دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

سمینار دوره کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت

بررسی روش های تشخیص جزیره ای شدن با حضور منابع تولید پراکنده

توسط:
امین عزیزی

استاد راهنما:
دکتر سید محمد تقی بطحائی

تابستان ۱۳۹۱

بسم الله الرحمن الرحیم

فهرست مطالب

عنوان صفحه

فهرست شکل ها..... ب

فهرست جدول ها..... د

فصل ۱- مقدمه:..... ۱

۱-۱- ناحیه غیر قابل تشخیص (NDZ)..... ۴

۱-۱-۱- مفهوم پشتیبان $\mathbf{Q_f \times f_0}$ ناحیه NDZ..... ۹

فصل ۲- روش های تشخیص جزیره ای شدن..... ۱۱

۲-۱- روش های از راه دور تشخیص جزیره ای شدن..... ۱۵

۲-۱-۱- طرح انتقال سیگنال از طریق خطوط انتقال..... ۱۵

۲-۱-۲- روش تولید سیگنال ناشی از قطعی(SPD)..... ۱۷

۲-۱-۳- روش تزریق امپدانس(خازن)..... ۱۷

۲-۱-۴- طرح انتقال فرمان قطع..... ۱۸

۲-۲- روش های پسیو تشخیص جزیره ای شدن..... ۱۹

۲-۲-۱- تشخیص OUF-OUV..... ۱۹

۲-۲-۲- تشخیص جهش فازی (PJD)..... ۲۳

۲-۲-۳- تشخیص هارمونیک ها(HD)..... ۲۶

۲-۲-۴- روش تشخیص براساس نرخ تغییرات فرکانس (R O C O F)..... ۳۱

۲-۲-۵- ارزیابی روش های پسیو..... ۳۴

۲-۳- روش های تشخیص جزیره ای اکتیو..... ۳۵

۲-۳-۱- روش های رانش فرکانسی..... ۳۵

۲-۳-۲- روش های رانش ولتاژی..... ۵۱

۲-۳-۳- روش تخمین امپدانس شبکه..... ۵۴

۲-۳-۴- روش تشخیص جزیره ای بر پایه PLL..... ۶۰

۲-۳-۵- مقایسه روش های تشخیص جزیره ای اکتیو..... ۶۶

مراجع..... ۶۹

فهرست شکل ها

شکل ۱-۱: اتصال اینورتر به شبکه سراسری و بار ۶
شکل ۱-۲: ناحیه غیر قابل تشخیص NDZ ۶
شکل ۱-۳ : تغییرات زاویه بار RLC با فرکانس برای مقادیر متفاوت فرکانس تشدید(f_0)و فاکتور کیفیت(Q_f) ۹
شکل ۲-۱ : (a)روش های تشخیص محلی در شبکه بر پایه ارتباطات و (b)روش کلیدزنی خازن خارجی... ۱۲
شکل ۲-۲: روش تشخیص جزیره ای انتقال سیگنال از طریق خطوط انتقال ۱۵
شکل ۲-۳ : تشخیص