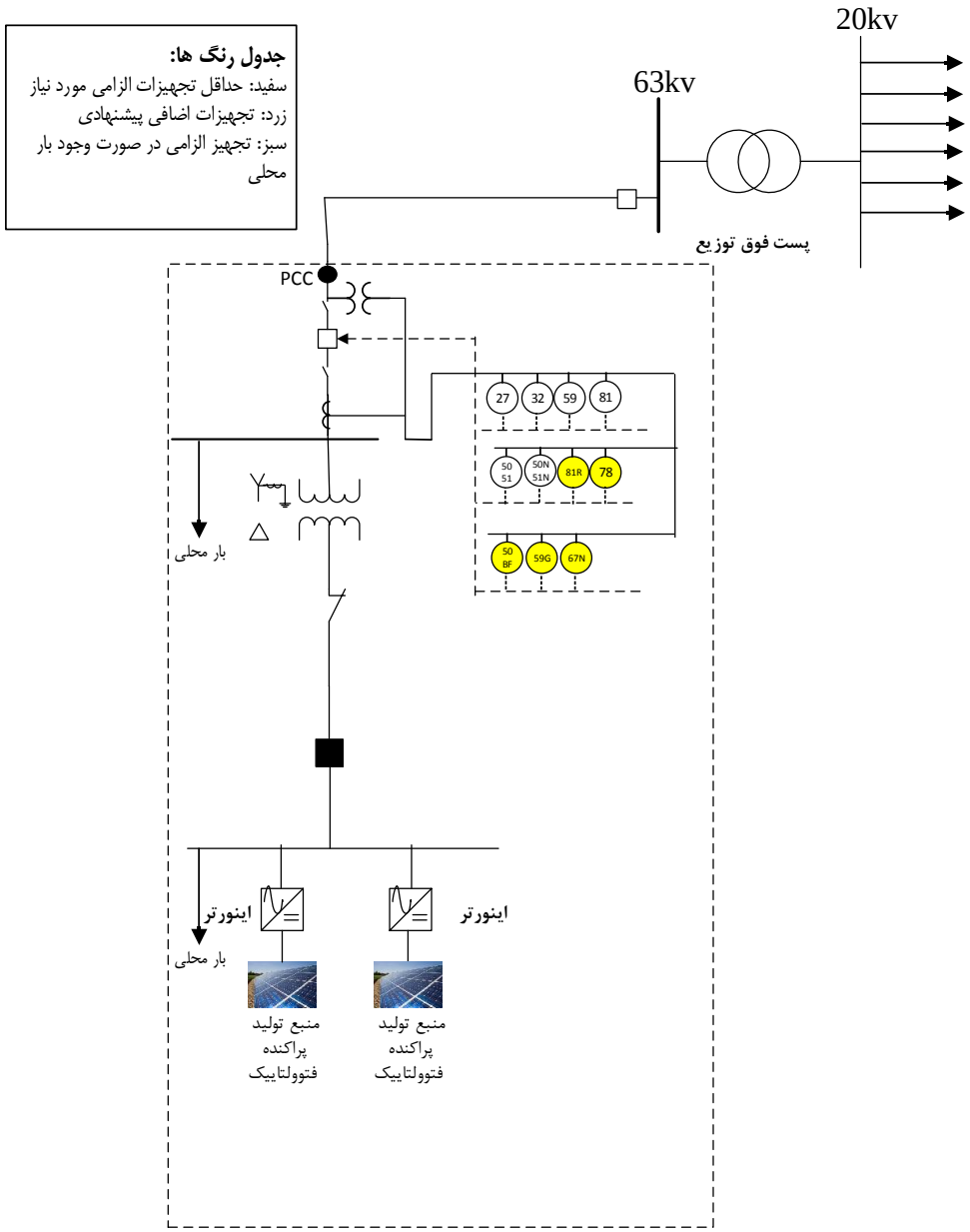
جدول (۲-۲۳): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۵ و طرح اتصال ۵

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)*	رله نرخ تغییرات فرکانس ROCOF (R ۸۱)**
رله توان معکوس (۳۲)	رله جابه‌جایی فاز (۷۸)**
افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	رله خطای بریکر (۵۰ BF)
افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)*	رله اضافه ولتاژ تاخیری اتصال زمین (۵۹G)
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	رله اضافه جریان جهت دار زمین (۶۷N)
رله اضافه جریان آنی و تاخیری زمین (۵۱/۵۰N)	

*در صورتی که اینورتر فاقد این نوع حفاظت باشد.

**در صورتی که اینورتر فاقد حفاظت ضد-جزیره‌ای باشد.

در شکل (۲-۱۰) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد اینورتری کلاس ۵ و طرح اتصال ۵ مشاهده می‌شود. رنگ سفید رله ها به معنی الزامی بودن وجود آن ها و رنگ زرد به معنی اختیاری بودن آن ها می‌باشد. همین طور رنگ سبز به معنی اجباری بودن رله در صورت وجود بار محلی است.



شکل (۲-۱۰): تجهیزات حفاظتی مولدهای اینورتری طرح ۵-کلاس ۵

۲-۲-۹-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات قدرت (کلیدزنی) مورد نیاز شامل کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه بشمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در چنین

شرایطی اینورتر وظیفه دارد توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتور را به گونه‌ای کنترل کند که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری قرار بگیرد، زیرا در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۲-۹-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۵ بین ۷ تا ۲۵ مگاوات است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه مانیتور شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای (kW)۲۰۰ داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطهٔ اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ
- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان
- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی اینورتر برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز

در خصوص منابع تولید پراکنده اینورتری برای کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ پیشنهاد می‌گردد سیگنال‌های زیر از طریق سیستم مانیتورینگ به اطلاع بهره‌بردار برسند [۵۲، ۵۳]:

- جریان خروجی
- ولتاژ خروجی
- توان اکتیو و راکتیو خروجی
- انرژی تولیدی بدست آمده
- فرکانس سیستم
- هارمونیک
- وضعیت در مدار بودن اینورتر در نیروگاه و یا توربین بادی
- ضریب توان

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهره بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید که قابلیت اندازه گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق می‌کند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.
- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترنسفورماتور مجزا تغذیه شود، در اینصورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای اندازه گیری میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

از آنجایی که در طرح ۵ از یک ترانسفورماتور اختصاصی جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه استفاده می‌شود و نقطه اندازه‌گیری در قسمت بالادست ترانسفورماتور می‌باشد، در نتیجه، کنتور به طور مستقیم نمی‌تواند ولتاژ سه‌فاز را اندازه‌گیری نماید.

جدول (۲-۲۴) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۵) و کلاس (۵) را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۲۴): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG اینورتری در کلاس (۵) طرح (۵)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
اینورتر کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری RTUها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ انتقال تریپ	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۲-۱۰- نتیجه‌گیری

۲-۲-۱۰-۱- حداقل تجهیزحفاظتی

جدول (۲-۲۵) حداقل تجهیزات حفاظتی پیشنهادی را به طور خلاصه برای اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری در کلاس‌ها و طرح‌های مختلف نشان می‌دهد.

جدول (۲-۲۵): حداقل تجهیزات حفاظتی الزامی مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری در کلاس‌ها و طرح‌های مختلف

شماره تجهیزات حفاظتی	کلاس‌های مختلف و طرح‌های اتصال آن‌ها به شبکه								
	کلاس۱ (طرح۱)	کلاس۱ طرح(۲)	کلاس۲ (طرح۲)	کلاس۲ طرح(۳)	کلاس۳ طرح(۳)	کلاس۴ طرح(۳)	کلاس۴ طرح(۴)	کلاس۵ طرح(۴)	کلاس۵ طرح(۵)
۲۷	*	*	*	*	*	*	*	*	*
۳۲	*	*	*	*	*	*	*	*	*
۵۱/۵۰			*	*	*	*	*	*	*
۵۹			*	*	*	*	*	*	*
۸۱	*	*	*	*	*	*	*	*	*
۵۱/۵۰N						*	*	*	*

جدول (۲-۲۶): حداقل تجهیزات اندازه‌گیری مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری در کلاس‌ها و طرح‌های مختلف

تجهیزات اندازه‌گیری	کلاس‌های مختلف و طرح‌های اتصال آنها به شبکه								
	کلاس۱ (طرح۱)	کلاس۱ (طرح۲)	کلاس۲ (طرح۲)	کلاس۲ (طرح۳)	کلاس۳ (طرح۳)	کلاس۴ (طرح۳)	کلاس۴ (طرح۴)	کلاس۵ (طرح۴)	کلاس۵ (طرح۵)
کنتورها (اصلی و پشتیبان)	*	*	*	*	*	*	*	*	*
CT			*	*	*	*	*	*	*
PT(VT)				*	*	*	*	*	*

جدول (۲-۲۷): حداقل تجهیزات مانیتورینگ مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری در کلاس‌ها و طرح‌های مختلف

تجهیزات مانیتورینگ	کلاس‌های مختلف و طرح‌های اتصال آنها به شبکه						
	کلاس۱ (طرح۱ و ۲)	کلاس۲ (طرح ۲ و ۳)	کلاس۳ (طرح۳)	کلاس۴ (طرح۳)	کلاس۴ (طرح۴)	کلاس۵ (طرح۴)	کلاس۵ (طرح۵)
ترانسدیوسرها			*	*	*	*	*
پورت‌های نرم‌افزاری			*	*	*	*	*
تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت داده‌ها			*	*	*	*	*
RTU ها			*	*	*	*	*
ایجاد بستر مخابراتی			*	*	*	*	*
انتقال تریپ			*	*	*	*	*

جدول (۲-۲۸): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده اینورتری در کلاس-ها و طرح‌های مختلف

تجهیزات قدرت و کنترلی	کلاس‌های مختلف و طرح‌های اتصال آنها به شبکه								
	کلاس۱ (طرح۱)	کلاس۱ (طرح۲)	کلاس۲ (طرح۲)	کلاس۲ (طرح۳)	کلاس۳ (طرح۳)	کلاس۴ (طرح۳)	کلاس۴ (طرح۴)	کلاس۵ (طرح۴)	کلاس۵ (طرح۵)
کلید قدرت				*	*	*	*	*	*
سکسیونر				*	*	*	*	*	*
اینورتر	*	*	*	*	*	*	*	*	*

۲-۳- حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده غیراینورتری (ژنراتورهای سنکرون) به شبکه برق به تفکیک طرح اتصال

یکی از مهم‌ترین مطالعات به منظور اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه، مطالعات هماهنگی حفاظتی است. مولدهای تولید پراکنده به منظور افزایش ظرفیت تولید شبکه و نیز تامین نیازهایی از قبیل تغذیه‌ی بارهای محلی مورد استفاده قرار می‌گیرند، لذا می‌توانند تاثیرات بسیار خوبی در شبکه بر جای گذاشته و موجب آزاد شدن بخشی از ظرفیت شبکه‌ی سراسری شوند. جهت ایجاد این تاثیرات، می‌بایستی شرایط مناسب و استاندارد به منظور مشارکت آن‌ها در شبکه فراهم گردد. یکی از مهم‌ترین نیازمندی ها برای اتصال ریزشبکه به شبکه‌ی سراسری، نیازمندی های حفاظتی مربوط به آن است. از آنجایی که ریز شبکه‌ها می‌بایستی هم به صورت متصل به شبکه و هم به صورت جدا از شبکه (در صورت نیاز) به فعالیت خود ادامه دهند، لذا بایستی در هر کدام از این حالت ها، شرایط حفاظتی و نیازمندی‌های مربوط به ریزشبکه ها مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرد. این نیازمندی‌ها شامل بررسی استفاده از انواع رله ها و تنظیمات آنها از قبیل تنظیمات زمانی و نیز استفاده از سایر تجهیزات حفاظتی از قبیل فیوزها، بریکرها و غیره می‌باشد. البته وجود مولدهای تولید پراکنده موجب برخی مشکلات در سیستمهای حفاظتی متداول شبکه از قبیل کاهش حساسیت رله های ابتدای فیدرها، ناهماهنگی حفاظتی رله های سایر فیدرها و نیز مشکلاتی از قبیل اختلال در عملکرد رله‌ی بازبست (ریکلوزر) می‌گردد .

در این فصل به بررسی تجهیزات حفاظتی، کنترلی و مانیتورینگ مورد نیاز برای اتصال CHP منابع غیراینورتری به شبکه مطابق با استانداردهای حفاظتی مختلف پرداخته می‌شود. همچنین به دلیل شباهت‌های نیازمندی حفاظتی مولدهای القایی تغذیه دوگانه با ژنراتور سنکرون تنها به بیان تفاوت های DFIG و ژنراتور سنکرون پرداخته می‌شود.

۲-۳-۱-منابع تولید پراکنده کلاس ۱ و طرح اتصال ۱

شکل (۱-۴۸) اتصال مولدهای پراکنده به شبکه بر اساس طرح ۱ نشان می‌دهد. مطابق تقسیم‌بندی انجام شده تنها اتصال DG های کلاس (۱)، یعنی ژنراتورهای سه فاز با ظرفیت زیر ۲۰ کیلووات و ژنراتورهای تک‌فاز با حداکثر قدرت نامی ۵ کیلووات، از طریق این طرح به شبکه توزیع مجاز است. با توجه به ظرفیت کم منابع تولید پراکنده در این حالت، برای اتصال این منابع به شبکه نیاز به ترانسفورماتور اختصاصی نیست و DG مستقیماً به وسط فیدر فشار ضعیف متصل می‌شود.

۲-۳-۱-۱- تجهیزات حفاظتی

با توجه به قدرت ناچیز مولدهای این کلاس در مقایسه با حداقل بار فیدر، می‌توان در رابطه با عملکرد سیستم‌های حفاظتی متداول و قطع ژنراتور از شبکه در صورت ایجاد شرایط جزیره‌ای و عملکرد رله‌های فرکانسی و ولتاژی اطمینان خاطر داشت. به دلیل کم بودن ظرفیت DG در برابر حداقل بار فیدر، در صورتی که کلید قدرت فیدری که DG به آن متصل است از ابتدای فیدر قطع شود بار موجود در فیدر بسیار بیشتر از ظرفیت DG خواهد بود و بنابراین فرکانس و ولتاژ DG به شدت افت کرده و رله‌های افت ولتاژ و کاهش فرکانس ایجاد جزیره در شبکه را تشخیص داده و دستور قطع DG را صادر می کنند و نیازی به استفاده از سیستم انتقال تریپ و یا رله‌های ROCOF و جابه‌جایی فاز نیست. به‌منظور تعیین حداقل تجهیزات مورد نیاز جهت حفاظت سیستم اتصال DG به شبکه دو سناریوی زیر را می توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای دارای بار محلی

در این صورت، منبع تولید پراکنده جهت تأمین تمام یا قسمتی از مصرف بار محلی که مالکیت و مسئولیت حقوقی آن بر عهده مالک DG است به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار می گیرد. چنانچه درقراردادی که بین مالک DG و بهره بردار شبکه منعقد می‌شود، مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفاً جهت تأمین بار محلی به صورت موازی با شبکه بکار گرفته شود و یا برای تزریق توان تولیدی توسط DG به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد، که مولد پراکنده بیشتر از آن مقدار اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد، باید از یک رله توان معکوس و یا حداقل توان که با شماره ۳۲ در استانداردهای حفاظتی مشخص می‌شود، استفاده شود تا در صورتی‌که بار محلی به هر دلیلی از شبکه جدا گردید، سقف تزریق توان توسط مولد به شبکه کنترل شود و اجازه تزریق توان به مولد بیش از حد مجاز داده نشود [۲۴].

در طرح ۱ و کلاس ۱ حداقل تجهیزات مورد نیاز عبارتند از [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- رله سنکرون چک (۲۵)
- رله افت ولتاژ (۲۷)
- رله توان معکوس (۳۲)
- رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)

در کنار تجهیزات مذکور، تجهیزات اضافی پیشنهادی زیر توصیه می‌گردد [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- رله اضافه ولتاژ توالی منفی (عدم توالی فاز) (۴۷)
- رله اضافه جریان (۵۱/۵۰)

– رله جریانی عدم تعادل جریان (۴۶)

جدول (۲–۲۹) رله های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح را نشان می دهد.

جدول (۲-۲۹): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۱- با بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)	رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰و ۵۱)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	رله اضافه ولتاژ توالی منفی (عدم توالی فاز) (۴۷)
رله سنکرون‌چک (۲۵)	رله جریانی عدم تعادل جریان (۴۶)
رله توان معکوس (۳۲)	

- در صورتی که از سیستم تحریک مناسبی در مولد (ها) استفاده شده باشد، به نحوی که جریان عبوری از آنها در هنگام رخداد اتصال کوتاه در شبکه به اندازه کافی بزرگ و مستمر باشد، مناسب است که از رله‌های جریانی شامل رله‌ی اضافه جریان زمین و اضافه ولتاژ (EF و OC) نیز برای حفاظت ژنراتور و همچنین محل مشترک اتصال استفاده شود. در این شرایط بهتر است به جای رله بی‌متال، از رله‌ی جریانی عدم تعادل جریان برای حفاظت ژنراتور در برابر جریان مولفه منفی بار نامتقارن استفاده شود.
- معمولا به‌کارگیری یک مجموعه رله برای حفاظت مولد و محل مشترک اتصال کافی است.
- انتخاب سطح حفاظت مورد نیاز و اتصال ترانسفورماتور واسطه (در صورت نیاز) با نظر مسئول شبکه می‌باشد ولی تنظیم مناسب رله‌ها و در صورت نیاز اصلاح آنها می‌تواند از سوی مسئول شبکه توزیع بر عهده مالک مولد و مشاور وی قرار داده شود.

ب: تولید پراکنده بدون بار محلی

در صورتی‌که مولد دارای بار محلی نباشد و تمام توان تولیدی توسط مولد پراکنده به شبکه تزریق شود، نیازی به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان در سیستم اتصال DG به شبکه نیست. بنابراین، در این حالت نیز تمام حفاظت‌های بالا به جز رله توان معکوس در سیستم اتصال مورد استفاده قرار می‌گیرد. شایان ذکر است رله توان معکوسی که در نقطه اتصال به شبکه نصب می‌شود نباید با رله توان معکوسی که برای حفاظت مولد (مثلا روی ژنراتور سنکرون برای جلوگیری از عملکرد موتوری) نصب می گردد اشتباه گرفته شود. همچنین باید توجه داشت که این حفاظت در هر دو بخش فوق معمولاً توسط یک رله‌ی مستقل انجام نمی‌شود، بلکه یک تابع حفاظتی از یک رله‌ی چند منظوره می‌باشد.

جدول (۲–۳۰) رله‌های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح را نشان می دهد.

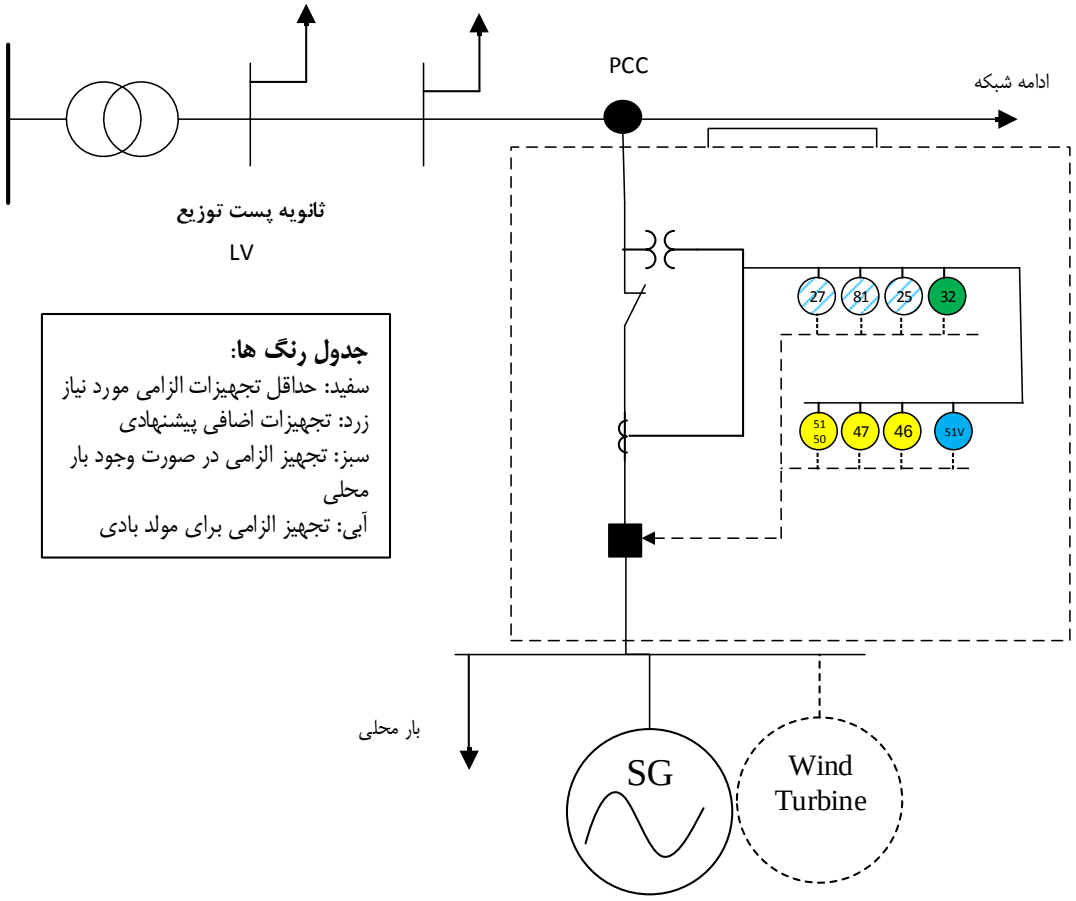
جدول (۲-۳۰): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۱- بدون بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)	رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰و ۵۱)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	رله اضافه ولتاژ توالی منفی (عدم توالی فاز) (۴۷)
رله سنکرون‌چک (۲۵)	رله جریانی عدم تعادل جریان (۴۶)

➢ مولد القایی دوسوء تغذیه

در مورد ژنراتور القایی دو سوء تغذیه کوچک از چهار رله اصلی ولتاژی با کد استاندارد (۲۷و۵۹) و رله های فرکانسی ۸۱ می‌توان استفاده نمود. ممکن است به دلیل مشخصه منحنی شکل جریان خطای مولد از رله‌های اضافه جریان معمول نتوان استفاده کرد و باید از از رله‌ی اضافه جریان محدود شده با ولتاژ ۵۱V استفاده نمود [۶۷].

در شکل (۲-۱۱) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد غیر اینورتری کلاس ۱ و طرح اتصال ۱ مشاهده می‌شود.



شکل (۲-۱۱): تجهیزات حفاظتی مولدهای غیر اینورتری طرح ۱-کلاس ۱

۲-۳-۱-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۳-۱-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت این مولدها کم و حداکثر (kW)۲۰ است، استفاده از سیستم مانیتورینگ الزامی نیست. وجود تله‌متری و ارتباط با مرکز کنترل از طریق سیستم اسکادا به دلیل پایین بودن ظرفیت DG نیز ضرورت ندارد.

جدول (۲-۳۱) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۱) و کلاس (۱) را نشان می‌دهد [۲۴].

جدول (۲-۳۱): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۱) طرح (۱)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
AVR کلید سنکرون‌کننده	ضروری نیست	کنتور اصلی کنتور پشتیبان

- **مولد القایی دوسوء تغذیه**

بیشتر مسائل کنترلی گفته شده برای مولدهای بادی اینورتری از لحاظ کنترل و مانیتورینگ نیز برای این گونه مولدها نیز صادق می‌باشد و نیاز است که بعضی از پارامترهای محیطی نیز مانیتور شود.

۲-۳-۲-منابع تولید پراکنده کلاس ۱ و طرح اتصال ۲

شکل (۱-۵۳) نحوه اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه بر اساس طرح ۲ را نشان می‌دهد. مطابق تقسیم بندی انجام شده تنها اتصال DG های کلاس (۱) یعنی ژنراتورهای سه فاز با ظرفیت زیر ۲۰ کیلو وات و ژنراتورهای تک فاز با ظرفیت ۵ کیلووات از طریق این طرح به شبکه‌ی توزیع مجاز می‌باشد.

۲-۳-۲-۱- تجهیزات حفاظتی

به‌منظور تعیین حداقل تجهیزات مورد نیاز جهت حفاظت سیستم اتصال DG به شبکه دو حالت در نظر گرفته می‌شود:

الف: تولید پراکنده بار محلی

- در این صورت، مولد پراکنده جهت تأمین تمام یا قسمتی از مصرف بار محلی که مالکیت و مسئولیت حقوقی آن بر عهده مالک DG است به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد . چنانچه در قراردادی که بین مالک DG و مالک شبکه منعقد می‌شود، مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفاً جهت تأمین بار محلی به صورت موازی با شبکه بکار گرفته شود و یا برای تزریق توان به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد که مولد پراکنده بیشتر از آن مقدار اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد، لازم است از یک رله توان معکوس و یا حداقل توان که با شماره ۳۲ در استانداردهای حفاظتی مشخص می شود، استفاده شود تا در صورتی‌که بار محلی به هر دلیلی از شبکه جدا گردید، سقف تزریق توان توسط مولد به شبکه کنترل شود و اجازه تزریق توان به مولد بیش از حد مجاز داده نشود.
- در صورتی که DG به صورت خود تامین و دارای بار محلی باشد، مولدهای پراکنده بعد از قطع شبکه بار محلی خود را تغذیه خواهند کرد ولی بایستی بار و ژنراتور از نقطه PCC توسط کلید قدرت شبکه جدا شوند، تا اگر احیاناً بر روی شبکه فشار ضعیف یا ترانسفورماتور پست توزیع تعمیراتی انجام می شود خطری متوجه پرسنل تعمیرات و نگهداری شبکه نباشد.
- در این صورت اگر کلید سمت فیدر فشار ضعیف قطع شود، چون در طرح ۲ هیچ مصرف کننده‌ی دیگری بر روی این فیدر فشار ضعیف قرار ندارد، چنانچه حداکثر بار محلی کمتر از یک سوم ظرفیت تولید DG باشد، به نحوی که DG قادر به تامین این بار نباشد، به دلیل افت ولتاژ و فرکانس در محل اتصال DG سیستم حفاظتی عمل خواهد کرد و DGرا از شبکه جدا خواهد نمود. معمولاً در کلاس ۱ که مولدهای دارای ظرفیت کمتر از ۲۰ کیلووات هستند، چنین شرایطی رخ خواهد داد. اما در مورد ترانسفورماتورهای کم ظرفیت و شبکه‌های کم بار احتیاط لازم است.

در این طرح حداقل تجهیزات مورد نیاز که حتماً باید در نظر گرفته شوند، عبارتند از [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- رله سنکرون چک (۲۵)
- رله افت ولتاژ (۲۷)
- رله توان معکوس (۳۲)
- رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)

در کنار تجهیزات مذکور، استفاده از تجهیزات حفاظتی زیر نیز به عنوان تجهیزات اضافی پیشنهادی پیشنهاد می‌شود [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

-رله اضافه جریان (۵۰/۵۱)

- رله افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)

- رله‌ی عدم تعادل جریان (۴۷)

جدول (۲-۳۲) رله‌های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح را نشان می دهد.

جدول (۲-۳۲): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۲- با بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله سنکرون‌چک (۲۵)	رله افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
رله افت ولتاژ (۲۷)	رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰و ۵۱)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	رله اضافه ولتاژ توالی منفی (عدم توالی فاز) (۴۷)
رله توان معکوس (۳۲)	

- در صورتی که از سیستم تحریک مناسبی در مولد (ها) استفاده شده باشد، به نحوی که جریان عبوری از آنها در هنگام رخداد اتصال کوتاه در شبکه به اندازه کافی بزرگ و مستمر باشد، مناسب است که از رله‌های جریانی شامل رله‌ی اضافه جریان زمین و اضافه ولتاژ (EF و OC) نیز برای حفاظت ژنراتور و همچنین محل مشترک اتصال استفاده شود. در این شرایط بهتر است به جای رله بی متال، از رله‌ی جریانی عدم تعادل جریان برای حفاظت ژنراتور در برابر جریان مولفه منفی بار نامتقارن استفاده شود.
- معمولا به کارگیری یک مجموعه رله برای حفاظت مولد و محل مشترک اتصال کافی است.

ب: تولید پراکنده بدون بار محلی

در صورتی‌که مولد دارای بار محلی نباشد و تمام توان تولیدی توسط مولد پراکنده به شبکه تزریق شود، نیازی به استفاده از رله‌ی توان معکوس و یا حداقل توان در سیستم اتصال DG به شبکه نیست. بنابراین دراین حالت نیز تمام حفاظت‌های فوق به جز رله‌ی توان معکوس در سیستم اتصال مورد استفاده قرار می‌گیرد. از آنجایی که در طرح ۲، مولدهای پراکنده از طریق فیدر اختصاصی به پست توزیع متصل می شوند، هنگامی که کلید ابتدای فیدر فشار ضعیف اختصاصی به هر دلیلی قطع می‌شود به دلیل اینکه هیچ مصرف‌کننده دیگری بر روی این فیدر قرار ندارد، در صورت نبود بار محلی و خود تأمین نبودن DG به علت افزایش فرکانس و ولتاژ در محل اتصال DG به شبکه در هنگام قطع کلید فیدر اختصاصی، رله‌های فرکانسی و ولتاژی دستور قطع DG را صادر می‌کنند.

- رله‌ی توان معکوس (۳۲)، برای ژنراتورهایی که تنها برای تغذیه بار محلی به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار می گیرند و در آن ها تزریق توان به شبکه مجاز نمی باشد و یا برای ژنراتورهایی که میزان تزریق توان توسط آنها به شبکه دارای یک سقف مشخص می باشد کاربرد دارد.
- استفاده از رله اضافه ولتاژ زمین 59G ، هنگامی لازم است که احتمال وقوع فرورزنانس وجود دارد. رله‌ی اضافه ولتاژ سریع 59I برای آشکارسازی شروع فرورزنانس استفاده می‌شود و هنگامی لازم است که از انتقال تریپ استفاده نشود.

جدول (۲-۳۳) رله‌های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح نشان می‌دهد.

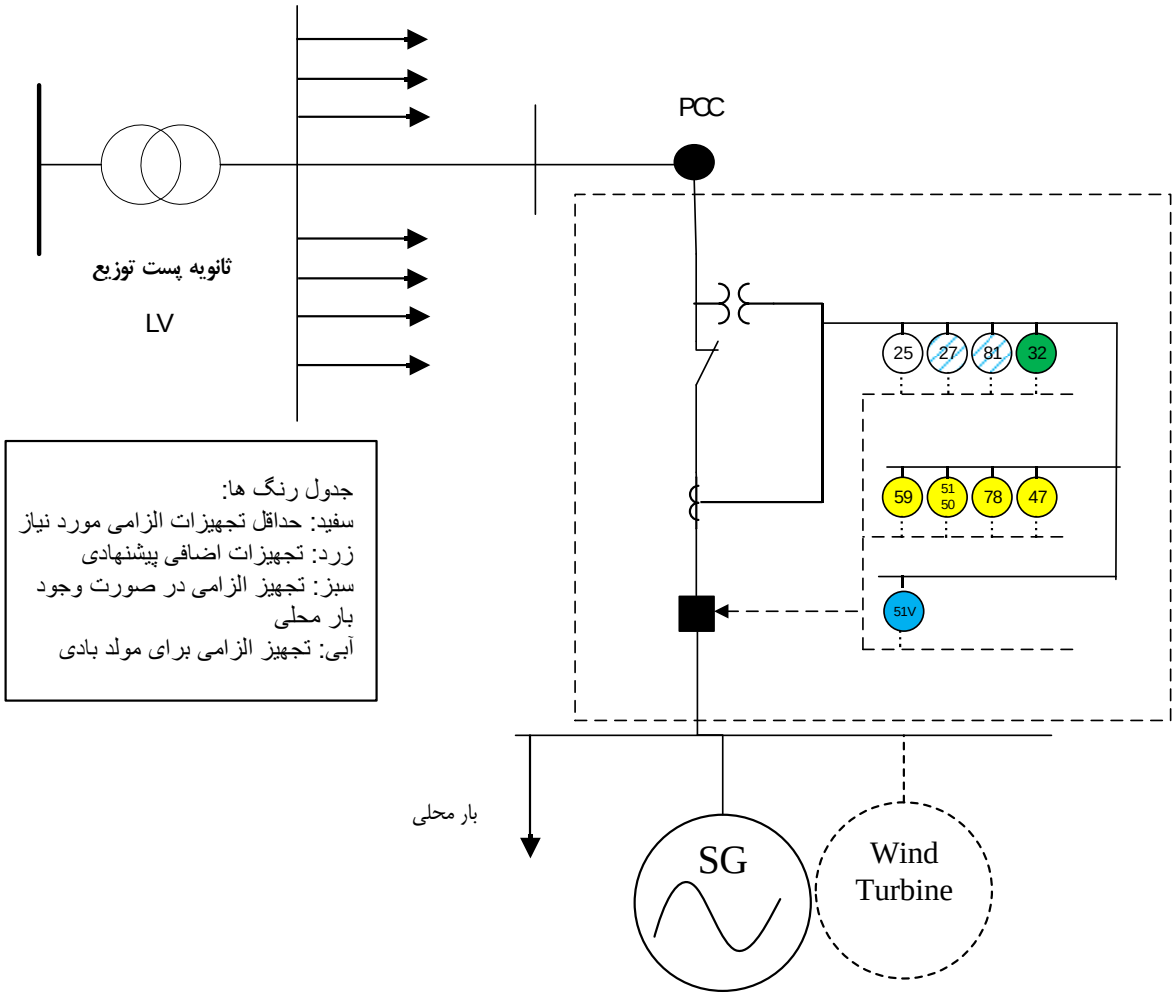
جدول (۲-۳۳): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۱ و طرح اتصال ۲- بدون بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله سنکرون‌چک (۲۵)	رله افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
رله افت ولتاژ (۲۷)	رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰و ۵۱)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	رله اضافه ولتاژ توالی منفی (عدم توالی فاز) (۴۷)
	رله‌ی جریانی عدم تعادل جریان (۴۶)

➢ مولد القایی دوسوء تغذیه

در مورد ژنراتور القایی دو سوء تغذیه کوچک از چهار رله اصلی ولتاژی (۲۷و۵۹) و رله های فرکانسی ۸۱ و جریان زیاد می‌توان استفاده نمود. ممکن است به دلیل مشخصه منحنی شکل جریان خطای مولد از رله‌های اضافه جریان معمول نتوان استفاده کرد و باید از از رله‌ی اضافه جریان محدود شده با ولتاژ 51V استفاده نمود [۶۳].

در شکل (۲-۱۲) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد غیر اینورتری کلاس ۱ و طرح اتصال ۲ مشاهده می‌شود.



شکل (۲-۱۲): تجهیزات حفاظتی مولدهای غیر اینورتری اینورتری طرح ۲- کلاس ۱

بعضی رله ها در دو دسته قرار می‌گیرند برای مثال رله‌ی ۲۷ به عنوان رله‌ی اضافی پیشنهادی برای مولد سنکرون و هم به عنوان رله‌ی الزامی مولد بادی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۲-۳-۲-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۳-۲-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت این مولدها کم و حداکثر (kW)۲۰ است، استفاده از سیستم مانیتورینگ الزامی نیست. وجود تله‌متری و ارتباط با مرکز کنترل از طریق سیستم اسکادا به دلیل پائین بودن ظرفیت DG نیز ضرورت ندارد.

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق و نیاز به اندازه‌گیری میزان توان تزریق شده توسط DG به شبکه، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید تا بتواند توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه را اندازه‌گیری نماید.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

جدول (۲-۳۴) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۲) و کلاس (۱) را نشان می‌دهد [۲۴].

جدول (۲-۳۴): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۱) طرح (۲)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
AVR کلید سنکرون‌کننده	ضروری نیست	کنتور اصلی کنتور پشتیبان

۲-۳-۳-منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح اتصال ۲

شکل (۱-۵۳) نحوه‌ی اتصال مولدهای پراکنده فتوولتاییک به شبکه را از طریق طرح اتصال ۲ نشان می دهد. ژنراتورهایی با ظرفیت زیر ۲۰۰ کیلووات از طریق این طرح می توانند به شبکه متصل شوند.

همان‌طور که در فصل یک نیز به آن اشاره شد، در این طرح DG مستقیماً و بدون نیاز به ترانسفورماتور اختصاصی از طریق یک فیدر اختصاصی ۴۰۰ ولت به ثانویه پست توزیع متصل می شود.

۲-۳-۳-۱- تجهیزات حفاظتی

تجهیزات حفاظتی به‌منظور تعیین حداقل تجهیزات مورد نیاز جهت حفاظت سیستم اتصال DG به شبکه دو سناریوی زیر را می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: تولید پراکنده دارای بار محلی

- در این صورت، مولد پراکنده جهت تأمین تمام یا قسمتی از مصرف یک بار محلی که مالکیت و مسئولیت حقوقی آن بر عهده مالک DG است، به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد. چنانچه در قراردادی که بین مالک DG و مالک شبکه منعقد می‌شود، مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفاً جهت تأمین بار محلی به صورت موازی با شبکه بکار گرفته شود و یا برای تزریق توان به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد که مولد پراکنده بیشتر از آن مقدار اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد، باید از یک رله‌ی توان معکوس و یا حداقل توان که با شماره ۳۲ در استانداردهای حفاظتی مشخص می‌شود، استفاده گردد تا در صورتی‌که بار محلی به هر دلیلی از شبکه جدا شد، سقف تزریق توان توسط مولد به شبکه کنترل شود و اجازه تزریق توان به مولد بیش از حد مجاز داده نشود. در صورتی که DG به صورت خود تأمین و دارای بار محلی باشد، مولد پراکنده، بعد از قطع شبکه، بار محلی خود را تغذیه خواهد کرد ولی بایستی از شبکه جدا شود. تا اگر احیاناً بر روی ترانسفورماتور پست توزیع تعمیراتی انجام می‌شود خطری متوجه پرسنلی تعمیرات و نگهداری شبکه نباشد. در این‌صورت اگر کلید ابتدای فیدر فشار ضعیف قطع شود، چنانچه دیماند بار محلی کمتر از یک سوم ظرفیت تولید DC باشد، به دلیل افزایش فرکانس و ولتاژ در محل اتصالی، DG از شبکه جدا خواهد شد و نیاز به استفاده از سیستم انتقال تریپ و یا رله های ROCOF و جابجایی فاز نیست و رله های ولتاژی و فرکانسی DG را از شبکه جدا خواهند کرد. اما چنانچه دیماند یا حداکثر مصرف بار محلی قابل توجه بوده و نزدیک به میزان ظرفیت DG باشد در صورت قطع کلید ابتدای فیدر، ولتاژ یا فرکانس در محلی اتصال DG خیلی تغییر نخواهد کرد بنابراین، یا باید از رله‌های جابجایی فاز و ROCOF جهت آشکارسازی قطع شبکه استفاده نمود و یا از سیستم انتقالی تریپ استفاده شود. که در بیشتر موارد استفاده از رله های ROCOF وجابجایی فاز که دارای تنظیمات مناسبی باشند، می‌تواند این نیاز را مرتفع سازد.
- در صورتی که پست توزیع از سمت ۲۰ کیلوولت بی برق شود، چنانچه حداقل بار موجود بر روی تمام فیدرهای فشار ضعیف ترانسفورماتور پست توزیع بیشتر از سه برابر ظرفیت DC باشد، به نحوی که DG قادر به تأمین این بار نباشد، به دلیل افت ولتاژ و فرکانس در محل اتصال DG به شبکه، سیستم حفاظتی عمل خواهد کرد و DG را از شبکه جدا خواهد نمود. بنابراین توصیه می‌شود که در صورت استفاده از طرح ۲ برای اتصال مولدهای پراکنده کلاس ۲، شرط اساسی سه برابر بودن حداقل بار ترانسفورماتور

توزیع نسبت به ظرفیت DG رعایت شود. به عبارتی برای اینکه به دلیل ایجاد خطا در شبکه فشار متوسط حالت جزیره ای در شبکه فشار ضعیف ایجاد نشود، بهتر است ظرفیت نامی DG کمتر از یک سوم حداقل بار ترانسفورماتور توزیع باشد تا در صورت بی برق شدن پست توزیع مشکلی از لحاظ ایجاد جزیره ناخواسته ایجاد نشود و یا اینکه از سیستم انتقال تریپ و یا رله‌های ROCOF و جابجایی فاز استفاده شود.

حداقل تجهیزات مورد نیازعبارتند از [۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- رله سنکرون چک (۲۵)
- رله افت ولتاژ (۲۷)
- رله توان معکوس (۳۲)
- افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
- رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)
- رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)

همچنین تجهیزات زیر به صورت تجهیزات اضافی پیشنهادی توصیه می‌گردد [۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)
- توالی فاز ولتاژ (۴۷)
- ROCOF (۸۱R)
- جابجایی فاز (۷۸)

جدول (۲-۳۵) رله های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح را نشان می دهد.

جدول (۲-۳۵): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۲- با بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)	رله ROCOF (۸۱R)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	توالی فاز ولتاژ (۴۷)
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	جابجایی فاز (۷۸)
رله توان معکوس (۳۲)	اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)
رله سنکرون چک (۲۵)	
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۱/ ۵۰)	

- در صورتی که از سیستم تحریک مناسبی در مولد (ها) استفاده شده باشد، به نحوی که جریان عبوری از آنها در هنگام رخداد اتصال کوتاه در شبکه به اندازه کافی بزرگ و مستمر باشد، مناسب است که از رله‌های جریانی شامل رله‌ی اضافه جریان زمین و اضافه ولتاژ (EF و OC) نیز برای حفاظت ژنراتور و همچنین محل مشترک اتصال استفاده شود. در این شرایط بهتر است به جای رله‌ی بی‌متال، از رله‌ی جریانی عدم تعادل جریان (۴۶) برای حفاظت ژنراتور در برابر جریان مولفه منفی بار نامتقارن استفاده شود.
- معمولا به‌کارگیری یک مجموعه رله برای حفاظت مولد و محل مشترک اتصال کافی است.
- انتخاب سطح حفاظت مورد نیاز و اتصال ترانسفورماتور واسطه (در صورت نیاز) با نظر مسئول شبکه می‌باشد ولی تنظیم مناسب رله ها و در صورت نیاز اصلاح آنها می‌تواند از سوی مسئول شبکه توزیع بر عهده مالک مولد و مشاور وی قرار داده شود.

ب : تولید پراکنده بدون بار محلی

- در صورتی‌که مولد پراکنده دارای بار محلی نباشد و تمام توان تولیدی توسط مولد پراکنده به شبکه تزریق شود، نیازی به استفاده از رله‌ی توان معکوس و یا حداقل توان در سیستم اتصال DG به شبکه نیست. بنابراین در این حالت نیز تمام حفاظت‌های بالا به جز رله توان معکوس (۳۲) در سیستم اتصال مورد استفاده قرار می‌گیرد. از آنجایی‌که در طرح ۲، مولدهای پراکنده از طریق فیدر اختصاصی به پست توزیع متصل می شوند هنگامی که کلید ابتدای این فیدر به هر دلیلی قطع می‌شود به دلیل اینکه هیچ مصرف کننده دیگری بر روی این فیدر قرار ندارد، در صورت نبود بار محلی و خود تأمین نبودن DG، به علت افزایش فرکانس و ولتاژ در محلی اتصال DG به شبکه در هنگام قطع کلید فیدر اختصاصی، رله‌های فرکانسی و ولتاژی دستور قطع DG را صادر می‌کنند و استفاده از سیستم انتقال تریپ و رله‌های جابجایی فاز و ROCOF الزامی نیست.

جدول (۲-۳۶) رله‌های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح را نشان می دهد.

جدول (۲-۳۶): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۲- بدون بار محلی

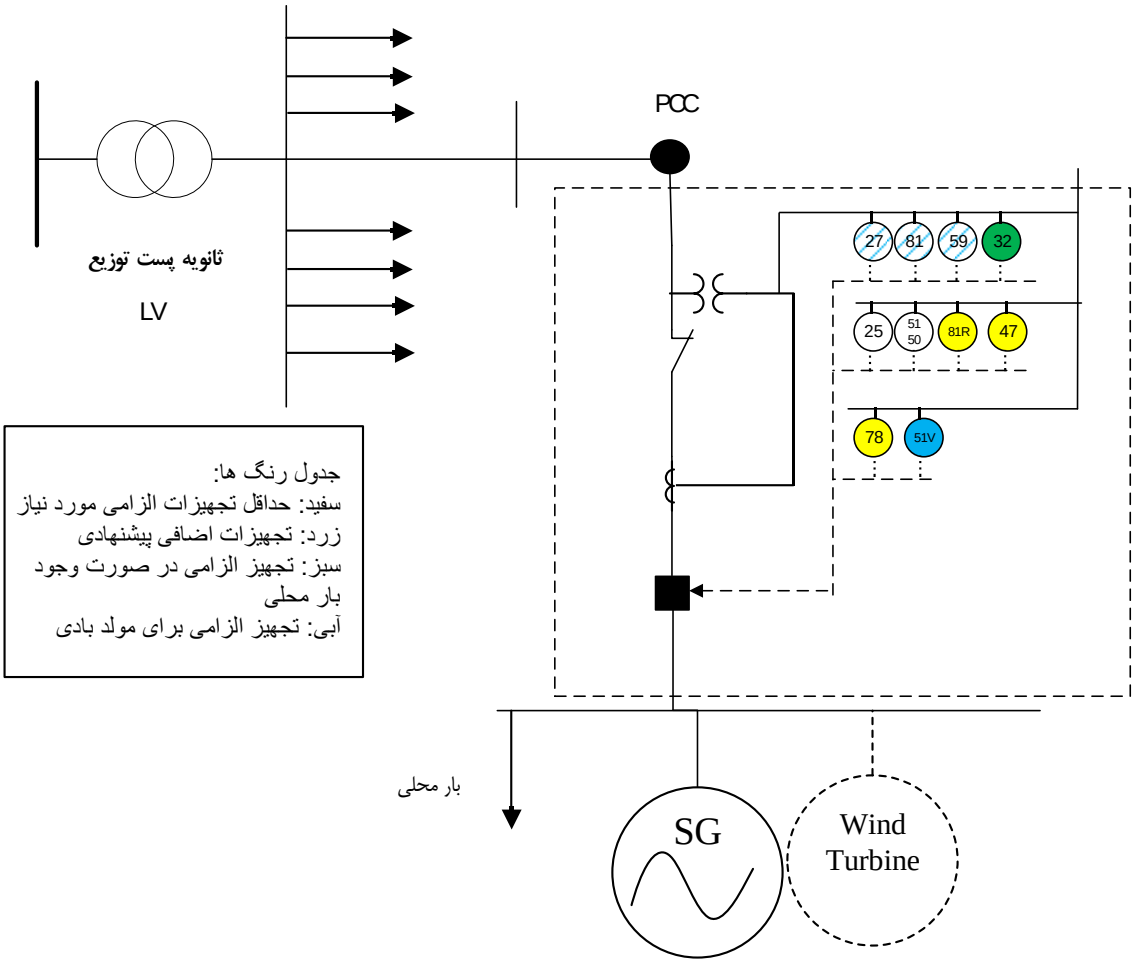
حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)	رله ROCOF (۸۱R)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	توالی فاز ولتاژ (۴۷)
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	جابجایی فاز (۷۸)
رله سنکرون چک (۲۵)	اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۱/ ۵۰)	

در مورد ژنراتور القایی دو سوء تغذیه کوچک از چهار رله اصلی ولتاژی (۲۷و۵۹) و رله های فرکانسی ۸۱ و جریان زیاد می‌توان استفاده نمود. ممکن است به دلیل مشخصه منحنی شکل جریان خطای مولد از رله‌های اضافه جریان معمول نتوان استفاده کرد و باید از از رله‌ی اضافه جریان محدود شده با ولتاژ 51V استفاده نمود.

همچنین این مولدها نباید به صورت جزیره‌ای عمل نمایند و نیاز به رله‌های تشخیص حالت جزیره ای دارند. در شکل (۲-۱۳) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد غیر اینورتری کلاس ۲ و طرح اتصال ۲ مشاهده می‌شود. بعضی رله ها در دو دسته قرار می‌گیرند برای مثال رله 51V به عنوان رله‌ی اضافی پیشنهادی برای مولد سنکرون و هم به عنوان رله‌ی الزامی مولد بادی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۲-۳-۳-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.



شکل (۲-۱۳): تجهیزات حفاظتی مولدهای غیر اینورتری اینورتری طرح ۲-کلاس ۲

۲-۳-۳-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت این مولدها کم و حداکثر (kW)۲۰۰ است، استفاده از سیستم مانیتورینگ الزامی نیست. وجود تله‌متری و ارتباط با مرکز کنترل از طریق سیستم اسکادا به دلیل پائین بودن ظرفیت DG نیز ضرورت ندارد.

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق و نیاز به اندازه‌گیری میزان توان تزریق شده توسط DG به شبکه، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در

بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید تا بتواند توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه را اندازه‌گیری نماید.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

در مورد منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح ۲، چون جریان تزریقی توسط مولد نسبتاً زیاد است جریان سه‌فاز با استفاده از سه دستگاه ترانسفورماتور جریان اندازه‌گیری می‌شود.

جدول (۲-۳۷) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۲) و کلاس (۲) را نشان می‌دهد [۲۴].

جدول (۲-۳۷): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۲) طرح (۲)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
AVR کلید سنکرون‌کننده	ضروری نیست	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان

۲-۳-۴-منابع تولید پراکنده کلاس ۲ و طرح اتصال ۳

با توجه به تقسیم‌بندی انجام شده در جدول (۱-۱۴)، و همان‌طور که در فصل یک ذکر شد، منابع تولید پراکنده کلاس‌های ۲، ۳ و ۴، یعنی منابعی با ظرفیت بین ۲۰ کیلووات تا ۷ مگاوات از طریق این طرح می‌توانند به شبکه توزیع متصل شوند.

۲-۳-۴-۱- تجهیزات حفاظتی

در بررسی تجهیزات حفاظتی، نکته مهمی که باید مد نظر قرار داد این است که در این راهنما هدف بررسی حداقل تجهیزات حفاظتی مورد نیاز در سیستم اتصال DG به شبکه است، به عبارت دیگر هدف حفاظت شبکه در برابر تأثیرات ناشی از DG است و طرح‌های حفاظتی که در این راهنما ارائه می‌شود تضمینی برای حفاظت موتور و ژنراتور تولید پراکنده نیست. مسئولیت حفاظت از مولد پراکنده بر عهده مالک DG است و مالک DG باید برای حفاظت مولدهای خود در برابر اغتشاشات مختلف حفاظت های لازم را پیش‌بینی نماید. به‌منظور تعیین حداقل تجهیزات مورد نیاز جهت حفاظت سیستم اتصال DG به شبکه، دو حالت زیر را می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: تولید پراکنده دارای بار محلی

در این صورت، مولد پراکنده جهت تأمین تمام یا قسمتی از مصرف یک بار محلی که مالکیت و مسئولیت حقوقی آن بر عهده مالک DG است، به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد. چنان‌چه در قراردادی که بین مالک DG و مالک شبکه منعقد می شود، مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفاً جهت تأمین بار محلی به صورت موازی با شبکه بکار گرفته شود و یا برای تزریق توان به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد که مولد پراکنده بیشتر از آن مقدار اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد، باید از یک رله توان معکوس و یا حداقل توان که با شماره ۳۲ در استانداردهای حفاظتی مشخص می شود، استفاده گردد تا در صورتی‌که بار محلی به هر دلیلی از شبکه جدا گردید، سقف تزریق توان توسط مولد به شبکه کنترل شود و اجازه تزریق توان به مولد بیش از حد مجاز داده نشود. از آنجایی در کلاس ۲، حداکثر ظرفیت مولدهای پراکنده ۲۰۰ کیلووات است، در صورتی که ظرفیت مولد کمتر از یک سوم حداقل بار سالیانه فیدر باشد، هنگامی که فیدر ۲۰ کیلوولت به هر دلیلی از سر خط قطع می شود، به دلیل افت ولتاژ و فرکانسی که در نقطه اتصال ایجاد می‌شود، رله‌های ولتازی و فرکانسی عمل خواهند کرد و DG از مدار جدا خواهد شد. اما اگر ظرفیت مولد نسبت به حداقل بار سالیانه فیدر قابل مقایسه باشد باید یا از رله های جابجایی فاز و ROCOF (با تنظیمات صحیح جهت جلوگیری از ایجاد جزیره ناخواسته) و یا از سیستم انتقال تریپ استفاده نمود. که البته در اکثر موارد به دلیل کم بودن ظرفیت DG نسبت به حداقل بار فیدر ۲۰ کیلوولت در کلاس ۲، نیازی به استفاده از انتقال تریپ و یا رله های جابجایی فاز و ROCOF نیست.

اگر مقدار دیماند یا حداکثر مصرف بار محلی قابل توجه بوده و در حد میزان تولید DG باشد، به دلیل اینکه تغییرات بلند مدت زیادی در ولتاژ و فرکانس محل اتصال DG به شبکه رخ نمی دهد، باید از رله‌های جابجایی فاز و ROCOF جهت جداسازی DG از شبکه پس از قطعی کلید استفاده نمود.

اما چنانچه میزان حداکثر مصرف محلی کمتر از یک سوم تولید DG باشد، به دلیل افزایش فرکانس و ولتاژ در محل اتصال، رله های ولتاژی و فرکانسی DG را از شبکه جدا خواهند کرد و نیاز به رله‌های ROCOF و جابجایی فاز نیست.

در این طرح حداقل تجهیزات مورد نیاز که حتماً باید در نظر گرفته شوند، عبارتند از [۱۶،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- رله سنکرون چک (۲۵)
- رله افت ولتاژ (۲۷)
- رله توان معکوس (۳۲)
- افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
- رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۱/ ۵۰)
- رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)

در کنار تجهیزات مذکور، تجهیزات و توابع حفاظتی نیز به عنوان تجهیزات اضافی پیشنهادی توصیه می‌گردد [۱۶،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- توالی فاز ولتاژ (۴۷)
- رله ROCOF (۸۱ R)
- رله جابه‌جایی فاز (۷۸)

جدول (۲-۳۸) رله‌های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۳۸): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۳- با بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)	توالی فاز ولتاژ (۴۷)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	رله ROCOF (۸۱R)
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	رله جابجایی فاز (۷۸)
رله سنکرون‌چک (۲۵)	
رله توان معکوس (۳۲)	
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۱/ ۵۰)	

- در صورتی که از سیستم تحریک مناسبی در مولد (ها) استفاده شده باشد، به نحوی که جریان عبوری از آنها در هنگام رخداد اتصال کوتاه در شبکه به اندازه کافی بزرگ و مستمر باشد، مناسب است که از رله های جریانی شامل رله ی اضافه جریان زمین و اضافه ولتاژ (EF و OC) نیز برای حفاظت ژنراتور و همچنین محل مشترک اتصال استفاده شود.
- معمولا به کارگیری یک مجموعه رله برای حفاظت مولد و محل مشترک اتصال کافی است.
- انتخاب سطح حفاظت مورد نیاز و اتصال ترانسفورماتور واسطه (در صورت نیاز) با نظر مسئول شبکه می باشد ولی تنظیم مناسب رله ها و در صورت نیاز اصلاح آنها می‌تواند از سوی مسئول شبکه توزیع بر عهده مالک مولد و مشاور وی قرار داده شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در صورتی‌که مولد دارای بار محلی نباشد و تمام توان تولیدی توسط مولد پراکنده به شبکه تزریق شود، نیازی به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان در سیستم اتصال DG به شبکه نیست. بنابراین در این حالت نیز تمام حفاظت های بالا به جز رله توان معکوس (۳۲) در سیستم اتصال مورد استفاده قرار می‌گیرد.

جدول(۲-۳۹) رله های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح را نشان می دهد.

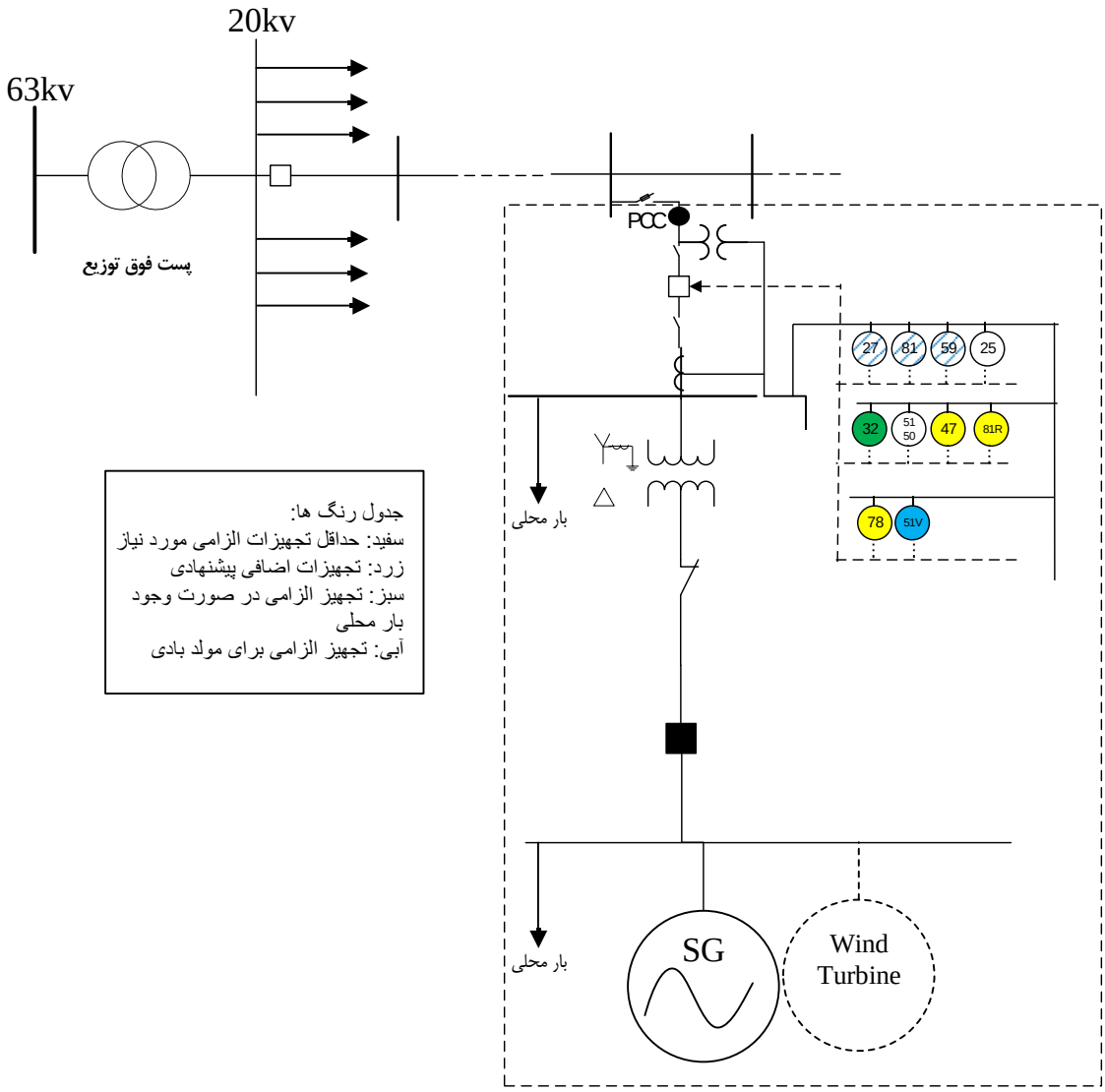
جدول (۲-۳۹): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز کلاس ۲ و طرح اتصال ۳- بدون بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)	توالی فاز ولتاژ (۴۷)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	رله ROCOF (۸۱R)
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	رله جابجایی فاز (۷۸)
رله سنکرون‌چک (۲۵)	
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۱/ ۵۰)	

➢ مولد القایی دوسوء تغذیه

در مورد ژنراتور القایی دو سوء تغذیه کوچک از چهار رله اصلی ولتاژی (۲۷و۵۹) و رله های فرکانسی ۸۱ و جریان زیاد می‌توان استفاده نمود. ممکن است به دلیل مشخصه منحنی شکل جریان خطای مولد از رله‌های اضافه جریان معمول نتوان استفاده کرد و باید از از رله‌ی اضافه جریان محدود شده با ولتاژ 51V استفاده نمود [۶۳]. همچنین این مولدها نباید به صورت جزیره ای عمل نمایند و نیاز به رله‌های تشخیص حالت جزیره ای دارند.

در شکل (۲-۱۴) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد غیر اینورتری کلاس ۲ و طرح اتصال ۳ مشاهده می‌شود.



شکل (۲-۱۴): تجهیزات حفاظتی مولدهای غیر اینورتری طرح ۳-کلاس ۲

بعضی رله‌ها در دو دسته قرار می‌گیرند برای مثال رله 51V به عنوان رله‌ی اضافی پیشنهادی برای مولد سنکرون و هم به عنوان رله‌ی الزامی مولد بادی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۲-۳-۴-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات قدرت مورد نیاز شامل کلید سنکرون کننده، کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه به‌شمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت

انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۳-۴-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت این مولدها کم و حداکثر (kW)۲۰۰ است، استفاده از سیستم مانیتورینگ الزامی نیست. وجود تله‌متری و ارتباط با مرکز کنترل از طریق سیستم اسکادا به دلیل پائین بودن ظرفیت DG نیز ضرورت ندارد.

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق و نیاز به اندازه‌گیری میزان توان تزریق شده توسط DG به شبکه، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید تا بتواند توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه را اندازه‌گیری نماید.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

از آنجایی که در طرح ۳ از یک ترانسفورماتور اختصاصی جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه استفاده می‌شود و نقطه اندازه‌گیری در قسمت بالادست ترانسفورماتور می‌باشد، بنابراین، ولتاژ در نقطه اندازه‌گیری در این حالت (kV)۲۰ می‌باشد.

جدول (۲-۴۰) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۳) و کلاس (۲) را نشان می‌دهد [۲۴].

جدول (۲-۴۰): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۲) طرح (۳)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
AVR کلید سنکرون‌کننده کلید قدرت سکسیونر	ضروری نیست	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۳-۵-منابع تولید پراکنده کلاس ۳ و طرح اتصال ۳

شکل (۱-۶۲) نحوه اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه را بر اساس طرح ۳ نشان می‌دهد. در این بخش ژنراتورهای کلاس ۳، یعنی با ظرفیت ۲۰۰ کیلووات تا ۱ مگاوات مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرند. همان‌طور که در فصل یک به آن اشاره شد، منابع تولید پراکنده در این طرح از طریق یک ترانسفورماتور اختصاصی به وسط فیدر ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شود.

۲-۳-۵-۱- تجهیزات حفاظتی

نکته مهمی که باید مد نظر قرار داد این است که در این راهنما، هدف بررسی حداقل تجهیزات حفاظتی مورد نیاز در سیستم اتصال DG به شبکه است، به عبارت دیگر هدف حفاظت شبکه در برابر تأثیرات ناشی از DG است و طرح‌های حفاظتی که در این راهنما ارائه می شود تضمینی برای حفاظت موتور و ژنراتور تولید پراکنده نیست. مسئولیت حفاظت از DG بر عهده مالک DG است و مالک DG باید برای حفاظت مولدهای خود در برابر اغتشاشات مختلف حفاظت‌های لازم را پیش‌بینی نماید. به‌منظور تعیین حداقل تجهیزات مورد نیاز جهت حفاظت سیستم اتصال DG به شبکه دو سناریوی زیر را می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: تولید پراکنده دارای بار محلی

- در این صورت، مولد پراکنده جهت تأمین تمام یا قسمتی از مصرف بار محلی که مالکیت و مسئولیت حقوقی آن بر عهده مالک DG است، به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد. چنانچه در قراردادی که بین مالک DG و بهرد بردار شبکه منعقد می شود، مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفاً جهت تأمین بار محلی به صورت موازی با شبکه بکار گرفته شود و یا برای تزریق توان به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد که مولد پراکنده بیشتر از آن مقدار اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد، باید از یک رله توان معکوس و یا حداقل توان که با شماره ۳۲ در استانداردهای حفاظتی مشخص می‌شود، استفاده گردد تا در صورتی‌که بار محلی به هر دلیلی از شبکه جدا گردید، سقف تزریق توان توسط مولد به شبکه کنترل شود و اجازه تزریق توان به مولد بیش از حد مجاز داده نشود. از آنجایی در کلاس ۳، حداکثر ظرفیت مولدهای پراکنده، ۱ مگاوات است، در صورتی که ظرفیت مولد کمتر از یک سوم حداقل بار سالیانه فیدر باشد، هنگامی که فیدر ۲۰ کیلوولت به هر دلیلی از سر خط قطع می‌شود، به دلیل افت ولتاژ و فرکانسی که در نقطه اتصال ایجاد می‌شود، رله‌های ولتاژی و فرکانسی عمل خواهند کرد و DG از مدار جدا خواهد شد. اما اگر ظرفیت مولد نسبت به حداقل بار سالیانه فیدر قابل ملاحظه باشد باید یا از رله‌های جابه‌جایی فاز و ROCOF جهت جلوگیری از ایجاد جزیره ناخواسته استفاده نمود و یا از سیستم انتقال تریپ استفاده نمود. استفاده از سیستم انتقال تریپ در مقایسه با استفاده از رله‌های ROCOF و جابه‌جایی فاز قابلیت اطمینان بالاتری دارد، اما هزینه بالاتری را نیز به همراه دارد. اگر مقدار دیماند یا حداکثر مصرف بار محلی قابل توجه بوده و در حد میزان تولید DG باشد،یا باید از رله‌های جابه‌جایی فاز و ROCOF جهت جداسازی DG از شبکه پس از قطعی کلید B استفاده نمود و یا از سیستم انتقال تریپ بین کلید تا و کلید متصل کننده DG به شبکه استفاده نمود. اما چنانچه میزان حداکثر مصرف محلی کمتر از یک سوم تولید DG باشد، به دلیل افزایش فرکانس و ولتاژ در محل اتصال، رله‌های ولتاژی و فرکانسی DG را از شبکه جدا خواهند کرد و نیاز به انتقال تریپ و یا رله‌های ROCOF و جابجایی فاز نیست. در این طرح حداقل تجهیزات حفاظتی لازم که حتماً باید در نظر گرفته شوند، عبارتند از [۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:
  - رله سنکرون چک (۲۵)
  - رله افت ولتاژ (۲۷)
  - رله توان معکوس (۳۲)
  - رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
  - رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۱/ ۵۰)

- افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)
- توالی اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)

در کنار تجهیزات مذکور، تجهیزات و توابع حفاظتی نیز به تجهیزات اضافی پیشنهادی وجود دارند [۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- توالی فاز ولتاژ (۴۷)
- رله ROCOF (81R)
- رله جابجایی فاز (۷۸)
- رله اضافه ولتاژ زمین (۵۹G)
- رله‌ی اضافه جریان معکوس زمان فازی (۵۱P)
- رله‌ی اضافه جریان کنترل ولتاژ (۵۱V)

جدول (۲-۴۱) رله‌های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح را نشان می دهد.

جدول (۲-۴۱): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز اتصال ۳ از منابع کلاس ۳-با بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)	توالی فاز ولتاژ (۴۷)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	رله ROCOF (۸۱R)
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	رله جابجایی فاز (۷۸)
رله سنکرون‌چک (۲۵)	رله اضافه ولتاژ زمین(۵۹G)
رله توان معکوس (۳۲)	رله ی اضافه جریان معکوس زمان فازی (۵۱P)
توالی اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)	رله ی اضافه جریان کنترل شده با ولتاژ (۵۱V)
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۱/ ۵۰)	

در صورتی که ظرفیت ژنراتورهای سنکرون کمتر از ۱ مگاوات باشد، رعایت موارد زیر لازم است (در چنین شرایطی، تامین جریان خطای بالا توسط مولد در مدت حدود ۱۰ ثانیه، بسیار متداول است):

- تامین رله‌های حفاظتی ولتاژی و فرکانسی برای تشخیص جزیره شدن ناخواسته و اطمینان از تامین برق با کیفیت نسبتا مطلوب برای مصرف کنندگان
- تشخیص خطا در شبکه‌ی بالادست توسط رله‌های جریان زیاد و خطای زمین و کاهش ولتاژ (UV)
- حفاظت مولد سنکرون یا القایی در برابر جریان مولفه منفی بار نامتقارن با رله‌ی عدم تعادل جریان (۴۶) به کارگیری این رله در صورت وجود نرخ خرابی زیاد در پاره شدن یک فاز یا عدم تعادل زیاد جریان در اثر سوختن فیوزها، الزامی است.
- حفاظت در برابر تغییر توالی فاز شبکه با رله‌ی توالی فاز (۴۷).
- در صورت اتصال مولد به شبکه‌ی فشار ضعیف، بکارگیری رله‌ی سنکرونایزینگ اتوماتیک و همچنین رله‌های نرخ تغییرات فرکانس (ROCOF) و جابجایی فاز (Vector shift) یا هر دو برای تشخیص

سریع جزیره‌ای شدن الزامی است. زیرا به‌دلیل توان بالای مولد، نوسانات آن بر شبکه نیز تاثیر زیادی دارد.

- در حالت اتصال به شبکه‌ی فشار ضعیف، مناسب است از رله‌ی سنکرونایزینگ اتوماتیک استفاده شود. در صورت عدم وجود رله مذکور، استفاده از رله سنکرون‌چک لازم است.
- در ضمن اگر جدا شدن مولد از شبکه منجر به عدم تعادل شدید تولید و مصرف شود (مثلا در صورت اتصال مولد به شبکه ی فشار متوسط)، با رله‌های فرکانسی و ولتاژی قابل شناسایی بوده و به کارگیری رله‌های ROCOF یا Vector shift الزامی نیست.
- در صورت اتصال مولد به شبکه فشار ضعیف، تنظیم واحدهای حفاظتی به عهده مسئول شبکه توزیع است.
- در صورت اتصال مولد به شبکه ی فشار متوسط، تعیین نوع اتصال ترانس واسطه با مسئول شبکه توزیع بوده و سایر موارد شامل مشخصات فنی CT یا PT و تنظیم واحدهای حفاظتی با مالک مولد است که باید به تایید مسئول شبکه توزیع برسد. ضمنا مالک مولد می تواند نسبت به بازتنظیم رله ها پس از موافقت مسئول شبکه توزیع اقدام نماید.
- در صورت رعایت نیازمندی‌های حفاظتی محل مشترک اتصال و مولد، می توان از یک مجموعه رله حفاظتی برای هر دوی آنها (مولد و PCC) استفاده نمود. لازم به ذکر است که معمولا از MCCB یا ACB برای قطع/وصل ژنراتور استفاده می شود. کلیدهای فشار ضعیف مذکور، مجهز به برخی واحدهای حفاظتی قابل تنظیم هستند که از آنها می توان برای تامین برخی از واحدهای حفاظتی مورد نیاز در محل PCC یا حفاظت پشتیبان برای مولد استفاده نمود.
- در صورتی که در یک نقطه، فقط یک مولد به شبکه متصل شده باشد و جریان بار محلی کم باشد (یعنی در صورت نزدیک بودن جریان عبوری از مولد و جریان عبوری از محل PCC) می توان از رله های جریانی موجود در کلید MCCB یا ACB مذکور برای حفاظت PCC استفاده نموده و در محل PCC فقط از رله های ولتاژی و فرکانسی استفاده شود.
- رله‌ی Phase Inverse Timed Over-current مکمل رله اضافه جریان N ۵۰ می باشد. دلیل استفاده از آن هم، احتیاط خاص در انتخاب ویژگی های زمان معکوس است که شرایط مرزی را دنبال نماید.
- رله ی Voltage Controlled Over-current برای تمایز بین شرایط بار عادی و خطا در انتهای فیدر، زمانی که رله اضافه جریان ناکافی است به کار می‌رود.
- رله های Directional Phase Over-current و Phase Distance برای تمایز بین خطای داخل و خارج برای اتصال دوباره DG به کار می برد.

- رله ی Ground Overvoltage برای این منظور برای ماشین سنکرون به کار می رود که جریان زمین را به خطای زمین مشارکت ندهد.

ب : تولید پراکنده بدون بار محلی

در صورتی‌که مولد دارای بار محلی نباشد و تمام توان تولیدی توسط مولد پراکنده به شبکه تزریق شود، نیازی به استفاده از رله توان معکوس و یا حداقل توان در سیستم اتصال DG به شبکه نیست. بنابراین در این حالت نیز تمام حفاظت های بالا به جز رله توان معکوس (۳۲) در سیستم اتصال مورد استفاده قرار می گیرد.

جدول (۲-۴۲) رله‌های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی این طرح را نشان می دهد.

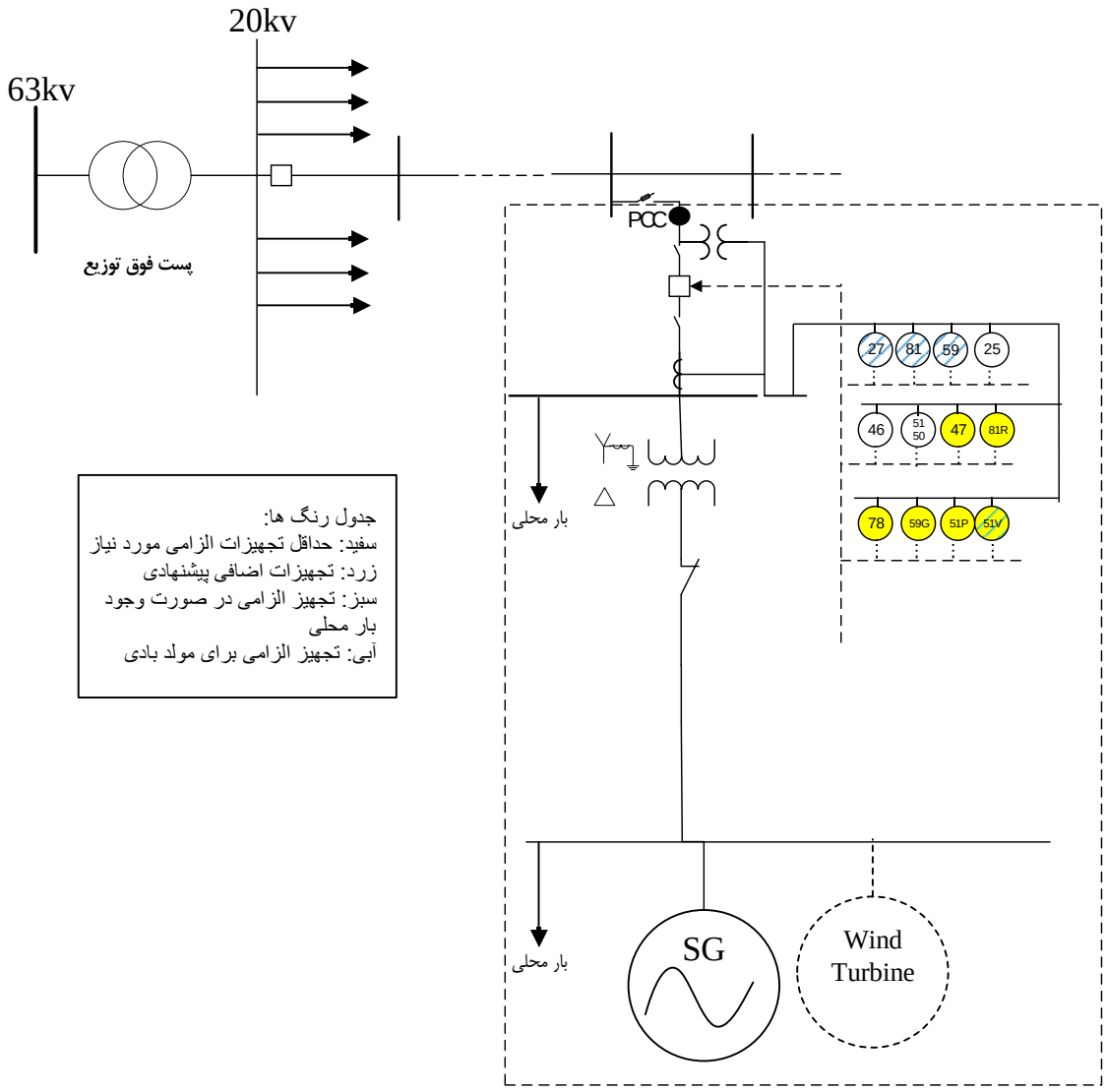
جدول (۲-۴۲): حفاظت‌های مورد نیاز اتصال ۳ از منابع کلاس ۳-بدون بار محلی

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله افت ولتاژ (۲۷)	توالی فاز ولتاژ (۴۷)
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	رله ROCOF (۸۱R)
رله اضافه ولتاژ آنی (۵۹I)	رله جابجایی فاز (۷۸)
رله اضافه ولتاژ تاخیری (۵۹T)	رله اضافه ولتاژ زمین(۵۹G)
رله سنکرون‌چک (۲۵)	رله ی اضافه جریان معکوس زمان فازی (۵۱P)
توالی اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)	رله ی اضافه جریان کنترل ولتاژ (۵۱V)
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۱/ ۵۰)	

➢ مولد القایی دوسوء تغذیه

در مورد ژنراتور القایی دو سوء تغذیه کوچک از چهار رله اصلی ولتاژی (۲۷و۵۹) و رله های فرکانسی ۸۱ و جریان زیاد می‌توان استفاده نمود. ممکن است به دلیل مشخصه منحنی شکل جریان خطای مولد از رله‌های اضافه جریان معمول نتوان استفاده کرد و باید از از رله‌ی اضافه جریان محدود شده با ولتاژ 51V استفاده نمود [۶۳]. همچنین این مولدها نباید به صورت جزیره ای عمل نمایند و نیاز به رله‌های تشخیص حالت جزیره ای دارند.

در شکل (۲-۱۵) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد غیر اینورتری کلاس۳ و طرح اتصال ۳ مشاهده می‌شود.



شکل (۲-۱۵): تجهیزات حفاظتی مولدهای غیر اینورتری طرح ۳-کلاس ۳

بعضی رله ها در دو دسته قرار می‌گیرند. برای مثال رله 51V به عنوان رله‌ی اضافی پیشنهادی برای مولد سنکرون و هم به عنوان رله‌ی الزامی مولد بادی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۲-۳-۵-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات کلیدزنی مورد نیاز شامل کلید سنکرون کننده، کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه بشمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت

انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۳-۵-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۳ بیشتر از (kW)۲۰۰ است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه پایش شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای (kW)۲۰۰ داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطه ی اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان
- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز
- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید که قابلیت اندازه گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق می‌کند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.

- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترانسفورماتور مجزا تغذیه شود، در اینصورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

جدول (۲-۴۳) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۳) و کلاس (۳) را نشان می‌دهد [۲۴].

جدول (۲-۴۳): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۳) طرح (۳)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
AVR کلید سنکرون‌کننده کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله-متری RTU ها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۳-۶-منابع تولید پراکنده کلاس ۴ و طرح اتصال ۳

شکل (۱-۶۲) نحوه اتصال منبع تولید پراکنده به شبکه را بر اساس طرح ۳ نشان می‌دهد. همان‌طور که در فصل اول نیز به آن پرداخته شد، منابع تولید پراکنده در این طرح از طریق یک ترانسفورماتور اختصاصی به وسط فیدر ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.

۲-۳-۶-۱- تجهیزات حفاظتی

نکته مهمی که باید مد نظر قرار داد این است که در این راهنما، هدف بررسی حداقل تجهیزات حفاظتی مورد نیاز در سیستم اتصال DG به شبکه است، به عبارت دیگر هدف حفاظت شبکه در برابر تأثیرات ناشی از DG است و طرح‌های حفاظتی که در این راهنما ارائه می شود تضمینی برای حفاظت موتور و ژنراتور تولید پراکنده نیست. مسئولیت حفاظت از DG بر عهده مالک DG است و مالک DG باید برای حفاظت مولدهای خود در برابر اغتشاشات مختلف

حفاظت‌های لازم را پیش‌بینی نماید در صورتی‌که مولد پراکنده دارای بار محلی باشد، به عبارت دیگر، مولد پراکنده جهت تأمین تمام یا قسمتی از مصرف بار محلی که مالکیت و مسئولیت حقوقی آن بر عهده مالک DG است، به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار گیرد، چنانچه در قراردادی که بین مالک DG و بهره بردار شبکه منعقد می‌شود، مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفاً جهت تأمین بار محلی به صورت موازی با شبکه بکار گرفته شود و یا برای تزریق توان به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد که مولد پراکنده بیشتر از آن مقدار اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد، باید از یک رله‌ی توان معکوس و یا حداقل توان که با شماره ۳۲ در استانداردهای حفاظتی مشخص می‌شود، استفاده گردد تا در صورتی‌که بار محلی به هر دلیلی از شبکه جدا گردید، سقف تزریق توان توسط مولد به شبکه کنترل شود و اجازه تزریق توان به مولد بیش از حد مجاز داده نشود. برخی از حداقل تجهیزات مورد نیاز حفاظتی در سیستم اتصال DG به شبکه عبارتند از [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- رله سنکرون چک (۲۵)
- رله افت ولتاژ (۲۷)
- رله توان معکوس (۳۲)
- رله اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)
- اضافه جریان آنی (۵۰)
- اضافه جریان معکوس زمانی (۵۱)
- افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
- افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)
- رله نرخ تغییرات فرکانس ROCOF (۸۱R)
- رله جابجایی زاویه فاز (۷۸)
- رله اضافه جریان زمین (۵۱/۵۰N)

- در این محدوده‌ی توان، معمولا مولدها به یکی از فیدرهای خروجی فشار متوسط متصل می شوند. خروج نابجای مولد در اثر وقوع خطا در یکی از فیدرهای خروجی دیگر پست فوق توزیع، ممکن است منجر به اعمال خاموشی های بیشتر در شبکه شود. برای تمایز خطای بیرون از PCC و خطا در محدوده بار محلی می توان از رله جریان زیاد جهتی بهره برد تا خطای قبل از PCC را در حداقل زمان و با ارسال فرمان تریپ به PCC و GCB رفع نموده و خطای بعد از PCC را با تاخیر بیشتری(با در نظر گرفتن محدودیت CCT) و با ارسال فرمان به PCC قطع کرد. برای این منظور به‌کارگیری رله های جریان زیاد جهتی (۶۷) و در صورت امکان N ۶۷ الزامی است. نکته قابل توجه این است که در صورت عدم وجود بار

محلی، احتمال رخداد خطا قبل از PCC بسیار کم می شود. در ضمن در این حالت رله ولتاژی نیز به خوبی می تواند رخداد این نوع خطا را تشخیص دهد. بنابراین اگر بار محلی وجود ندارد و به ویژه در حالتی که برای اتصال مولد به شبکه بالادست از فیدر کابلی استفاده شده است (که نرخ خطای ناچیزی دارد) می توان رله ی ۶۷ و N ۶۷ را مورد استفاده قرار نداد.

- استفاده از رله‌ی CBF (که با BF ۵۰ نشان داده می شود) در کلیدهای فشار متوسط و فشار قوی متداول است که به عنوان حفاظت پشتیبان مناسب در شرایطی عمل می‌نماید که رله‌های اصلی، وجود خطا را به درستی تشخیص داده‌اند ولی به‌دلیل وجود مشکل مکانیکی یا مداری در کلید، اتصال کوتاه رفع نمی‌شود.
- استفاده از رله‌ی CBF در محل PCC در صورتی الزامی است که شرایط زیر برقرار باشد:

الف) کلید PCC در سمت فشار متوسط باشد.

ب) ایجاد جزیره‌ی ناخواسته (یعنی پس از تریپ ناگهانی کلید PCC، مولد(ها) بتوانند بار محلی خود را تغذیه نموده و یک ریزشبکه جزیره‌ای تشکیل دهند) در شبکه مجاز باشد.

ج) حداقل برخی از واحدهای حفاظتی PCC، فرمان تریپ را فقط به کلید PCC ارسال نمایند (یعنی کلیدهای GCB را قطع نکنند).

- چنانچه مجموع توان نامی مولدهای متصل به شبکه در محدوده ۱ تا ۷ مگاوات باشد، در این‌صورت مشکلات مولد، ممکن است به شبکه توزیع نیز آسیب وارد نماید. بنابراین:

الف) مسوولیت انتخاب توابع حفاظتی مورد نیاز و همچنین تنظیم آنها در محل مشترک اتصال بر عهده مسئول شبکه می‌باشد.

ب) اگر چند مولد برای تولید توان استفاده شده باشد، مناسب است که علاوه بر رله ی محل مشترک اتصال، رله‌ی مجزایی برای حفاظت هر مولد استفاده شود. این نیازمندی در مورد مولدهای با ظرفیت حدود ۱ مگاوات و بالاتر، الزامی است. در ضمن انتخاب سطح حفاظتی و همچنین تنظیم رله های حفاظت ژنراتور بر عهده مالک مولد است.

در کنار تجهیزات مذکور، تجهیزات حفاظتی زیر نیز به عنوان تجهیزات اضافی پیشنهادی ارائه می‌شود [۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- توالی فاز ولتاژ (۴۷)
- اضافه جریان جهت دار (۶۷)
- خطای کلید قدرت (۵۲)
- رله‌ی قطع اتوماتیک (۹۴)

-رله جریانی زمان معکوس (حفاظت روتور قفل شده) (۵۱LR)

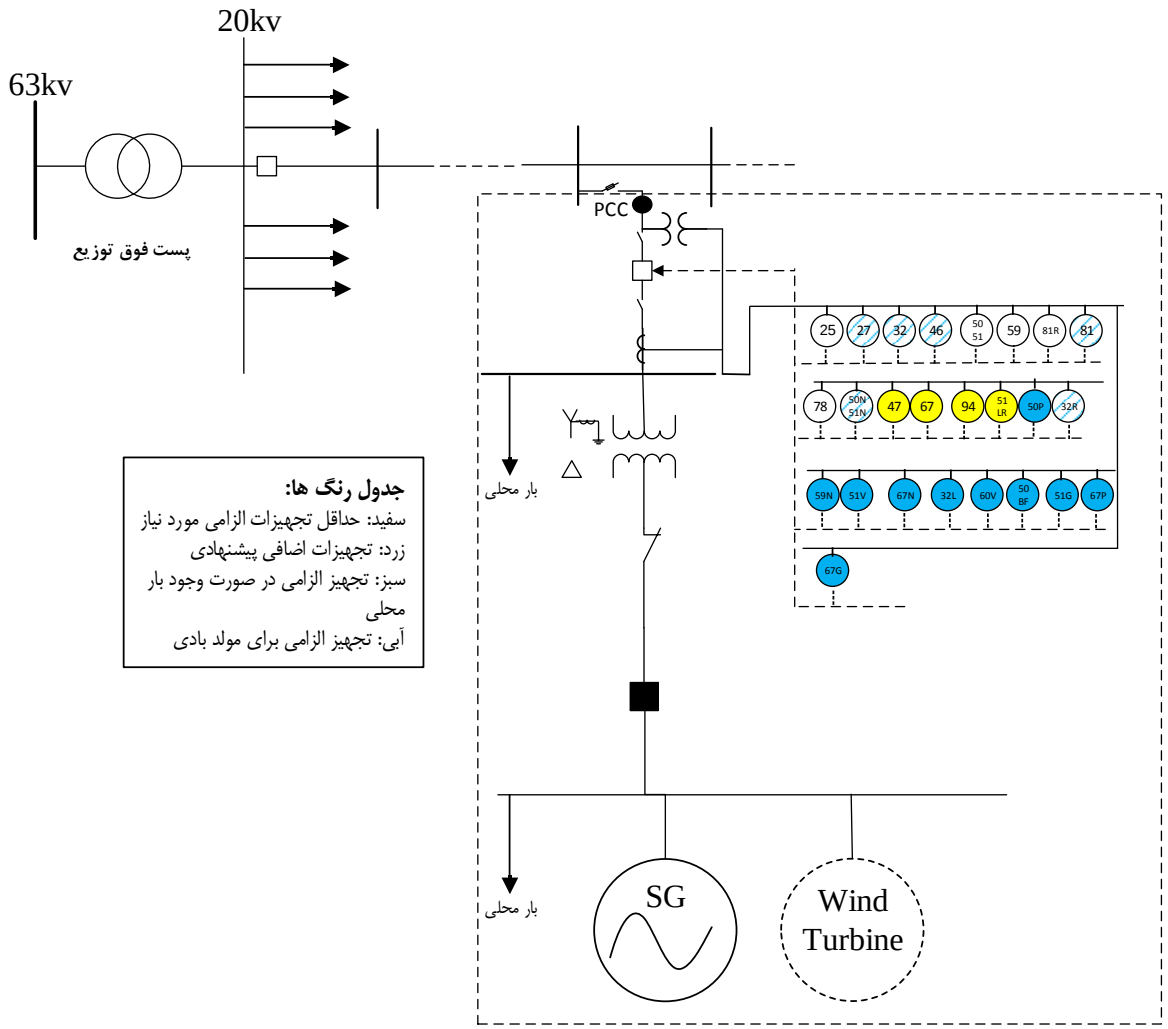
جدول (۲-۴۴) رله های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی و اختیاری این طرح را نشان می دهد.

جدول (۲-۴۴): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز اتصال ۳ از منابع کلاس ۴

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله سنکرون چک (۲۵)	توالی فاز ولتاژ (۴۷)
رله افت ولتاژ (۲۷)	اضافه جریان جهت دار (۶۷)
رله توان معکوس (۳۲)	رله ی قطع اتوماتیک (۹۴)
رله اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)	رله جریانی زمان معکوس (حفاظت روتور قفل شده) (۵۱ LR)
اضافه جریان آنی (۵۰)	
اضافه جریان معکوس زمانی (۵۱)	
افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	
رله نرخ تغییرات فرکانسROCOF (۸۱R)	
افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	
رله جابجایی زاویه فاز (۷۸)	
رله اضافه جریان زمین (۵۱/۵۰N)	

- ظرفیت مولدهایی که در کلاس ۴ قرار می گیرند بین ۱ مگاوات و ۷ مگاوات است، در صورتی که ظرفیت مولد کمتر از یک سوم حداقل بار سالیانه فیدر باشد، هنگامی که فیدر ۲۰ کیلوولت به هر دلیل از سر خط قطع می‌شود، به دلیل افت ولتاژ و فرکانسی که در نقطه اتصال ایجاد می شود، رله های ولتاژی و فرکانسی عمل خواهند کرد و DG از مدار جدا خواهد شد. اما اگر ظرفیت مولد نسبت به حداقل بار سالیانه فیدر قابل ملاحظه باشد باید هم از رله‌های جابجایی فاز و ROCOF جهت جلوگیری از ایجاد جزیره ناخواسته استفاده نمود و هم از سیستم انتقال تریپ استفاده نمود. استفاده از سیستم انتقال تریپ در مقایسه با استفاده از رله های ROCOF و جابجایی فاز قابلیت اطمینان بالاتری دارد. بنابراین، پیشنهاد می شود با توجه به ظرفیت قابل توجه مولدهای کلاس ۴ نسبت به بارفیدر و احتمال ایجاد جزیره در صورت قطع شدن کلید سر فیدر فشار ضعیف، حتماً در کلاس ۴ و طرح ۳ از سیستم انتقال تریپ بین کلیدهای ۴ و کلید متصل کننده DG به شبکه استفاده شود، مخصوصاً اگر در فیدر فشار متوسط مورد نظر ریکلوزر وجود داشته باشد. اگر بار محلی وجود داشته باشد و مقدار دیماند آن یا حداکثر مصرف آن قابل توجه بوده و در حد میزان تولید DG باشد، یا باید از رله‌های جابجایی فاز و ROCOF جهت جداسازی DG از شبکه استفاده نمود و یا از سیستم انتقال تریپ بین کلید B و کلید متصل کننده DG به شبکه استفاده نمود. اما، چنانچه میزان حداکثر مصرف محلی کمتر از یک سوم تولید DG باشد، نیازی به استفاده از توابع حفاظتی مذکور (جابجایی فاز و ROCOF) و یا سیستم انتقال تریپ بین کلید B و کلید متصل کننده DG به شبکه نیست و رله های ولتاژی و فرکانسی DG را از شبکه خارج می‌کنند.

در شکل (۲-۱۶) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد غیر اینورتری کلاس ۴ و طرح اتصال ۳ مشاهده می‌شود.



شکل (۲-۱۶): تجهیزات حفاظتی مولدهای غیر اینورتری طرح ۳-کلاس ۴

بعضی رله ها در دو دسته قرار می‌گیرند برای مثال رله 51V هم به عنوان رله‌ی اضافی پیشنهادی برای مولد سنکرون و هم به عنوان رله‌ی الزامی مولد بادی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

➢ مولد القایی دوسوء تغذیه

درجدول زیر انواع رله های حفاظتی مورد نیاز بر اساس مرجع [۶۴] فهرست شده است. لازم به ذکر است که به دلیل پیچیدگی و گستردگی مولدهای بادی تمامی رله‌های موجود در جدول (۲-۴۵) الزامی نباشند.

جدول (۲-۴۵): حفاظت های مورد استفاده برای مولد بادی

50P	51N	32R	59N
51V	67N	32L	27
46	50G	27	60V
50BF	51G	59	
67P	67G	60V	
50N	32	81	

البته استفاده از تمامی رله‌های نشان داده شده الزامی نمی‌باشد و باید بر حسب نیاز و مقدار توان و مقررات شبکه انتخاب شوند.

این رله‌ها شامل انواع رله‌های جریانی آنی و تاخیری که بر حسب جریان فازی یا محدود شده با جریان عمل می‌کنند. همین‌طور رله‌های ولتاژی، فرکانسی و همین طور رله‌های که با محدوده توان خروجی مولد ارتباط دارند استفاده می‌شود.

۲-۳-۶-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات کلیدزنی مورد نیاز شامل کلید سنکرون کننده، کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه به‌شمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۳-۶-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۴ بین ۱ تا ۷ مگاوات است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه مانیتور شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای (kW)۲۰۰ داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطهٔ اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان

- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز
- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی (kWh(in)) و انرژی خروجی (kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید که قابلیت اندازه گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق میکند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.
- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترانسفورماتور مجزا تغذیه شود، در این‌صورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای اندازه‌گیری میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

جدول (۲-۴۶) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۳) و کلاس (۴) را نشان می‌دهد [۲۴].

جدول (۲-۴۶): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۴) طرح (۳)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
AVR کلید سنکرون‌کننده کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله-متری RTU ها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۳-۷-منابع تولید پراکنده کلاس ۴ و طرح اتصال ۴

شکل (۱-۸۴) اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه از طریق طرح ۴ را نشان می‌دهد. در این بخش، اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۴ یعنی مولدهایی با ظرفیت ۱ تا ۷ مگاوات مدنظر می‌باشد. همان‌طور که در فصل اول راجع به این طرح توضیح داده شد، در این طرح منابع تولید پراکنده از طریق یک خط و یک ترانسفورماتور اختصاصی مستقیما به باس‌بار ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.

۲-۳-۷-۱- تجهیزات حفاظتی

در این راهنما، نکته مهمی که باید مد نظر قرار داد این است که هدف، بررسی حداقل تجهیزات حفاظتی مورد نیاز در سیستم اتصال DG به شبکه است، به عبارت دیگر هدف حفاظت شبکه در برابر تأثیرات ناشی از DG است و طرح‌های حفاظتی که در این راهنما ارائه می شود تضمینی برای حفاظت موتور و ژنراتور تولید پراکنده نیست. مسئولیت حفاظت از DG بر عهده مالک DG است و مالک DG باید برای حفاظت مولدهای خود در برابر اغتشاشات مختلف حفاظت های لازم را پیش‌بینی نماید. به طور کلی، برخی از حداقل تجهیزات مورد نیاز در سیستم اتصال DG به شبکه عبارتند از [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- رله سنکرون چک (۲۵)
- رله افت ولتاژ (۲۷)
- رله توان معکوس (۳۲)
- رله اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)
- رله اضافه جریان لحظه‌ای و آنی (۵۰/۵۱)
- رله اضافه جریان زمین (۵۱ G/۵۰N)

– رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)

–رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)

– رله نرخ تغییرات فرکانس ROCOF (81R)

– رله جابجایی زاویه فاز (۷۸)

در کنار تجهیزات مذکور، استفاده از تجهیزات اضافی پیشنهادی توصیه می‌گردد [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

–رله توالی فاز ولتاژ (۴۷)

– رله بالانس ولتاژ (۶۰)

– رله اضافه جریان جهتدار (۶۷)

–رله قطع اتوماتیک (۹۴)

رله جریانی زمان معکوس (حفاظت روتور قفل شده) (LR ۵۱)

جدول (۲–۴۷) رله های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی مورد نیاز این طرح را نشان می دهد.

جدول (۲-۴۷): حفاظت‌های مورد نیاز اتصال ۴ از منابع کلاس ۴

حداقل تجهیزات مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله سنکرون چک (۲۵)	رله توالی فاز ولتاژ (۴۷)
رله افت ولتاژ (۲۷)	رله بالانس ولتاژ (۶۰)
رله توان معکوس (۳۲)	رله اضافه جریان جهتدار (۶۷)
رله اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)	رله ی قطع اتوماتیک (۹۴)
رله اضافه جریان زمین (۵۰/۵۱N)	رله جریانی زمان معکوس (حفاظت روتور قفل شده) (LR ۵۱)
رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	
رله نرخ تغییرات فرکانسROCOF (۸۱R)	
رله جابجایی زاویه فاز (۷۸)	

- در صورتی‌که مولد پراکنده دارای بار محلی باشد، به عبارت دیگر، مولد پراکنده جهت تأمین تمام یا قسمتی از مصرف بار محلی که مالکیت و مسئولیت حقوقی آن بر عهده مالک DG است، به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار گیرد، چنانچه در قراردادی که بین مالک DG و بهره بردار شبکه منعقد می شود، مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفاً جهت تأمین بار محلی به صورت موازی با شبکه بکار گرفته شود و یا برای تزریق توان به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد که مولد پراکنده بیشتر از آن مقدار اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد، باید از یک رله توان معکوس و یا حداقل توان که با شماره ۳۲ در استانداردهای حفاظتی مشخص می شود، استفاده گردد تا در

صورتی‌که بار محلی به هر دلیلی از شبکه جدا گردید، سقف تزریق توان توسط مولد به شبکه کنترل شود و اجازه تزریق توان به مولد بیش از حد مجاز داده نشود. در صورتی که بار محلی وجود نداشته باشد و تمام توان تولیدی توسط مولد به شبکه تزریق شود نیازی به استفاده از رله توان معکوس جهت حفاظت سیستم اتصال نیست. البته مالک DG ممکن است بمنظور حفاظت مولدهای خود در برابر موتوری شدن از رله توان معکوس استفاده کند تا در صورتی که توان تزریقی از سمت شبکه به سمت مولدها از یک مقدار مشخص بیشتر شد دستور قطع DG از شبکه را صادر نماید که در این راهنما مد نظر نیست و حفاظت ژنراتورها بر عهده مالک DG است.

- ظرفیت مولدهایی که در کلاس ۴ قرار می گیرند بین ۱ مگاوات و ۷ مگاوات است و مولدها از طریق یک خط اختصاصی مستقیماً به سمت ثانویه پست فوق توزیع متصل می شوند، در صورتی‌که به هر دلیلی پست فوق توزیع بی برق شود، چنانچه حداقل بار سالیانه فیدرهای متصل به ثانویه پست فوق توزیع نسبت به ظرفیت مولدهای پراکنده متصل به پست فوق توزیع، قابل ملاحظه باشد (یعنی حداقل بیش از سه برابر ظرفیت مولدهای پراکنده باشد) در این صورت به دلیل افت ولتاژ و فرکانسی که به دلیل بی برق شدن پست فوق توزیع در محل اتصال مولدهای پراکنده به شبکه ایجاد می شود، رله‌های ولتاژی و فرکانسی عمل کرده و باعث جدا شدن مولدها از شبکه خواهند شد. اما چنانچه ظرفیت مولدهای پراکنده نسبت به حداقل بار سالیانه فیدرهای متصل به ثانویه پست فوق توزیع قابل ملاحظه باشد، امکان ایجاد جزیره ناخواسته پس از بی برق شدن پست فوق توزیع وجود دارد، بنابراین باید از رله‌های جابه‌جایی فاز و ROCOF جهت جلوگیری از ایجاد جزیره ناخواسته استفاده نمود. به همین منظور، برای بدست آوردن تنظیمات صحیح برای این رله ها، باید مطالعات لازم با در نظرگرفتن بی برق شدن پست فوق توزیع و حداقل بار سالیانه فیدرهای متصل به پست فوق توزیع انجام گیرد و میزان تغییرات فرکانس در واحد زمان و تغییرات زاویه فاز روتور بررسی گردد. اما اگر قطعی در محل اتصال فیدر خصوصی به ثانویه پست توزیع رخ دهد، در صورتی که بار محلی وجود نداشته باشد، به علت نبود سایر مصرف کنندگان بر روی فیدر مورد نظر و اختصاصی بودن این قسمت از فیدر، به علت افزایش بیش از حد مجاز ولتاژ و فرکانس و عملکرد رله‌های ولتاژی و فرکانسی، DG از شبکه جدا خواهد شد. اما اگر بار محلی وجود داشته باشد و مقدار دیماند آن یا حداکثر مصرف آن قابل توجه بوده و در حد میزان تولید DG باشد، باید از رله های جابجایی فاز و ROCOF و سیستم انتقال تریپ بین کلید و کلید متصل کننده DG به شبکه جهت جداسازی DG از شبکه استفاده نمود. علاوه بر این، در صورتی که در این فیدر از ریکلوزر استفاده شده باشد، حتماً باید از سیستم انتقال تریپ استفاده شود، چون اگر به هر دلیلی کلید قطع شود و DG از مدار خارج نشود امکان اتصال غیر سنکرون مولدهای پراکنده به شبکه وجود دارد که این امر خسارات بسیار زیادی را به همراه خواهد داشت. اما، چنانچه میزان حداکثر مصرف محلی کمتر از یک سوم تولید

DG باشد، نیازی به استفاده از سیستم انتقال تریپ نیست و رله های ولتاژی و فرکانسی DG را از مدار خارج می کنند. البته پیشنهاد می شود به دلیل ظرفیت قابل ملاحظه مولدهای پراکنده کلاس ۴ و هزینه سرمایه گذاری اولیه ای که برای خرید این مولدها توسط مالک انجام می شود، به منظور افزایش قابلیت اطمینان و کاهش آسیب‌های وارده به مولدهای پراکنده از سیستم انتقال تریپ استفاده شود.

- اگر مولد بدون بار محلی باشد، در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام توان تولیدی توسط DG به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می کند. از آنجایی که در طرح ۴ از یک ترانسفورماتور اختصاصی جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه استفاده می شود و نقطه اندازه‌گیری در قسمت بالادست ترانسفورماتور می‌باشد، بنابراین، ولتاژ در نقطه اندازه‌گیری در این حالت ۲۰ کیلوولت می باشد. در نتیجه، کنتور به طور مستقیم نمی‌تواند ولتاژ سه فاز را اندازه‌گیری نماید.
- در این محدوده‌ی توان، معمولا مولدها به یکی از فیدرهای خروجی فشار متوسط متصل می شوند. خروج نابجای مولد در اثر وقوع خطا در یکی از فیدرهای خروجی دیگر پست فوق توزیع، ممکن است منجر به اعمال خاموشی های بیشتر در شبکه شود. برای تمایز خطای بیرون از PCC و خطا در محدوده بار محلی می توان از رله جریان زیاد جهتی بهره برد تا خطای قبل از PCC را در حداقل زمان و با ارسال فرمان تریپ به PCC و GCB رفع نموده و خطای بعد از PCC را با تاخیر بیشتری (با در نظر گرفتن محدودیت CCT) و با ارسال فرمان به PCC قطع کرد. برای این منظور بکارگیری رله های جریان زیاد جهتی (۶۷) و در صورت امکان ۶۷N الزامی است. نکته قابل توجه این است که در صورت عدم وجود بار محلی، احتمال رخداد خطا قبل از PCC بسیار کم می شود. در ضمن در این حالت رله ولتاژی نیز به خوبی می‌تواند رخداد این نوع خطا را تشخیص دهد. بنابراین اگر بار محلی وجود ندارد و به ویژه در حالتی که برای اتصال مولد به شبکه بالادست از فیدر کابلی استفاده شده است (که نرخ خطای ناچیزی دارد) می‌توان رله‌ی ۶۷ و ۶۷N را مورد استفاده قرار نداد.
- استفاده از رله ی CBF (که با ۵۰BF نشان داده می شود) در کلیدهای فشار متوسط و فشار قوی متداول است که به عنوان حفاظت پشتیبان مناسب در شرایطی عمل می نماید که رله های اصلی، وجود خطا را به درستی تشخیص داده اند ولی به‌دلیل وجود مشکل مکانیکی یا مداری در کلید، اتصال کوتاه رفع نمی‌شود.
- استفاده از رله‌ی CBF در محل PCC در صورتی الزامی است که شرایط زیر برقرار باشد:

الف) کلید PCC در سمت فشار متوسط باشد.

ب) ایجاد جزیره ی ناخواسته (یعنی پس از تریپ ناگهانی کلید PCC، مولد(ها) بتوانند بار محلی خود را تغذیه نموده و یک ریزشبکه جزیره‌ای تشکیل دهند) در شبکه مجاز باشد.

ج) حداقل برخی از واحدهای حفاظتی PCC، فرمان تریپ را فقط به کلید PCC ارسال نمایند (یعنی کلیدهای GCB را قطع نکنند).

- چنانچه مجموع توان نامی مولدهای متصل به شبکه در محدوده ۱ تا ۷ مگاوات باشد، در این‌صورت مشکلات مولد، ممکن است به شبکه توزیع نیز آسیب وارد نماید. بنابراین:

الف) مسوولیت انتخاب توابع حفاظتی مورد نیاز و همچنین تنظیم آنها در محل مشترک اتصال بر عهده مسئول شبکه می باشد.

ب) اگر چند مولد برای تولید توان استفاده شده باشد، مناسب است که علاوه بر رله‌ی محل مشترک اتصال، رله‌ی مجزایی برای حفاظت هر مولد استفاده شود. این نیازمندی در مورد مولدهای با ظرفیت حدود ۱ مگاوات و بالاتر، الزامی است. در ضمن انتخاب سطح حفاظتی و همچنین تنظیم رله های حفاظت ژنراتور بر عهده مالک مولد است.

در شکل (۲-۱۷) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد غیر اینورتری کلاس ۴ و طرح اتصال ۴ مشاهده می‌شود. بعضی رله‌ها در دو دسته قرار می‌گیرند برای مثال رله ۵۱V به عنوان رله اضافی پیشنهادی برای مولد سنکرون و هم به عنوان رله الزامی مولد بادی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

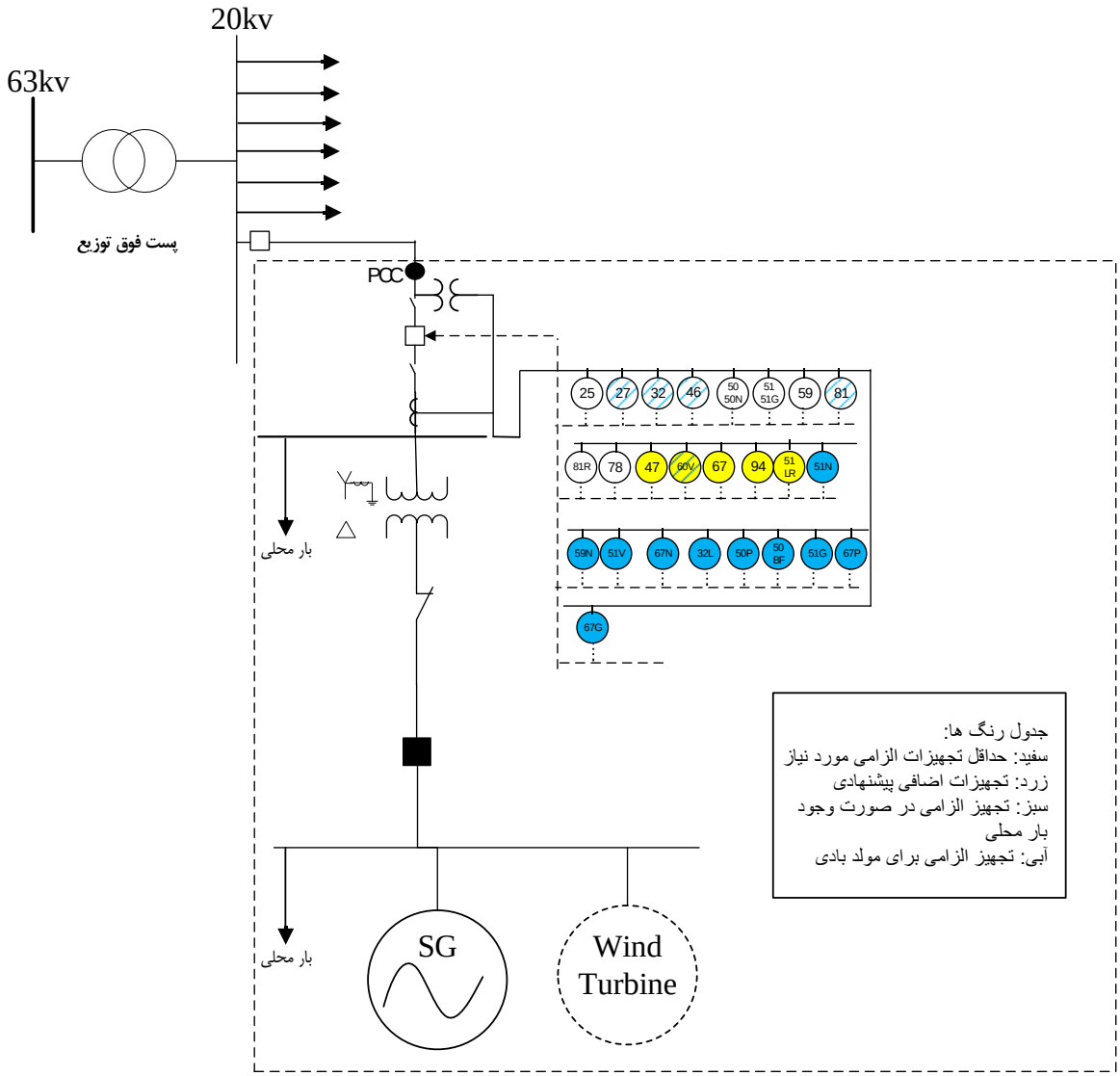
➢ مولد القایی دوسوء تغذیه

درجدول زیر انواع رله های حفاظتی مورد نیاز بر اساس مرجع [۶۴] فهرست شده است. لازم به ذکر است که به دلیل پیچیدگی و گستردگی مولدهای بادی تمامی رله های موجود در جدول (۲-۴۸) الزامی نباشند.

جدول (۲-۴۸): حفاظت های مورد استفاده برای مولد بادی

50P	51N	32R	59N
51V	67N	32L	27
46	50G	27	60V
50BF	51G	59	
67P	67G	60V	
50N	32	81	

البته استفاده از تمامی رله های نشان داده شده الزامی نمی‌باشد و باید بر حسب نیاز و مقدار توان و مقررات شبکه انتخاب شوند.



شکل (۲-۱۷): تجهیزات حفاظتی مولدهای غیر اینورتری طرح ۴-کلاس ۴

این رله ها شامل انواع رله های جریانی آنی و تاخیری که بر حسب جریان فازی یا محدود شده با جریان عمل می‌کنند. همین‌طور رله‌های ولتاژی، فرکانسی و همین‌طور رله‌های که با محدوده توان خروجی مولد ارتباط دارند استفاده می‌شود.

۲-۳-۷-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات کلیدزنی مورد نیاز شامل کلید سنکرون کننده، کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه بشمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۳-۷-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۴ بین ۱ تا ۷ مگاوات است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه مانیتور شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای (kW)۲۰۰ داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطه ی اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان
- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز
- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهره‌بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال

استفاده نماید که قابلیت اندازه‌گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق می‌کند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.

- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترانسفورماتور مجزا تغذیه شود، در این‌صورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای اندازه گیری میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

از آنجایی که در طرح ۴ از یک ترانسفورماتور اختصاصی جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه استفاده می‌شود و نقطه اندازه‌گیری در قسمت بالادست ترانسفورماتور می‌باشد، بنابراین، ولتاژ در نقطه اندازه‌گیری در این حالت ۲۰kV می‌باشد. در نتیجه، کنتور به طور مستقیم نمی‌تواند ولتاژ سه فاز را اندازه‌گیری نماید.

جدول (۲-۴۹) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۴) و کلاس (۴) را نشان می‌دهد [۲۴].

جدول (۲-۴۹): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۴) طرح (۴)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
AVR کلید سنکرون‌کننده کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری RTU ها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ انتقال تریپ	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۳-۸-منابع تولید پراکنده کلاس ۵ و طرح اتصال ۴

شکل (۱-۸۴) اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه را از طریق طرح ۴ نشان می‌دهد. در این بخش، اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۵، یعنی مولدهایی با ظرفیت ۷ تا ۲۵ مگاوات از طریق طرح ۴ مدنظر می‌باشد.

در این طرح، منابع تولید پراکنده از طریق دو یا چند خط موازی و ترانسفورماتور اختصاصی مستقیماً به باس‌بار ۲۰ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.

۲-۳-۸-۱- تجهیزات حفاظتی

نکته مهمی که در این راهنما باید مد نظر قرار داد این است که هدف بررسی حداقل تجهیزات حفاظتی مورد نیاز در سیستم اتصال DG به شبکه است، به عبارت دیگر هدف حفاظت شبکه در برابر تأثیرات ناشی از DG است و طرح‌های حفاظتی که در این راهنما ارائه می شود، تضمینی برای حفاظت موتور و ژنراتور تولید پراکنده نیست. مسئولیت حفاظت از DG بر عهده مالک DG است و مالک DG باید برای حفاظت مولدهای خود در برابر اغتشاشات مختلف حفاظت های لازم را پیش‌بینی نماید. در صورتی‌که مولد پراکنده دارای بار محلی باشد، به عبارت دیگر، مولد پراکنده جهت تأمین تمام یا قسمتی از مصرف بار محلی که مالکیت و مسئولیت حقوقی آن بر عهده مالک DG است، به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار گیرد، چنانچه در قراردادی که بین مالک DG و بهره بردار شبکه منعقد می‌شود، مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفاً جهت تأمین بار محلی به صورت موازی با شبکه بکار گرفته شود و یا برای تزریق توان به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد که مولد پراکنده بیشتر از آن مقدار اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد، باید از یک رله‌ی توان معکوس و یا حداقل توان که با شماره ۳۲ در استانداردهای حفاظتی مشخص می شود، استفاده گردد تا در صورتی‌که بار محلی به هر دلیلی از شبکه جدا گردید، سقف تزریق توان توسط مولد به شبکه کنترل شود و اجازه تزریق توان به مولد بیش از حد مجاز داده نشود. در صورتی که بار محلی وجود نداشته باشد و تمام توان تولیدی توسط مولد به شبکه تزریق شود نیازی به استفاده از رله توان معکوس جهت حفاظت سیستم اتصال نیست. (البته مالک DG ممکن است به‌منظور حفاظت مولدهای خود در برابر موتوری شدن از رله توان معکوس استفاده کند تا در صورتی که توان تزریقی از سمت شبکه به سمت مولدها از یک مقدار مشخص بیشتر شد دستور قطع DG از شبکه را صادر نماید که در این راهنما مد نظر نیست و حفاظت ژنراتورها بر عهده مالک DG است.)

برخی از حداقل تجهیزات مورد نیاز حفاظتی در سیستم اتصال DG به شبکه عبارتند از [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- رله سنکرون چک (۲۵)
- رله افت ولتاژ (۲۷)
- رله توان معکوس (۳۲)
- رله اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)
- رله اضافه جریان تاخیری و آنی (۵۰/۵۱)
- رله اضافه جریان زمین (۵۱G/۵۰N)
- رله اضافه ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
- رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)

– رله اندازه‌گیری نرخ تغییرات فرکانس ROCOF (۸۱R)

–رله جابجایی زاویه فاز (۷۸)

–رله توالی فاز ولتاژ (۴۷)

–خطای کلید قدرت (۵۰BF)

در کنار تجهیزات مذکور، تجهیزات و توابع حفاظتی زیر نیز به عنوان تجهیزات اضافی پیشنهادی مطرح می شود [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

– رله اضافه جریان جهتدار (۶۷)

– رله بالانس ولتاژ (۶۰)

–رله‌ی قطع اتوماتیک (۹۴)

– رله جریانی زمان معکوس زمین (۵۱ LR)

– رله دیستانس (۲۱)

جدول (۲–۵۰) رله‌های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی مورد نیاز این طرح را نشان می دهد.

جدول (۲-۵۰): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز اتصال ۴ از منابع کلاس ۵

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله سنکرون چک (۲۵)	بالانس ولتاژ (۶۰)
رله افت ولتاژ (۲۷)	رله اضافه جریان جهتدار (۶۷)
رله توان معکوس (۳۲)	رله ی قطع اتوماتیک (۹۴)
رله اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)	رله ی دیستانس (۲۱)
رله اضافه جریان زمین (۵۱G/۵۰N)	رله جریانی زمان معکوس زمین (۵۱ LR)
رله اضافه جریان آنی و معکوس زمانی (۵۰/۵۱)	
رله افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	
رله اندازه گیری نرخ تغییرات فرکانس (۸۱ R) ROCOF	
رله جابجایی زاویه فاز (۷۸)	
رله توالی فاز ولتاژ (۴۷)	
خطای کلید قدرت (۵۰ BF)	

ظرفیت مولدهایی که در کلاس ۵ قرار می‌گیرند بین ۷ مگاوات تا ۲۵ مگاوات است و مولدها از طریق دو یا چند فیدر اختصاصی مستقیماً به سمت ثانویه پست فوق توزیع متصل می‌شوند. در صورتی‌که به هر دلیلی پست فوق توزیع بی‌برق شود، چنانچه حداقل بار سالیانه فیدرهای متصل به ثانویه پست فوق توزیع نسبت به ظرفیت مولدهای پراکنده متصل به پست فوق توزیع، قابل ملاحظه باشد (یعنی حداقل بیش از سه برابر ظرفیت مولدهای پراکنده باشد) در این صورت به دلیل افت ولتاژ و فرکانسی که به دلیل بی برق شدن پست فوق توزیع در محل اتصال مولدهای پراکنده به

شبکه ایجاد می‌شود، رله‌های ولتاژی و فرکانسی عمل کرده و باعث جدا شدن مولدها از شبکه خواهند شد. اما چنانچه ظرفیت مولدهای پراکنده نسبت به حداقل بار سالیانه فیدر قابل ملاحظه باشد، امکان ایجاد جزیره ناخواسته پس از بی‌برق شدن پست فوق توزیع وجود دارد، بنابراین باید از رله‌های جابجایی فاز و ROCOF جهت جلوگیری از ایجاد جزیره ناخواسته استفاده نمود. به همین منظور، برای بدست آوردن تنظیمات صحیح برای این رله ها، باید مطالعات لازم با در نظر گرفتن بی برق شدن پست فوق توزیع و حداقل بار سالیانه فیدرهای متصل به پست فوق توزیع انجام گیرد و میزان تغییرات فرکانس در واحد زمان و تغییرات زاویه فاز روتور در اثر بی‌برق شدن پست فوق توزیع بررسی گردد. اما اگر به هر دلیلی کلید در محل اتصال فیدر خصوصی به ثانویه پست توزیع قطع شود، در صورتی که بار محلی وجود نداشته باشد، به علت نبود سایر مصرف کنندگان بر روی فیدر مورد نظر و اختصاصی بودن این قسمت از فیدر، به علت افزایش بیش از حد مجاز ولتاژ و فرکانس و عملکرد رله های ولتاژی و فرکانسی، DG نیز از شبکه جدا خواهد شد. اما اگر بار محلی وجود داشته باشد و مقدار دیماند آن یا حداکثر مصرف آن قابل توجه بوده و در حد میزان تولید DG باشد، باید از رله‌های جابجایی فاز و ROCOF و سیستم انتقال تریپ بین کلید و کلید متصل کننده DG به شبکه جهت جداسازی DG از شبکه استفاده نمود.

باید توجه داشت که برخی از توابع حفاظتی و طرح‌های حفاظتی بکار رفته در سیستم اتصال با توجه به نوع سیم بندی ترانسفورماتور تغییر می‌کنند.

در مولدهای بدون بار محلی چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی شود و تمام توان تولیدی توسط DG به شبکه تزریق می شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند. نحوه اتصال لوازم اندازه گیری در مورد مولدهای پراکنده کلاس ۵ که از طریق طرح ۴ به شبکه متصل می‌شوند، همانند مولدهای کلاس ۴ که از طریق این طرح به شبکه متصل می شوند می باشد.

- رله‌های ولتاژی و فرکانسی، رله‌های جریان زیاد و خطای زمین، رله های ROCOF و شیفت بردار ولتاژ، رله‌ی سنکرونایزینگ اتوماتیک برای هر مولد و رله‌ی سنکرون‌چک در محل PCC و در نهایت رله‌ی CBF برای کلید PCC (در صورت برقراری شرایط بحث شده در حالت قبل) الزامی هستند.
- به دلیل اتصال مولد به باس بار فشار متوسط پست فوق توزیع، احتمال جابجایی توالی فاز در شبکه بالادست بسیار کم است. بنابراین به‌کارگیری رله عدم تعادل ولتاژ (۴۷) اجباری نمی باشد.
- به دلیل اتصال مولد به باس بار فشار متوسط پست فوق توزیع، احتمال قطع شدن یک فاز در شبکه بالادست بسیار کم است. بنابراین به‌کارگیری رله‌ی تشخیص عدم تعادل جریان (۴۶) در محل PCC الزامی نیست. لازم به ذکر است که در مولدهای سنکرون بزرگ مناسب است که از رله‌ی ۴۶ برای حفاظت روتور در برابر اضافه دمای بالا استفاده شود (به عنوان یکی از رله های حفاظت مولد تلقی

می‌شود). در صورتی که تمام مولدها از نوع ژنراتور سنکرون بوده و مشخصات و نقطه کار یکسانی داشته باشند، می توان بجای نصب رله ی ۴۶ در تمام مولدها، از یک رله‌ی ۴۶ در محل PCC استفاده نمود.

- رله اضافه جریان جهتی (۶۷) برای تمایز خطای قبل و بعد از PCC به کار می رود. استفاده از این رله در دو حالت توصیه می شود:

الف) تشخیص سریع خطا قبل از PCC اهمیت زیادی داشته باشد که این نیازمندی در محدوده‌ی توان بین ۷ تا ۲۵ مگاوات، بیشتر خود را نشان می‌دهد. زیرا خطای قبل از PCC (از نوع دوفاز و به ویژه سه فاز)، خطر ناپایداری گذرا را به همراه دارد. لذا می توان از رله‌ی جریان زیاد جهت دار در این حالت استفاده نمود و در صورت بروز خطای دو فاز یا سه فاز قبل از PCC، به سرعت کلید PCC و کلیه‌ی GCB ها را باز کرد.

ب) رله‌ی جریان زیاد PCC بایستی با اولین رله‌ی جریان زیاد بعد از PCC هماهنگ شود و نیز با اولین رله‌ی جریان زیاد موجود در شبکه‌ی مربوط به بار محلی هماهنگ شود. در صورتی که تنظیم جریان حد عملکرد با تنظیم زمانی رله ی جریان زیاد PCC در دو حالت فوق خیلی متفاوت باشد، می توان از یک رله‌ی جهتی استفاده نمود. جهت این رله به سمتی در نظر گرفته می شود که زمان عملکرد کمتری دارد.

- به دلیل بالا بودن مجموع توان مولدها، بایستی تا حد امکان این مولدها را بصورت متصل به شبکه توزیع نگه داشت. به عبارت دیگر حتی در حضور اتصال کوتاه در شبکه، نیاز است که تا مدت مشخصی، قابلیت Fault ride through برای مولدها در نظر گرفته شود. از طرف دیگر جریان خروجی مولد، با توجه به نوع ژنراتور و سیستم کنترلی مربوطه، به تدریج کاهش یابد. در چنین شرایطی، مدتی پس از بروز خطا، هم ولتاژ شبکه افت نموده است و هم جریان عبوری از مولد کاهش می یابد. بنابراین برای تشخیص خطا بر اساس رله‌های جریانی، باید از رله‌ی اضافه جریان محدود شده با ولتاژ (۵۱ V) استفاده شود.
- به دلیل بالا بودن مجموع توان مولدها، وقوع ناپایداری گذرا در مولدهای سنکرون می تواند تاثیر بسیار زیادی بر کیفیت توان شبکه گذاشته و حتی منجر به عملکرد نابه‌جای رله‌های جریان زیاد موجود در شبکه شود. ضمن اینکه، آسیب شدیدی به مولدها می رساند. برای حل این مشکلات دو راه وجود دارد:

الف) استفاده از منطق های حفاظتی ساده و مناسب بر اساس رله های مورد استفاده در محل PCC که در صورت برقراری شرایط لازم برای ناپایداری گذرا، سریعا مولدها را از مدار خارج نمایند. مثلا می توان از روش های زیر استفاده نمود:

- منطق ۳ از ۳ برای رله های جریان زیاد با تنظیم جریان حد عملکرد مناسب
- منطق ۳ از ۳ برای رله های UV فاز به زمین یا ۲ از ۲ برای رله های فاز به فاز

ب) برای اطمینان بیشتر و به ویژه به عنوان رله پشتیبان منطق حفاظتی پیشنهادی فوق الذکر، می توان از رله‌ی خروج از هماهنگی (Out of step) نیز در محل PCC استفاده نمود.

در شکل (۲–۱۸) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد غیر اینورتری کلاس ۵ و طرح اتصال ۴ مشاهده می‌شود.

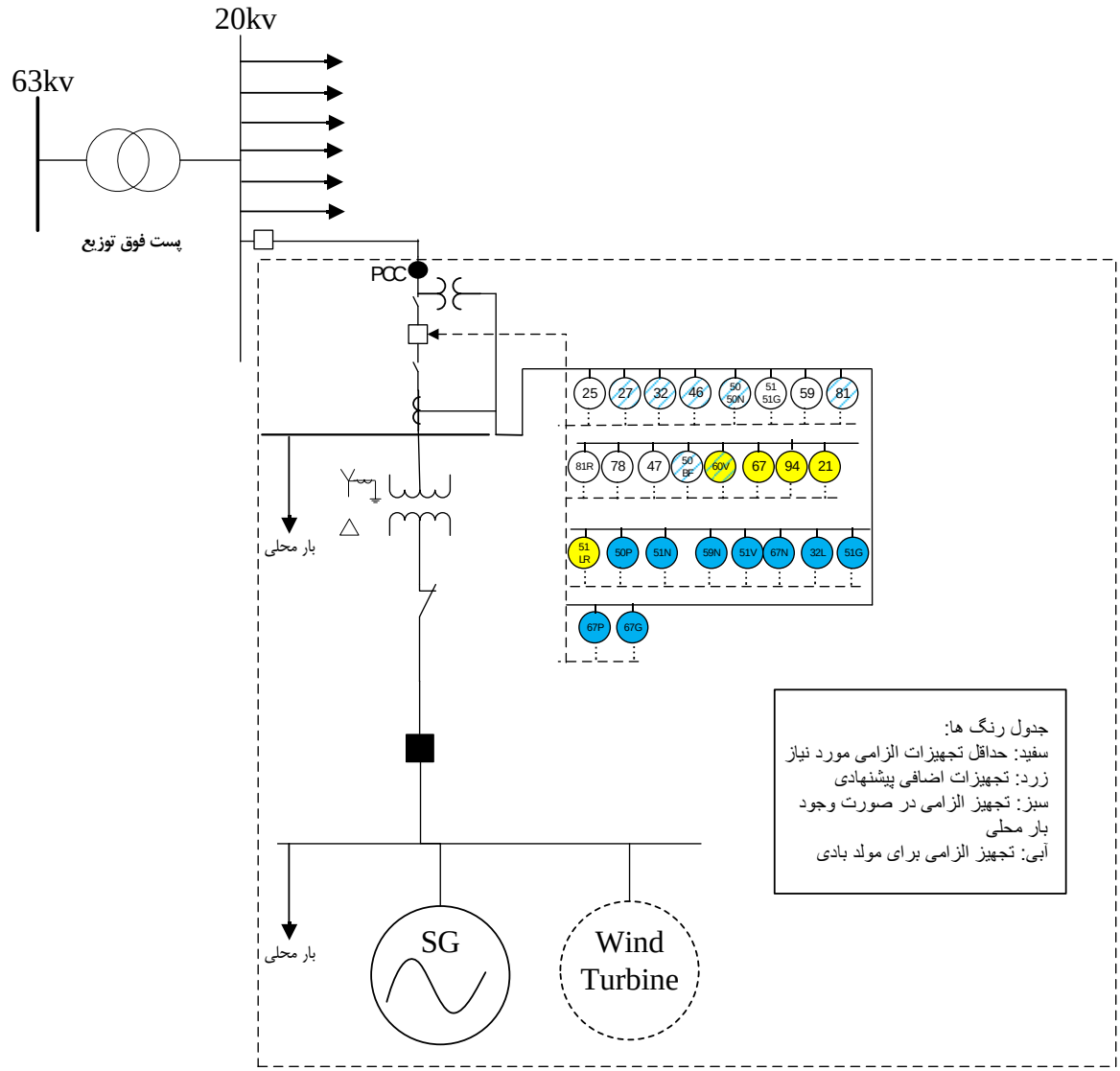
- **مولد القایی دوسوء تغذیه**

درجدول (۲–۵۱) انواع رله های حفاظتی مورد نیاز بر اساس مرجع [۶۴] فهرست شده است. لازم به ذکر است که به دلیل پیچیدگی و گستردگی مولدهای بادی تمامی رله‌های موجود در جدول (۲–۵۱) الزامی نیست.

جدول (۲-۵۱): حفاظت های مورد استفاده برای مولد بادی

50P	51N	32R	59N
51V	67N	32L	27
46	50G	27	60V
50BF	51G	59	
67P	67G	60V	
50N	32	81	

البته استفاده از تمامی رله های نشان داده شده الزامی نمی‌باشد و باید بر حسب نیاز و مقدار توان و مقررات شبکه انتخاب شوند.



شکل (۲-۱۸): تجهیزات حفاظتی مولدهای غیر اینورتری طرح ۴-کلاس ۵

این رله‌ها شامل انواع رله های جریانی آنی و تاخیری که بر حسب جریان فازی یا محدود شده با جریان عمل می‌کنند. همین‌طور رله‌های ولتاژی، فرکانسی و همین طور رله‌های که با محدوده توان خروجی مولد ارتباط دارند استفاده می‌شود.

۲-۳-۸-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات کلیدزنی مورد نیاز شامل کلید سنکرون کننده، کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه به‌شمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت

انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۳-۸-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۵ بین ۷ تا ۲۵ مگاوات است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه مانیتور شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای (kW)۲۰۰ داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطه ی اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان
- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز
- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف: مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهره بردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید که قابلیت اندازه‌گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق می کند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.

- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترانسفورماتور مجزا تغذیه شود، در اینصورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای اندازه گیری میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

نحوه اتصال لوازم اندازه‌گیری در مورد مولدهای پراکنده کلاس ۵ که از طریق طرح ۴ به شبکه متصل می‌شوند، همانند مولدهای کلاس ۴ که از طریق این طرح به شبکه متصل می‌شوند.

جدول (۲-۵۲) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۴) و کلاس (۵) را نشان می‌دهد [۲۴].

جدول (۲-۵۲): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۵) طرح (۴)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
AVR کلید سنکرون‌کننده کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری RTU ها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ انتقال تریپ	کنتور ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۳-۹-منابع تولید پراکنده کلاس ۵ و طرح اتصال ۵

شکل (۱-۹۹) اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه را بر اساس طرح ۵ نشان می‌دهد. همان‌طور که در فصل اول به تفصیل توضیح داده شد، در این طرح، منابع تولید پراکنده از طریق فیدر اختصاصی و هم‌چنین ترانسفورماتور اختصاصی به باس‌بار ۶۳ کیلوولت پست فوق توزیع متصل می‌شوند.

۲-۳-۹-۱- حداقل تجهیز حفاظتی

نکته مهمی که در این راهنما باید مد نظر قرار داد این است که هدف بررسی حداقل تجهیزات حفاظتی مورد نیاز در سیستم اتصال DG به شبکه است، به عبارت دیگر هدف این راهنما، حفاظت شبکه در برابر تاثیرات ناشی از DG است و طرح های حفاظتی که در این راهنما ارائه می شود تضمینی برای حفاظت موتور و ژنراتور تولید پراکنده نیست.

مسئولیت حفاظت از DG بر عهده مالک DG است و مالک DG باید برای حفاظت مولدهای خود در برابر اغتشاشات مختلف حفاظتهای لازم را پیش‌بینی نماید. در صورتی‌که مولد پراکنده دارای بار محلی باشد، به عبارت دیگر، مولد پراکنده جهت تأمین تمام یا قسمتی از مصرف بار محلی که مالکیت و مسئولیت حقوقی آن بر عهده مالک DG است، به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار گیرد، چنانچه در قراردادی که بین مالک DG و بهره بردار شبکه منعقد می شود، مولد پراکنده اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد و صرفاً جهت تأمین بار محلی به صورت موازی با شبکه بکار گرفته شود و یا برای تزریق توان به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده باشد که مولد پراکنده بیشتر از آن مقدار اجازه تزریق توان به شبکه را نداشته باشد، باید از یک رله توان معکوس و یا حداقل توان که با شماره ۳۲ در استانداردهای حفاظتی مشخص می شود، استفاده گردد تا در صورتیکه بار محلی به هر دلیلی از شبکه جدا گردید، سقف تزریق توان توسط مولد به شبکه کنترل شود و اجازه تزریق توان به مولد بیش از حد مجاز داده نشود. در صورتی که بار محلی وجود نداشته باشد و تمام توان تولیدی توسط مولد به شبکه تزریق شود نیازی به استفاده از رله توان معکوس جهت حفاظت سیستم اتصال نیست. (البته مالکDG ممکن است بمنظور حفاظت مولدهای خود در برابر موتوری شدن از رله‌ی توان معکوس استفاده کند تا در صورتی که توان تزریقی از سمت شبکه به سمت مولدها از یک مقدار مشخص بیشتر شد دستور قطع DG از شبکه را صادر نماید که در این راهنما مد نظر نیست و حفاظت ژنراتورها بر عهده مالک DG است.) برخی از حداقل تجهیزات مورد نیاز حفاظتی در سیستم اتصال DG به شبکه عبارتند از [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

- رله سنکرون چک (۲۵)
- رله افت ولتاژ (۲۷)
- رله توان معکوس (۳۲)
- رله اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)
- رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰/۵۱)
- رله اضافه جریان زمین (۵۰ G /۵۱N)
- رله افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)
- رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)
- رله نرخ تغییرات فرکانس ROCOF (۸۱ R)
- رله جابجایی زاویه فاز (۷۸)
- رله توالی فاز ولتاژ (۴۷)
- رله اضافه جریان جهتدار (۶۷)

– رله اضافه جریان جهتدار زمین (N ۶۷)

–رله خطای بریکر (BF۵۰)

در کنار تجهیزات فوق، توابع و تجهیزات حفاظتی زیر نیز به عنوان تجهیزات اضافی پیشنهادی توصیه می‌شوند [۲۴،۵۹،۶۰،۶۱،۶۲]:

–رله تعادل ولتاژ (۶۰)

–رله‌ی قطع اتوماتیک (۹۴)

–رله‌ی دیستانس (۲۱)

– رله جریانی زمان معکوس (حفاظت روتور قفل شده) (LR ۵۱)

جدول (۲–۵۳) رله های الزامی مورد نیاز و پیشنهادی مورد نیاز این طرح را نشان می دهد.

جدول (۲-۵۳): حداقل حفاظت‌های مورد نیاز اتصال ۵ از منابع کلاس ۵

حداقل تجهیزات الزامی مورد نیاز	تجهیزات اضافی پیشنهادی
رله سنکرون چک (۲۵)	بالانس ولتاژ (۶۰)
رله افت ولتاژ (۲۷)	رله ی قطع اتوماتیک (۹۴)
رله توان معکوس (۳۲)	رله ی دیستانس (۲۱)
رله اضافه جریان توالی فاز منفی (۴۶)	رله جریانی زمان معکوس (حفاظت روتور قفل شده) (LR ۵۱)
رله اضافه جریان آنی و تاخیری (۵۰/۵۱)	
رله اضافه جریان زمین (N۵۰/۵۱)	
رله افزایش ولتاژ آنی و تاخیری (۵۹)	
رله افزایش و کاهش فرکانس (۸۱)	
رله اندازه گیری نرخ تغییرات فرکانس ROCOF (۸۱R)	
رله جابجایی زاویه فاز (۷۸)	
رله توالی فاز ولتاژ (۴۷)	
خطای کلید قدرت (BF ۵۰)	
اضافه جریان جهتدار (۶۷)	
اضافه جریان جهتدار زمین (N ۶۷)	

ظرفیت مولدهایی که در کلاس ۵ قرار می‌گیرند بین ۷ مگاوات تا ۲۵ مگاوات است. در طرح ۵ مولدها از طریق فیدر و ترانسفورماتور اختصاصی به اولیه پست فوق توزیع متصل می‌شوند. در برخی از موارد در طرح ۵ مولدها در داخل پست فوق توزیع نصب می‌شوند و بیشتر به‌منظور تولید و تزریق توان به شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرند و دارای بار محلی نیستند.

در صورتی‌که مولدها دارای بار محلی نباشند و هدف تنها تولید و تزریق توان به شبکه است. در چنین مواردی در صورتی‌که به هر دلیلی کلید سر فیدر قطع شود، به دلیل اینکه هیچ مصرف کننده دیگری بر روی فیدر قرار ندارد، به‌محض قطع کلید ، ولتاژ و فرکانس در نقطه اتصال DG به شبکه از حدود مجاز فراتر خواهد رفت که تحریک رله‌های حفاظتی ولتاژی و فرکانسی را در پی خواهد شد که منجر به قطع مولدهای پراکنده از شبکه خواهد شد. اما اگر بار محلی وجود داشته باشد و مقدار دیماند آن یا حداکثر مصرف آن قابل توجه و در حد میزان تولید DG باشد، باید از رله های جابجایی فاز و ROCOF و سیستم انتقال تریپ بین کلید و کلید متصل کننده DG به شبکه جهت جداسازی DG از شبکه در صورت قطع کلید سرفیدر استفاده نمود. اما، چنانچه میزان حداکثر مصرف بار محلی کمتر از یک سوم تولید DG باشد، نیازی به استفاده از سیستم انتقال تریپ نیست و رله‌های ولتاژی و فرکانسی DG را از مدار خارج می‌کنند. همچنین حتماً باید از سیستم انتقال تریپ استفاده شود، چون اگر به هر دلیلی کلید به قطع شود و DG از مدار خارج نشود امکان اتصال غیر سنکرون مولدهای پراکنده به شبکه وجود دارد که این امر خسارات بسیار زیادی را به همراه خواهد داشت.

نکته قابل توجه دیگری که در هنگام طراحی سیستم حفاظتی در طرح ۵ باید به دقت مورد توجه قرار گیرد، نوع اتصال ترانسفورماتور متصل کننده DG به شبکه است. باید توجه داشت که برخی از توابع حفاظتی و طرح های حفاظتی بکار رفته در سیستم اتصال با توجه به نوع سیم‌بندی ترانسفورماتور تغییر می‌کنند.

در صورتی که ظرفیت ژنراتورهای سنکرون، از ۷ مگاوات تا ۲۵ مگاوات باشد، نیازمندی‌های سیستم حفاظتی بصورت زیر است:

- رله های ولتاژی و فرکانسی، رله های جریان زیاد و خطای زمین، رله های ROCOF و شیفت بردار ولتاژ، رله ی سنکرونایزینگ اتوماتیک برای هر مولد و رله ی سنکرون‌چک در محل PCC و در نهایت رله ی CBF برای کلید PCC (در صورت برقراری شرایط بحث شده در حالت قبل) الزامی هستند.
- به دلیل اتصال مولد به باس بار فشار متوسط پست فوق توزیع، احتمال جابجایی توالی فاز در شبکه بالادست بسیار کم است. بنابراین به‌کارگیری رله عدم تعادل ولتاژ (۴۷) اجباری نمی باشد.
- به دلیل اتصال مولد به باس بار فشار متوسط پست فوق توزیع، احتمال قطع شدن یک فاز در شبکه بالادست بسیار کم است. بنابراین به‌کارگیری رله ی تشخیص عدم تعادل جریان (۴۶) در محل PCC الزامی نیست. لازم به ذکر است که در مولدهای سنکرون بزرگ مناسب است که از رله‌ی ۴۶ برای حفاظت روتور در برابر اضافه دمای بالا استفاده شود (به عنوان یکی از رله های حفاظت مولد تلقی می شود). در صورتی که تمام مولدها از نوع ژنراتور سنکرون بوده و مشخصات و نقطه کار یکسانی داشته باشند، می توان بجای نصب رله ی ۴۶ در تمام مولدها، از یک رله ی ۴۶ در محل PCC استفاده نمود.

- رله اضافه جریان جهتی (۶۷) برای تمایز خطای قبل و بعد از PCC به کار می‌رود. استفاده از این رله در دو حالت توصیه می شود:

الف) تشخیص سریع خطا قبل از PCC اهمیت زیادی داشته باشد که این نیازمندی در محدوده‌ی توان بین ۷ تا ۲۵ مگاوات، بیشتر خود را نشان می دهد. زیرا خطای قبل از PCC (از نوع دوفاز و به ویژه سه فاز)، خطر ناپایداری گذرا را به همراه دارد. لذا می توان از رله‌ی جریان زیاد جهت دار در این حالت استفاده نمود و در صورت بروز خطای دو فاز یا سه فاز قبل از PCC، به سرعت کلید PCC و کلیه‌ی GCB ها را باز کرد.

ب) رله‌ی جریان زیاد PCC بایستی با اولین رله ی جریان زیاد بعد از PCC هماهنگ شود و نیز با اولین رله‌ی جریان زیاد موجود در شبکه‌ی مربوط به بار محلی هماهنگ شود. در صورتی که تنظیم جریان حد عملکرد با تنظیم زمانی رله‌ی جریان زیاد PCC در دو حالت فوق خیلی متفاوت باشد، می توان از یک رله‌ی جهتی استفاده نمود. جهت این رله به سمتی در نظر گرفته می شود که زمان عملکرد کمتری دارد.

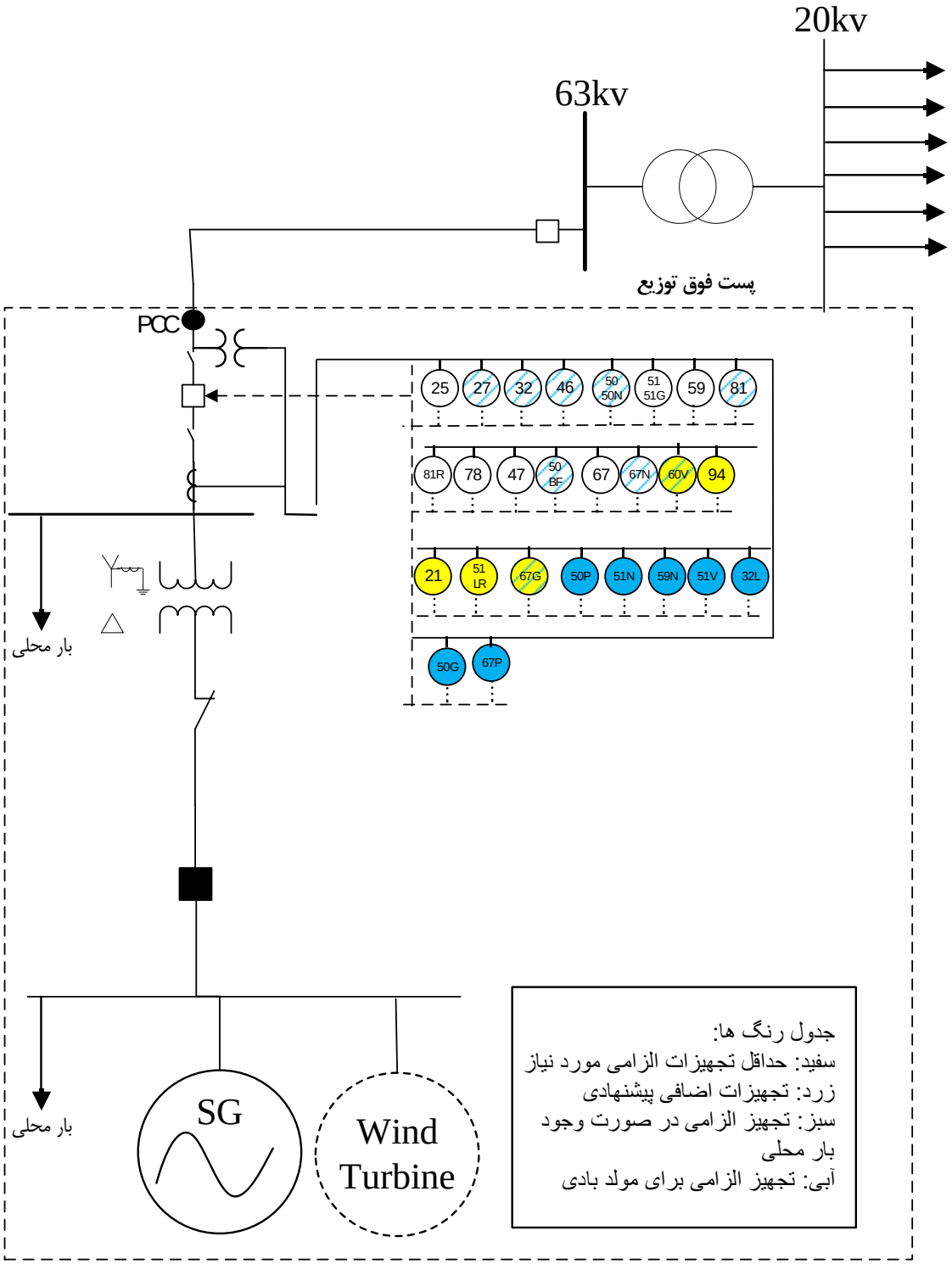
- به دلیل بالا بودن مجموع توان مولدها، بایستی تا حد امکان این مولدها را بصورت متصل به شبکه توزیع نگه داشت. به عبارت دیگر حتی در حضور اتصال کوتاه در شبکه، نیاز است که تا مدت مشخصی، قابلیت Fault ride through برای مولدها در نظر گرفته شود. از طرف دیگر جریان خروجی مولد، با توجه به نوع ژنراتور و سیستم کنترلی مربوطه، به تدریج کاهش یابد. در چنین شرایطی، مدتی پس از بروز خطا، هم ولتاژ شبکه افت نموده است و هم جریان عبوری از مولد کاهش می یابد. بنابراین برای تشخیص خطا بر اساس رله های جریانی، باید از رله‌ی اضافه جریان محدود شده با ولتاژ (۵۱ V) استفاده شود.
- به دلیل بالا بودن مجموع توان مولدها، وقوع ناپایداری گذرا در مولدهای سنکرون می تواند تاثیر بسیار زیادی بر کیفیت توان شبکه گذاشته و حتی منجر به عملکرد نابجای رله های جریان زیاد موجود در شبکه شود. ضمن اینکه، آسیب شدیدی به مولدها می‌رساند. برای حل این مشکلات دو راه وجود دارد:

الف) استفاده از منطق های حفاظتی ساده و مناسب بر اساس رله های مورد استفاده در محل PCC که در صورت برقراری شرایط لازم برای ناپایداری گذرا، سریعا مولدها را از مدار خارج نمایند. مثلا می توان از روش های زیر استفاده نمود:

- منطق ۳ از ۳ برای رله های جریان زیاد با تنظیم جریان حد عملکرد مناسب
- منطق ۳ از ۳ برای رله های UV فاز به زمین یا ۲ از ۲ برای رله های فاز به فاز

ب) برای اطمینان بیشتر و به ویژه به عنوان رله پشتیبان منطق حفاظتی پیشنهادی فوق الذکر، می‌توان از رله‌ی خروج از هماهنگی (Out of step) نیز در محل PCC استفاده نمود.

در شکل (۲-۱۹) تجهیزات حفاظتی مربوط به حفاظت مولد غیر اینورتری کلاس ۵ و طرح اتصال ۵ مشاهده می‌شود.



شکل (۲-۱۹): تجهیزات حفاظتی مولدهای غیر اینورتری طرح ۵-کلاس ۵

بعضی رله‌ها در دو دسته قرار می‌گیرند برای مثال رله 51V به عنوان رله‌ی اضافی پیشنهادی برای مولد سنکرون و هم به عنوان رله‌ی الزامی مولد بادی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

➢ مولد القایی دوسوء تغذیه

درجدول (۲-۵۴) انواع رله‌های حفاظتی مورد نیاز بر اساس مرجع [۶۴] فهرست شده است. لازم به ذکر است که به دلیل پیچیدگی و گستردگی مولدهای بادی تمامی رله‌های موجود در جدول (۲-۵۴) الزامی نباشند.

جدول (۲-۵۴): حفاظت های مورد استفاده برای مولد بادی

50P	51N	32R	59N
51V	67N	32L	27
46	50G	27	60V
50BF	51G	59	
67P	67G	60V	
50N	32	81	

البته استفاده از تمامی رله‌های نشان داده شده الزامی نمی‌باشد و باید بر حسب نیاز و مقدار توان و مقررات شبکه انتخاب شوند. این رله ها شامل انواع رله های جریانی آنی و تاخیری که بر حسب جریان فازی یا محدود شده با جریان عمل می‌کنند. همین‌طور رله‌های ولتاژی، فرکانسی و همین طور رله‌های که با محدوده توان خروجی مولد ارتباط دارند استفاده می‌شود.

۲-۳-۹-۲- تجهیزات قدرت و کنترلی

وجود تجهیزات کلیدزنی مورد نیاز شامل کلید سنکرون کننده، کلیدهای قدرت و سکسیونر از ملزومات اصلی سیستم متصل‌کننده DG به شبکه بشمار می‌رود و حتماً بایستی با دقت انتخاب و در جای مناسب نصب شوند.

از آنجایی که منابع تولید پراکنده در هیچ یک از کلاس‌ها، در هنگام بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، بنابراین، بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مد $\cos\varphi$ ثابت انجام می‌شود. یعنی ژنراتور توان اکتیو و راکتیو تولیدی خود را در ضریب توان ثابت به شبکه تحویل می‌دهد. در این حالت تنظیم ولتاژ بر عهده بهره‌بردار شبکه است.

۲-۳-۹-۳- تجهیزات مانیتورینگ و اندازه‌گیری

از آنجایی که ظرفیت مولدهای کلاس ۵ بین ۷ تا ۲۵ مگاوات است، بنابراین مطابق استاندارد IEEE std 1547 باید برخی از پارامترها در سیستم اتصال DG به شبکه مانیتور شود. بر طبق این استاندارد در مورد مانیتورینگ مولدهای پراکنده بالای (kW)۲۰۰ داریم:

مولدهای مقیاس کوچک با ظرفیت (یا مجموع ظرفیت متصل به یک نقطه اتصال مشترک) ۲۰۰ کیلووات یا بیشتر یعنی کلاس‌های ۳، ۴ و ۵ باید دارای تجهیزاتی برای مانیتورینگ و پایش وضعیت سیستم متصل‌کننده مولد به شبکه (وضعیت کلید PCC) توان اکتیو خروجی، توان راکتیو خروجی و ولتاژ در نقطهٔ اتصال مولد به شبکه باشند. این مانیتورینگ می‌تواند به صورت محلی یا از راه دور باشد.

ملزومات مورد نیاز برای مانیتورینگ شامل موارد زیر می‌باشد:

- ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان
- پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز
- تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری
- RTU ها
- ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ

تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری بر اساس مفاد قرارداد بین مالک DG و بهره‌بردار شبکه توافق می‌شود. هنگامی که امکان فروش برق مازاد توسط DG به شبکه وجود دارد، لازم است مالک شبکه کنتورهایی را جهت ثبت انرژی ورودی ((kWh(in)) و انرژی خروجی ((kWh(out)) نصب کند.

به طور کلی دو حالت زیر را برای نصب لوازم اندازه‌گیری می‌توان مورد بررسی قرار داد:

الف -مولدهای خود تأمین و دارای بار محلی

- در صورتی که بار محلی از طریق همان ترانسفورماتوری که DG را به شبکه متصل کرده تغذیه شود، در این حالت به دلیل وجود تعرفه‌های مختلف برای خرید و فروش برق، بهرهبردار یا باید از دو کنتور یک جهته مجزا، یکی در بالادست کلید ژنراتور و دیگری در بالادست کلید قطع بار استفاده نماید تا بتواند توان تولیدی و مصرفی را به صورت جداگانه اندازه‌گیری کند و یا از یک کنتور دو جهته در نقطه اتصال استفاده نماید که قابلیت اندازه گیری انرژی در هر دو جهت را داشته باشد، هم انرژی که DG به شبکه تزریق می‌کند و هم انرژی که از شبکه دریافت می‌کند.
- در صورتی که بار محلی از طریق یک ترنسفورماتور مجزا تغذیه شود، در این‌صورت، باید از دو کنتور یک طرفه مجزا، به ترتیب یکی برای اندازه گیری میزان مصرف و دیگری برای اندازه گیری میزان توان تزریقی توسط DG به شبکه استفاده می‌شود.

ب: مولدهای بدون بار محلی

در این حالت چون به صورت محلی انرژی مصرف نمی‌شود و تمام تولید به شبکه تزریق می‌شود، تنها استفاده از یک کنتور جهت قرائت میزان توان تزریقی توسط ژنراتور به شبکه کفایت می‌کند.

از آنجایی که در طرح ۵ از یک ترانسفورماتور اختصاصی جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه استفاده می‌شود و نقطه اندازه‌گیری در قسمت بالادست ترانسفورماتور می‌باشد، در نتیجه، کنتور به طور مستقیم نمی‌تواند ولتاژ سه‌فاز را اندازه‌گیری نماید.

جدول (۲-۵۵) حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی در طرح (۵) و کلاس (۵) را نشان می‌دهد [۲۴].

جدول (۲-۵۵): حداقل تجهیزات قدرت و کنترلی، اندازه‌گیری و مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال CHP در کلاس (۵) طرح (۵)

تجهیزات قدرت و کنترلی	تجهیزات مانیتورینگ	تجهیزات اندازه‌گیری
AVR کلید سنکرون‌کننده کلید قدرت سکسیونر	ترانسدیوسرها و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان پورت‌های نرم‌افزاری بر روی تجهیزات مولد مقیاس کوچک برای بازیابی اطلاعات مورد نیاز تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت و نگهداری داده‌ها و اطلاعات و تله‌متری RTU ها ایجاد بستر مخابراتی مناسب جهت انتقال داده‌ها به مرکز دیسپاچینگ انتقال تریپ	کنتور اصلی کنتور پشتیبان ترانسفورماتور جریان ترانسفورماتور ولتاژ

۲-۳-۱۰-نتیجه گیری

در جدول (۲-۵۶) حداقل تجهیزات حفاظتی پیشنهادی برای اتصال منابع تولید پراکنده غیر اینورتری در کلاس ها و طرح های مختلف آورده شده است.

جدول (۲-۵۶): حداقل تجهیزات حفاظتی الزامی مورد نیاز برای اتصال منابع تولید پراکنده غیر اینورتری در کلاس‌ها و طرح‌های مختلف

شماره تجهیزات حفاظتی	کلاس‌های مختلف و طرح‌های اتصال آن‌ها به شبکه								
	کلاس۱ (طرح۱)	کلاس۱ طرح(۲)	کلاس۲ (طرح۲)	کلاس۲ طرح(۳)	کلاس۳ طرح(۳)	کلاس۴ طرح(۳)	کلاس۴ طرح(۴)	کلاس۵ طرح(۴)	کلاس۵ طرح(۵)
۲۵	*	*	*	*	*	*	*	*	*
۲۷	*	*	*	*	*	*	*	*	*
۳۲R	*	*	*	*	*	*	*	*	*
۵۱/۵۰			*	*	*	*	*	*	*
۵۰/۵۱N						*	*	*	*
۵۹			*	*	*	*	*	*	*
۸۱	*	*	*	*	*	*	*	*	*
۸۱R						*	*	*	*
۷۸						*	*	*	*
۵۰ BF								*	*
۶۷N									*
۶۷									*
۴۶					*	*	*	*	*
۴۷								*	*

۳- سیستم زمین

۳-۱- مقدمه

موضوع اتصال زمین در شبکه های توزیع از مسائلی است که از بعد فنی و ایمنی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار بوده است و می‌تواند در صورت اجرای نادرست باعث آسیب به مولد مقیاس کوچک و یا دیگر تجیهزات شبکه توزیع شود. به همین دلیل در این فصل نیازمندی‌های عمومی سیستم زمین مولد متصل به شبکه توزیع مطرح می‌شود و در ادامه به بررسی نیازمندها و ساختار مورد نیاز سیستم زمین مولد توربین بادی و نیروگاه خورشیدی پرداخته می‌شود.

۳-۲- نیازمندی‌های عمومی

بنا بر تعریف استاندارد IEEE 1547 تعریف یک سیستم زمین مطلوب برای مولد تولید پراکنده بر اساس زیر می‌باشد:

"سیستم زمین یک مولد تولید پراکنده متصل به شبکه نباید باعث ایجاد اضافه ولتاژ بیش از آستانه تحمل تجهیزات موجود در شبکه شود. همچنین طرح زمین پیشنهادی در سیستم حفاظت زمین شبکه اختلال ایجاد کند."

یک سیستم زمین مطلوب باید نیازمندی‌های زیر را فراهم کند:

- جلوگیری از ولتاژ فاز به زمین مخرب که ممکن است پس از جزیره‌ای شدن ناخواسته مولد ایجاد شود. البته نیاز است که قبل از ایجاد آسیب این پدیده تشخیص داده شده و مولد بی برق شود.
- جلوگیری از کاهش بیش از حد حساسیت تجهیزات تشخیص خطای زمین در شبکه متصل به مولد پراکنده
- تسهیل شناسایی محل خطای شبکه به وسیله مولد پراکنده

اتصال یک مولد به شبکه قدرت نیازمند شناسایی و جمع آوری ویژگی‌های هر دو طرف سیستم قدرت و مولد تولید پراکنده می باشد. مسائل احتمالی شامل کاهش حساسیت زون‌های حفاظت زمین شبکه توزیع و تشخیص نابه‌جای خطای زمین شبکه توزیع به وسیله مولد تولید پراکنده است. فاکتورهای دیگری که باید در نظر گرفته شوند، شامل کلاس عایقی تجهیزات مولد تولید پراکنده متصل به PCC (برای مثال ترانسفورماتورها)، مقدار نامی ولتاژ پیوسته نامی برق‌گیرهای شبکه، کلاس عایقی شبکه توزیع مورد نظر و شرایط دینامیکی همانند فرورزونانس است.

یک سیستم زمین شامل تمامی اتصالات زمین متصل به یک دیگر در یک سیستم قدرت مشخص می‌باشد. تعیین مرز یک سیستم زمین توسط بوسیله ایزوله بودن یا نبودن آن سیستم زمین نسبت به سیستم‌های زمین مجاور

تعیین می‌شود. این ایزولاسیون توسط سیم پیچی‌های اولیه و ثانویه ترانسفورماتور که تنها ارتباط مغناطیسی با یکدیگر دارند فراهم می‌شود.

سیستم زمین (اتصال عمدی هادی یک فاز یا نول به زمین) مقدار ولتاژ نسبت به زمین را در یک محدوده قابل پیش بینی کنترل می‌کند. سیستم زمین همچنین امکان فراهم شدن ایجاد یک جریان برای تشخیص اتصال ناخواسته یکی از فازها به زمین (خطای فاز به زمین) را فراهم می‌کند. در صورت تشخیص اتصال ناخواسته، سیستم زمین ممکن است سیستم‌های اتوماتیک برای حذف منبع ولتاژ از هادی‌های دارای اتصال ناخواسته را آغاز کند.

استاندارد NFPA70 یک توصیف مشخص از اتصالات سیستم زمین ارائه می‌دهد. کنترل ولتاژ فاز به زمین باعث محدود شدن ولتاژ استرس بر عایق‌های هادی‌ها می‌شود. بنابراین عمکرد عایق به راحتی قابل پیش‌بینی می‌باشد. کنترل ولتاژ همچنین ریسک شوک الکتریکی برای افرادی که با هادی برقدار در تماس هستند را نیز کاهش می‌دهد.

زمین الکتریکی فیدرهای توزیع معمولا از سیم‌پیچی ثانویه ستاره ترانسفورماتورهای پست توزیع گرفته می‌شود. نقطه خنثی ترانس یا به طور مستقیم زمین شده است و یا به توسط یک تجهیز محدودکننده جریان بدون وقفه زمین شده باشد. همچنین می‌توان از یک ترانسفورماتور زمین نیز استفاده نمود. مدارهای چهارسیمه مرتبط با سیستم توزیع دارای یک هادی خنثی هستند که به نقطه تغذیه منبع متصل می‌باشد. هادی خنثی مدارهای توزیع ممکن است به صورت زیر باشد:

- چند زمین- در نقاطی مختلفی به زمین متصل شده باشد.
- تک زمین- تنها به زمین منبع متصل شده باشد.
- نسبت به زمین ایزوله شده باشد.

۳-۲-۱-سیستم چهارسیمه چند زمین یا تک زمین

هادی خنثی مرتبط به فیدر اصلی سیستم‌های توزیع با چند زمین در فواصل مشخصی به زمین متصل شده‌اند. به طور معمول هادی خنثی به برقگیر زمین و سپس به یک هادی متصل به زمین متصل می‌شود. برای یک خطای اتصال کوتاه تکفاز به زمین، این سیستم زمین می‌تواند افزایش ولتاژ فازهای سالم را به ۱۲۰ تا ۱۳۵ درصد محدود کند.

در یک سیستم زمین چهارسیمه تک زمین در تمامی سطح شبکه وجود دارد ولی تنها به وسیله ترانسفورماتور زمین پست متصل است و نسبت به بقیه شبکه ایزوله می‌باشد. برای یک خطای تکفاز به زمین، مقدار افزایش ولتاژ در فازهای سالم از سیستم چند زمینه بیشتر می‌باشد.

۳-۲-۲-سیستم سه سیم تک زمین

در یک سیستم سه سیم تک زمین، هادی خنثی در تمام مدارات سیستم وجود ندارد اما سیستم به وسیله ترانس زمین یا ترانسفورماتور پست توزیع دارای زمین می‌باشد. در مدارات اولیه سیستم توزیع سه فاز، ترانسفورماتورهای تکفاز دارای اتصال فاز به فاز هستند. اتصالات ترانسفورماتورهای سه فاز شبه توزیع به طور معمول مثلث–ستاره با ستاره زمین شده و یا ستاره–ستاره می‌باشند. از اتصال ستاره زمین شده–مثلث نیز به دلیل اینکه مانند ترانسفورماتورهای زمین عمل می‌کنند استفاده نمی‌شود. برقگیرها به طور معمول بصورت فاز به زمین نصب می‌شوند. اما مقادیر نامی برقگیرها بیشتر از برقگیرهای نصب شده در سیستم چند زمینه با هادی خنثی می‌باشد. دلیل این امر بیشتر بودن اضافه ولتاژ موقت در فازهای سالم در هنگام خطای فاز به زمین می‌باشد. برای اطلاعات بیشتر به استاندارد IEEE1547 مراجعه شود.

۳-۲-۳-سیستم سه سیم ایزوله

اگرچه در این گونه سیستم اتصال عمدی به زمین وجود ندارد اما به دلیل وجود مبدل‌ها، تجهیزات اندازه گیری و خازن ذاتی موجود بین هادی و زمین، جریانی بین هادی و زمین برقرار می‌شود.

۳-۳- تاثیر منابع تولید پراکنده

اکثریت سیستم‌های توزیعی بر اساس یک توزیع شعایی یک طرفه توان از پست توزیع به سمت مصرف کننده طراحی شده‌اند. ظهور منابع تولید پراکنده احتمال تولید توان از سمت مصرف کننده را ایجاد نمود. تاثیر مولد تولید پراکنده بر سیستم توزیع وابسته به نوع سیم‌پیچی و زمین ترانسفورماتورهای توزیع مربوطه که به شبکه توزیع محلی و مولد تولید پراکنده متصل هستند می‌باشد.

انتخاب متداول برای پیکربندی سیم پیچی ترانسفورماتورهای توزیع مثلث زمین شده(منظور از سیم پیچی مثلث زمین شده سیم‌پیچی مثلث همراه با ترانسفورماتور زمین می‌باشد.) و ستاره و یا مثلث–ستاره زمین شده می‌باشد.

در صورت ناسازگاری و عدم هماهنگی مناسب میان پیکر بندی ترانسفورماتور توزیع مولد پراکنده و سیستم زمین شبکه توزیع صورت نگیرد می‌تواند مشکلات زیر ظاهر شود:

۳-۳-۱-اضافه ولتاژ فاز به زمین

به دلیل به ایجاد ایزولاسیون و جدا شدن بخشی از شبکه ممکن است قسمتی از شبکه، بارها و مولد تولید پراکنده به صورت مستقل کار کنند. این حالت یک شرایط بهره‌برداری ناخواسته جزیره‌ای می‌باشد و تا زمانی که تجهیزات

مربوط به مولد پراکنده شرایط غیر طبیعی را تشخیص نداده باشند و مولد بی برق نشود، مولد پراکنده به تغذیه قسمت جزیره شده ادامه می‌دهد. در این شرایط جزیره ایجاد شده از زمین های پست ایزوله می‌باشد. ولتاژ فاز به زمین موجود در شبکه‌ی جزیره‌ای ناخواسته موقت وابسته به پیکربندی و سیستم زمین ترانسفورماتورهای توزیع موجود در شبکه جزیره‌ای می‌باشد.

۳-۳-۲-کاهش حساسیت های تجهیزات تشخیص خطای فاز به زمین

اگر منبع تولید پراکنده و ترانسفورماتور توزیع مربوط به آن (ترانسفورماتور واسطه)، به گونه مناسبی زمین شده‌باشند می‌تواند جریان خطای فاز به زمین را تامین کنند. این امر می‌تواند بر تجهیزات تشخیص و ایزولاسیون خطای فاز به زمین امپدانس بالا تاثیر بگذارد.

این مشکل بالقوه وجود مولد تولید پراکنده بر سیستم‌های توزیع بدین صورت تاثیر می‌گذراند.

۳-۳-۳-سیستم چهارسیمه با چند نقطه زمین

یک مورد نگران کننده در سیستم‌های چهارسیمه با چند زمین که توسط یک منبع، مانند یک ترانسفورماتور توزیع مثلث–ستاره با ستاره زمین شده، تغذیه می‌شود نگرانی عدم زمین شدن موثر می‌باشد. باید به این نکته توجه کرد که اتصال ستاره–ستاره زمین شده ترانسفورماتور توزیع نمی‌تواند یک منبع زمین باشد اما می‌تواند انتقال دهنده منبع زمین از یک سمت سیم‌پیچی به سمت دیگر دارای منبع زمین باشد که این زمین می‌تواند به وسیله یک منبع پراکنده زمین شده یا ترانسفورماتور توزیع فراهم شود. ایجاد یک جزیره ناخواسته می‌تواند تحت شرایط تشخیص سریعتر خطای فاز به زمین توسط سیستم قدرت نسبت به مولد تولید پراکنده ایجاد شود. اگر مولد تولید پراکنده توانایی تغذیه بارهای محلی خود را حتی برای مدت کوتاهی داشته باشد، ایجاد خطای فاز به زمین در بدترین حالت می‌تواند باعث افزایش ولتاژ ۱۷۳ درصدی و یا بیشتر در فازهای سالم نسبت به شرایط قبل از خطا شود. این شرایط تا هنگام تشخیص شرایط غیر عادی توسط مولد پراکنده و قطع آن ادامه خواهد داشت. با این افزایش ولتاژ ذکر شده ممکن است، تجهیزات و همین طور مشترکین موجود در جزیره ایجاد شده دچار آسیب شوند.

این مشکل را می‌توان با ایجاد سیستم زمین مناسب برای ترانسفورماتور توزیع متصل به منبع تولید پراکنده (ترانسفورماتور واسطه) به عنوان یک منبع جریان زمین برطرف نمود. همچنین اگر میزان مشارکت منبع تولید پراکنده و ترانسفورماتور واسطه در تامین جریان خطای فاز به زمین قابل توجه باشد، می‌تواند باعث کاهش حساسیت تجهیزات تشخیص خطای فاز به زمین شبکه شوند.

۳-۳-۴-سیستم چهار و سه سیمه تک زمین

یک نگرانی مشابه برای اضافه ولتاژ ناشی از خطای فاز به زمین در این سیستم‌ها نیز در شرایطی که ترانسفورماتور توزیع به خوبی زمین نشده باشد وجود دارد. اما این گونه سیستم‌ها عموما به گونه‌ای طراحی شده‌اند که ولتاژ فاز به زمین بیشتری را از سیستم‌های چهار سیمه چند زمینه تحمل کنند.

۳-۳-۵-سیستم سه سیم بدون زمین

برای هماهنگی با سیستم زمین نشده، مولد تولید پراکنده و ترانسفورماتور توزیع مربوطه یک منبع ایزوله از زمین هستند و دارای سیم پیچی‌های مانند مثلث-ستاره زمین شده و یا مثلث-مثلث می‌باشد. ایزوله بودن از زمین باعث می‌شود هیچگونه مشکلی در حساسیت تجهیزات تشخیص خطای فاز به زمین شبکه ایجاد نشود. سیستم‌های سه‌فاز ایزوله از زمین معمولا دچار اضافه ولتاژ ناشی از خطای فاز به زمین نمی‌شوند. دلیل این امر سازگاری سیستم با منبع سه فاز ایزوله از زمین می‌باشد. همچنین سیستم می‌تواند اضافه ولتاژ ناشی از خطای تکفاز به زمین را نیز تحمل کند.

۳-۴- توصیه‌های عمومی زمین کردن منابع تولید پراکنده

منابع تولید پراکنده باید به گونه‌ای زمین شدن که هماهنگ با سیستم زمین فیدرهای اولیه و ثانویه شبکه توزیع باشند. در جدول (۳-۱) توصیه‌های عمومی در این خصوص آورده شده است:

جدول (۳-۱): توصیه‌های عمومی سیستم زمین مولد تولید پراکنده بر اساس استاندارد IEEE1547

روش زمین کردن	نوع فیدر ثانویه	نوع فیدر اولیه
منبع تولید پراکنده در صورت اتصال به فیدر اولیه ایزوله یا امپدانس بالا زمین شود. در صورت اتصال به فیدر ثانویه به صورت موثری[1] زمین شود.	چهار سیم زمین شده	سه سیم ایزوله از زمین یا زمین شده با امپدانس بالا
منبع تولید پراکنده چه در اتصال به فیدر اولیه یا ثانویه یا باید ایزوله یا با امپدانس بالای زمین شده باشد.	سه سیم زمین ایزوله از زمین	
منبع تولید پراکنده چه در اتصال به فیدر اولیه یا ثانویه یا باید ایزوله یا با امپدانس بالای زمین شده باشد.	چهار سیم زمین شده	چهار سیم با سیم نوترال زمین شده در چندین نقطه
منبع تولید پراکنده در صورت اتصال به فیدر اولیه به صورت موثرزمین شود. در صورت اتصال به فیدر ثانویه ایزوله یا با امپدانس بالا زمین شود.	سه سیم زمین ایزوله از زمین	

[1] یکی از شروط زمین شدن موثر این است که وقوع خطا فاز به زمین باعث افزایش ولتاژ بیش از ۱۲۵ درصد شود و از بروز آسیب به تجهیزات جلوگیری گردد.

۳-۵- سیستم زمین نیروگاه بادی

برای پراکنده کردن جریان صاعقه (که مهمترین نگرانی ویژه در مورد طراحی سیستم زمین واحد بادی می‌باشد.) و جلوگیری از آسیب به توربین بادی، یک سیستم زمین موثر مورد نیاز می‌باشد. سیستم زمین علاوه بر این باید از انسان‌ها و دیگر موجودات در برابر شوک الکتریسیته محافظت نماید. هنگام خطا در شبکه برق، لازم است که ولتاژ تماســـی، گام و ولتاژ کل زمین تا زمانی که تجهیزات حفاظتی تریپ نداده و به طور ایمن جریان خطا را قطع نکنند، در حد ایمن نگه داشته شود. با اصابت صاعقه، سیستم زمین بایستی جریان فرکانس بالا و دارای انرژی زیاد را بدون تاثیرات خطرناک حرارتی والکترومغناطیسی پخش و به سمت زمین هدایت کند.

به طور کلی توصیه می‌شود که سیستم زمین ایجاد شده توربین بادی که برای حفاظت صاعقه مورد استفاده قرار می‌گیرد، برای اهداف زمین شدن سیستم قدرت نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد. همچنین، توصیه می‌شود که بعضی از قسمت‌های فلزی فوندانسیون ساختمان توربین بادی شامل سیستم زمین باشند. دلیل این امر این است که استفاده از قطعات بزرگ فلزی فوندانسیون باعث کاهش مقاومت زمین به حداقل ممکن می‌شود و به دلیل اینکه تلاش برای ایجاد یک سیستم زمین جدا از قسمت‌های فلزی فوندانسیون می‌تواند نشان دهنده خطر ساختاری مخصوصا برای فوندانسیون بتنی می‌باشد.

برای طراحی سیستم زمین در جهت جلوگیری از ولتاژ بیش از حد تماسی و گامی ناشی از خرابی در تجهیزات ولتاژ بالا، به استاندارد IEC۴۷۹-۱ و دیگر استانداردهای مرتبط مراجعه شود. در رابطه ایمنی انسانی به استانداردهای IEC/TS 60479-1 و IEC 60479-4 مراجعه شود.

۳-۵-۱-نیازمندی‌های پایه

سیستم زمین توربین بادی باید به گونه‌ای طراحی شود که بتواند حفاظت لازم در مقابل آسیب‌های احتمالی اصابت صاعقه را با توجه به سطح حفاظتی صاعقه تعریف شده در طراحی حفاظتی توربین بادی داشته باشد.

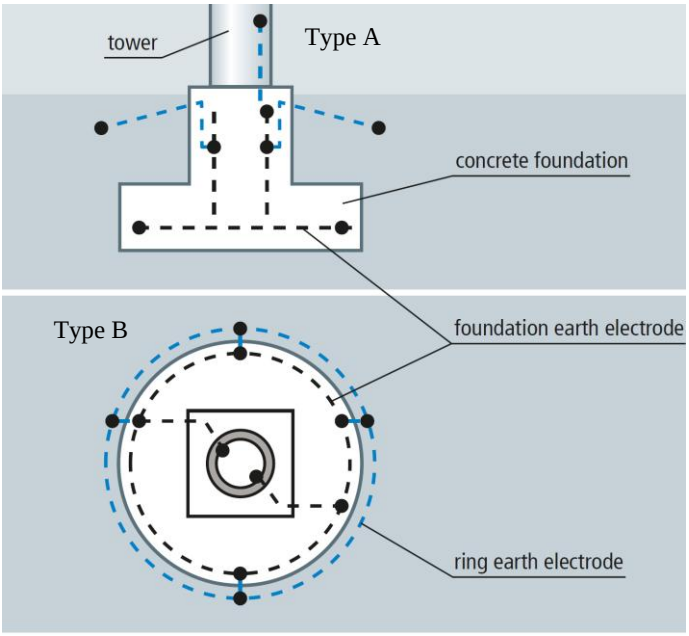
سیستم زمین باید به گونه‌ای طراحی شود که چهار نیازمندی پایه طراحی را فراهم کند.

۱. اطمینان از ایمنی اشخاص با توجه به ولتاژ تماسی و گامی که در حالت وقوع خطای زمین ایجاد می‌شود.
۲. جلوگیری از آسیب دیدن به تجهیزات
۳. تحمل انرژی حرارتی و نیروهای الکترومغناطیسی ناشی از خطا
۴. قابلیت تحمل بلند مدت مکانیکی و مقاوم در برابر خوردگی باشد.

۳-۵-۲-چیدمان الکترودهای زمین

دو روش پایه چیدمان الکترودهای زمین که در استاندارد IEC 62305-3 تشریح داده شده‌اند، برای توربین بادی مورد استفاده قرار می‌گیرد:

- چیدمان نوع A: این نوع چیدمان برای توربین بادی پیشنهاد نمی‌شود اما می‌توان برای ساختمان کوچک استفاده نمود(برای مثال ساختمانی که شامل تجهیزات اندازه‌گیری یا ساختمان دفتری مرتبط با مزرعه توربین بادی باشد). چیدمان نوع A سیستم زمین توسط الکترودهای افقی یا عمودی ایجاد می‌شوند که حداقل دو اتصال به هادی میانی سازه داشته باشد. در شکل (۳-۱) برشی از چیدمان فوندانسیون نوع A مشخص شده است.
- چیدمان نوع B: چیدمان نوع B برای استفاده در توربین‌ها توصیه می‌شود. این نوع چیدمان تشکیل شده از یک حلقه الکترود زمین خارجی که حداقل ۸۰ درصد آن در ارتباط با خاک باشد و یا یک فوندانسیون الکترود زمین یا هر دو اینها تشکیل شده است. این حلقه الکترود و قسمت‌های فلزی فوندانسیون باید به ساختار برج متصل باشند. در شکل (۳-۱) میتوان دید از بالای نوع چیدمان B را مشاهده نمود.



شکل (۳-۱): دو روش زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک

۳-۵-۳-امپدانس سیستم زمین

امپدانس زمین سیستم‌های متداول زمین تاثیری بر عملکرد صاعقه‌گیر و هادی‌های میانی سیستم ندارد. سیستم زمین باید به گونه‌ای طراحی شود که امپدانس ضربه آن کمترین مقدار ممکن را داشته باشد. تا از افت ولتاژ کلی

بکاهد(یعنی به حداقل رساندن افزایش پتانسیل زمین). نتیجه این امر کاهش جریان جزئی صاعقه که از خطوط متصل به توربین بادی است که باعث کاهش ریسک جرقه زدن به دیگر خطوط سرویس نزدیک به سیستم زمین می‌شود.

عمق دفن و نوع الکترودهای زمین باید به گونه‌ای باشد که تاثیر خوردگی، خشک و منجمد شدن خاک را به حداقل برساند و در نتیجه یک مقاومت زمین متداول تثبیت شده را فراهم کند. توصیه می‌شود که قرار دادن الکترود عمودی به عمق یک متر به عنوان راهکار مناسب برای شرایط یخ زدگی مناسب نمی‌باشد(احتیاج به عمق بیشتری است).

اجزای سیستم زمین باید قابلیت تحمل جریان صاعقه را مانند جریان خطای سیستم قدرت داشته باشند. این مهم با انتخاب تجهیزات بر اساس استاندارد IEC 62305-3 حاصل می‌شود. سیستم زمین بایستی به گونه‌ای ساخته شود تا جریان صاعقه را بدون صدمات حرارتی یا الکترومغناطیسی به زمین منتقل کرده و همچنین بایستی طول هادی ها استفاده شده تا حد امکان کم باشد. برای اطلاعات بیشتر به پیوست یک IEC61400-24 مراجعه شود.

۳-۵-۴-هم بندی و هم پتانسیل سازی

۳-۵-۴-۱- اطلاعات پایه

هم پتانسیل سازی به وسیله متصل ساختن سیستم حفاظت صاعقه با تجهیزات زیر به دست می‌آید:

- بخش‌های فلزی سازه
- تاسیسات فلزی
- سیستم داخلی
- قطعات رسانای خارجی و خطوط سرویس متصل به سازه

باید هم پتانسیل سازی برای صاعقه با سیستم داخلی ایجاد شود، بخشی از جریان صاعقه ممکن است وارد سیستم شده و این موضوع باید مورد توجه قرار بگیرد.

۳-۵-۴-۲- هم‌بندی صاعقه تاسیسات فلزی

اتصالات هم‌بندی صاعقه باید تا حد امکان مستقیم صورت بپذیرد.

حداقل مقدار سطح مقطع هادی‌های اتصال دهنده شمش و میله‌ها به یکدیگر و هادی‌های اتصال دهنده شمش میله‌ها به پایانه‌های زمین سیستم در جدول (۳-۲) درج شده است.

حداقل مقدار سطح مقطع هادی‌های متصل کننده تاسیسات فلزی داخلی به میله و شمش‌ها در جدول (۳-۳) نشان داده شده است.

جدول (۳-۲):حداقل سطح هادی اتصال دهنده شمش و میله‌ها به یکدیگر

سطح مقطع(mm^2)	نوع هادی	کلاس حفاظتی صاعقه
۱۴	مس	۱ تا ۴
۲۲	آلومینیوم	
۵۰	فولاد	

جدول (۳-۳): حداقل سطح هادی اتصال دهنده‌تاسیسات فلزی داخلی به شمش و میله‌ها

سطح مقطع(mm^2)	نوع هادی	کلاس حفاظتی صاعقه
۵	مس	۱ تا ۴
۸	آلومینیوم	
۱۵	فولاد	

۳-۵-۵-عایق بندی الکتریکی سیستم حفاظت صاعقه

توصیه نمی‌شود که از یک سیستم حفاظت صاعقه خارجی ایزوله از توربین بادی استفاده شود.

۳-۵-۵-۱- اجزای سازنده

به طور کلی تمامی اجزای رسانای توربین بادی قادر به انتقال قسمتی از جریان صاعقه هستند و بنابراین هم‌بندی اجزای رسانا باید انجام شود.

۳-۵-۵-۲- برج لوله‌ای فلزی

برج باید به عنوان هادی اصلی حفاظت زمین و اتصالات همبندی در نظر گرفته شود. به دلیل ارتفاع برج‌ها، اصابت مستقیم صاعقه به سازه برج محتمل است و باید در طراحی برج دیده شود. تمام اجزای الکتریکی رسانا و تمام قسمت‌های فلزی اصلی که ممکن است حامل جریان صاعقه باشند بایستی به برج متصل شود. برج باید به عنوان یک هادی میانی عمل کرده و به گونه‌ای ساخته شود که مانعی برای عبور جریان صاعقه در طول بدنه برج وجود نداشته باشد.

۳-۵-۵-۳- برج بتونی فلزی

برج باید به عنوان هادی اصلی حفاظت زمین و اتصالات همبندی در نظر گرفته شود. به دلیل ارتفاع برج، احتمال برخورد مستقیم صاعقه وجود دارد و باید در طراحی برج دیده شود. (مراجعه به IEC 62305-3)

سیستم‌های حفاظت صاعقه خارجی نیز می‌توان برای برج بتنی در نظر گرفت، اما لازم است که به قسمت فولادی برج متصل باشد.

۳-۵-۵-۴- برج مشبک

برج مشبک داخل برج را از برخورد مستقیم صاعقه محافظت کرده و همچنین مقداری از میدان الکترومغناطیسی صاعقه را کاهش می‌دهد. محاسبات عبور صاعقه باید با در نظر گرفتن اجزای سازه برج مشبک صورت بپذیرد، که لازم است ابعاد مورد انتظار برای هادی میانی را بر اساس استاندارد IEC 62305-3 با درنظر گرفتن تقسیم جریان بین مسیرهای موازی در نظر گرفت.

می‌توان با قرار دادن کابل‌ها در داخل گوشه پروفیل فلزی برج حفاظت آن را فراهم کرد. کانال‌های کابل یا سینی کابل داخل برج مشبک نیز می‌تواند حفاظت کابل در برابر صاعقه را انجام دهند.

۳-۵-۵-۵- سیستم‌های داخل برج

داخل برج باید به عنوان یک یا چند زون حفاظت از صاعقه تعریف شده و سطح حفاظت از صاعقه برای تجهیزات داخلی باید بر اساس استاندارد IEC 61400-24 بخش۸-۳ انجام گیرد.

سیستم نردبان باید در هر دو انتها به فواصل ۲۰ متر در هر سکو به بدنه برج متصل شده باشد. ریل‌ها، بالابرها، لوله‌های هیدورلیک و سیم‌های حفاظت شخصی باید در هر دو انتها زمین شده‌باشند. به علاوه بر برج‌های مشبک، اتصال به بدنه برج باید هر ۲۰ متر انجام گیرد. سیستم زمین ترانسفورماتور ولتاژ بالا نیز باید به سیستم زمین توربین متصل شود. توصیه نمی‌شود که از یک سیستم زمین جداگانه از سیستم زمین حفاظت صاعقه برای سیستم قدرت استفاده شود.

۳-۵-۵-۶- فوندانسیون بتنی

از آنجایی‌که آرماتور فلزی بدنه توربین بادی همیشه یکی از بخش‌های که جریان صاعقه یا خطای زمین را عبور و به زمین می‌رساند، می‌باشد. به دلیل اتصالات فیزیکی و الکتریکی آرماتور فوندانسیون به برج، این قسمت نیز به عنوان یک قسمت از سیستم حفاظت صاعقه شناخته می‌شود.

پیوستگی الکتریکی باید در آرماتورهای فلزی سازه‌ها (برج و فوندانسیون) رعایت شود. فولاد استفاده شده در ساختار آرماتور بتن، در صورت اتصال عمودی و افقی بیشتر میله‌ها به یکدیگر را میتوان از لحاظ الکتریکی پیوسته حساب کرد. اتصال بین بخش‌های فلزی آرماتور لازم است یا جوش داده شده یا روی هم بیفتند (هم پوشانی) یا با نگهدارنده به هم متصل شوند. ضخامت این اتصال حداقل باید ۲۰ برابر ضخامت هادی‌ها باشد و ارتباط بین آنها باید رسانا باشد.

اتصالات بین اجزای آرماتور بندی باید توسط طراح مشخص شده و نصب‌کننده باید تست‌های کیفیت اتصالات را انجام دهد. نیازمندی اتصالات مستقیم و کوتاه برای اتصالات زمین سیستم حفاظت صاعقه باید در تمامی زمان‌ها فراهم شود.

اگر آرماتور فلزی برای سیستم حفاظتی زمین سیستم قدرت مورد استفاده قرار بگیرد، لازم است تا ضخامت میله‌های آرماتور فلزی و اتصالات آن نیازمندی‌های سیستم قدرت را تامین کند.

خروجی‌های سیستم زمین به منظور اتصالات اضافه یا اندازه‌گیری باید در مکان مناسبی نسبت به فوندانسیون جایابی شوند.

۳-۵-۵-۷- فوندانسیون مناطق صخره‌ای

در مناطق صخره‌ای، به طور معمول کمترین مقاومت در سطح صخره است. نوع چیدمان B برای ترمینال‌های زمین استفاده شود. برای اطلاعات بیشتر به استاندارد IEC 61400-24 مراجعه شود.

توصیه می‌شود که از حداقل دو حلقه الکترودید برای حفاظت در برابر ولتاژ گام و تماسی استفاده شود که ممکن است با الکترودهای عمودی داخل صخره نیز ترکیب شوند.

پیچ‌های پایه صخره باید به یکدیگر و سسیتم زمین حلقوی آن متصل باشند. اگر از فوندانسیون بتون آرمه استفاده شده باشد باید بر اساس توضیحات قسمت فوندانسیون بتنی اقدام صورت گیرد.

در مناطق صخره‌ای، ممکن است رسیدن به مقاومت زمین کم بدون ایجاد یک سیستم زمین وسیع امکان پذیر نباشد. در این نواحی، تاکید بر فراهم سازی کنترل اختلاف پتانسیل سطح برای محدود کردن ولتاژ گامی و تماسی در مکان‌های محتمل قرار گیری اشخاص و دیگر موجودات می‌باشد. این امر با قرار دادن یک یا بیشتر از یک الکترود حلقوی در اطراف توربین بادی و دیگر تاسیسات صورت می‌پذیرد. این الکترودهای حلقوی باعث فراهم شدن حفاظت موج[1] برای تمامی خطهای سرویس(مخابراتی-الکتریکی) متصل به توربین بادی را نیز فراهم می‌کند.

[1] Surge Protection

۳-۵-۵-۸- فوندانسیون فلزی تک پایه‌ای

به طور طبیعی یک فوندانسیون فلزی تک پایه به عنوان یک الکترود زمین بزرگ عمل می‌کند و باید به عنوان الکترود اصلی زمین مورد استفاده قرار بگیرد.

بسته به مقاومت خاک، یک الکترود حلقوی برای کنترل شیب ولتاژ سطح مورد نیاز می‌باشد.

۳-۵-۵-۹- ابعاد و شکل الکترودها

حداقل طول الکترود زمین l_1 وابسته به سطح حفاظت صاعقه[۱] و مقاومت ویژه خاک می‌باشد.

برای مقاومت ویژه خاک بیش از ۵۰۰ اهم بر متر، حداقل طول به صورت خطی تا ۸۰ متر برای مقاومت ویژه ۳۰۰۰ اهم بر متر افزایش می‌یابد.

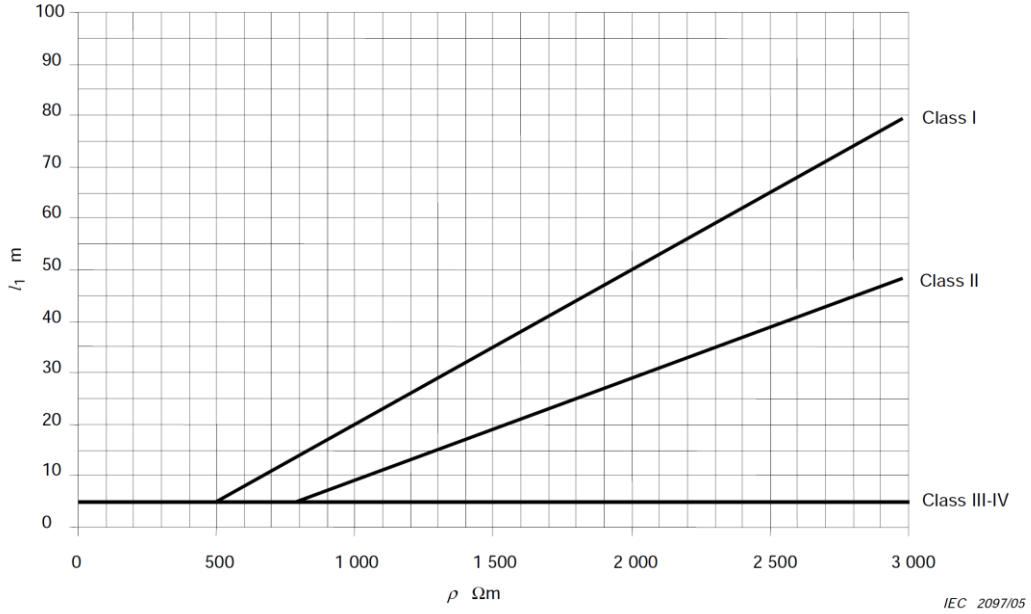
یک تایپ B چیدمان الکترود می‌تواند یا یک حلقه رسانای خارج از فوندانسیون باشد که باید حداقل ۸۰ درصد طول آن در تماس با خاک باشد، یا یک الکترود فوندانسیون باشد. این گونه الکترودها نیز لازم است مش‌بندی شوند.

برای الکترود زمین حلقوی (یا الکترود زمین فوندانسیون) ، شعاع میانگین آن r_e که مربوط به ناحیه تحت پوش الکترود حلقوی زمین (یا الکترود زمین فوندانسیون) می‌باشد، نبایستی کمتر از مقدار l_1 باشد:

$$r_e \geq l_1$$

برای مشخص کردن مقادیر l_1 می‌توان از شکل (۳-۲) که مقدار آن را براساس سطح حفاظتی صاعقه و مقاومت خاک مشخص شده‌است، تعیین نمود. برای شناخت کلاس‌های حفاظتی صاعقه به استاندارد IEC 61400-24 مراجعه شود.

۱



شکل (۳-۲): طول الکترود زمین بر حسب کلاس حفاظتی صاعقه و مقاومت خاک

هنگامی که مقدار l_1 از مقادیر مرسوم r_e بزرگتر باشد، الکترودهای افقی، عمودی (یا خم) باید اضافه شود. طول هر کدام از الکترودها l_r (افقی) و l_v (عمودی) به وسیله معادلات زیر محاسبه می‌شود:

$$l_r = l_1 - r_e$$

$$l_v = (l_1 - r_e)/2$$

تعداد الکترودها نباید کمتر از دو عدد باشد و الکترودهای اضافی باید تا حد امکان در فواصل مساوی متصل شوند.

از مقدار بیان شده برای حداقل طول l_1 در صورتی که مقاومت ویژه خاک کمتر از ۱۰ اهم برای اندازه گیری در محدوده فرکانس قدرت و هارمونیک درجه پایین باشد، می‌توان صرفنظر نمود.

اطلاعات مربوط به مقاومت ویژه خاک، جریان خطای زمین موثر در آینده و مدت زمان رفع خطا مهمترین عامل در برنامه‌ریزی، طراحی و نصب مناسب سیستم زمین می‌باشد.

مقاومت ویژه خاک بنا بر مقاومت خاک می‌تواند بسیار متنوع باشد. روش‌های محاسبه الکترودهای زمین مناسب بنا بر خصوصیات هندسی و جغرافیایی در پیوست شماره ۱ استاندارد IEC 61400-24 درج شده است.

۳-۵-۵-۱۰-مزرعه بادی

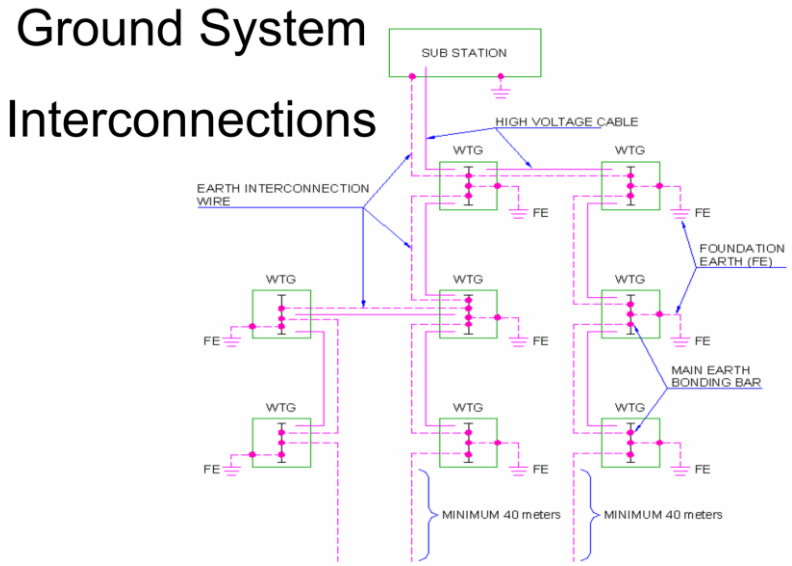
یک مزرعه بادی به طور معمول شامل تعدادی ساختمان و سازه از قبیل توربین‌های بادی، ساختمان‌ها، کابل‌ها یا خطوط هوایی، پست فشار قوی و کابل‌های سیگنال می‌باشد.

هر توربین بادی باید دارای سیستم زمین مخصوص به خود باشد. سیستم زمین تمامی توربین‌های بادی و پست فشار قوی باید به طور مناسبی با استفاده از الکترودهای افقی به هم متصل شده‌باشند، تا یک سیتم زمین کلی را تشکیل بدهند. این موضوع مخصوصا در مواردی که ایجاد نمودن مقاومت زمین مناسب برای هر کدام از توربین‌های بادی مشکل باشد بسیار سودمند می‌باشد.

نکته‌ای که باید توجه نمود این است که اتصالات بین زمین توربین‌های بادی باید به وسیله‌هادی زمین انجام گرفته و در مسیر عبور کابل‌های انتقال توان توربین‌های بادی قرار بگیرد.

سیستم زمین مزرعه بادی از نقطه نظر حفاظت سیستم‌های الکتزیکی بسیار حائز اهمیت است. دلیل این امر این است که امپدانس کم سیستم زمین باعث کاهش اختلاف پتانسیل بین سازه‌های مختلف مزرعه بادی شده و بنابراین تداخل تزریقی به لینک‌های الکتریکی را کاهش می‌دهد.

در راستای کاهش احتمال برخورد مستقیم صاعقه به مسیر کابل‌ها در زمین و کاهش اثرات القا شده صاعقه بر کابل‌ها یک هادی زمین و در صورت عریض بودن مسیر کابل‌ها، چندین هادی زمین مورد نیاز است که در بالای مسیر کابل‌ها نصب بشود. در شکل (۳-۳) یک نقشه نمونه از سیستم زمین یک مزرعه بادی نشان داده شده است.



شکل (۳-۳): اتصالات زمین در یک مزرعه بادی نوعی

۳-۵-۵-۱۱-زمین کردن ژنراتور توربین بادی

ژنراتور می‌تواند ایزوله از زمین یا با امپدانس بالا زمین شده باشد. همچنین می‌تواند با امپدانس کم و یا مستقیما زمین شده باشد. اگر ژنراتور به صورت مستقیم زمین شده باشد، جریان‌های خطای بسیار بزرگی از ژنراتور در هنگام

خطای فاز به زمین با احتمال آسیب وسیع به ژنراتور می‌شود. همچنین این احتمال وجود دارد که در حالت زمین شدن مستقیم ژنراتور و ترانسفورماتور جریان دارای هارمونیک بالا بین این دو تجهیز جریان پیدا کند. استفاده از مقاومت کم در زمین کردن ژنراتور، احتمال آسیب بالقوه در خطاهای فاز به زمین را کاهش می‌دهد اما لازم است در صورت وقوع چنین خطایی ژنراتور تریپ داده و از مدار خارج شود. در سیستم زمین با امپدانس بالا، خطای زمین به فاز قابل تشخیص بوده و مولد نیز قادر به ادامه‌ی کار می‌باشد. در شرایطی می‌توان از ژنراتور ایزوله از زمین استفاده نمود که کابل بین ژنراتور و ترانسفورماتور نسبتا کوتاه باشد. در صورت طولانی بودن طول کابل در یک سیستم چند مولدی، فاصله بین ژنراتور و ترانسفورماتور در صورت وقوع خطای دو فاز به زمین(اتصال دو فاز در دو محل جداگانه به زمین) مستعد اضافه ولتاهای گذرا می‌شود. این امر می‌تواند منجر به دومین خطای فاز به زمین در مکانی دیگر شده و باعث آسیب بسیار شدید به سیستم می‌شود.

معمولا اتصال ژنراتور توربین بادی به صورت ستاره زمین نشده (برای کمتر از ۱۰۰۰ ولت) می‌باشد [۶۵].

۳-۵-۵-۱۲-زمین کردن ترانسفورماتور

بنا بر استاندارد IEC 6700-16 سیم پیچی ترانسفورماتور باید به صورت مثلث–ستاره زمین شده (Dyn) باشد. زمین ترانسفورماتور همانطور که بیان شده است به سیستم زمین توربین متصل باشد.

۳-۶- سیستم زمین نیروگاه خورشیدی

ایجاد سیستم زمین مطلوب برای واحدهای فتوولتائیک برای تامین ایمنی عمومی تجهیز نصب شده در طی عمر چندین دهه حیاتی می‌باشد. اگرچه ممکن است تمامی تجهیزات سیستم فتوولتائیک همیشه فعال نباشند، اما ماژول پایه سیستم فتوولتائیک می‌تواند جریان‌ها و ولتاژهای را که بالقوه برای سلامت سیستم خطرناک هستند تولید کند. یک سیستم زمین موثر، سازگار با دستورالعملها و همچنین با نگهداری مناسب می‌تواند به اطمینان از ایمنی کلی سیستم حتی در صورتی که قادر به تولید توان قابل استفاده نباشد کمک کند.

۳-۶-۱-تعاریف

قبل از بحث در مورد سیستم زمین، خود عبارت "زمین" احتیاج به تعریف دارد. در سیستم‌های الکتریکی و خورشیدی دو نوع زمین کردن وجود دارد، زمین کردن تجهیزات و زمین کردن سیستم که در ادامه به بررسی این موارد پرداخته می‌شود.

۳-۶-۱-۱- زمین کردن تجهیز

زمین کردن تجهیزات در بیشتر کشورها به عنوان ایمنی زمین یا حفاظت زمین شناخته می‌شود. زمین کردن تجهیزات سیستم در آمریکا به معنی اتصال موثر الکتریکی بین تمامی تجهیزات سیستم الکتریکی که حامل جریان الکتریکی نیستند به یکدیگر و در نهایت اتصال این قسمت‌های فلزی به زمین می‌باشد.

محفظه‌های فلزی شامل هادی‌ها یا دیگر تجهیزات الکتریکی ممکن است به دلیل خرابی‌های عایقی یا مکانیکی برق‌دار شوند . برق‌دار شدن سطوح فلزی مانند قاب ماژول‌های فتوولتائیک، می‌تواند باعث شوک الکتریکی و یا آتش سوزی شود.

با هم‌بندی مناسب سطوح فلزی به یدیگر و به زمین، اختلاف پتانسیل بین زمین و سطوح رسانا در طی شرایط خطا به نزدیک صفر کاهش پیدا می‌کند و بنابراین احتمال شوک الکتریکی و خطر آتش سوزی کاهش پیدا می‌کند. هم بندی مناسب تجهیزات زمین شده سیستم با زمین الکتریکی ضروری می‌باشد. به دلیل اینکه بیشتر محیط پیرامون (که شامل اکثر سطوح رسانا و خود زمین می‌باشد) دارای پتانسیل زمین می‌باشند. هادی استفاده شده برای هم بندی سطوح مختلف فلزی به یک‌دیگر به عنوان هادی زمین کننده تجهیزات (EGCs[1]) شناخته می‌شوند.

در یک سیستم قدرت متعارف (شبکه، ژنراتور و باتری)، تجهیز زمین شده سیستم یک مسیر برای برگشت جریان خطای فاز به زمین به منبع انرژی فراهم می‌کند. با اجازه بازگشت این جریان‌های خطا به منبع به طریق موثر و سریع، تجهیزات حفاظتی اضافه جریان که در مکان مناسبی باشند(معمولا فیوزها و کلیدها) قادر به عمل خواهند بود و می‌توانند منبع جریان خطا را قطع کنند.

۳-۶-۱-۲- زمین کردن سیستم

در زمین کردن سیستم، هادی یکی از مدارها (که حامل جریان است) به تجهیزات زمین شده سیستم و همچنین به زمین متصل می‌شوند. به این مورد در بیشتر کشورها "زمین کاربردی" گفته می‌شود. به هادی مدار که هم به تجهیز زمین شده سیستم و هم به زمین متصل است هادی زمین گفته می‌شود. اتصال بین هادی زمین و تجهیز زمین شده سیستم با عنوان اتصال دهنده هم بند سیستم[2] در NEC[3] شناخته می‌شود. تنها یک اتصال دهنده هم‌بند سیستم برای یک سیستم الکتریکی جداگانه که هادی زمین سیستم از هادی زمین شده منبع یا دیگر سیستم‌ها ایزوله

[1] Equipment Grounding Conductors

[2] System bonding jumper

[3] National electrical code

باشد، مجاز می‌باشد. برای تعاریف هم بندی، اتصال دهنده هم‌بندی و اتصال‌دهنده هم بند سیستم به NEC100 مراجعه شود. قسمت NEC250/8 توضیحات مربوط به نصب صحیح اتصال دهنده‌های هم‌بند را ارائه کرده‌است. اتصال سیستم زمین، که به وسیله سیستم اتصال هم‌بند ایجاد شده است، یک مسیر برای برگشت جریان خطا به منبع فراهم می‌کند. اگر تجهیز زمین شده سیستم و سیستم اتصال دهنده هم‌بند دارای امپدانس کم کافی (یعنی سایز هادی مناسب و اتصال خوب) شده باشد. جریان ناشی از یک هادی زمین نشده که به خطا به یک سطح و یا تجهیز زمین شده سیستم متصل شده است برای عملکرد تجهیزات حفاتی جریان زیاد کافی خواهد بود. سیستم‌های فتوولتائیک، همانظور که در ادامه گفته خواهد شد، ممکن است عملکرد مشابه سایر سیستم‌های الکتریکی در شرایط خطا نداشته باشند.

۳-۶-۱-۳- اتصال زمین

دستگاه فلزی که برای اتصال به زمین مورد استفاده قرار می‌گیرد الکترود زمین می‌باشد. هادی که از یک سمت نقطه مرکزی زمین(مکانی که تجهیزات زمین شده سیستم به هادی زمین شده مدار در سیستم زمین شده متصل هستند) و از سمت دیگر به الکترود زمین که با زمین در تماس است متصل شده است را هادی الکترود زمین (GEC[1])می‌گویند.

۳-۶-۱-۴- اتصال مستقیم به زمین

بنا بر دستورالعمل NEC100، زمین شدن مستقیم به اتصال زمین بدون وجود هیچ‌گونه مقاومت و یا امپدانس در مدار زمین گفته می‌شود. این تعریف اجازه استفاده از فیوزها، مدارشکن‌ها و رله‌های مکانیکی را در اتصال سیستم‌های زمین مشخص شده را می‌دهند.

۳-۶-۲-الزامات و نیازمندی‌های زمین کردن تجهیزات بر اساس NEC

در NEC 690/34 مشخص شده است که تمامی سیستم فتوولتائیک که دارای هر گونه فلز یا سطح هادی در دسترس که ممکن است برق‌دار شود نیازمند داشتن تجهیزات سیستم زمین می‌باشند.

این نیازمندی برای تمامی سیستم‌های فتوولتائیک در هر ولتاژ کاری که شامل سیستم فتوولتائیک ۱۲ و حتی ۶ ولت مستقل از شبکه، پمپ آب تغذیه شونده با مولد خورشیدی و غیره می‌شود. سطوح فلزی در دسترس که شامل

[1] Grounding electrode conductor

قاب ماژول فتوولتائیک، پایه‌های نصب فلزی، لوله‌های فلزی و دیگر قطعات رسانا می‌باشد. هادی‌های در دسترس که عایق آنها ممکن است پس از ۴۰ تا ۵۰ سال کارکرد مفید از بین برود، نیز می‌توانند سطح فلزی زیر یک آرایه فتوولتائیک را برق‌دار کند.

ظهور ماژول‌های فتوولتائیک با قاب‌های غیر فلزی ممکن است باعث ساده شدن زمین کردن ماژول‌های فتوولتائیک شود.

در بسیاری از سیستم‌های قدرت، دستورالعمل NEC اجازه استفاده از لوله‌های سیم برق[1] مانند لوله‌های الکتریکی فیزیکی[2](EMT) و یا لوله‌های فلزی سخت[3](RMC) را به عنوان EGC استفاده نمود. اما بسیاری از نصب کننده‌های و مجتمع‌سازهای سیستم‌های فتوولتائیک تصمیم به استفاده از یک EGC جداگانه که در صورت استفاده از تجهیزات غیر فلزی الزام آور است می‌گیرند. استفاده از یک هادی جداگانه برای EGC یک روش مطلوب می‌باشد. به دلیل اینکه در این روش سیستم زمین به نوع و نحوه اتصالات فیزیکی و الکتریکی لوله‌های فلزی سیستم وابسته نمی‌باشد.

۳-۶-۳-زمین کردن تجهیزات-نیروگاه خورشیدی

سیستم نیروگاه خورشیدی به طور معمول دارای اجزای متفاوتی از قبیل سیستم الکتریکی AC و DC، ماژول‌های فتوولتائیک، قاب و نگهدارنده است. برای ایجاد یک سیستم زمین مناسب لازم است تمامی این تجهیزات بنا بر استانداردهای موجود به درستی زمین شوند.

۳-۶-۳-۱- مدارات جریان مستقیم فتوولتائیک

الزامات تجهیزات زمین مخصوص به منبع فتوولتائیک و مدار خروجی آن در قسمت‌های ۴۳/۶۹۰-۴۵/۶۹۰-۶۹۰۴۶ دستور العمل NEC بیان شده است. نیازمندی‌های پایه در قسمت NEC250/110 ذکر شده است. تجهیزات موجود در بخش جریان مستقیم سیستم فتوولتائیک ممکن است با ایجاد یک اتصال فلزی به هر یک از سطوح فلزی زمین شوند.

همانند دیگر سیستم های الکتریکی، حدود نامی تجهیزات حفاظت جریان زیاد که از مدار جریان مستقیم فتوولتائیک حفاظت می‌کند ابعاد EGC آن را مشخص می‌کند.(جدول ۱۲۲/۲۵۰ NEC) EGC به طور معمول

[1] Metallic raceway

[2] Electrical metallic tubing

[3] Rigid metal conduit

دارای امپدانس پایین کافی می‌باشـــد که باعث عملکرد به موقع تجهیزات حفاظت جریان در هنگام عبور جریان خطای فاز به زمین شود.

اگرچه ممکن است این سیستم زمین و حفاظت برای سیستم‌های جریان متناوب که توسط یک منبع پایدار تغذیه شـده و جریان خطای زیادی دارند موثر باشـد، اما ممکن اسـت برای مدارات جریان ثابت فتوولتائیک موثر نباشـد. مدارهای جریان ثابت فتوولتائیک جریان خطای محدودی دا شته و وابـ سته به تابش خور شید که انرژی منبع جریان خطا را فراهم می‌کند، ا ست. همچنین این جریان خطا وابسته به پیکربندی سیستم (تعداد مدارهای موازی که خطا را تغذیه می‌کنند) ا ست. مقدار جریان خطا ممکن ا ست در بعضی شرایط مانند هوای ابری یا آغاز صبح به مقداری نبا شد که باعث عملکرد تجهیزات حفاظت جریان زیاد نـ شود. برای مقابله با این مـ شکل، سیـ ستم‌های فتوولتائیک الزاماتی درباره تشخیص خطای زمین با در نظر گرفتن جریان خطای پایین دارند.

ماهیت جریان محدود ماژول‌های فتوولتایک اجازه می‌دهند که بعضی از مدارهای جریان ثابت آن در صورتی که جریان خطا به اندازه‌ای آ سیب زدن به هادی‌های مدار و ماژول‌های فتوولتائیک نبا شد بدون وجود تجهیزات حفاظت جریان زیاد نصـب شـوند. در صـورت عدم نیاز به تجهیزات حفاظت جریان زیاد، ابعاد EGC بر اسـاس جریان نامی منبع جریان ثابت فتوولتائیک محا سبه می شود. عدم نیاز به تجهیزات جریان زیاد به طور معمول برای سیـ ستم‌های فتوولتائیک خانگی که تنها شامل یک یا دو رشته از منابع موازی هستند، اعمال می‌شود. این استثنا همچنین در مورد مدارهای خروجی فتوولتائیک نیز اعمال می‌شود.

۳-۶-۳-۲- اینورترها و دیگر تجهیزات الکترونیکی

بنا بر اسـتاندارد UL1741، تمام اینورترهای دارای ترمینال یا دیگر تامین کننده‌ها هسـتند لازم اسـت که در ورودی‌ها و خروجی آن‌ها EGC وجود داشته باشد. برای یک اینورتر تعاملی معمولی، لازم است که در تمامی ورودی جریان ثابت و خروجی جریان متغییر تجهیزات زمین وجود داشـته باشـد. این ترمینال‌ها ممکن اسـت به وسـیله یک باس بار زمین شده باشند و یا از نظر مکانیکی مجزا و از لحاظ الکتریکی متصل باشند. عموما این ترمینال‌ها به بدنه فلزی اینورتر متصل هستند. در مورد کنترل کننده‌های شارژ که برای سیستم‌های فتوولتائیک مستقل یا چند حالته ا ستفاده می شوند نیز به همین صورت می‌با شد. بعضی از میکرو اینورترها و ماژول‌های فتوولتائیک جریان متناوب و مبدل‌های DC به DC ممکن اسـت یک ترمینال اضـافه در بدنه برای اتصـال EGC الزام شـده توسـط اسـتاندارد UL1741 دارا باشند.

۳-۶-۳-۳- هم بندی فوندانسیون

هنگامی که منبع جریان ثابت فتوولتائیک و مدار خروجی آن بر روی یک پایه فلزی نصب شده‌باشند، لازم است که فوندانسیون فلزی زمین شده باشد. وجود این هم‌بندی فوندانسیون برای تمامی سیستم‌های با ولتاژ بهره‌برداری ۲۵۰ ولت به بالا ضروری می‌باشد (NEC 250/97). بسیاری از سیستم‌های فتوولتائیک از اینورترهای رشته‌ای که ولتاژ کاری بیشینه آنها بیش از ۲۵۰ ولت است بهره می‌برند.

۳-۶-۳-۴- زمین کردن سیستم

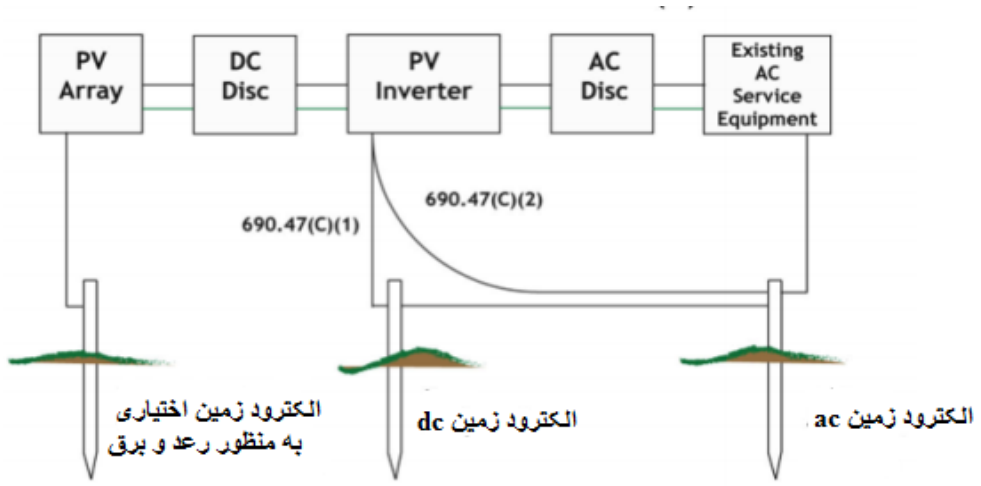
یک سیستم فتوولتائیک به عنوان سیستم زمین شده تعریف می‌شود که یکی از هادی‌های DC (مثبت یا منفی) به سیستم زمین که به زمین فیزیکی متصل است اتصال یابد. انتخاب هادی مثبت یا منفی برای زمین شدن وابسته به تکنولوژی ماژول فتوولتائیک دارد. بیشتر ماژول‌ها می‌توانند از هادی با پتانسیل منفی زمین شده یا حتی ایزوله از زمین استفاده شده، اما تعداد محدودی از تکنولوژی‌های فتوولتائیک الزام به زمین کردن هادی مثبت دارند. ممکن است چندین آرایه خورشیدی یک اینورتر را تغذیه نموده و تنها یک اتصال هادی DC به زمین رخ بدهد.

در سیستم‌های فتوولتاییک به دلیل وجود اینورتر و اجزای دیگر، نحوه‌ی زمین کردن مولد کمی با مولدهای سنکرون و بادی متفاوت است. استاندارد NEC 690/47(C) روش‌هایی را به منظور زمین کردن سیستم‌های تولید شامل بخش‌های AC و DC بیان کرده است. این استاندارد بیان می‌دارد که مولدهایی مانند فوتوولتاییک که شامل بخش‌های AC و DC می‌باشند میبایستی شامل یک سیستم جداگانه‌ی زمین برای بخش dc باشند. این سیستم زمین dc بایستی با یکی از روش‌های زیر با سیستم زمین AC ارتباط داشته باشد:

الف) سیستم الکترود زمین DC مرتبط با سیستم الکترود زمینAC :در این نوع سیستم زمین کردن، هرکدام از بخش‌های DC و AC توسط دو الکترود جداگانه به زمین سراسری متصل می‌گردند و این دو الکترود به وسیله‌ی یک جامپر با همدیگر ارتباط پیدا می‌کنند.((1) (NEC690/47(C)

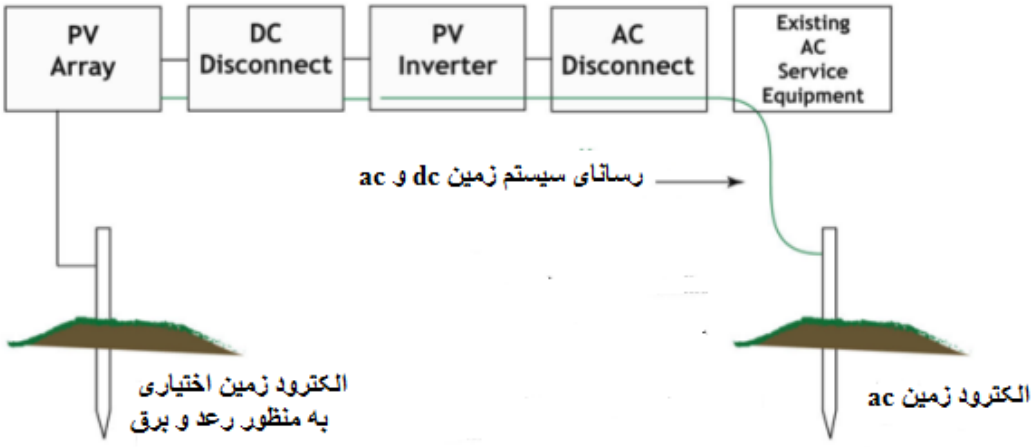
ب) سیستم الکترود زمین مشترک بین بخش DCو AC :در این نوع سیستم زمین، بخش DC مولد، از طریق یک جامپر یا رسانا، به الکترود زمین موجود در سیستم AC متصل شده و لذا در این حالت الکترودهای جداگانه برای سیستم زمین وجود نخواهد داشت.((2) (NEC690/47(C)

در هرکدام از این روش‌ها، استفاده‌ی اختیاری از یک الکترود زمین در آرایه های فتوولتاییک نیز به منظور حفاظت در مقابل حوادثی از قبیل رعد و برق پیشنهاد می‌شود. در شکل (۳-۴) هرکدام از این روش‌ها نشان داده شده‌اند.



شکل (۳-۴): دو روش زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک

ج) سیستم ترکیبی زمین بین AC وDC: در این روش نوترال‌های مربوط به هرکدام از بخش‌های مولد فوتوولتاییک از طریق یک باس بار زمین در بخش Ac و توسط یک الکترود مشترک، به زمین حفاظتی متصل می‌گردند. در این روش حفاظتی، از لحاظ ابعاد تجهیزات، نسبت به روش‌های قبلی، ابعاد بزرگتری از رساناها و اتصالات نیازمند است. در این روش نیز همانند روش‌های قبلی می‌توان از یک الکترود زمین اختیاری به منظور حفاظت آرایه های فوتوولتاییک در مقابل رعد و برق استفاده کرد. در شکل (۳–۵) این نوع سیستم نشان داده شده است.



شکل (۳-۵): روش ترکیبی زمین کردن مولدهای فوتوولتاییک

لازم به ذکر است که کاربرد هرکدام از روش‌های بالا، بسته به توصیه‌های سازنده‌ی مولد و نیز میزان هزینه‌های مصرفی برای مولدهای مختلف متفاوت بوده و نمی‌توان یک دستورالعمل دقیق و خاصی برای زمین کردن مولدهای

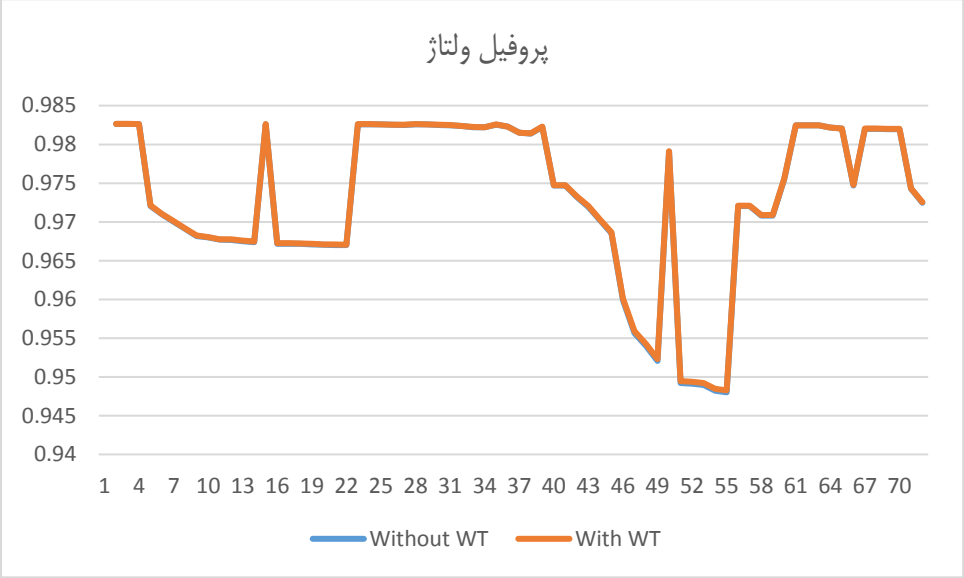
فوتوولتاییک به کار برد. البته برخی از قواعد از قبیل محدود نمودن جریان خطا و نیز عدم کاهش حساسیت رله های حفاظتی لازم است که در طراحی سیستم زمین رعایت گردند.

پیوست

۴-۱-بررسی نتایج شبیه‌سازی اتصال منابع تولید پراکنده بادی

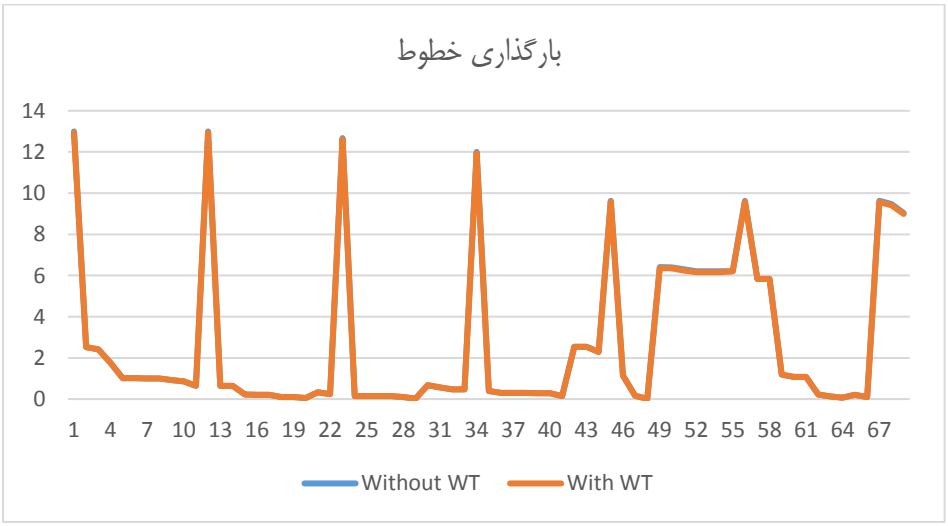
۴-۱-۱-کلاس ۱، طرح اتصال ۱

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۶): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۱)

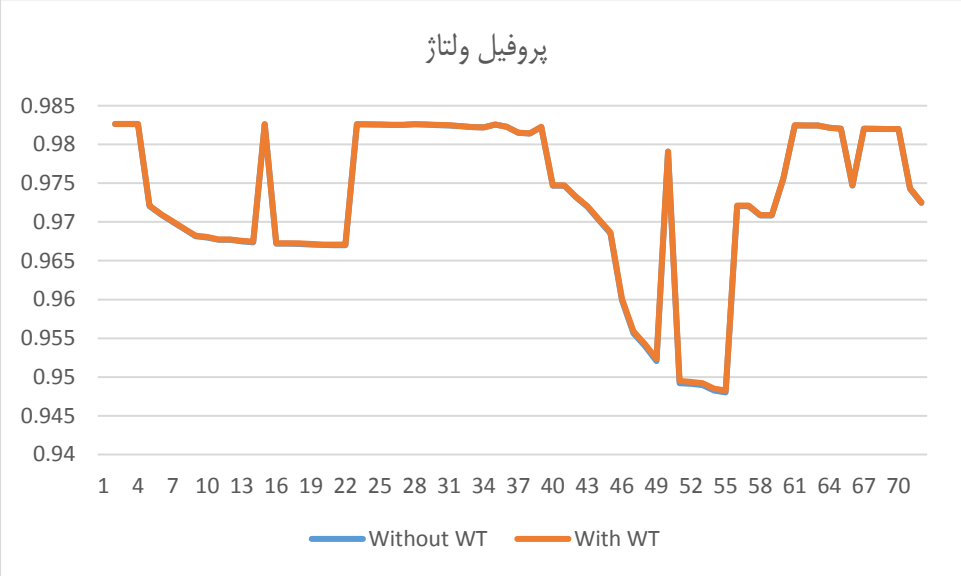
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۷): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۱)

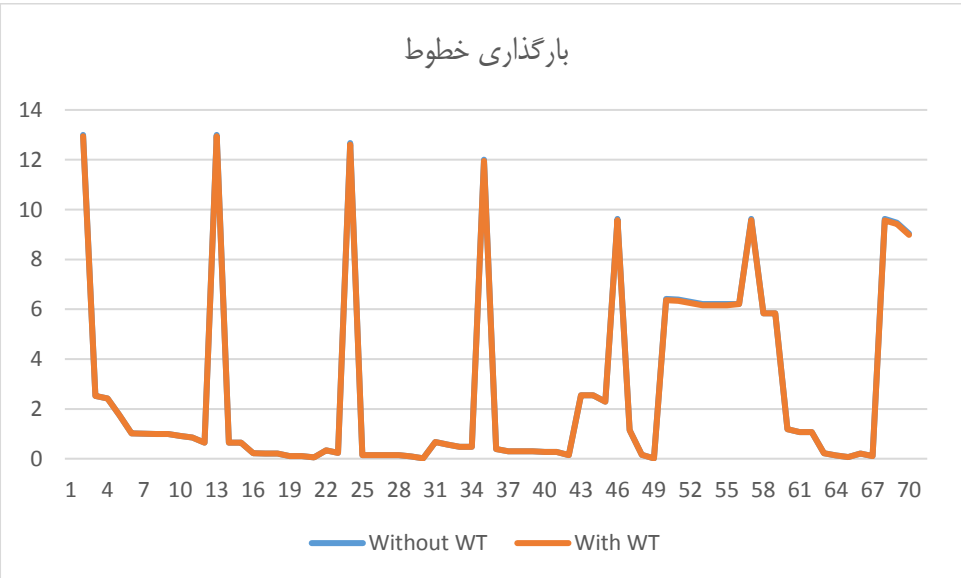
۴-۱-۲ -کلاس ۱، طرح اتصال ۲

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۸): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۲)

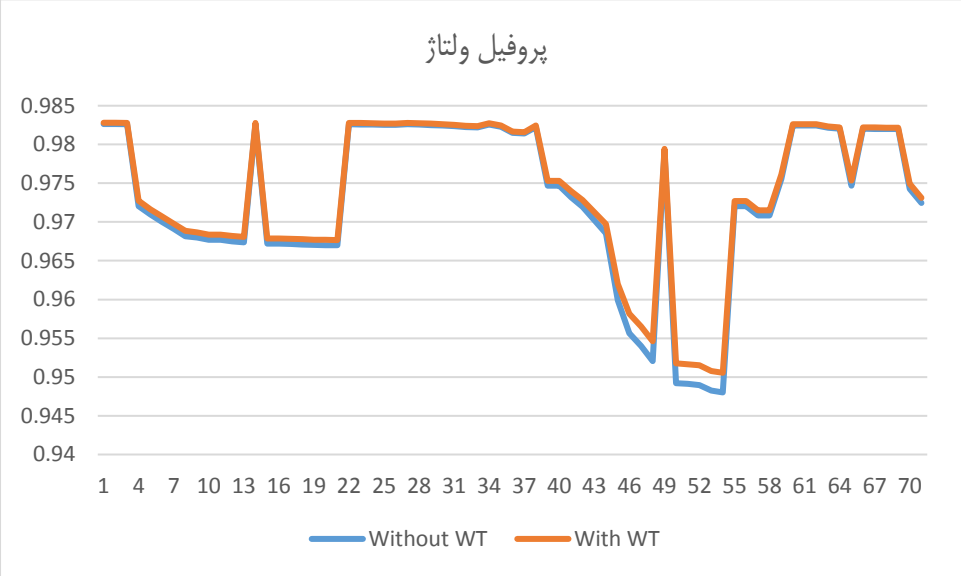
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۹): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۲)

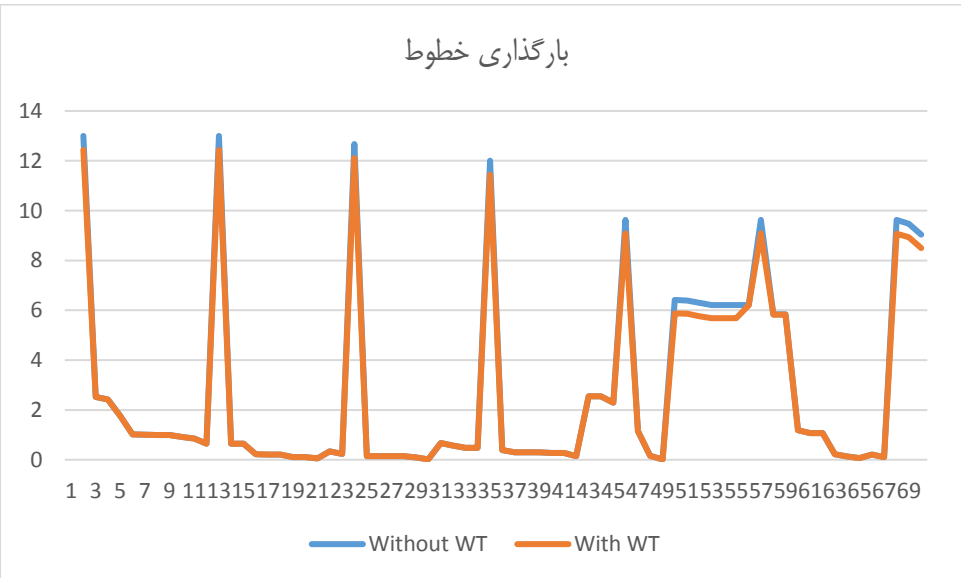
۴-۱-۳-کلاس ۲، طرح اتصال ۲

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۱۰): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۲)

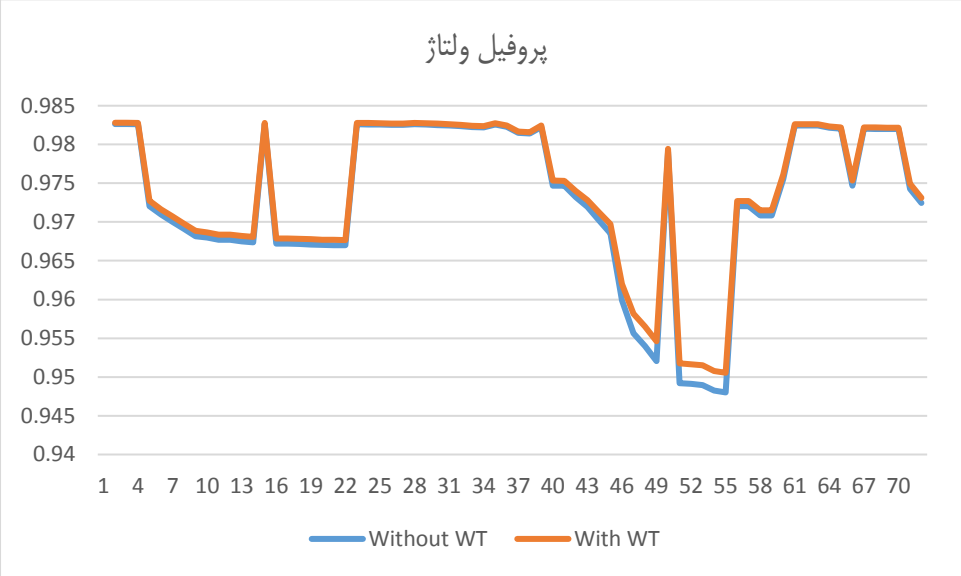
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۱۱): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۲)

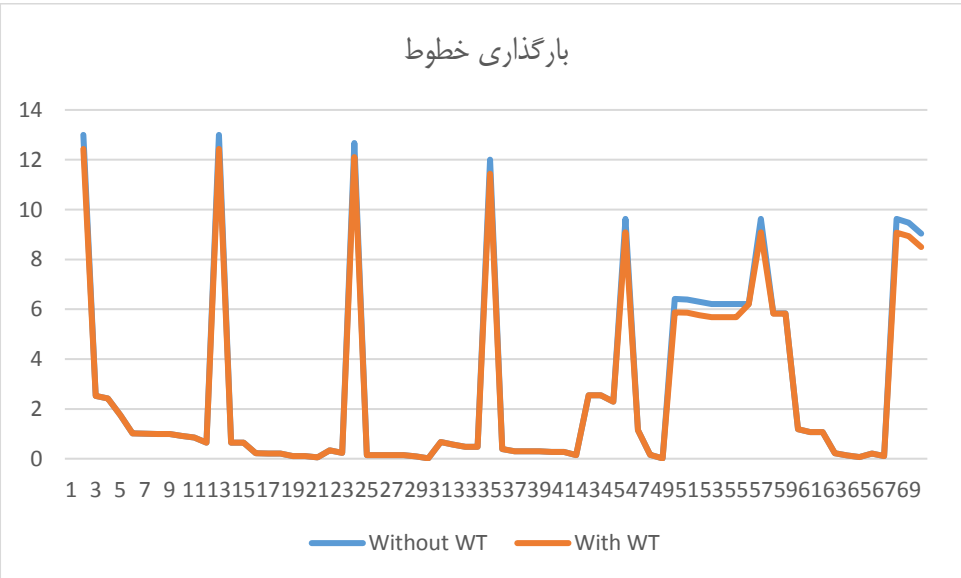
۴-۱-۴-کلاس ۲، طرح اتصال ۳

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۱۲): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۳)

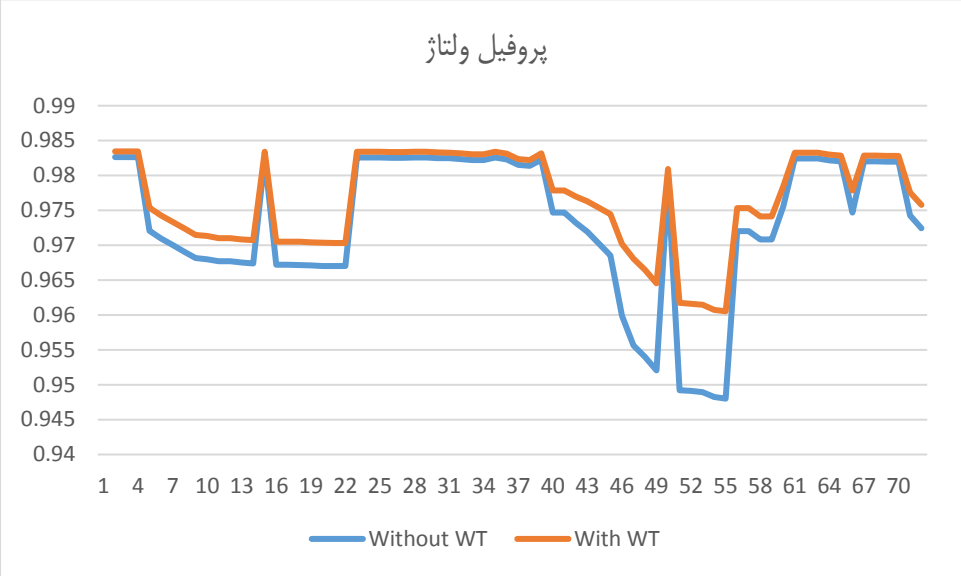
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۱۳): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۳)

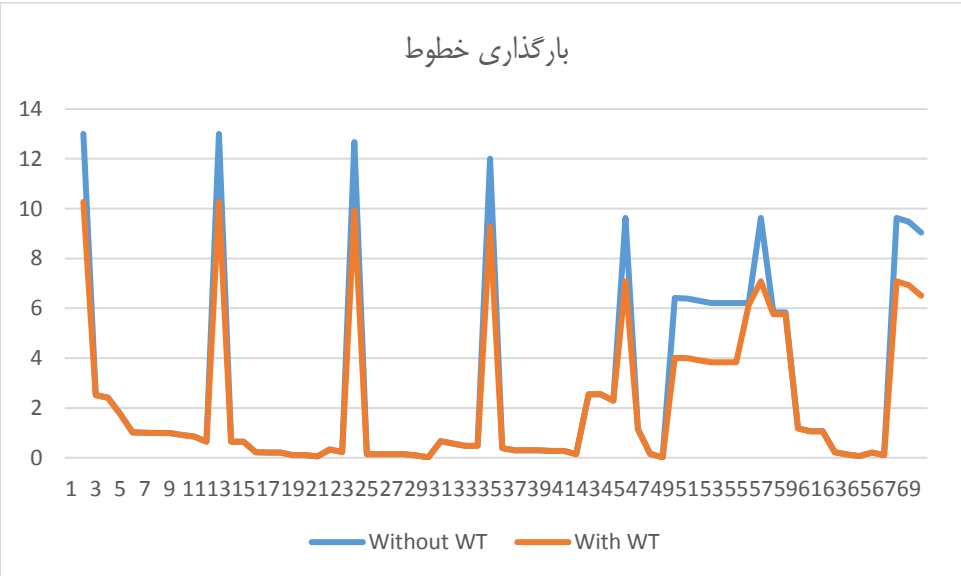
۴-۱-۵ -کلاس ۳، طرح اتصال ۳

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۱۴): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۳) طرح (۳)

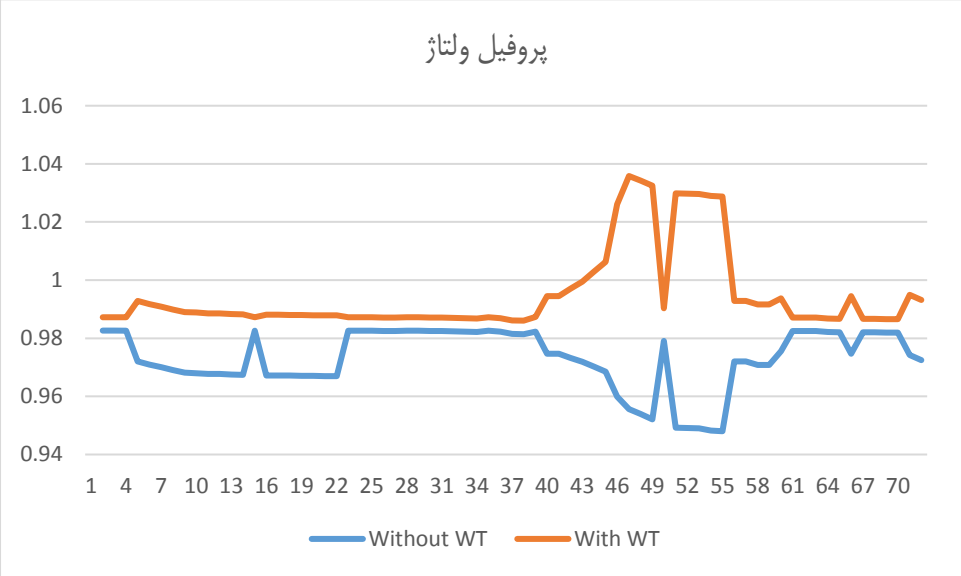
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۱۵): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۳) طرح (۳)

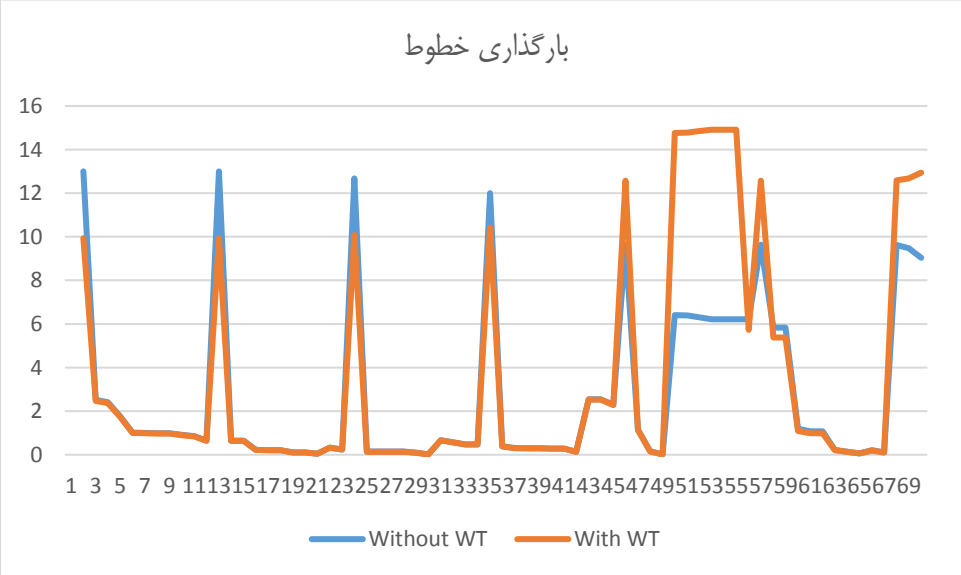
۴-۱-۶ -کلاس ۴، طرح اتصال ۳

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۱۶): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۳)

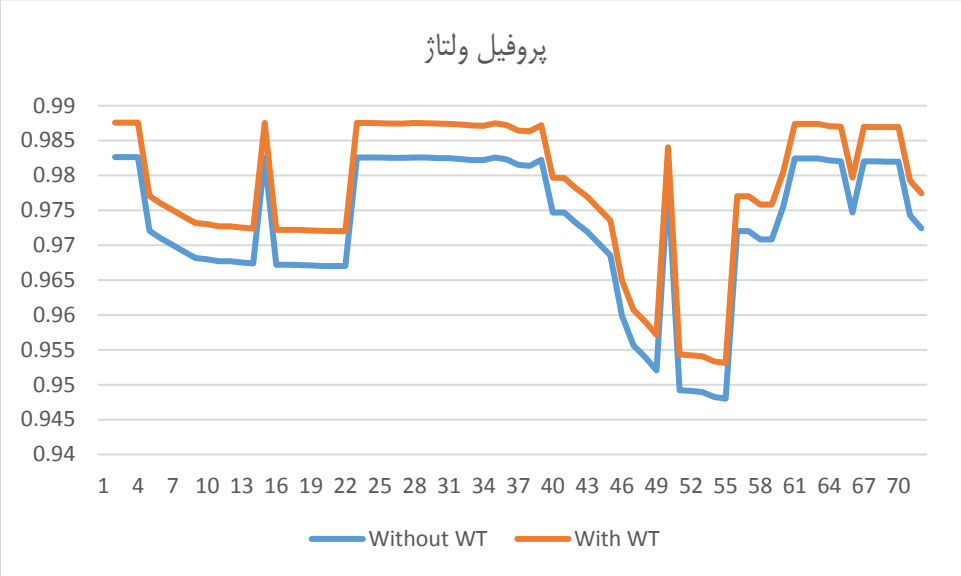
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۱۷): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۳)

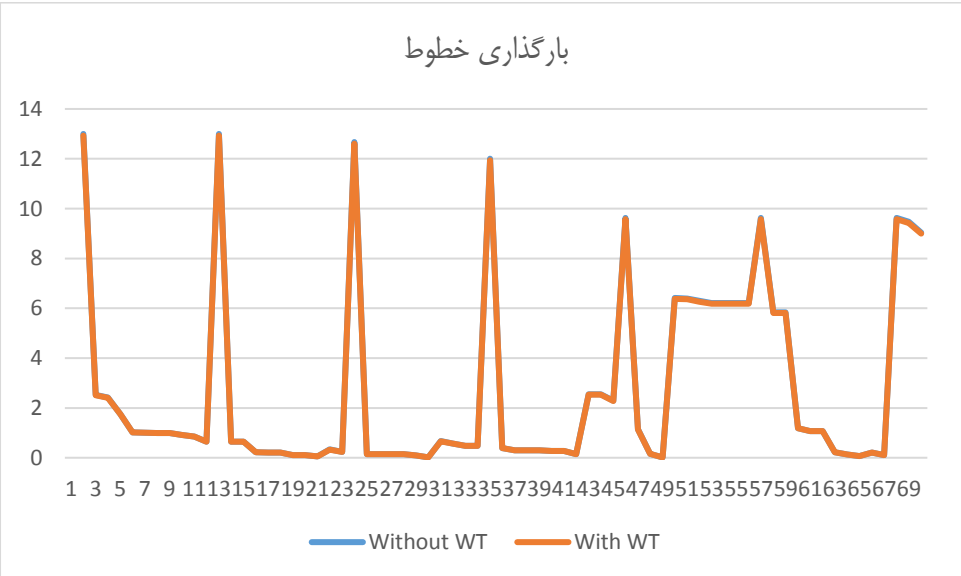
۴-۱-۷-کلاس ۴، طرح اتصال ۴

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۱۸): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۴)

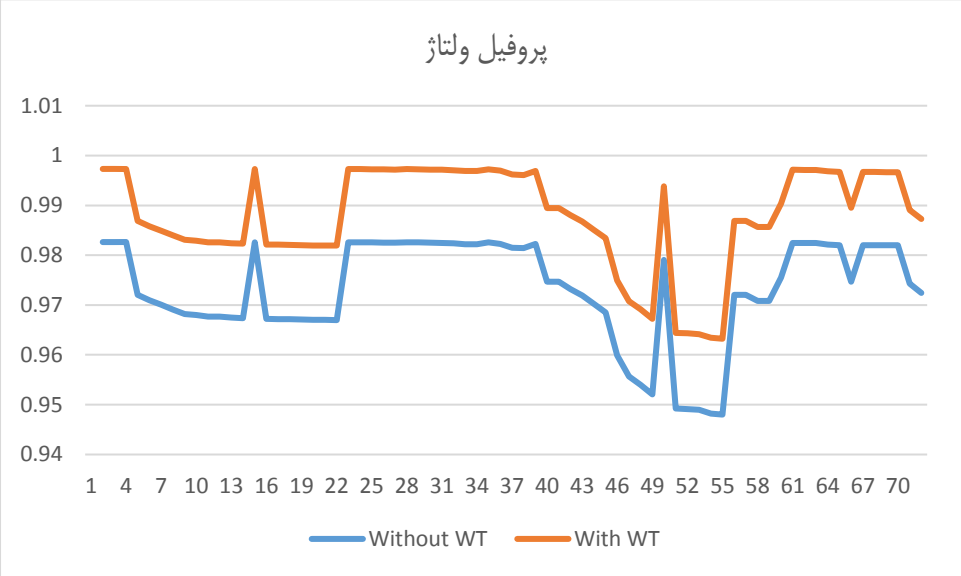
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۱۹): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۴)

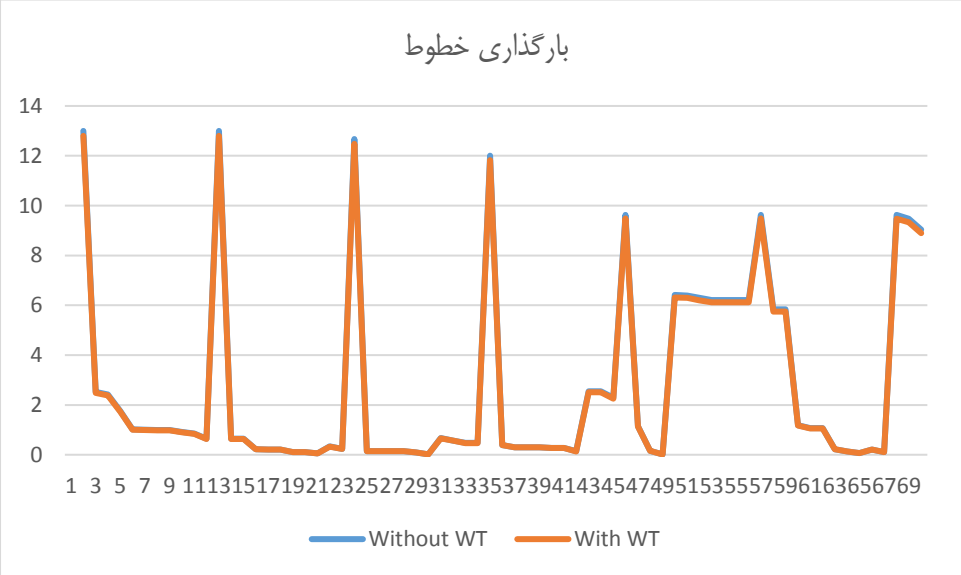
۴-۱-۸-کلاس ۵، طرح اتصال ۴

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۲۰): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۴)

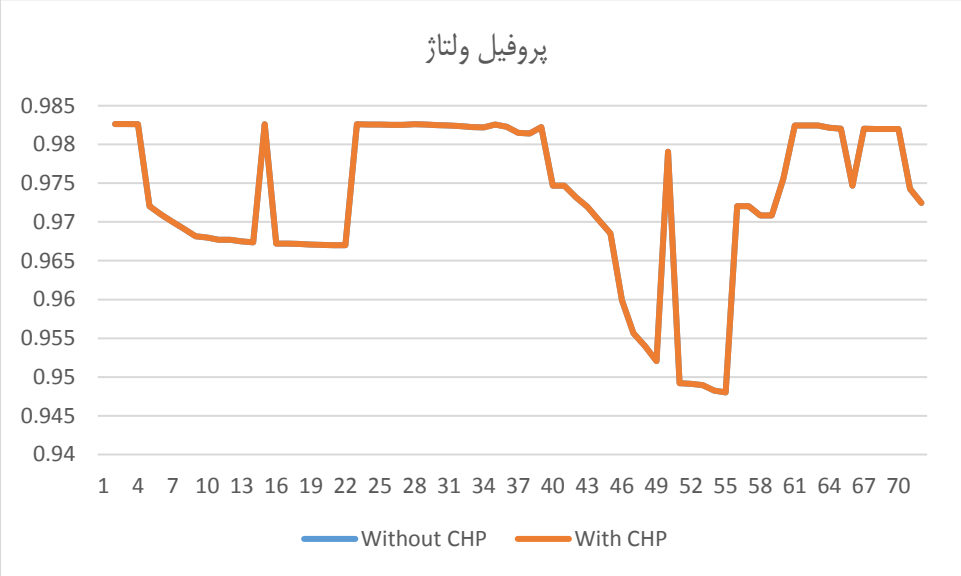
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۲۱): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۴)

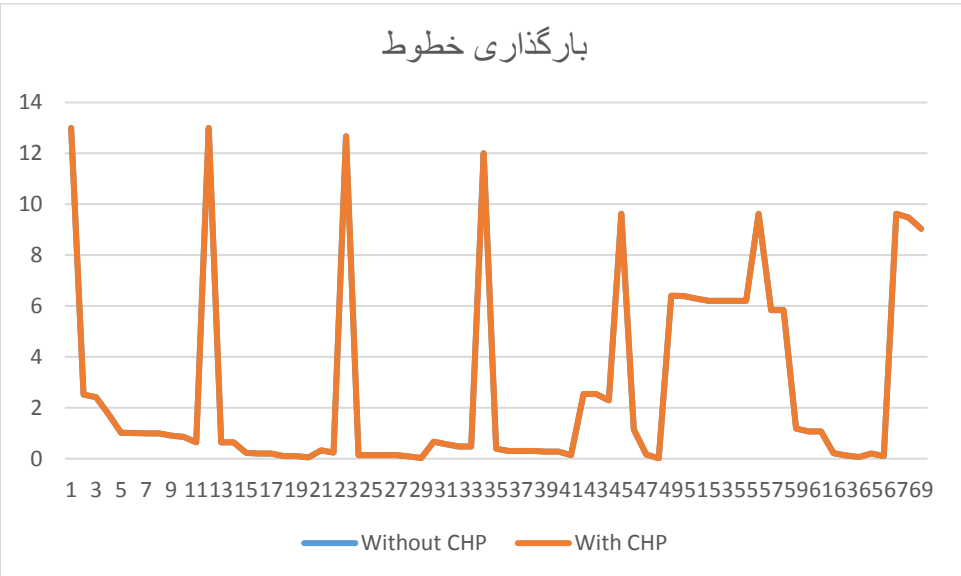
۴-۱-۹-کلاس ۵، طرح اتصال ۵

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۲۲): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۵)

وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۲۳): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۵)

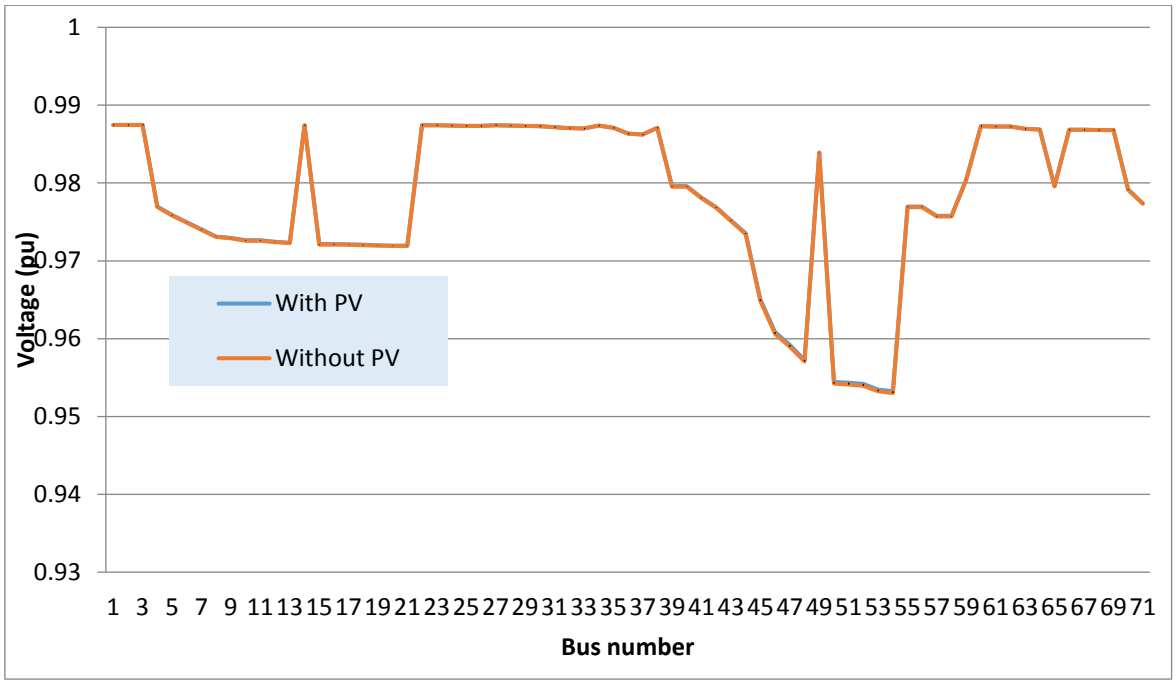
جدول (۳-۴): مقادیر جریان ماندگار اتصال کوتاه در حضور توربین بادی بر اساس کلاس‌بندی و طرح‌های اتصال

	کلاس ۱	کلاس ۲	کلاس ۳	کلاس ۴	کلاس ۵
طرح اتصال ۱	KA۳۵۸/۲۶				
طرح اتصال ۲	KA۳۵۸/۲۶	KA۹۵۷/۲۹			
طرح اتصال ۳		KA۱۱۲/۲	KA۲۰۹/۲	KA۰۸۲/۳	
طرح اتصال ۴				KA۷۶۲/۸	KA۸۴۴/۱۱
طرح اتصال ۵					KA۱۲۵/۲۳

۴-۲-بررسی نتایج شبیه‌سازی اتصال خورشیدی

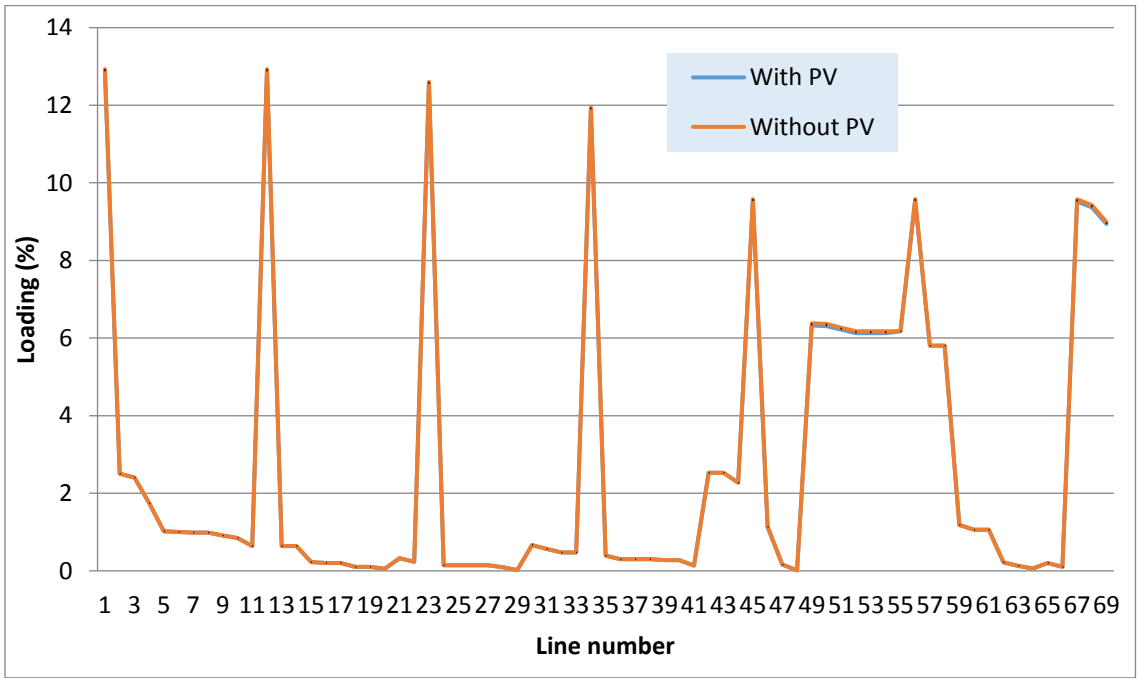
۴-۲-۱-کلاس ۱ طرح اتصال ۱

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۲۴): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۱)

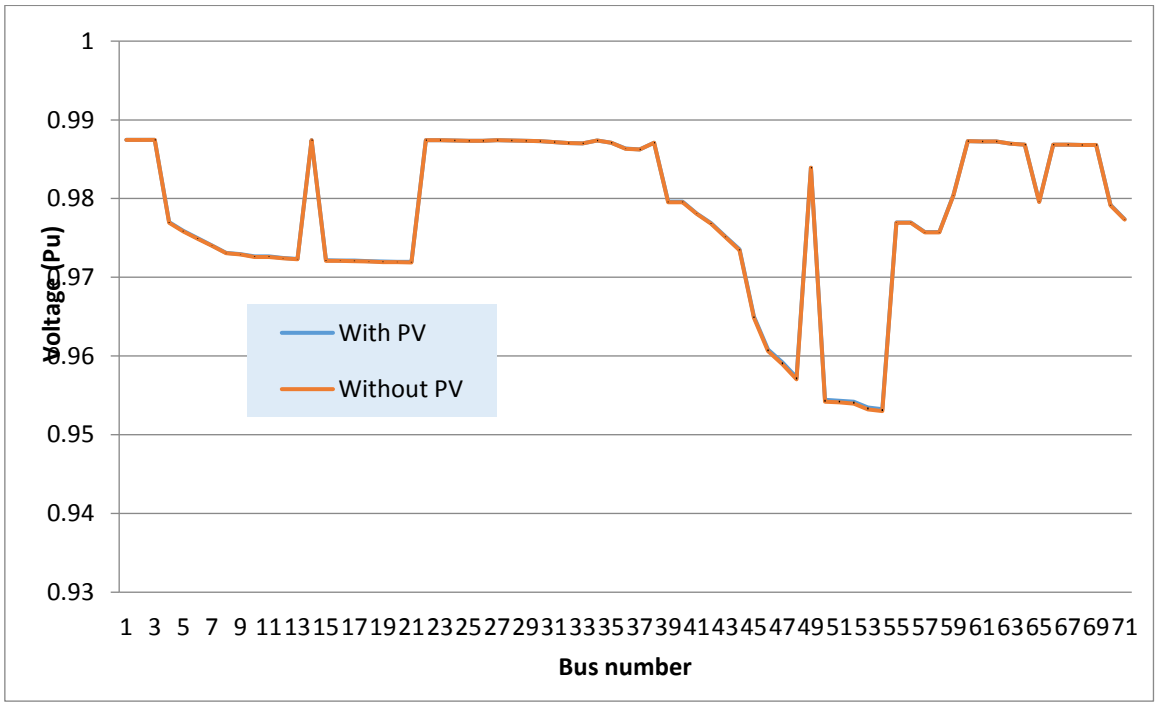
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۲۵): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح

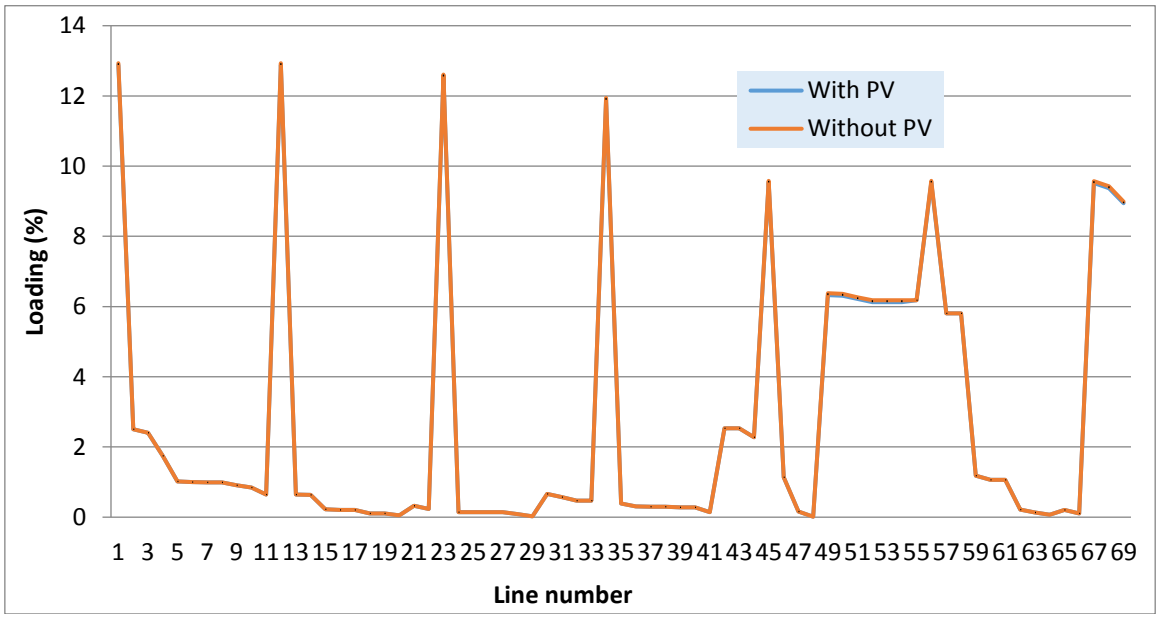
۴-۲-۲-کلاس ۱، طرح اتصال ۲

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۲۶): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۲)

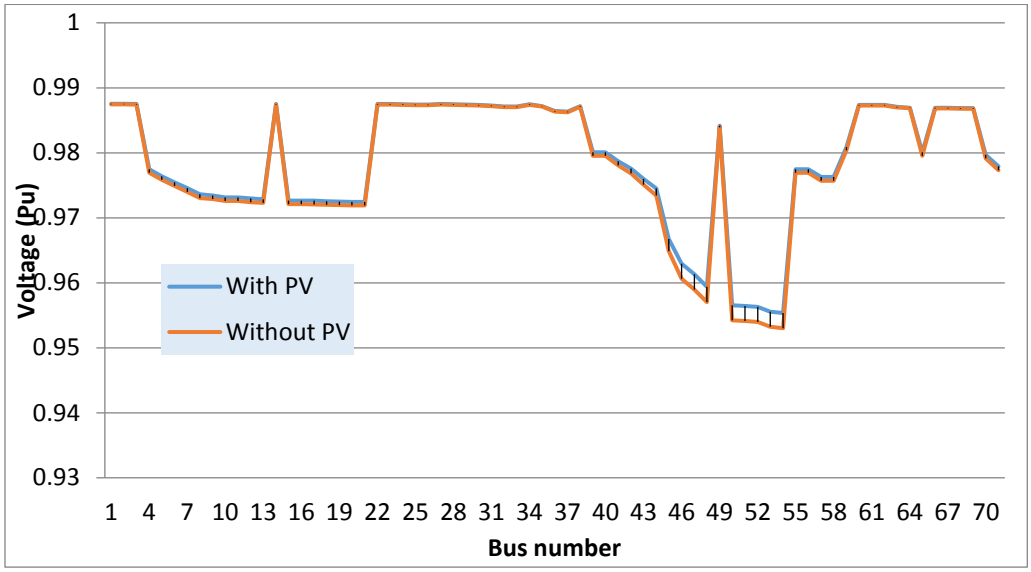
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۲۷): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۲)

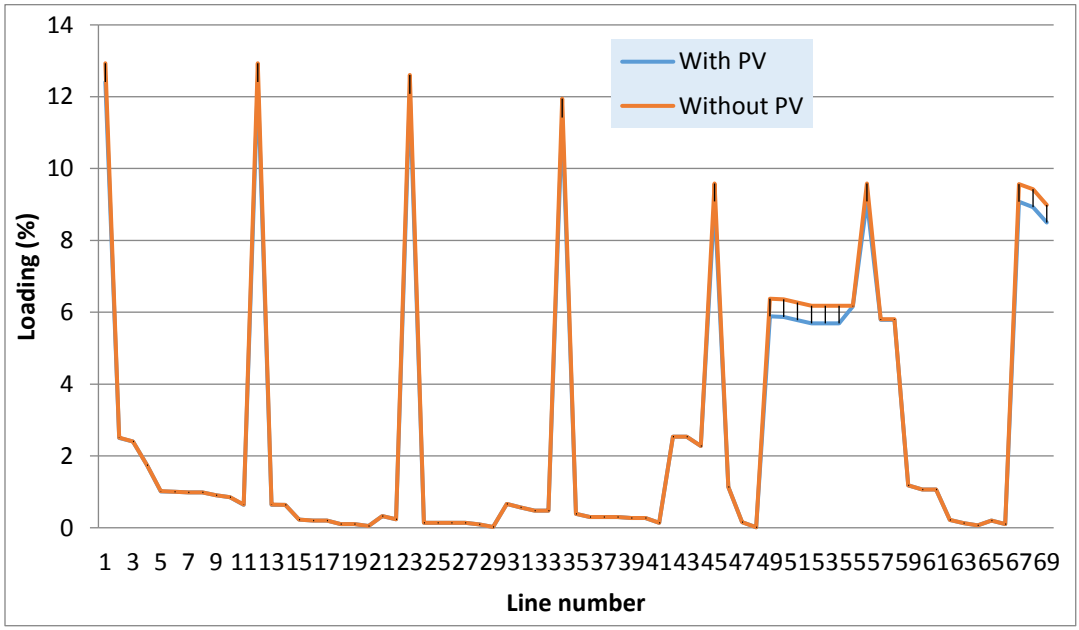
۴-۲-۳-کلاس ۲ ، طرح اتصال ۲

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۲۸): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۲)

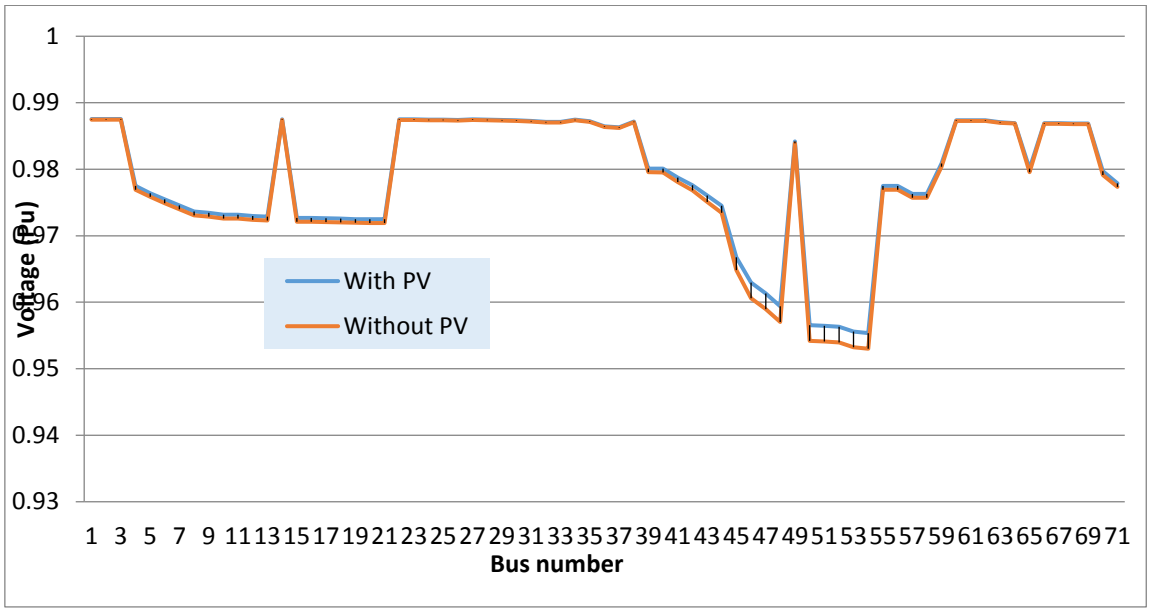
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۲۹): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۲)

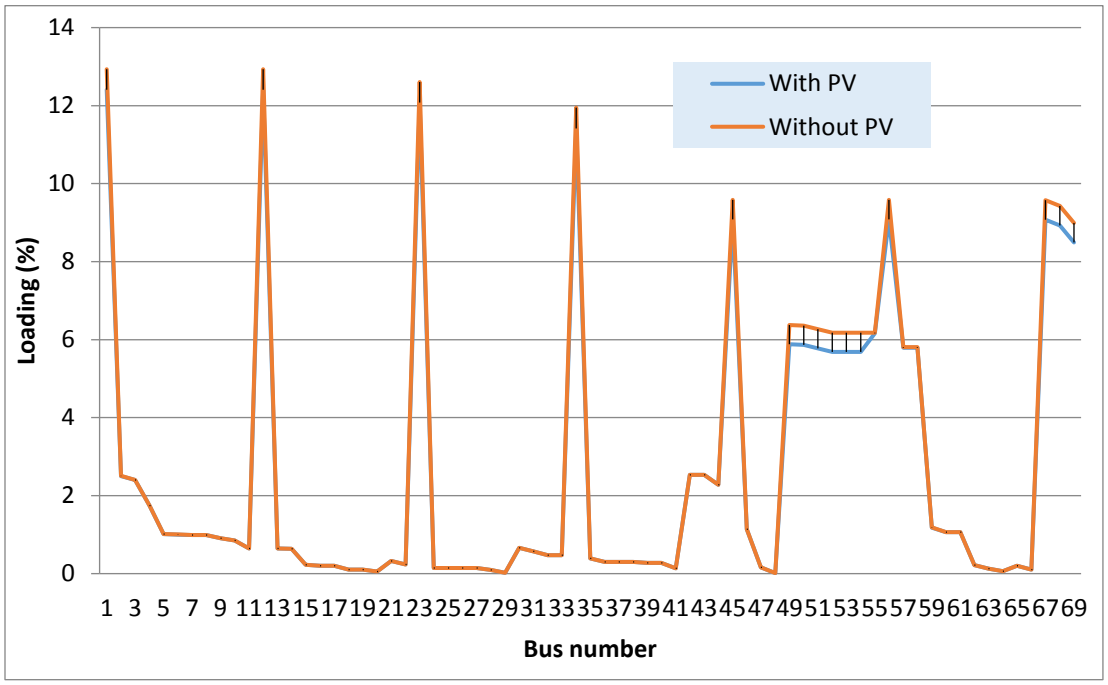
۴-۲-۴-کلاس ۲، طرح اتصال ۳

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۳۰): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۳)

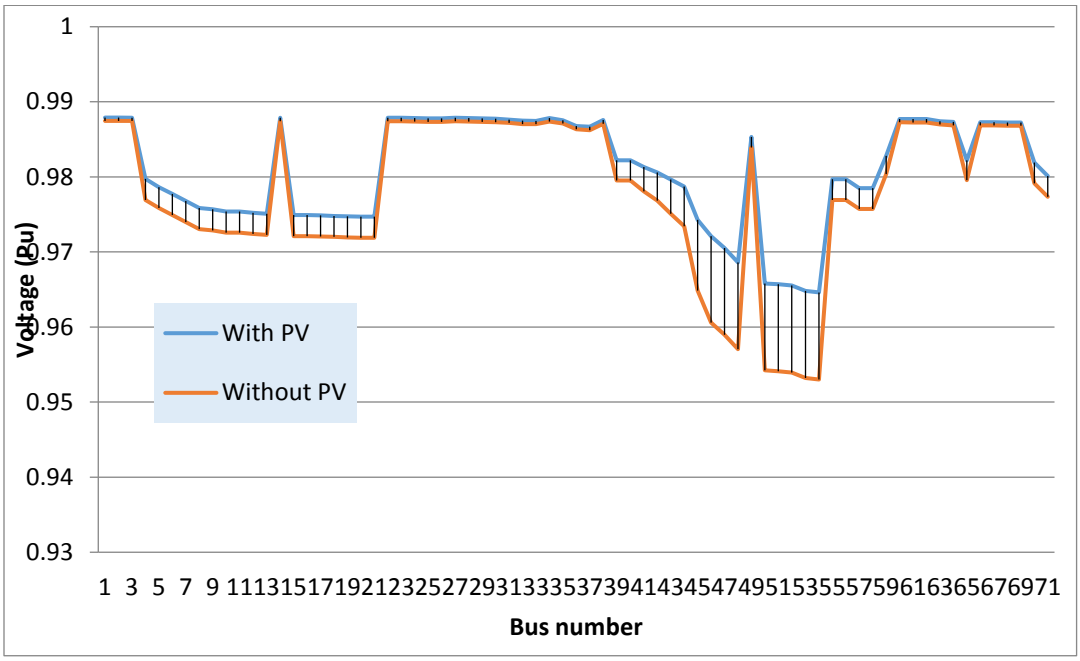
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۳۱): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۳)

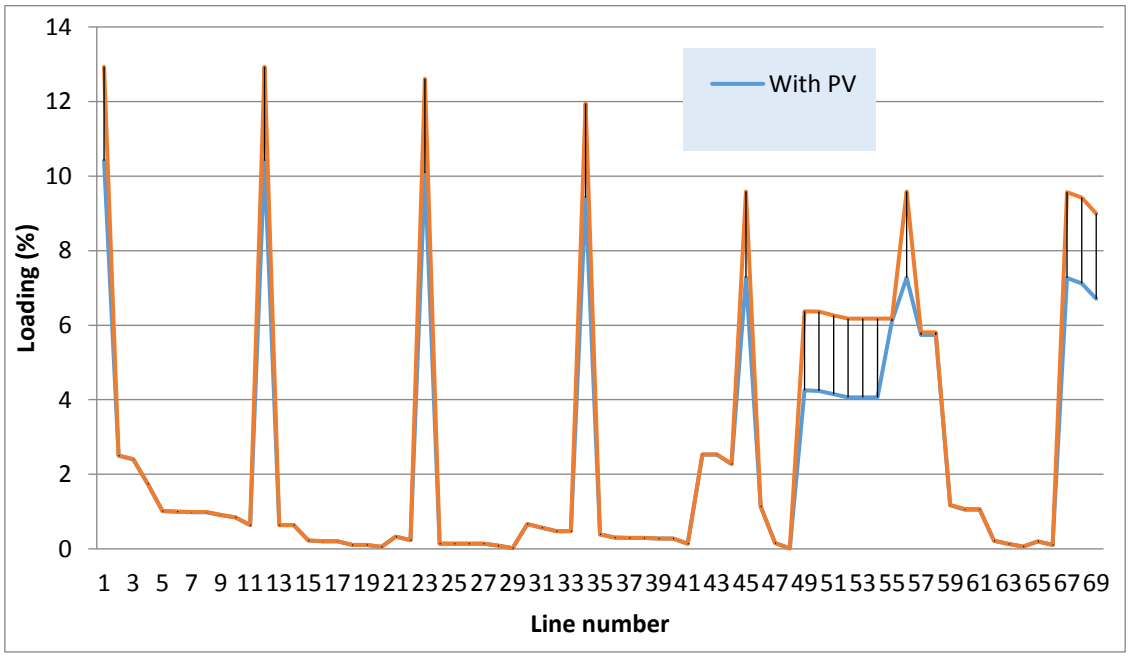
۴-۲-۵-کلاس ۳، طرح اتصال ۳

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۳۲): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۳) طرح (۳)

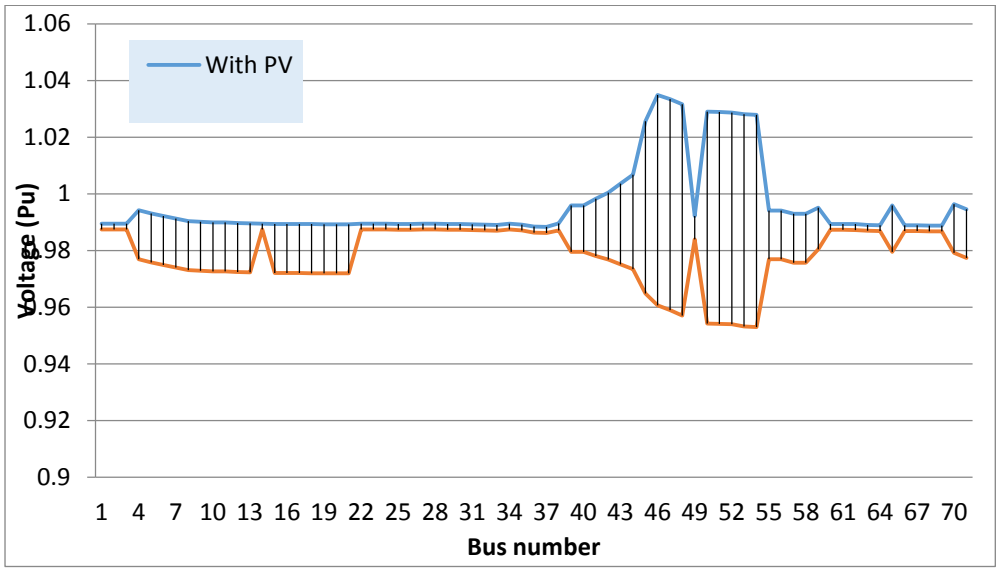
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۳۳): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۳) طرح (۳)

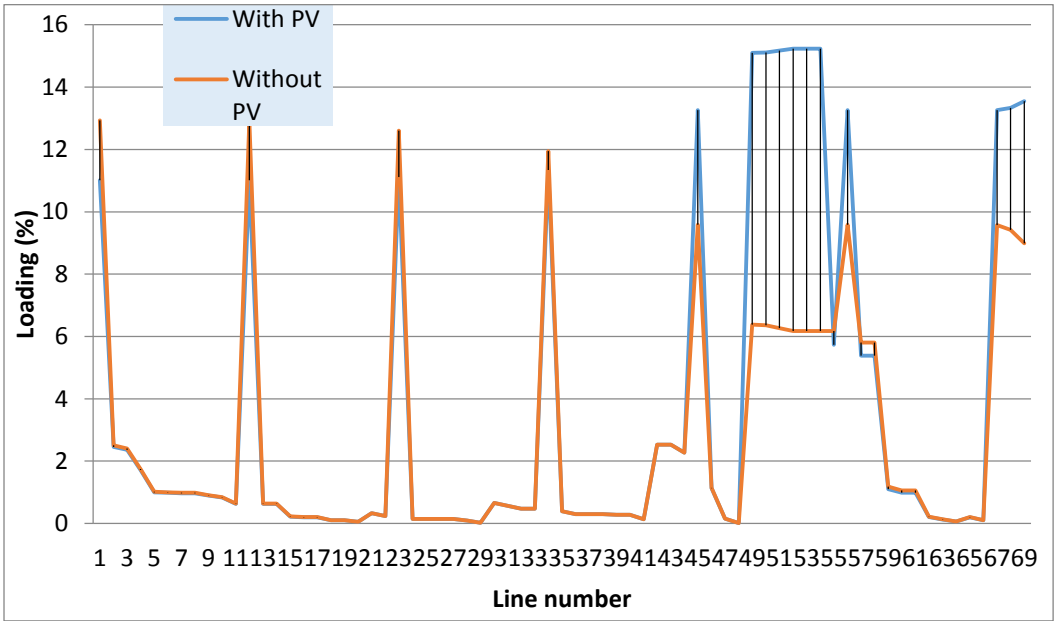
۴-۲-۶-کلاس ۴ طرح اتصال ۳

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۳۴): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۳)

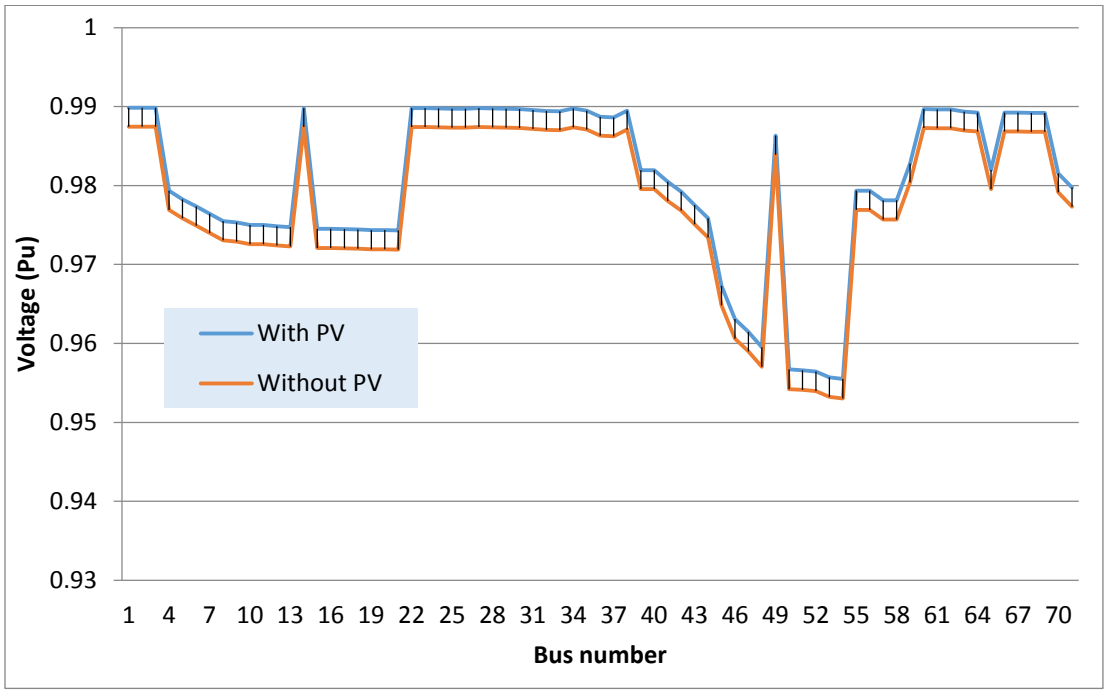
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۳۵): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۳)

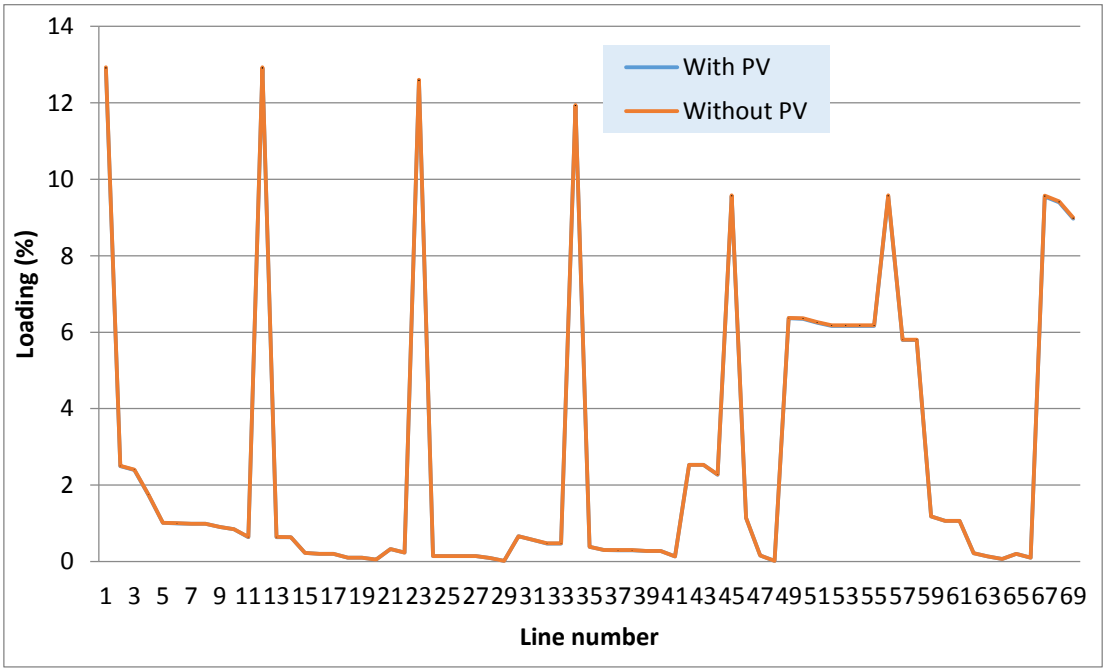
۴-۲-۷-کلاس ۴ طرح اتصال ۴

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۳۶): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۴)

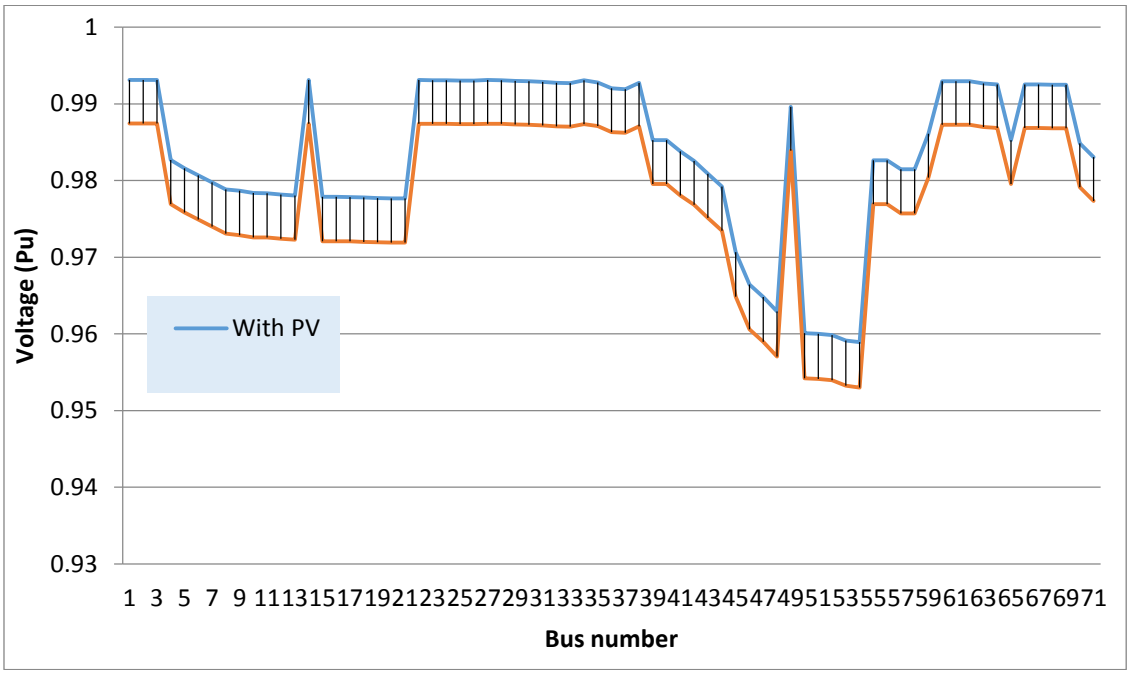
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۳۷): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۴)

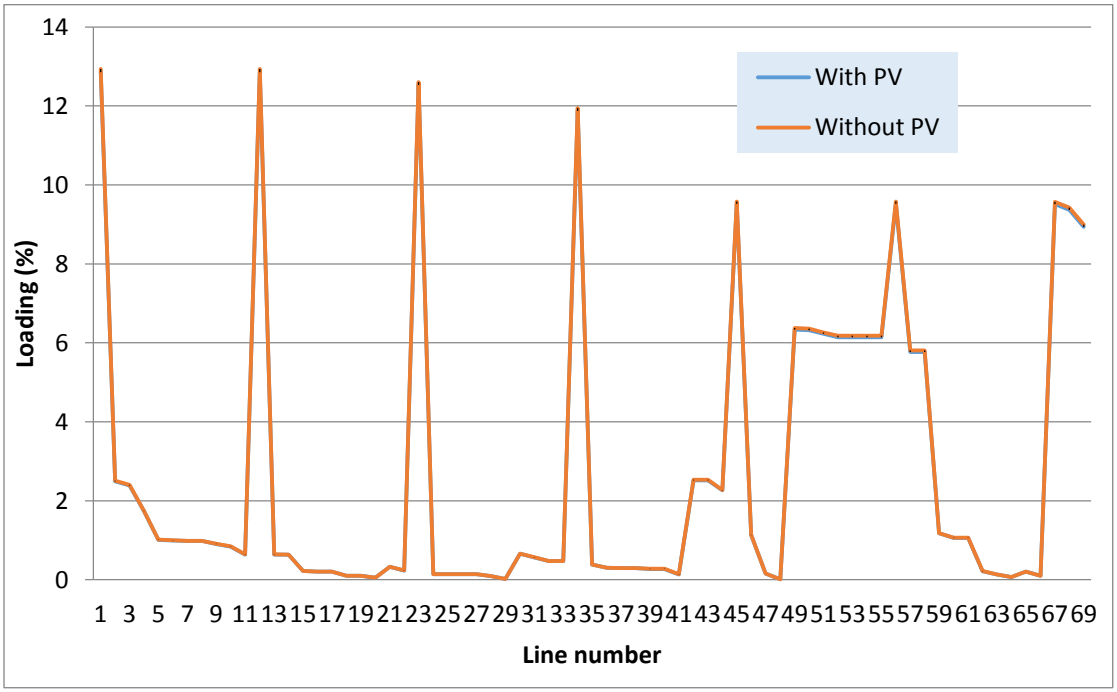
۴-۲-۸-کلاس ۵، طرح اتصال ۴

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۳۸): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۴)

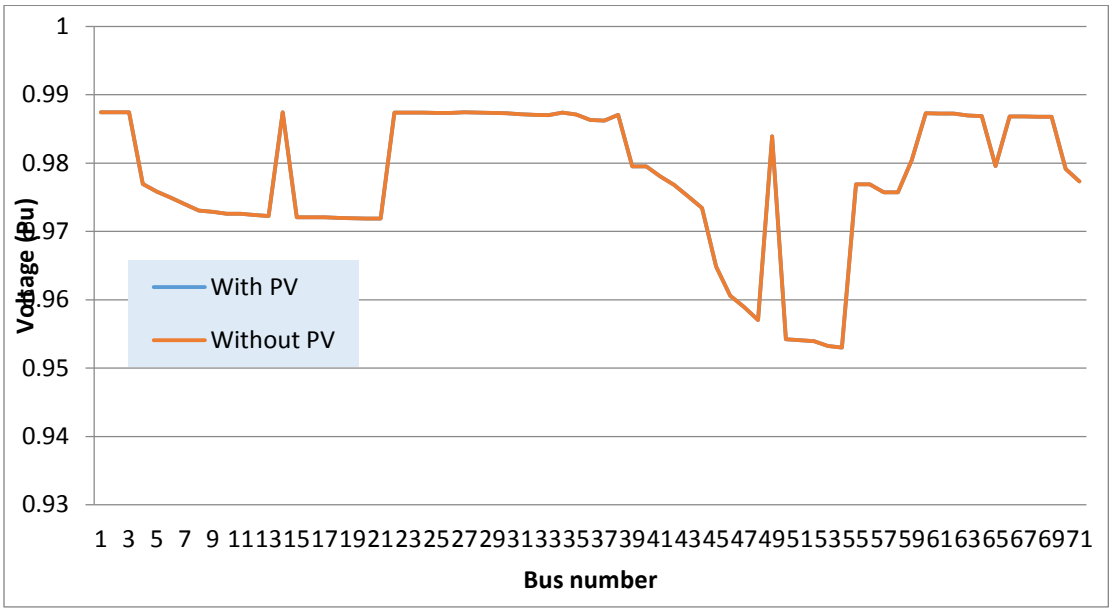
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۳۹): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۴)

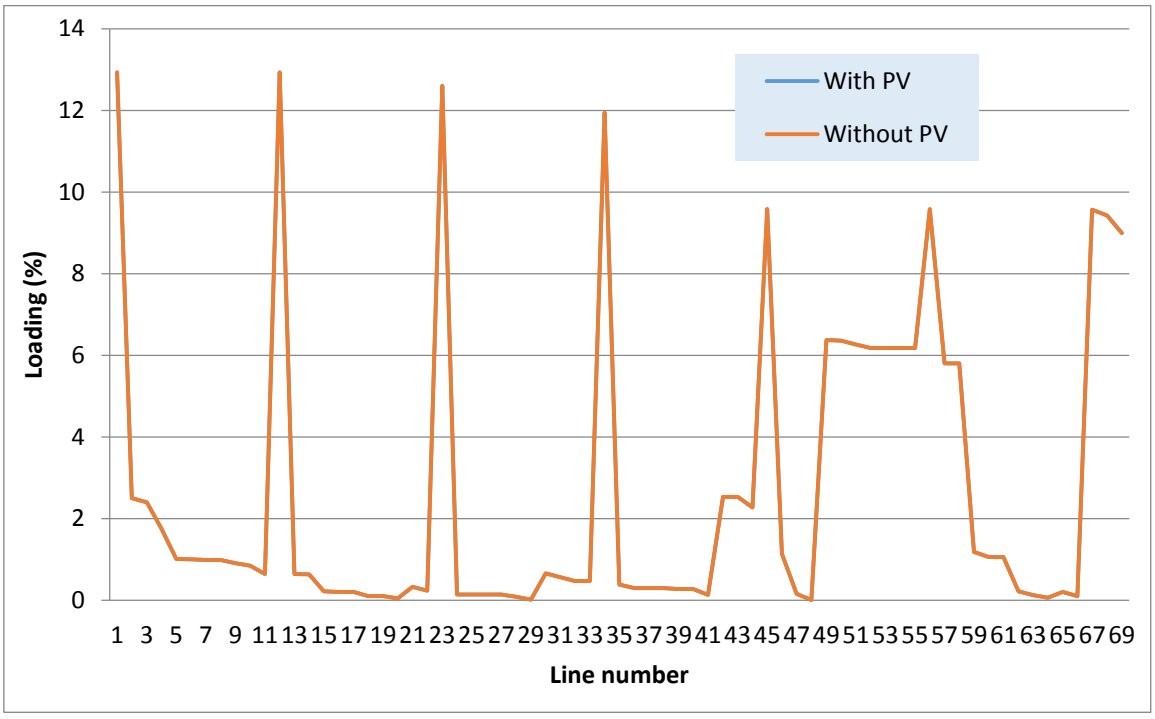
۴-۲-۹-کلاس ۵، طرح اتصال ۵

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۴۰): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۵)

وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۴۱): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۵)

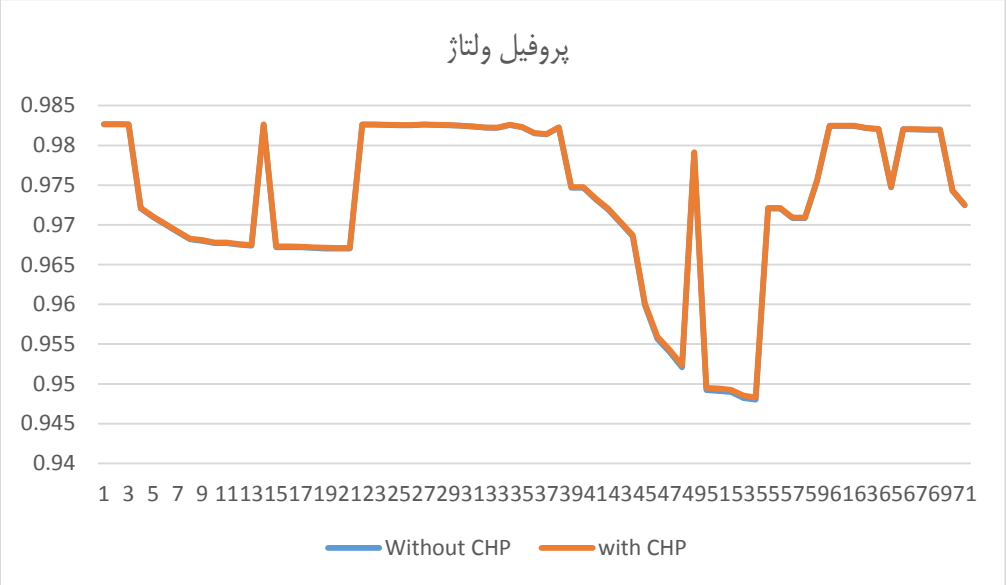
جدول (۳-۵): مقادیر جریان ماندگار اتصال کوتاه در حضورمنابع تولید پراکنده فتوولتاییک بر اساس کلاس-بندی و طرح‌های اتصال

	کلاس ۱	کلاس ۲	کلاس ۳	کلاس ۴	کلاس ۵
طرح اتصال ۱	KA۹۸۸/۲۵				
طرح اتصال ۲	KA۹۸۸/۲۵	KA۲۴۹۱/۲۶			
طرح اتصال ۳		KA۰۹۴/۲	KA۱۱۰/۲	KA۲۳۸/۲	
طرح اتصال ۴				KA۷۸۹/۷	KA۲۹۵/۸
طرح اتصال ۵					KA۲۸۲/۲۱

۴-۳-بررسی نتایج شبیه‌سازی اتصال غیر اینورتری (CHP ها)

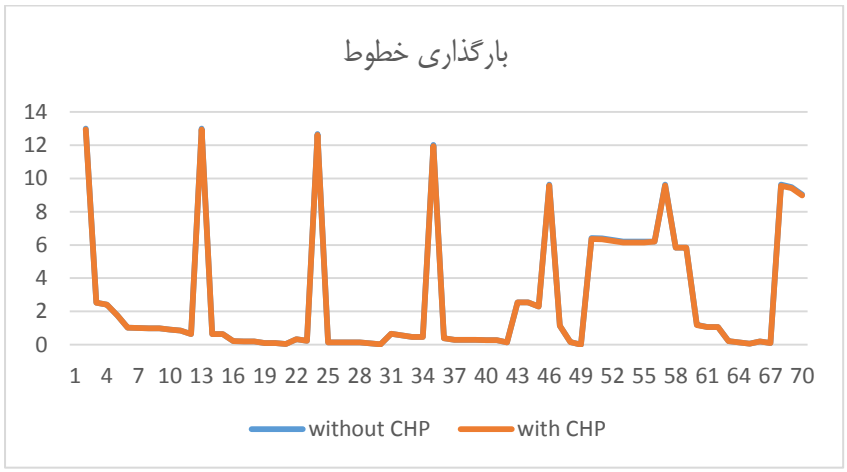
۴-۳-۱-کلاس ۱، طرح اتصال ۱

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۴۲): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۱)

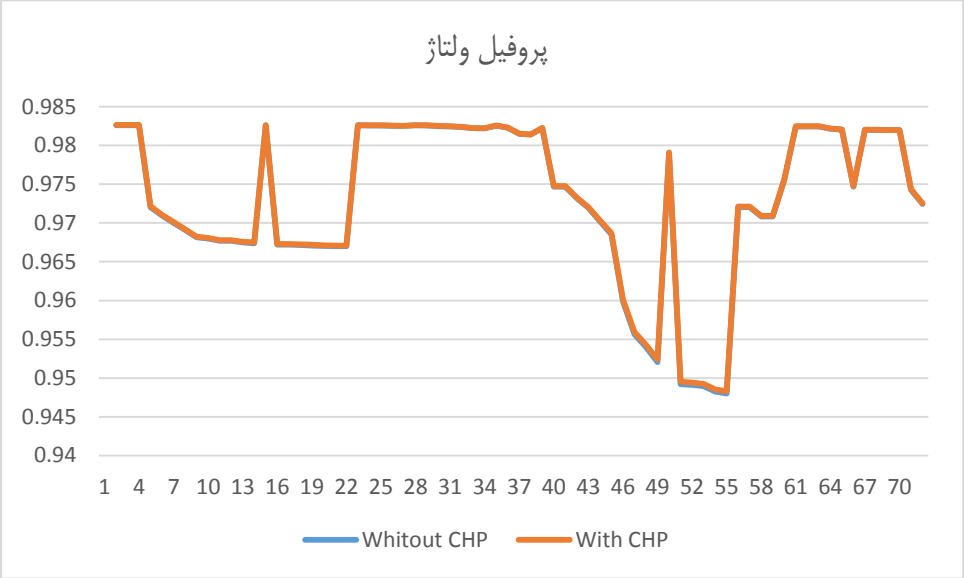
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۴۳): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۱)

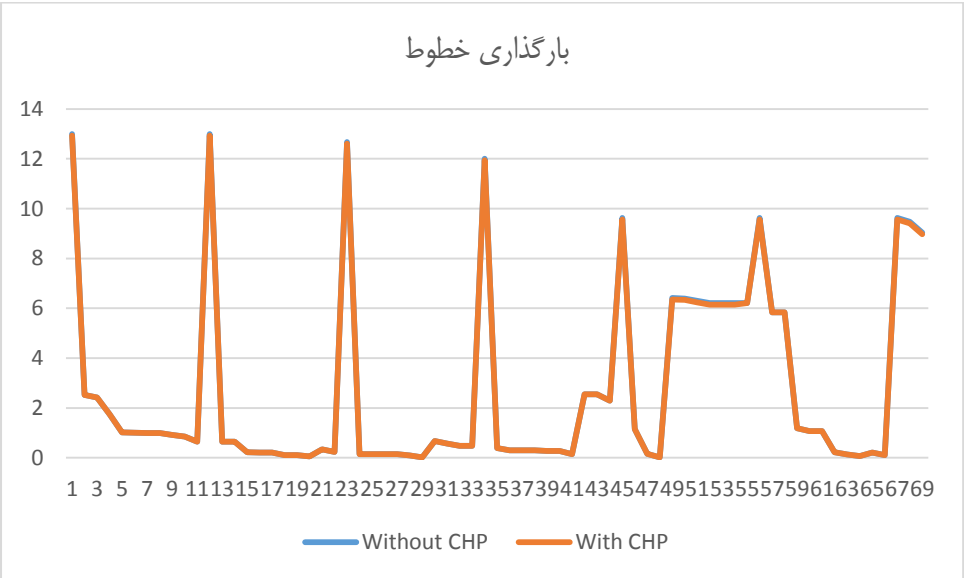
۴-۳-۲-کلاس ۱ طرح اتصال ۲

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۴۴): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۲)

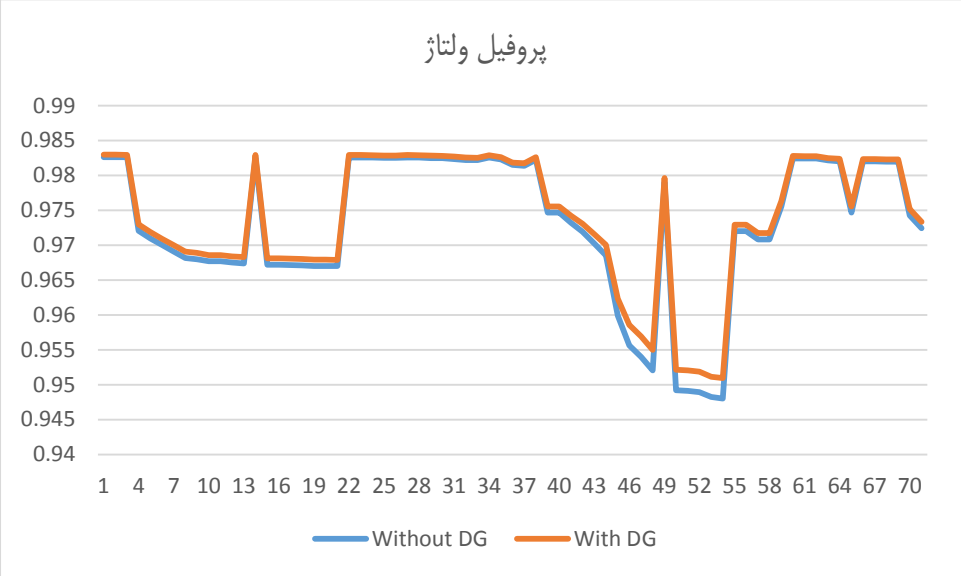
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۴۵): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۱) طرح (۲)

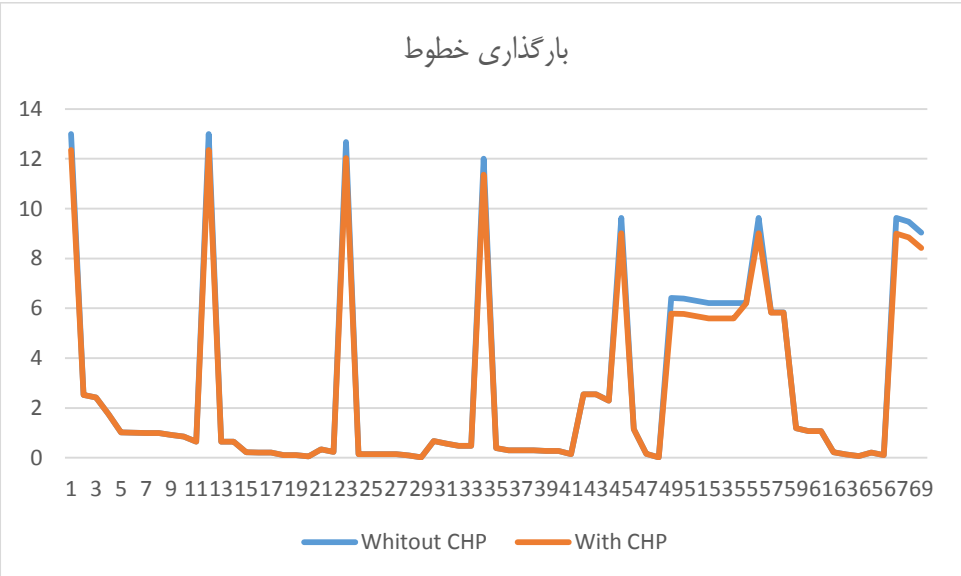
۴-۳-۳-کلاس ۲، طرح اتصال ۲

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۴۶): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۲)

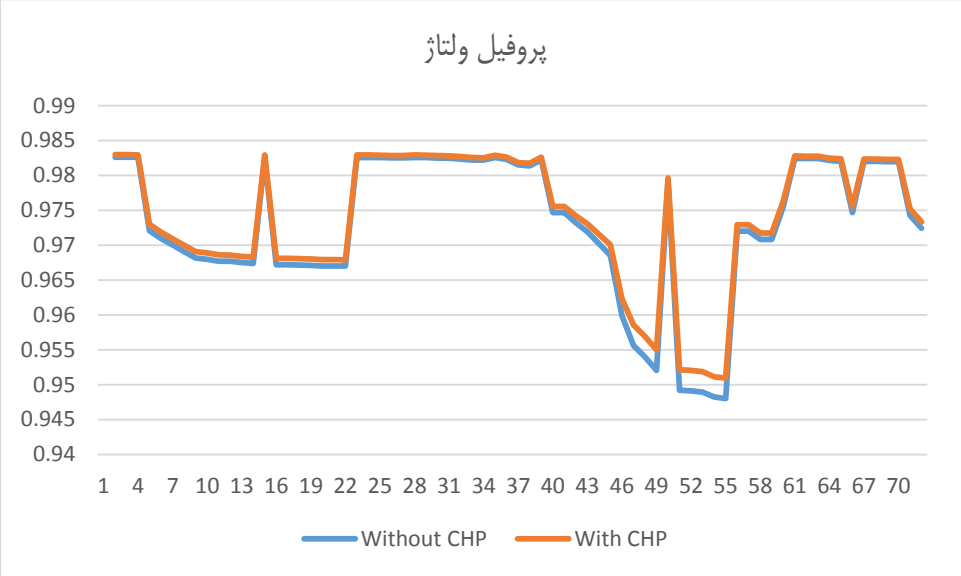
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۴۷): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۲)

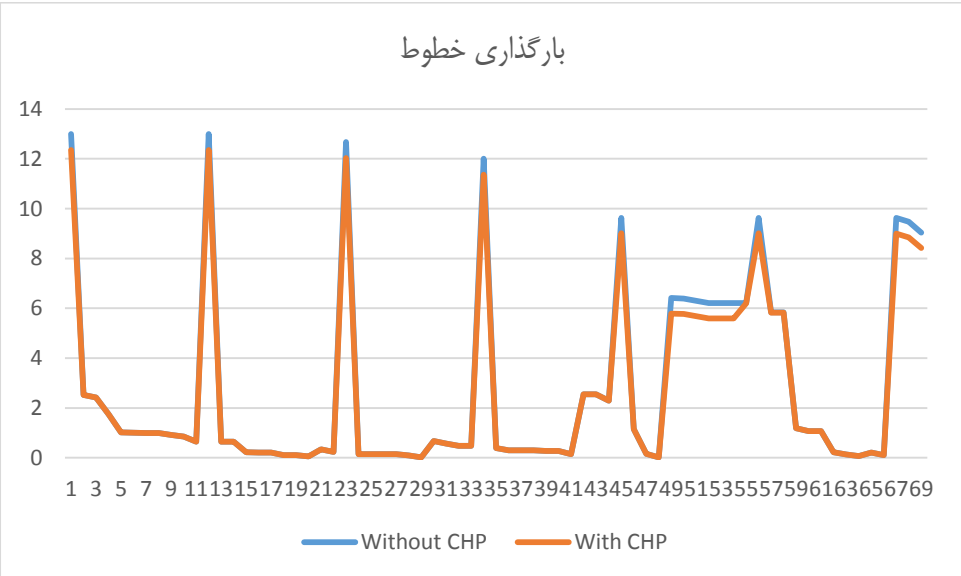
۴-۳-۴-کلاس ۲، طرح اتصال ۳

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۴۸): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۳)

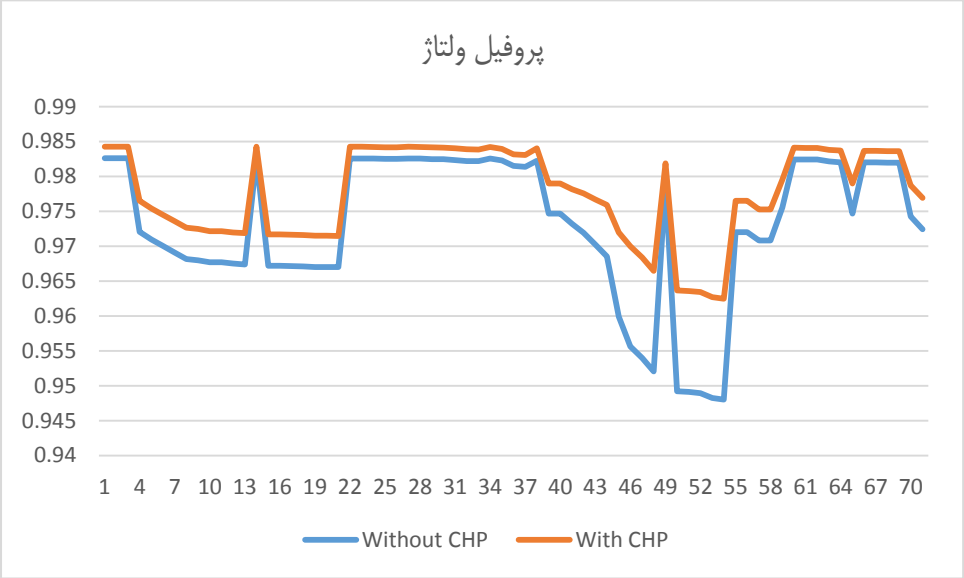
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۴۹): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۲) طرح (۳)

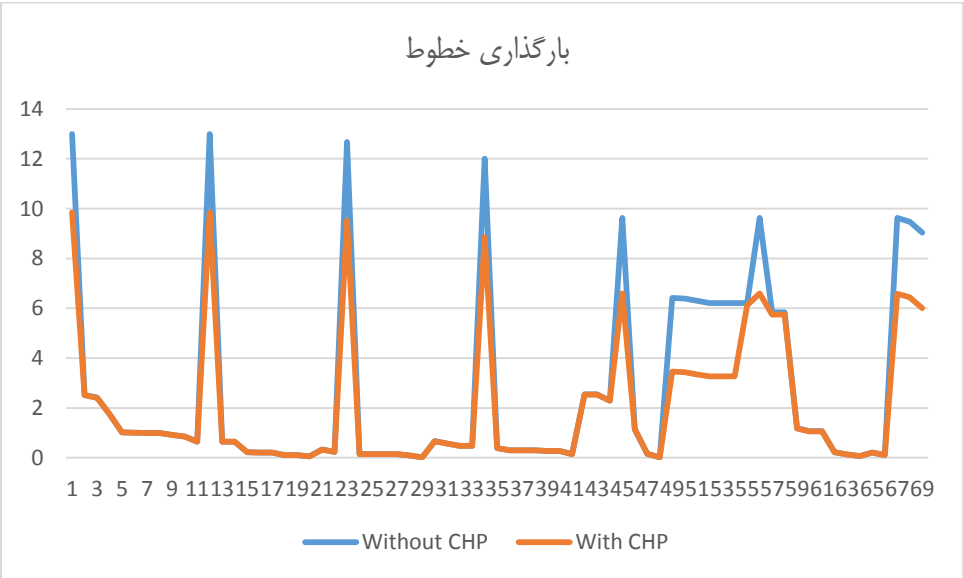
۴-۳-۵-کلاس ۳ طرح اتصال ۳

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۵۰): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۳) طرح (۳)

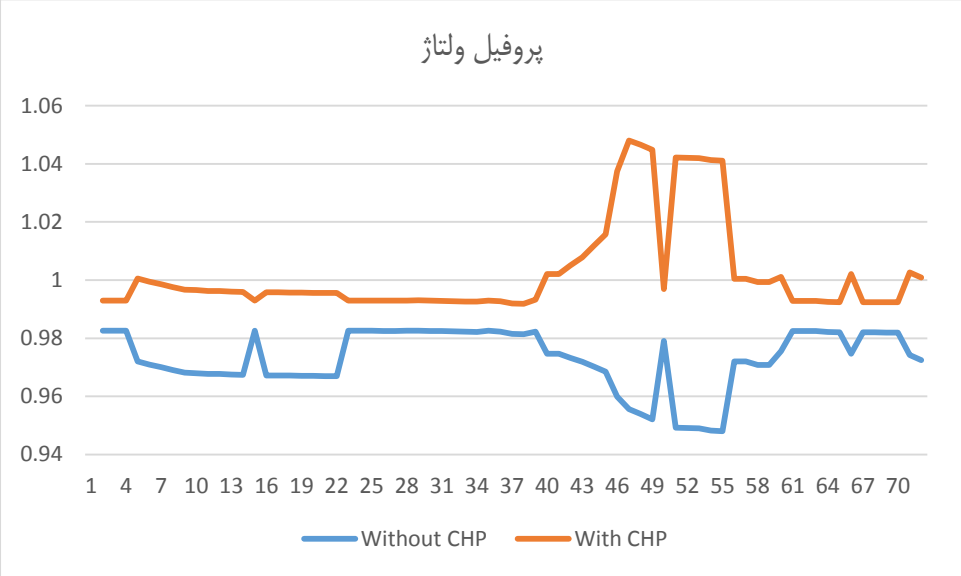
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۵۱): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۳) طرح (۳)

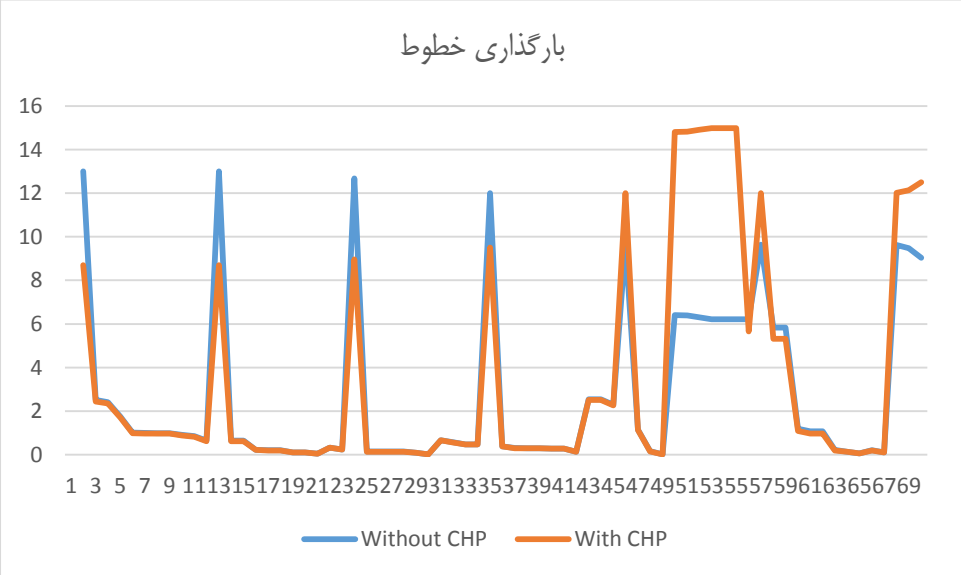
۴-۳-۶-کلاس ۴ طرح اتصال ۳

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۵۲): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۳)

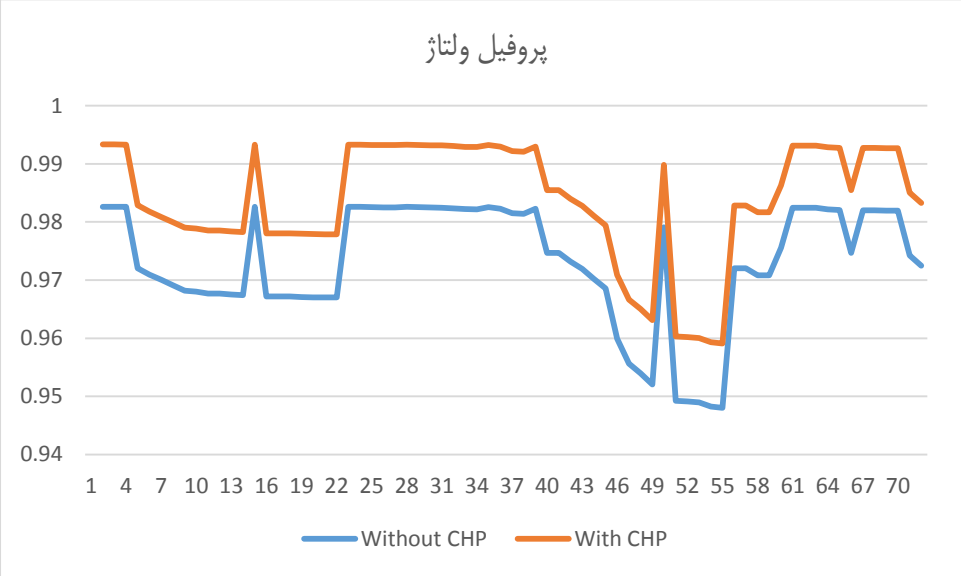
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۵۳): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۳)

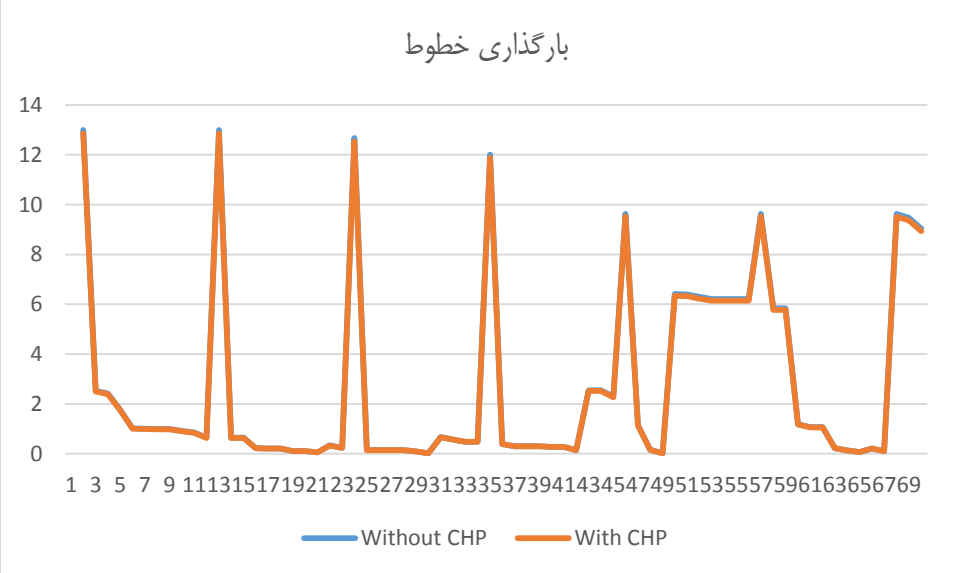
۴-۳-۷-کلاس ۴ طرح اتصال ۴

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۵۴): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۴)

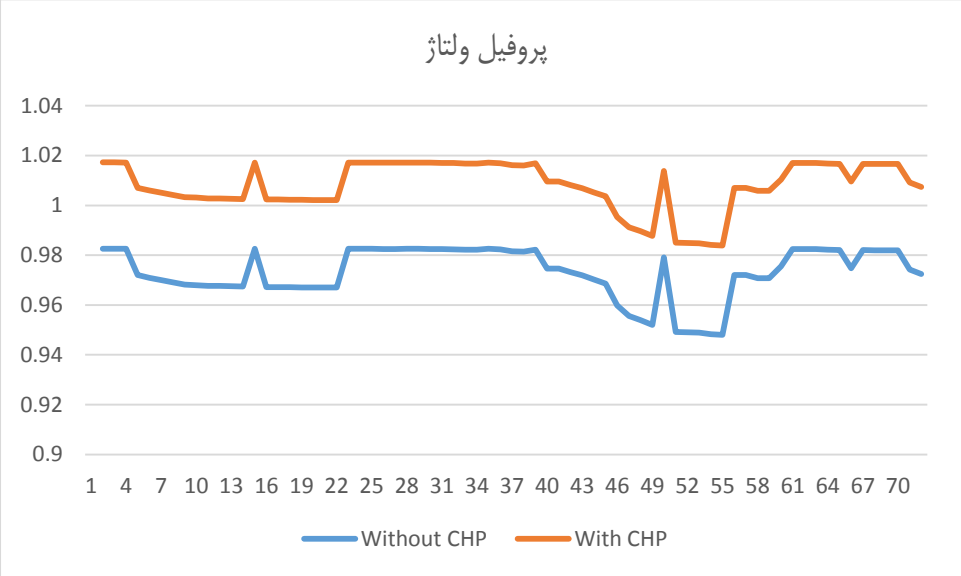
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۵۵): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۴) طرح (۴)

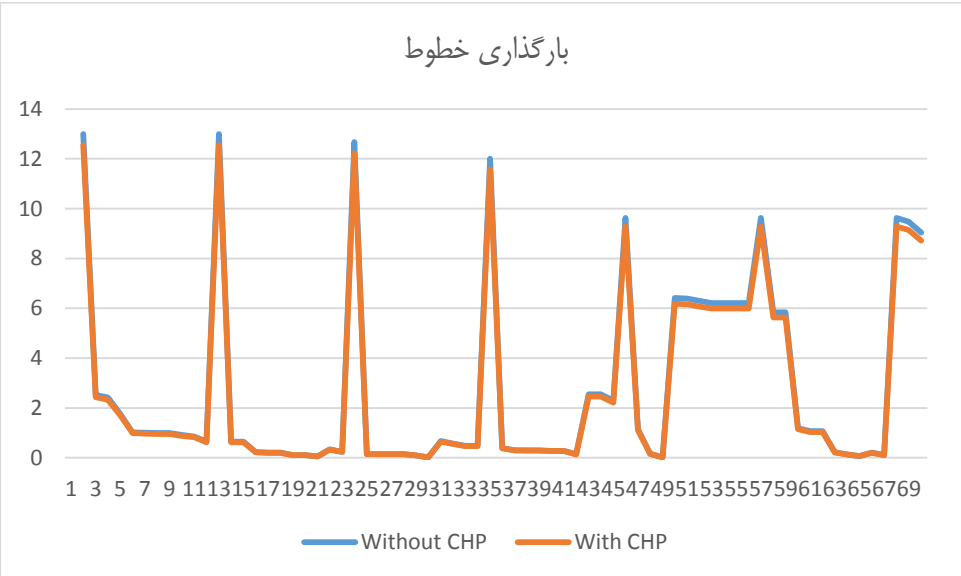
۴-۳-۸-کلاس ۵، طرح اتصال ۴

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۵۶): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۴)

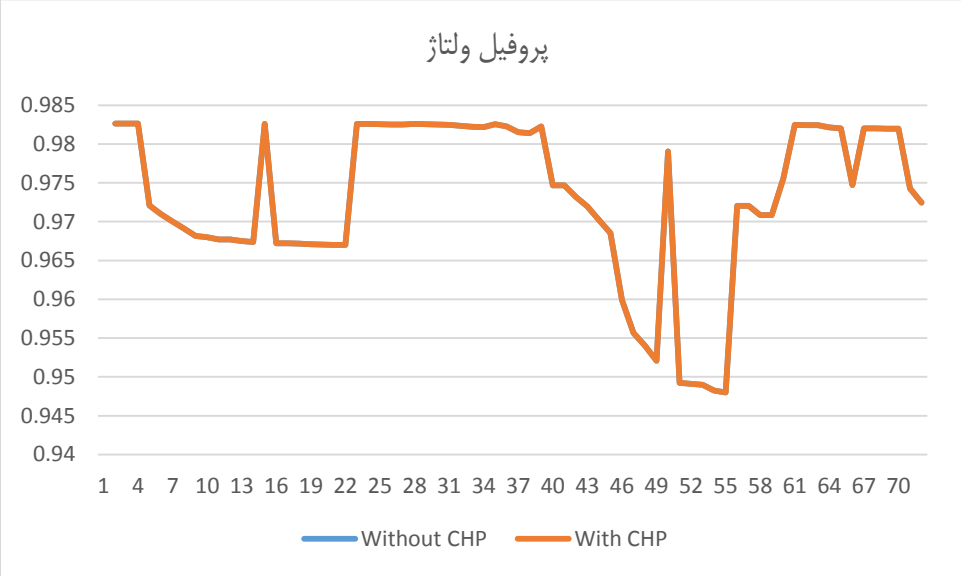
وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۵۷): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۴)

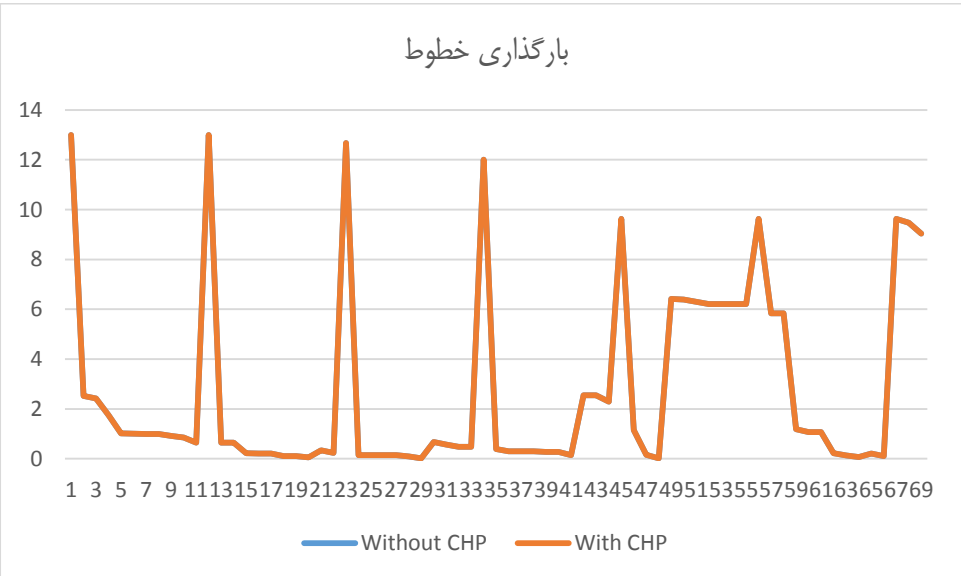
۴-۳-۹-کلاس ۵ ، طرح اتصال ۵

وضعیت پروفیل ولتاژ



شکل (۳-۵۸): پروفیل ولتاژ قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۵)

وضعیت بارگذاری خطوط



شکل (۳-۵۹): بارگذاری خطوط قبل و بعد از نصب منبع در کلاس (۵) طرح (۵)

جدول (۳-۶): مقادیر جریان ماندگار اتصال کوتاه در حضور CHP ها بر اساس کلاس‌بندی و طرح‌های اتصال

	کلاس ۱	کلاس ۲	کلاس ۳	کلاس ۴	کلاس ۵
طرح اتصال ۱	KA۱۸۶/۲۶				
طرح اتصال ۲	KA۱۸۶/۲۶	KA۲۴۶/۲۸			
طرح اتصال ۳		KA۱۲۲/۲	KA۲۲۴/۲	KA۲۱۹/۳	
طرح اتصال ۴				KA۸۷۹/۸	KA۱۷۱/۱۲
طرح اتصال ۵					KA۳۰۸/۲۲

مراجع

[1] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, pp. 1292-1306, 2005.

[2] J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galvan, R. C. PortilloGuisado, M. A. M. Prats, et al., "Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, pp. 1002-1016, 2006.

[3] "Innovative Electrical concepts," *Report IEA – PVPS* T7-7: 20012009.

[4] M. Meinhardt, G. Cramer, B. Burger, and P. Zacharias, "Multi-string-converter with reduced specific costs and enhanced functionality," *Solar Energy*, vol. 69, pp. 217-227, 2001.

[5] C. Hyuntae ,M. Ciobotaru, and V. G. Agelidis, "High gain DC/DC converter for the grid integration of large-scale PV systems," in 2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, pp. 1011-1016, 2012.

[6] M. Díez-Mediavilla, M. I. Dieste-Velasco, M. C. Rodríguez-Amigo, T. García-Calderón, and C. Alonso-Tristán, "Performance of grid-tied PV facilities based on real data in Spain: Central inverter versus string system," *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 1128-1133, 2014/10/01/ 2014.

[7] T. Ngo and S. Santoso, "Grid-connected photovoltaic converters: Topology and grid interconnection," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 6, p. 032901, 2014.

[8] A. Pregelj, M. Begovic, and A. Rohatgi, "Impact of inverter configuration on PV system reliability and energy production," *in Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1388-1391, 2002.

[9] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, and V. G. Agelidis, "Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview," *in 2002 IEEE 33rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*. Proceedings (Cat. No.02CH37289), 2002, pp. 1995-2000.

[10] M. Brenna, R. Faranda, and S. Leva, "Dynamic analysis of a new network topology for high power grid connected PV systems," *in IEEE PES General Meeting*, 2010, pp. 1-7.

[11] J. M. A. Myrzik and M. Calais, "String and module integrated inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems - a review," *in 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, 2003, p. 8 pp. Vol.2.

[12] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, and O. Gomis-Bellmunt, "Topologies for large scale photovoltaic power plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 309-319, 2016/06/01/ 2016.

[13] H. AbdEl-Gawad and V. K. Sood, "Overview of connection topologies for grid-connected PV systems," *in 2014 IEEE 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering* (CCECE), 2014, pp. 1-8.

[14] E. Romero-Cadaval, G. Spagnuolo, L. G. Franquelo, C. A. Ramos-Paja, T. Suntio, and W. M. Xiao, "Grid-Connected Photovoltaic Generation Plants: Components and Operation," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 7, pp. 6-20, 2013.

[15] "STANDARDS FOR DISTRIBUTED RENEWABLE RESOURCES GENERATORS CONNECTED TO THE DISTRIBUTION NETWORK," D. E. W. Authority, Ed., ed, 2016.

[16] "Training Guide on Combined Heat & Power Systems, DG Energy & Transport", European Comission, 2001.

[17] https://www.kwhydro.on.ca/en/commercial/resources/Customer_Information_10kW-10MW_complete_package_R4.pdf

[18] "Felix, Agbetuyi Ayoade; Aremu, Awosope Cladius Ojo; Ajibola, Awelewa Ayokunle; Anthony, Adoghe Uwakhonye; Ishioma, Odigwe Ani; Isaac, Samuel Adekunle; ",Connecting Wind Turbine Generator to Distribution Power Grid-A Preload Flow Calculation Stage, *Journal of Energy and Power Engineering*,8,10,,2014,"David Publishing Company, Inc."

[19] J. G. Cleary, T. E. McDermott, J. Fitch, D. J. Colombo and J. Ndubah, "Case studies: Interconnection of wind turbines on distribution circuits," *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply*, Waltham, MA, 2010, pp. 396-400.doi: 10/1109/CITRES.2010/5619771.

[20] T. Burton, N.Jenkins, D. Sharpe and E. Bossanyi, "Wind Energy Handbook, 2nd Edition,"2011-Wiley Publication.

[21] "Wind power connection to the grid," available at: https://mycourses.aalto.fi/mod/resource/view.php?id=60302.

[22] "Guide to Connecting a Distributed Generator in Victoria," available at: http://www.sustainability.vic.gov.au.

[23] "Wind Turbines and Farm Stray Voltage," available at: http://www. mrec.org.

[۲۴] راهنمای تعیین حداقل تجهیزات جانبی منابع تولید پراکنده و مشخصات فنی آنها–شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق (توانیر)–ویرایش اول–۱۳۹۲.

[۲۵] مشخصات فنی عمومی و اجرایی خطوط توزیع برق هوایی و کابلی فشار متوسط و فشار ضعیف–نشریه شماره ۳۷۴

[26] "Electrical characteristics of XLPE-insulated Medium Voltage Power Cables, 6 – 30 kV",Available at: www.helukabel.com.

[۲۷] استاندارد صنعت برق ایران–مجموعه استانداردهای شبکه‌های هوایی توزیع برق روکش دار و عایق شده–قسمت۱–۱: هادی‌های روکش‌دار فشار متوسط.

[۲۸] دستورالعمل تعیین الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های هادی‌های آلومینیوم آلیاژی مورد استفاده در شبکه‌های هوایی.
[۲۹] هادی‌های هوایی روکشدار و بدون روکش فشار ضعیف و فشار متوسط شرکت سیکاب.
[۳۰] استاندارد پست‌های ۶۳/۲۰ کیلوولت–معیارها،استانداردها و جداول طراحی–بهمن ۱۳۷۲.
[31] "Technical Data Sheet for AvK-Alternators". Available at : https://stamford-avk.com
[32] "RTUY21589 Data Sheet"-CONVERTEAM.
[33] "Data Sheets Three phase 160 - 630 FRAME SIZES INDUSTRIAL APPLICATION Synchronous Generators". Available at: www.powertechengines.com/MarelliData/Data%20Sheet/ COMM . DSG.001.6%2 GB.pdf
[34] "STAMFORD-MV 804 S WDG 51 - Technical Data Sheet". Available at: https://stamford-avk.com
[35]"LSA 50.2 - 6 wires (12 wires optional) 125 to 1640 kVA - 50 Hz / 1250 to 2000 kVA - 60 Hz Electrical and mechanical data". Available at: www.leroy-somer.com
[۳۶] دستورالعمل تعیین الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های تابلو فشار ضعیف داخل پست–شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع برق ایران (توانیر)–مرداد ۱۳۹۴.
[37] IEEE Std. 1547/2, Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2008.
[38] EN Std. 50438, Requirements for the Connection of Micro-Generators in Parallel with Public Low-voltage Distribution Networks, 2007.
[39] "High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers", United States. Office of the Assistant Secretary of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2016.
[40] UK ER G83/1, Recommendations for the Connection of Small-Scale Embedded Generators (up to 16 A per Phase) in Parallel with Public Low-Voltage Distribution Networks, 2003.
[41] J.C. Hernández, J. De la Cruz, B. Ogayar, Electrical protection for the grid-interconnection of photovoltaic-distributed generation, *Electric Power Systems Research*, Volume 89, 2012, Pages 85-99.
[42] L. Kumpulainen, K. Kauhaniemi, Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing, in: Proc. *2004 IEEE Power Systems Conference and Exposition*, New York, USA, 2004, pp. 10–13.
[43] IEC Std. 61727, Photovoltaic Systems – Characteristics of the Utility Interface, 2004.
[44] Generating Plants Connected Generating Plants Connected to the Low-Voltage Network, Bundesverband der Energieund Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2005 (in German).
[45] Criterion of Connection for Production Installations of Enel LV Distribution Network (DK 5940), Enel Corporation, Italy, 2007 (in Italian).

[46] IEEE Standards Association, "IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," IEEE Standards Association, Piscataway, 2003. Power Systems, 2003.

[47] UK ER G59/2-1, Recommendations for the Connection of Embedded Generating ` Plant to the Regional Electricity Companies' Distribution Systems, 2011.

[48] Criterion of Connection for Production Installations of Enel LV Distribution Network (DK 5940), Enel Corporation, Italy, 2007 (in Italian).

[49] IEEE Std. P1547/6/Draft 8/0, Draft Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems – Distribution Secondary Networks, 2011.

[50] UK ER G75/1, Recommendations for the Connection of Embedded Generating Plant to Public Distribution Systems above 20 kV or with Outputs over 5 MW, 2002.

[51] EN Std. 50438, Requirements for the Connection of Micro-Generators in Parallel with Public Low-voltage Distribution Networks, 2007.

[52] Chapter 12: Environmental Management and Monitoring Plan (EMMP). Available at:www.pacifichydro.com.au/files/2012/06/Ch-12-EMMP.pdf.

[53] Condition Monitoring Systems (CMS) in wind turbines – ifm. Available at: www.ifm.com.

[54] IEEE Std. 929, Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems, 2000.

[55] Order 5/9/1985, Administrative Technical Rules for the Operation and Interconnection to the Grid of Hydroelectric Power Plants up to 5 MVA and Self-Producer Plants, Spain, 1985 (in Spanish).

[56] K. Malmedal, P.K. Sen, Comparison of some randomly selected utilities interconnection requirements and the compliance with the IEEE Std. 1547 – Interconnection guidelines, in: Proc. *2008 IEEE Rural Electric Power Conference*, North Charleston, South Carolina, USA, 2008, pp. C3–C3-8.

[57] E. Caama˜no-Martn, et al., Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks, Progess in Photovoltaics: *Research and Applications 16* (2008) 629–643.

[58] Criterion of Connection of Production Installations of Enel MV Distribution Network (DK 5750), *Enel Corporation*, Italy, 2005 (in Italian).

[59] Gas Technology Institute, "CHP Interconnection Equipment Analysis", No. 21790, UTD 2/15.O, June 2016.

[60] Hydro One (Ontario Energy Board Distribution System), "distributed generation Technical interconnection requirement", No. DT-10-015 R3, March 2013.

[61] PG&E. 2003. *Distribution Interconnection Handbook*. Pacific Gas and Electr Company. Apr. 2003, with updates in separate files.

[62] SCE. 2014. Rule 21 *Generating Facility Interconnections*. Southern California Edison. Jul. 9, 2014.

[63] A Guidebook on Grid Interconnection and Islanded Operation of Mini-Grid Power Systems Up To 200kW. Available at: http://www.cleanenergyministerial.org.

[64] W650, *Advanced wind turbineprotection and control system*. Catalog available https://www.gegridsolutions.com.

[65] "Grounding of Wind Power Systems and Wind Power Generators" by Sergio Panetta. Available at: http://iaeimagazine.org.

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: تعیین آزمون‌های راه‌اندازی و دوره‌ای تجهیزات اتصال تولید پراکنده به شبکه

کد گزارش: PSTPN05/T4

عنوان پروژه :تدوین دستورالعمل فنی و اجرایی اتصال تولیدات پراکنده به شبکه

مدیر پروژه: مصطفی گودرزی

کارفرما:پژوهشگاه نیرو

تهیه کننده: گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست

تاریخ:آبان ماه۱۳۹۶

پیشگفتار

در سال‌های اخیر تکنولوژی تولیدات پراکنده شامل سیستم‌های فتوولتائیک، بادی و مولدهای سنکرون (CHP) به طور چشمگیری به عنوان یک گزینه مهم برای تولید انرژی ارائه می‌گردد. کاهش قیمت شدید در قیمت نیروگاه های فتوولتائیک (بیش از۸۰ درصد از سال ۲۰۰۸) باعث بهبود رقابت‌پذیری این نوع مولدها در برابر دیگر مولدها، کاهش پرداخت یارانه و افزایش جذابیت آن در برابر دیگر گزینه‌های تولید انرژی شده‌است. در حالی که بیشتر عوامل پروژه‌های خورشیدی در کشورهای توسعه یافته قرار دارند، افت قیمت به همراه شبکه‌های ناپایدار و هزینه های بالای مولدهای سوخت فسیلی باعث جذابیت روزافزون سیستم‌های فتوولتائیک در کشورهای درحال توسعه و کمتر توسعه یافته نیز شده‌است. در سال‌های اخیر به دلیل مزایایی که استفاده از منابع تولید پراکنده به همراه دارد و با توجه به سیاست‌های تشویقی دولت جهت احداث این نیروگاه‌ها توسط بخش خصوصی، استفاده از این نیروگاه-های کوچک جهت پاسخگویی به نیاز مصرف رشد چشمگیری داشته است. در عین حال، اتصال این منابع به شبکه متولیان شرکت‌های برق را نیز با چالش‌هایی مواجه کرده است. چالش‌هایی مانند چگونگی نحوه اتصال این منابع به شبکه، نحوه تأثیرگذاری این منابع بر هماهنگی حفاظتی تجهیزات به کار رفته در شبکه، میزان تأثیرگذاری این منابع بر پارامترهای شبکه، میزان تأثیرگذاری این منابع بر نحوه بهره برداری از شبکه برق، تجهیزات جانبی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه و آزمایش‌های مورد نیاز جهت بهره‌برداری مطمئن از تولیدات پراکنده که همگی نیازمند انجام بررسی‌های دقیق و فنی می‌باشند.

برای بهره‌برداری مطمئن از نیروگاه‌های تولید پراکنده باید آزمون‌هایی پیش از اتصال این منابع به شبکه و بعد از اتصال آنها صورت گیرد و عملکرد منابع مختلف تولید پراکنده در شرایط عادی و غیر عادی مورد بررسی قرار گیرد.

در آزمون‌های راه‌اندازی کلیه تاسیسات و تجهیزات اعم از منابع تولید پراکنده، سیستم‌های اتصال‌دهنده منابع تولید پراکنده به شبکه و همچنین کلیه تجهیزات بکار رفته در نیروگاه مورد آزمایش قرار می‌گیرند اما در آزمون‌های دوره‌ای تنها عناصر سخت‌افزاری و یا نرم افزاری از سیستم اتصال داخلی و یا تنظیماتی از سیستم اتصال دهنده که در آن دوره مورد تغییر قرار گرفته‌اند مورد آزمون جدی قرار می‌گیرند و در بقیه تجهیزات تنها به بازبینی و بررسی چشمی بسنده می‌شود. در این بخش با بررسی استانداردهای مربوطه، آزمون‌های راه اندازی و دوره ای مورد نیاز منابع مختلف تولید پراکنده و نحوه‌ی انجام این آزمون‌ها بیان شده‌است.

این گزارش به مدیریت آقای مهندس مصطفی گودرزی و با همکاری آقای مهندس آرمان صفائی، آقای مهندس مسعود هاشمی و آقای مهندس امیررضا حسنی آهنگر تهیه شده‌است.

فهرست مطالب

۱-مقدمه ۱

۲-راهنمای آزمون های راه اندازی ۳

۲-۱- سیستم های اینورتری ۳

۲-۱-۱- مقدمه ۳

۲-۱-۲- آزمون های مورد نیاز ۶

۲-۱-۲-۱- افزایش/کاهش فرکانس، اضافه/افت ولتاژ ۶

۲-۱-۲-۲- آزمون اغتشاش هارمونیک ۱۰

۲-۱-۲-۳- آزمون فلیکر (ولتاژ) ۱۲

۲-۱-۲-۴- آزمون ضریب توان ۱۴

۲-۱-۲-۵- آزمون تزریق جریان DC ۱۵

۲-۱-۲-۶- آزمون قابلیت اطمینان ۱۶

۲-۱-۲-۷- آزمون های ضدجزیره ای اینورترها ۱۷

۲-۱-۲-۸- آزمون تعادل جریان فاز ۲۱

۲-۱-۲-۹- آزمون اغتشاشات فرکانس ۲۲

۲-۱-۲-۱۰- آزمون اتصال مجدد سیستم اینورتری به شبکه بعد از رفع خطای شبکه و سنکرون شدن با آن ۲۲

۲-۲- آزمون های مرتبط با منابع تولید پراکنده غیراینورتری ۲۳

۲-۲-۱- آزمون های ژنراتور سنکرون (CHP) ۲۳

۲-۲-۱-۱- آزمون سنکرونیزاسیون ۲۳

۲-۲-۱-۲-آزمون تابع کنترل سنکرونیزاسیون با استفاده از منابع شبیه سازی شده ۲۴

۲-۲-۱-۳- آزمون تابع کنترل سنکرونیزاسیون با استفاده از ژنراتور واقعی ۲۷

۲-۲-۱-۴- آزمون تابع کنترل سنکرونیزاسیون برای تجهیزی با عدم امکان غیرفعال نمودن ۳۰

۲-۲-۱-۵- آزمون جزیره ای شدن ناخواسته ژنراتورهای سنکرون ۳۱

۲-۲-۱-۶- آزمون قطع فاز ۳۳

۲-۲-۱-۷- آزمون وصل مجدد پس از قطع ناشی از شرایط غیرعادی ۳۴

۲-۲-۱-۸- آزمون اضافه دور روتور ۳۵

۲-۲-۱-۹- آزمون نرخ حرارتی ژنراتور سنکرون ۳۶
۲-۲-۱-۱۰- آزمایش قابلیت اطمینان..... ۳۶
۲-۲-۱-۱۱- آزمون هارمونیک ها برای ژنراتور سنکرون ۳۷
۲-۲-۱-۱۲- آزمون کنترل تطابق فاز بین مولد و شبکه ۳۹
۲-۲-۲- تست های مرتبط با توربین بادی..... ۳۹
2-2-2-1- اهمیت انجام تست های راه اندازی و دوره ای در مورد توربین بادی..... ۳۹
۲-۲-۲-۲- روش های آزمون ۳۹
۲-۲-۲-۳- اعتبار آزمون..... ۴۰
۲-۲-۲-۴- شرایط آزمون..... ۴۰
۲-۲-۲-۵- تجهیزات مورد نیاز آزمون..... ۴۱
۲-۲-۲-۶- آزمون‌های راه اندازی ۴۲
۲-۲-۲-۶-۱- آزمون راه‌اندازی و خاموش کردن مولد – تغییرات توان اکتیو ۴۳
۲-۲-۲-۶-۲- آزمون راه اندازی و خاموشی- نرخ تغییر توان اکتیو ۴۴
۲-۲-۲-۶-۳- آزمون فلیکر ولتاژ ۴۷
۲-۲-۲-۶-۵- آزمون نامتعادلی ولتاژ..... ۴۸
۲-۲-۲-۶-۶- آزمون هارمونیک ولتاژ و جریان و هارمونیک های میانی..... ۴۸
۲-۲-۲-۶-۶- آزمون حفاظت شبکه ۵۱
۲-۲-۲-۶-۷- آزمون زمان وصل مجدد..... ۵۲
۲-۳- آزمون‌های تجهیزات و تأسیسات..... ۵۳
۲-۳-۱- سیستم زمین ۵۳
۲-۳-۲- باس بارها و سیم کشی هوایی..... ۵۶
۲-۳-۳- ترانسفورماتور اصلی..... ۵۶
۲-۳-۴- کلید قدرت..... ۵۸
۲-۳-۵- سکسیونر و تیغه زمین..... ۶۰
۲-۳-۶- ترانس جریان..... ۶۱
۲-۳-۷- ترانس اندازه گیری ولتاژ..... ۶۳
۲-۳-۸- تابلوهای فشار متوسط ۶۳

۲-۳-۹- تابلوهای حفاظت و کنترل ۶۴
۲-۳-۹-۱- موارد عمومی ۶۴
۲-۳-۹-۲- تجهیزات و تابلوهای حفاظت ۶۴
۲-۳-۹-۳- تجهیزات و تابلوهای کنترل ۶۶
۲-۳-۹-۴- تابلوی تنظیم ولتاژ ترانسفورماتور ۶۶
۲-۳-۹-۵- سیستم حفاظت و کنترل ۶۶
۲-۳-۱۰- تابلوها تغذیه جریان مستقیم و متناوب ۶۷
۲-۳-۱۱- دستگاه های شارژ باتری ۶۷
۲-۳-۱۲- باسداکت‌ها ۶۸
۲-۳-۱۳- باتری ها ۶۸
۲-۳-۱۴- سیستم کابلی ۶۹
۲-۳-۱۵- سیستم روشنایی محوطه ۷۰
۲-۳-۱۶- توابع حفاظتی ۷۰
۲-۳-۱۶-۱- آزمایش راه اندازی رله ولتاژ کم و یا ولتاژ صفر (۲۷) ۷۲
۲-۳-۱۶-۲- آزمایش راه اندازی رله اضافه ولتاژ (۵۹) ۷۴
۲-۳-۱۶-۳- آزمایش راه اندازی رله اضافه جریان آنی (۵۰، ۵۰N) ۷۵
۲-۳-۱۶-۴- آزمایش راه اندازی رله اضافه جریان با زمان معین (۵۱، ۵۱N) ۷۵
۲-۳-۱۶-۵- آزمایش راه اندازی رله اضافه جریان با زمان معکوس (۵۱، ۵۱N) ۷۵
۲-۳-۱۶-۶- آزمایش راه اندازی رله اضافه جریان جهت دار با زمان معکوس (۶۷، ۶۷N) ۷۶
۲-۳-۱۶-۷- فرآیند راه‌اندازی رله‌های وصل مجدد ۷۶
۲-۳-۱۶-۸- فرآیند راه‌اندازی رله‌های سنکرون چک ۷۷
۲-۳-۱۶-۹- فرآیند راه‌اندازی رله‌های فرکانس کم ۷۸

۳-آزمون های دوره ای ۷۹

۳-۱- مقدمه ۷۹
۳-۲- آزمایش دوره ای ترانسفورماتور جریان (CT) ۸۰
۳-۳- آزمایش دوره ای ترانسفورماتور ولتاژ ۸۰

۳-۴- آزمایش نسبت تبدیل ۸۱
۳-۵- تابلوهای تغذیه جریان مستقیم ۸۱
۳-۵-۱- *بازدید دوره‌ای* ۸۱
۳-۵-۲- *بازدید روزانه* ۸۲
۳-۵-۳- *بازدید هفتگی* ۸۲
۳-۵-۴- *بازدید ماهیانه* ۸۲
۳-۶- سرویس دوره ای تابلوی LVDC ۸۳
۳-۷- نگهداری و بازرسی تابلوهای فشار متوسط ۸۳
۳-۸- تعمیرات دوره‌ای تابلوها ۸۴
۳-۹- تعمیر و نگهداری و بازرسی سیستم فتوولتاییک ۸۵
۳-۱۰-تست های دوره‌ای توربین بادی ۸۵
۳-۱۱-آزمون های دوره‌ای ژنراتور سنکرون ۸۶

فهرست اشکال

شکل (۲-۱): مثالی از سیستم فتوولتاییک متصل به شبکه ۶
شکل (۲-۲): مدار تست اینورتر ضدجزیرهای ۱۹
شکل (۲-۳): ساختار مدار آزمون جزیره ای شده ۳۲
شکل (۲-۴): انجام تست هارمونیکی در ژنراتور سنکرون ۳۸
شکل (۲-۵): تجهیزات موردنیاز برای سیستم اندازهگیری ۴۱
شکل (۲-۶): شماتیک نیروگاه بادی نمونه ۴۳
شکل (۲-۷): تغییر مقدار مرجع توان اکتیو بر حسب درصدی از توان نامی ۴۵
شکل (۲-۸): افت ولتاژ ایجاد شده در ترمینال ژنراتور بادی در زمانعدم اتصال ژنراتور به مدار تست ..... **ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.**
شکل (۲-۹): نحوه اندازهگیری مقاومت زمین الکترود ۵۵

فهرست جداول

جدول (۲-۱): نحوه عملکرد در صورت بروز خطای ولتاژ [۸] ۹
جدول (۲-۲): حدود مجاز اعوجاج ولتاژ برای سیستم‌های فتوولتاییک متصل به شبکه فشار ضعیف ۱۲
جدول (۲-۳): درصد هارمونیک‌های جریان مجاز قابل تزریق توسط مولدهای تولیدات پراکنده ۱۲
جدول (۲-۴): حدود مجاز فلیکر در شینه‌هایی با سطح ولتاژ مختلف [۹] ۱۳
جدول (۲-۵): نسبت خروجی اینورتر با بار واقعی سیستم ۲۰
جدول (۲-۶): محدوده مجاز مبدل الکترونیک قدرت جهت سنکرون شدن با شبکه [۱۵] ۲۲
جدول (۲-۷): شرایط اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه [۱۰] ۲۷
جدول (۲-۸): حدکثر انحراف جریان هارمونیکی بر حسب درصدی از جریان مولفه ی اصلی ۳۷
جدول (۲-۹): الزامات تجهیزات اندازه گیری ۴۲
جدول (۲-۱۰): محدوده مجاز هارمونیک مشترکین در سطوح ولتاژ ۰,۴ و ۲۰ کیلو ولت ۵۰
جدول (۲-۱۱): محدوده مجاز هارمونیک مشترکین در سطوح ولتاژ ۶۳ و ۱۳۲ کیلو ولت ۵۰
جدول (۲-۱۲): محدوده مجاز هارمونیک ولتاژ ۵۱
جدول (۲-۱۳): آزمون‌های مربوط به ترانسفورماتور اصلی ۵۷
جدول (۲-۱۴): آزمون‌های مربوط به کلید قدرت ۵۸

۱- مقدمه

به‌منظور بهره‌برداری ایمن و مطمئن از منابع تولید پراکنده[۱] (اینورتری و غیراینورتری)، ضروری است آزمون‌هایی بر روی بخش‌های مختلف نیروگاه تولید پراکنده شامل خود منابع، سیستم‌های اتصال‌دهنده منابع به شبکه و همچنین کلیه تجهیزات و تاسیسات موجود در نیروگاه DG انجام شود. این آزمایش‌ها به منظور اطمینان از عملکرد مناسب این منابع در شرایط مختلف بهره‌برداری می‌باشد.

- در قسمت آزمون‌های منبع تولید پراکنده، هدف نحوه عملکرد و تاثیراتی است که خود منبع بر روی شبکه دارد. به طور مثال منبع تولید پراکنده فتوولتاییک از لحاظ ایجاد هارمونیک، فلیکر و مواردی که در کیفیت توان برق خروجی تولیدی ممکن است تاثیر داشته باشد جهت اتصال به شبکه باید مورد آزمایش قرار بگیرد. در صورت صحت عملکرد منبع، اجازه آغاز و یا ادامه فعالیت به آن داده می‌شود.
- در قسمت آزمون سیستم اتصال دهنده منابع تولید پراکنده به شبکه، هدف اطمینان از صحت عملکرد اجزای سیستم اتصال دهنده از جمله توابع حفاظتی در شرایط عادی و غیرعادی در شبکه است. به همین جهت باید عملکرد توابع حفاظتی در شرایط مختلف عملکردی مانند اضافه/افت ولتاژ، اضافه/افت فرکانس مورد آزمایش و تست قرار گیرند.
- در آزمون‌های تجهیزات، باید کلیه تجهیزات و تاسیساتی که در نیروگاه تولید پراکنده به‌کار می‌روند مورد آزمون قرار گیرند. این تجهیزات شامل ترانسفورماتور، کابل‌های ارتباطی، تابلوها، کلیدها و ... است. اهمیت این تجهیزات و عملکرد صحیح آن‌ها در تداوم تولید نیروگاه موثر است.

آزمون‌های قابل انجام در نیروگاه‌های تولید پراکنده در دو بازه زمانی صورت می‌گیرند که به صورت زیر است:

- بازه اول پیش از اولین اتصال منابع DG به شبکه است. آزمون‌هایی که در این دوره زمانی انجام می‌شود را آزمون‌های راه‌اندازی گویند.
- بازه زمانی بعدی برای انجام آزمون‌ها، دوره‌های زمانی معین پس از بهره‌برداری سیستم است. این فاصله زمانی باید در ابتدای بهره‌برداری بین بهره‌بردار شبکه و مالک منابع تولید پراکنده مورد توافق قرار گیرد. این آزمون‌ها را دوره‌ای نامند.

[۱] Distributed Generation

از دیگر تفاوت‌های این آزمون‌ها با یکدیگر آن است که در آزمون‌های راه‌اندازی کلیه تاسیسات و تجهیزات شامل خود منبع DG، سیستم‌های اتصال‌دهنده منابع تولید پراکنده به شبکه و نیز کلیه تجهیزاتی که در این نیروگاه‌ها به‌کار رفته است مورد آزمایش قرار می‌گیرند. ولی در آزمون‌های دوره‌ای تنها عناصر سخت‌افزاری و یا نرم‌افزاری از سیستم اتصال داخلی و یا تنظیماتی که در آن دوره خاص تغییر یافته‌اند مورد آزمون جدی قرار می‌گیرند. در بقیه تجهیزات تنها بازبینی و بررسی چشمی انجام می‌شود [۱].

این گزارش نحوه انجام آزمون‌های منابع تولید پراکنده را در دو بخش آزمون‌های اتصال هنگام راه‌اندازی و دوره‌ای بیان می‌کند. هدف از انجام آزمون‌ها، اطمینان از عملکرد صحیح و قابل اطمینان منابع تولید پراکنده در هنگام کارکرد موازی با شبکه است. دامنه کاربرد این استاندارد شامل مولدهای تولید پراکنده (اینورتری و غیراینورتری) با محدوده توانی کمتر یا مساوی ۲۵ مگاوات است.

در بخش آزمون‌های تاسیسات و تجهیزات، از استانداردهای صنعت برق ایران مربوط به تجهیزات مختلفی که بیان می‌شود به عنوان راهنما استفاده شده است. کاربرد این استانداردها به وسیله نیازمندی‌های بیان شده در هر بخش از این استاندارد تعیین می‌شود.

در هنگام انجام آزمون‌ها باید توالی انجام آن‌ها حفظ گردد و نیز برای انجام آن‌ها نکات ایمنی و سایر اقدامات احتیاطی لازم رعایت شود. نتایج آزمون‌های انجام شده باید به گونه‌ای باشند که تجهیز مورد آزمایش نیازمندی‌های استانداردها و دستورالعمل‌ها را در محدوده‌ی دقت بیان شده سازنده و استاندارد مورد نظر رعایت نماید.

سازنده تجهیز، محدوده شرایط محیطی را برای تجهیز مورد آزمایش مشخص می‌نماید. بنابراین آزمون‌ها باید در محیطی که دارای شرایط مشخص شده سازنده است، انجام شود. تجهیز اندازه‌گیری که برای تایید عملکرد تجهیز مورد آزمایش به کار می‌رود باید دارای تاریخ کالیبراسیون معتبر باشد و دقت تجهیز اندازه‌گیری باید با نیازمندی‌های نوع آزمون در حال انجام متناسب باشد. در ادامه برخی از اصطلاحات استفاده شده در این گزارش تعریف شده‌است.

- **سیستم قدرت:** تاسیساتی که توان الکتریکی را به بار منتقل می‌کنند. سیستم قدرت می‌تواند دارای واحدهای تولید نیز باشد.
- **جزیره:** قسمتی از سیستم قدرت که دارای بارمحلی و منابع تولید پراکنده است و از بقیه سیستم جدا می‌شود و قادر به کارکرد به صورت مستقل باشد را گویند.
- **آزمون‌های راه‌اندازی:** آزمون‌هایی که با هدف اطمینان از اتصال مطمئن و بدون خطر منابع تولید پراکنده به شبکه و پس از اینکه سیستم اتصال نصب و آماده بهره‌برداری شد، توسط یک گروه متخصص انجام می‌شود.

- **آزمون‌های دوره‌ای:** آزمون‌هایی که با هدف تایید عملکرد توابع حفاظتی سیستم اتصال داخلی، تجهیزات و تاسیسات جانبی منابع تولید پراکنده در دوره‌های زمانی منظم انجام می‌شوند.
- **دستگاه تست (منبع شبیه‌سازی شده):** مجموعه‌ای از تجهیزات با قابلیت‌های زیر جهت تست مولد مقیاس کوچک را دستگاه تست یا منبع شبیه‌سازی شده گویند.
  - ✓ تولید ولتاژ و فرکانس متغیر در خروجی
  - ✓ نگهداری ولتاژ و فرکانس یک جزیره در محدوده قابل قبول
  - ✓ اندازه‌گیری هارمونیک جریان
  - ✓ سطح اتصال کوتاه بالاتر از ۲۰ کیلوولت آمپر

در صورت عدم دسترسی به چنین دستگاهی، از شبکه موجود به عنوان دستگاه تست استفاده می‌شود.

۲- راهنمای آزمون‌های راه‌اندازی

در این قسمت به بیان روند انجام و تحلیل آزمون‌های راه‌اندازی منابع تولید پراکنده پرداخته می‌شود. به دلیل تفاوت در نوع و ساختار منابع تولید پراکنده، این منابع به دو نوع اینورتری و غیراینورتری تقسیم‌بندی شده که در ادامه به طور مجزا هر دو نوع این منابع مورد بررسی قرار می‌گیرد. به دلیل استفاده از اینورتر در ساختار DG های اینورتری، آزمون‌های متفاوتی می‌بایست بر روی آن قبل از راه‌اندازی سیستم اصلی انجام شده تا صحت عملکرد آن سنجیده شود.

۲-۱- سیستم‌های اینورتری

۲-۱-۱- مقدمه

سیستم‌های متصل به شبکه اینورتری (مانند منابع فتوولتاییک) در کنار سایر منابع تولید پراکنده به منزله نیروگاه‌های کوچک، انرژی الکتریکی را به شبکه تزریق می‌کنند، لذا ورود این منابع به شبکه برق مسایل تازه‌ای را مطرح می‌نماید. حفظ پایداری شبکه و ارائه کیفیت توان مطلوب در صورت افزایش استفاده از سیستم‌های اینورتری متصل به شبکه نیازمند تبعیت از استانداردهای جدیدی است که در این زمینه تدوین شده باشند. در دستورالعمل‌های شبکه اکثر کشورها الزاماتی خاص برای اتصال سیستم‌های اینورتری وجود ندارد و به طور سطحی و خلاصه به این موضوع پرداخته شده است.

قبل از انجام آزمون‌های راه‌اندازی لازم است که بررسی و بازبینی مواردی که در ادامه مطرح می‌شود توسط تیم انجام دهنده آزمون‌ها صورت پذیرد:

- بررسی انطباق تجهیزات و نحوه نصب آن‌ها با طرح اتصال مصوب
- ثبت تنظیمات اعمال شده
- بررسی چشمی قابلیت عملکرد کلید جداکننده (سکسیونر)
- بررسی مطابقت توان نامی، نسبت تبدیل و پلاریته CT و PT ها با طراحی
- بررسی عملکرد کلید قدرت با فرمان رله‌های حفاظتی

بسیاری از سیستم‌های اینورتری قبل از اینکه در موقعیت سرویس‌دهی خود قرارگیرند، به طور رضایت بخش ارزیابی نمی‌شوند و تعداد کمی از آن‌ها برای بازبینی و یا تست در طول دوره عمر خود برنامه‌ریزی می‌شوند. این موضوع منجر به سیستم‌های غیرمطمئن شده که دارای ارزش کمی خواهند بود. هر سیستم الکتریکی می‌تواند تست شود تا عملکرد آن مورد تایید قرار گیرد و شرایط سیم‌بندی سیستم و تجهیزات مورد ارزیابی واقع شود [۲].

به طور نمونه مطابقت با استاندارد IEC 62446 برای بسیاری از پروژه‌های PV در کشورهای اروپایی انجام چنین تست‌هایی ضروری است و به طور مستقیم با نیازهای NEC برای تایید امنیت سیستم‌های الکتریکی ارتباط دارد. به همین منظور از چک لیست نهایی باید استفاده شود تا تایید نماید که نصب قبل از شروع عملکرد مدار کامل شده است [۳].

هدف از انجام این بخش، اعمال آزمون‌هایی است که می‌توانند بر روی شبکه متصل به منابع تولید پراکنده اثرات مثبت یا منفی داشته باشند. لذا از توضیح آزمون‌هایی که صرفاً جهت تایید عملکرد خود منبع درنظرگرفته می‌شود صرف‌نظر می‌شود. تست‌هایی که بر روی اینورتر این سیستم‌ها می‌بایست انجام شود در ادامه آورده شده است. در این گزارش به بیان آزمون‌هایی پرداخته خواهد شد که بر روی پارامترهای شبکه تاثیرگذار باشد.

- بازبینی اولیه اینورتر
- افزایش/کاهش فرکانس، افزایش/کاهش ولتاژ
- ضدجزیره‌ای
- اغتشاش هارمونیک
- ضریب توان
- تزریق جریان DC
- تعادل جریان فاز

اندازه‌گیری‌ها/تست‌های کیفیت توان می‌بایست در نقطه اتصال به شبکه[۱] (نقطه اتصال مشترک) انجام شود. این تست‌ها به طور نوعی بعد از این‌که عملکرد سیستم تایید شود قابل انجام خواهند بود.

هم‌زمان با تست‌های عملکردی اینورتر، مواردی که در ادامه بیان می‌شود برای مدل‌های جدید اینورتری مناسب هستند که فاقد پیشینه عملکردی کافی هستند. هم‌چنین می‌توانند به عنوان جزیی از روند نگهداری برای ارزیابی قابلیت اطمینان بلندمدت استفاده شوند یا به مشکلات محلی زیر کمک نمایند [۳]:

- اغتشاش هارمونیک
- ضریب توان
- تزریق توان DC
- تعادل جریان فاز

آزمون‌هایی که در این بخش توصیف می‌شوند روال کلی آن در بخش‌های زیر انجام می‌شود:

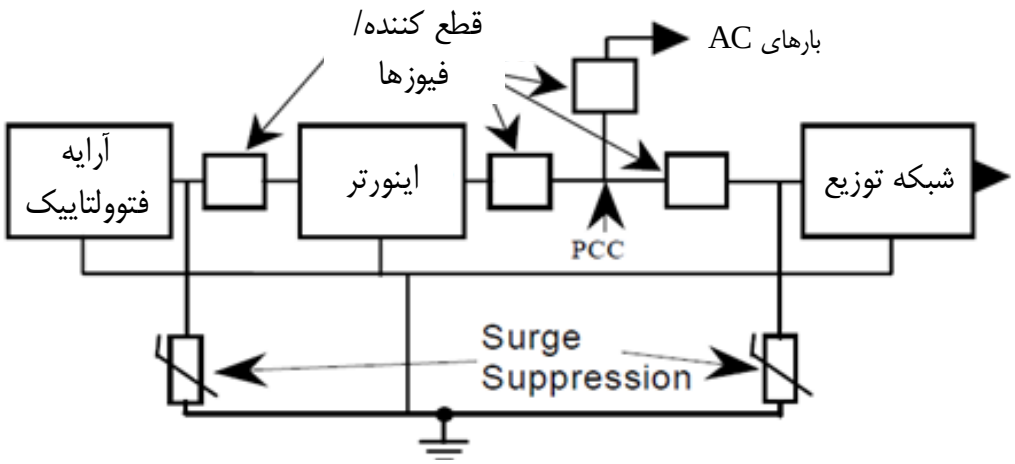
- مقدمه: معرفی تست
- هدف: دلیل انجام تست
- روش کار: مراحل لازم برای انجام تست
- (نکات: شرایط خاص، نیازمندی‌های ضروری یا پیشنهادی برای انجام تست)
- معیار: معیارهای قبول یا رد تست انجام شده
- (توضیحات: اطلاعات اضافی یا ملاحظات برای انجام تست)

مواردی که در پرانتز آمده است به صورت اختیاری بوده و در صورت نیاز آورده می‌شود.

[۱] Point of Common Coupling (PCC)

۲-۱-۲- آزمون‌های مورد نیاز

شکل (۲-۱) شمای کلی از مثالی است که نحوه قرارگیری اینورتر، آرایه PV و شبکه را نشان می‌دهد. تست-هایی که در ادامه بیان می‌شود می‌بایست بر روی اینورترهای این سیستم انجام شود [۴].



شکل (۲-۱): مثالی از سیستم فتوولتاییک متصل به شبکه

۲-۱-۲-۱- افزایش/کاهش فرکانس، اضافه/افت ولتاژ

- **مقدمه**

ظرفیت سیستم‌های اینورتری (مانند سیستم‌های فتوولتاییک) متصل به شبکه توزیع معمولاً در مقایسه با نیروگاه‌های بزرگ سنتی بسیار کمتر است و تاثیری بر روی ولتاژ شبکه ندارد. لذا این نوع سیستم‌ها در حالت منبع جریانی مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند و وظیفه تنظیم ولتاژ را ندارند. به همین دلیل محدوده مجاز ولتاژ سیستم‌های اینورتری متصل به شبکه بر طبق دستورالعمل‌های حفاظتی آن‌ها تعیین می‌شود.

سیستم‌های اینورتری کوچک باید توانایی ادامه کار طبیعی در طول اغتشاشات کوچکی که در شبکه به وجود می‌آید و در محدوده مجاز هستند را داشته باشند. اگر تجهیزات مبدل الکترونیک قدرت سیستم اینورتری، از لحاظ الکتریکی به اندازه کافی به نقطه اتصال مشترک نزدیک باشد تا بتوان از اختلاف ولتاژ بین پایانه‌های مبدل و نقطه اتصال مشترک صرف نظر نمود، آنگاه محدوده‌های ولتاژ کاری را می‌توان برای مبدل به کار برد. اما در هر صورت برخی از مبدل‌ها ممکن است محدودیت‌هایی داشته باشند که نتوان از اختلاف ولتاژ بین پایانه‌های مبدل و نقطه اتصال مشترک صرف نظر کرد. در چنین مواردی مبدل باید دارای تجهیزاتی برای جبران این افت ولتاژ باشد زیرا ولتاژ نقطه اتصال مشترک پارامتری است که در محدوده مجاز نگه داشته می‌شود. هر چند که ممکن است ولتاژ

پایانه‌های مبدل از محدوده ولتاژ کاری خارج شده باشند، اما سیستم اینورتری تا زمانی که ولتاژ نقطه اتصال مشترک در محدوده مجاز تعیین شده باشد اجازه قطع از شبکه را ندارد [۵].

- **هدف**

هدف از انجام این تست، تعیین عملکرد مناسب اینورتر تحت شرایط ولتاژ و فرکانس خارج از محدوده است.

- **روش کار**

۱) آزمون اضافه و افت ولتاژ

جهت انجام این کار باید سیگنال‌های مناسب از رله‌های تریپ ولتاژی و فرکانسی، تجهیزات کنترلی و مبدل‌ها شبیه‌سازی شود و زمان خاموشی مناسب تعیین گردد. هم‌چنین، نقاط تریپ تجهیز تحت آزمایش با شرایط جریانی تنظیم شود. در ادامه هر کدام از عملکردهای حفاظتی اینورترها تشریح خواهد شد.

الف) تجهیز مورد آزمایش (خروجی اینورتر) با توجه به دستورالعمل‌ها و مشخصات داده شده توسط سازنده به یک منبع تغذیه شبیه‌سازی شده متصل گردد که توانایی جذب انرژی تحویلی توسط اینورتر را داشته باشد. برای تعیین نقاط تنظیمی، ولتاژ و فرکانس اینورتر در خروجی نامی خود مورد بهره‌برداری قرار گیرد.

ب) تمامی پارامترهای سیستم قدرت شبیه‌سازی شده با شرایط عملکردی نامی باید مورد آزمایش و بررسی قرار گیرد که اینورتر تحویل توان را به درستی انجام می‌دهد.

ج) تجهیز مورد آزمایش به تنظیمات قابل اعمال زمانی و ولتاژی تریپ مطابق با استاندارد مربوطه قرار گیرد. بررسی شود که تمامی تنظیمات تجهیز مورد آزمایش در نقاط پیش‌فرض کارخانه قرار داشته باشند.

د) تنظیمات اعمالی ثبت گردد.

ه) یکی از توابع حفاظتی اضافه ولتاژ و یا کاهش ولتاژ برای تست انتخاب شود.

و) نقاط تریپ ولتاژ و زمان تریپ آن با استفاده از افزایش و کاهش ولتاژ به مقادیر خارج از پنجره عملکردی نرمال تعیین گردد. ولتاژ به نقطه‌ای معادل دو برابر دقت بیان شده توسط سازنده در خارج از تنظیمات تریپ ولتاژ رسانده، مقادیر موثر ولتاژ و زمان تریپ ثبت شود.

ز) برای واحدهای چندفاز، این آزمون در هر فاز آن انجام شود.

ح) مراحل (ه) تا (ز) برای تمامی توابع حفاظتی اضافه یا کاهش ولتاژ تکرار شود.

با توجه به قطع از سمت منبع تغذیه شبیه‌سازی شده، ولتاژ و فرکانس به مقادیر خروجی نامی اینورتر بازیابی و بررسی شود به طوری که:

- اینورتری که مجهز به ریست دستی بوده از منبع تغذیه شبیه‌سازی شده (دستگاه تست) قطع شده است.
- اینورتری که مجهز به ریست اتوماتیک بوده، تا زمانی که ولتاژ و فرکانس شبکه در یک بازه مشخص بازیابی نشود، به منبع تغذیه شبیه‌سازی شده وصل نخواهد شد.
- رد شدن تنها یکی از این آزمون‌ها به منزله رد شدن کل مجموعه تست‌ها به حساب می‌آید.

۲) آزمون افزایش و کاهش فرکانس

الف) تجهیز مورد آزمایش با توجه به دستورالعمل‌ها و مشخصات داده شده توسط سازنده به شبکه متصل شود.

ب) تمامی پارامترهای سیستم قدرت شبیه‌سازی شده با شرایط عملکردی نامی تجهیز مورد آزمایش باید مورد بررسی قرار گیرد.

ج) تجهیز مورد آزمایش به تنظیمات قابل اعمال زمانی و و فرکانسی تریپ مطابق با استاندارد مربوطه قرار داده شود. بررسی شود که تمامی تنظیمات تجهیز مورد آزمایش در نقاط پیش‌فرض کارخانه قرار داشته باشند.

د) تنظیمات اعمالی ثبت گردد.

ه) یکی از توابع حفاظتی افزایش فرکانس و یا افت فرکانس برای تست انتخاب شوند.

و) فرکانس به نقطه‌ای معادل دو برابر دقت بیان شده توسط سازنده در خارج از تنظیمات تریپ فرکانس رسانده و مقادیر موثر فرکانس و زمان تریپ ثبت گردد.

ز) برای واحدهای چندفاز، این آزمون در هر فاز آن انجام شود.

ح) مراحل (ه) تا (ز) برای تمامی توابع حفاظتی اضافه یا کاهش فرکانس تکرار گردد.

•نکات

بسیاری از اینورترها از نرم‌افزارها یا سخت‌افزارهایی استفاده می‌کنند که از تنظیمات کارخانه برای کنترل تنظیمات افزایش/کاهش ولتاژ و یا افزایش/کاهش فرکانس استفاده می‌کند. اگر به طور مناسبی تنظیم نشده باشد، تغییر موارد کنترلی نیازمند تغییرات توسط سازنده است. تغییر تنظیمات کنترلی معمولا تاییدیه اعتبارنامه اینورتر را نقض می‌کند [۶].

• معیار

۱) محدوده مجاز ولتاژ

از نظر صاحبان سیستم‌های اینورتری و بهره‌بردار شبکه، بهترین انتخاب برای تعیین محدوده مجاز باید به گونه ای باشد که نویز حاصل از قطعی سیستم‌های فتوولتاییک حداقل باشد. بهترین محدوده‌ی مجاز برای این سیستم‌ها

در محدوده ۸۵٪ تا ۱۱۰٪ ولتاژ نامی شبکه است [۷]. این محدوده‌ها مربوط به نقطه اتصال مشترک می‌باشد و ضرورتاً مربوط به پایانه‌های سیستم اینورتری نیست. در صورت اختلاف از این سطح طبق جدول (۲-۱) تزریق توان به شبکه باید قطع گردد. حداکثر (بیشینه) زمان قطع برابر است با حداکثر زمان از آغاز شرایط غیرعادی ولتاژ تا زمانی که مبدل توان تزریقی خود را به شبکه قطع می‌کند.

جدول (۲-۱): نحوه عملکرد در صورت بروز خطای ولتاژ [۸]

ولتاژ (در نقطه اتصال به شبکه)	بیشینه زمان قطع*
$V < 50\% \times Vnominal$	۶ سیکل
$50\% \leq V \leq 85\%$	۱۲۰ سیکل
$85\% \leq V \leq 110\%$	بهره‌برداری پیوسته
$110\% \leq V \leq 135\%$	۱۲۰ سیکل
$135\% \leq V$	۲ سیکل
*زمان قطع به زمان بین رخ دادن شرایط غیرعادی و توقف اینورتر از تزریق انرژی به شبکه اطلاق می‌شود. مدارات کنترل سامانه PV باید عملا متصل به شبکه باقی بماند تا اجازه احساس شرایط الکتریکی را برای استفاده با ویژگی اتصال مجدد بدهد.	

از آنجایی که مبدل متصل به شبکه تزریق کننده توان می‌باشد و نسبت توان نامی آن به کل توان تولیدی در شبکه مقدار کوچکی است لذا نوسان ولتاژ شبکه برای مصرف کنندگان کمتر از ۱۶ آمپر که توان کمی نسبت به کل توان تولیدی در شبکه مصرف می‌نمایند مشکل مبدل نیست و معمولا اندازه‌گیری نمی‌شود و محدودیتی برای سیستم‌های اینورتری (فتوولتاییک) متصل به شبکه اعمال نمی‌شود. در این حالت مبدل به صورت منبع جریان مدل‌سازی می‌شود.

۲) محدوده مجاز فرکانس

فرکانس شبکه ایران در تمامی سطوح تولید، انتقال و توزیع، در محدوده ۴۹/۷ تا ۵۰/۳ هرتز قرار دارد. لذا مبدل الکترونیک قدرت سیستم فتوولتاییک متصل به شبکه باید همواره فرکانس شبکه را نمونه‌گیری کرده و توان هم فرکانس با فرکانس نقطه اتصال به شبکه که در محدوده مجاز قرار دارد تزریق نماید. در صورتی که در طول شش سیکل، فرکانس شبکه از حد مجاز فاصله داشته باشد، سیستم فتوولتاییک باید تزریق توان به شبکه را متوقف نماید [۸، ۹].

۲-۱-۲-۲- آزمون اغتشاش هارمونیک

• مقدمه

هارمونیک‌ها ولتاژها و یا جریان‌های سینوسی هستند که فرکانس آن‌ها مضرب صحیحی از فرکانس نامی سیستم است. شکل موج اعوجاج یافته را می‌توان توسط سری فوریه به مولفه فرکانس اصلی و تعدادی هارمونیک تجزیه نمود و مقدار دامنه و فاز هر مولفه فرکانسی شکل موج اعوجاج یافته را محاسبه نمود. تجهیزات مختلفی از جمله مبدل‌های الکترونیک قدرت، کوره‌های القایی و غیره تولید جریان هارمونیکی می‌کنند. هارمونیک جریان تولید شده توسط تجهیزات مختلف باعث ایجاد افت ولتاژ هارمونیکی در دو سر امپدانس شبکه می‌شود. از طرف دیگر اتصال خازن‌های تصحیح کننده ضریب قدرت ممکن است باعث ایجاد تشدید در فرکانس هارمونیک‌های تولید شده شود و باعث اضافه ولتاژ شود.

محدودیت هارمونیکی مربوط به هارمونیک های جریان و ولتاژ می‌باشد که در هر یک از این موارد به صورت محدودیت بر روی اعوجاج تکی هر هارمونیک و هم‌چنین اعوجاج کلی ارائه می‌شود. اعوجاج کلی ولتاژ یا جریان، که با THD نمایش داده می‌شود به صورت روابط زیر تعریف می‌شود:

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

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

که در روابط فوق، I_h و V_h به ترتیب مولفه‌های هارمونیکی مرتبه h جریان و ولتاژ و I_n و V_n به ترتیب جریان و ولتاژ نامی هستند. اعوجاج تکی ولتاژ یا جریان به صورت نسبت دامنه هر یک از هارمونیک‌ها به دامنه هارمونیک اصلی بر حسب درصد تعریف می‌شود.

در شرایط کار غیرعادی یعنی عدم رعایت استانداردهای فرکانس، سطوح ولتاژ شبکه و در صورت رخ دادن شرایط کارکرد جزیره‌ای، تزریق توان قطع می‌گردد. بنابراین سطح ولتاژ و فرکانس شبکه همواره باید توسط مبدل نمونه‌گیری شود. چنان‌چه خطا برطرف شده و به مدت پنج دقیقه شرایط کار عادی برقرار باشد، مبدل شروع به تزریق توان به شبکه می‌نماید. پیش‌بینی روند راه‌اندازی نرم در مبدل‌های امروزی متداول است. توصیه می‌گردد نمونه‌گیری‌ها از جریان شبکه در ترمینال خروجی مبدل صورت گیرد [۹].

•هدف

هدف از انجام این آزمایش تعیین اغتشاش هارمونیکی کل (THD) جریان و ولتاژ یا هر کدام از هارمونیک‌های منفردی است که توسط اینورتر تولید می‌شوند.

•روش کار

جهت انجام این آزمون ابتدا یک تجهیز اندازه‌گیری کیفیت توان یا دستگاه spectrum analyzer به سمت خروجی AC اینورتر متصل شود که به طور ایده‌آل میان اینورتر و نقطه اتصال به شبکه قرار داشته باشد. اگر از یک ترانسفورماتور اختصاصی در خروجی اینورتر در بعضی طرح‌های اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه استفاده شود، اتصالات این دستگاه در سمت شبکه ترانسفورماتور قرار داده می‌شود. اطلاعات اغتشاش هارمونیک ولتاژ و جریان در سطوح توان ۲۰٪، ۴۰٪، ۸۰٪ و ۱۰۰٪ توان نامی اینورتر جمع‌آوری گردد. معیار اغتشاش قابل اعمال به ۱۰۰٪ توان نامی اینورتر نیز می‌باشد. زمانی که توان نامی ۱۰۰٪ اینورتر امکان‌پذیر نباشد، اطلاعات برای بالاترین توان قابل دسترس انتخاب خواهد شد [۴].

•نکات

اندازه‌گیری‌های مناسب توسط تجهیزات اندازه‌گیری کیفیت توان مانند دستگاه spectrum analyzer که دارای پاسخ‌های شامل حداقل ۲۵ هارمونیک اول است بدست خواهد آمد. بسیاری از اینورترها با مدارات مدولاسیون عرض پالس (PWM) که در فرکانس‌های بالا عملکرد دارند، به هارمونیک‌های تا مرتبه ۵۰ نیاز دارند.

•معیار

مقادیری که در ادامه بیان خواهد شد، از استاندارد IEEE Std.929-2000 برای سیستم‌های اینورتری از نوع فتوولتاییک استخراج شده است. در استاندارد صنعت برق ایران نیز همین معیارها به عنوان محدوده مجاز هارمونیک‌ها آورده شده است [۹]. خروجی الکتریکی سیستم فتوولتاییک در نقطه اتصال مشترک میان شبکه و سیستم فتوولتاییک باید با استاندارد IEEE Std.519-1992 سازگاری داشته باشد. در این آزمون موارد زیر برای هارمونیک‌های جریان باید درنظرگرفته شوند:

۱. مقدار اغتشاش تقاضای کل باید کمتر از ۵٪ مولفه اصلی در بار نامی باشد.
۲. مقادیر هارمونیک‌های فرد کمتر از ۱۱ امین هارمونیک باید کمتر از ۴٪ مولفه اصلی باشد.
۳. مقادیر هارمونیک‌های فرد شامل ۱۱ امین تا ۱۵ امین هارمونیک باید کمتر از ۲٪ مولفه اصلی باشد.
۴. مقادیر هارمونیک‌های فرد شامل ۱۷ امین تا ۲۱ امین هارمونیک باید کمتر از ۱/۵٪ مولفه اصلی باشد.
۵. مقادیر هارمونیک‌های فرد شامل ۲۳ امین تا ۳۳ امین باید کمتر از ۰/۶٪ مولفه اصلی باشد.

۶. مقادیر هارمونیک های فرد بالای ۳۳ امین باید کمتر از ۰/۳٪ مولفه اصلی باشد.
۷. مقادیر هارمونیک‌های زوج باید کمتر از ۲۵٪ محدوده هارمونیک های فرد گفته شده در موارد بالا باشد.

به طور مثال برای سیستم‌های فتوولتاییک، حدود مجاز هارمونیک‌های ولتاژ و جریان باید مطابق جداول (۲-۲) و (۲-۳) باشد.

جدول (۲-۲): حدود مجاز اعوجاج ولتاژ برای سیستم‌های فتوولتاییک متصل به شبکه فشار ضعیف

حدود مجاز اعوجاج درصد ولتاژ هارمونیک‌ها نسبت به ولتاژ نامی در فرکانس ۵۰ هرتز			
ولتاژ	اعوجاج تکی ولتاژ		اعوجاج کلی ولتاژ (THD)
	فرد	زوج	
۳۸۰ ولت	۳	۱/۵	۵

جدول (۲-۳): درصد هارمونیک‌های جریان مجاز قابل تزریق توسط مولدهای تولیدات پراکنده

مرتبه هارمونیک	h<۱۱	۱۱<h<۱۷	۱۷<h<۲۳	۲۳<h<۳۵	h>۳۵	THD
درصد دامنه هارمونیک نسبت به مولفه اصلی	۴	۲	۱/۵	۰/۶	۰/۳	۵

•توضیحات

اینورترهای تایید شده با کنترلر انتگرالی زمانی که مستندات مناسبی برایشان آماده شده باشد از این تست مستثنی می‌شوند. این تست می‌تواند به طور همزمان با تست ضریب توان با استفاده از تجهیز یکسان انجام شود.

۲-۱-۲-۳- آزمون فلیکر (ولتاژ)

• مقدمه

فلیکر در حقیقت احساس شخصی از کم و زیاد شدن میزان روشنایی است که به صورت سوسوزدن نور لامپ های رشته‌ای ظاهر می‌شود. به عبارتی فلیکر تاثیر زودگذر یک منبع روشنایی بر روی حس بینایی انسان است. در حالی که طیف فرکانسی یا شدت روشنایی آن تغییر می‌کند. بنابراین فلیکر ناشی از تغییرات منظم، کوچک و پریودیک ولتاژ است. فلیکر ولتاژ دارای دو شاخص فرکانس و اندازه نوسانات ولتاژ می‌باشد. فرکانس نوسانات فلیکر بین ۰/۵ تا ۳۵ هرتز می‌باشد. عواملی مانند کوره‌های الکتریکی، دستگاه‌های نورد آهن، جوشکاری، راه‌اندازی موتورهای الکتریکی باعث ایجاد فلیکر می‌شوند [۱۰].

•هدف

هدف از انجام این تست اندازه‌گیری و تعیین مقدار فلیکر و بررسی حدود آن برای تست مربوط به اینورتر و تایید کیفیت توان آن می‌باشد.

•روش کار

برای محاسبه فلیکر از دو شاخص فلیکر کوتاه مدت و فلیکر بلندمدت استفاده می‌شود که به ترتیب با نمادهای P_{st} و P_{lt} نمایش داده می‌شوند. شاخص کوتاه مدت فلیکر، به میزان شدت فلیکر در یک دوره زمانی ۱۰ دقیقه‌ای گفته می شود. این معیار از سری های زمانی بدست امده از فلیکرمتر در مدت ۱۰ دقیقه استخراج می‌گردد. وقتی این شاخص برابر یک است، میزان فلیکر در آستانه آزاردهی چشم انسان قرار دارد. شاخص فلیکر بلند به میزان شدت فلیکر در یک دوره زمانی دو ساعت گفته می شود که با استفاده از شاخص کوتاه مدت فلیکر محاسبه می‌شود.

• معیار

تا به امروز تعیین معیار اندازه و فرکانس غیرمجاز فلیکر در استانداردهای مختلف مورد بحث است. برای این مشخصه کیفیت توانی باید به استاندارد ملی هر کشور رجوع کرد و در هر سطح ولتاژ، محدوده مجاز فلیکر را رعایت نمود و در صورتی که چنین استانداردی وجود نداشته باشد باید الزامات فلیکر استاندارد IEEE 519-1992 را رعایت نمود. در کشور ایران استاندارد فلیکر ولتاژ برای سطوح مختلف ولتاژ وجود دارد. در استانداردی که توسط توانیر تحت عنوان استاندارد صنعت برق ایران ذکر شده است، برای شینه‌های در سطح ولتاژ فشار ضعیف، حد مجاز فلیکر کوتاه مدت و بلندمدت به ترتیب باید کمتر از ۱ و ۰/۸ باشد. از آنجا که سیستم فتوولتاییک یک تولیدکننده توان است، لذا می‌بایست آنرا با یک شینه مدل نمود و حدود مجاز فلیکر ذکر شده را رعایت نمود. در صورتی که فلیکر ایجاد شده توسط منبع تولید پراکنده از محدوده مجاز خارج شده باشد باید مولد از شبکه جدا گردد و اقدامات اصلاحی صورت پذیرد [۹]. جدول (۲-۴) حدود مجاز شاخص‌های فلیکر را در سطوح مختلف ولتاژی نشان می‌دهد.

جدول (۲-۴): حدود مجاز فلیکر در شینه‌هایی با سطح ولتاژ مختلف [۹]

	شبکه فشار ضعیف	شبکه فشار متوسط
فلیکر کوتاه مدت Pst	۱	۰/۹
فلیکر بلند مدت Plt	۰/۸	۰/۷

۲-۱-۲-۴- آزمون ضریب توان

• مقدمه

معمولاً ضریب توان مبدل‌های الکترونیک قدرت سیستم‌های اینورتری متصل به شبکه نزدیک به یک طراحی می‌شود. برخی از عناصر این مبدل‌های الکترونیک قدرت مانند فیلترهای خروجی و ترانسفورماتور، بارهای راکتیو ثابت و کوچکی هستند که ممکن است در توان‌های کم، ضریب توان مجموعه را کاهش دهند. در حالی که در توان نامی ضریب توان نزدیک به یک است. البته بعضی از سیستم‌های فتوولتاییک به منظور جبران‌سازی توان راکتیو خطوط شبکه، می توانند با برنامه ریزی قبلی خارج از محدوده ذکر شده کار کنند [۱۱].

• هدف

هدف از انجام این تست تعیین ضریب توان سیستم در سطوح مختلف توان است.

•روش کار

جهت انجام این آزمون ابتدا می‌بایست یک تجهیز اندازه‌گیری کیفیت توان در سمت خروجی AC اینورتر متصل گردد. که به طور ایده‌آل میان اینورتر و نقطه اتصال به شبکه قرار دارد. اگر ترانسفورماتور اختصاصی نیز استفاده شده است اتصالات به سمت شبکه ترانسفورماتور وصل شود. اطلاعات مربوط به ضریب توان در سطوح مختلف ۲۰٪، ۴۰٪، ۸۰٪، ۱۰۰٪ توان نامی اینورتر جمع‌آوری گردد. زمانی که توان نامی ۱۰۰٪ اینورتر امکان پذیر نباشد، اطلاعات برای بالاترین توان ممکن بدست آورده شود.

•معیار

زمانی که خروجی سیستم‌های فتوولتاییک بیشتر از ۱۰٪ توان نامی سیستم باشد. بیشتر اینورترهای فتوولتاییک در سیستم‌های متصل به شبکه در ضریب توان نزدیک به یک کار می‌کنند. طبق دستورالعمل IEEE 929-2000 ، سیستم‌های فتوولتاییک باید در ضریب توان بزرگتر از ۰/۹۵ (پس‌فاز، پیش‌فاز) عملکرد داشته باشند [۷]. این مقدار برای ضریب توان مقداری مناسب و توصیه شده می‌باشد.

•توضیحات

اینورترهای تایید شده با کنترلر انتگرالی از انجام این تست معاف می‌شوند. این تست می‌تواند به طور همزمان با تست اغتشاش هارمونیک با استفاده از تجهیزات یکسان انجام شود.

۲-۱-۲-۵- آزمون تزریق جریان DC

•مقدمه

تزریق جریان مستقیم، امر نامطلوبی است که موجب ناپایداری شبکه می‌گردد. بـه منظـور جلـوگیری از تزریـق جریان مستقیم، می‌بایست از ترانسفورماتور مجزاساز استفاده نمود و یا همواره جریان DC خروجی را کنترل کرد.

•هدف

هدف از انجام این تست، تعیین اندازه جریان DC تزریق شده به شبکه می‌باشد. این تست بر روی اینورترهـایی انجام می‌شود که بدون استفاده از از ترانسفورماتور اتصال به سیستم قدرت متصل می‌شود.

•روش کار

سطوح توان عملکردی در این روند دارای محدوده تغییرات ۵٪± می‌باشند.

الف) تجهیز تحت آزمون با توجه به مشخصات سازنده و دستورالعمل‌ها به شبکه متصل شود.

ب) تمامی پارامترهای منبع به صورت شرایط عملکردی نامی برای تجهیز تحت آزمایش تنظیم گردد.

ج) تمامی پارامترهای تجهیز تحت آزمایش به تنظیمات عملکردی نامی رسانده شود.

د) تمامی تنظیمات اعمالی ثبت گردد.

ه) تجهیز تحت آزمایش در ۳۳٪ جریان خروجی نامی و در ضریب توان نامی مورد عملکرد قرار گیرد. حـداقل ۵ دقیقه قبل از این‌که هر گونه اندازه‌گیری برای آزمون انجام شود به تجهیز مورد آزمایش اجازه عملکرد داده شود. تجهیز مورد آزمایش باید در یک جریان و ضریب توان مشخص در حین تست عملکرد داشته باشد.

و) در خروجی تجهیز مورد آزمایش، مقدار موثر ولتاژ، جریان موثر و مولفه dc جریـان (بـا فرکـانس کمتـر از ۱ هرتز) در تمامی فازها اندازه‌گیری شود. پنجره میانگین برای تمامی اندازه‌گیری‌ها جهت محاسبه مولفه dc نبایـد کمتر از یک سیکل و بیشتر از ۵۰ سیکل باشد. دلیل انتخاب این محدوده این اسـت کـه بـرای محاسـبه مقـدار میانگین، می بایست حداقل به اندازه یک دوره تناوب از شکل موج سپری شده باشد تا بتوان مقدار مورد نظـر را محاسبه نمود. هم‌چنین طبق استاندارد بیشتر از یک ثانیه نیز نباید درنظرگرفته شود کـه بـا توجـه بـه فرکـانس استفاده شده در ایران (۵۰ هرتز) عدد ۵۰ سیکل انتخاب شده است.

ز) مراحل (ه) و (و) با میزان جریان خروجی نامی ۶۶٪ و حدود ۱۰۰٪ منابع تولید پراکنده تکرار شود.

برای تمامی سطوح جریان خروجی مورد آزمایش، تحلیل داده‌های زیر مورد نیاز خواهد بود:

الف) میانگین مقادیر جریان و ولتاژ موثر در هر فاز محاسبه شود. برای هر اندازه‌گیری، میانگین باید شامل هر نقطه نمونه ضبط شده به ازای بازه‌های ۵ دقیقه‌ای باشد.

ب) بررسی گردد که میانگین جریان موثر در هر فاز در محدوده ۵٪ نقطه مورد آزمایش قرار داشته باشد. (۳۳٪، ۶۶٪ و ۱۰۰٪)

پ) بررسی شود که میانگین ولتاژ موثر در هر فاز در محدوده ۵٪ ولتاژ نامی قرار داشته باشد.

ت) مقدار میانگین برای مقادیر مختلف اندازه‌گیری شده مولفه dc جریان در هر فاز مورد محاسبه قرار گیرد. میانگین باید برابر قدرمطلق هر نقطه ضبط شده نمونه حین بازه آزمایش ۵ دقیقه‌ای باشد.

ث) برای هر فاز، میانگین مقدار مولفه dc بر جریان خروجی نامی تجهیز مورد آزمایش تقسیم شده و نتیجه در عدد ۱۰۰ ضرب گردد. مقادیر ضبط شده نهایی به عنوان درصد جریان تزریق شده برای هر فاز محاسبه می‌شود [۱۱].

•معیار

تزریق جریان DC به شبکه باید به طور معمول کوچک‌تر از ۰/۵ درصد جریان خروجی اینورتر باشد. اکثر مراجع از همین عدد به عنوان معیار تزریق جریان DC استفاده نموده‌اند. در صورت اختلاف با سطح مجاز، می‌بایست جریان خروجی را قطع نمود [۹، ۱۰].

•توضیحات

جریان DC زیادی بر روی شبکه می‌تواند منجر به خرابی تجهیزات شبکه و بارهای مصرفی شود. این تست برای سیستم‌های با ترانسفورماتور اختصاصی ضروری است. اینورترهای تایید شده با کنترلرهای انتگرال‌گیر نیز از انجام این تست معاف شده‌اند. این تست می‌تواند به طور همزمان یا به عنوان بخشی از تست اغتشاش هارمونیک با استفاده از یک تجهیز یکسان انجام شود.

۲-۱-۲-۶- آزمون قابلیت اطمینان

• هدف

این آزمون جهت حصول اطمینان از کار بدون وقفه منبع تولید پراکنده اینورتری صورت می‌پذیرد.

• **روش‌کار**

قابلیت اطمینان سیستم توسط تست نسبت عملکردی انجام می‌شود. درحین این تست، پارامترهای زمان واقعی که در قسمت بعدی ذکر خواهد شد، باید در بازه‌های زمانی حداکثر پنج دقیقه برای حداقل هفت روز متوالی نمونه برداری شوند.

•**معیار**

پارامترهایی که در ادامه ذکر می‌شود برای یک سیستم اینورتری نمونه (یک سیستم فتوولتاییک) می‌باشند. این پارامترها می‌بایست در طی مدت زمان اندازه‌گیری و نمونه برداری شده به طور پیوسته و بدون وقفه وجود داشته باشند و سیستم در طول دوره مشخص شده به درستی کار کنند [۱۲].

- تابش خورشید
- دمای محیط
- دمای ماژول
- ولتاژ DC هر کدام از اینورترهای گروهی
- جریان DC هر کدام از اینورترهای گروهی
- ولتاژ AC از هر کدام از اینورترهای گروهی
- جریان AC از هر کدام از اینورترهای گروهی

۲-۱-۲-۷- آزمون‌های ضدجزیره‌ای اینورترها

• **مقدمه**

چنان‌چه شبکه توزیع قطع گردد و سیستم اینورتری بدون حضور شبکه به تغذیه بارهای موجود در شبکه ادامه دهد، گفته می‌شود سیستم به صورت جزیره‌ای عمل می‌کند. کارکرد جزیره‌ای امری نامطلوب است و مبدل الکترونیک قدرت سیستم اینورتری متصل به شبکه مجاز به عملکرد به صورت جزیره‌ای نیست [۱۳].

سیستم اینورتری متصل به شبکه، تولید کننده کوچکی است که امکان حفظ ولتاژ و فرکانس نامی و مجاز شبکه را ندارد. بنابراین امکان آسیب رسیدن به بارهای موجود به شبکه در عملکرد جزیره‌ای وجود دارد. ممکن است شبکه به منظور رسیدگی و تعمیرات مورد نیاز قطع گردد. در این حالت چنان‌چه سیستم اینورتری به کار خود ادامه دهد، برای کارگرانی که انتظار قطع کامل شبکه را دارند ایجاد خطر می‌نماید از سوی دیگر سیستم متصل به شبکه،

همواره فرکانس خود را همزمان با فرکانس شبکه می‌نماید اما شبکه خود را با سیستم اینورتری همزمان نمی‌کند. بنابراین کارکرد جزیره‌ای می‌تواند در راه‌اندازی مجدد شبکه در این سیستم ایجاد اختلال کند.

به طور نمونه اینورترهای فتوولتاییک با ویژگی ضدجزیره‌ای برای اتصال موازی با منبع تغذیه اصلی سیستم طراحی شده است. در کنار مسائل مربوط به تریپ‌های اضافه فرکانس، کاهش فرکانس، اضافه ولتاژ و کاهش ولتاژ، این نوع اینورتر شامل تجهیزی است که در زمان بی‌برقی سمت شبکه، سیستم را از مدار قطع می نماید و اجازه کارکرد حالت جزیره‌ای را به سیستم نمی‌دهد. تست اینورترها در خروجی نامی خود برای عملکرد با شبکه نیاز به تجهیز خاص تست دارد. هر زمان که مداری یا نرم‌افزاری در اینورتر تغییر پیدا کند، تست نوعی طراحی می‌بایست تکرار شود [۱۴].

خطای اندازه‌گیری برای تمامی پارامترها به جز فرکانس در تست‌هایی که در ادامه بررسی می‌شود باید کمتر از ۲٪ باشد. خطای اندازه‌گیری برای پارامتر فرکانس باید کمتر از ۰/۱ هرتز باشد.

- **هدف**

هدف از انجام این تست تعیین عملکرد اینورتر تحت از دست دادن شرایط شبکه (جزیره‌ای شدن) است.

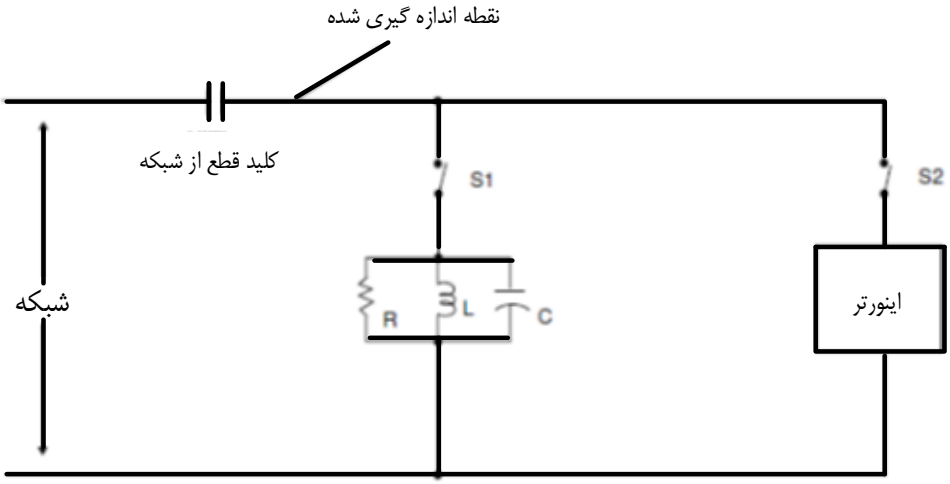
- **روش‌کار**

زمانی که محدوده ولتاژ و فرکانس توسط آزمون مربوطه مورد تایید قرار گرفته شد، می‌بایست اینورتر را از لحاظ عملکرد پایدار در شرایطی که منبع سمت شبکه حضور ندارد مورد بررسی و آزمون قرار داد. یک منبع سمت شبکه به صورت هر منبعی که توانایی حفظ یک جزیره را در پنجره‌های ولتاژ و فرکانس پیشنهادی داشته باشد تعریف می شود. یک ژنراتور دیزلی با کنترل فرکانس و ولتاژ و بدون حفاظت ضدجزیره‌ای به عنوان منبع تغذیه سمت شبکه برای انجام این تست درنظرگرفته می‌شود. اگرچه به دلیل عدم قطعیت مربوط به جذب توان‌های اکتیو و راکتیو از سوی اینورتر، این تست ممکن است با اتصال به شبکه اصلی انجام شود. بهترین حالت انجام این تست کارکردن در نزدیکی میانگین محدوده نامی ولتاژ و فرکانس سیستم است. (تغییرات فرکانس و ولتاژ برای این تست ضروری نیست.)

روند این آزمون بر اساس دارا بودن ضریب کیفیت (Q) برابر با ۲/۵ برای مدار در حالت جزیره‌ای قرار دارد. این روند طوری طراحی شده است که قابل اعمال به هر دو نوع اینورترهای با ضریب توان واحد و ضریب توان غیرواحد باشد. روند این بخش از مرجع [۱۰] آورده شده است.

جریان‌های هارمونیکی که میان شبکه، خازن و اینورتر در حال چرخش هستند، شرایط را پیچیده می‌نمایند. به همین دلیل زمانی که راکتانس‌های خازنی و سلفی مدار تنظیم می‌شوند، استفاده از تجهیزاتی که امکان حذف مولفه‌های جریان و توان فرکانس‌های دیگر از فرکانس ۵۰ هرتز را داشته باشد، مهم خواهد بود.

روند این تست فرض می‌کند که اینورتر با ضریب توان غیرواحد به صورت تولید توان راکتیو در حال کار است نه جذب توان راکتیو. روال مذکور به مداری اشاره می کند که به صورت شکل (۲-۲) تنظیم می‌شود. جزییات این مدار ممکن است با توجه به سخت‌افزار موجود برای تستر تغییراتی داشته باشد. روال انجام آزمون شامل مراحلی است که در ادامه توضیح داده خواهد شد.



شکل (۲-۲): مدار تست اینورتر ضدجزیره‌ای

۱. توان خروجی اینورتر (Pinv) در آزمونی که مورد استفاده قرار می‌گیرد باید تعیین شود.
۲. با توان خروجی (Pinv) اینورتر که در حال کارکرد است، توان راکتیو خروجی اندازه‌گیری شود.

توجه: کلید قطع از شبکه باید در حالت بسته باشد. بدون بار محلی متصل (در این حالت کلید S1 باز است درنتیجه بار RLC در مدار قرار ندارد) و اینورتر متصل به شبکه (کلید S2 بسته است)، اینورتر باید روشن شود و در حالت خروجی تعیین شده در مرحله قبل قرار گیرد. مقادیر توان اکتیو و راکتیو در نقاط اندازه‌گیری شده بدست آید. توان حقیقی باید برابر Pinv باشد. توان راکتیو اندازه‌گیری شده در این مرحله تعیین می شود. (Pq-inverter)

۳. اینورتر را خاموش (قطع) نموده و کلید S2 باز گردد.
۴. مدار RLC در ضریب کیفیت Q=2.5 تنظیم گردد. این مرحله به صورت زیر حاصل می‌شود:

- ✓ تعیین مقدار راکتانس سلفی مورد نیاز در مدار RLC سری با استفاده از رابطه PqL=2.5Pinv .
- ✓ اتصال یک سلف به عنوان اولین المان مدار RLC و تنظیم سلف به مقدار PqL.

✓ اتصال یک خازن به صورت موازی با سلف و تنظیم مقدار راکتانس خازن به صورت زیر:

$$P_{qL} - P_{q\ inverter} = P_{qC} \qquad (۳)$$

✓ اتصال مقاومت که نتیجه توان مصرفی در مدار RLC بوده و مقدار آن برابر Pinv است.

۵. بار RLC که در مرحله قبل تنظیم شده بود با استفاده از کلید S1 به اینورتر متصل شود. کلید S2 بسته و اینورتر روشن گردد، باید از این که توان خروجی برابر با مقداری است که در مرحله اول معین شده است اطمینان حاصل گردد.

نکته: هدف روند این تست تا این مرحله حذف مولفه‌های توان اکتیو و راکتیو هارمونیکی فرکانس ۶۰ هرتز است. رزونانس‌های سیستم، جریان های هارمونیکی در مدار سیستم تولید می‌کند. این جریان‌های هارمونیکی صفر نمودن (حذف) توان یا جریان را در کلید قطع‌کننده غیرممکن می‌سازد. به دلیل خطای اندازه‌گیری تجهیز تست و تاثیراتی که از سمت جریان‌های هارمونیکی وجود دارد، لازم است که تنظیمات کوچکی در مدار تست انجام شود تا بدترین شرایط برای حالت جزیره‌ای حاصل شود. مرحله هفتم برای اعمال این تغییرات در ادامه توضیح داده خواهد شد.

۶. کلید قطع شبکه باز گردد تا مدار آماده راه‌اندازی اولیه شود.

۷. بعد از هر آزمون موفقیت آمیز، یک پارامتر در حدود ۱٪ برای هر آزمون، در محدوده کلی ۵٪ نقطه عملکردی تعیین شده در مرحله چهارم تنظیم می‌شود. پارامتری که تنظیم می‌شود ممکن است اندوکتانس بار L و یا خازن بار C باشد. بعد از هر تنظیم، یک آزمون جزیره‌ای انجام شده و زمان تریپ ثبت می‌شود. اگر هر کدام از این آزمون‌ها در جزیره‌سازی بیشتر از زمان مشخص شده در استاندارد نتیجه دهد، واحد مربوطه آزمون را به درستی نگذرانده و باید دوباره انجام شود. این آزمون باید با نسبت هایی که در جدول (۲–۵) نشان داده شده است انجام شود.

زمان واقعی تریپ برای هر تست باید ثبت گردد. هر خرابی تکی از این تست‌ها به عنوان خرابی کلی مجموعه درنظرگرفته می‌شود.

جدول (۲-۵): نسبت خروجی اینورتر با بار واقعی سیستم

بار واقعی	خروجی اینورتر
٪۲۵	٪۲۵
٪۵۰	٪۵۰
٪۱۰۰	٪۱۰۰
٪۱۲۵	٪۱۰۰

•نکات

آزمون نیاز به شرایط آزمون با کنترل مناسب دارد و نوسانات شبکه معمولا در دسترس نیست. این تست‌ها معمولاً تحت شرایط آزمایشگاهی با استفاده از مقادیر مشخص بارهای اکتیو راکتیو انجام می‌شود.

• معیار

هنگام ایجاد یک جزیره ناخواسته که در آن منبع تولید پراکنده بخشی از شبکه را از طریق نقطه اتصال مشترک تغذیه می‌کند، سیستم حفاظتی مربوط به مولد و تجهیزات ارتباط دهنده مولد با شبکه، باید به وجود آمدن جزیره را تشخیص دهد. اینورتر باید در زمانی معین که در استاندارد IEEE Std. 929-2000 مشخص شده است خاموش شود یا مواردی که در استانداردهای دیگر عنوان شده است. در صورت بروز قطعی شبکه توزیع، سامانه اینورتری باید ظرف مدت ۲ ثانیه تزریق انرژی به شبکه را متوقف کند [۲، ۷، ۸].

۲-۱-۲-۸- آزمون تعادل جریان فاز

• هدف

هدف از انجام این آزمون، تست اینورتر یا خروجی سیستم جهت تعیین اینکه جریان‌های فازها متعادل هستند و در نقطه اتصال به شبکه مشکل عدم تعادلی وجود ندارد.

• روش‌کار

اگر یک اینورتر تک فاز (منفرد) برای سیستم استفاده شود، تعادل فاز به طور معمول به عنوان جزیی از تاییدیه اینورتر اندازه‌گیری می‌شود. اگر اینورترهای چندگانه به فازهای مختلفی از شبکه متصل شوند، دراین‌صورت تعادل جریان فاز کل باید تعیین شده و با درنظرگیری ظرفیت فیدر شبکه و ترانسفورماتور ارزیابی شود.

• نکات

مهندس شبکه توزیع باید برای انجام این آزمون معرفی شود.

•معیار

اینورتر باید نیازمندی‌های معین شده در استاندارد IEEE Std.929 2000 یا دیگر استانداردهای بین المللی را برآورده نماید. عدم تعادل جریان فاز باید کمتر از ۵٪ اندازه‌گیری شده در مقدار ۵۰٪ و ۱۰۰٪ مقدار نامی باشد.

• **توضیحات**

جریان‌های فاز نامتعادل ممکن است سبب گرمای اضافی ترانسفورماتور شبکه شوند. نامتعادلی در یک اینورتر معمولا مشکل‌ساز خواهد بود.

علاوه بر آزمون‌های ذکر شده در بخش‌های قبل، در این قسمت دو آزمون دیگر نیز باید بررسی و تحلیل شود تا صحت عملکرد سیستم قبل از راه‌اندازی تایید گردد. این موارد در ادامه ذکر خواهند شد.

۲-۱-۲-۹- آزمون اغتشاشات فرکانس

سیستم اینورتری متصل به شبکه دارای یک حلقه قفل فاز می‌باشد که آن را با شبکه سنکرون می‌کند. به همین دلیل سیستم اینورتری در حالت ماندگار و پایدار همواره با فرکانس شبکه کار می‌کند و اگر فرکانس شبکه از محدوده مجاز خود خارج شود باعث می‌شود که سیستم اینورتری هم با همان فرکانس توان تولید نماید و شرایط فرکانس شبکه را بدتر کند. لذا زمانی که فرکانس شبکه از محدوده مجاز خود (۰/۳± هرتز نسبت به فرکانس اصلی شبکه) خارج گردد، سیستم اینورتری باید حدود شش سیکل، تزریق انرژی به شبکه را متوقف کند و سپس اگر فرکانس در محدوده مجاز خود قرار نگرفت، از شبکه خارج شود. این تاخیر به دلیل گذر از اغتشاشات کوتاه مدت و جلوگیری از ایجاد نویزهای زیادی که در هنگام خارج شدن از شبکه به وجود می‌آید می‌باشد [۱۴].

۲-۱-۲-۱۰-آزمون اتصال مجدد سیستم اینورتری به شبکه بعد از رفع خطای شبکه و سنکرون شدن با آن

هنگامی که خطا در شبکه به وجود می‌آید، سیستم اینورتری خود را از شبکه قطع می‌نماید تا اینکه ولتاژ و فرکانس دوباره حداقل برای پنج دقیقه در محدوده مجاز خود قرار گیرند. بعد از این مدت، سیستم فوق اجازه خواهد داشت که به طور اتوماتیک به شبکه وصل شود [۱۴].

استاندارد IEEE 1547.2 محدوده مجاز مبدل الکترونیک قدرت جهت سنکرون شدن با شبکه را تعیین کرده است که در جدول (۲-۶) نشان داده شده است. در صورتی که محدوده مجاز رعایت نشده باشد، مبدل سیستم اینورتری اجازه اتصال به شبکه را ندارد [۱۵].

جدول (۲-۶): محدوده مجاز مبدل الکترونیک قدرت جهت سنکرون شدن با شبکه [۱۵]

اختلاف زاویه ولتاژ (درجه)	اختلاف ولتاژ(٪)	اختلاف فرکانس (Hz)	سطح توان (kVA)
۲۰	۱۰	۰/۳	۰-۵۰۰
۱۵	۵	۰/۲	۵۰۰-۱۵۰۰
۱۰	۳	۰/۱	>۱۵۰۰

۲-۲- آزمون‌های مرتبط با منابع تولید پراکنده غیراینورتری

۲-۲-۱- آزمون‌های ژنراتور سنکرون (CHP)

در این بخش به آزمون‌هایی اشاره می‌شود که مختص راه‌اندازی ژنراتور سنکرون می‌باشد. همان‌طور که در بخش منابع تولید پراکنده اینورتری نیز بیان شده بود آزمون‌هایی در این قسمت مد نظر خواهد بود که بر پارامترهای شبکه (مانند کیفیت توان شبکه) تاثیرگذار باشد. به دلیل اهمیت سنکرون نمودن ژنراتورهای سنکرون در اتصال به شبکه برخلاف منابع تولید پراکنده اینورتری ابتدا به بیان و تشریح آزمون سنکرونیزاسیون برای این نوع منابع پرداخته خواهد شد [۱۰].

۲-۲-۱-۱- آزمون سنکرونیزاسیون

هدف از تست‌های این بخش نشان دادن این است که تجهیز مورد آزمایش به صورت صحیح و قابل اطمینان با سیستم قدرت سنکرون شده است.

دو روش تست پایه در این آزمون مورد نیاز است که در زیر آمده است:

- روش اول تایید می‌کند که تابع رله‌ی سنکرونیزاسیون، تنها هنگامی که پارامترهای سنکرونیزاسیون در محدوده‌ی مجاز خود قرار داشته باشند، فرمان بسته شدن کلید سنکرون‌کننده را صادر می‌نماید.
- روش دوم اندازه جریان راه‌اندازی سنکرونیزاسیون را تعیین می‌کند.

تجهیزاتی که می‌توانند ولتاژ در ناحیه سیستم قدرت را به طور مستقل تولید نمایند و هم‌چنین توانایی کارکرد به صورت مستقل از شبکه را دارند (مانند اینورترهای مستقل یا ژنراتور سنکرون) جهت تایید قابلیت سنکرون شدن خود با استفاده از روش اول مورد تست و آزمایش قرار می‌گیرند [۱۵، ۱۶].

تجهیزاتی که برای شروع عملکرد خود از شبکه قدرت انرژی مورد نیاز را دریافت می‌کنند (مانند ژنراتور القایی) از روش دوم استفاده می‌کنند. به دلیل این‌که موضوع مورد بررسی در این بخش ژنراتور سنکرون (CHP) است از روش اول استفاده می‌شود.

در این قسمت سه روش آزمون متفاوت ارائه شده است: در اولین روش، از منابع ولتاژ آزمایشی (شبیه‌سازی شده) برای شبیه‌سازی ژنراتور و شبکه استفاده می‌شود و آزمون بر روی رله‌ی مجزا یا کنترل‌کننده چندمنظوره با تابع کنترلی سنکرونیزاسیون انجام می‌شود. در روش دوم از یک ژنراتور واقعی استفاده می‌شود. روش سوم برای آزمون رله‌هایی به کار می‌رود که در آنها تابع سنکرونیزاسیون نمی‌تواند غیرفعال شود و یا ولتاژ نمی‌تواند به راحتی قطع شود.

۲-۲-۱-۲- آزمون تابع کنترل سنکرونیزاسیون با استفاده از منابع شبیه سازی شده

•هدف

هدف از انجام این آزمون‌ها نشان دادن این موضوع است که تجهیز اتصال با استفاده از یک تجهیز موازی‌کننده (مانند کلید قدرت یا سنکرون کننده) در محدوده مجاز ولتاژ، فرکانس و اختلاف زاویه فاز قبل با شبکه سنکرون می شود، قبل از این که کلید سنکرون کننده اجازه بسته شدن داشته باشد.

•روش کار

روال آزمون برای یک رله‌ی سنکرون کننده به شرح زیر است.

اگر تجهیز مورد آزمایش (رله‌ی سنکرونیزاسیون) شامل کلید سنکرون کننده نباشد، برای برآورده شدن معیار پذیرش، باید زمان عملکرد کلید سنکرون کننده‌ی مستقلی که با تجهیز استفاده می‌شود نیز در نظر گرفته شود.

الف) اتصالات تجهیز تحت آزمایش (رله) مطابق با دستورالعمل‌ها و مشخصات داده شده توسط سازنده برقرار شود.

ب) تجهیزات آزمون جهت مانیتورینگ دستور بسته شدن تجهیز موازی‌کننده (کلید سنکرون کننده)، ارتباط بین خروجی ژنراتور شبیه‌سازی شده و منبع سیستم قدرت، فرکانس و ولتاژ هر منبع متصل گردد.

پ) منبع شبیه ساز سیستم قدرت به گونه‌ای تنظیم شود که در ولتاژ و فرکانس نامی عملکرد داشته باشد. تنظیمات قابل اعمال ثبت گردد.

ت) نشان داده شود که تجهیز مورد بررسی خارج از محدوده قابل قبول ولتاژ مطابق با استاندارد IEEE Std 1547 قرار نگیرد. با ثابت نگه داشتن ولتاژ و فرکانس منبع شبیه ساز سیستم قدرت در مقادیر ثابت نامی و تغییر دادن ولتاژ منبع شبیه‌ساز ژنراتور، تست نشان خواهد داد که تجهیز مورد آزمایش در خارج از محدوده ولتاژقابل قبول بسته نخواهد شد و تنها در محدوده مجاز مقادیر ذکر شده اجازه بسته شدن را دارد. در واقع توابع رله هم در حالت افزایشی از ولتاژ کم تا سطح افزایشی قابل پذیرش برای آن و هم در حالت کاهشی از ولتاژ زیاد تا سطح کاهشی قابل پذیرش، باید به درستی عمل نماید.

مراحل زیر می‌توانند برای آزمون ولتاژ مورد استفاده قرار گیرند:

۱. ولتاژ و فرکانس منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت در مقادیر نامی تنظیم شوند.
۲. ولتاژ منبع شبیه‌ساز ژنراتور در سطحی بالاتر از ولتاژ منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت تنظیم گردد، به طوری که اختلاف ولتاژ بیشتر از محدوده قابل قبول باشد، ولی ولتاژ ژنراتور کمتر از محدوده تریپ

اضافه ولتاژ رله‌ی تحت آزمایش باشد. اختلاف ولتاژ باید حداقل دو برابر دقت بیان شده توسط سازنده باشد.

۳. فرکانس منبع شبیه‌ساز ژنراتور مطابق فرکانس منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت به گونه‌ای تنظیم و نگه داشته شود که اختلاف فرکانس و اختلاف زاویه فاز در محدوده قابل قبول جدول (۲-۹) قرار گیرد. یک مقدار قابل قبول برای دقت تجهیز تحت آزمایش به گونه‌ای در نظر گرفته شود که خطای فرکانس و زاویه فاز سهواً باعث نشوند که رله سنکرونیزاسیون از ابتدا فرمان وصل را صادر نماید.

۴. بررسی گردد که برای مدت زمان حداقل ۳ دقیقه‌ای رله فرمان بسته‌شدن را صادر نکند.

۵. به تدریج ولتاژ منبع ژنراتور کاهش یابد تا زمانی که اختلاف ولتاژ در محدوده‌ی مجاز جدول (۲-۹) در نظرگیری دقت تجهیز قرار گیرد. نرخ شیب کاهش ولتاژ باید به گونه‌ای کنترل شود که نشانه معتبری از نقطه ای که در آن تجهیز شروع به بسته شدن می کند به دست آید.

۶. ولتاژ و فرکانس منابع شبیه‌ساز سیستم قدرت و ژنراتور و همچنین مقادیر اختلاف ولتاژ، اختلاف فرکانس و اختلاف زاویه فاز بین دو منبع در نقطه‌ای که رله شروع به بستن کلید سنکرون کننده می-کند یادداشت شود.

۷. مراحل ۱ تا ۶ برای پنج مرتبه قرائت تکرار شود.

۸. مراحل ۱ تا ۷ برای منبع شبیه‌ساز ژنراتور با ولتاژ پایین‌تر از ولتاژ منبع شبیه‌ساز شبکه قدرت تکرار شود، به گونه‌ای که اختلاف آن‌ها خارج از رنج قابل قبول باشد. اما دقت شود که ولتاژ منبع بالاتر از محدوده تریپ افت ولتاژ رله باشد.

ث) نشان داده شود که تجهیز در خارج از محدوده قابل قبول فرکانس و زاویه فاز تعیین شده در جدول (۲-۹) بسته نخواهد شد. و تنها در محدوده مجاز مقادیر ذکر شده فرمان بسته شدن را خواهد داد. با ثابت نگه داشتن ولتاژ و فرکانس منبع شبیه ساز سیستم قدرت و تغییر دادن فرکانس منبع شبیه ساز ژنراتور، آزمون نشان خواهد داد تجهیز تحت آزمایش باید خارج از رنج فرکانس مجاز برای آن فرمان سنکرون صادر ننماید و در محدوده‌ی قابل قبول عمل نماید.

در واقع رله هم در حالت افزایشی از فرکانس کم تا سطح افزایشی قابل قبول برای آن و هم در حالت کاهشی از فرکانس زیاد تا سطح کاهشی قابل قبول، باید به درستی شروع به کار نماید.

دستورالعمل زیر می تواند به عنوان مراحل انجام کار مورد استفاده قرار گیرد:

۱. ولتاژ و فرکانس منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت در مقادیر نامی خود تنظیم شوند. ولتاژ منبع شبیه ساز ژنراتور در ولتاژ سیستم قدرت تنظیم گردد.

۲. فرکانس منبع شبیه‌ساز ژنراتور بالاتر از سطح فرکانس منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت تنظیم شود، به طوری که اختلاف فرکانس آنها بیشتر از مقدار قابل قبول باشد ولی فرکانس منبع شبیه‌ساز ژنراتور کمتر از محدوده تریپ اضافه فرکانس تجهیز تحت آزمایش باشد. اختلاف فرکانس‌ها باید حداقل دو برابر دقت بیان شده توسط سازنده باشد.
۳. ولتاژ منبع شبیه‌ساز ژنراتور مشابه ولتاژ منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت تنظیم شود به گونه‌ای که اختلاف ولتاژ در محدوده مجاز جدول (۲-۹) مطابق با مرجع [۱۶] قرار گیرند. سقف مجاز برای دقت تجهیز تحت آزمایش به گونه‌ای در نظر گرفته شود که خطای فرکانس و زاویه فاز اشتباهاً باعث نشوند که رله سنکرونیزاسیون از ابتدای کار فرمان بسته شدن را صادر نماید.
۴. بررسی گردد که برای یک بازه زمانی حداقل ۳ دقیقه‌ای، تجهیز تحت آزمایش (رله) فرمان بسته شدن را صادر نکند.
۵. فرکانس منبع شبیه‌ساز ژنراتور به تدریج تا جایی کاهش یابد که با درنظرگیری دقت تجهیز تحت آزمایش، اختلاف فرکانس در محدوده‌ی قابل قبول طبق جدول (۲-۹) قرار گیرد. نرخ شیب کاهش فرکانس باید به گونه‌ای کنترل شود که نشانه قابل اطمینانی از نقطه‌ای که در آن تجهیز شروع به بسته شدن می کند به دست آید.
۶. ولتاژ و فرکانس منابع شبیه‌ساز سیستم قدرت و ژنراتور و همچنین اختلاف ولتاژ، اختلاف فرکانس و اختلاف زاویه فاز بین دو منبع در نقطه‌ای که تجهیز شروع به بستن کلید سنکرون کننده می‌کند ثبت گردد.
۷. مراحل ۱ تا ۶ برای پنج مرتبه قرائت تکرار شود.
۸. مراحل ۱ تا ۷ برای منبع شبیه‌ساز ژنراتور با فرکانس پایین‌تر از فرکانس منبع شبیه‌ساز شبکه قدرت تکرار شود به گونه‌ای که اختلاف فرکانس‌شان خارج از محدوده قابل قبول باشد تکرار شود، ولی فرکانس ژنراتور بالاتر از محدوده تریپ کاهش فرکانس تجهیز تحت آزمایش باشد.

•معیار

آزمون باید نشان دهد که تجهیز با نیازمندی‌های استاندارد IEEE 1547 برای محدوده پارامتر سنکرونیزاسیون انطباق و هم‌خوانی دارد. نتایج آزمون باید نشان دهند که تجهیز تحت آزمایش در حین هر آزمون، خارج از محدوده مشخص شده و قابل قبول بسته نخواهد شد.

شرایط اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه و معیار قبولی آن در جدول (۲-۷) آمده است [۱۰].

جدول (۲-۷): شرایط اتصال ژنراتور سنکرون به شبکه [۱۰]

مجموع مقادیر نامی مولدهای مقیاس کوچک(کیلووات)	اختلاف زاویه فاز	اختلاف ولتاژ	اختلاف فرکانس
۵۰۰-۰	۲۰	۱۰	۰/۳
۱۵۰۰-۵۰۰	۱۵	۵	۰/۲
۱۵۰۰<	۱۰	۳	۰/۱

۲-۲-۱-۳- آزمون تابع کنترل سنکرونیزاسیون با استفاده از ژنراتور واقعی

•هدف

این آزمون با استفاده از ژنراتور واقعی و سیستم قدرت واقعی انجام می‌شود. هدف این آزمون، نشان دادن این موضوع است که ژنراتور سنکرون به طور صحیح و مطمئن با شبکه قدرت از طریق تجهیز موازی کننده ماندن کلید قدرت با توجه به استاندارد موجود سنکرون شده است.

•روش کار

برای انجام این آزمون مراحل زیر باید انجام شود:

الف. اتصالات تجهیز تحت آزمایش با توجه به دستورالعمل‌ها و مشخصات تهیه شده توسط سازنده برقرار گردد. مراحل نصب باید تاییدیه مقادیر نامی، فازبندی و اتصالات ترانسفورماتورهای جریان و ترانسفورماتورهای ولتاژ را دربرداشته باشد که ورودی را به توابع حفاظتی و کنترلی (در صورت استفاده) می‌رسانند.

ب. تجهیزات آزمون برای مانیتورینگ دستور بسته شدن کلید سنکرون، ارتباط میان منابع (ژنراتور و شبکه)، فرکانس هر کدام از آن‌ها و همه‌ی فازهای ولتاژ ژنراتور و شبکه قدرت متصل شوند.

پ. بررسی گردد که تجهیز تحت آزمایش در یک ولتاژ و فرکانس پایدار در حال کار است. رله برای کار در ولتاژ و فرکانس نامی تنظیم شود. اطمینان حاصل شود که تجهیز در محدوده ولتاژ و فرکانس تنظیمی توسط سازنده در حال کار است زمانی ک به صورت جدا از شبکه بهره‌برداری می‌گردد. پایداری باید در سطوح بار مختلف تا مقدار بیشینه‌ای که نیاز است تحمل کند تعیین شود. تنظیمات انجام شده ثبت گردد و همچنین درصد تنظیم ولتاژ و درصد تغییر فرکانس یادداشت شود.

ت. زمان بسته شدن کلید سنکرون کننده اندازه گیری و ثبت شود. آزمایش برای پنج مرتبه تکرار گردد.

ث. ژنراتور با ولتاژ و فرکانس نامی شبکه قدرت تنظیم گردد. بسته شدن کلید سنکرون کننده غیرفعال شده و فرآیند سنکرونیزاسیون شروع شود. بررسی گردد که تابع سنکرونیزاسیون، به طور مناسبی برای بستن کلید سنکرون کننده عملکرد خواهد داشت زمانی که خود ژنراتور به طور صحیحی سنکرون شود. اگر کلید سنکرون

کننده شامل یک موقعیت تست است که اجازه اتصال به شبکه قدرت را نمی‌دهد، از این موقعیت برای بررسی قابل قبول بودن عملکرد کلید سنکرون کننده استفاده شود.

ح. بسته شدن کلید سنکرون کننده فعال گردد.

ج. نشان داده شود که تجهیز خارج از محدوده قابل قبول برای ولتاژ بسته نخواهد شد و در محدوده مقادیر مجاز ولتاژ که طبق جدول (۲-۹) مشخص شده است بسته می‌شود. پروسه مورد نیاز فرکانس ژنراتور را در مقدار نامی ثابت نگه داشته و با تغییر ولتاژ، نشان داده خواهد شد که تجهیز خارج از محدوده قابل قبول ولتاژ بسته نخواهد شد و در محدوده قابل قبول پارامترهای تحت بررسی عملکرد مناسبی دارد. در واقع رله هم در حالت افزایشی از ولتاژ کم تا سطح افزایشی قابل پذیرش برای آن و هم در حالت کاهشی از ولتاژ زیاد تا سطح کاهشی قابل پذیرش، باید به‌درستی عمل نماید.

در نقاط مختلف در مراحل زیر ممکن است لازم باشد پارامترهای مختلف را ریست نمود تا بتوان آزمون را ادامه داد:

۱. در صورت امکان، تابع سنکرون کننده غیرفعال شود.
۲. ولتاژ ژنراتور به سطحی که اختلاف ولتاژ، خارج از محدوده‌ی قابل قبول باشد تنظیم نموده و ثابت نگه داشته شود. اگرچه ولتاژ باید در محدوده‌ی بهره‌برداری فرکانس و ولتاژ پذیرفته شده سیستم اتصال داخلی قرار گیرد. سطح ولتاژ انتخاب شده باید بالاتر از محدوده پذیرفته شده باشد و به اندازه‌ای باشد که دقت تجهیز تحت آزمایش به طور ناخواسته باعث عملکرد آن نشود.
۳. فرکانس ژنراتور برابر فرکانس سیستم قدرت تنظیم شده و ثابت نگه داشته شود. زاویه فاز در محدوده مجاز جدول (۲-۹) طبق استاندارد IEEE Std 1547 نگه داشته شود.
۴. بررسی گردد که برای یک مدت زمان حداقل ۳ دقیقه‌ای، رله فرمان بسته شدن را صادر نکند.
۵. به تدریج اختلاف ولتاژ را به مقادیر داخل محدوده‌ی مجاز جدول (۲-۷) کاهش دهید. نرخ شیب کاهش ولتاژ می‌بایست طوری کنترل شود که نشانه معتبری از نقطه‌ای که در آن تجهیز شروع به صدور فرمان بسته‌شدن می‌کند به دست آید. اختلاف ولتاژ در لحظه صدور فرمان بسته شدن یادداشت شود.
۶. مراحل (الف) تا (ث) برای شرایطی که ولتاژ اولیه ژنراتور پایین‌تر از ولتاژ منبع سیستم قدرت باشد تکرار گردد. ولتاژ باید پایین‌تر از سطح قابل قبول باشد و باید به گونه‌ای انتخاب شود که دقت رله به طور ناخواسته باعث شروع بسته شدن نشود.

ح. نشان داده شود که در خارج از محدوده قابل قبول به دلیل اندازه‌گیری نامناسب فرکانس و زاویه فاز بسته نخواهد شد و در مقادیر مجاز طبق جدول (۲-۷) بسته می‌شود. بدین منظور ولتاژ ژنراتور ثابت و تقریبا برابر منبع سیستم قدرت نگه داشته می‌شود و با تغییر فرکانس نشان داده خواهد شد که تجهیز خارج از محدوده فرکانس و زاویه فاز قابل قبول برای آن اجازه بسته شدن نخواهد یافت و در محدوده مجاز آن رله فرمان سنکرون صادر خواهد کرد. این آزمون بررسی می‌کند که رله هم در حالت افزایشی از فرکانس کم تا سطح افزایشی قابل پذیرش برای آن و هم در حالت کاهشی از فرکانس زیاد تا سطح پایینی قابل پذیرش به درستی عمل خواهد نمود. روند زیر می تواند مورد استفاده قرار گیرد:

۱. فرکانس ژنراتور به سطحی که اختلاف فرکانس، خارج از محدوده قابل قبول باشد تنظیم گردد، البته فرکانس در محدوده بهره برداری فرکانس و ولتاژ مجاز سیستم اتصال باشد. سطح انتخاب شده باید بالاتر از محدوده قابل قبول باشد و به مقداری بالا باشد که دقت رله به طور ناخواسته باعث شروع بسته شدن در ابتدا نشود.
۲. ولتاژ ژنراتور برابر ولتاژ سیستم قدرت تنظیم گردد.
۳. مقدار ولتاژ و فرکانس ثابت نگه داشته شود. بررسی گردد که برای یک مدت زمان حداقل ۳ دقیقه‌ای، رله فرمان بسته شدن را صادر نکند. (این مرحله ممکن است نیاز به غیر فعال کردن تابع سنکرونیزاسیون اتوماتیک ژنراتور را داشته باشد.)
۴. به تدریج اختلاف فرکانس به مقادیر قابل قبول طبق جدول (۲-۷) کاهش یابد. نرخ شیب کاهش فرکانس می‌بایست طوری کنترل شود که نشانه مطمئنی از نقطه‌ای که در آن تجهیز شروع به بسته شدن می‌کند به دست آید. اختلاف فرکانس و انحراف زاویه فاز در زمان شروع بسته شدن یادداشت شود.
۵. مراحل (الف) تا (ت) برای حالتی که فرکانس اولیه مولد پایین‌تر از فرکانس سیستم قدرت باشد تکرار شود. سطح باید پایین‌تر از محدوده پذیرفته شده باشد و باید به گونه‌ای انتخاب شود که دقت تجهیز مورد آزمایش به طور ناخواسته باعث شروع بسته شدن نشود.

خ. این روال برای پنج مرتبه تکرارگردد.

•معیار

آزمون باید نشان دهند که تجهیز با شرایط جدول (۲-۷) مطابق با استاندارد برای انجام سنکرونیزاسیون همخوانی دارد. استاندارد فوق تضمین می‌کند که نیازمندی‌های نوسان ولتاژ با انجام موفقیت‌آمیز این آزمون‌ها

برآورده می‌شوند. نتایج آزمون باید نشان دهند که کلید سنکرون‌کننده در خارج از رنج قابل قبول در طول هر کدام از آزمون‌ها، بسته نخواهد شد.

•توضیحات

موضوعات کاربردی زیادی وجود دارند که عملکرد تجهیز سنکرون کننده را تحت تاثیر قرار می‌دهند. به طور خاص، چرخش فاز مولد نسبت به شبکه، فازبندی ترانسفورماتورهای ولتاژ مربوط به کنترل و حفاظت تجهیز و بسیاری عوامل دیگر از این دسته می‌باشند. درنتیجه، لازم است دستورالعمل های سازنده و نقشه طراحی سیستم به دقت مورد توجه قرار گیرد تا از موازی شدن خارج از فاز ژنراتور با شبکه قدرت جلوگیری به عمل آید.

۲-۲-۱-۴- آزمون تابع کنترل سنکرونیزاسیون برای تجهیزی با عدم امکان غیرفعال نمودن

•هدف

هدف این آزمون، نشان دادن این موضوع است که تجهیز تحت آزمایش با سیستم قدرت در محدوده قابل قبول اختلاف ولتاژ، اختلاف فرکانس و اختلاف زاویه فاز از طریق تجهیز موازی کننده سنکرون خواهد شد قبل از این که به کلید سنکرون کننده اجازه بسته شدن داده شود. این فرآیند برای تجهیزی در نظر گرفته می‌شود که در صورت دردسترس بودن یک منبع ولتاژ مرجع، به طور خودکار قابلیت سنکرون‌شدن را خواهد داشت و پیش از اتصال به سیستم قدرت، سنکرونیزاسیون را حفظ می‌کند و شامل وسیله‌ای برای غیرفعال نمودن یا قطع کردن تابع سنکرونیزاسیون نباشد.

•روش کار

برای انجام این آزمون باید مراحل زیر صورت پذیرد:

الف. اتصالات تجهیز مورد آزمایش مطابق با دستورالعمل و مشخصات سازنده برقرار شود.

ب. تجهیز تست را میان منابع متصل گردد تا فرمان بسته شدن کلید سنکرون کننده، رابطه بین خروجی تجهیز و منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت، اختلاف فرکانس، اختلاف ولتاژ و زاویه فاز بین منابع مشاهده گردد.

پ. منبع شبیه ساز سیستم قدرت در ولتاژ و فرکانس نامی تنظیم شود. تنظیمات اعمال شده ثبت گردد.

ت. سیستم قدرت از تجهیز تحت آزمایش جدا شود.

ت. همه تجهیزات مانیتورینگ فعال شوند. سیستم قدرت دوباره اعمال شده و همه‌ی پارامترهای مورد نیاز (از قبیل اختلاف ولتاژ، اختلاف فرکانس و اختلاف زاویه فاز) در حین عملکرد موازی شدن یادداشت گردد.

ج. روند این آزمون برای پنج مرتبه تکرار شود.

•معیار

نتایج آزمون باید نشان دهند که تجهیز با نیازمندی‌های بیان شده طبق جدول (۲-۷) برای انجام سنکرونیزاسیون در محدوده پارامترهای سیستم همخوانی دارد. تضمین می‌شود که نیازهای نوسان ولتاژ با انجام موفقیت آمیز این آزمون‌ها برآورده می‌شوند [۲۲].

۲-۲-۱-۵- آزمون جزیره‌ای شدن ناخواسته ژنراتورهای سنکرون

•مقدمه

برای اطمینان از عدم جزیره‌ای شدن ناخواسته ژنراتورهای سنکرون، می‌بایست آزمون‌هایی که در این بخش بیان می‌شوند مورد بررسی قرار گیرند.

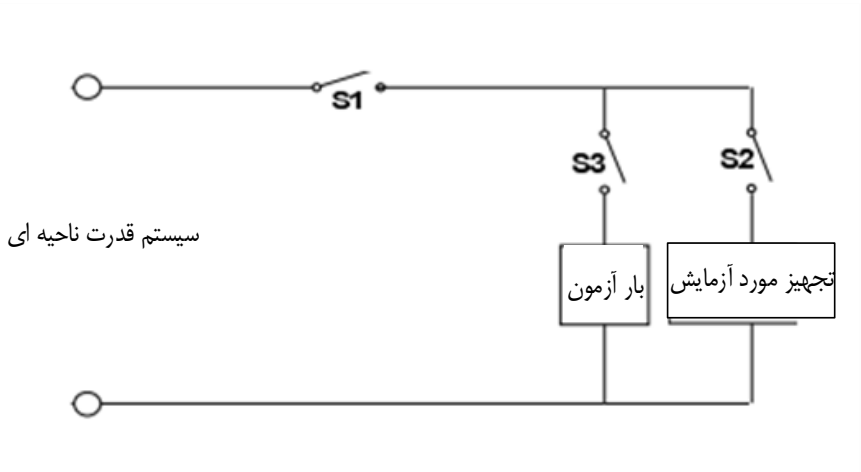
•هدف

هدف این آزمون اطمینان یافتن از توقف تحویل توان به شبکه توسط سیستم اتصال دهنده منابع تولید پراکنده به شبکه طبق استاندارد IEEE Std 1547 است زمانی که شرایط جزیره‌سازی غیرعمدی ایجاد می‌شود. این تست مختص منابع تولید پراکنده از نوع ژنراتورهای سنکرون است. هم‌چنین در این تست زمان تریپ نیز برای شرایط آزمون داده شده مشخص می‌شود.

•روش کار

برای انجام این آزمون مراحل زیر می‌بایست انجام شوند:

الف. برای تجهیز تحت آزمایش (منابع تولید پراکنده) تک‌فاز، مدار آزمون می‌بایست مطابق شکل (۲-۳) بسته شود. برای منابع سنکرون سه‌فاز، مدار متعادل بار مذکور در ساختار چهار سیمه بین هر فاز و نول و در ساختار سه سیمه بین فازها اعمال می‌شود.



شکل (۲-۳): ساختار مدار آزمون جزیره ای شده

وضعیت باز یا بسته بودن کلید S1 نباید بر روی سیستم زمین بار و سیستم زمین تجهیز موردآزمایش در سمت شبکه قدرت شبیه‌سازی شده تاثیر داشته باشد.

ب. اتصالات تجهیز تحت آزمایش مطابق با دستورالعمل و مشخصات تهیه شده توسط سازنده برقرار شود.

پ. تمامی پارامترهای منبع به مقادیر عملکردی نامی برای تجهیز تحت آزمایش تنظیم شوند.

ت. بار جزیره‌ای در ۵٪ بار نامی مولد (یا کمینه باری که به وسیله سازنده مشخص شده است) با ضریب قدرت واحد تنظیم گردد.

ث. همه تنظیمات انجام شده ثبت شوند.

ج. خروجی ژنراتور سنکرون بر اساس توان و ضریب توان بار تحت آزمون طوری تنظیم گردد که مولفه اصلی جریان عبوری از کلید S1 کمتر از دو درصد جریان نامی هر فاز ژنراتور در شرایط پایدار باشد.

* توجه: الگوریتم‌های ضدجزیره‌ای خاص جریان مولفه اصلی را از طریق کلید S1 دچار اغتشاش می‌نمایند، در نتیجه محدودیت ۲٪ جریان نامی قابل حصول نخواهد بود. در صورتی که این مقدار در دسترس نباشد، کافی است میانگین این جریان در طول چند سیکل ۲٪ باشد.

چ. کلید S1 باز شده و زمان میان باز شدن کلید S1 و توقف تزریق توان به بار یادداشت گردد.

ح. آزمون برای پنج مرتبه تکرار شود.

خ. مراحل (پ) تا (ح) برای ترکیبات زیر تکرار گردد:

- ✓ ماکزیمم بار در ضریب قدرت واحد
- ✓ ماکزیمم بار در ضریب قدرت پس فاز نامی
- ✓ ماکزیمم بار در ضریب قدرت پیش فاز نامی

•معیار

اگر بعد از باز شدن کلید S1 ، منبع تولید پراکنده بتواند تزریق توان به بار آزمون را در زمانی کمتر از ۲ ثانیه متوقف کند آزمون موفقیت‌آمیز بوده است [۱۰، ۱۷].

اگر هر کدام از این نتایج آزمون‌ها در جزیره‌سازی در مدت زمانی بیشتر از ۲ ثانیه صورت گیرد سیستم حفاظتی در آزمون رد می شود. زمان واقعی تریپ برای هر کدام از آزمون ها باید ثبت شود. عدم موفقیت در هر کدام از آزمون ها به عنوان عدم موفقیت کل آزمون لحاظ می‌شود.

۲-۲-۱-۶- آزمون قطع فاز

•هدف

هدف این آزمون اطمینان یافتن از توقف تزریق توان به سیستم قدرت توسط سیستم اتصال به محض از دست دادن یک فاز در PCC یا در نقطه اتصال منابع پراکنده می باشد [۱۰، ۱۸].

•روش کار

در سیستم‌های اتصال تک فاز دو سیمه، تنها مراحل (الف) تا (ج) انجام می‌شود. در سیستم‌های سه فاز مراحل (الف) تا (چ) انجام می‌شود. مراحل نام‌برده در ادامه توضیح داده خواهد شد. اگر تجهیز مورد آزمون نیاز به استفاده از ترانسفورماتور ایزوله داشته باشد، آزمون با ترانسفورماتور ایزوله انجام خواهد شد.

الف. تجهیز مورد آزمایش با توجه به مشخصات و دستورات تهیه شده توسط سازنده از طریق قطع‌کننده‌های نصب شده بر روی هر فاز زمین نشده به سیستم قدرت متصل گردد.

ب. پارامترهای تجهیز مورد آزمایش بر روی مقادیر نامی تولید پراکنده و منبع سیستم قدرت تنظیم شود.

پ. یک فاز قطع کننده در شرایطی که تجهیز مورد آزمایش بزرگتر از هر کدام از موارد زیر است قطع شود.

* ٪ ۵ جریان خروجی نامی یا

* مینیمم جریان خروجی توصیه شده توسط سازنده

ت. زمان بین باز کردن قطع کننده و توقف تزریق توان از شبکه را یادداشت کنید.

ث. مراحل (پ) تا (ت) برای پنج مرتبه تکرار شود.

ج. مراحل (پ) تا (ث) برای قطع سایر فازها تکرار شود.

- **معیار**

بعد از این که قطع کننده باز شد، تجهیز مورد آزمایش می‌بایست تزریق توان به همه‌ی ترمینال‌های خروجی متصل به سیستم قدرت را طبق استاندارد IEEE 1547 در مدت زمانی کمتر از ۲ ثانیه برای جزیره‌سازی غیرعمدی متوقف کند [۱۰، ۱۸].

۲-۲-۱-۷- آزمون وصل مجدد پس از قطع ناشی از شرایط غیرعادی

- **هدف**

هدف این آزمون اطمینان یافتن از عملکرد تجهیز اتصال منبع تولید پراکنده یا زمان‌سنج اتصال مجدد سیستم است که اتصال منبع تولید پراکنده را به سستم قدرت بعد از وقوع یک خطا به تاخیر می‌اندازد [۱۹].

تجهیز مورد آزمایش در این آزمون سیستم اتصال دهنده‌ی منبع تولید پراکنده به شبکه می‌باشد.

- **روش کار**

این آزمایش به صورت زیر انجام می‌شود:

الف. تجهیز تحت آزمایش با توجه به مشخصات تهیه شده توسط سازنده و دستورالعمل‌ها به منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت متصل گردد.. تمامی پارامترهای ورودی منبع و سیستم قدرت برای شرایط عملکردی نامی تجهیز تنظیم شود.

ب. با عملکرد تجهیز تحت آزمایش در محدوده بهره‌برداری فرکانس و ولتاژ سیستم قدرت، با تغییر پله‌ای، ولتاژ منبع شبیه ساز سیستم قدرت به مقدار ٪۵ بیشتر/کمتر از یکی از محدودیت‌های تریپ ولتاژ رسانده شود. بررسی و تایید شود که تجهیز تحت آزمایش، تزریق توان به منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت را متوقف نماید.

پ. ولتاژ طوری تنظیم شود که به اندازه دو برابر تغییرات بیان شده توسط سازنده، از مقدار ولتاژ اتصال مجدد بالاتر باشد. منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت باید بتواند ولتاژ غیرعادی را برای مدت دو برابر تاخیر زمان وصل مجدد حفظ نماید. بررسی شود تجهیز تحت آزمون به شبیه‌ساز سیستم قدرت دوباره تزریق توان انجام ندهد.

ت. ولتاژ در طول ۱ ثانیه طوری تغییر داده شود که به محدوده‌ی ولتاژ عملکرد نامی مولد برگردد. زمان اتصال دوباره میان زمانی که ولتاژ عملکرد نامی بازیابی می‌گردد و زمانی که تجهیز شروع به تزریق جریان می‌کند اندازه‌گیری شود.

ث. تجهیز تحت آزمایش نباید برای حداقل زمان تاخیر وصل مجدد با محدوده‌ی تغییرات بیان شده توسط سازنده، به منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت اتصال یابد.

ج. تجهیز تحت آزمایش تا زمانی که ولتاژ و فرکانس سیستم قدرت به محدوده‌ی تعیین شده ولتاژ و فرکانس توسط استاندارد بازیابی شود و برای دوره‌ی زمانی وصل مجدد مشخص که در این محدوده باقی بماند، نباید دوباره به منبع شبیه‌ساز سیستم قدرت وصل شود.

چ. برای بررسی این موضوع که زمان‌سنج، برای نوسانات ولتاژ اضافی در محدوده زمان وصل مجدد، ریست می‌گردد، در لحظات آخر وصل مجدد ولتاژ با یک تغییر پله‌ای به مقدار ۵٪ خارج از ولتاژ عملکردی نامی تعیین شده برای تنظیم زمان تریپ داده شده به علاوه دو برابر دقت تایمر مشخص شده توسط سازنده، تغییر داده شده و سپس دوباره به ولتاژ بهره‌برداری نامی بازگردانیده شود. واحد باید زمان‌سنج وصل مجدد خود را ریست کند و تا زمانی که ولتاژ شبکه داخل در محدوده مشخص شده برای وصل مجدد نرسیده است، شروع به کار نکند.

ح. این آزمون ها باید برای تائید نیازمندی‌های این دستورالعمل برای هر دو پارامتر فرکانس و ولتاژ انجام شوند.

خ. این آزمون ها باید در هر دو پارامتر ولتاژ و فرکانس، هم در بخش اضافه و هم در بخش کاهش انجام شوند

•معیار

تاخیر زمان وصل مجدد باید نیازمندی‌های استاندارد را که دقت بیان شده توسط سازنده را بیان می‌کند برآورده نماید.

•توضیحات

این تست می‌تواند به صورت همزمان و در ارتباط با تست‌های اضافه/ افت ولتاژ، افزایش/کاهش فرکانس انجام شود.

۲-۲-۱-۸- آزمون اضافه دور روتور

•مقدمه

سرعت روتور بایستی توسط تاکومتر اندازه‌گیری شود. تاکومتر بایستی توسط قرائت سرعت روتور در شرایط نرمال کالیبره (تنظیم) شده باشد. قبل از انجام آزمایش، ژنراتور بایستی به مدت زمان طولانی در سرعت نامی کار کرده باشد. سپس سرعت ماشین در مدت زمان یک ثانیه تا ۱۱۰٪ سرعت نامی افزایش داده شود. پس از گذشت ۲ ثانیه و کار در حالت اضافه سرعت، ژنراتور بایستی به آرامی به سرعت نامی و یا کمتر از سرعت نامی بازگردد [۱۰، ۱۹].

- **روش کار**

مراحل انجام این آزمون به صورت زیر می‌باشد.

الف. تجهیز تحت آزمایش به مدت زمان طولانی در سرعت نامی بهره برداری شود.

ب. سرعت ژنراتور در مدت زمان یک ثانیه تا ٪۱۱۰ سرعت نامی افزایش یابد.

ج. پس از گذشت زمان دو ثانیه و کار در حالت اضافه سرعت، ژنراتور به سرعت نامی و کمتر از سرعت نامی بازگشت نماید.

- **نکات**

سرعت روتور بایستی توسط تاکومتر اندازه‌گیری شود. تاکومتر بایستی توسط قرائت سرعت روتور در شرایط نرمال کالیبره شده باشد. قبل از انجام آزمایش، ژنراتور بایستی به دقت مورد بازرسی قرار گیرد تا تمامی پیچ‌ها و قسمت‌های چرخنده محکم و در وضعیت مناسبی قرار داشته باشند. روتور بایستی تا حد ممکن از نظر مکانیکی بالانس باشد.

- **معیار**

ماشین بایستی در طول این فرآیند بدون لرزش و به درستی کار کند و پس از آزمایش نباید هیچ کدام از قطعات دچار نقص فنی شوند [۲۱، ۱۰].

۲-۲-۱-۹- آزمون نرخ حرارتی ژنراتور سنکرون

آزمون نرخ حرارتی خالص تضمینی هر واحد باید همزمان با ظرفیت خالص قابل اتکا و بر اساس استاندارد انجام شده باشد و در طی آن، واحدها باید در حالت عادی و ایمن و بار پایه، با ۱۰۰٪ بار و با استفاده از گاز کار کنند. آزمایش باید طبق استاندارد بین المللی ISO-۲۳۱۴ انجام شود. تطابق با شرایط طراحی باید به کمک منحنی‌های تصحیح ارسالی توسط فروشنده بر اساس دستورالعمل‌های سازنده که قبل از تاریخ شروع احداث ارسال می‌گردد انجام شود [۱۸، ۱۹].

۲-۲-۱-۱۰-آزمایش قابلیت اطمینان

برای هر واحد پیش از تکمیل موفقیت‌آمیز تمام آزمایش‌های قابل قبول، آزمایش قابلیت اطمینان می‌بایست به مدت پنج روز انجام شود تا قابل اطمینان بودن مولد برای کار بدون وقفه تایید گردد. مدت آزمایش باید شامل صد ساعت بهره‌برداری در حالت بار کامل بوده و یا باید طبق دستورالعمل های شرکت‌های توزیع یا شرکت‌های برق منطقه‌ای صورت پذیرد [۱۰، ۱۹].

۲-۲-۱-۱۱-آزمون هارمونیک‌ها برای ژنراتور سنکرون

•هدف

هدف از این آزمون، اندازه‌گیری هارمونیک‌های جریان تکی و اغتشاش جریان کل (TRD) تجهیز اتصال منابع تولید پراکنده یا سیستم تحت شرایط عملکردی عادی است. نتایج می‌بایست محدودیت‌های هارمونیکی قید شده در جدول (۲-۸) را برآورده نمایند.

جهت انجام آزمایش از شاخص TRD استفاده می‌شود.

مقدار مؤثر هارمونیک ها:

$$TRD = \frac{\text{مقدارموثرهارمونیک}}{\text{بیشینه جریان}} \quad (۴)$$

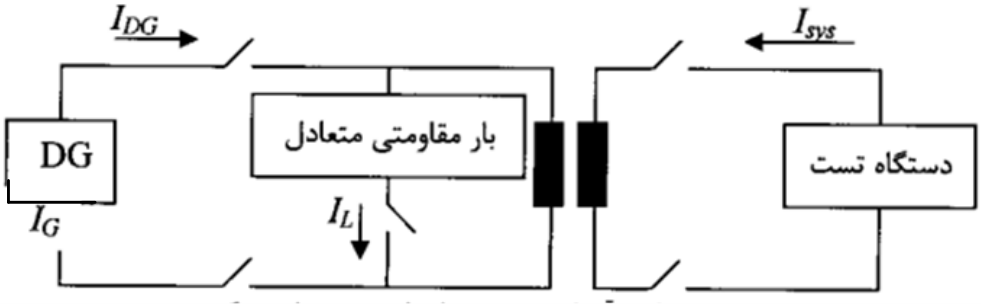
جهت انجام تست هارمونیکی اتصال، از طرح نشان داده شده در شکل (۲-۸) استفاده می شود.

جدول (۲-۸): حدکثر انحراف جریان هارمونیکی بر حسب درصدی از جریان مولفه ی اصلی

مرتبه‌ی هارمونیک	h<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	h>35	THD
درصد دامنه‌ی هارمونیک نسبت به مولفه اصلی	۴/۰۰	۲/۰۰	۱/۵	۰/۶	۰/۳	۵/۰۰

• روش کار

مولد مقیاس کوچک بایستی در ولتاژ و فرکانس نامی بهره‌برداری شود؛ یک بار مقاومتی متغیر با قابلیت بارگذاری بین ۰ تا ۱۰۰٪ جریان نامی مولد نیز به عنوان بار مورد استفاده قرار می‌گیرد. با تنظیم ولتاژ و فرکانس خروجی مولد در مقدار نامی، جریان بار IL بر اساس شکل (۲-۴)، در پله‌های ۰، ۲۵٪، ۵۰/، ۷۵٪ و تا آنجا که ممکن باشد نزدیک به ٪۱۰۰ جریان نامی مولد، تغییر می‌یابد. چنان‌چه مولد به گونه‌ای طراحی شده باشد که در کمتر از ۵۰٪ بار نامی قابلیت بهره‌برداری را نداشته باشد، ازمایش مربوط به پله‌های ۲۵٪ و ۵۰٪ ضروری نمی‌باشند. مقدار مؤثر هر هارمونیک و مقدار TRD جریان خروجی مولد بایستی برای ۴۰ هارمونیک اول محاسبه شوند. نتایج بدست آمده نبایستی از مقادیر داده شده در جدول استاندارد تجاوز نماید. (این مقادیر و یا مقادیر کمتر جهت براورده کردن TDDکمتر از ۵٪ مورد نیاز است.) [۱۷]



شکل (۲-۴): انجام تست هارمونیکی در ژنراتور سنکرون

مراحل انجام این آزمایش در ژنراتور سنکرون به صورت زیر انجام می‌گیرد:

الف) تجهیز تحت آزمایش (ژنراتور سنکرون) به یک منبع چرخان با قابلیت عملکرد ماشین در فرکانس حالت ثابت با ۰/۲۵٪± شرایط نامی را دارد متصل می‌شود. ولتاژ و فرکانس به سطوح عملکردی نامی برای تجهیز مورد نظر تنظیم گردد.

ب) یک بانک بار مقاومتی به یک ژنراتور سنکرون متصل شود. بررسی گردد که بانک بار مصرفی یک بار مقاومتی متعادل را به ژنراتور سنکرون تامین نماید. این مجموعه بار، باید توانایی عملکرد به طور مداوم در بار نامی را برای تجهیز مورد آزمون داشته باشد.

ج) با عملکرد تجهیز تحت آزمایش در ولتاژ و فرکانس نامی و در بار نامی، برای هر فاز هارمونیک‌های ولتاژ تکی تا مرتبه ۴۰ ام اندازه‌گیری شود. اگر تجهیز تحت آزمایش دارای یک طیف هارمونیکی متغیر با زمان باشد، محاسبات هارمونیک باید از یک پنجره میانگین‌گیری با طول کافی برای نشان دادن مناسب سطح میانگین ولتاژ هارمونیک باشد.

د) هارمونیک‌ها به صورت ولتاژ میان هر فاز و نول بر روی ماشین‌هایی که با منابع سه‌فاز چهارسیمه و به صورت ولتاژ خط به خط برای ماشین‌هایی که با منابع سه فاز سه‌سیمه عملکرد دارند اندازه‌گیری می‌شود.

•معیار

آزمون باید نشان دهد که هر یک از سطوح ولتاژ هارمونیکی و ولتاژ هارمونیکی کل تولید شده توسط ژنراتور در محدوده الزامات استاندارد بیان شده مطابق با جدول (۲–۸) قرار گرفته باشند.

•توضیحات

ژنراتور سنکرون در ۱۰۰٪ توان نامی مورد مورد آزمایش قرار می‌گیرد، زیرا این حالت به عنوان بدترین سناریو درنظرگرفته می‌شود [۱۸].

۲-۲-۱-۱۲-آزمون کنترل تطابق فاز بین مولد و شبکه

به منظور تعیین توالی فازها ابتدا ژنراتور در جهت چرخشی که برای آن طراحی شده است به گردش درآورده می‌شود و سپس ترمینال‌های خروجی به دستگاه تعیین فاز و یا یک موتور القایی که جهت گردش آن در توالی فاز خاص معلوم است متصل شوند. برای اتصال ژنراتور به شبکه بایستی اطمینان حاصل شود که توالی فازها یکسان است [۲۱].

۲-۲-۲-تست های مرتبط با توربین بادی

استانداردهای کشورهای مختلف در مورد توربین‌های بادی موارد زیر را مورد بررسی قرار داده‌اند [۱۷] و [۱۸]:

تعریف و مشخص نمودن مقادیری که به منظور تحلیل کیفیت توان توربین‌های بادی متصل به شبکه باید بررسی شوند.

- مراحل اندازه‌گیری مشخصه‌های کمی
- مراحل ارزیابی نیازمندی‌های مربوط به کیفیت توان شامل تخمین کیفیت توان مجموعه‌ای از توربین-های بادی به صورت مزرعه بادی

مشخصه‌های اندازه‌گیری برای حالت عملکردی و پیکربندی خاص توربین بادی مناسب می‌باشد. پیکربندی‌های کنترلی دیگر که باعث عملکرد متفاوت توربین بادی نسبت به کیفیت توان می‌شوند، بررسی‌های متفاوتی نیاز دارند. این استانداردها به گونه‌ای تدوین شده‌اند که به ازای اندازه‌گیری کیفیت توان در یک محل نمونه، در محل‌های دیگر می‌توانند استفاده شوند. مراحل ارزیابی کیفیت توان توربین‌های بادی در محل اتصال مشترک در شبکه‌های فشار قوی و فشار متوسط، با فرکانس ثابت و تغییرات یک هرتز و مراحل مربوط به قابلیت تنظیم توان اکتیو و راکتیو که توسط این استانداردها بیان شده‌اند، مجاز می‌باشند که برای انواع توربین‌های بادی استفاده شوند.

۲-۲-۲-۱- اهمیت انجام تست های راه اندازی و دوره‌ای در مورد توربین بادی

کمیت‌هایی که به منظور مشخص کردن کیفیت توان توربین‌های بادی استفاده می‌شوند عبارتند از: مشخصات توربین بادی، کیفیت ولتاژ، پاسخ کیفیت ولتاژ، کنترل توان، حفاظت و اتصال مجدد شبکه.

اطلاعات توربین بادی شامل توان اکتیو نامی، توان ظاهری نامی، ولتاژ نامی و جریان نامی می‌باشند.

۲-۲-۲-۲- روش‌های آزمون

استاندارد IEC-61400، اطلاعات عمومی را در رابطه با اعتبار اندازه‌گیری‌ها و شرایط آزمون مورد نیاز بیان می-کند. اندازه‌گیری‌ها به منظور تعیین پارامترهای کیفیت توان در تمام محدوده عملکردی توربین بادی انجام می‌شود.

اندازه‌گیری‌ها به ازای سرعت‌های بالاتر از ۱۵ متر بر ثانیه مورد نیاز نمی‌باشند. زیرا اندازه‌گیری‌ها در سرعت بالا منجر به بازه اندازه‌گیری طولانی‌تر می‌شود و سرعت باد زیاد نادر می‌باشد. در نتیجه انتظار نمی‌رود که توربین بادی پاسخ مناسبی از خود نشان دهد.

۲-۲-۲-۳- اعتبار آزمون

مشخصه‌های اندازه‌گیری برای اشکال توربین‌های بادی نیز مورد تأیید می‌باشد. توربین‌های بادی نیز که دارای پارامترهای کنترلی تغییر داده شده می‌باشند، باعث شده که توربین بادی رفتاری متفاوت نسبت به کیفیت توان از خود نشان دهد و بررسی‌های بیشتری نیز مورد نیاز است. برخی از توربین‌های بادی دارای ترانسفورماتور داخلی می‌باشند. اندازه‌گیری مشخصه‌های الکتریکی در ترمینال توربین بادی انجام می‌شود. تغییر ولتاژ خروجی ترانسفورماتور به نظر نمی‌رسد که باعث تغییر رفتار کیفیت توان توربین بادی نمی‌شود. بنابراین در صورتی‌که ولتاژ خروجی ترانسفورماتور تغییر پیدا کند، بررسی‌های اضافی مورد نیاز نیست و تنها باید جریان و ولتاژ نامی به‌روزرسانی شود.

۲-۲-۲-۴- شرایط آزمون

شرایط آزمونی که در ادامه بیان شده است، باید اندازه‌گیری شده و به عنوان یکی از بخش‌های مراحل آزمون گزارش شوند. همچنین در صورتی‌که اطلاعات آزمون مطابق با شرایط زیر نباشد، باید اصلاح شوند.

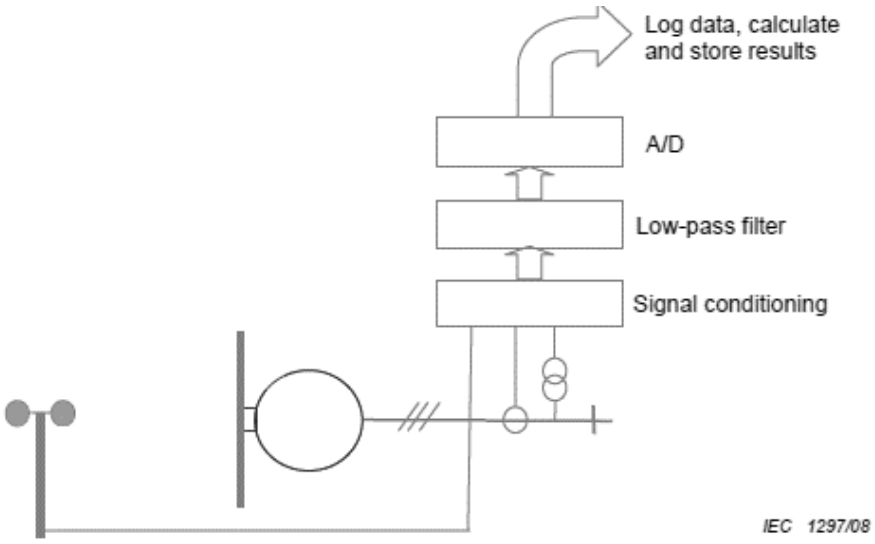
- توربین بادی باید از طریق ترانسفورماتور استاندارد به طور مستقیم به شبکه فشار متوسط با توجه به توان ظاهری توربین بادی متصل شود.
- اغتشاش هارمونیکی کلی ولتاژ شامل تمام هارمونیک‌ها تا مرتبه ۵۰ باید کمتر از ۵ درصد به ازای بازه اطلاعات ۱۰ دقیقه‌ای باشد. اندازه‌گیری اغتشاش هارمونیکی کلی ولتاژ قبل از آزمون‌های توربین بادی انجام می‌شود.
- فرکانس شبکه در بازه زمانی ۰/۲ ثانیه باید در بازه ۱± درصد از فرکانس نامی قرار بگیرد و نرخ تغییرات فرکانس شبکه در این بازه باید کمتر از ۰/۲ درصد فرکانس نامی در هر ۰/۲ ثانیه باشد. در صورتی‌که فرکانس شبکه پایدار بوده و نیازمندی‌های بیان شده را برطرف کند، نیازی به بررسی بیشتری وجود ندارد. اگرچه فرکانس شبکه باید به هنگام آزمون اندازه‌گیری شود.
- ولتاژ باید در بازه ۱۰± درصد مقدار نامی در بازه زمانی اندازه‌گیری ۱۰ دقیقه در ترمینال‌های توربین بادی قرار بگیرد.

- ضریب نامتعادلی ولتاژ توربین بادی باید به ازای بازه زمانی ۱۰ دقیقه کمتر از ۲ درصد باشد. در صورتی-که این ضریب در محدوده مذکور قرار بگیرد، نیازی به بررسی‌های بیشتر وجود ندارد. اگرچه ضریب نامتعادلی ولتاژ به هنگام آزمون باید اندازه‌گیری شود.
- شرایط محیطی باید با نیازمندی‌های سازنده برای تجهیزات و توربین بادی تطبیق داشته باشد. اگرچه نیازی به اندازه‌گیری زمان واقعی شرایط محیطی وجود ندارد، ولی این شرایط باید در موارد عمومی گزارش اندازه‌گیری نیز ذکر شوند.

همچنین آزمون‌ها می‌توانند در هر شرایط محیطی، سطح اتصال کوتاه و زاویه امپدانس شبکه انجام شوند ولی این شرایط باید در گزارش آزمون بیان شوند.

۲-۲-۵- تجهیزات مورد نیاز آزمون

در آزمون‌ها، اندازه‌گیری‌ها با استفاده از سیستم‌های جمع‌آوری اطلاعات دیجیتال که تجهیزات آن در شکل (۲-۵) نشان داده شده است، انجام می‌شوند.



شکل (۲-۵): تجهیزات موردنیاز برای سیستم اندازه‌گیری

بادسنج و ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان تجهیزات مورد نیاز برای سیستم اندازه‌گیری می‌باشند. انتقال سیگنال به دلیل وارد کردن آن‌ها به فیلتر پایین‌گذر که به منظور عملیات ضدتشابه مورد نیاز است، استفاده می‌شود. تبدیل سیگنال آنالوگ به دیجیتال با دقت حداقل ۱۲ بیت به منظور دستیابی به دقت اندازه‌گیری موردنیاز انجام می‌شود. جدول(۲-۹) به منظور مشخص کردن دقت تجهیزات استفاده می‌شود.

جدول (۲-۹): الزامات تجهیزات اندازه‌گیری

تجهیز	دقت موردنیاز	تطبیق با استاندارد
ترانسفورماتور ولتاژ	کلاس ۱	IEC 60044-2
ترانسفورماتور جریان	کلاس ۱	IEC 60044-1
بادسنج	±0.5m/s	IEC 61400-12-1
فیلتر+مبدل آنالوگ به دیجیتال+سیستم جمع‌آوری داده	۱ درصد مقیاس کلی	IEC 62008

محاسبات مورد نیاز با نرخ نمونه‌برداری حداقل ۲ کیلوهرتز به ازای هر کانال سیگنال ولتاژ و جریان انجام می‌شود. به ازای اندازه‌گیری هارمونیک‌ها، نمونه‌برداری باید با نرخ حداقل ۲۰ کیلوهرتز انجام شود. همچنین سیگنال سرعت باد باید با نرخ حداقل ۱ هرتز نمونه‌برداری شود. خطای ناشی از محل بادسنج نیز نباید از ۱ متر بر ثانیه تجاوز کند.

۲-۲-۲-۶- آزمون‌های راه اندازی

برای اتصال مولد توربین بادی به شبکه، بهره بردار شبکه توزیع نیازمند اطلاع از صحت و قابلیت‌های مطلوب عملکردی توربین بادی متصل به شبکه می‌باشد. بنابراین لازم است که مجموعه‌ای از تست ها قبل از بهره برداری مولد بادی صورت پذیرد. اساس این تست‌ها بر پاسخ مطلوب مولد به شبکه می‌باشد و در هر دستور العمل اتصال متفاوت است. تست‌های راه اندازی بسته به مورد تست می‌توانند بر روی یک مولد بادی یا یک مزرعه توربین بادی متصل اعمال شود.

لازم به ذکر است در قسمت آزمون‌های راه‌اندازی، در استانداردهای بین‌المللی آزمون ولتاژ حین خطا (LVRT[۱]) و شرایط و نکات مربوط به آن آمده است اما به دلیل این که در استانداردهای داخلی کشورمان چنین آزمونی تعریف نشده است از ذکر آن در این قسمت خودداری می‌شود.

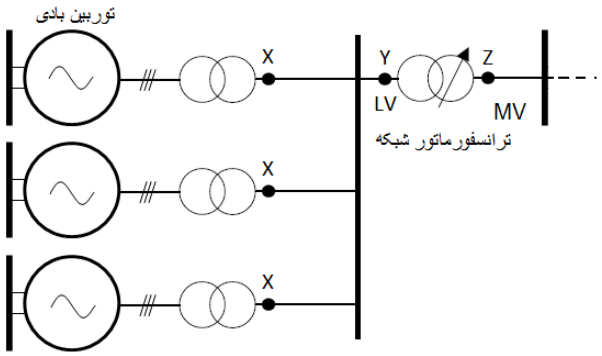
در هر آزمون باید موارد زیر مشخص شود:

- حداقل شرایط مورد نیاز برای انجام یک تست استاندارد محیا شود (وضعیت باد، تعداد توربین‌های در دسترس، ادوات کنترل توان راکتیو و...)
- تجهیزات انجام و اندازه گیری تست و دقت مورد نیاز آن‌ها
- روند انجام تست
- نقاط اندازه گیری و اطلاعات مورد نیاز برای ضبط و تحلیل

[۱] Low Voltage Ride-Through

- معیار تست [۱۹]

در شکل (۲-۶) ساختار یک نیروگاه بادی و نقاط مورد نظر برای اندازه‌گیری در تست‌های مختلف نشان داده شده است. در تمامی تست ها لازم است که نرخ اندازه‌گیری و مقدار کمیت‌ها و نیز خطای اندازه گیری مورد قبول هر دو طرف بهره‌بردار و مالک مولد باشد. نحوه اندازه‌گیری پارامترهای مورد نظر در طول یک بازه مقدار میانگین آن می‌باشد.



شکل (۲-۶): شماتیک نیروگاه بادی نمونه

۲-۲-۶-۱- آزمون راه‌اندازی و خاموش کردن مولد – تغییرات توان اکتیو

- **هدف**

انجام عمل روشن شدن و خاموش شدن به نحو مطلوب

- **روش کار**

شرایط پیش از انجام تست: بهره بردار شبکه یا اجرا کننده تست باید تعیین کند که چه میزان از توان نامی نیروگاه برای انجام این تست و شبیه سازی شرایط کاری عادی مورد نیاز است. در غیر این صورت، 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 نصب شده خود توان تولید کند.

روند انجام این تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه نیروگاه بادی انجام می شود.
- نیروگاه بادی راه اندازی شود و توان اکتیو خروجی آن از مقدار حداقل قابل تولید به مقدار حداکثر توان در دسترسی برسد.
- نیروگاه بادی، پس از راه اندازی و رسیدن به حداکثر توان در دسترسی، 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 اندازه‌گیری شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه Y)

•معیار

- راه اندازی 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 بهره بردار شبکه، حدودی برای نرخ افزایشی کاهش توان اکتیو تعیین شده باشند، نرخ تغییر توان اکتیو در طول روند راه اندازی، تولید توان حداکثر و خاموشی نباید از این حدود فراتر رود.

۲-۲-۲-۶-۲- آزمون راه اندازی و خاموشی- نرخ تغییر توان اکتیو

•هدف

تأیید توانایی نیروگاه بادی در تولید توان اکتیو ثابت براساس مقادیر مرجع مشخص مورد نظر است. سنجش ظرفیت نیروگاه بادی نیز یکی از اهداف این تست می‌باشد.

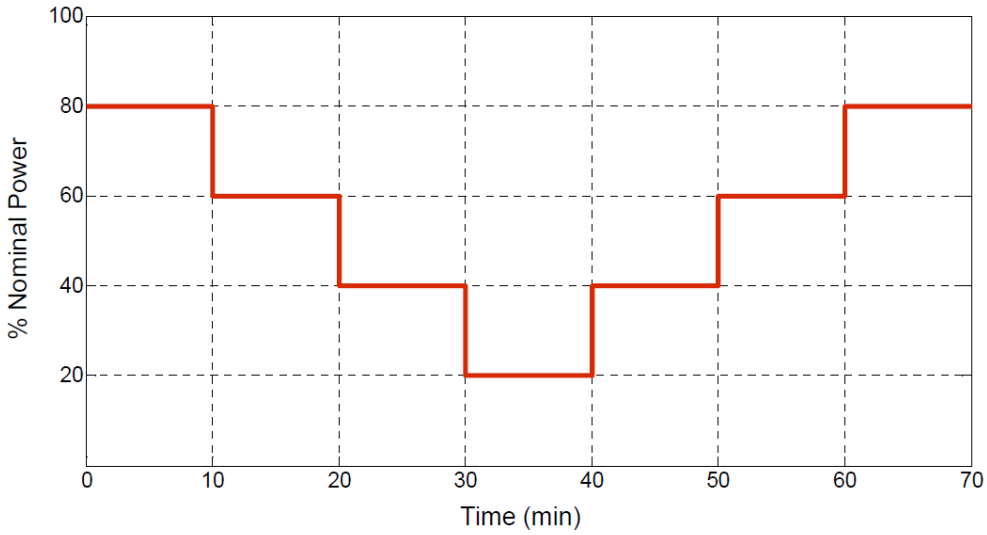
•روش کار

شرایط باد پیش از شروع تست باید به گونه ای باشد که نیروگاه بادی بتواند حداقل به میزان ۹۰ درصد ظرفیت نصب شده خود توان تولید کند.

روند انجام تست به صورت زیر است:

- تست بر روی مجموعه نیروگاه بادی انجام می شود.
- سیستم کنترل توان اکتیو فعال شود.

- مرجع توان اکتیو، به تشخیصی بهرهبردار شبکه و اجرا کننده تست، در زمان های مشخصی و با مقـادیر مشخصی تغییر داده شود. بهره بردار نیروگاه بادی یا اجرا کننده تست می تواند مقادیر مرجع را بر اساسی 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 نـامی نزدیـک شـود (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 (۲-۷): 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 اندازه‌گیری شده در سمت فشار قوی ترانسفورماتور شبکه (نقطه Z)
- ولتاژ اندازه‌گیری شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه –Y)
- توان راکتیو اندازه‌گیری شده در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتور شبکه (نقطه -Y)

•معیار

- توان اکتیو در مدت ۱۰ دقیقه، در محدوده قابل قبول توسط بهره بردار شبکه، پیرامون هر مقـدار مرجـع 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 بـرای تأییـد ظرفیت نامی نیروگاه بادی است.
- اگر با موافقت مالک نیروگاه بادی و بهره بردار 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.

۲-۲-۲-۶-۳- آزمون فلیکر ولتاژ

•هدف

برای اندازه‌گیری فلیکر از دستگاهی استفاده می‌شود که برای محاسبه دو شاخص به کار می‌رود: شاخص کوتاه مدت فلیکر و شاخص بلندمدت فلیکر، شاخص کوتاه مدت 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 اساسی آن، حداکثر میزان فلیکر ولتاژ اندازه گیری شده در حالت‌های کوتاه مدت و بلندمدت باید به ترتیب برابر با ۰/۸ و ۰/۶ باشد [۱۹]. این اغتشاش برای مولدهای بادی نیز در همین محدوده مجاز می‌باشد.

•روش کار

تست اندازه گیری فلیکر کوتاه مدت و بلند مدت در حین انجام مراحل مختلف تست‌های ارائه شده در بخش‌های قبلی انجام شود.

•معیار

میزان فلیکر کوتاه مدت و بلند مدت به ترتیب حداکثر برابر با ۰/۸ و ۰/۶ باشد.

۲-۲-۲-۶-۴- آزمون نامتعادلی ولتاژ

•هدف

نامتعادلی یا عدم تعادل ولتاژ، به حالتی گفته می شود 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 تک فاز در شبکه و توزیع غیر یکنواخت آنها روی سه فاز است. از دیگر دلایلی ایجاد نامتعادلی ولتاژ می تواند سوختن فیوز یکی از فازهای سیستم تغذیه یا وجود کوره های القایی در بار مصرف کنندگان بزرگ باشد. نامتعادلی ولتاژ می تواند تأثیرات قابل ملاحظه‌ای در ژنراتورها به وجود آورد. همچنین، این پدیده اثرات حرارتی نامناسبی را روی برخی تجهیزات، مانند موتورها و ترانسفورماتورها، ایجاد می نماید که ممکن است موجب آسیب دیدگی این تجهیزات شود.

برای اندازه‌گیری این پدیده از شاخصی به نام درصد نامتعادلی ولتاژ استفاده می شود. برای این شاخصی، 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 عدد ۱۰۰ [۲۰]. طبق تعریف دوم، درصد نامتعادلی ولتاژ برابر است با قدر مطلق تفاضل بین حداکثر و حداقل ولتاژ خط سه‌فاز تقسیم بر میانگین ولتاژ خط ضرب در ۱۰۰ [۲۱] 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 [۲۰]

•روش کار

اندازه‌گیری نسبت مولفه توالی صفر و منفی ولتاژ به مولفه توالی مثبت آن در حین انجام مراحل مختلف تست-های ارائه شده در بخش‌های قبلی انجام شود.

•معیار

درصد نامتعادلی ولتاژ اندازه گیری شده از ۱ درصد تجاوز نکند.

۲-۲-۲-۶-۵- آزمون هارمونیک ولتاژ و جریان و هارمونیک‌های میانی

•هدف

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، هارمونیک ها، 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 می شود 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 می کنند که می توانند باعث ایجاد هارمونیک های ولتاژ شوند. این جریان ها و ولتاژهای هارمونیکی سبب اضافه حرارت در تجهیزات، ترانسفورماتورها و هادی های حامل جریان و عملکرد نامناسب تجهیزات حفاظتی (مانند فیوزها) می شوند. همچنین، ممکن است تشدید هارمونیکی به وجود آورند که می‌تواند موجب خرابی و آسیب دیدگی تجهیزات شبکه شود. محدودیت هارمونیکی مربوط به هارمونیک های ولتاژ و هارمونیک های جریان است و در هریک از این موارد، به صورت محدودیت بر روی تک تک هارمونیک ها و نیز محدودیت بر روی اعوجاج کلی ارائه می شود. اعوجاج کلی ولتاژ یا جریان،که با THD نمایش داده می شود، طبق روابط زیر تعریف می شود:

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

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2}}{V_n} \times 100 \quad (۶)$$

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 می شود.

برای این نوع مولدها، حدود مجاز هارمونیکها باید مطابق با جداول (۲-۱۰) تا (۲-۱۲) باشد [۲۰].

جدول (۲-۱۰): محدوده مجاز هارمونیک مشترکین در سطوح ولتاژ ۰,۴ و ۲۰ کیلو ولت

ماکزیمم اعوجاج جریان مجاز هر مشترک به درصد نسبت به ماکزیمم جریان مصرف یا دیماند بدون هارمونیک مشترک											
بزرگی مشترک یا درصد ماکزیمم جریان مصرفی(دیماند) بدون هارمونیک به جریان اتصال کوتاه محل تغذیه(R)	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک n										اعوجاج کلی جریان(THD)
	n<11		11≤ n<17		17≤ n<23		23≤ n<35		n ≥ 35		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
R>5	۴	۱	۳	۰,۵	۱,۵	۰,۴	۰,۶	۰,۱	۰,۳	۰,۱	۵
5≥R>2	۷	۱,۷	۳,۵	۰,۹	۲,۵	۰,۶	۱	۰,۳	۰۵	۰,۱	۸
2≥R>1	۱۰	۲,۵	۴۵	۱,۱	۴	۱	۱,۵	۰,۴	۰,۷	۰,۲	۱۲
1≥R>0.1	۱۲	۳	۵,۵	۱,۴	۵	۱,۲	۲	۰۵	۱	۰,۲	۱۵
R≤0.1	۱۵	۳,۸	۷	۱,۷	۶	۱,۵	۲,۵	۰,۶	۱,۴	۰,۳	۲۰

جدول (۲-۱۱): محدوده مجاز هارمونیک مشترکین در سطوح ولتاژ ۶۳ و ۱۳۲ کیلو ولت

ماکزیمم اعوجاج جریان مجاز هر مشترک به درصد نسبت به ماکزیمم جریان مصرف یا دیماند بدون هارمونیک مشترک											
بزرگی مشترک یا درصد ماکزیمم جریان مصرفی(دیماند) بدون هارمونیک به جریان اتصال کوتاه محل تغذیه(R)	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک n										اعوجاج کلی جریان(THD)
	n<11		11≤ n<17		17≤ n<23		23≤ n<35		n ≥ 35		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
R>5	۲	۰,۵	۱	۰,۲	۰,۷	۰,۲	۰,۳	۰,۱	۰,۱	۰	۲,۵
5≥R>2	۳,۵	۰,۹	۱,۷	۰,۴	۱,۲	۰,۳	۰,۵	۰,۱	۰,۲	۰	۴
2≥R>1	۵	۱,۲	۲,۲	۰,۶	۲	۰,۵	۰,۷	۰,۲	۰,۳	۰,۱	۶
1≥R>0.1	۶	۱,۵	۲,۷	۰,۷	۲,۵	۰,۶	۱	۰,۲	۰,۵	۰,۱	۷,۵
R≤0.1	۷,۵	۱,۹	۳,۵	۰,۹	۳	۰,۷	۱,۲	۰,۳	۰,۷	۰,۲	۱۰

جدول (۲-۱۲): محدوده مجاز هارمونیک ولتاژ

حداکثر هارمونیک ولتاژ مجاز در شینه‌های با ولتاژهای مختلف به درصد نسبت به ولتاژ نامی ۵۰ هرتز			
ولتاژ شینه	اعوجاج تکی ولتاژ		اعوجاج ولتاژ کل (THD[1])
	فرد	زوج	
۴۰۰ ولت و ۲۰ کیلو ولت	۳	۱,۵	۵
۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت	۱,۵	۰,۷	۲,۵
۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت	۱	۰,۵	۱,۵

هارمونیک میانی، مؤلفه فرکانسی یک کمیت متناوب است که فرکانس آن مضرب غیرصحیحی از فرکانس اصلی آن کمیت باشد. در شبکه برق، هارمونیک های میانی، ولتاژها یا جریانهای سینوسی هستند که فرکانسی آنها مضرب غیر صحیحی از فرکانس اصلی شبکه است. هارمونیک‌های میانی می توانند در شبکه‌های با سطوح مختلف ولتاژ ظاهر شوند. منبع اصلی تولید آنها مبدل های فرکانسی، برخی یکسوکننده‌ها، موتورهای القایی و کوره های القایی هستند. سیگنال‌های مخابراتی که از طریق هادی‌های انتقال انرژی الکتریکی منتقل می‌شوند نیز می توانند 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 قوسی الکتریکی دارند. در این نوع مولدها، حد مجاز برای هر هارمونیک میانی برابر ۰/۲ درصد ولتاژ نامی است [۲۰] .

۲-۲-۶-۶-۲- آزمون حفاظت شبکه

•هدف

در این آزمون به بررسی عملکردهای حفاظتی مرتبط با توربین بادی پرداخته می‌شود.

•روش کار

سطوح حفاظتی و زمان قطع توربین بادی با توجه به مقادیر اضافه و کاهش ولتاژ و فرکانس تعیین می‌شود. چنین عملی به وسیله منبع ولتاژ سه‌فاز مجزا که دارای ولتاژ و فرکانس متغیر است، انجام می‌شود. همچنین سطح حفاظتی نقطه تنظیم و زمان‌های قطع کنترل‌کننده توربین بادی باید مشخص شود. به دلایل امنیتی، اندازه‌گیری-های مربوط به حفاظت شبکه باید در زمانی‌که ژنراتور مربوط به توربین بادی در حال کار نیست، انجام شوند.

[1] Total Harmonic Distortion

مراحل زیر باید به منظور تعیین سطوح حفاظتی اعمال شوند [۲۱].

- **حفاظت افت ولتاژ**: منبع ولتاژ سه‌فاز از ۱۰۰ درصد ولتاژ نامی در فرکانس نامی در پله‌های ۱ درصد ولتاژ نامی باید کاهش پیدا کند تا زمانی‌که توربین بادی از شبکه قطع شود. هر پله حداقل ۲۰ ثانیه به طول می‌انجامد.
- **حفاظت اضافه ولتاژ**: منبع ولتاژ سه‌فاز از ۱۰۰ درصد ولتاژ نامی در فرکانس نامی در پله‌های ۱ درصد ولتاژ نامی باید افزایش پیدا کند تا زمانی‌که توربین بادی از شبکه قطع شود. هر پله حداقل ۲۰ ثانیه به طول می‌انجامد.
- **حفاظت کاهش فرکانس**: فرکانس منبع ولتاژ سه‌فاز از ۱۰۰ درصد فرکانس نامی در ولتاژ نامی در پله‌های ۰/۱ هرتز کاهش می‌یابد تا توربین بادی از شبکه قطع شود. هر پله حداقل ۲۰ ثانیه به طول می‌انجامد.
- **حفاظت افزایش فرکانس**: فرکانس منبع ولتاژ سه‌فاز از ۱۰۰ درصد فرکانس نامی در ولتاژ نامی در پله‌های ۰/۱ هرتز افزایش می‌یابد تا توربین بادی از شبکه قطع شود. هر پله حداقل ۲۰ ثانیه به طول می‌انجامد.

به منظور تعیین زمان قطع، مراحل زیر باید اعمال شوند.

- زمان قطع توربین بادی باید از طریق برگه اطلاعات آن یا از طریق اندازه‌گیری زمان قطع مشخص شود.
- زمان قطع به صورت دوره زمانی از شروع پله‌های ولتاژی تا قطع توربین بادی تعریف می‌شود.
- افت ولتاژ: پله ولتاژی از ولتاژ نامی تا ۵ درصد ولتاژ نامی به کلید توربین بادی توسط منبع ولتاژ جداگانه کاهش می‌یابد.
- اضافه ولتاژ: پله ولتاژی از ولتاژ نامی تا ۵ درصد ولتاژ نامی به کلید توربین بادی توسط منبع ولتاژ جداگانه اضافه می‌شود.

۲-۲-۲-۶-۷- آزمون زمان وصل مجدد

•هدف

هدف این قسمت محاسبه زمان وصل مجدد توربین بادی می‌باشد.

•روش کار

به منظور تعیین زمان وصل مجدد مراحل زیر باید اجرا شوند.

- میانگین سرعت باد به هنگام زمان وصل مجدد باید بیشتر از ۱۰ متر بر ثانیه باشد.
- شبکه باید از طریق یک کلید از توربین بادی مجزا شود. این کلید از نوع فشار متوسط بوده و باز شدن آن باید در زمانی اتفاق بیفتد که توربین بادی در حال عملکرد است.
- زمان خطا برابر با مدت زمان بین باز شدن و بسته شدن کلید می‌باشد. کلید باید قابلیت عملکرد دستی را داشته و زمان خطا باید با محدوده تغییرات ۱ ثانیه مشخص شده باشد.
- نتایج آزمون باید بر اساس داده‌های میانگین ۰/۲ ثانیه‌ای ولتاژ و توان گزارش شوند. بر اساس ولتاژ و توان اندازه‌گیری شده، زمان وصل مجدد از زمانی‌که ولتاژ به مقدار نامی خود باز می‌گردد تا زمانی‌که توربین بادی شروع به تولید توان می‌کند، تعیین می‌شود.

۲-۳- آزمون‌های تجهیزات و تأسیسات

هدف از انجام این آزمون، اطمینان از کارکرد صحیح سایر تجهیزات و تاسیسات موجود در سیستم قدرت است. در این آزمون قسمت‌های مختلفی از سیستم که وجود نقص در هر یک از آن‌ها می‌تواند عملکرد کل سیستم را تحت تاثیر قرار دهد مورد بررسی قرار می‌گیرند [۲۸].

آزمون‌های این بخش مطابق با روال آزمون‌های تجهیزات در شبکه‌های برق انجام می‌شوند و معیارهای تایید آن‌ها نیز، مطابق با استانداردهای موجود وزارت نیرو است. به همین دلیل در هر تجهیز به آخرین استاندارد مورد تایید اشاره شده است ولی لازم است که در زمان آزمون هر کدام از تجهیزات مورد اشاره بر اساس آخرین نسخه تدوین شده و مورد تایید اقدام شود.

در این بخش، از استانداردهای صنعت برق ایران مربوط به تجهیزات مختلفی که بیان می‌شود به عنوان راهنما استفاده شده است. کاربرد این استانداردها به وسیله نیازمندی‌های بیان شده در هر بخش از این استاندارد تعیین می-شود.

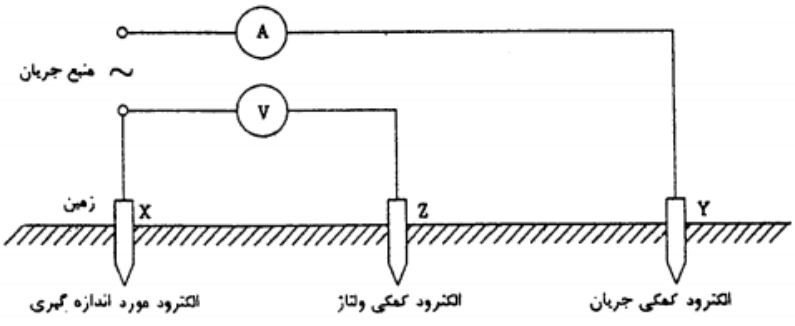
۲-۳-۱- سیستم زمین

در انواع مختلف شبکه‌های الکتریکی، وصل قسمت‌هایی از سیستم و بدنه هادی دستگاه‌های الکتریکی به زمین را زمین کردن می‌گویند و این موضوع از دو دیدگاه مورد توجه می‌باشد:

- حفظ عایق‌بندی و تأمین صحت کار لوازم و دستگاه‌های الکتریکی و محدود کردن اضافه ولتاژها و کمک به کار صحیح لوازم و مدارها با قطع مدار معیوب. به این نوع اتصال زمین، اتصال زمین الکتریکی یا اتصال زمین سیستم گفته می شود (اتصال نوترال به زمین).
- نوع دیگر اتصال زمین ایمنی یا حفاظتی است. از این نوع سیستم حفاظتی در ایجاد ایمنی برای افرادی که بنا به وظیفه شغلی در تماس با تجهیزات سیستم های الکتریکی و نیز برای افراد جامعه که مصرف کننده نهایی انرژی برق می‌باشند، استفاده می شود. هدف دیگر از این نوع سیستم زمین، محدود کردن خطر آتش سوزی از راه قطع سریع مدار معیوب به کمک وصل بدنه های فلزی به هادی خنثی یا زمین است.

این آزمون باید مطابق با استاندارد مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی و یا استاندارد سیستم اتصال زمین شبکه‌های توزیع صورت گیرد. برای بررسی درستی کارکرد سیستم زمین در مرحله پیش از راه اندازی، بررسی‌های زیر باید انجام گیرند.

- بازدید سراسری از استقرار و نصب صحیح: برای بررسی صحت عملکرد سیستم زمین اولین کاری که باید انجام شود بررسی درستی شکل اجرای سیستم زمین بر اساس، اطلاعات طراحی سیستم زمین می‌باشد، در واقع سیستم زمین اجرا شده باید با سیستم زمین طراحی شده کاملا مطابقت داشته باشد.
- بازدید سراسری از اندازه و نوع هادی: الکترودهای سیستم زمین و هادی‌های مورد استفاده برای اتصال قسمت‌های فلزی به سیستم زمین، باید از نظر جنس و قطر با مقدار طراحی شده همخوانی داشته باشند در غیر این صورت سیستم زمین از نظر مکانیکی و الکتریکی دچار مشکل خواهد شد.
- بازدید سراسری از اتصالات و پست‌ها، شامل اتصال به الکترودهای زمین، سازه‌های فلزی، نقطه جوش، تطابق جنس فلزات در نقاط اتصال و...
- کنترل پیوستگی شبکه زمین: قسمت‌های مختلف سیستم زمین باید از نظر اتصال به هم مورد بررسی قرار گیرند. در صورتی که اجزای سیستم زمین به خوبی به هم متصل نباشند کارایی آن زیر سوال خواهد رفت.
- اندازه‌گیری هدایت الکتریکی اتصالات زمین
- اندازه‌گیری مقاومت کل شبکه زمین: در شکل (۲-۸) اندازه‌گیری مقاومت زمین الکترود زمین x مورد نظر می‌باشد. Y الکترود کمکی جریان و Z الکترود کمکی ولتاژ نامیده می‌شود. در صورت مساعد بودن کلیه شرایط با مشخصات آزمون، مقاومت الکترود x نسبت به جرم کلی زمین، از تقسیم ولتاژ بر شدت جریان اندازه‌گیری شده به وسیله ولتمتر و آمپرمتر که در شکل نمایش داده شده‌اند، به دست خواهد آمد.



شکل (۲-۸): نحوه اندازه‌گیری مقاومت زمین الکترود

اگر الکترود x مورد استفاده از نوع ساده یعنی یک میله کوبیده شده یا صفحه‌ای دفن شده در زمین باشد، الکترود جریان Y را می‌توان بر فرض در فاصله ۳۰ متری از الکترود اصلی x قرار داده و الکترود ولتاژ را در وسط این دو نصب کرد. در این حالت مقاومت را اندازه‌گیری و یادداشت کرده و الکترود را جا بـه جـا می‌کنند: یک بار به طول حدود ۶ متر نزدیکتر به الکترود اصلی x و با دیگر به همین مقدار نزدیکتـر بـه الکترود کمکی جریان y. چنانچه نتایج هر سه آژمون در حد دقت مورد نظر باشند، میـانگین سـه مقـدار اندازه گیری شده، مقاومت مورد نظر خواهد بود. اگر نتیجه اندازه گیری‌ها قابل قبول نبود، الکترود جریان را به فاصله‌ای دلخواه مانند ۴۵ تا ۵۰ متری از الکترود اصلی x منتقل کرده و کل اندازه گیری‌ها را مشابه بالا تکرار می کنند و در صورت لزوم آنقدر به این عمل ادامه می‌دهند تا نتیجه مطلوب حاصل شود.

نتایج به دست آمده از این روش ساده برای اندازه گیری در موارد زیر رضایت‌بخش نخواهد بود:

- ✓ اگر مقاومت الکترود مورد اندازه گیری x حدود یک اهم یا کمتر باشد.
- ✓ اگر مقاومت الکترود کمکی جریان Y بسیار زیاد باشد.

شرایط مورد بحث هنگامی پیش می‌آیند که الکترود مورد اندازه‌گیری مانند الکترود یک نیروگاه یا پسـت اصلی، بسیار گسترده باشد. برای این حالت تجویز روش معینی ممکن نخواهد بود جز اینکه تهیه یک یا چند منحنی تغییرات مقاومت نسبت به فاصله لازم خواهد بود. ترتیب کار چنین است که الکترود جریـان Y را در فاصله دلخواه در دوردست قرار داده و الکترود ولتاژ Z را در فواصل معین، از نزدیکی‌های الکترود اصلی x، به سمت الکترود جریان حرکت داده و هر بار اندازه گیری ها را یادداشت می‌کنند سپس نتایج را بر روی محور مختصات منتقل کرده و منحنی تغییرات مقاومت نسبت به فاصله را می کشند. اگر منحنی دارای قسمتی باشد که اساسا افقی است این مقدار افقی، مقاومت الکترود مورد یعنی x خواهد بـود. اگـر منحنی به دست آمده دارای قسمتی افقی نباشد، لازم خواهد بود الکترود کمکی جریان یعنی Y را باز هم دورتر برده و عملیات را تکرار کرد تا قسمت افقی هویدا شود. لازم به ذکر اسـت کـه مقاومـت سیسـتم

زمین پست هوایی توزیع باید کمتر از ۵ اهم باشد (هم سیستم زمین حفاظتی و هم سیستم زمین نوترال ترانسفورماتور). بنابه تجربه افراد می‌توان فاصله بین فصول پر باران و کم باران را به چند دوره تقسیم کرد ولی در هر صورت فاصله زمانی بین دو اندازه‌گیری متوالی نباید از ۶ ماه بیشتر شود.

- اندازه‌گیری ولتاژ تماس و ولتاژ گام

۲-۳-۲- باس بارها و سیم کشی هوایی

باس بارها و سیم کشی هوایی باید از نظر نوع اتصال (استحکام کافی) و درست بودن اتصالات (رعایت ترتیب درست اتصال فازهای مختلف) مورد بررسی قرار گیرند. بررسی این موارد هم در مرحله راه اندازی و هم در مرحله آزمون دوره‌ای باید انجام بگیرد. موارد زیر را می‌توان برای بررسی پیشنهاد داد:

- کنترل ظاهری نقاط اتصال باس‌بارها و سیم‌ها
- کنترل اتصال صحیح فازها
- اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی اتصالات برای حداقل پنج اتصال از هر نوع
- کسب اطمینان از اتصال صحیح شبکه حفاظت هوایی به بدنه سازه‌ها و اتصال پای سازه به شبکه زمین
- کسب اطمینان از صحت اتصالات سیم‌های هوایی و باس‌بارها

۲-۳-۳- ترانسفورماتور اصلی

بعد از آنکه نصب و استقرار ترانسفورماتور و اتصال کلیه ملحقات و بازرسی روغن آن انجام گرفت، برای اطمینان از آمادگی کامل آن برای راه اندازی می‌باید آزمون‌هایی به شرح جدول (۲-۱۳) روی آن انجام بگیرد. این آزمون باید مطابق با استاندارد اجرایی پست‌های توزیع زمینی ۲۰ کیلوولت و یا استاندارد اجرایی پست‌های توزیع زمینی ۳۳ کیلوولت صورت گیرد. در مورد مولدهای مقیاس کوچک کلاس ظرفیت سه، آزمون مربوطه باید در مرحله آزمون‌های دوره‌ای نیز انجام بگیرد. آزمون‌های مورد نیاز برای ترانسفورماتور اصلی در جدول (۲-۱۳) بیان شده است.

جدول (۲-۱۳): آزمون‌های مربوط به ترانسفورماتور اصلی

آزمون‌های قبل از راه اندازی ترانسفورماتور
آزمون‌هایی که حتما باید(برای همه ترانسفورماتورها) انجام بگیرند: - کنترل وضعیت استقرار روی فونداسیون یا ریل - بازدید ظاهری و کسب اطمینان از صحت نصب متعلقات و وضعیت مناسب تمام قسمت‌ها - اندازه گیری مقاومت عایقی سیم پیچ‌ها نسبت به یکدیگر و نسبت به زمین - کنترل وضعیت خشک کننده هوا(سیلیکاژل) - کنترل وضعیت بوشینگ ها - کنترل اتصال کوتاه ثانویه ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی که در مدار هستند و اتصال کوتاه بودن ثانویه ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی که در مدار نیستند - کنترل اتصال صحیح و مناسب نول به شبکه اتصال زمین - عدم وجود نشتی روغن - آزمون عملکرد مسیرهای گردش روغن - آزمون عملکرد تجهیزات فرعی ترانسفورماتور(در صورت وجود) طبق دستورالعمل شرکت سازنده - آزمون دی الکتریک روغن
آزمون‌های مختص به ترانسفورماتورهای غیر توزیع (علاوه بر موارد قبل) که باید انجام بگیرند: - کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه با شبکه زمین یا عایق بودن بدنه در صورت استفاده از TANK PROTECTION - آزمون ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی، شامل نسبت تبدیل، کنترل پلاریته، مقاومت عایقی و منحنی اشباع - آزمون عملکرد دستی و مکانیکی تپ چنجر، شامل اینترلاک ها و نشان دهنده‌ها - آزمون عملکرد الکتریکی تپ چنجر، شامل اینترلاک ها و نشان دهنده‌ها - آزمون عملکرد تپ چنجرهای موازی، شامل اینترلاک ها و نشان دهنده‌ها - اندازه گیری امپدانس در تپ‌های مختلف - آزمون مقاومت عایقی مدارهای کنترل و کمکی با مگر[۱] - آزمون تابلوهای کنترل از نظر عملکرد متعلقات و سیم بندی - آزمون تابلوهای کمکی از نظر عملکرد متعلقات، حفاظت ها و سیم بندی - آزمون عملکرد تابلوهای کمکی و کنترل - آزمون عملکرد تجهیزات ابزار دقیق و کالیبره نمودن آن ها شامل نشان دهنده ها، وسایل اندازه گیری و وسایل حفاظتی - آزمون عملکرد رله بوخهلتز - آزمون عملکرد شیرآلات، کنترل وضعیت لوله کشی و کنترل وضعیت مخزن انبساط

[۱] Megger

آزمون‌هایی که در صورت عدم وجود چک لیست معتبر انجام آزمایشات روتین باید انجام شوند (علاوه بر موارد قبل): - اندازه گیری نسبت تبدیل ترانسفورماتور روی سرهای (TAP) مختلف و مقایسه آن بامقادیر پلاک - اندازه گیری مقاومت سیم پیچی‌ها به کمک پل الکتریکی و مقایسه آن با نتایج برگه آزمایش کارخانه با توجه به درجه حرارت محیط - اندازه گیری تعیین رابطه برداری در تپ اصلی - اندازه گیری جریان بی باری در تمامی تپ ها و سطوح ولتاژ

برای آزمایش روغن باید نمونه‌برداری آن با دقت و طبق دستورالعمل سازنده انجام گیرد. برای این‌کار لازم است که روغن از شیر مخصوص پایین ترانسفورماتور به میزان ۲ الی ۴ لیتر در یک ظرف درب‌دار شیشه ای ریخته شود. این ظرف باید کاملا تمیز بوده و قبلا با روغن ترانسفورماتور شست و شو شود. به هنگام برداشت روغن بایـد دقـت نمود که روغن از کناره ظرف به داخل آن ریخته شود و هیچگونه حبابی در آن به وجود نیاید. این ظرف که تا بالای آن از روغن لبریز شده بعد از مسدود شدن درب آن می باید به محل مورد نظر جهت آزمایش منتقل گردد.

۲-۳-۴- کلید قدرت

این آزمون باید مطابق با استاندارد کلیدهای ۲۰ و ۳۳ کیلوولت برای کلیدخانه‌های تمام بسته فلزی صورت گیرد. آزمون‌های مربوط به کلید قدرت در جدول (۲-۱۴) نمایش داده شده‌اند.

جدول (۲-۱۴): آزمون‌های مربوط به کلید قدرت

آزمون‌های مربوط به کلید قدرت پیش از راه اندازی

الف) آزمونهای مشترک برای انواع کلیدها - بازدید ظاهری و کسب اطمینان از صحت استقرار و نصب صحیح، کنترل اتصالات الکتریکی و مکانیکی - کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه با شبکه زمین - آزمایش مقاومت عایقی - اندازه‌گیری مقاومت کنتاکت‌های اصلی - اندازه‌گیری زمانهای قطع و وصل - اندازه‌گیری سرعت کنتاکت‌ها - اندازه‌گیری همزمانی عمل پل‌ها - آزمون قطع اضطراری (دستی) هنگام قطع ولتاژ تغذیه مدار کنترل - آزمون اینترلاک‌های مکانیکی - آزمون آنتی پمپینگ - آزمون عملکرد ابزار دقیق‌ها و کالیبره نمودن آنها، شامل نشان دهنده‌ها وسایل اندازه‌گیری و وسایل حفاظتی - آزمون مقاومت عایقی مدارهای کنترل و کمکی با مگر[1] - آزمون تابلوهای کمکی از نظر حفاظت، متعلقات و سیم بندی - کنترل اتصال کوتاه نبودن ثانویه ترانسفورماتورهای جریان
ب) آزمونهای اختصاصی کلیدهای گازی(SF6) - آزمایش نشتی گاز - اندازه‌گیری روزانه فشارگاز تا حصول اطمینان از عدم نشت - اندازه‌گیری رطوبت گاز - اندازه‌گیری مقدار هوا در گاز
ج) آزمون‌های اختصاصی کلید کم روغن - کنترل فشار گاز نیتروژن - بازدید سطح روغن - آزمون شیر اطمینان محفظه قطع - آزمایش دی الکتریک روغن

[1] Megger

د) آزمون های اختصاصی کلیدهای فشار هوا و مکانیزم هوای فشرده (نیوماتیک) - آزمایش عملکرد سوئیچ های کنترل فشار و اینترلاک های مربوطه - آزمایش شیر اطمینان - آزمایش افت فشار هوا در حالات مختلف عملکرد کلید - آزمایش تعداد دفعات عملکرد کلید بدون پر کردن مجدد مخزن هوا - اندازه گیری زمان‌های سیکل عملکرد موتو کمپرسور - اندازه گیری نشتی هوا - اندازه گیری جریان در موتور کمپرسور
آزمون مکانیزم‌های فرمان کلید
الف) آزمون‌های اختصاصی مکانیزم هیدرولیکی - اندازه‌گیری فشار اولیه - آزمایش عملکرد سوئیچ کنترل فشار و اینترلاک‌های مربوطه - آزمایش شیر اطمینان - آزمایش فشار روغن در حالات مختلف عملکرد کلید - آزمایش تعداد دفعات عملکرد - اندازه‌گیری جریان موتور پمپ روغن - آزمایش نشتی روغن - آزمایش پمپ دستی - اندازه گیری زمان عملکرد موتور پمپ روغن
ب) آزمون‌های اختصاصی مکانیزم فلزی - آزمایش زمان عملکرد موتور - آزمایش شارژ دستی فنر - آزمایش تعداد دفعات عملکرد - اندازه‌گیری و تنظیم دامپینگ

۲-۳-۵- سکسیونر و تیغه زمین

مواردی که در ادامه برای آزمون آمده است باید برای تمام کلاس‌های ظرفیتی تولید پراکنده در مرحله راه‌اندازی انجام گیرد، لیکن در تولید پراکنده کلاس ظرفیتی سه آزمون مربوطه باید در مرحله آزمون‌های دوره‌ای نیـز انجـام بگیرد.

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از صحت استقرار و نصب صحیح، کنترل اتصالات الکتریکی و مکانیکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین

- آزمایش عایقی با مگر[۱]
- اندازه گیری مقاومت کنتاکت‌های اصلی و مقاومت کنتاکت‌های تیغه زمین
- آزمایش همزمانی عملکرد پل‌ها
- اندازه گیری مقدار نیروی لازم جهت بازکردن سکسیونر
- آزمون عملکرد سکسیونر و تیغه زمین
- اندازه گیری زمان عمل باز و بست کامل سکسیونر توسط موتور
- آزمونهای اینترلاک‌های مکانیکی و الکتریکی در حالات دستی و موتور
- آزمونهای اینترلاک‌های مکانیکی و الکتریکی بین تیغه زمین و سکسیونر
- آزمون اینترلاک‌های الکتریکی بین تیغه زمین و ولتاژ فشار قوی
- آزمون عملکرد ابزار دقیق وکالیبره نمودن آنها، شامل نشان دهنده‌ها، وسایل اندازه‌گیری و حفاظتی
- آزمون مقاومت عایقی مدارهای کنترل و کمکی با مگر[۲]
- آزمون تابلوهای کمکی از نظر حفاظت، متعلقات و سیم بندی
- اندازه‌گیری جریان موتور در حالات مختلف

۲-۳-۶- ترانس جریان

این آزمون باید مطابق با استانداردهای موجود و معتبر در کشور که مورد تایید توانیر قرار دارد صورت گیرد.

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی: به این تست بازرسی چشمی گویند. بررسی ظاهر CT و خواندن و چک کردن صفحه اطلاعات ترانس جریان، صحت نصب و کانکشن CT، عدم کمبود پیچها و به خصوص پیچ مربوط به ارت.
- تست مگر: این تست برای تعیین مقاومت عایقی بین اولیه و ثانویه، اولیه و زمین، ثانویه و زمین و سیم پیچ های مختلف ثانویه با هم انجام می‌گیرد. مقدار ولتاژ اعمالی ۵۰۰ ولت است. لازم به ذکر است که قبل از انجام این تست باید ارت از سمت ثانویه باز شود.
  - ✓ آزمایش مقاومت عایقی طرف اولیه عایقی با مگر
  - ✓ آزمایش مقاومت عایقی طرف ثانویه عایقی با مگر

[۱] Megger

[۲] Megger

- آزمایش نسبت تبدیل: در این حالت ثانویه های تمام هسته‌های CT را اتصال کوتاه نموده و توسط دستگاه تزریق جریان، جریانی برابر جریان نامی به اولیه CT اعمال نموده و مقدار جریان بدست آمده در سمت ثانویه را یادداشت می‌کنند، برای خواندن این جریان از آمپرمتری انبری (کلمپی) استفاده می گردد.
- اندازه‌گیری مقادیر تحریک مغناطیسی (منحنی اشباع) برای هر یک از دسته‌ها (آزمایش مشخصات مغناطیسی کردن)
- اندازه‌گیری مقاومت اهمی سیم‌پیچ ثانویه: مقاومت سیم پیچ ثانویه را می‌توان به دو طریق اندازه‌گیری کرد:
  - ✓ با عبور جریان کم DC و یادداشت کردن ولتاژ که با داشتن این دو مقدار می‌توان مقاومت سیم-پیچ را بدست آورد.
  - ✓ مقاومت اهمی با استفاده از پل وتسون اندازه‌گیری گردیده و با مقدار اعلام شده توسط سازنده مقایسه می‌گردد.
- آزمایش پلاریته: طبق قرارداد می دانیم اگر جریان از سر نقطه‌دار اولیه یک ترانس وارد شود، از سر نقطه دار ثانویه آن خارج می‌گردد. یعنی اگر جریان از سر P1 وارد شود از سر S1 خارج می‌شود. برای انجام این کار یک ولتاژ به صورت لحظه‌ای به اولیه اعمال می‌گردد و با توجه به حرکت عقربه گالوانومتر پلاریته CT تعیین می‌گردد. برای داشتن پلاریته صحیح درلحظه بستن کلید انحراف عقربه به سمت راست و در لحظه بازکردن آن به سمت چپ خواهد بود و به طور کلی حرکت عقربه، نشانه پیوستگی سیم‌پیچ‌هاست.
- کنترل اتصال کوتاه نبودن ثانویه‌هایی که در مدار هستند و اتصال کوتاه بودن ثانویه‌هایی که در مدار نیستند.
- اندازه‌گیری VA بار ثانویه CT و پیوستگی مدارات مربوط

•نگهداری

اساساً ترانس اندازه‌گیری جریان نیاز به هیچ نوع نگهداری ندارد، ولی لازم است گاهگاهی موارد زیر چک شوند:

الف) هنگام بررسی پست، به خصوص پس از بروز اغتشاش در شبکه (اتصال کوتاه، صاعقه و یا موارد مشابه)، ظاهر ترانس را از نقطه نظر آسیب مکانیکی احتمالی بررسی کنید.

ب) در بازرسی دوره‌ای یکساله موارد زیر را چک کنید:

- وضعیت ترمینال‌ها و اتصالات

- کیفیت اتصال زمین
- تمیز بودن سطح خارجی ترانس

۲-۳-۷- ترانس اندازه‌گیری ولتاژ

آزمایش‌های مورد نیاز به صورت زیر است:

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال بدنه فلزی با شبکه زمین
- کنترل نشتی روغن و کنترل سطح روغن
- آزمایش مقاومت عایقی طرف اولیه با مگر
- آزمایش مقاومت عایقی طرف ثانویه با مگر
- آزمایش نسبت تبدیل
- اندازه‌گیری مقاومت اهمی سیم پیچ اولیه
- اندازه‌گیری مقاومت اهمی سیم‌پیچ ثانویه
- کنترل اتصال صحیح و مناسب نول به شبکه زمین
- آزمون عملکرد ابزار دقیق ها و کالیبره نمودن آن‌ها، شامل نشان‌دهنده‌ها و وسایل اندازه‌گیری و حفاظتی
- آزمون مقاومت عایقی مدارهای کنترل و کمکی با مگر
- آزمون‌های تابلوهای کمکی از نظر حفاظت، متعلقات و سیم‌بندی
- بازرسی علامت گذاری ترمینال‌ها
- کنترل تست شیت‌های کارخانه‌ای و مطابقت مشخصات آن با طرح (برای ترانسفورماتورهای ولتاژ خازنی)

۲-۳-۸- تابلوهای فشار متوسط

قبل از اینکه تابلوهای برق تحت بار قرار گیرند کلیه تجهیزات داخل سلول‌ها، از قبیل کلیدها، مکانیزم‌های عمل‌کننده، ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری و ... باید بازرسی و آزمایش شوند. هم‌چنین کلیه سیم‌بندی‌ها و مدارهای الکتریکی تابلو باید مطابق دیاگرام‌های سازنده بازرسی شوند و استحکام اتصال سیم‌ها به ترمینال‌ها مورد معاینه قرار گیرند.

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح، عدم آسیب‌دیدگی و صحت اتصالات الکتریکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین

- بازدید ظاهری تجهیزات داخل تابلو، کسب اطمینان از عدم آسیب دیدگی و کنترل اتصالات الکتریکی
- آزمایش مقاومت عایقی بین قسمت‌های برقدار و بدنه سلول‌ها با مگر
- کنترل ترتیب فازهای فشارقوی
- ازمایش کلیدها بر اساس روش ذکر شده در بخش کلیدها و دستورالعمل‌های کارخانه سازنده
- کنترل سیستم اینترلاک مکانیکی و الکتریکی بین کلیدها، سکسیونرها و سکسیونر زمین
- کنترل عملکرد دریچه‌های انفجار و اینترلاک‌های مربوطه
- کنترل اتصال کوتاه نبودن ثانویه‌های که در مدار هستند و اتصال کوتاه بودن ثانویه‌هایی که در مدار نیستند.
- آزمایش و تنظیم رله‌ها و دیگر وسایل حفاظتی
- آزمون عملکرد سیستم کنترل
- آزمایش و تنظیم دستگاه‌های اندازه‌گیری
- آزمون عملکرد وسایل اعلام کننده و نشان دهنده
- کنترل سیستم‌های گرمایش و تهویه سلول‌ها
- کنترل تمامی اتصالات الکتریکی و برچسب‌ها

۲-۳-۹- تابلوهای حفاظت و کنترل

۲-۳-۹-۱- موارد عمومی

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از صحت نصب و استقرار
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین
- کنترل ترتیب و اتصال صحیح مدارهای ترانسفورماتور جریان و ترانسفورماتور ولتاژ
- کنترل صحت پلاریته مدارهای ترانسفورماتور جریان و ترانسفورماتور ولتاژ
- کنترل صحت تغذیه جریان مستقیم و متناوب
- اندازه‌گیری مقاومت عایقی بین ترمینال‌ها و بدنه تابلوها با مگر
- کنترل سیستم‌های گرمایش و تهویه سلول‌ها

۲-۳-۹-۲- تجهیزات و تابلوهای حفاظت

- بازدید ظاهری شامل استقرار صحیح رله‌ها و عدم آسیب دیدگی

- بازدید و آزمون سیم‌بندی
- آزمایش، آزمون عملکرد و تنظیم همه رله‌های حفاظتی
- آزمایش، آزمون عملکرد و تنظیم دستگاه‌های فاصله یاب و ثبت عیب
- آزمون هماهنگی عملکرد رله‌های حفاظتی با یکدیگر و با سیستم کنترل

آزمون‌های مورد نیاز جهت راه‌اندازی سیستم حفاظت بایستی مطابق با دستورالعمل سازنده بوده با این حال در این بخش به برخی مطالب عمومی پرداخته خواهد شد.

هدف از انجام آزمون‌های راه‌اندازی در سایت عبارتند از :

- اطمینان یافتن از اینکه تجهیزات در حین حمل و نقل و نصب آسیب ندیده‌اند.
- اطمینان از این که فرآیند نصب به شکل صحیح انجام شده است.
- اطمینان از عملکرد صحیح سیستم حفاظتی به طور کلی

فرآیند آزمون‌ها کاملا وابسته به شمای سیستم حفاظتی و نوع و تکنولوژی به‌کاررفته می‌باشد. به همین دلیل نمی‌توان مجموعه‌ای از آزمون‌ها را به طور ثابت ارائه کرد.

- آزمون‌های عایقی: اندازه‌گیری مقاومت عایقی بین زمین و مدارات الکتریکی مجزا از هم انجام می‌شود.
- آزمون ترانسفورماتور جریان: صحت اتصال و پلاریته صحیح هر ترانسفورماتور جریان بایستی بررسی و مورد آزمون قرار گیرد.
- آزمون ترانسفورماتور ولتاژ: آزمون‌های راه‌اندازی ترانسفورماتور ولتاژ شامل بررسی صحیح بودن پلاریته، آزمون نسبت تبدیل و بررسی اختلاف فاز بین اولیه و ثانویه است.
- بررسی صحت تنظیمات بر روی رله
- آزمون رله به کمک تزریق جریان در ثانویه: آزمون‌های تزریق جریان در ثانویه به طور معمول پیش از آزمون‌های تزریق جریان در اولیه انجام می‌گیرند.
- آزمون سیستم حفاظتی به کمک تزریق جریان در اولیه

سایر موارد: در صورتی که آزمون‌های تزریق جریان اولیه و یا ثانویه انجام نشده باشد، مدارات قطع و آلارم بایستی به طور مستقل مورد بررسی و آزمون قرار گیرند. جهت انجام این کار می‌توان کنتاکت رله را به طور دستی بست و موارد زیر را بازبینی نمود:

- کلید یا کلیدهای صحیح قطع شوند.
- مدار آلارم فعال شود.

- عملکرد غلطی در سایر تجهیزات مشاهده نشود.

۲-۳-۹-۳- تجهیزات و تابلوهای کنترل

- بازدید ظاهری شامل استقرار صحیح وسایل و عدم آسیب‌دیدگی
- بازدید و آزمون سیم‌بندی
- آزمایش عملکرد آلارم تجهیزات تابلوها و کنترل صحت پنجره آلارم‌ها
- آزمایش، آزمون عملکرد و تنظیم سایر دستگاه‌های ثبات
- ازمایش عملکرد صحیح حالت‌های پارالل، سنکرونیزاسیون، SCADA، برقدار کردن و انجام مانورهـای مورد نیاز بر اساس نقشه‌های مداری و منطق اینترلاک‌ها.
- آزمایش و تنظیم دستگاه‌های اندازه‌گیری

۲-۳-۹-۴- تابلوی تنظیم ولتاژ ترانسفورماتور

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین
- کنترل عملکرد صحیح و هماهنگی بین تپ‌چنجرها و سیستم AVR در حال پارالل ترانسفورماتورها
- کنترل عملکرد و همزمانی بین تپ‌چنجرهای فازهای مختلف ترانسفورماتورهای تک‌فاز
- بررسی صحت تغذیه جریان مستقیم و متناوب تابلوها

۲-۳-۹-۵- سیستم حفاظت و کنترل

- آزمون عملکرد فرمان‌ها در مجموع پست
- آزمون استقلال فرمان قطع کلیدها در وضعیت‌های مختلف کلیدهای کنترل
- آزمون دریافت علائم صحیح در محل‌های تعیین شده
- آزمون عملکرد سیستم اینترلاک
- آزمون عملکرد کلیدها و سکسیونرها در وضعیت محلی و فرمان از دور
- آزمون عملکرد کلیدهای انتخاب وضعیت و شستی‌ها
- کنترل سرسیم‌ها و برچسب کابل‌ها
- کنترل فرامین اعمالی به تجهیزات

۲-۳-۱۰-تابلوها تغذیه جریان مستقیم و متناوب

انجام عملیات تعمیر و نگهداری بر روی اجزاء سیستم LVDC باعث افزایش عمر آن‌ها شده و باعث می‌شود در طول بهره‌برداری، تغذیه dc مورد نیاز تجهیزات مختلف به نحوه مطلوب تامین گردد.

تدوین برنامه‌ای برای نگهداری سیستم LVDC باعث می‌شود که بتوان به سهولت و در زمان مناسب نسبت به تعمیر، تعویض یا اصلاح بخش‌های مختلف آن اقدام کرد. در مورد تعمیر و نگهداری سیستم LVDC داشتن آگاهی کافی در مورد بخش‌های مختلفی آن و در نظرگرفتن پیش‌بینی‌های لازم جهت ایمنی ضروری است.

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی
- کنترل استقرار صحیح تابلوها
- بررسی صحت اتصال تابلوها به سیستم زمین
- بررسی عملکرد و آزمایش راه‌اندازی دستگاه‌های اینورتر مانند آزمایش پایداری ولتاژ و فرکانس
- کنترل مدارهای فرمان
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین
- تست مقاومت عایقی شینه‌ها (اندازه‌گیری مقاومت عایقی با مگر)
- کنترل ترتیب و گردش صحیح فازها
- آزمون دریافت علائم صحیح در محل‌های تعیین شده
- کنترل مدارات و مسیرهای DC بر اساس نقشه و اطمینان از عدم تداخل آن‌ها (با قطع هر فیوز یا کلید هر مسیر و بررسی موردی نقاط تحت پوشش)
- کنترل مدارات و مسیرهای AC بر اساس نقشه و اطمینان از عدم تداخل آن‌ها (با قطع هر فیوز یا کلید هر مسیر و بررسی موردی نقاط تحت پوشش)
- آزمایش و تنظیم کلیدها و دیگر وسایل حفاظتی
- آزمون عملکرد اینترلاک سیستم تغذیه اصلی و اضطراری
- تست مقاومت عایقی شینه‌ها

۲-۳-۱۱-دستگاه های شارژ باتری

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین
- اندازه گیری مقاومت عایقی با مگر

- کنترل ترتیب و گردش صحیح فازها و قطب‌ها
- آزمون دریافت علائم صحیح در محلهای تعیین شده
- آزمایش و تنظیم کلیدها و دیگر وسایل حفاظتی
- آزمون عملکرد اینترلاک سیستمهای اصلی و کنار گذر
- آزمون عملکرد، آزمایش و راه اندازی دستگاههای شارژ باتری
- آزمون عملکرد، آزمایش و راه اندازی دستگاه های کنار گذر، کلیدهای استاتیک و سیستم سنکرون کردن
- اندازه گیری جریان‌ها و ولتاژها در وضعیت های مختلف
- آزمون ظرفیت جریان‌دهی در وضعیت‌های مختلف
- کنترل سیستم‌های گرمایش و تهویه سلول‌ها

۲-۳-۱۲-باسداکت‌ها

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین
- تست اسکن گرمایی برای یافتن نقاط گرمایی غیر عادی در نقاط اتصال و دیگر بخش های باسداکت
- اندازه گیری مقاومت عایقی با مگر
- کنترل ترتیب و گردش صحیح فازها
- کنترل آب بندی و باز بودن زهکش‌ها
- کنترل سیستم‌های گرمایش و تهویه

۲-۳-۱۳-باتری‌ها

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین
- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین
- کنترل تعداد سلول‌ها
- کنترل سطح و غلظت الکترونیک
- اندازه‌گیری ولتاژ سلولها و ولتاژ کلی

- بازبینی جعبه فیوز و آزمون عملکرد کنتاکت‌های کمکی آن
- بازبینی کلید تبدیل دستی و آزمون عملکرد کنتاکت‌های کمکی آن
- آزمون عملکرد سیستم تهویه باتری خانه
- انجام تست اضافه شارژ باتری
- انجام تست تخلیه ی سریع باتری
- تست اتصال کوتاه خارجی باتری
- انجام تست شک مکانیکی به باتری

۲-۳-۱۴-سیستم کابلی

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال صحیح غلاف و زره با شبکه زمین
- بررسی ترتیب صحیح فازها
- اندازه گیری مقاومت عایقی با مگر
- بازدید سر کابل ها و مفصل‌ها
- بازدید سربندی
- بازدید و آزمون سیم‌بندی
- بازدید ظاهری بسترهای کابل، به خصوص سینی‌ها، نردبان‌ها و دستک‌ها
- آزمون عملکرد سیستم تهویه سالن کابل و تونل کابل
- بازرسی زه‌کشی تونل‌های و کانالهای کابل
- آزمون پیوستگی روکش
- آزمون اعمال ولتاژ فرکانس قدرت
- تکنیک های تست AC بارهای خازنی
- انجام تست تخلیه جزیی به روش online به روش AC در فرکانس ۵۰Hz
- تحمل ولتاژ دی الکتریک با ولتاژ DC موسوم به DC-Hipot
- آزمون پاسخ دی الکتریک شامل ضریب قدرت، مقاومت عایقی، ولتاژ بازیافتی و جریان پلاریزاسیون

۲-۳-۱۵-سیستم روشنایی محوطه

- بازدید ظاهری و کسب اطمینان از استقرار، نصب صحیح و اتصالات الکتریکی
- کسب اطمینان از وجود اتصال مستقیم بدنه فلزی با شبکه زمین
- اندازه گیری مقاومت عایقی با مگر
- کنترل ترتیب و گردش صحیح فازها
- کنترل و تنظیم وسایل حفاظتی
- آزمون عملکرد و تنظیم سیستم فرمان روشنایی اندازه گیری شدت روشنایی در نقاط مختلف محوطه
- چک لیست ارزیابی پایه و فونداسیون شامل ارزیابی پایه و فونداسیون مطابق با دیتا شیت، جدول حداکثر طول بازو نسبت به پایه، جدول ابعاد صفحه ی فلنج و حداکثر تلورانس طول پایه
- چک لیست ارزیابی سیستم تغذیه الکتریکی، فرمان و کنترل شامل ارزیابی سیستم الکتریکی مطابق با نقشه، ارزیابی تابلو فشار ضعیف، دستورالعمل و جداول ارزیابی و تست در سطح فشار ضعیف
- چک لیست آرایش نصب، فواصل و زوایای نصب پایه های روشنایی
- چک لیست ارزیابی نوع چراغ، رنگ و تجهیزات به کار رفته در چراغ

۲-۳-۱۶-توابع حفاظتی

در این قسمت توابع حفاظتی مورد بررسی قرار می‌گیرند. انواع توابعی که در سیستم اتصال منابع تولید پراکنده استفاده می‌شوند می‌بایست در هنگام راه‌اندازی مورد آزمون‌های مختلفی قرار گیرند. در ادامه هدف از این آزمون‌ها و روش کار توابع مختلف حفاظتی بیان می‌شود. مطالبی که بیان می‌شود از مراجع مختلفی برگرفته شده است که اسامی کامل آنها در قسمت مراجع آورده شده است. استانداردهای توانیر، دستورالعمل IEEE 1547.1 و IEEE 929-2000 از جمله این مراجع هستند که آزمون‌های توابع حفاظتی مختلف را توضیح داده‌اند. هدف از تست توابع حفاظتی، مطمئن شدن عملکرد رله‌های حفاظتی بر روی سیستم نصب شده می‌باشد.

هر تابع حفاظتی باید با اعمال جریان‌ها، ولتاژها و فرکانس‌های مناسب تست شوند. تجهیزات حفاظتی باید در تنظیمات به خصوص خود تست شوند تا یکی از موارد زیر را تایید نمایند:

- نقاط عملکردی کمینه که در آن تجهیزات حفاظتی تریگر (فعال) می‌شوند در محدوده مشخصات سازنده قرار گیرند.
- مشخصات زاویه فاز رله‌های امپدانسی و جهت‌دار در محدوده مشخصات سازنده قرار گیرد.

- کلیدهای قدرت تجهیزات مرتبط با آن، در محدوده تابع حفاظتی عملکرد داشته باشند. (بررسی فرآیند تریپ)
- نمایشگرهای (دیداری و یا شنیداری) تجهیزات حفاظتی به طور مناسب عملکرد داشته باشند و شرایط تریپ مناسب را نشان دهند.

یک سیگنال ورودی متغیر باید به هر تجهیز حفاظتی اعمال شود تا نقطه‌ای که در آن تجهیزی که تریگر می‌شود تعیین گردد.

آزمون تریپ باید توسط تزریق یک سیگنال به ترمینال‌های رله اعمال شود. این بررسی هدف رله را تعیین نموده و رله جریان تریپ کلید قدرت را مدیریت می‌کند [۲۴].

تجهیزات حفاظتی باید قادر باشند مقادیر خطای نوعی زیر را (هرجا که قابل اعمال باشد) برآورده نمایند [۴]:

- جریان ۱۰٪
- ولتاژ ۱۰٪
- زمان ۱۰٪
- فرکانس ۰/۵ هرتز
- زاویه فاز ۵ درجه
- امپدانس ۵٪

این تست‌ها باید بر روی رله‌های مجزا انجام شود که جزء تجهیزات داخلی وسایلی مانند اینورتر نباشد.

نصب یک طرح حفاظتی در محل مشکلات محتملی را در اجرای طرح به وجود می‌آورد. حتی اگر طرح در کارخانه به طور کامل تست شده باشد، سیم‌بندی های CT و VT در محل سایت ممکن است به طور اشتباه انجام شده باشد. یا نصب ترانس‌های ولتاژ و جریان به طور اشتباه صورت گرفته باشد.

تست‌های راه اندازی در محل، قبل از شروع به کار تجهیز حفاظتی می‌بایست انجام شود. اهداف تست‌های راه‌اندازی به صورت زیر است:

- برای اطمینان از این که تجهیز در حین حمل و یا نصب آسیب ندیده باشد.
- برای اطمینان از این که عملیات نصب به درستی انجام شده باشد.
- برای تایید عملکرد درست طرح حفاظتی کل سیستم

با توجه به اهمیت صحت عملکرد سیستم حفاظتی که تاثیر مستقیمی بر عملکرد ایمن و پایای شبکه دارد لازم است که در دوره‌های زمانی معین کلید رله‌های نصب شده در یک پست مورد آزمون قرار گیرند [۱۶].

در صورت استفاده از رله دیجیتال بسیاری از آزمون‌هایی که در ادامه آورده شده‌اند به صورت خودکار و توسط رله انجام می‌گیرد و لذا می‌توان آن موارد را از لیست آزمون‌های دوره‌ای حذف کرد. در بسیاری از سیستم‌های موجود از رله‌های استاتیک و یا انواع قدیمی‌تر استفاده شده و در این‌گونه موارد آزمون‌های ارائه شده در ادامه بایستی به‌طور کامل انجام شوند.

نظر به این‌که آزمایشات دوره‌ای در پست‌های در حال بهره‌برداری و برقدار صورت می‌گیرد رعایت موارد زیر ضروری می‌باشد:

- هنگام آزمایش رله‌های حفاظتی حتی الامکان از تست‌پلاگ‌های مربوطه استفاده شده و از بازکردن سیم‌ها و ترمینال‌ها خودداری گردد.
- آزمایشات رله‌های حفاظتی با تنظیمات موجود انجام گرفته و از تغییر تنظیمات آن‌ها خودداری گردد و در صورت تغییر، مجددا به حالت اولیه برگردد.
- در صورتی که سیستم حفاظت دوبل و یا حفاظت اصلی و پشتیبان موجود باشد می‌توان آزمون‌های رله-های حفاظتی در حالت برقدار انجام داد ولی در صورتی که با حذف رله مورد آزمایش، حفاظت ناقص گردد از آزمون‌های در حالت برقدار خودداری گردد.
- هنگام آزمایش رله‌های حفاظتی در حالت برقدار دقت گردد که مدار ترانسفورماتور جریان حتما اتصال کوتاه و مدار ترانسفورماتور ولتاژ باز باشد.

آزمایش‌هایی که در ادامه مورد بررسی قرار می‌گیرند در صورت نیاز در زمان دوره‌ای نیز استفاده می‌گردند.

۲-۳-۱۶-۱- آزمایش راه‌اندازی رله ولتاژ کم و یا ولتاژ صفر (۲۷)

•مقدمه

در این آزمون تجهیز مورد آزمایش رله‌ی اضافه/کاهش ولتاژ یا رله‌ی مجتمع شامل تابع حفاظتی اضافه کاهش ولتاژ می‌باشد. در صورتی که نمونه ولتاژ از نقطه اتصال مشترک و یا نقطه اتصال به منابع پراکنده گرفته شده باشد، تجهیز مورد آزمایش می‌تواند در هر سطح بار مناسبی آزمایش گردد. در غیر این صورت فقط زمانی می‌تواند تحت بار تست شود که همراه با ترانسفورماتور متصل کننده مربوطه باشد.

هنگامی که ترانسفورماتور ایزوله‌کننده توسط سازنده به‌کار گرفته شده و یا مورد نیاز باشد، ولتاژ سمت شبکه این ترانسفورماتور، مبنای دستورالعمل می‌باشد. آزمون تحت بار باید در مقادیر زیر انجام شوند:

- حداقل جریان بهره برداری

- نزدیکترین جریان ممکن به جریان نامی و در ضریب توان واحد
- نزدیک ترین جریان ممکن به جریان نامی و در ضریب توان حداقل پیش فاز که به وسیله سازنده مشخص گردیده است.
- نزدیکترین جریان ممکن به جریان نامی و در ضریب توان حداقل پس فاز که به وسیله سازنده مشخص گردیده است.

•هدف

هدف این آزمون، اطمینان از توقف تزریق توان توسط دستگاه یا سیستم اتصال دهنده منابع پراکنده به شبکه در شرایط وجود افت ولتاژ در شبکه است.

•روش کار

این روال باید به ترتیب زیر انجام شود:

- بازدید ظاهری و عدم آسیب‌دیدگی رله
- کنترل مقادیر نامی ولتاژها با مشخصات نامی PT های مربوطه
- اعمال تنظیمات نهایی روی رله
- برنامه ریزی در رله‌های دیجیتالی و تنظیم تاریخ و ساعت
- کنترل وجود ولتاژ تغذیه DC رله و عدم وجود آلارم LED عیب داخلی
- اندازه‌گیری ولتاژهای Pick-up و Drop-out و تعیین درصد خطاهای عملکرد
- اندازه‌گیری زمان عملکرد رله و تعیین درصد خطا با توجه به نوع مشخصه زمانی در دو نقطه
- تحریک رله و مشاهده تارگت‌ها و یا LED های روی رله
- مراحل ۴ الی ۶ برای تمام فازها انجام گرفت
- قطع ولتاژ DC و مشاهده آلارم عیب داخلی روی رله و تابلوهای کنترل
- تحریک رله و مشاهده آلارم‌های تابلو کنترل
- تحریک رله و مشاهده قطع کلیدها
- تحریک رله و مشاهده عملکرد ثبات‌های حادثه و وقایع پست
- تعیین دقت اندازه‌گیری ولتاژها در رله‌های دیجیتالی
- آچارکشی و کنترل نهایی ترمینالها و مدارات بعد از انجام آزمایشات
- اندازه گیری ولتاژ DC و ولتاژ AC وقتی که رله در مدار قرار گیرد

- کنترل ترمینال‌های مخصوص PT در مدارات ولتاژ رله

۲-۳-۱۶-۲-آزمایش راه‌اندازی رله اضافه ولتاژ (۵۹)

•هدف

هدف این آزمون اطمینان از توقف تزریق توان توسط دستگاه یا سیستم اتصال دهنده منابع پراکنده به شبکه در شرایط وجود اضافه ولتاژ در شبکه است.

•روش کار

این روال باید به ترتیب زیر انجام شود:

- بازدید ظاهری و عدم آسیب‌دیدگی رله
- کنترل مقادیر نامی ولتاژها با مشخصات نامی PT های مربوطه
- اعمال تنظیمات نهایی روی رله
- برنامه ریزی در رله‌های دیجیتالی و تنظیم تاریخ و ساعت
- کنترل وجود ولتاژ تغذیه DC رله و عدم وجود آلارم LED عیب داخلی
- اندازه‌گیری ولتاژهای Pick-up و Drop-out و تعیین درصد خطاهای عملکرد
- اندازه‌گیری زمان عملکرد رله و تعیین درصد خطا با توجه به نوع مشخصه زمانی در دو نقطه
- تحریک رله و مشاهده تارگت‌ها و یا LED های روی رله
- مراحل ۴ الی ۶ برای تمام فازها انجام گرفت
- قطع ولتاژ DC و مشاهده آلارم عیب داخلی روی رله و تابلوهای کنترل
- تحریک رله و مشاهده آلارم‌های تابلو کنترل
- تحریک رله و مشاهده قطع کلیدها
- تحریک رله و مشاهده عملکرد ثبات‌های حادثه و وقایع پست
- تعیین دقت اندازه‌گیری ولتاژها در رله‌های دیجیتالی
- آچارکشی و کنترل نهایی ترمینالها و مدارات بعد از انجام آزمایشات
- اندازه گیری ولتاژ DC و ولتاژ AC وقتی که رله در مدار قرار گیرد
- کنترل ترمینال‌های مخصوص PT در مدارات ولتاژ رله

۲-۳-۱۶-۳-آزمایش راه‌اندازی رله اضافه جریان آنی (۵۰، ۵۰N)

مراحل اجرای آزمون راه‌اندازی رله اضافه جریان آنی به شرح زیر است.

- بازدید ظاهری و عدم آسیب‌دیدگی رله.
- اندازه‌گیری جریان pick-up، drop-out و تعیین درصد خطای عملکرد
- اندازه‌گیری جریان pick-up واحد لحظه‌ای رله.
- اندازه‌گیری زمان عملکرد رله در ۱۲۵٪ جریان تنظیمی (در صورتی که سازنده مقداری اعلام نکرده باشد.) (یا اندازه‌گیری زمان عملکرد رله در دو نقطه و تعیین درصد خطاها با توجه به مشخصه زمانی رله-ها)
- تحریک رله و ملاحظه قطع کلید، آلارم و ثبات‌ها.
- اندازه‌گیری ولتاژ DC و جریان‌ها و مقایسه ان با بار فیدر وقتی که رله در مدار می‌باشد.
- قطع ولتاژ DC و مشاهده آلارم عیب داخلی روی رله و تابلوی کنترل.

۲-۳-۱۶-۴-آزمایش راه‌اندازی رله اضافه جریان با زمان معین (۵۱، ۵۱N)

مراحل اجرای آزمون راه‌اندازی رله اضافه جریان با زمان معین به شرح زیر است.

- اندازه‌گیری جریان pick-up، drop-out
- اندازه‌گیری زمان عملکرد رله در ۱۲۵٪ جریان تنظیمی (در صورتی که سازنده مقداری اعلام نکرده باشد.)
- تحریک رله و ملاحظه قطع کلید، آلارم و ثبات‌ها.
- اندازه‌گیری ولتاژ DC و جریان رله در مدار می‌باشد.

۲-۳-۱۶-۵-آزمایش راه‌اندازی رله اضافه جریان با زمان معکوس (۵۱، ۵۱N)

مراحل اجرای آزمون راه‌اندازی رله اضافه جریان با زمان معکوس به شرح زیر است.

- اندازه‌گیری جریان pick-up، drop-out
- اندازه‌گیری زمان عملکرد رله با تزریق ۲ و ۴ برابر جریان تنظیمی (برابر رله‌های الکترومکانیکی ۲ و ۵ و ۱۰ برابر جریان تنظیمی)
- تحریک رله و ملاحظه قطع کلید، آلارم و ثبات‌ها.
- اندازه‌گیری ولتاژ DC و جریان وقتی که رله در مدار می‌باشد.

۲-۳-۱۶-۶- آزمایش راه‌اندازی رله اضافه جریان جهت دار با زمان معکوس (۶۷، ۶۷N)

مراحل اجرای راه‌اندازی رله اضافه جریان جهت‌دار با زمان معکوس به شرح زیر است.

- اندازه‌گیری جریان pick-up، drop-out با تزریق جریان در ولتاژ نـامی و در حـداقل ولتـاژ و در زاویـه مشخصه رله.
- اندازه‌گیری زمان عملکرد رله با تزریق ۲ و ۴ برابر جریان تنظیمـی (در مـورد رلـه‌هـای الکترومکـانیکی تزریق ۲، ۵ و ۱۰ برابر جریان تنظیمی) با ولتاژ نامی با زاویه مشخصه رله.
- اندازه‌گیری ناحیه عملکرد رله (زاویه حداقل و حداکثر) با تزریق ۱۲۰٪ جریان تنظیمی و ولتاژ نامی.
- تحریک رله و ملاحظه قطع کلید، آلارم و ثبات‌ها.
- اندازه‌گیری ولتاژ DC، ولتاژ AC، جریان و زاویه بین ولتاژ و جریان و مقایسه آن با بار خط وقتی که رله در مدار است.

۲-۳-۱۶-۷- فرآیند راه‌اندازی رله‌های وصل مجدد (کلید بازبست)

- بازدید ظاهری و عدم آسیب‌دیدگی رله
- کنترل مقادیر نامی ولتاژ DC
- اعمال تنظیمات نهایی روی رله
- برنامه‌ریزی در رله‌های دیجیتالی و تنظیم تاریخ و ساعت
- کنترل وجود ولتاژ تغذیه DC رله و عدم وجود آلارم عیب داخلی
- اندازه‌گیری زمان Dead time و تعیین درصد خطا
- اندازه‌گیری زمان Reclaim time و تعیین درصد خطا
- اندازه گیری سایر زمان‌های موجود (شـامل Fault time و blocking time و close pulse time) و تعیین درصد خطا
- آزمایش شمارنده‌های رله (counter) برای حالت‌های تکفاز و سه‌فاز
- آزمایش مربوط به عملکرد سه‌فاز و یا تکفاز رله وصل مجدد با ایجاد اتصالی‌های دوفاز و تک‌فاز
- تحریک رله حفاظتی مربوطه و مشاهده قطع و وصل مجدد کلید
- مشاهده حالت قفل رله وصل مجدد در طول Reclaim time و با ارسال فرمان تریـپ از رلـه حفـاظتی مربوطه
- وصل دستی کلید و مشاهده قفل رله وصل مجدد

- کنترل عملکرد رله سنکرون چک و مشاهده تارگت‌ها و یا LED های روی رله
- تحریک رله حفاظتی مربوطه و مشاهده تارگت‌ها و یا LED های روی رله
- قطع ولتاژ DC و مشاهده آلارم عیب داخلی روی رله و تابلوی کنترل
- تحریک رله حفاظتی مربوطه و مشاهده آلارم‌های تابلوهای کنترل
- تحریک رله حفاظتی و مشاهده عملکرد ثبات‌های حادثه و وقایع پست
- آچارکشی و کنترل نهایی ترمینال‌ها و مدارات بعد از انجام آزمایشات
- اندازه‌گیری ولتاژ DC وقتی که رله در مدار قرار می‌گیرد.
- کنترل عملکرد سلکتور سوییچ‌های موجود در مدار وصل مجدد کلیدها (در حالت off-on و single-pole و three-pole)

۲-۳-۱۶-۸- فرآیند راه‌اندازی رله‌های سنکرون چک

- بازدید ظاهری و عدم آسیب‌دیدگی رله
- کنترل مقادیر نامی ولتاژها با مشخصات نامی PT های مربوطه
- اعمال تنظیمات نهایی روی رله
- برنامه‌ریزی در رله‌های دیجیتالی و تنظیم تاریخ و ساعت
- کنترل امکانات نرم‌افزاری و سخت افزاری در رله‌های دیجیتالی جهت ارتباط با کامپیوتر
- کنترل وجود ولتاژ تغذیه DC رله و عدم وجود آلارم عیب داخلی
- اندازه‌گیری درصد اختلاف ولتاژ مورد نیاز جهت عملکرد رله و تعیین درصد خطا
- اندازه‌گیری اختلاف فرکانس مورد نیاز جهت عملکرد رله و تعیین درصد خطا
- اندازه‌گیری درصد اختلاف زاویه مورد نیاز جهت عملکرد رله و تعیین درصد خطا
- کنترل عملکرد رله سنکرون چک در شرایط مختلف با توجه به تنظیمات رله
- کنترل عملکرد رله سنکرون چک در ارتباط با وصل مجدد سه‌فاز
- آزمایش وصل اتوماتیک کلید از طریق رله سنکرون چک
- تحریک رله و مشاهده تارگت‌ها و یا LED های روی رله
- قطع ولتاز DC و مشاهده آلارم عیب داخلی روی رله و تابلوی کنترل
- اندازه گیری ولتاژ DC و ولتاژ AC و اختلاف دامنه ولتاژ و زاویه بین آن‌ها در حالتی‌که رله در مدار قرار گیرد.

- کنترل عملکرد سلکتور سوییچ‌ها در مدارات سنکرونیزاسیون
- وجود ترمینال‌های مخصوص PT در مسیر مدارات ولتاژ

۲-۳-۱۶-۹- فرآیند راه‌اندازی رله‌های فرکانس کم

- بازدید ظاهری و عدم آسیب‌دیدگی رله
- کنترل مقادیر نامی ولتاژها و فرکانس با مشخصات نامی PT های مربوطه
- اعمال تنظیمات نهایی روی رله
- برنامه‌ریزی در رله‌های دیجیتالی و تنظیم تاریخ و ساعت
- کنترل امکانات نرم‌افزاری و سخت‌افزاری در رله‌های دیجیتالی جهت ارتباط با کامپیوتر
- کنترل وجود ولتاژ تغذیه DC رله و عدم وجود آلارم عیب داخلی
- اندازه‌گیری فرکانس‌های Pick-up و Drop-out رله و تعیین درصد خطا
- اندازه‌گیری زمان عملکرد رله با اعمال ۹۹٪ فرکانس تنظیمی و تعیین درصد خطا
- اگر رله شامل چندین مرحله تنظیمی باشد، مراحل ۶ و ۷ برای تمامی فازها باید انجام گیرد.
- اندازه‌گیری ولتاژ بلوکه شدن رله و تعیین درصد خطا
- تحریک رله و مشاهده تارگت‌ها و یا LED های روی رله
- قطع ولتاژ DC و مشاهده آلارم عیب داخلی روی رله و تابلوی کنترل
- تحریک رله و مشاهده آلارم‌های روی تابلوی کنترل
- تحریک رله و مشاهده قطع کلید
- تحریک رله و مشاهده عملکرد ثبات‌های حادثه و وقایع پست
- تعیین دقت اندازه‌گیری فرکانس در رله‌های دیجیتالی
- اندازه‌گیری ولتاژ DC و ولتاژ AC وقتی که رله در مدار قرار گیرد
- وجود ترمینال‌های مخصوص PT در مدارات ولتاژهای رله

در مواردی که در مدت بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده اتفاقات زیر رخ می‌دهد، لازم است آزمون‌های مربوطه مجددا انجام شود:

- الف) عناصر سخت‌افزاری و یا نرم افزاری از سیستم اتصال داخلی تغییر می‌یابد.
- ب) عناصری از سیستم اتصال داخلی با تعویض قطعاتی متفاوت از ساختار اولیه نصب شده، تعمیر شوند.

لازم به ذکر است سیستم اتصال داخلی شامل ژنراتورها، کلید قدرت، کلید سنکرون کننده، تجهیزات حفاظتی، ترانس قدرت و کابل‌های ارتباطی تا سر نقطه اتصال مشترک (PCC) است و تغییر در هر کدام ار این تجهیزات سبب می‌شود که آزمون‌های راه‌اندازی مربوط به آن تجهیز در آزمون دوره‌ای نیز تکرار شود.

۳- آزمون‌های دوره‌ای

۳-۱- مقدمه

در زمان راه‌اندازی، یک روند آزمون دوره‌ای مکتوب باید میان مالک تجهیز و بهره‌بردار شبکه مورد توافق قرار گیرد. روند آزمون دوره‌ای معمولاً توسط سازنده تجهیز داده می‌شود. این روند باید پروسه‌ای را برای انجام آزمون ارائه دهد که تایید می‌کند توابع حفاظتی سیستم اتصال داخلی به درستی کار می‌کنند.

اولین دوره‌ی انجام این آزمون‌ها ۳ سال و در دوره‌های بعدی ۲ سال پیشنهاد می‌شود [۱].

این آزمون‌ها شامل دو بخش خواهند بود:

- آزمون تجهیزات و تاسیسات به صورت دوره‌ای

هدف از این آزمون اطمینان از عملکرد صحیح سایر تجهیزات و تاسیسات موجود در سیستم است. در این آزمون قسمت‌های مختلفی از سیستم که وجود نقص در هر یک از آن‌ها می‌تواند عملکرد کل سیستم را تحت تاثیر قرار دهد بررسی می‌شوند. عمدتاً آزمون‌هایی که در این بخش مورد استفاده قرار می‌گیرد همان آزمون‌هایی هستند که در در بخش آزمون‌های راه‌اندازی معرفی گردید.

- آزمون پس از تغییر در تجهیزات سیستم اتصال داخلی و یا تنظیمات توابع حفاظتی

در مواردی که در مدت بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده:

- ✓ عناصر سخت افزاری و یا نرم افزاری از سیستم اتصال داخلی تغییر یابند.
- ✓ عناصری از سیستم اتصال داخلی با تعویض قطعاتی متفاوت از ساختار اولیه نصب، تعمیر شوند.

لازم است آزمون های مربوطه دوباره انجام شوند. این آزمون‌ها در هر سه نوع منابع تولید پراکنده شامل اینورتری، و غیراینورتری شامل توربین بادی و ژنراتور سنکرون (CHP) می‌تواند انجام شود [۲۸].

در مواردی که تغییرات در تجهیزات شبکه از سوی شرکت برق انجام می‌شود و یا از سوی مالک منبع تولید پراکنده انجام شود تنظیمات حفاظتی تغییر یافته و لازم است که توابع حفاظتی تغییر یافته دوباره تست شوند.

نکات مربوط به آزمایش‌های دوره‌ای که در ارتباط با بعضی از تجهیزات قدرت وجود دارد در ادامه گزارش آورده شده است [۲۲].

۳-۲- آزمایش دوره‌ای ترانسفورماتور جریان (CT)

ترانسفورماتورهای جریان در دوران بهره‌برداری دارای آزمایشات دوره‌ای نمی‌باشند. تنها بازدید و آچارکشی ترمینال‌ها و سیم‌زمین کافی خواهد بود. این دستگاه‌ها فقط در موارد زیر مورد آزمایش قرار می‌گیرند:

- در آزمون‌های راه‌اندازی پست‌ها
- هنگام بروز حوادثی نظیر ترکیدن کلیدها، برقگیرها، اتصالی شدید روی شینه‌ها.
- در صورتی که تشخیص داده شود که مدار CT مدتی بازمانده است.
- پس از بررسی حوادث و تشخیص احتمال وجود عیب در CT ها و یا مدارات آن‌ها.

مراحل اجرای این آزمون به شرح زیر است.

- آزمایش عایقی با استفاده از دستگاه مگر:
- عایقی بین اولیه و ثانویه (۵۰۰۰ ولت)
- عایقی بین اولیه و زمین (۵۰۰۰ ولت)
- عایقی بین ثانویه و زمین (۲۵۰۰ ولت)
- آزمایش پلاریته با استفاده از باتری (۳ تا ۱۲ ولت) و آمپرمتر DC و تطابق پلاریته بدست آمده با نقشه
- آزمایش منحنی اشباع.
- تزریق ولتاژ AC از صفر تا مقدار ولتاژ زانویی منحنی
- آزمایش نسبت تبدیل
- تزریق جریان به مدار اولیه به میزان حداقل ۱۰ ٪ مقدار نامی و اندازه‌گیری آن در مدار ثانویه
- اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچی ثانویه با استفاده از دستگاه‌های اندازه‌گیری مقاومت (پل وتستون)
- اندازه‌گیری ظرفیت مدار ثانویه با تزریق جریان AC به اندازه جریان نامی و اندازه‌گیری ولتاژ

۳-۳- آزمایش دوره‌ای ترانسفورماتور ولتاژ

ترانسفورماتورهای ولتاژ در زمان بهره‌برداری آزمایش دوره‌ای نمی‌شوند. تنها بازدید و آچارکشی ترمینال‌ها و سیم زمین به صورت سالانه کافی خواهد بود.

ترانسفورماتورهای ولتاژ در موارد زیر مورد آزمایش قرار می‌گیرند:

- آزمون‌های راه‌اندازی پست‌ها
- هنگام بروز حوادثی که موجب وارد شدن خسارت بر تجهیزات پست می‌گردد.

- در صورت مشاهده عدم دقت در ولتمترها.
- پس از بررسی حوادث و تشخیص احتمال وجود عیب در ترانسفورماتورهای ولتاژ و یا مدارات آن‌ها.

مراحل اجرای این آزمون به شرح زیر است:

- آزمایش عایقی با استفاده از مگر:
  - ✓ عایقی بین اولیه و ثانویه (۵۰۰۰ ولت)
  - ✓ عایقی بین اولیه و زمین (۵۰۰۰ ولت)
  - ✓ عایقی بین ثانویه و زمین (۵۰۰ ولت)
- آزمایش پلاریته با استفاده از باتری (۳ تا ۱۲ ولت) و آمپرمتر DC و تطابق پلاریته بدست آمده با نقشه‌ها

۳-۴- آزمایش نسبت تبدیل

- تزریق ولتاژ به مدار اولیه و اندازه‌گیری آن در مدار ثانویه
- اندازه‌گیری ظرفیت مدار ثانویه با تزریق ولتاژ AC به اندازه ولتاژ نامی و اندازه‌گیری جریان عبوری از مدار
- اندازه‌گیری ظرفیت خازنی (ترانس ولتاژ خازنی)
- آزمایش دوره‌ای مدارات قطع و وصل و اینترلاک کلید و سکسیونرهای ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت:

مراحل اجرای آزمون نسبت تبدیل به شرح زیر است.

- اندازه‌گیری ولتاژ DC بر روی کنتاکتورهای مسیر
- قطع و وصل کلید و سکسیونرهای مربوطه و تکرار قسمت اول
- اندازه‌گیری ولتاژ DC بر روی تابلوهای کنترل و نشان‌دهنده

۳-۵- تابلوهای تغذیه جریان مستقیم

تابلوهای تغذیه جریان مستقیم بایستی به صورت دوره‌ای روزانه، هفتگی و ماهیانه مورد بازدید قرار گیرند.

۳-۵-۱- بازدید دوره‌ای

بازدیدهای دوره‌ای در پیدا کردن نقص‌های احتمالی و اشکالات به‌وجود آمده در هر یک از اجزا سیستم LVDC از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. لذا باید اطلاعات بدست آمده از این بازدیدها ثبت و با نتایج بازدید دوره قبلی مقایسه گردد.

۳-۵-۲- بازدید روزانه

موارد زیر در بازدید روزانه از تابلوهای تغذیه جریان مستقیم بایستی مورد لحاظ قرار گیرند.

- وضعیت ظاهری باتری‌ها از نظر نشتی باتری‌ها و سولفاته شدن.
- طبیعی‌بودن سطح الکترولیت باتری‌ها
- سالم بودن هواکش، روشنایی و گرم‌کننده اتاق باتری
- سالم بودن لامپ‌های نشان دهنده و آلارم‌ها، کلیدها، سیم‌ها و ترمینال‌های شارژر
- عادی‌بودن ولتاژ و جریان شارژر
- وضعیت نظافت اتاق باتری

۳-۵-۳- بازدید هفتگی

موارد زیر در بازدید هفتگی از تابلوهای تغذیه جریان مستقیم بایستی مورد لحاظ قرار گیرند.

- سالم یا معیوب بودن وضعیت ظاهری باتری‌ها
- سالم یا معیوب بودن آمپرمتر و ولتمتر مربوط به سیستم شارژر
- کامل یا ناقص بودن پیوستگی و اتصالات باتری‌ها
- طبیعی یا غیرطبیعی بودن سطح الکترولیت باتری‌ها
- سالم یا معیوب بودن سیستم تهویه و روشنایی اتاق باتری
- سایر اشکالات مشاهده شده

۳-۵-۴- بازدید ماهیانه

موارد زیر در بازدید ماهانه از تابلوهای تغذیه جریان مستقیم بایستی مورد لحاظ قرار گیرند.

- سالم یا معیوب بودن باتری‌ها از نظر شکستگی و ترک بدنه
- سالم یا معیوب وبدن در تابلو از لحاظ ورود آب یا گرد و غبار
- وجود یا عدم وجود سولفاته در اتصالات باتری‌ها
- سالم یا معیوب بودن لامپ‌های آلارم و نشان‌دهنده‌های شارژر
- سالم یا معیوب بودن وسیله حفاظتی ارتباط شارژر به باتری
- نیاز یا عدم نیاز به گریسکاری سر ترمینال‌ها
- نیاز یا عدم نیاز نظافت باتری و شارژر

- محکم بودن یا نبودن سیم‌های ارتباط دهنده باتری و شارژر
- سالم یا معیوب بودن روشنایی و گرمکن تابلو
- طبیعی یا غیرطبیعی بودن عملکرد شارژر در حالت‌های شارژ شناور، سریع، اتوماتیک و دستی
- وصل یا قطع ولتاژ ورودی AC وتعیین مقدار ولتاژ
- کامل یا ناقص بودن سیستم اتصال زمین باتری و شارژر
- کامل یا ناقص بودن وسایل ایمنی ضروری در اتاق باتری

۳-۶- سرویس دوره‌ای تابلوی LVDC

جهت سرویس دوره‌ای تابلوی LVDC بایستی موارد زیر درنظرگرفته شود.

- بررسی بدنه تابلو از نظر رنگ، قفل و آب بندی.
- کنترل وضعیت روشنایی، ترموستات و هیتر جهت عدم وجود شبنم و آچارکشی ترمینال‌ها.
- کنترل و آزمون فیوزها، لامپ‌ها، کنتاکت‌ها و کویل‌های مربوط به رله، کنتاکتورها رله‌های حرارتی حفاظتی و اتصالات مربوطه.
- آزمون مقاومت عایقی کابل‌های سیستم تغذیه و مدارات حفاظتی و کنترل و اندازه‌گیری.
- تمیز نمودن داخل تابلوها و ترمینال‌ها و اتصالات از گرد و غبار و زنگ‌زدگی.
- تعمیر و یا تعویض تیغه کنتاکت در کلیدهای اتوماتیک و کنتاکتورها در صورت نیاز
- بررسی آب‌بندی بودن در تابلو از نظر عدم ورود آب یا گرد و خاک.
- بررسی نمودن کابل‌ها از نظر خوردگی.

۳-۷- نگهداری و بازرسی تابلوهای فشار متوسط

تابلوهای فشار متوسط یک پست اهمیت فراوانی در بین سایر تجهیزات پست دارند. بروز یک خطا در این تابلوها باعث اختلال در شبکه و توقف در کار عادی سایر تجهیزات پست یا آسیب رسیدن به آن‌ها می‌گردد که هریک از این موارد خسارت زیادی را به دنبال خواهد داشت.

بهره‌برداری مطمئن و درست از یک پست مستلزم بازرسی و مواظبت دائمی تابلوهای آن، نگهداری و سرویس آن‌ها طبق برنامه، و انجام آزمون‌های جاری و دوره‌ای روی این تجهیزات می‌باشد.

بازرسی تابلوهای برق می‌باید به صورت منظم و دوره‌ای انجام گیرد. در این بازرسی می‌بایست کلیه تجهیزات برقی و لوازم داخل تابلوها با دقت معاینه شوند و کارکرد درست آن‌ها مورد آزمایش قرار گیرد. فواصل دوره‌های بازرسی و نکات مربوطه به آن می‌باید به صورت زیر در برنامه تعمیر و نگهداری پست گنجانده شود:

- تابلوها می‌باید به طور متوسط هر ۳ ماه یک‌بار بازرسی شوند.
- هربار که یک اتصال کوتاه در شبکه رخ می‌دهد و از طریق پست قطع می‌شود، کلیه تجهیزات پست به ویژه تابلوها و کلیدهایی که اتصال کوتاه را قطع کرده‌اند می‌باید مورد بازرسی قرار بگیرند.
- تجهیزات و متعلقات تابلوها باید به طور متناوب از گرد و خاک پاک شوند. این تجهیزات معمولا در زمان تعمیرات جاری تمیز می‌گردند.
- در صورتی که تجهیزات روغنی از قبیل خازن یا دژنکتور روغنی در پست وجود داشته باشد باید بازرسی روغن و تعمیر آنها با دقت ویژه و طبق دستورالعمل‌های سازنده انجام گیرد.

۳-۸- تعمیرات دوره‌ای تابلوها

تعمیرات ادواری تابلوهای برق برنامه نگهداری تجهیزات پست باید در دوره‌های سرویس این تجهیزات گنجانیده شود. اکثر موارد مطرح شده در این بخش به صورت بازدید چشمی انجام می‌شود.

از طرفی تعمیرات مقطعی بر روی تابلوهای برق به منظور برطرف نمودن آسیب‌هایی که در هنگام بازرسی تابلوها مشخص گردیده است ضروری می‌باشد.

موارد اصلی کار تعمیرات دوره‌ای تجهیزات کلیدخانه و تابلوهای برق به شرح زیر است:

- بازدید سرتاسری از داخل تابلوها، پاک کردن تجهیزات و تمیز نمودن قسمت‌ها و متعلقات داخلی تابلوها.
- معاینه قفل و بست‌ها، مفصل و لولاها و سفت کردن پیچ‌ها، گیره‌ها، شینه‌ها و اتصالات.
- تعویض مقره‌های آسیب دیده.
- معاینه دقیق اتصالات سیستم زمین
- معاینه کشویی‌ها در تابلوهای مونتاژ شده در کارخانه و تعویض فیوزها در صورت لزوم
- معاینه کارکرد رله‌های حفاظتی و وسایل اندازه‌گیری و چراغ‌های سیگنال روی تابلو.
- معاینه چراغ روشنایی داخل تابلو و عملکرد کلید فشاری متصل به درب آن.
- بازدید اتصالات، سرکابل‌ها و ترمینال‌ها و اطمینان از صحت کلیه اتصالات مدارهای داخلی و خارجی تابلو.

۳-۹- تعمیر و نگهداری و بازرسی سیستم فتوولتاییک

به طور کلی سیستم‌های فتوولتاییک به دلیل عدم وجود سیستم‌های متحرک به سیستم‌های بدون نیاز به تعمیر و نگهداری معروف هستند. هرچند این سیستم‌ها نیز به تعمیر و نگهداری اندکی نیاز دارند.

توصیه می‌گردد که فعالیت‌های مربوط به تعمیر و نگهداری و بازرسی سیستم هر شش ماه یکبار انجام گردد. ماژول‌های فتوولتاییک نیازمند به بازدید بصری جهت رویت آسیب‌دیدگی احتمالی پنل‌ها، کثیف‌شدن آنها و یا ایجاد سایه توسط سازه‌های مجاور سیستم می‌باشند.

بازرسی لوازم جانبی سیستم فتوولتاییک از لحاظ عدم خوردگی تجهیزات الزامی است. اتصالات مربوط به اینورتر، وضعیت حفاظت در برابر صاعقه وفیوزهای مربوط به اینورتر می‌بایست مورد بازرسی قرار گیرند.

۳-۱۰-تست های دوره‌ای توربین بادی

سیستم توربین بادی در طی بهره‌بردای به وسیله ترکیبی از نگهداری‌های پیشگیرانه و تست‌های و بازدیدهای دوره‌ای مانیتور می‌شود. تست‌ها و بازدیدهای دوره‌ای با هدف تشخیص آسیب‌های صدمات احتمالی و کاهش آنها انجام می‌شود. وظایف بازدیدها و تست های دوره‌ای شامل بازدید از ژنراتور سیستم توربین بادی، ایمنی تجهیزات و همچنین پایداری ساختمان توربین بادی می‌باشد. همچنین بررسی شرایط کنونی نیز مد نظر می‌باشد.

بازدیدهای دوره‌ای در بازه‌های زمانی مشخص به وسیله کارشناس در مورد موتور، روتور، پره‌ها و سازه پشتیبانی (برج و قسمت قابل مشاهده از فوندانسیون) انجام می‌شود. فاصله‌های انجام بازرسی‌ها وابسته به نوع اجازه بازرسی، نوع تایید کارشناس در رابطه با وضعیت سیستم توربین بادی می‌باشد [۲۲].

لازم است که بازدیدهای دوره‌ای از سیستم تولید بادی با اپراتور سیستم تولید بادی در بازه‌های مشخص هماهنگ شود. اپراتور لازم است که پیش‌نیازهای مورد نیاز برای انجام یک بازدید دوره‌ای مطلوب فراهم باشد. به طور ویژه گزارش و اسناد مورد نیاز برای بررسی در طی تست‌های دوره ای فراهم باشد.

به عنوان یک قانون، بازدیدهای دوره‌ای به وسیله یک شرکت متخصص به منظور پایش و نگهداری سیستم به صورت منظم و در فواصل کوتاه زمانی انجام می‌گیرد. دوره‌های زمانی بازدید دوره‌ای بر اساس مفهوم بازدیدهای منظم است.

یک کارشناس مجرب دارای صلاحیت یک خلاصه وضعیت از سیستم تولید توربین بادی به عنوان نتیجه بررسی‌های شخصی و بررسی اسناد مانیتورینگ و تعمیر و نگهداری تهیه می‌کند. سرویس تست‌های دوره‌ای با هدف بررسی شرایط ماشین ژنراتور سیستم تولید بادی، تجهیزات ایمنی و پایداری ساختمان توربین بادی انجام می شود.

- **برج و فوندانسیون**

بازدیدهای شهودی برج و فوندانسیون یک دید کلی از وضعیت عمومی توربین بادی ارائه می‌دهد. این بازرسی‌ها همچنین شامل قسمت‌های داخلی فوندانسیون، لنگرهای تنش . خود برج را شامل می‌شود. درها و تجهیزات نصب شده در برج مانند نردبان‌ها، حفاظت حریق، صفحات ایمنی و غیره نیز شامل این بازرسی است. بنابراین می‌توان شکاف‌ها، آسیب‌ها، خوردگی‌ها و به طور ویژه اتصالات و تخلیه آب را شناسایی کرد [۲۴].

- **اندازه گیری لرزش‌ها**

می توان با نصب سنسورهای اندازه‌گیری لرزش، مقدار لرزش بلبرینگ اصلی، جعبه دنده و ژنراتور را اندازه‌گیری نمود. اندازه‌گیری‌ها در طی شرایط کاری عادی توربین انجام می‌شوند تا به خطاهای احتمالی یاتاقان‌ها و دیگر تجهیزات پی برد. همچنین به وسیله اندازه گیری لرزش‌ها قابلیت تشخیص دقیق آسیب تجهیزات مشخص و عدم تعادل بین ژنراتور و گیربکس وجود دارد.

- **بازرسی‌های دمانگاری**

یک بازرسی گرمایی که در واقع یک تست غیر مخرب قسمت‌ها، مواد تشکیل دهنده و کلیت سیستم به وسیله اندازه گیری دمای سطحی انجام می‌شود. این‌گونه بازرسی‌ها همچنین برای پایش شرایط تجهیزات الکتریکی مانند کابینت‌های برقی، ترانسفورماتورها و ژنراتورها انجام می‌شود.

دمانگاری همچنین برای بررسی شرایط پره‌های توربین نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد. به منظور انجام دمانگاری برای پره‌ها لازم است که گرم شوند. این گونه از بازرسی به طور معمول در محیط کارگاهی انجام می‌شود.

- **آنالیز روغن**

بازرسی منظم تغییرات فیزیکی و شیمیایی روغن های مورد استفاده در جعبه دنده، ژنراتور و سیستم هیدرولیک توربین بادی می‌تواند مشخص کننده خطاهای احتمالی آینده باشد.

روغن با تمامی تجهیزات سیستم در تماس است. بنابراین می‌توان با بررسی دمای روغن، آلودگی‌ها به شرایط سیستم پی‌برد.

۳-۱۱-آزمون‌های دوره‌ای ژنراتور سنکرون

سیستم اتصال داخلی شامل ژنراتور سنکرون، کلید قدرت، کلید سنکرون‌کننده، تجهیزات حفاظتی، ترانسفورماتور قدرت و کابل‌های ارتباطی تا سر نقطه اتصال مشترک (PCC) می‌باشد و تغییر در هر کدام از این تجهیزات باعث می‌شود که آزمون‌های راه‌اندازی مربوط به آن تجهیز در آزمون دوره‌ای نیز تکرار شود. در واقع آزمون‌های دوره‌ای

ژنراتور سنکرون مجزا نبوده و همان آزمون‌های راه‌اندازی هستند که در صورت نیاز و تحت شرایط خاصی می‌توانند به عنوان آزمون دوره‌ای تکرار شوند و عملکرد صحیح تجهیزات نیروگاه را مورد صحت سنجی قرار دهند.

در مواردی که تغییرات در تجهیزات شبکه از سوی شرکت برق انجام می‌شود و تغییرات در تجهیزات سیستم اتصال داخلی از سوی مالک منبع تولید پراکنده انجام می‌شود و باعث شود که تنظیمات توابع حفاظتی تغییر یابد لازم است توابع حفاظتی تغییر یافته مجدداً تست شوند [۱، ۲۴].

در زمان راه‌اندازی، روند تست‌های دوره‌ای می‌بایست میان بهره‌بردار و مالک نوشته شده و در مدت زمان تعیین شده به ژنراتور سنکرون اعمال شود. تست‌های دوره‌ای معمولا توسط سازندگان تجهیز پیشنهاد و انجام می‌شوند. مانند بقیه منابع تولید پراکنده در تست‌های دوره‌ای ژنراتور سنکرون نیز بازه زمانی میان تست‌ها باید در ابتدای توافق مشخص و ثبت گردد [۱۰].

هم‌چنین در این نوع نیروگاه، تست‌هایی که برای تجهیزات و تاسیسات در دوره راه‌اندازی انجام شد در زمان راه اندازی نیز می‌بایست در صورت نیاز تکرار شود.

مراجع

[۱]. "راهنمای آزمون تجهیزات جهت اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق"، شرکت توانیر، بهمن ۱۳۹۲.

[2]. "Photovoltaic System Commissioning and Testing A Guide for PV System Technicians and Engineers", 2010.

[3]. IEC 62446, "Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection".

[4]. IEA, "International guideline for the certification of photovoltaic system components and grid-connected systems", Task V Report IEA-PVPS T5-06: 2002, February 2002.

[5]. "Commissioning, Maintenance, and Troubleshooting", http://ecgllp.com/.

[۶]. "دستورالعمل آزمون اتصال مولد مقیاس کوچک به شینه فشار متوسط پست‌های فوق توزیع "، شرکت توانیر، ۱۳۸۸.

[7]. IEEE Std 929, "IEEE recommended practice for utility interface of photovoltaic systems", 2000.

[۸]. راهنمای طراحی سیستم‌های فتوولتاییک به منظور تامین انرژی الکتریکی به تفکیک اقلیم و کاربری"، سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور، ۱۳۹۳.

[۹]. شرکت توانیر، "استاندارد صنعت برق ایران- مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی"، کیفیت برق، ۱۳۸۹.

[10]. IEEE Std. 1547.1, "IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", 2008.

[11]. IEEE Std. 1547, "IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems", 2008.

[12]. Procedure For The Testing and Commissioning of Grid Connected Photovoltaic Systems in Malasyia", Sustainable Energy Development Authority (SEDA) Malasyia, 2014.

[۱۳]. بابک فرهنگی، شاهرخ فرهنگی، مجید صنایع پسند، "پیشنهاد تدوین استاندارد برای سیستم‌های فتوولتاییک متصل به شبکه"، بیستمین کنفرانس بین المللی برق، ۲۰۰۵ میلادی.

[۱۴]. "سامانه‌های فتوولتاییک متصل به شبکه- حداقل الزامات برای مستندسازی، آزمون‌های راه‌اندازی و بازرسی سامانه"، سازمان ملی استاندارد ایران، مرداد ۱۳۹۲.

[15]. IEEE Std. 1547.7, “IEEE guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection”, 2013.

[16]. IEEE Std. 1547.2, “IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems”, 2008.

[17]. IEC 61400-21. “Wind Turbine Generator Systems” ,2008.

[18]. International Electrotechnical Commission. “Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage.” White Paper, 2012.

[۱۹]. ضوابط اتصال و بهره‌برداری نیروگاه‌های بادی بزرگ به شبکه سراسری برق–نشریه شماره ۶۵۰–تدوین سال ۱۳۹۲.

[۲۰]. شرکت توانیر "استاندارد صنعت برق ایران–مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق)". ۱۳۸۱

[21]. Center for Wind Energy Technology, "Indian Wind Grid Code [Draft]", India, 2009

[22]. “Principles for the "Recurring Periodic Inspection of Wind Turbine Generator Systems"”. Available at: https://www.wind-energie.de

[23]. “SGC guide for periodic inspection of wind turbine” available at: SGCeng.com

[۲۴]. دستورالعمل شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران تدوین سال ۱۳۹۲.

[25]. “CHP Interconnection Equipment Analysis”, GTI PROJECT NUMBER 21790, UTD 2.15.O, June 2016.

[26]. “Connecting to the Grid, A Guide to Distributed Generation Interconnection”, Interstate Renewable Energy Council (IREC) Issues Sixth Edition 2009.

[27]. IEC 61400-21. “Wind Turbine Generator Systems” ,2008.

[28]. International Electrotechnical Commission. “Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage.” White Paper, 2012.

[۲۹]. "تجربیات عملی در تست و راه‌اندازی پست‌های فوق توزیع و انتقال"، شرکت سهامی برق منطقه‌ای باختر، زمستان ۱۳۹۳.

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: الزامات و قیود بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده در حالت‌های جدا و متصل به شبکه

کد گزارش: PSTPN05/T5

عنوان پروژه :تدوین دستورالعمل فنی و اجرایی اتصال مولدهای تولید پراکنده به شبکه

مدیر پروژه : مصطفی گودرزی

کارفرما:پژوهشگاه نیرو

تهیه کننده: گروه پژوهشی تجهیزات خط و پست

تاریخ: دی ماه ۱۳۹۶

فهرست مطالب

۱-چکیده ۱

۲-مقدمه ۱

۳-تعاریف مورد نیاز ۳

۴-بررسی قیود و الزامات فنی بهره برداری از منابع تولید پراکنده ۴

۴-۱- منابع تولید پراکنده اینورتری (از نوع فتوولتاییک) ۴

۴-۱-۱-مقدمه ۴

۴-۱-۲-چگونگی در مدار آوردن منابع تولید پراکنده اینورتری ۵

۴-۱-۳-تشخیص حالت جزیره ۸

۴-۱-۴-اتصال مجدد سیستم فتوولتاییک به شبکه بعد از رفع خطای شبکه و سنکرون شدن با آن ۹

۴-۱-۵-مدهای بهره برداری منابع تولید پراکنده اینورتری ۱۰

۴-۱-۶-نحوه هماهنگی برای اتصال به شبکه (روشن و خاموش کردن نیروگاه خورشیدی) ۱۰

۴-۱-۶-۱- روشن/خاموش نمودن اینورتر ۱۲

۴-۱-۶-۲- مدهای عملکردی اینورتر ۱۳

۴-۱-۶-۳- سرویس و نگهداری اینورتر ۱۵

۴-۱-۶-۴- سیستم ارتباطی اینورترها ۱۵

۴-۲- منابع تولید پراکنده غیراینورتری ۱۸

۴-۲-۱-نکات مربوط به بهره برداری منابع تولید پراکنده از نوع CHP ۱۸

۴-۲-۱-۱- اصول بهره برداری از نیروگاه CHP ۱۸

۴-۲-۱-۲- استراتژی کنترل نیروگاه CHP ۱۹

۴-۲-۱-۳- سیستم های توزیع شده برای کنترل کلی نیروگاه ۲۰

۴-۲-۱-۴- خاموشی های مدیریت شده و برنامه ریزی شده نیروگاه ۲۰

۴-۲-۱-۵- آموزش کارکنان ۲۱

۴-۲-۱-۶- موارد ایمنی مرتبط با بهره برداری نیروگاه ۲۱

۴-۲-۲- نکات مربوط به بهره برداری منابع تولید پراکنده از نوع نیروگاه های بادی ۲۱

۴-۲-۲-۱- مقدمه ۲۱

۴-۲-۲-۲- الزامات پایش و کنترل توربین های بادی ۲۲
۴-۲-۲-۳- –ثبت وقایع ۲۳
۴-۲-۲-۴- توقف اضطراری ۲۴
۴-۲-۲-۵- قطع توان ۲۵
۴-۲-۳-چگونگی در مدار آوردن منابع تولید پراکنده غیراینورتری ۲۶
۴-۲-۳-۱- اتصال منبع تولید پراکنده خاموش به شبکه ۲۷
۴-۲-۳-۲- منبع تولید پراکنده در حال کار به صورت مستقل و اتصال آن به شبکه برق ۳۱
۴-۲-۳-۳- مودهای بهره برداری از منابع تولید پراکنده غیراینورتری ۳۵
۵-موارد و نکات مشترک میان منابع تولید پراکنده اینورتری و غیراینورتری ۳۶
۵-۱- تامین مصارف داخلی منابع تولید پراکنده ۳۶
۵-۲- تشکیل جزایر ناخواسته در شبکه ۳۷
۵-۳- نگرانی های سیستم توزیع محلی ۳۸
۵-۴- نحوه هماهنگی و تعامل بین بهره بردار شبکه و اپراتور منبع تولید پراکنده ۳۹
۵-۴-۱-اپراتور مولد تولید پراکنده ۳۹
۵-۴-۲-ورود و خروج مولد در شبکه توزیع ۴۰
۵-۴-۳-هماهنگی در هنگام انجام مانور در شبکه و نیروگاه تولید پراکنده ۴۰
۵-۴-۴-اطمینان از ارسال مطمئن فرمان قطع و بازشدن کلید ۴۱
۵-۴-۵-به کارگیری مسیرهای متفاوت در مدارات حفاظتی ۴۲
۵-۴-۶-نیازمندی های سیستم حفاظتی مرتبط با بهره‌برداری ۴۲
۵-۴-۷-بخش اتوماسیون، مانیتورینگ و چگونگی ارتباط با مرکز کنترل و دیسپاچینگ ۴۴
۵-۴-۷-۱- سیستم های مانیتورینگ در نیروگاه های فتوولتاییک (PV) ۴۴
۵-۴-۷-۲- سیستم های مانیتورینگ در نیروگاه های CHP ۴۵
۵-۴-۷-۳- فراهم سازی بسترهای مخابراتی ۴۶
۶-مراجع ۴۸

فهرست اشکال

شکل (۴-۱): اینورتر تریستوری کموتاسیون خطی ۴
شکل (۴-۲): اینورتر تریستوری مدولاسیون پهنای پالس ۵
شکل (۴-۳): در مدار آوردن منابع تولید پراکنده اینورتری ۷
شکل (۴-۴): نیروگاه تولید پراکنده اینورتری ۸
شکل (۴-۵): جمع آوری داده ها توسط ثبات SOLARINFO از طریق RS485 ..... ۱۶
شکل (۴-۶): جمع آوری داده توسط PC از طریق باس RS485 ..... ۱۶
شکل (۴-۷): جمع آوری داده ها توسط ثبات SOLARINFO و PC از طریق باس RS485 ..... ۱۷
شکل (۴-۵): مودهای عملکرد موازی و جزیرهای ۲۶
شکل (۴-۶): حالت های ممکن برای در مدار آوردن منابع تولید پراکنده غیراینورتری ۲۷
شکل (۴-۷): نیروگاه تولید پراکنده بدون بار محلی ۲۸
شکل (۴-۸): نیروگاه تولید پراکنده همراه با بار محلی (بدون ترانسفورماتور اختصاصی) ۳۰
شکل (۴-۹): نیروگاه تولید پراکنده همراه با بار محلی (با ترانسفورماتور اختصاصی) ۳۲
شکل (۴-۱۰): سنکرون کردن منبع تولید پراکنده دارای بار محلی با شبکه (بدون ترانسفورماتور اختصاصی) ۳۳
شکل (۴-۱۱): سنکرون کردن منبع تولید پراکنده دارای بار محلی با شبکه ۳۴
شکل (۵-۱): مدار معادل تک خطی فیدرهای خروجی پست ۳۷
شکل (۵-۲): لاجیک قطع بریکر فیدرهای نیروگاه ۳۸

فهرست جداول

جدول (۴-۱): معیار و محدوده های مجاز جهت سنکرون کردن مبدل سیستم فتوولتاییک به شبکه ۱۰
جدول (۴-۲): مراحل شروع به کار نیروگاه فتوولتاییک متصل به شبکه ۱۱
جدول (۴-۳): مراحل خاموش سازی نیروگاه فتوولتاییک متصل به شبکه ۱۲
جدول (۴-۴): مراحل روشن نمودن اینورتر در یک نیروگاه نمونه ۱۷
جدول (۴-۵): مراحل خاموش نمودن اینورتر در یک نیروگاه نمونه ۱۷

۱-چکیده

پس از این‌که در اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه بررسی‌های فنی ضروری انجام شد و تجهیزات فنی مناسب جهت برقرار نمودن اتصال این منابع به شبکه نصب گردید، در صورت موفقیت‌آمیز بودن تست‌های متنوع راه‌اندازی و اتصال این منابع به شبکه اجازه اتصال و بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده داده می‌شود. چالش مهمی که در برابر بهره‌برداران شبکه وجود دارد، چگونگی بهره‌برداری از شبکه و مولدهای پراکنده در شرایط مختلف است. بدین منظور می‌بایست دستورالعمل به‌خصوصی برای بهره‌برداری از شبکه در حالات مختلف و با درنظرگیری الزامات مربوطه تهیه شود.

هماهنگی اپراتور منابع تولید پراکنده با بهره‌بردار شبکه در شرایط مختلف بهره‌برداری باید به درستی انجام شود. یکی از اهداف این راهنما ایجاد هماهنگی میان آن‌ها است. نکته مهم در این موضوع جدانمودن وظایف بهره‌بردار منبع تولید پراکنده از بهره‌بردار شبکه در عین لزوم هماهنگی با یکدیگر می‌باشد.

۲-مقدمه

استفاده از منابع تولید پراکنده برای تولید انرژی الکتریکی در سیستم‌های قدرت در چند سال اخیر رشد چشمگیری داشته است. قابلیت‌های متنوعی که تولید پراکنده ایجاد نموده است از جمله دلایل اصلی تمایل به نصب و بهره‌برداری از این منابع در شبکه محسوب می‌شود. این قابلیت‌ها عبارتند از: افزایش راندمان تولید، افزایش ضریب اطمینان در پدافند غیرعامل، کاهش تلفات سیستم، کاهش سرمایه‌گذاری اولیه و ... .

به جهت هماهنگی و یکسان‌سازی نحوه اتصال این منابع به شبکه، بهره‌برداری از شبکه به همراه منابع تولید پراکنده می‌بایست به بهترین نحو ممکن انجام شود بدون این که تهدیدی از سوی این منابع برای شبکه ایجاد گردد.

بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده در شبکه‌های برق شامل قیود و الزامات فنی متعددی است که درنظرگرفتن و رعایت این قیود در بهره‌برداری ایمن از این مولدها در شبکه بسیار اثرگذار است.

به طور کلی، در هنگام اتصال و بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده، اهداف زیادی می‌بایست تامین گردد که برخی از مهم‌ترین آن‌ها عبارتند از:

- فراهم آوردن ایمنی لازم برای پرسنل شرکت برق که بر روی شبکه کار می‌کنند.
- فراهم آوردن ایمنی لازم برای مشترکین شرکت برق
- فراهم آوردن حفاظت مناسب و حداقل کردن خساراتی که ممکن است به شبکه یا تجهیزات مشترکین وارد آید.

- اطمینان از بهره‌برداری مناسب به منظور حداقل کردن تاثیرات منفی وارد بر شبکه برق و عملکرد تجهیزات سایر مشترکین

همان‌طور که عنوان شد برای بهره‌برداری مناسب از منابع تولید پراکنده به صورت موازی با شبکه قدرت، لازم است که مجموعه‌ای از زیرساخت‌های فنی مناسب فراهم گردد که در مرحله طراحی‌های مهندسی می‌بایست درنظرگرفته شوند. هم‌چنین یک سری قیود بهره‌برداری نیز وجود دارند که باید در شرایط مختلف بهره‌برداری منظور شوند که مهم‌ترین آن‌ها عبارتند از:

- چگونگی و دستورالعمل نحوه ارتباط اپراتور مولد با بهره‌بردار شبکه در موقعیت های مختلف مثل تعمیرات در شبکه و نیروگاه تولید پراکنده، انجام مانور در شبکه، بروز خطا در شبکه، خروج‌های اضطراری و یا برنامه‌ریزی شده و ...
- محدودیت‌های فیزیکی بهره‌برداری از نیروگاه تولید پراکنده مثل زمان مورد نیاز برای راه‌اندازی مجدد، نرخ افزایش بارگذاری و ..
- تعیین استراتژی‌های مختلف بهره‌برداری از مولدهای پراکنده (بهره برداری موازی با شبکه، تغذیه بار محلی به صورت مجزا از شبکه و ...)
- تعیین سلسله مراتب و مراحل سنکرون کردن مولد پراکنده با شبکه در سناریوهای مختلف بهره‌برداری از این منابع
- سنکرون کردن مولد بدون بار محلی با شبکه
- سنکرون کردن مولد دارای بار محلی با شبکه

در صورت موفقیت‌آمیز بودن تست‌های مختلف راه‌اندازی و اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه، اجازه اتصال و بهره‌برداری موقت از منابع تولید پراکنده صادر می‌شود. در این مرحله، چالش بسیار مهم برای بهره‌برداران شبکه، چگونگی بهره‌برداری مناسب از شبکه و هم‌چنین مولدهای پراکنده در شرایط مختلف شبکه است که نیازمند ایجاد دستورالعمل مجزایی برای بهره‌برداری از شبکه در حضور مولدهای پراکنده و درنظرگرفتن الزامات و قیود فنی بهره‌برداری از این منابع تولید پراکنده است [۱].

اپراتور نیروگاه تولید پراکنده نیز باید در شرایط مختلف بهره‌برداری از این مولدها کاملا با بهره‌بردار شبکه هماهنگ باشد و جهت ایجاد این هماهنگی این دستورالعمل آماده شده و در اختیار اپراتور مولد و بهره‌بردار شبکه قرار می‌گیرد که باید نحوه تعامل اپراتور مولد با بهره‌بردار شبکه در شرایط مختلف بهره‌برداری از مولد و شبکه و مواردی که هر یک باید به منظور بهره‌برداری ایمن و مطمئن از شبکه رعایت کنند را دربرداشته باشد. قابل ذکر

است که در این دستورالعمل صرفا الزامات و قیود فنی بهره‌برداری از مولدهای پراکنده و نحوه تعامل اپراتور مولد با بهره‌بردار شبکه و بالعکس مدنظر می‌باشد.

۳-تعاریف مورد نیاز

برخی از کلمات کلیدی استفاده شده در این گزارش به شرح زیر است:

نقطه اتصال مشترک: در متون لاتین با عنوان PCC[1] معرفی شده است و به مفهوم محلی است که مولد مقیاس کوچک و بار محلی آن را به شبکه سراسری متصل نموده یا با قطع کلید موجود در این محل می‌توان مولد را به صورت جزیره‌ای بهره‌برداری نمود. در واقع محلی است که امکان تغذیه بار الکتریکی به صورت مشترک از طریق منبع تولید پراکنده و ترانسفورماتورهای فوق توزیع وجود دارد.

مولد تولید پراکنده: شامل مولد و یا مجموع مولدهای تولید پراکنده موازی با یکدیگر است که می‌تواند از نوع اینورتری و یا غیراینورتری (ژنراتور سنکرون) باشد.

کارشناس کنترل شبکه: در این گزارش به فردی اطلاق می‌شود که مسولیت‌های جاری در مرکز کنترل دیسپاچینگ توزیع برعهده او است که از کارشناس کنترل شبکه استفاده می‌شود.

مسوول مانور: به فردی اطلاق می‌شود که تحت امر کارشناس کنترل و هدایت شبکه مستقر در مرکز کنترل امور دیسپاچینگ توزیع انجام وظیفه می‌نماید.

اپراتور مولد (نیروگاه): فرد معرفی شده توسط سرمایه‌گذار که به عنوان نماینده تام‌الاختیار وی در ارتباط با مرکز کنترل بوده و وظیفه بهره‌برداری از منبع تولید پراکنده و اجرای فرامین کنترلی در شبکه محلی مربوط به مولد را دارا است.

بار محلی: به بار خصوصی یا مشترکین عمومی شبکه توزیع اطلاق می‌شود که پس از بازکردن کلید نقطه اتصال مشترک می‌تواند در صورت وجود شرایط فنی، توسط مولد تولید پراکنده به صورت جزیره‌ای تغذیه شوند.

در بخش بعدی قیود و الزامات فنی بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده به طور مشروح مورد تحلیل قرار می‌گیرد.

[1] Point of Common Coupling

۴-بررسی قیود و الزامات فنی بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده

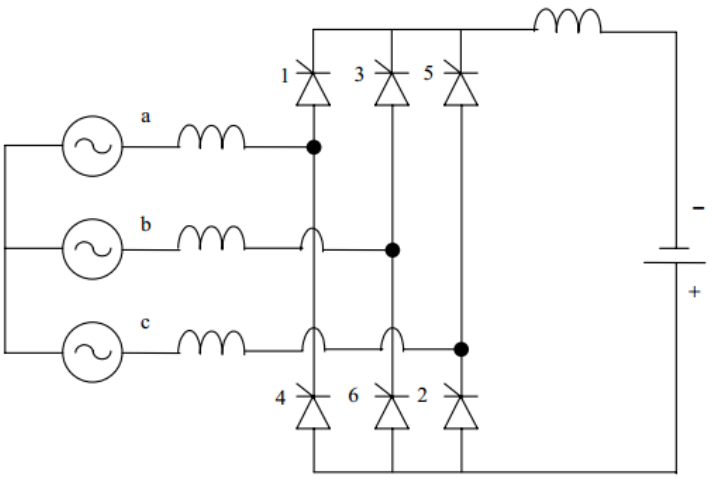
در این قسمت به بررسی الزامات و قیود مورد نیاز در بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده پس از انجام تست‌های مختلف راه‌اندازی در اتصال به شبکه پرداخته می‌شود. به دلیل ماهیت منابع تولید پراکنده، این بخش به دو قسمت تقسیم شده است. بدین معنی که ابتدا مولدهای پراکنده اینورتری از دیدگاه بهره‌برداری مورد تحلیل و بررسی قرار می‌گیرند، سپس مراحل و نکات بهره‌برداری مربوط به منابع غیراینورتری توضیح داده می‌شود.

۴-۱- منابع تولید پراکنده اینورتری (از نوع فتوولتاییک)

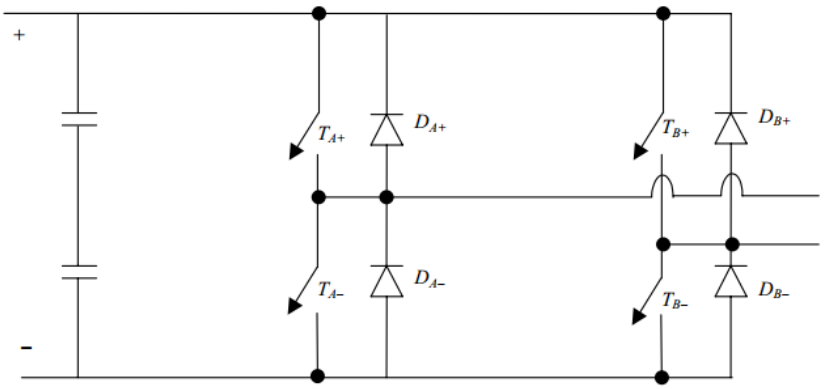
۴-۱-۱-مقدمه

نیروگاه‌های خورشیدی به دلیل اینکه از توان تابشی خورشید برای تولید برق استفاده می‌کنند و مقدار توان تولیدی آنها وابستگی شدیدی به شرایط آب و هوایی و زمان در طول روز دارد، جزء نیروگاه‌های غیر قابل اتکا محسوب می‌شوند.

یکی از مهم‌ترین اجزای سیستم خورشیدی متصل به شبکه، تجهیز تبدیل برق جریان مستقیم خروجی از آرایه خورشیدی به برق متناوب برای تغذیه شبکه توزیع می‌باشد. اینورترها برای تحقق این امر مورد استفاده قرار می‌گیرند. دو نوع اصلی اینورترها، اینورترهای تریستوری کموتاسیون خطی و اینورترهای منبع ولتاژ مدولاسیون پهنای پالس می‌باشند. در شکل‌های (۴-۱) و (۴-۲) این دو نوع اینورتر نمایش داده شده است [۲].



شکل (۴-۱): اینورتر تریستوری کموتاسیون خطی



شکل (۴-۲): اینورتر تریستوری مدولاسیون پهنای پالس

در بسیاری از سیستم های فتوولتاییک موجود به دلیل قیمت متعادل، سطوح توان بالا و آشنایی با تکنولوژی از اینورترهای کموتاسیون خط استفاده می‌شود. اگر این اینورترها به صورت مستقیم به آرایه خورشیدی متصل شوند، جریان کشیده شده از آرایه می‌تواند با تغییر زاویه آتش کنترل شود. این نوع از اینورترها به صورت رایج در سیستم‌های خورشیدی متصل به شبکه استفاده می‌شوند.

توسعه تجهیزات IGBT و ماسفت به سمت توان‌های بالاتر به همراه کنترل زمان حقیقی سریع به استفاده روزافزون اینورترهای منبع ولتاژ مدولاسیون پهنای پالس سینوسی در سیستم‌های فتوولتاییک منجر شده است. انعطاف پذیری بیشتر و استفاده از میکروپروسسورها، فرصت استفاده از این نوع اینورترها را برای کاربردهای خاص به صورت آسان و مناسب فراهم کرده است. در این نوع اینورترها مقدار ولتاژ مستقیم ورودی ضرورتاً ثابت است و امکان کنترل ولتاژ و فرکانس خروجی وجود دارد. این ویژگی با مدولاسیون پهنای پالس سوئیچ‌ها حاصل می‌شود که به این نوع اینورترها، اینورتر مدولاسیون پهنای پالس گفته می‌شود.

۴-۱-۲-چگونگی در مدار آوردن منابع تولید پراکنده اینورتری

چگونگی سنکرون‌کردن و وارد مدار نمودن منابع تولید پراکنده از موارد ضروری و مهمی است که اپراتور نیروگاه باید توجه داشته باشد. موارد زیر در شیوه به مدار آوردن یا اتصال به شبکه منبع تولید پراکنده اثرگذار هستند:

- اتصال مولد به شبکه از حالت خاموش یا اتصال مولد در حال کار به شبکه
- وجود یا عدم وجود بار محلی
- در صورت وجود داشتن بار محلی، وجود یا عدم وجود ترانسفورماتور مستقل برای بار

نیروگاه‌های خورشیدی به صورت کلی برای تولید و تزریق توان به شبکه برق طراحی می‌شوند. در واقع به دلیل رویکرد اقتصادی به این نیروگاه‌های فتوولتاییک، این نیروگاه‌ها به صورت متصل به شبکه مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند و در زمانی که شبکه دچار اختلال می‌شود و قادر به تامین توان انرژی الکتریکی به مصرف‌کنندگان خود نیست، نیروگاه خورشیدی نیز بلافاصله تزریق توان به شبکه را متوقف می‌کند. در واقع زمانی این نیروگاه‌ها توجیه اقتصادی دارند که برق تولیدی خود را به شبکه به فروش برسانند. از این رو این نیروگاه‌ها بار محلی ندارند.

از سوی دیگر در این دستورالعمل، هدف بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده به صورت نیروگاهی است و مولدهای اینورتری به صورت کارکرد جزیره‌ای و مستقل موضوع بحث نیست. معمولا کارکرد این نوع منابع به یکی از کاربردهای متصل و یا منفصل بررسی می‌شود. در واقع کارکرد این نوع منابع به اینورترهای مورد استفاده در این نوع نیروگاه‌ها بستگی دارد که معمولاً یا به صورت متصل به شبکه[1] و یا به صورت منفصل از شبکه[2] مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند.

اینورترها معمولا به دو نوع تقسیم‌بندی می‌شوند: اینورترهای متصل به شبکه (سنکرون با شبکه) و اینورترهای منفصل از شبکه (جدا از شبکه). در اینورترهای متصل به شبکه، شبکه ولتاژ و فرکانس را کنترل می‌کند. این اینورترها برای تحویل توان به شبکه طراحی می‌شوند و شامل بسیاری از توابع حفاظتی نیز هستند که به طور مرسوم توسط رله های حفاظتی انجام می‌شود. این توابع شامل سنکرونیزاسیون، حفاظت اضافه/کاهش ولتاژ و حفاظت فرکانسی می باشند. تحویل توان به شبکه نیازمند به یک اینورتر متصل به شبکه است، اگرچه، اکثر این اینورترها نمی‌توانند بدون اتصال به شبکه عملکرد داشته باشند و در صورت از دست دادن شبکه خاموش می‌شوند. به همین دلیل است که بیشتر این نوع اینورترها از جزیره‌سازی عمدی پشتیبانی نمی‌کنند.

اینورترهای منفصل از شبکه فرکانس و ولتاژ خود را تنظیم می‌کند و بدون اتصال به شبکه عملکرد خواهد داشت. بعضی از اینورترها به شبکه اجازه می‌دهند که به عنوان پشتیبات تولید تجدیدپذیر باشند (یا برعکس، به تولیدات تجدیدپذیر این اجازه را می‌دهند که به عنوان پشتیبان برای حالتی که شبکه وجود ندارد باشند.) اما اینورتر نمی‌تواند به صورت موازی با شبکه کار کند، چه اینورتر توان را به بارهای AC تغذیه نماید یا شبکه توان را تامین نموده و اینورتر خاموش باشد. در بسیاری از حالات، اینورترهای منفصل از شبکه با ترمینال‌های اتصال به شبکه اجازه جزیره سازی عمدی را به شبکه خواهند داد.

[1] Ongrid

[2] Offgrid

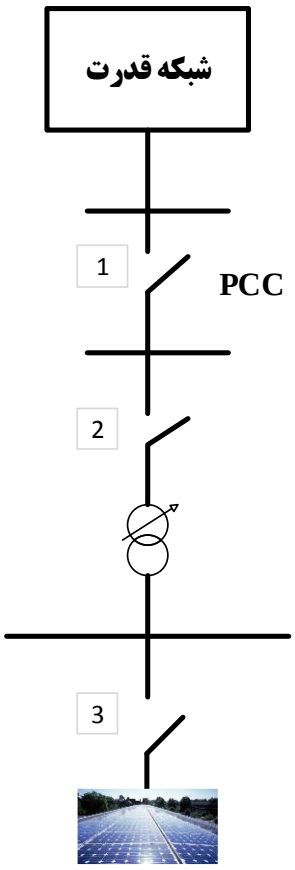
کارکرد منفصل از شبکه نیروگاه‌های فتوولتاییک (اینورتری) نیاز به دستورالعمل دیگری برای بهره برداری دارد. در نتیجه، در بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده اینورتری (به طور مثال فتوولتاییک)، بار محلی جایی ندارد و تنها طبق شکل (۴-۳) حالت بدون بار محلی بحث می‌شود [۲و۶].



شکل (۴-۳): در مدار آوردن منابع تولید پراکنده اینورتری

برای روشن‌کردن اینورتر به منظور تزریق توان به شبکه، ابتدا باید قسمت جریان متناوب اینورتر به شبکه وصل شود تا بتواند عمل نمونه‌برداری را انجام دهد. با اتصال سمت متناوب اینورتر به شبکه و روشن نمودن اینورتر، اینورتر می‌تواند جریان با فرکانس شبکه را به شبکه تزریق کند. در واقع واحد سنکرون‌سازی در داخل اینورترهای متصل به شبکه تعبیه شده است. همان‌طور که در شکل (۴-۴) نشان داده شده است و با توجه به اینکه بار محلی برای نیروگاه وجود ندارد، در صورتی که اپراتور نیروگاه بخواهد نیروگاه را وارد شبکه نماید، ابتدا مجموعه ترانسفورماتور را باید برق‌دار نماید. پس از آن مقادیر نامی ولتاژ و فرکانس توسط اینورترها بررسی می‌گردند و سایر تنظیمات نیز مطابق دستورالعمل راه‌اندازی که توسط سازنده ارائه شده و مورد تأیید بهره‌بردار شبکه می‌باشد انجام می‌گیرد. مطابق با روالی که بیان شد می‌بایست ابتدا همان‌طور که در شکل نشان داده شده است، با هماهنگی بهره‌بردار شبکه و اپراتور نیروگاه کلید نقطه اتصال مشترک بسته شود. برای بستن کلید اجازه بهره‌بردار شبکه و اپراتور شبکه مورد نیاز است. بعد از بسته شدن کلید PCC کلید شماره ۲ بسته می‌شود و ترانسفورماتور متصل کننده DG به شبکه برقدار می‌شود، سپس کلید شماره ۳ که کلید مربوط به اینورترها است بسته می‌شود. در چنین شرایطی، اینورتر شروع به بررسی مقادیر شبکه

نموده و در صورت فراهم بودن شرایط سنکرون، با روشن کردن اینورتر به طور اتوماتیک شروع تزریق جریان به شبکه را برای خروجی خود ارسال می‌کند [۳].



شکل (۴-۴): نیروگاه تولید پراکنده اینورتری

۴-۱-۳-تشخیص حالت جزیره

چنان‌چه شبکه قطع گردد و سیستم فتوولتاییک بدون حضور شبکه به تغذیه بارهای موجود در شبکه ادامه دهد، گفته می‌شود سیستم به صورت جزیره‌ای عمل می‌کند. کارکرد جزیره‌ای امری نامطلوب است و مبدل الکترونیک قدرت سیستم فتوولتاییک متصل به شبکه مجاز به عملکرد به صورت جزیره‌ای نمی‌باشد.

سیستم فتوولتاییک متصل به شبکه، تولیدکننده کوچکی است که امکان حفظ ولتاژ و فرکانس نامی و مجاز شبکه را ندارد. بنابراین امکان آسیب رسیدن به بارهای موجود در شبکه در عملکرد جزیره‌ای وجود دارد. ممکن است شبکه به منظور رسیدگی و تعمیرات مورد نیاز قطع گردد. در این حالت چنان‌چه سیستم فتوولتاییک به کار خود ادامه دهد، برای کارگرانی که انتظار قطع کامل شبکه را دارند خطر ایجاد می‌نماید. از سوی دیگر سیستم فتوولتاییک متصل به

شبکه، همواره فرکانس خود را همزمان با فرکانس شبکه می‌نماید. اما شبکه خود را با سیستم فتوولتاییک همزمان نمی‌کند. بنابراین کارکرد جزیره‌ای می‌تواند در راه‌اندازی مجدد شبکه در سیستم فتوولتاییک ایجاد اختلال کند.

به طور کلی حفاظت‌های متداول در این زمینه به دو دسته حفاظت‌های غیر فعال[1] و فعال[2] تقسیم می‌شوند. حفاظت‌های غیرفعال پارامترهایی از شبکه را نظیر ولتاژ و فرکانس بررسی می‌نمایند. در اکثر موارد کنترل ولتاژ و فرکانس شبکه برای تشخیص جزیره کافی می‌باشد. اما مواردی وجود دارد که این دو حفاظت موفق به تشخیص کارکرد جزیره‌ای نشده‌اند. برای پرهیز از چنین مواردی حفاظت‌های فعال پیشنهاد می‌شوند. حفاظت‌های فعال با اعمال تغییرات یا اغتشاشاتی به شبکه، با بررسی پاسخ حاصله سعی در تشخیص عملکرد جزیره‌ای دارند. ممکن است انجام این عمل توسط مدار قدرت صورت نگیرد و مدار حفاظتی بین سیستم فتوولتاییک و شبکه وظیفه تشخیص عملکرد جزیره‌ای و تصمیم به توقف تولید توان را به عهده داشته باشد.

یکی از متداول‌ترین روش‌های حفاظت فعال تشخیص عملکرد جزیره‌ای، روشی است که با نام ENS یا MSD شناخته می‌شود. این روش مورد تأیید استاندارد DIN-VDE-0126 می‌باشد و در بسیاری از نمونه‌های صنعتی تولید انبوه مورد استفاده قرار گرفته است. طرح MSD از دو کلید یا رله سری تشکیل شده است که به صورت مستقل فرمان داده می‌شوند. هر یک از این دو کلید باید به صورت پیوسته ولتاژ، فرکانس و امپدانس اندازه‌گیری شده را نظارت کنند. در این روش جریان کوچکی به شبکه اعمال شده و تغییر امپدانس متناوب مشاهده می‌گردد.

۴-۱-۴-اتصال مجدد سیستم فتوولتاییک به شبکه بعد از رفع خطای شبکه و سنکرون شدن با آن

هنگامی که خطا در شبکه به وجود می‌آید، سیستم فتوولتاییک خود را از شبکه قطع می‌نماید تا اینکه ولتاژ و فرکانس دوباره حداقل برای ۵ دقیقه در محدوده مجاز خود قرار بگیرند. بعد از این مدت، سیستم فتوولتاییک اجازه خواهد داشت که به طور اتوماتیک به شبکه وصل شود.

استاندارد IEEE1547 محدوده‌های مجاز مبدل الکترونیک قدرت جهت سنکرون شدن با شبکه را تعیین کرده است که در جدول (۴-۱) نشان داده شده است. در صورتی که محدوده‌های مجاز رعایت نشده باشد، مبدل سیستم فتوولتاییک اجازه اتصال به شبکه را ندارد [۴].

[1] Passive

[2] Active

جدول (۴-۱): معیار و محدوده‌های مجاز جهت سنکرون کردن مبدل سیستم فتوولتاییک به شبکه

اختلاف زاویه ولتاژ (درجه)	اختلاف ولتاژ(٪)	اختلاف فرکانس (Hz)	سطح توان (kVA)
۲۰	۱۰	۰/۳	۰-۵۰۰
۱۵	۵	۰/۲	۵۰۰-۱۵۰۰
۱۰	۳	۰/۱	>۱۵۰۰

۴-۱-۵-مدهای بهره برداری منابع تولید پراکنده اینورتری

نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر به ویژه نیروگاه خورشیدی همواره طوری طراحی می‌شوند که حداکثر توان تولیدی ممکن را به شبکه تزریق کنند. این نیروگاه‌ها به صورت ضریب توان ثابت بهره‌برداری می‌شوند. معمولا ضریب توان مبدل‌های الکترونیک قدرت سیستم‌های فتوولتاییک متصل به شبکه نزدیک به یک طراحی می‌گردد. برخی از عناصر این مبدل‌های الکترونیک قدرت، مانند فیلتر خروجی و ترانسفورماتور، بارهای راکتیو ثابت و کوچکی هستند که ممکن است در توان‌های کم، ضریب توان مجموعه را کاهش دهند. در حالی‌که در توان نامی ضریب توان نزدیک به یک می‌باشد. البته بعضی از سیستم‌های فتوولتاییک به منظور جبران‌سازی توان راکتیو خطوط شبکه، می‌توانند با برنامه ریزی قبلی خارج از محدوده ذکر شده کار کنند. الزامات ضریب توان برای این مولدها بدین گونه است که اگر توان تولیدی سیستم فتوولتاییک بیشتر از ۱۰٪ توان نامی آن‌ها باشد، ضریب توانشان باید در محدوده‌ی بیشتر از ۰/۹۵ (پس‌فاز و یا پیش‌فاز) قرار بگیرد [۴].

۴-۱-۶-نحوه هماهنگی برای اتصال به شبکه (روشن و خاموش کردن نیروگاه خورشیدی)

به منظور روشن و خاموش نمودن نیروگاه ابتدا باید هماهنگی با اپراتور شبکه انجام گیرد. سپس ترانسفورماتور مربوطه برق‌دار شده و در نهایت طبق دستورالعمل تهیه شده اینورتر متصل به شبکه روشن شود. قبل از روشن کردن اینورتر باید به مسائل زیر دقت شود [۵]:

- اتصالات محکم باشند و اتصال زمین برقرار باشد.
- اتصال بخش dc از نظر پلاریته درست صورت گرفته باشد و مقدار مناسب برای کارکرد اینورتر داشته باشد.
- توالی فاز شبکه درست بوده و ولتاژ آن در بازه عملکرد اینورتر باشد.

در مرحله بعدی، ابتدا کلید سمت MV متصل می‌شود و ترانسفورماتور برقدار می‌شود، سپس کلید سمت LV برقدار می‌شود و در نهایت اینورتر فتوولتاییک طبق دستورالعمل خاص خود روشن می‌شود. در جدول (۴-۲) رویه روشن کردن نیروگاه بیان شده است. برای انجام مراحل زیر، استفاده از دستکش عایق و کفش عایق مخصوص ۲۰ کیلوولت به همراه کلاه ایمنی ضروری است.

لازم به ذکر است که روال روشن و خاموش نمودن نیروگاه که در ادامه مطرح می‌شود برای تمامی اتصال‌ها و طرح‌های بیان شده در ابتدای دستورالعمل تقریباً مشابه می‌باشد. در این قسمت فرآیند روشن و خاموش نمودن مربوط به کلاس سوم و طرح اتصال سوم آورده شده است که در آن منابع تولید پراکنده با ظرفیت یک مگاوات موجود بوده و به فیدر ۲۰ کیلوولت متصل است.

جدول (۴-۲): مراحل شروع به کار نیروگاه فتوولتاییک متصل به شبکه

	مراحل روشن کردن نیروگاه		
	عملکرد	نمایشگر	توضیحات
۱	از خاموشی تمامی اینورترها مطمئن شوید		
۲	به تابلوی LV مراجعه کنید و از قطع بودن کلید اصلی مطمئن شوید		
۳	به تابلوی MV مراجعه کنید و از قطع بودن کلید اصلی مطمئن شوید	تمامی آمپرمترها روی صفر هستند و نمایشگر دژنکتور روی OFF قرار دارد	
۴	روی فرش عایق قرار بگیرید و دکمه START را فشار دهید	نوسان سریع روی عقربه آمپرمتر مشاهده می‌شود و دوباره عقربه‌ها روی صفر می‌ایستند	ارتعاش ترانس به گوش می‌رسد
۵	به تابلوی LV مراجعه کنید و کلید START را فشار دهید		درب تابلو بسته باشد.
۶	روشن کردن اینورتر(طبق دستورالعمل روشن کردن اینورتر عمل کنید)		

پس از اتمام مراحل فوق و در صورت نبود هر گونه نقص می‌توان اقدام به روشن کردن اینورترها نمود.

مراحل روشن کردن اینورترهای متصل به شبکه تقریباً مشابه روال زیر است:

- وصل کردن قسمت DC به اینورتر و چک شدن شرایط مناسب ولتاژ توسط اینورتر
- وصل کردن قسمت AC و بررسی شرایط کاری مجاز شبکه توسط اینورتر
- اتصال کلید اینورتر به شبکه و شروع به کار اینورتر

به منظور خاموش کردن نیروگاه مطابق با جدول (۴-۳) باید ابتدا اینورتر را طبق دستورالعمل مربوط به آن خاموش کنیم. سپس با قطع کلید سمت LV کلید سمت MV هم به صورت خودکار قطع می‌شود که منجر به جدا شدن نیروگاه از شبکه می‌شود.

جدول (۴-۳): مراحل خاموش‌سازی نیروگاه فتوولتاییک متصل به شبکه

	مراحل خاموش کردن نیروگاه		
	عملکرد	نمایشگر	توضیحات
۱	طبق دستورالعمل خاموش کردن اینورترها تمام اینورترها را از مدار خارج کنید		به اندازه کافی صبر کنید تا از خاموش بودن تمام اینورترها مطمئن شوید
۲	قطع کردن کلید خروجی تابلوی LV	دکمه STOP روی تابلو را فشار دهید	درب تابلو حتما باید بسته باشد
۳	کلید خروجی تابلوی MV بعد از ترانسفورماتور	تمامی آمپرمترها روی صفر هستند و نمایشگر دژنکتور روی OFF قرار دارد	این کلید به صورت اتوماتیک با قطع شدن کلید سمت LV قطع می‌گردد
۴	پایان مراحل خاموشی	Shut down	

به طور کلی دستورالعمل‌های شرکت‌های سازنده اینورتر برای راه‌اندازی اینورتر موارد مشابه‌ای را ذکر نموده‌اند. به طور مثال، در مرجع [۶] نحوه روشن/خاموش نمودن اینورتر، مدهای عملکردی اینورتر، سرویس و نگهداری و ارتباط مخابراتی در اتصال به شبکه را به صورت زیر بیان نموده است.

۴-۱-۶-۱- روشن/خاموش نمودن اینورتر

برای روشن نمودن اینورتر

برای روشن نمودن اینورتر مطابق با دستورالعمل های شرکت سازنده مراحل زیر باید طی شود:

مرحله ۱: مطمئن شوید که کلید قطع اضطراری آزاد باشد، درغیر این صورت کلید مربوطه را در جهت عقربه‌های ساعت بچرخانید تا آزاد شود.

مرحله ۲: مطمئن شوید کلید روشن/خاموش بر روی موقعیت روشن قرار دهید.

مرحله ۳: کلید سمت شبکه (AC) را بر روی موقعیت روشن (ON) قرار دهید.

مرحله ۴: کلید سمت DC را در موقعیت روشن (ON) قرار دهید.

مرحله ۵: حدود چند دقیقه طول خواهد کشید تا مدار تبدیل توان و صفحه نمایشگر روشن شود. نشان‌گر POWER بر روی LCD روشن خواهد شد. و نشان‌گر com هر دو ثانیه چشمک زن خواهد بود.

مرحله ۶: اگر ولتاژ DC کمتر از نقطه ولتاژ DC حداقل باشد، اینورتر در حالت استندبای خواهد ماند.

مرحله ۷: اگر پارامترهای سمت AC و DC نیازمندی ها را برآورده نماید، اینورتر از حالت استندبای به حالت Run وارد می‌شود.

برای خاموش نمودن اینورتر

برای خاموش نمودن اینورتر مطابق با دستورالعمل‌های شرکت سازنده دو حالت زیر بررسی می‌شود:

- تحت شرایط نرمال

در این حالت، اینورتر را از طریق د ستور قطع فر ستاده شده از صفحه نمایشگر یا از طریق کلید رو شن/خاموش قطع نمایید. سپس کلید قدرت سمت شبکه (AC) را در حالت خاموش (OFF) قرار دهید. درنهایت، کلید بار سمت DC را در حالت خاموش قرار دهید.

- در صورت رخداد خطری یا مشکلی

در این حالت، ابتدا دکمه توقف اضطراری را فشار دهید. سپس کلید قدرت سمت شبکه (AC) را در حالت خاموش قرار دهید. در نهایت، کلید سمت بار DC را در حالت خاموش (OFF) قرار دهید.

باید به این نکته توجه نمود که ترمینال های ورودی اینورتر که به PV متصل هستند ممکن است زمانی که آرایه‌های PV برقدار شده‌اند دارای انرژی باشند. بعد از قطع اینورتر، حداقل به مدت ۵ دقیقه صبر کنید تا تمامی خازن‌های اینورتر تخلیه شده و فاقد ولتاژ با شند. هم‌چنین جهت حفاظت از اینورتر در مقابل آ سیب دیدگی نا شی از رطوبت، درب‌های اینورتر را زمانی که میزان رطوبت بیشتر از ۹۵٪ است و یا در شرایط بارانی باز نکنید.

۴-۱-۶-۲-مدهای عملکردی اینورتر

هفت حالت عملکردی برای اینورتر در شبکه وجود دارد: حالت آغاز به کار، حالت در حال کار، حالت خطا، حالت آماده به کار (استندبای[1])، حالت خاموش (Stop)، حالت Key-stop ، حالت EME-stop. توضیحات حالات ذکر شده به شرح زیر است:

حالت آماده به کار (استندبای)

اینورتر در صورت برآوردن نیازمندی‌های اتصال به شبکه در حال بررسی شرایط است. زمانی که ولتاژ سمت DC به ولتاژ شروع به کار نرسیده باشد، اینورتر وارد حالت استندبای خواهد شد.

[1] Standby

حالت شروع به کار

زمانی که نیازمندی های اتصال به شبکه برآورده شود، اینورتر از حالت آماده به کار به حالت در حال کار از طریق حالت شروع به کار خواهد رفت.

حالت در حال کار

در این حالت، اینورتر ولتاژ DC را به AC تبدیل نموده و به شـــبکه تزریق می کند. اینورتر جهت اعمال برق خروجی بیشینه از الگوریتم استحصال ماکزیمم توان (MPPT) استفاده می‌کند.

اینورتر زمانی متوقف خواهد شد که:

- توان خروجی AC کمتر از مقدار معین است، اینورتر به حالت استندبای خواهد رفت.
- یک خرابی رخ می‌دهد، اینورتر بر روی نمایشگر خطا را نشان خواهد داد.
- اینورتر از طریق کلید روشن/خاموش بر روی نمایشگر خاموش خواهد شد.

حالت خطا

اگر خطایی در حین عملکرد آن رخ دهد، اینورتر به طور خودکار از حالت عملکردی متوقف خواهد شد و از شبکه قطع می‌شود (با قطع نمودن کنتاکتور AC). نمایشگر LCD خطا را با نشان‌گر خطا بر روی آن نشان می‌دهد.

حالت EME-stop

زمانی که کاربر شـبکه اینورتر را از طریق کلید روشـن/خاموش متوقف می‌کند، نمایشـگر LCD گزینه EME-stop را نشان می‌دهد.

حالت Key-stop

در حالت در حال کار یا آماده به کار، اگر کاربر نیاز به انجام عملیات نگهداری یا سـرویس اینورتر داشـته باشـد، اینورتر با ارسال دستورات توقف از طریق پنل LCD به حالت Key-stop وارد خواهد شد.

برای بهره‌برداری مطمئن اینورتر و تمامی تجهیزات دیگر در سیستم نیروگاه فتوولتاییک، اینورتر باید به تجهیزات قطع کننده خارجی برای ورودی DC و خروجی AC خود مجهز باشـــد. حالات مختلف بهره‌برداری که اینورتر می‌تواند با آن‌ها روبرو شود در طول شبانه‌روز به شرح زیر است:

بهره‌برداری در طول روز

در این حالت بهره‌برداری، اینورتر یک مبدل توان خودکار بوده که میان حالت درحال کار و آماده به کار به طور خودکار با توجه به ورودی توان از سمت آرایه فتوولتاییک تغییر می‌کند. زمانی که خطا در اینورتر رخ می‌دهد، خطاهای خاص می‌توانند پوشش داده شوند درحالی که در بقیه موارد نیازمند توقف اینورتر و عیب‌یابی آن است.

در حال کار خودکار در زمان صبح

در هنگام صبح، شدت تابش خورشید افزایش می‌یابد. زمانی که ولتاژ DC به شرایط شروع کار می‌رسد و ولتاژ AC و فرکانس در حالت نرمال خود قرار می‌گیرند، کنتاکتورها به طور خودکار روشن شده و اینورتر به حالت شروع به کار تغییر وضعیت می‌دهد. در نتیجه انرژی DC را به AC تبدیل می‌کند.

حالت آماده به کار (استندبای) در شب

بعد از غروب خورشید، ورودی توان DC کاهش می‌یابد. زمانی که توان ورودی به صفر کاهش می‌یابد، اینورتر بعد از یک تاخیر زمانی به حالت آماده به کار تغییر حالت می‌دهد.

۴-۱-۶-۳-سرویس و نگهداری اینورتر

برای سرویس و نگهداری اینورتر، این تجهیز باید به طور کامل خاموش شده و از شبکه قطع شود، قبل از هرگونه سرویسی بر روی تجهیز مراحل زیر باید انجام شوند:

مرحله ۱: اینورتر را با استفاده از عملیات توقف بر روی صفحه نمایشگر خاموش نمایید، یا با کلید خاموش/روشن این کار را انجام دهید.

مرحله ۲: کلید اصلی سمت شبکه (AC) و کلید اصلی DC را در موقعیت خاموش قرار دهید.

مرحله ۳: اینورتر را از آرایه‌های PV قطع نمایید.

مرحله ۴: اینورتر را از شبکه جدا نمایید.

مرحله ۵: اینورتر را از منابع دیگر ولتاژ قطع نمایید، اگر اینورتر توسط منبع خارجی تغذیه می‌شد، منبع تغذیه خارجی را نیز قطع نمایید.

مرحله ۶: مطمئن شوید که اینورتر به طور ناگهانی دوباره به شبکه متصل نشود.

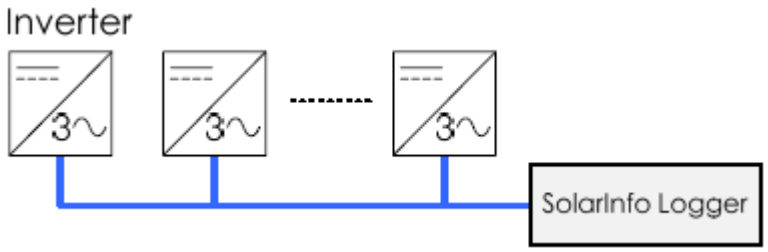
مرحله ۷: درب‌های جلویی اینورتر را باز کنید.

مرحله ۸: حداقل به مدت ۵ دقیقه صبر نمایید تا تمامی خازن‌های موجود در اینورتر تخلیه شده و سپس با استفاده از اندازه‌گیری توسط مولتی‌متر مطمئن شوید که اینورتر فاقد ولتاژ است.

۴-۱-۶-۴-سیستم ارتباطی اینورترها

ارتباط از طریق پروتکل RS485

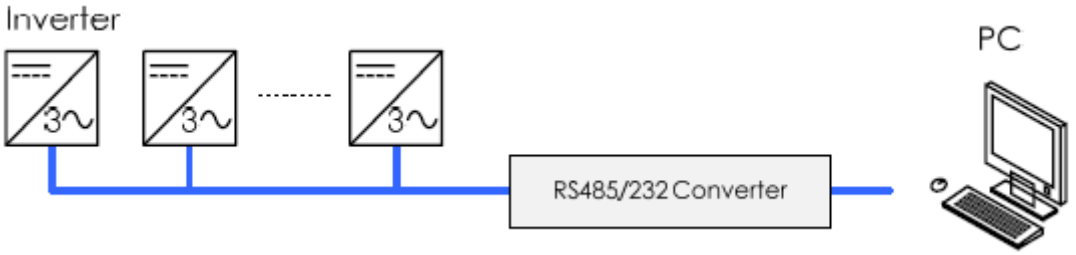
اینورتر می‌تواند از طریق دستگاه ثباتی مانند SolarInfo [۶] با استفاده از پورت سریال استاندارد RS485 ارتباط برقرار نماید. این تجهیز می تواند ارتباطات مورد نیاز را مانیتور کند. این ارتباط در شکل (۴-۵) نشان داده شده است.



شکل (۴-۵): جمع‌آوری داده‌ها توسط ثبات SolarInfo از طریق RS485

ارتباط از طریق PC

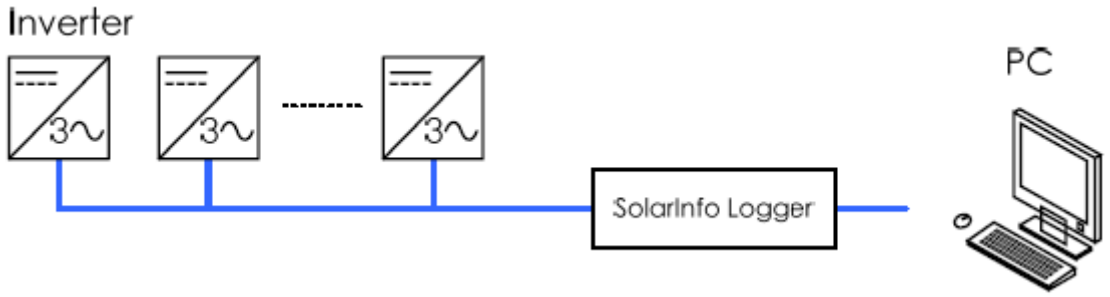
اینورترها با استفاده از PC از طریق پروتکل‌های RS485/RS232 با کامپیوترهای شخصی ارتباط برقرار می‌کنند. این ارتباط در شکل (۴-۶) نشان داده شده است.



شکل (۴-۶): جمع‌آوری داده توسط PC از طریق باس RS485

ثبات SolarInfo + PC

یک یا تعداد بیشتری از اینورترها با استفاده از PC از طریق ثبات SolarInfo ارتباط برقرار می‌کنند. که در شکل (۴-۷) نمایش داده شده است.



شکل (۴-۷): جمع‌آوری داده‌ها توسط ثبات SolarInfo و PC از طریق باس RS485

جهت روشن شدن موضوع، به طور نمونه در جدول (۴-۴) مراحل روشن کردن یک نمونه اینورتر که در یک نیروگاه خورشیدی نمونه واقعی به کار رفته، نمایش داده شده است [۵].

جدول (۴-۴): مراحل روشن‌نمودن اینورتر در یک نیروگاه نمونه

	مراحل روشن کردن اینورتر		
	عملکرد	نمایشگر	توضیحات
۱	روشن شدن نمایشگر	بستن کلید ورودی	چند ثانیه بعد از بستن کلید مدارات کنترلی اینورتر فعال می‌گردد
۲		صبر کنید	در این لحظات تمام LED های روی اینورتر خاموش و روشن می‌شود
۳	Waiting PV OK Please wait	صبر کنید	اینورتر ورودی خود را که ولتاژ پنل‌ها می‌باشد بررسی می‌کند
۴	PV OK xx:xx Enter to continue		اگر ولتاژ پنل‌ها در بازه ورودی اینورتر باشد زمان انتظار شروع می‌گردد. این زمان برای جلوگیری از شروع‌های مکرر در تغییرات آب و هوایی می‌باشد. برای عبور از این مرحله می‌توانید Enter را بزنید
۵	Close OCB	بستن کلید خروجی اینورتر	اینورتر پارامترهای شبکه را بررسی می‌کند
۶	Waiting for Grid OK	صبر کنید	ولتاژ و فرکانس شبکه در بازه کارکرد اینورتر قرار دارند
۷	Close INV ON sel	قرار دادن سوئیچ روی اینورتر در حالت ON	اینورتر منتظر ارسال فرمان روشن می‌باشد
۸	Inverter Start up Please Wait	صبر کنید	راه اندازی اینورتر
۹	Grid Connected	صبر کنید	اینورتر به صورت موازی با شبکه قرار می‌گیرد
۱۰	MPP Startup xx ESC to cancel	صبر کنید	زمان انتظار برای عملکرد MPP
11	Main Panel	پایان مراحل راه اندازی	

در جدول (۴-۵) مراحل خاموش کردن یک نمونه اینورتر که در یک نیروگاه خورشیدی نمونه استفاده شده است نمایش داده شده است.

جدول (۴-۵): مراحل خاموش نمودن اینورتر در یک نیروگاه نمونه

	مراحل خاموش کردن اینورترها		
	عملکرد	نمایشگر	توضیحات

	مراحل خاموش کردن اینورترها		
۱	سوئیچ روی اینورتر را در حالت OFF قرار دهید	فعال شدن ALARM A1	اینورتر از شبکه قطع می‌شود.
۲	قطع کردن کلید خروجی OCB	فعال شدن ALARM A1	اینورتر از شبکه مجزا می‌شود
۳	قطع کردن کلید ورودی ICB	فعال شدن ALARM A1	اینورتر از پنل‌ها جدا می‌گردد
۴	پایان مراحل خاموشی	Shut Down	

۴-۲- منابع تولید پراکنده غیراینورتری

یکی از اصلی‌ترین وظایف شرکت‌های توزیع برق، تامین نمودن برق مطمئن و با کیفیت برای مشترکین شبکه است. هر عاملی که سبب شود این وظیفه با مشکل مواجه شود و یا امنیت پرسنل شبکه برق و سایر مشترکین شبکه با تهدید روبرو شود به عنوان یک عامل مخرب درنظرگرفته می‌شود. اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه باعث می‌شود علاوه بر شبکه سراسری، بار قسمتی از شبکه از طریق نیروگاه‌های مقیاس کوچک تامین شود. درنتیجه، شبکه توزیع به یک شبکه اکتیو تبدیل می‌شود.

در ادامه به بررسی برخی از قیود فنی و الزاماتی که می‌بایست در بهره‌برداری از شبکه درنظرگرفته شود پرداخته خواهد شد. هم‌چنین جهت افزایش قابلیت اطمینان شبکه و بهبود امنیت شبکه و مولدهای پراکنده در شبکه راهکارهایی پیشنهاد می‌شود.

در حال حاضر تکنولوژی‌های مختلفی در نیروگاه‌های تولید پراکنده جهت تامین مصرف‌کنندگان شبکه استفاده می‌شود. منابعی مانند سلول‌های خورشیدی، توربین‌های بادی، زمین گرمایی، موتورهای گازسوز و... که هر کدام از آن‌ها دارای الزامات خاص بهره‌برداری مربوط به خود می‌باشند. که در برخی از ویژگی ها مشترک بوده ولی در برخی دیگر دارای تفاوت‌هایی هستند. در این بخش الزامات فنی بهره‌برداری از نیروگاه‌های تولید پراکنده شامل تولید همزمان برق و حرارت (CHP) و توربین بادی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

علاوه بر اپراتور مولد که طبیعتاً باید به محدودیت‌های ذکر شده شناخت کامل داشته باشد و بتواند با رعایت موارد بیان شده مولد را بهره‌برداری نماید، آشنابودن بهره‌بردار شبکه نیز می‌تواند بسیار تاثیرگذار باشد.

۴-۲-۱- نکات مربوط به بهره برداری منابع تولید پراکنده از نوع CHP

۴-۲-۱-۱- اصول بهره‌برداری از نیروگاه CHP

زمانی که عملیات نصب سیستم CHP (نیروگاه) به طور کامل به اتمام رسید، سطوح مورد نیاز عملکردی و دردسترس پذیری سودهای اقتصادی مرتبط با آن، می‌تواند در صورت بهره‌برداری صحیح سیستم به طور کامل بهینه

شود. مثال‌هایی از سیستم‌های CHP موثر و پربازده وجود دارد که به دلیل رعایت نکردن عدم نکات بهره‌برداری مناسب قادر نخواهند بود سود پیش‌بینی شده را تحویل دهند.

عملکرد موثر نیروگاه CHP نیازمند مانیتورینگ پیوسته دو عامل تقاضای انرژی در محل و مقدار هزینه‌های مرتبط با آن است. مانیتورینگ باید به صورت ابزار ارزیابی پیوسته اقتصادی از نیروگاه به کارگیری شود. با درنظرگیری عملکرد و بازده آن، هزینه نگهداری و هزینه‌های سوخت انرژی آن مانند الکتریسیته و گاز است. مثلا یک سناریو مرسوم این است که در حین بازه شب، بهتر و ارزان‌تر است تا انرژی برق را از منابع خارجی تامین نماییم تا این که نیروگاه CHP را راه‌اندازی نماییم. هم‌چنین بسیار مهم است که با بهره‌برداری از نیروگاه از هزینه‌های نگهداری آینده آن مطلع شویم [۷].

۴-۲-۱-۲- استراتژی کنترل نیروگاه CHP

بهره‌برداری از نیروگاه (واحد) CHP نیازمند استفاده موثر از استراتژی کنترلی است تا تضمین نماید که اهداف کلیدی طرح حاصل می‌شود. این استراتژی باید شامل موارد زیر باشد:

- مانیتورینگ وضعیت نیروگاه- تضمین نمودن قابلیت اطمینان و عملکرد بهینه
- بازدهی تبدیل و بازیابی انرژی

هدف نهایی کمینه نمودن هزینه‌ها است.

تولید توان از واحدهای CHP متفاوت از بهره‌برداری بویلرهای سنتی است و نیازمند تکنیک‌ها و مهارت‌های متفاوتی می‌باشد. به خصوص ارتباط با کنترل و مانیتورینگ مرتبط با ژنراتورهای الکتریکی که در حال کار به طور موازی با سیستم محلی هستند. یک نیروگاه CHP شامل سیستم‌های انتقال گرما است که باید به طور صحیح کنترل شود تا عملکرد طولانی مدت تجهیز را تضمین نماید و گرما را برای استفاده مفید بازیابی نماید. علاوه بر آن، یک نیروگاه CHP ممکن است شامل تجهیزات کمکی مانند سیستم های احتراق گازی باشد.

نیروگاه CHP (تولید همزمان برق و گرما) شامل تعدادی زیرمجموعه اصلی است: توربین گاز، موتور، بویلرها، کمپرسورها و غیره. هر کدام از آن‌ها با پنل کنترلی مربوط به خود نصب خواهند شد تا توابع کنترلی پایه مانند روشن‌سازی، خاموش نمودن، مدولاسیون و ... را فراهم نمایند. این سیستم‌ها هم‌چنین آلارم‌ها و خاموشی خودکار را به عنوان جزیی از حفاظت سیستم تامین می‌کنند. هر سیستم کنترل نیاز به محدوده‌ای از ورودی‌ها و خروجی‌ها به منظور مرتب نمودن سیستم‌های مانیتورینگ و کنترلی دارد.

ویژگی‌های عملکردی که به طور معمول در سیستم‌های کنترلی نیروگاه‌ها وجود دارند شامل موارد زیر هستند:

۱. روند روشن نمودن و خاموش‌سازی

۲. پارامترهای عملکردی نرمال، به همراه آلارم‌ها و تجهیزات خاموش سازی اتوماتیک
۳. حفاظت موتورها و تجهیزات انفرادی
۴. ورودی و خروجی سیگنال‌های وضعیت
۵. تنظیم در پاسخ به ورودی‌های کنترلی
۶. سنکرونیزاسیون با سیستم تغذیه برق محلی

بعضی از سیستم‌های کنترلی می‌توانند اطلاعاتی از شرایط نیروگاه CHP را ذخیره نمایند. این موارد اطلاعات مهمی برای برنامه‌ریزی نگهداری و تشخیص خطا به همراه دارند. توانایی سیستم‌های کنترلی نیروگاه برای ترکیب شدن با طرح‌های کلی مانیتورینگ نیروگاه عامل مهمی در انتخاب سیستم در بحث طراحی است [۷].

۴-۲-۱-۳- سیستم‌های توزیع شده برای کنترل کلی نیروگاه

بعضی از نیروگاه‌های تولید همزمان برق و حرارت از سیستم‌های کنترلی توزیع شده (DCS)، به همراه پروتکل‌های کنترلی مبتنی بر کامپیوتر استفاده می‌کنند. سیستم‌هایی از این نوع شامل محدوده وسیعی از پاسخ‌های خودکار به حوادث معین می‌شوند.

یک سیستم کنترلی توزیع شده در چنین نیروگاه‌هایی بهره‌برداری و مانیتورینگ موثر را تضمین می‌نماید که شامل کنترل از راه دور در جایی که مناسب است می‌باشد.

۴-۲-۱-۴- خاموشی‌های مدیریت شده و برنامه‌ریزی شده نیروگاه

هر ژنراتور CHP نیازمند خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده برای سرویس‌دهی می‌باشند و برنامه‌ریزی و آماده‌سازی چنین خروج‌هایی ضروری می‌باشد. هزینه‌های خاموشی تنها شامل نیروی انسانی و تجهیزات برای انجام کار برنامه-ریزی شده نمی‌شود بلکه هزینه‌های اضافی نیازمندی‌های توان و گرمای مجموعه از منابع دیگر را نیز دربرمی‌گیرد. این هزینه‌ها چندان مهم نیستند و باید زمانی که تصمیم به زمان‌بندی و مدت زمان خاموشی گرفته می‌شود این موارد درنظرگرفته شوند.

به عنوان مثال توصیه نمی‌شود که نگهداری برنامه‌ریزی شده بر روی نیروگاه CHP زمانی که قیمت‌های برق بالا است به طور نمونه در بازه وسط هفته در زمستان انجام شود.

۴-۲-۱-۵- آموزش کارکنان

صرف نظر از نوع نیروگاه نصب شده، بهره‌برداری موثر نیازمند آموزش مناسب نیروی کار محل مورد نظر است که وظیفه بهره‌برداری و نگهداری نیروگاه را دارند. هم‌چنین نیروهایی که کار مدیریتی نیز انجام می‌دهند نقش اساسی در بهره‌برداری از نیروگاه را دارند. بسته به سطح کارکرد نیروگاه و ساعات بهره‌برداری نیاز به نیروهای آموزش دیده کافی برای تمامی شیفت‌ها به منظور تامین عملکرد موثر می‌باشد.

نبود آموزش کافی می‌تواند منجر به عدم بهره‌برداری مطمئن و کم هزینه نیروگاه CHP شود. کارکنان این بخش نیاز به آموزش کامل عملی و تئوری اهداف نیروگاه در بحث مانیتورینگ شرایط و عملکرد را دارند.

آموزش می‌بایست به صورت مرحله‌ای مطابق با روند نصب نیروگاه CHP انجام پذیرد، به این منظور که کارکنان بخش دارای مهارت کافی برای بهره‌برداری نیروگاه جدید و راه‌اندازی آن باشند. به همین دلیل نیروهای بخش بهره‌برداری می‌بایست در روند مراحل نصب توسط نصب کنندگان نیز قرار گیرند و در جریان مراحل تست و راه‌اندازی آن قرار داشته باشند.

۴-۲-۱-۶- موارد ایمنی مرتبط با بهره‌برداری نیروگاه

نصب نیروگاه تولید همزمان برق و حرارت معمولا نیازمند پذیرش مراحل و سیستم‌های امن جدیدی است، خصوصاً این که بهره‌برداری و نگهداری ژنراتور آن می‌بایست درنظرگرفته شود. به عنوان مثال، استفاده از گاز طبیعی در یک ناحیه بسته نیازمند بازبینی تجهیزات تهویه مناسب است و نصب تجهیزات شناسایی گاز می‌بایست به طورمناسب درنظرگرفته شود. که احتمالا باید به شیرگاز خاموش شونده اتوماتیک متصل شود.

۴-۲-۲- نکات مربوط به بهره‌برداری منابع تولید پراکنده از نوع نیروگاه‌های بادی

۴-۲-۲-۱- 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 که استفاده از فن آوری‌های جدید برای تولید برق در کشور روزبه روز 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 تمام شده 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 بهره برداری آسان و سریع، کاهش تلفات و آزادسازی ظرفیت خطوط انتقال انرژی در صورت استفاده، در محل مصرف و مهم‌تر از همه عدم انتشار آلاینده‌های زیست محیطی 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.

اکثر جنبه های بهره برداری مولدهای بادی DFIG همانند مولدهای سنکرون CHP می‌باشد.

۴-۲-۲-۲- الزامات پایش و کنترل توربین های بادی

پس از اینکه بسترهای مناسب مخابراتی و اندازه‌گیری برای اندازه‌گیری و ارسالی و دریافت سیگنال‌ها فراهم شد، باید مشخص شود که چه مواردی را باید پایش و کنترل کرد. این الزامات در استاندارد IEC61400-25 معرفی شده و سیگنال‌هایی که باید پایش و ارسالی شوند مشخص شده‌اند. این استاندارد، سیگنال ها را به دو دسته‌ی پایش اجباری و پایش اختیاری تقسیم بندی 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، پایشی اختیاری به معنی پایش سیگنال‌هایی علاوه بر سیگنال‌های اجباری می‌باشد.

تمامی سیگنال‌های اجباری که در مرجع [۹] معرفی شده و برخی از سیگنال‌های اختیاری که در ذیل ذکر شده اند، باید قابلیت پایشی، اندازه گیری، ارسال و دریافت را داشته باشند. همچنین درصورت نیاز، با توافق بهره‌بردار نیروگاه با بهره‌بردار شبکه، هر سیگنال دیگری می تواند پایش و یا مخابره شود. حداقل سیگنال‌های مورد نیاز 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 بهره برداری عادی خود ادامه دهند. هریک از این توابع کنترلی، با توجه به روش انتخاب شده برای کنترلی، متغیر مربوط به خود را کنترل می کنند؛ مثلا نیروگاه بادی باید بتواند ضریب توانش را کنترل کند و برای همین امر، باید دستگاه‌های اندازه گیری ضریب توان نصب شده و در کنار آن ها، دستگاه‌های لازم برای کنترل ضریب توان قرار بگیرند. نیروگاه بادی، باید قبل از اتصال به شبکه با توابع کنترلی ذیل تجهیز شود:

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

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

۴-۲-۲-۳- ثبت وقایع

مالک و یا بهره بردار نیروگاه بادی موظف ا ست که در محل اتـ صال به شبکه، د ستگاه‌های مورد نیاز برای ثبت وقایع نصـــب نماید و حداقل اطلاعات نیروگاه را که در ادامه ذکر شـــده ثبت نماید. همچنین، مالک و یا بهره بردار نیروگاه بادی موظف اســـت که اطلاعات ثبت وقایع را در صـــورت نیاز در اختیار بهره بردار شـــبکه قرار دهد و هر اطلاعات مورد نیاز دیگر را نیز ثبت نماید. در د ستورالعمل اتصال نیروگاههای جدیدالاحداث به شبکه نیز تأکید شده

است که نیروگاه در نقطه ی اتصال به شبکه باید به صورت مجزا دارای ثبات های حادثه و عیب باشد. مشخصات دستگاههای مزبور توسط مسئولان بهره برداری شبکه تعیین می گردد

به طور خلاصه، با الگوگیری از دستورالعمل شبکه کشور دانمارک، می‌توان متغیرهای ذیل را برای ثبت پیشنهاد داد باید توجه شود که متغیرهایی که باید ثبت شوند تنها شامل موارد زیر نیست؛ بلکه دسترسی به هر متغیر دیگری که بهره بردار شبکه لازم بداند باید فراهم شود [۹].

- ولتاژ هر فاز
- جریان هر فاز
- توان اکتیو
- توان راکتیو
- فرکانس
- ولتاژ هر توربین

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

۴-۲-۲-۴- توقف اضطراری

وظیفه توربین بادی رفع خطر از افراد و توربین بادی می‌باشد. این سیستم توقف اضطراری باید بر اساس استانداردهای EN292-2 و EN418 طراحی شده باشد. به طور کلی مفهوم سیستم توقف اضطراری فعال کردن سیستم حفاظتی که تمام تحرکات توربین را به یک حالت امن در کوتاه ترین زمان ممکن منتقل کرده، بدون اینکه خطرات اضافی ایجاد شود. بازگرداندن تنها باید به وسیله یک عمل مناسب دستی صورت بپذیرد و نباید منجر به شروع به کار مجدد توربین شود بلکه باید امکان یک راه اندازی دستی فرآیند روشن شدن را فراهم سازد [۱۱].

اگر توربین بادی به ناحیه‌های توقف اضطراری مختلف (با توجه به استاندارد EN418) تقسیم بندی شده باشد، تمام سیستم باید به گونه‌ای طراحی شود که ناحیه‌ها به وضوح قابل تشخیص و متناقض نباشند.

کنترل کننده‌های فعال‌ساز سیستم توقف اضطراری باید دارای شرایط زیر باشند:

- در هر ماشین حداقل در پایه برج و در صورت امکان در ناسل[1] نصب شود.

[1] Nacelle

- به رنگ قرمز باشد، قابل مشاهده و به راحتی قابل تشخیص باشد. براحتی از تمام نقاطی که ممکن است خطر از جانب قسمت های متحرک باشد، قابل دسترس باشد.
- به وسیله کلیدزنی اجباری عمل کند و حتی بعد از عمل کردن درگیر بماند (خودکار به حالت قبلی بازنگردد).
- به منطق الکترونیکی وابسته نباشد.

موقعیت‌های احتمالی اضطراری باید شناسایی شود و اقدامات لازمی که از سوی پرسنل لازم است انجام شود، در دستورالعمل های عملیات و تعمیرات ارائه شده باشد.

۴-۲-۲-۵- قطع توان

بنا بر دلایل ایمنی باید هر توربین به تجهیزات قطع و ایزولاسیون از تمامی منابع توان تجهیز شود. تا در هنگام بازرسی و نگهداری بر اساس استاندارد EN1307 از منابع توان ایزوله شوند [۱۱].

تجهیزات قطع کننده و ایزولاسیون برای تمامی منابع توان اعمال شوند:

- توان مکانیکی
- توان الکتریکی
- توان هیدرولیک/پنوماتیک

تجیهزات قطع کننده باید دارای شرایط زیر باشند:

- باید قابلیت اینکه هر کدام از زیر سیستم‌ها، مدارات و تجهیزات مکانیکی، الکتریکی و هیدرولیکی را داشته باشد، تا بتواند از منابع خارجی یا بار در شرایط حفاظتی و یا در هنگام بازررسی، نگهداری و یا آزمون بتواند ایزوله بشود.
- به طور واضح قابل شناسایی و علامت دار باشد.
- قابلیت قفل کردن یا دارای بخش جداسازی باشد تا در صورتی که اتصال مجدد باعث به خطر افتادن افراد شود جلوگیری کند.
- وابسته به منطق سیستم کنترلی نباشد.

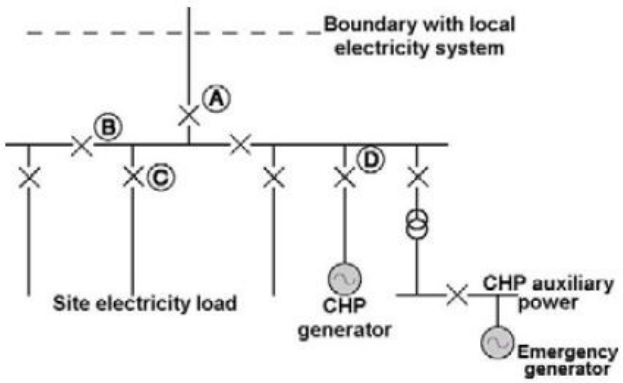
تنها ا ستثنا الزامات ذکر شده در مورد مدارهایی ه ستند که لازم ا ست به منبع انرژی خود مت صل با شند، مانند سـیسـتم داده های حفاظتی، حفاظت صـاعقه و غیره. در این حالت‌ها دیگر الزامات برای بهره برداری ایمن در نظر گرفته شود.

۴-۲-۳- چگونگی در مدار آوردن منابع تولید پراکنده غیراینورتری

نیروگاه از نوع غیراینورتری مانند تولید همزمان برق و گرما (CHP) برای تامین توان خروجی مجموعه، معمولاً به صورتی به شبکه اتصال دارد که بتواند در ارتباط با سیستم تغذیه برق محلی باشد. این کار با استفاده از اتصال کلیدهای میان نیروگاه، سایت مجموعه و سیستم محلی حاصل می‌شود. در حالتی که کلیدها همگی بسته باشد، در واقع نیروگاه CHP و سیستم محلی به صورت قفل شده (سنکرون) با هم کار می‌کنند. این حالت به عنوان مود کارکرد موازی شبکه شناخته می‌شود.

همان‌طور که در شکل (۴-۸) نشان داده شده است، در مود موازی نرمال تمامی کلیدها بسته می‌شوند. اگر سیستم محلی دچار نقص شود، کلید A باز شده و نیروگاه بار محلی مجموعه را تامین می‌کند که می‌تواند توسط کلید باز شده B یا کلیدهای B و C محدود شود. زمانی که سیستم محلی بازیابی می‌شود، نیروگاه با سیستم محلی سنکرون می‌گردد و کلید A جهت موازی کار نمودن بازیابی می‌شود. کلیدهای B و C سپس بسته می‌شوند تا تغذیه کامل را به سایت بازگردانند.

زمانی که یک تغییر از حالت موازی به جزیره‌ای به طور همزمان اتفاق می‌افتد، نیروگاه باید توانایی این را داشته باشد که بار محلی سایت را بدون قطعی تغذیه نماید. اما به دلیل اینکه در بحث انجام شده اجازه کارکرد جزیره‌ای منابع تولید پراکنده وجود ندارد، لذا به این موضوع پرداخته نمی‌شود [۸].



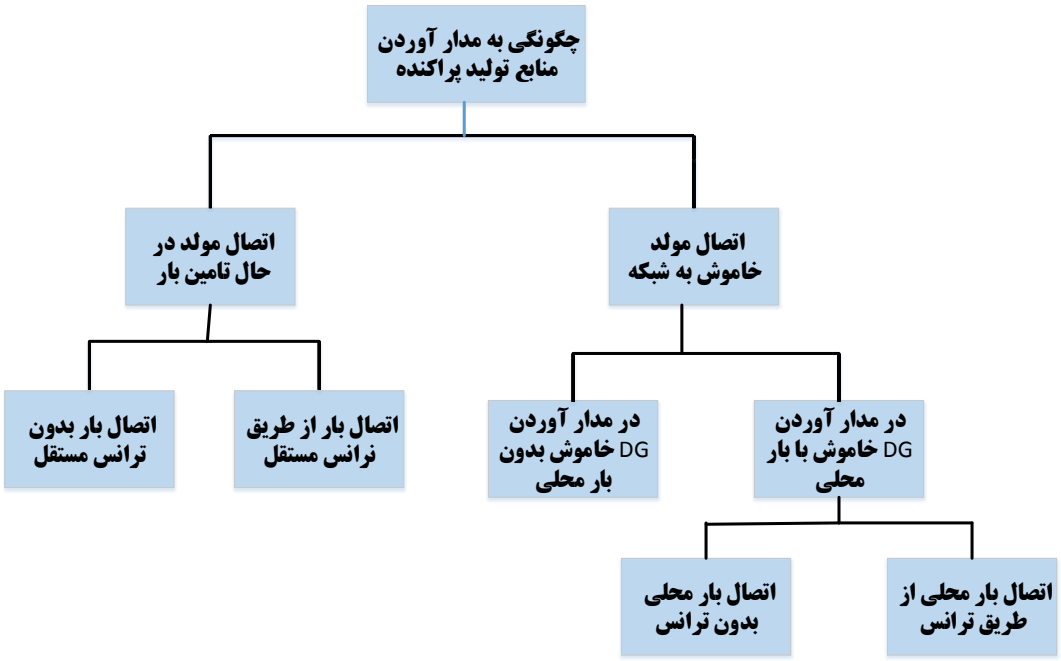
شکل (۴-۸): مودهای عملکرد موازی و جزیره‌ای

چگونگی سنکرون‌کردن و به مدارآوردن منابع تولید پراکنده از موارد ضروری و مهمی است که اپراتور نیروگاه باید توجه داشته باشد. موارد زیر در شیوه به مدار آوردن یا اتصال به شبکه منبع تولید پراکنده اثرگذار هستند:

- اتصال مولد به شبکه از حالت خاموش یا اتصال مولد در حالت کار به شبکه

- وجود یا عدم وجود بار محلی
- در صورت وجود داشتن بار محلی، وجود یا عدم وجود ترانسفورماتور مستقل برای بار

شکل (۴-۹) موقعیت‌های مختلف را برای آغاز به کار فرآیند اتصال به شبکه با توجه به مواردی که ذکر شد نشان می‌دهد.



شکل (۴-۹): حالت‌های ممکن برای در مدار آوردن منابع تولید پراکنده غیراینورتری

در ادامه طبق شکل بالا حالات مختلف اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرد [۱].
در شکل (۴-۱۰) و شکل‌های بعدی به طور نمونه منبع تولید پراکنده از نوع CHP نمایش داده شده است.

۴-۲-۳-۱- اتصال منبع تولید پراکنده خاموش به شبکه

اگر تولید پراکنده خاموش باشد و اپراتور نیروگاه بخواهد DG را به شبکه وصل نماید حالت‌های زیر را می‌توان مورد بررسی قرار داد:

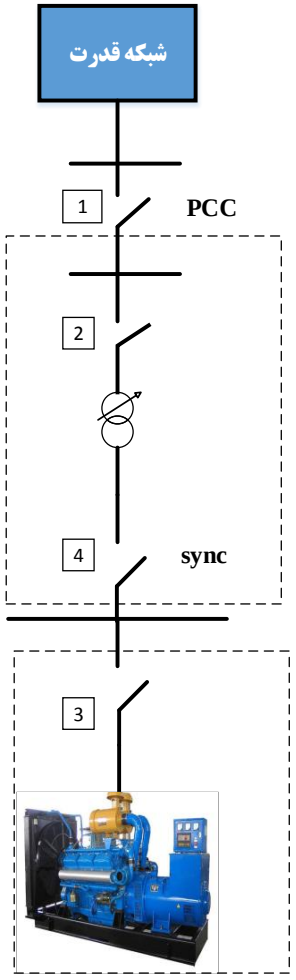
- **منبع تولید پراکنده در حالت بدون بار محلی**

اگر بار محلی در شبکه موجود نباشد و اپراتور نیروگاه بخواهد منبع تولید پراکنده را وارد شبکه کند و عملیات سنکرون‌سازی را انجام دهد، ابتدا می‌بایست واحد راه‌اندازی شده تنظیمات آن مطابق دستورالعمل‌های راه‌اندازی نوشته

شده توسط سازنده انجام شود. سپس با هماهنگی و اجازه بهره‌بردار شبکه و اپراتور نیروگاه کلید نقطه اتصال مشترک (کلید شماره ۱) بسته می‌شود.

همان طور که در شکل (۴-۱۰) نشان داده شده است، در مرحله بعد کلید شماره ۲ باید بسته شود و ترانسفورماتور اتصال DG به شبکه برق‌دار شود. در انتها کلید شماره ۳ بسته می‌شود. حال مشاهده می‌شود که دو طرف کلید سنکرون کننده (۴) برق‌دار شده است. درنتیجه در صورت فراهم بودن شرایط سنکرون، به طور اتوماتیک فرمان وصل به کلید شماره ۴ توسط رله سنکرون کننده صادر می‌گردد و منبع با شبکه سنکرون می‌شود.

لازم به ذکر است که کلید شماره ۳ متعلق به خود منبع تولید پراکنده (CHP) بوده و برای وارد نمودن آن به مدار استفاده می‌شود. کلید شماره ۱ نیز متعلق به باس PCC بوده و برای اتصال شبکه به بخش تولید پراکنده و تجهیزات جانبی آن به کار می‌رود. کلید ۴ نیز کلید سنکرون کننده است که جزء تجهیزات الزامی قدرت محسوب می‌شود که در فصل سوم به طور مفصل به این تجهیزات اشاره شد.



شکل (۴-۱۰): نیروگاه تولید پراکنده غیراینورتری بدون بار محلی

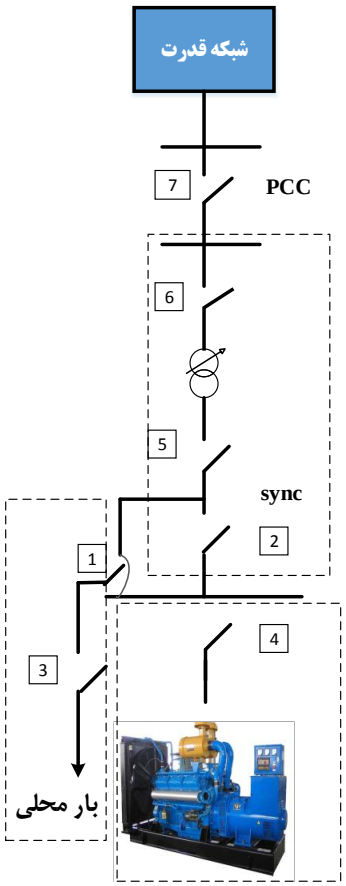
- **منبع تولید پراکنده در حالت وجود بار محلی**

در صورت وجود بار محلی، برای وارد مدار نمودن مولد از حالت خاموش و سنکرون کردن آن با شبکه دو حالت عملکردی وجود دارد. حالت اول اگر بار محلی بدون ترانسفورماتور اختصاصی به شبکه متصل باشد، مراحل زیر را طبق شکل (۴-۱۱) باید انجام داد:

❖ **اتصال بار محلی به شبکه بدون ترانسفورماتور اختصاصی**

قبل از اینکه مجموعه نیروگاه روشن شود، بار محلی از مسیر کلیدهایی که مستقیماً به شبکه اتصال دارد تغذیه می‌شود (کلیدهای ۱، ۳، ۵، ۶، ۷). هرگاه اپراتور نیروگاه تصمیم بر سنکرون نمودن منبع با شبکه را داشته باشد، ابتدا می‌بایست بهره‌بردار شبکه اتصال DG به شبکه را تایید نماید، سپس اجازه سنکرون کردن صادر می‌شود. در ادامه مولد طبق دستورالعمل‌های موجود راه‌اندازی می‌شود. سپس کلید شماره ۴ (کلید مربوط به ژنراتور) توسط اپراتور نیروگاه وصل شده و بعد از ایجاد شرایط مناسب سنکرون توسط رله مربوطه، ژنراتور از طریق کلید شماره ۲ (کلید سنکرون کننده) به شبکه اتصال داده می‌شود.

لازم به ذکر است که کلید شماره ۴ متعلق به خود منبع تولید پراکنده بوده و برای روش شدن آن و اتصال به شبکه قبل از کلید سنکرون کننده به کار می‌رود. کلید شماره ۳ و شماره ۱ متعلق به بار محلی بوده که وظیفه اتصال بار به شبکه و در شرایطی تغذیه مستقیم بار توسط شبکه را بر عهده دارند. در واقع کلید شماره ۱ می‌تواند در شرایطی به شبکه متصل شود و یا این که در نبود شبکه به منبع تولید پراکنده وصل باشد. کلید شماره ۷ مربوط به باس PCC بوده و وظیفه اتصال شبکه را به مجموعه تجهیزات منبع تولید پراکنده بر عهده دارد. در نهایت، کلیدهای شماره ۲، ۵ و ۶ متعلق به تجهیزات جانبی اتصال DG به شبکه بوده که در فصل سوم نیز عنوان شده بود. کلید شماره ۲ کلید سنکرون کننده می‌باشد و کلیدهای شماره ۵ و ۶ متعلق به ترانسفورماتور مولد مقیاس کوچک است.



شکل (۴-۱۱): نیروگاه تولید پراکنده غیراینورتری همراه با بار محلی (بدون ترانسفورماتور اختصاصی)

❖ اتصال بار محلی به شبکه از طریق ترانسفورماتور اختصاصی

همان‌طور که در شکل (۴-۱۲) نشان داده شده است، در این حالت اگر مجموعه مولدها خاموش باشند، بار محلی از طریق ترانسفورماتور اختصاصی خود به شبکه اتصال دارد. در این حالت بار محلی از طریق مسیر اختصاصی خود که ترانسفورماتور است از سمت شبکه تغذیه می‌شود. که در این شرایط تنها کلیدهای مربوط به آن یعنی ۲، ۵، ۷ و ۸ بسته می‌باشند. اگر اپراتور منبع تولید پراکنده تصمیم به وارد نمودن DG به شبکه نماید، می‌بایست اجازه و تایید بهره‌بردار شبکه را داشته باشد. اگر مشکلی برای اتصال وجود نداشته باشد، منبع توسط اپراتور مربوطه راه‌اندازی شده و در مقادیر نامی فرکانس و ولتاژ قرار می‌گیرد. در مرحله بعدی ترانسفورماتور اتصال DG به شبکه از طریق کلید مخصوص به خود (شماره ۶) برق‌دار گردیده و کلید شماره ۱ نیز توسط اپراتور نیروگاه وصل می‌شود. در نهایت کلید سنکرون کننده (شماره ۴) بعد از آماده بودن شرایط سنکرون‌شدن می‌تواند وصل شود.

کاربرد کلید شماره ۳ این است که در صورت برابر بودن ولتاژ نامی ژنراتور با ولتاژ نامی بار محلی، می‌توان بار محلی را از طریق منبع تولید پراکنده و به صورت جدا از شبکه تامین نمود.

با توجه به شکل (۴-۱۲) مشخص است که کلیدهای شماره ۱ و ۲ به ترتیب مربوط به منبع تولید پراکنده و بار محلی می‌باشند. کلیدهای ۴ و ۶ نیز متعلق به ساختار تجهیزات جانبی اتصال به شبکه DG است.

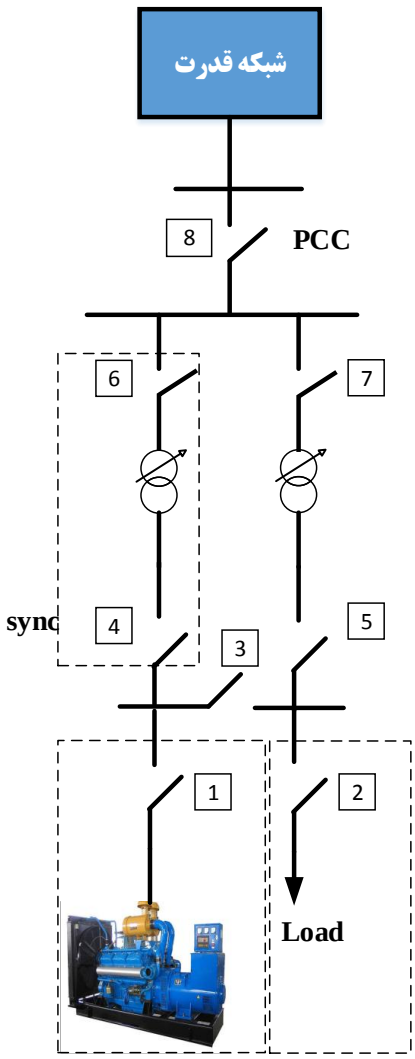
۴-۲-۳-۲- منبع تولید پراکنده در حال کار به صورت مستقل و اتصال آن به شبکه برق

اگر شبکه به هر دلیلی دچار بی‌برقی شود و منبع تولید پراکنده از شبکه جدا گردد و هم‌چنین در حال تامین بار محلی باشد، برای اتصال به شبکه با توجه به نحوه اتصال بار محلی شرایط مختلفی ایجاد می‌گردد که در ادامه بررسی می‌شوند.

- **اتصال بار محلی به شبکه بدون ترانسفورماتور اختصاصی**

در این طرح، بار محلی مستقیماً به شینه ژنراتور اتصال دارد. سناریوهایی که مورد بحث است عبارتند از:

- سناریوی اول: اتصال بار محلی به شبکه و بی‌بار نمودن ژنراتور و اتصال ژنراتور بی‌بار به شبکه
- سناریوی دوم: اتصال منبع تولید پراکنده همراه با بار محلی به شبکه



شکل (۴-۱۲): نیروگاه تولید پراکنده غیراینورتری همراه با بار محلی (با ترانسفورماتور اختصاصی)

سناریوی اول: در این حالت بار محلی به شبکه متصل شده، منبع تولید پراکنده بی‌بار گردیده و ژنراتور بی‌بار با شبکه سنکرون می‌شود.

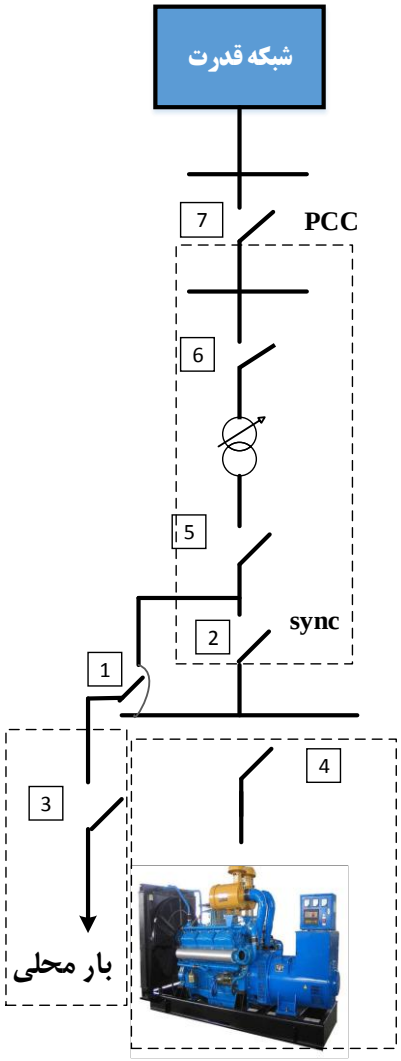
سناریوی دوم: در این حالت، کلید نقطه اتصال مشترک (شماره ۷) به دلیل این‌که شبکه بالادست بی‌برق است قطع می‌باشد. هم‌چنین کلیدهای مسیر تغذیه منبع تولید پراکنده نیز (۲، ۵، ۶) قطع می‌باشند. بار محلی نیز از طریق منبع تولید پراکنده تغذیه شده و به صورت مستقل از شبکه در حال کارکرد است.

برای سنکرون شدن DG با شبکه بایستی مراحل زیر طی گردد:

۱. هماهنگی با بهره‌بردار شبکه، اخذ تاییدیه، صلاحیت اتصال به شبکه و وصل کلید PCC
۲. وصل کلیدهای شماره ۵ و ۶ پس از اتصال کلید PCC
۳. منتقل نمودن مسیر تغذیه بار محلی به شبکه سراسری با تغییر وضعیت کلید ۱

۴. در صورت فراهم بودن شرایط، رله سنکرونیزاسیون فرمان وصل را به کلید مربوطه (کلید شماره ۲) داده و ژنراتور به شبکه اتصال می‌یابد.

در این حالت و سناریو نیز مشابه بخش قبلی با توجه به کادرهای هاشورخورده مشاهده می‌شود که کلیدهای ۲، ۵ و ۶ مربوط به قسمت تجهیزات اتصال جانبی منابع تولید پراکنده بوده که در آن کلید شماره ۲ کلید سنکرون کننده و کلیدهای ۵ و ۶ کلیدهای مربوط به ترانسفورماتور اتصال DG به شبکه می‌باشند.

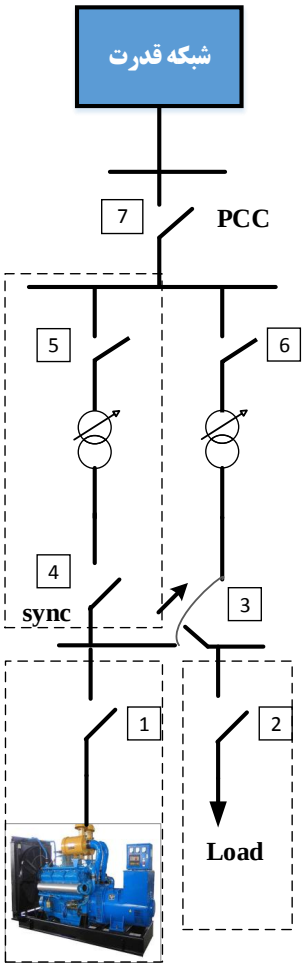


شکل (۴-۱۳): سنکرون کردن منبع تولید پراکنده دارای بار محلی با شبکه (بدون ترانسفورماتور اختصاصی)

- **اتصال بار محلی به شبکه از طریق ترانسفورماتور اختصاصی**

در این شرایط شبکه بی‌برق است و بارمحلی از طریق منبع تولید پراکنده تغذیه می‌گردد. اگر بعد از برق‌دار شدن مجدد شبکه، اپراتور نیروگاه بخواهد منبع را به شبکه اتصال دهد، سناریوهای زیر برقرار هستند:

- سناریوی اول: اتصال بار محلی به شبکه و بی‌بار نمودن ژنراتور و اتصال ژنراتور بی‌بار به شبکه
- سناریوی دوم: اتصال منبع تولید پراکنده همراه با بار محلی به شبکه



شکل (۴-۱۴): سنکرون کردن منبع تولید پراکنده دارای بار محلی با شبکه

سناریوی اول: در این حالت، شبکه بی‌برق است و کلید نقطه اتصال مشترک (PCC) و کلیدهای مربوط به اتصال شبکه (۴، ۵، ۶) باز هستند. بار محلی از مسیر کلید شماره ۳ به ژنراتور متصل است و به صورت مستقل از شبکه تغذیه می‌گردد. در صورت اجازه و تایید بهره‌بردار شبکه منبع می‌تواند به شبکه وصل شود. مراحل اتصال به شرح زیر است:

۱. با بهره‌بردار شبکه هماهنگی لازم صورت گیرد تا مانعی جهت اتصال DG به شبکه نباشد. سپس کلید PCC (شماره ۷) وصل می‌شود.
۲. سپس کلید مربوط به اتصال ترانس اتصال بار محلی به شبکه (شماره ۶) می‌بایست وصل شود.
۳. حال که بار محلی مسیر تغذیه آن به شبکه فراهم گردید، کلید شماره ۳ را تغییر وضعیت داده و به شبکه وصل اتصال داده می‌شود.
۴. این مرحله نوبت برق‌دار شدن اتصال DG به شبکه می‌باشد که از طریق ترانسفورماتور اتصال، این کار صورت می‌گیرد. (وصل کلید شماره ۴)
۵. در نهایت در صورت فراهم بودن شرایط سنکرون بودن، رله سنکرون‌کننده فرمان وصل کلید مربوطه را صادر می‌کند.

سناریو دوم: مراحل زیر فرآیند اتصال DG به شبکه را بیان می‌کند:

لازم به ذکر است که در صورتی این مراحل برقرار است که گاورنر و AVR مربوط به ژنراتور توانایی سنکرون نمودن منبع تولید پراکنده زیر بار را با شبکه داشته باشد. در این شرایط نیازی به انتقال بار از روی DG به شبکه و سنکرن کردن منبع بی‌بار با شبکه نیست.

۱. هماهنگی بهره‌بردار شبکه می‌بایست در گام اول صورت گیرد تا هیچ مانعی جهت اتصال وجود نداشته باشد. (وصل کلید شماره ۷)
۲. بعد از اتصال کلید PCC، کلیدهای اتصال منبع و بار به شبکه که کلیدهای مربوط به ترانس‌ها است وصل می‌گردد.
۳. حال که ترانسفورماتورهای اتصال برق‌دار شد، در صورت فراهم شدن شرایط لازم برای سنکرون شدن منبع تولید پراکنده با شبکه، فرمان وصل از سوی رله مربوطه صادر گردیده و کلید شماره ۴ وصل می‌شود.

توجه شود که بار محلی در نهایت از طریق ترانسفورماتور مربوط به خود به شبکه وصل می‌شود.

۴-۲-۳-۳- مودهای بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده غیراینورتری

برای توان‌های بالای منابع تولید پراکنده غیراینورتری، ضروری است کنترل‌کننده سیستم تحریک (AVR) قابلیت کنترل ضریب توان و کنترل ولتاژ را داشته باشد. گاورنر نیز باید هر دو مود کنترل فرکانس و کنترل توان را داشته باشد. برای بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده جهت تامین بار محلی، ضروری است مودهای عملکردی مربوط به حالت کاری مجزا از شبکه نیز برای هر دو کنترل AVR و گاورنر منظور شود.

به دلیل آن‌که منابع تولید پراکنده در زمان بهره‌برداری موازی با شبکه مجاز به تنظیم ولتاژ فعال در باس‌های شبکه نیستند، لذا بهره‌برداری از این منابع در حالت موازی با شبکه در مود ضریب توان ثابت انجام می‌شود. در این حالت، AVR وظیفه دارد تحریک ژنراتور را طوری کنترل نماید که ژنراتور در ضریب توان ثابت مورد بهره‌برداری واقع شود. تنظیم ولتاژ برعهده بهره‌بردار شبکه است.

در حالتی که مولد به شبکه برق اتصال دارد، AVR باید در مود عملکردی ضریب توان ثابت و گاورنر در مود عملکردی کنترل توان ثابت باشند. در این حالت منبع تولید پراکنده نمی‌تواند تنظیم ولتاژ فعال را در شبکه داشته باشد و نیز باید توان ثابتی را در یک ضریب توان مشخص تولید نماید، به همین دلیل نسبت توان اکتیو تزریقی به توان راکتیو ثابت است.

۵-موارد و نکات مشترک میان منابع تولید پراکنده اینورتری و غیراینورتری

۵-۱- تامین مصارف داخلی منابع تولید پراکنده

از آن‌جا که کارکرد منابع تولید پراکنده به عنوان نیروگاه نیازمند مجموعه‌ای از تجهیزات جانبی مانند کلیدزنی و اندازه‌گیری است، لذا برای عملکرد مطلوب این تجهیزات در نیروگاه می‌بایست یک سیستم تغذیه مناسب با ضریب اطمینان و کیفیت بالا فراهم باشد تا در شرایط مختلف شبکه به طور صحیح مورد بهره‌برداری مناسب قرار گیرند. به دلیل این‌که در صورت رخ‌دادن اتصال کوتاه در شبکه، علاوه بر شبکه اصلی منبع تولید پراکنده نیز محل خطا را تغذیه می‌کند، برای اطمینان از قطع سریع جریان عبوری از تجهیزات و کم‌شدن اثرات مخرب حاصل از عبور جریان خطا نکاتی می‌بایست مورد توجه قرا گیرد که به شرح زیر است:

- بهتر است که تغذیه مدار فرمان، کلیدهای ترانسفورماتور اتصال DG به شبکه و کلید نقطه اتصال مشترک با ولتاژ DC انجام شود. در غیر این صورت به دلیل افت ولتاژ شدید هنگام بروز خطاهای دوفاز و سه‌فاز در شبکه سیستم حفاظتی قادر به باز کردن کلید و رفع خطا نبوده و احتمال آسیب زدن به تجهیزات شبکه افزایش می‌یابد. جهت جلوگیری از ایجاد چنین شرایطی می‌توان یکی از موارد زیر را اجرا نمود:
    ۱. استفاده نمودن از ولتاژ DC برای تغذیه سیستم‌های حفاظتی
    ۲. استفاده نمودن از ولتاژ تغذیه AC با این شرط که علاوه بر تامین تغذیه تجهیزات مختلف توسط ولتاژ خروجی مولد و نیز شبکه برق متصل به مولد، از مسیر سومی استفاده شود که به تغذیه پشتیبان (UPS) وصل است.

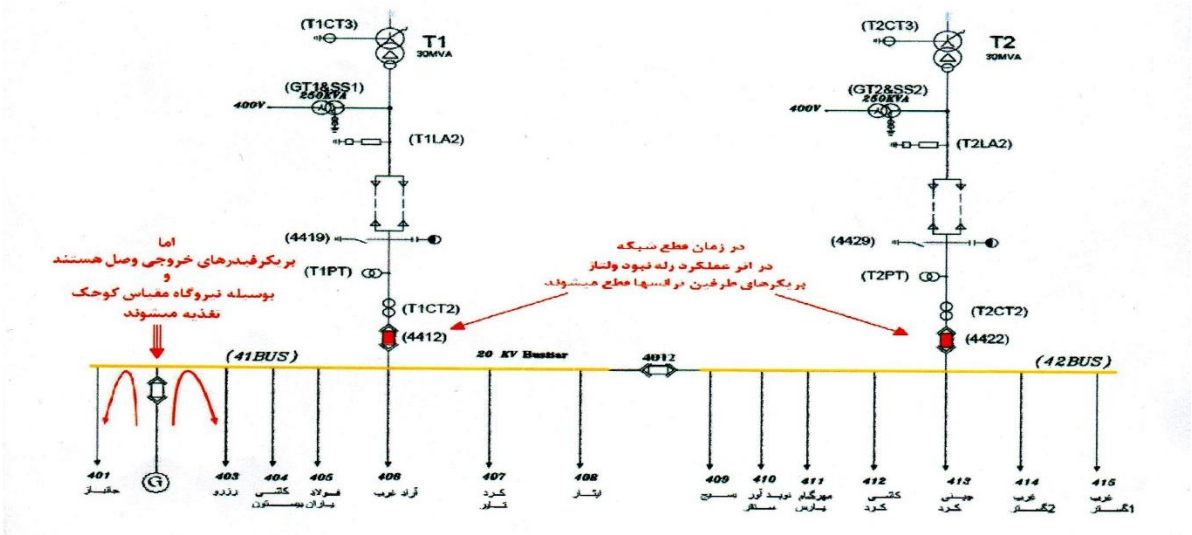
۳. استفاده از ولتاژ تغذیه AC با این شرط که حداقل از سه محل مختلف تامین شود و در هر زمان یکی از آن‌ها به شینه تغذیه داخلی سیستم حفاظتی متصل شود و مسیرهای دیگر در حالت آماده به کار هستند تا در صورت نیاز به صورت خودکار از آن‌ها استفاده شود.

این نکته قابل ذکر است که تغذیه کمکی به همراه ولتاژ DC و نیز تغذیه کمکی با ولتاژ AC و پشتیبانی آن با استفاده از UPS، علاوه بر مبدل الکترونیک قدرت، شامل باتری‌های پشتیبان نیز می‌باشد [۱۲].

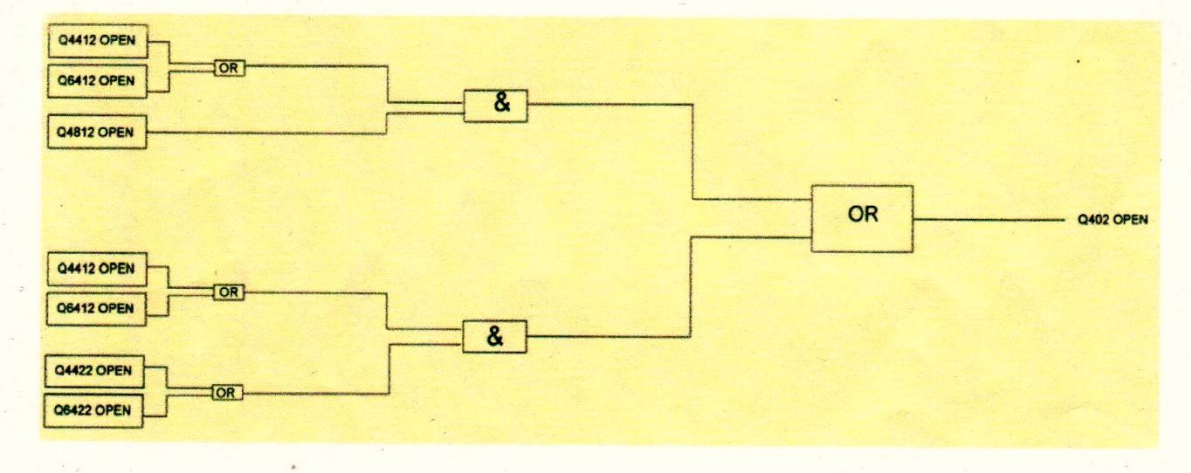
۵-۲- تشکیل جزایر ناخواسته در شبکه

قطع ارتباط و قطع تغذیه مجموعه‌ای از سیستم برق با منبع توان اصلی را جزیره‌ای شدن نامند که می‌تواند به دلیل از دست رفتن توان یا به دلیل از دست رفتن خطوط ارتباطی ایجاد گردد. هنگام ایجاد یک جزیره ناخواسته که در آن منبع تولید پراکنده قسمتی از شبکه را از مسیر نقطه اتصال مشترک تغذیه می‌نماید، سیستم حفاظتی مربوط به مولد و تجهیزات ارتباط دهنده به شبکه، باید ایجاد جزیره را شناسایی نموده و تزریق توان به شبکه برق را حداکثر ظرف مدت ۲ ثانیه پس از تشکیل آن متوقف کند [۴].

به منظور جلوگیری از حالت جزیره‌ای شدن، لاجیک قطع بریکر فیدرهای نیروگاه مشابه با شکل‌های (۵-۱) و (۵-۲) باید اجرا گردد.



شکل (۵-۱): مدار معادل تک‌خطی فیدرهای خروجی پست



شکل (۵-۲): لاجیک قطع بریکر فیدرهای نیروگاه

۵-۳- نگرانی‌های سیستم توزیع محلی

اتصال منبع تولید پراکنده می‌تواند نگرانی‌هایی را به اپراتور سیستم توزیع محلی معرفی نماید. اهداف اپراتور سیستم توزیع محلی به صورت زیر است:

- کمینه نمودن ریسک‌های امنیت به عموم و کارمندان
- مطابقت با قوانین وضع شده توسط دولت‌ها
- فراهم نمودن قابلیت اطمینان و کیفیت توان
- هزینه‌های کنترل

۱. کمینه نمودن ریسک‌های امنیت به عموم و کارمندان

امنیت مهم‌ترین عامل در طراحی سیستم توزیع محلی است. وضع‌کنندگان قوانین معمولاً نیازمندی‌های امنیت کمینه را برای سیستم‌های الکتریکی وضع می‌کنند. این نیازمندی‌های امنیت برای حفاظت از اشخاص و اموال آن‌ها است. امنیت پرسنل، عموم و نگهداری اموال ملاحظات مهمی به شمار می‌آیند.

در حالی که سیستم توزیع ناحیه‌ای به طور مرسوم از سیستم کلی جداسازی شده است، سیستم توزیع محلی بیشتر دردسترس قرار دارد. پرسنل معمولاً در تماس با تجهیزات الکتریکی سیستم توزیع محلی هستند. اضافه نمودن منابع تولید پراکنده جریان خطای موجود در سیستم توزیع را افزایش می‌دهد.

۲. مطابقت با قوانین وضع شده توسط دولت ها

سیستم توزیع محلی به طور معمول نیازمند برآورده نمودن دستورالعمل‌های شبکه مانند NEC و NESC و ... است. دستورالعمل‌هایی که مراجع بین المللی و شرکت‌های توزیع کشورها وضع می‌کنند معتبر خواهد بود.

دستورالعمل NEC جریان‌دهی رسانا و حفاظت اضافه جریان را برای هادی‌ها و تجهیزات مشخص می‌سازد. هم‌چنین نیازمندی‌ها برای زمین شدن و اتصال را نیز به دلیل اهمیت امنیت سیستم الکتریکی تعیین می‌کند. علاوه بر هادی زمین شده، NEC نیاز به هادی زمین شده جدا از هم برای اتصال تجهیزات الکتریکی دارد. هادی زمین شده مسیر جریان زمین برای خطا را فراهم می‌کند. ملاحظات زیادی در طراحی سیستم زمین برای یک منبع تولید پراکنده مورد نیاز است.

۳. فراهم نمودن قابلیت اطمینان و کیفیت توان

تقاضا برای قابلیت اطمینان و کیفیت توان در حال تغییر است. از آن‌جایی که وابستگی به برق در حال افزایش است، نیاز به توان مورد اطمینان و با کیفیت مناسب زیاد شده است.

۵-۴- نحوه هماهنگی و تعامل بین بهره بردار شبکه و اپراتور منبع تولید پراکنده

بهره‌برداری مناسب و صحیح از منابع تولید پراکنده در شبکه برق مستلزم همکاری مناسب و دو جانبه بهره‌بردار شبکه و اپراتور مستقر در محل نیروگاه تولید پراکنده است. به عبارت دیگر برای حصول اطمینان از این موضوع که هیچ گونه خطری در اثر اتصال و بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده در شبکه ایجاد نمی‌گردد لازم است دستورالعمل مناسبی که نشان‌دهنده چگونگی ارتباط بهره‌بردار شبکه و اپراتور نیروگاه تولید پراکنده است تهیه گردد و در اختیار هر یک از آنها قرار گیرد. در این قسمت برخی از مواردی که باید بهره بردار شبکه و اپراتور منبع تولید پراکنده جهت ایجاد یک تعامل مناسب و بهره‌برداری ایمن از مولد و شبکه مد نظر قرار دهند ارائه می‌گردد [۱۲].

۵-۴-۱- اپراتور مولد تولید پراکنده

در ظرفیت‌های بالای منابع تولید پراکنده که به شبکه فشار متوسط متصل می‌شود، مالک نیروگاه می‌بایست متعهد شود که در همه زمان‌ها یک نفر به عنوان اپراتور مولد تولید پراکنده در مکان نیروگاه تولید پراکنده جهت دریافت دستورات کنترلی و بهره برداری حضور خواهد داشت. این اپراتور که نماینده تام الاختیار مالک نیروگاه در ارتباط با بهره بردار شبکه است وظیفه بهره‌برداری از مولد تولید پراکنده، اجرای فرامین کنترلی در شبکه محلی مربوط به مولد و آگاه نمودن بهره بردار شبکه از بروز هر گونه شرایط غیر عادی در شبکه محلی را بر عهده دارد. تحصیلات اپراتور مولد تولید پراکنده یا افراد مختلف در شیفت‌های کاری متفاوت حداقل بایستی تکنسین برق بوده و توسط شرکت برق تأیید صلاحیت شده باشد. به طور کلی در هنگام اتصال مولد به شبکه و قطع مولد از شبکه یا انجام تعمیرات و مانور

در شبکه یا هنگام انجام تعمیرات یا تغییرات در سایت نیروگاه تولید پراکنده هماهنگی و تعاملات بین بهره بردار شبکه و اپراتور مولد تولید پراکنده از اهمیت زیادی برخوردار است [۱۲].

۵-۴-۲-ورود و خروج مولد در شبکه توزیع

* ضروری است ورود اولین مولد تولید پراکنده به شبکه (از میان منابع موازی با هم) که سبب برق‌دار شدن فیدر خروجی از جهات مختلف می‌شود، با هماهنگی مرکز کنترل و پس از اخذ مجوزهای شفاهی از کارشناس کنترل شبکه انجام گیرد. برای انجام این کار باید موارد زیر لحاظ شوند.

* لازم است رله سنکرونیزاسیون مورد استفاده در نقطه محل اتصال، فقط زمانی عمل نماید که هر دو سمت کلید شرایط بسته شدن آن فراهم باشد و در غیر این صورت کلید PCC اجازه بسته شدن را به صورت خودکار ندارد.

* کارشناس کنترل شبکه پس از دریافت درخواست وصل مولد، علاوه بر برقراری تماس با اپراتور مولد، می‌بایست نقشه‌های مانور را بررسی نموده و نسبت به برق‌دار بودن فیدر خروجی اطمینان لازم را کسب کند. در چنین حالتی که فیدر فوق برق‌دار بوده در شرایط عملکردی نرمال قرار دارد، ضروری است مجوز اتصال مولد به فیدر خروجی در سریع‌ترین زمان ممکن صادر گردد.

* اگر صدور مجوز وصل مولد به شبکه، بیشتر از ۱۰ دقیقه (از زمان درخواست شفاهی اپراتور مولد مبنی بر ورود مولد به شبکه) باشد، مدت زمان آمادگی برابر فاصله زمانی بین لحظه اعلام درخواست ورود (توسط اپراتور مولد) تا لحظه اعلام مجوز ورود به مدار درنظرگرفته می‌شود. لازم به ذکر این نکته است که اگر مدت زمان صدور مجوز وصل مولد به شبکه کمتر از ۱۰ دقیقه باشد، هزینه آمادگی مولد لحاظ نمی‌شود.

* اگر اولین مولد به فیدر خروجی بدون هماهنگی با مرکز کنترل متصل شود، شرکت توزیع می‌تواند در مجوز اتصال مولد به شبکه برق بازبینی نموده و یا جریمه را اعمال نماید. هم‌چنین تبعات ناشی از وصل بدون هماهنگی بر ایمنی پرسنل، تاثیر بر شبکه برق و ... به عهده سرمایه‌گذار مولد است.

۵-۴-۳-هماهنگی در هنگام انجام مانور در شبکه و نیروگاه تولید پراکنده

اگر مانور در شبکه توزیع منجر به جزیره‌ای شدن مولد پراکنده شود، ضروری است مرکز کنترل در مدت زمان ۲۰ دقیقه قبل از انجام مانور، شرایط را به اپراتور مولد اطلاع رسانی نماید. در این شرایط اپراتور مولد یکی از اقدامات زیر را انجام می‌دهد.

الف) اپراتور مولد پراکنده، پس از ایجاد تعادل نسبی میان میزان توان اکتیو و راکتیو تولیدی و مصرفی در بار محلی، شرایطی را به‌وجود آورده که پس از باز نمودن کلید مشترک اتصال و تغییر وضعیت کنترل‌کننده‌های مولد، شبکه جزیره‌ای با حداقل نوسان به عملکرد عادی خود ادامه دهد. در این شرایط مطابق جزیره‌ای شدن با برنامه اقدام می‌شود.

ب) در صورت نیاز به خروج مولد، با رعایت نمودن اقدامات لازم، مولد را از مدار خارج نموده تا به آن تنش مکانیکی وارد نشود.

پس از زمان ۲۰ دقیقه، شرکت توزیع مجاز است نسبت به انجام مانور در شبکه اقدام کند. در ضمن، اگر کارشناس کنترل شبکه اولین تماس خود را با اپراتور مولد انجام داده و موفق نشده باشد، لازم است تا پایان مدت زمان ذکر شده سه بار دیگر با اپراتور مولد تماس بگیرد. باید توجه داشت که از اولین اقدام کارشناس کنترل شبکه برای تماس ۲۰ دقیقه زمان اختصاص می‌یابد و پس از آن، ضروری است اپراتور مولد سریعاً نسبت به قطع مولد یا جدا نمودن آن از شبکه اقدام نماید.

اگر انجام تعمیرات بلندمدت لازم باشد، باید حداقل ۷۲ ساعت قبل از خروج مولد، این کار به صورت درخواست کتبی به امور دیسپاچینگ اطلاع داده شود تا اقدامات مورد نیاز برای بررسی شرایط و مانور احتمالی در شبکه، انجام شود. در این حالت شرکت توزیع باید اقدامات مورد نیاز را برای تغذیه کل بار موجود در شبکه بدون نیاز به مولد انجام دهد.

در همه حالاتی که هماهنگی میان اپراتور مولد و کارشناسی کنترل شبکه در محل مولد یا شبکه انجام می‌شود می‌بایست این کار از طریق بسترهای مخابراتی انجام گیرد که مکالمات آن در مرکز کنترل ضبط می‌شود.

ادامه بهره‌برداری از مولد در حالت اتصال به شبکه، مشروط به رعایت تمام نکات فنی، ایمنی و قراردادی توسط اپراتور مولد و سرمایه‌گذار است.

با توجه به این‌که انجام مانور جهت تعمیرات و نگهداری چه در طرف پست (روی فیدر یا باسبار) و چه در سمت نیروگاه نیازمند آن است که فیدر از هر دو سمت فاقد ولتاژ بوده و سپس ارتینگ خط در هر دو سمت انجام پذیرد، لذا مشاهده ولتاژ سر خط فیدر، توسط اپراتور پست ۶۳ جهت انجام مانور ضروری می‌باشد. بنابراین نصب PT سر خط و هم‌چنین نصب میتر ولتاژ روی فیدر باید صورت پذیرد.

نحوه به مدار آمدن مولد به گونه‌ای است که ابتدا بریکر طرف شبکه بسته می‌شود و سپس بعد از بررسی شرایط سنکرون در نیروگاه توسط رله سنکرن، کلید مولد در نیروگاه بسته می‌شود، لذا وجود اینترلاک الکتریکی بین کلید پست و کلید نیروگاه جهت انجام صحیح اولویت مانور بریکرها ضروری می‌باشد.

۵-۴-۴-اطمینان از ارسال مطمئن فرمان قطع و بازشدن کلید

با توجه به این‌که محل اتصال کوتاه در شبکه توزیع از طریق منبع تولید پراکنده نیز تغذیه می‌گردد، برای اطمینان از قطع سریع جریان عبوری از آن و کاهش تبعات ثانویه حاصل از عبور جریان خطا توصیه می‌شود به موارد زیر در طراحی حفاظتی توجه شود:

۱. تغذیه کمکی سیستم حفاظتی مولد تولید پراکنده

توصیه می‌شود که تغذیه مدار فرمان و مدار تریپ کلید مولد و کلید نقطه اتصال مشترک با ولتاژ DC انجام شود. اگر از ولتاژ AC برای چنین منظوری استفاده شود، ممکن است به هنگام افت ولتاژ زیاد ناشی از اتصال کوتاه دو فاز و به ویژه سه فاز در شبکه فشار متوسط یا در مجاورت مولد، سیستم حفاظتی قادر به باز نمودن کلید و رفع سریع خطا نباشد، در نتیجه باید این مشکل به نحو مناسبی حل شود [۱۲].

۵-۴-۵-به‌کارگیری مسیرهای متفاوت در مدارات حفاظتی

پیشنهاد می‌شود که فرمان قطع هر یک از رله‌های موجود از قبیل رله مولد مقیاس کوچک، رله ترانسفورماتور واسط و رله نقطه اتصال مشترک از طریق دو مدار جداگانه به مدار تریپ کلیدهای مربوطه منتقل شود. در ضمن، اگر برای حفاظت مولد از دو نوع رله استفاده شود، توصیه می‌شود که فرمان قطع یکی از آن‌ها از مدار تریپ اول و فرمان قطع رله دوم نیز از مدار تریپ دوم منتقل شود. با انجام این روش مطمئن می‌شویم که اگر مشکلی در یکی از مدارات حفاظتی یا تغذیه کمکی آن ها ایجاد شود، مدار دوم می‌تواند ارسال فرمان تریپ را به کلید انجام دهد.

۵-۴-۶-نیازمندی‌های سیستم حفاظتی مرتبط با بهره‌برداری

در این قسمت تنها بخشی از نیازمندی‌های سیستم حفاظتی منبع تولید پراکنده، نقطه اتصال مشترک و فیدر خروجی متصل به مولد مورد مطالعه قرار می‌گیرد که با بهره‌برداری ایمن از شبکه توزیع یا قابلیت اطمینان شبکه توزیع ارتباط دارد و به بررسی سایر نیازمندی‌های حفاظتی در فصول قبلی پرداخته شده است.

برخی واحدهای حفاظتی مورد نیاز معرفی شده در این بخش، ممکن است با سایر واحدهای حفاظتی مورد نیاز در نقطه اتصال مشترک یکسان باشند، اما با توجه به تنظیم حد عملکرد و تاخیر زمانی متفاوت، توصیه می‌گردد از واحدهای جداگانه برای آن‌ها استفاده شود.

با توجه به وجود چندین واحد حفاظتی در رله‌های دیجیتال متداول نصب شده در نقطه اتصال مشترک، در برخی از نیازمندی‌های حفاظتی به شرح زیر، لزومی به نصب رله جداگانه نیست و می‌توان از واحدهای داخلی رله موجود استفاده نمود.

کلید بازبست

کلید بازبست ممکن است در ابتدای هر یک از فیدرهای فشار متوسط وجود داشته باشد که معمولا توسط واحد رلیاژ شرکت برق منطقه‌ای نصب و راه‌اندازی می‌شود. علاوه بر آن‌گاهی در طول فیدرهای فشار متوسط نیز توسط شرکت توزیع از کلیدهای بازبست استفاده می‌شود که در این گزارش به کلیه آن‌ها کلید بازبست گفته می‌شود.

رله‌های وصل مجدد و منبع تولید پراکنده ممکن است تاثیر نامطلوب متقابلی بر عملکرد یکدیگر داشته باشند که شامل موارد زیر است:

الف) وصل مجدد سریع خطای دوفاز یا سه فاز در فیدرهای فشار متوسط خروجی، باعث کاهش زمان رفع خطای بحرانی در مولد و در نتیجه تسریع بروز پدیده گذرا در آن می‌شود. این حالت ممکن است منجر به آسیب مکانیکی به محرک اولیه مولد ناشی از نوسانات شدید یا ناپایداری گذرا شود.

ب) اگر وصل مجدد سریع یا تاخیری در فیدر خروجی متصل به مولد انجام شده و فیدر جدا شده از شبکه، توسط مولد تولید پراکنده برق‌دار بماند، در این حالت اولا عدم سنکرون شدن احتمالی مولد با شبکه برق ممکن است باعث آسیب رساندن به شبکه و به ویژه مولد در لحظه وصل مجدد گردد. ثانیا در صورت تغذیه محل خطا توسط مولد، کانال قوس مربوط به خطا رفع نشده و در نتیجه وصل مجدد حتما ناموفق است.

برای رفع مشکل مذکور باید اقدام زیر را انجام داد:

لازم است تنظیم زمان مرده[1] کلید بازبست موجود در فیدر خروجی متصل به مولد به نحوی باشد که تمایز زمانی کافی را نسبت به زمان عملکرد رله‌های تشخیص جزیره‌ای شدن دارا باشد. به عبارت دیگر قبل از وصل مجدد کلید در فیدر متصل به مولد، لازم است اطمینان حاصل گردد که مولد تولید پراکنده از شبکه خارج شده است.

[1] Dead time

۵-۴-۷-بخش اتوماسیون، مانیتورینگ و چگونگی ارتباط با مرکز کنترل و دیسپاچینگ

۵-۴-۷-۱- سیستم‌های مانیتورینگ در نیروگاه‌های فتوولتاییک (PV)

بهره‌برداری از نیروگاه خورشیدی به طور قابل ملاحظه ای نسبت به نیروگاه های سنتی حساسیت کمتری دارد و نیازمند به نیروی کار کمتری در محل بهره‌برداری دارد که البته بسته به اندازه و پیچیدگی نیروگاه متفاوت است. بیشتر سیستم‌های فتوولتاییک در مقیاس شبکه از راه دور مانیتور و کنترل می شوند، حضور در محل معمولا زمانی نیاز خواهد بود که برای نگهداری بدون برنامه اقدام شود.

ملاحظات بهره‌برداری نیروگاه شامل دسته‌بندی های زیر می‌شود [۱۳]:

سیستم‌های مانیتورینگ

- امنیت
- حالت اضطراری و عکس العمل به آن
- عیب‌یابی
- بهره برداری از راه دور
- قابلیت کنترل نظارتی و جمع‌آوری داده‌ها

سیستم‌های مانیتورینگ

سیستم‌های مانیتورینگ به طور گسترده‌ای برای نیروگاه های خورشیدی استفاده می‌شوند تا پارامترهای عملکردی و بهره‌برداری را تایید نمایند. این اطلاعات جهت تعیین مقدار تولید استفاده می‌شوند و به شناسایی رفتارها یا م شکلاتی که نیازمند برر سی یا نگهداری بی شتری دارند کمک می‌نمایند. مانیتورینگ هم‌چنین به بهره‌برداران از وجود خطا یا حوادث دیگری که امنیت سیستم را تحت تاثیر قرار می‌دهند هشدار می‌دهد، اطلاعات هم‌چنین ممکن است برای تشخیص و عیب‌یابی مشکلات احتمالی و انجام اقدامات تصحیحی استفاده شوند.

مانیتورینگ شامل اندازه‌گیری‌های پیو سته و تکراری و هم‌چنین ضبط پارامترهای عملکردی سی ستم می شود. سیستم مانیتورینگ شامل انواع مختلفی از تجهیزات، ثبات‌ها، جمع‌آوری داده‌ها، ارتباطات و تحلیل می‌شود که اطلاعات ضروری را برای اپراتورهای سی ستم فراهم می نماید. به طور کلی، تمامی انواع سی ستم‌های فتوولتاییک مانیتور شده تا اطلاعات بر روی وضعیت سیستم و مقدار انرژی تولیدی را فراهم نمایند.

بیشتر اینورترهای فتوولتاییک هم‌چنین کدهای خطا و شرایط نامنا سب سیستم را که مرتبط با مشکلاتی در هر دو مدار AC و DC است را ثبت نموده و نشان خواهند داد. مانند خطاهای زمین DC در آرایه یا ولتاژهای خارج از

محدوده آرایه یا سرویس‌دهی شبکه. ترجمه و تفسیر این کدها و پیام ها اولین گام اساسی برای هر عملیات عیب‌یابی است و می تواند به شناسایی مشکلات خاص و اقدام مناسب آن کمک نماید.

بهره‌برداری از راه دور

اپراتورهای شبکه با استانداردهای جدید، پروتکل‌ها و مزایایی که مرتبط با بهره‌برداری نیروگاه از راه دور و کنترل تجهیزات هستند آشنایی دارند. قوانین مشابه به نیروگاه های خورشیدی نیز اعمال می شود. بهره‌برداری از را دور از اطلاعات مانیتورینگ برای تامین اطلاعات به پرسنل مربوطه استفاده می‌کند. این سیستم‌ها می‌توانند برای فرستادن آلارم ها یا هشدارهای مرتبط با حوادث رخ داده شده در سیستم به صورت خودکار برنامه‌ریزی شوند، در نتیجه، هزینه پرسنل تمام وقت برای مانیتور عملکرد و بهره‌برداری نیروگاه را کمینه می‌کنند.

اسکادا

سیستم های فتوولتاییک بزرگ در مقیاس شبکه معمولا شامل قابلیت های سیستم کنترل نظارتی و جمع آوری داده (اسکادا) می‌شوند تا به اپراتورها اجازه دهند که از راه دور اینورترها و دیگر تجهیزات را کنترل و مانیتور نمایند. لازم به ذکر است که بیشتر اینورترهای سیستم فتوولتاییک شامل قابلیت‌های اسکادا درون خود را دارند .

یک سیستم اسکادا می‌تواند بازدهی زمان واقعی سیستم فتوولتاییک را مانیتور نموده و به طور پیوسته آن را با مقادیر مورد انتظار مقایسه کند تا بهره‌برداری بهینه سیستم را ارزیابی نماید. انتخاب سیستم مانیتورینگ، نقاط تنظیمی اینورتر استفاده شده و ترکیب با سیستم اسکادا باید قبل از ساخت سیستم تعیین شوند تا تضمین نمایند که تمامی نیازمندی های اتصال در پروسه فاز طراحی برآورده شوند.

۵-۴-۷-۲- سیستم‌های مانیتورینگ در نیروگاه‌های CHP

بعضی از نیروگاه‌های تولید پراکنده از یک سیستم مانیتورینگ متمرکز استفاده می‌کنند که یک جریان پیوسته‌ای از اطلاعات را برای بهره‌بردار نیروگاه فراهم می‌آورد. سیستم ممکن است طوری تنظیم شود که توصیه‌ها و آلارم‌ها را برای بهره‌بردار نیروگاه فراهم نماید ولی بدون تغییرات خودکار در بهره‌برداری آن همراه است. چنین سیستمی بر اساس مانیتورینگ وسیعی از شرایط عملکردی نیروگاه قرار دارد. بعضی از این موارد می‌تواند تجمیعی از کنترل‌های انفرادی سیستم باشد درحالی که بعضی دیگر ممکن است مربوط به یک مکان خاصی باشد که عملکرد کلی نیروگاه را بهبود می‌دهد.

سیستم مانیتورینگ نیروگاه اطلاعات جریان را برای یک محدوده از پارامترهای نیروگاه جمع‌آوری نموده درحالی که می‌تواند اطلاعات را ذخیره و پردازش نماید تا آن‌ها را برای ارزیابی و تشخیص فراهم کند. پارامترهای نوعی شامل موارد زیر هستند:

- خروجی‌های توان و گرما
- مصرف سوخت
- مصرف آب
- شرایط هوای محیط
- دما و فشار گاز
- شرایط سیستم خنک کننده و فن
- اندازه‌گیری مصرف و تولید برق
- پیش‌بینی رفتارهای بار در سایت

برای استفاده موثر از تجهیزات جمع‌آوری داده و مانیتورینگ، سیستم آنلاین کامپیوتری شامل اطلاعات مدیریت اضافی به همراه برنامه‌ریزی ضروری برای فعال‌سازی سیستم به اپراتور می‌باشد [۷].

۵-۴-۷-۳- فراهم سازی بسترهای مخابراتی

قبل از اتصال نیروگاه تولید پراکنده به شبکه باید امکانات مخابراتی فراهم شود. در این زمینه، دستورالعمل "روش اجرایی شرایط اتصال نیروگاه های جدیدالاحداث به شبکه " برای الزامات امکانات مخابراتی باید اجرا شود. امکانات و کانال‌های مخابراتی بین نیروگاه و بهره‌بردار شبکه، چه به صورت تلفنی و چه به صورت خودکار و از راه دور، باید برقرار باشد. 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 بهره برداری و ظرفیت نیروگاه) و یا شرکت های توزیع باید با استفاده از سیستم تلفنی ویژه دیسپاچینگ انجام گیرد. قابلیت‌ها و استانداردهای این سیستم توسط سیستم دیسپاچینگ ملی مشخص می گردد. مالک نیروگاه عهده دار تأمین تجهیزات لازم در محل اتاق فرمان ژنراتورها و پایانه های قابل اتصال به کانال های مخابراتی بین نیروگاه و مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه می‌باشد. علاوه بر این، مالک نیروگاه باید پیش بینی لازم را در محل اتاق ژنراتورها و دفاتر بهره برداری نیروگاه جهت ارسالی و دریافت اطلاعات و گزارشات از طریق نمابر و یا پست الکترونیکی به عمل آورد [۹].

قبل از شروع بهره برداری از اولین ژنراتور نیروگاه، مالک و بهره بردار نیروگاه باید اطلاعات لازم در رابطه با شماره تلفن‌های تماسی، اعم از تلفن شهری، نمابر، PLC (تلفن اختصاصی صنعت برق) را در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار

دهد. مسئولان بهره‌برداری شبکه نیز، متقابلا این اطلاعات را در اختیار مسئولان بهره برداری نیروگاه قرار خواهند داد.

برای به د ست آوردن اطلاعات، ن صب د ستگاه های اندازه گیری مورد نیاز ا ست؛ بنابراین، پایانه های راه دور و تجهیزات جمع آوری اطلاعات و کنترل (SCADA) مربوط به پ ست بلاف صل نیروگاه بادی، باید تو سط م سئولان بهره برداری پست بلافصل پیش بینی و در محل مناسبی در پست بلافصل و نقطه‌ی اتصال نیروگاه به شبکه نصب گردد. مسئولیت تهیه، نصب و راه اندازی این تجهیزات (SCADA) و رعایت کلیه‌ی استانداردها و پروتکل‌های جمع آوری و ارسال اطلاعات به عهده‌ی مالک یا بهره بردار پست نیروگاه بادی است. در صورت نیاز دیسپاچینگ ملی به پایانه های راه دور و تجهیزات جمع‌آوری اطلاعات و کنترل (SCADA) در نیروگاه، مالک یا بهره بردار نیروگاه ملزم به تهیه، نصـــب و راه اندازی این تجهیزات (SCADA) و رعایت کلیه‌ی اســـتانداردها و پروتکل‌های جمع آوری و ارسال اطلاعات می باشد [۹].

بستر مخابراتی ایستگاه بالادست باید بررسی شود به طور مثال می‌توان طرح‌های ذیل را به عنوان پیشنهاد در نحوه مطالعات ارائه نمود.

ارائه طرح ۱: در صـورت ایجاد بسـتر مخابراتی به صـورت PLC، افزودن امکاناتی نظیر Line Trap (تله موج)، CVT (ترانسـفورماتور ولتاژ)، یک لینک PLC دارای Voice و Data به پسـت اتصـال نیروگاه و هم‌چنین افزودن یک لینک جدید PLC دارای Voice و Data به پست بالادست مورد نیاز است.

ارائه طرح ۲: در صورت ایجاد بستر مخابراتی به صورت فیبر نوری نصب تجهیزات فیبر acss در پست اتصال نیروگاه و پست بالادست و کابل‌کشی فیبر مربوطه به طول مورد نیاز، بستر مخابراتی مناسبی ایجاد شود.

مراجع

[۱] "الزامات و قیود بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده در حالت‌های جدا و متصل به شبکه"، شرکت توانیر، ویرایش اول، بهمن ۱۳۹۲.

[2] "Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection equipment", IEA international energy agency, 2002.

[۳] سند "نیازمندی های مرحله نصب و راه‌اندازی مولد مقیاس کوچک از دیدگاه بهره‌برداری"، شرکت توزیع تهران بزرگ، ۱۳۹۰.

[4] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Std. 1547, 2003.

[۵] گزارش بهره‌برداری پروژه احداث نیروگاه فتوولتاییک یک مگاواتی در سایت اراک پژوهشگاه نیرو، ۱۳۹۵.

[6] "SG1000MX PV Grid-connected Inverter Operation Manual", version 1.2, 2015.

[7] IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Std. 1547.2, 2008.

[8] "Training guide on combined heat and power systems", European Commission, 2005.

[۹] ضوابط اتصال و بهره برداری نیروگاه های بادی بزرگ به شبکه سراسری برق–نشریه شماره ۶۵۰.

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

[11] EN 50308, "Wind turbines –Protective measures –Requirements for design, operation and maintenance", 2004.

[۱۲] دستورالعمل توسعه مولد مقیاس کوچک، ابلاغ شده توسط شرکت توانیر، مهر ۱۳۸۷.

[13] "Cooperative Utility PV Field Manual, Operations, Maintenance, and Monitoring", Volume III, Version 1, National Rural Electric Cooperative Association.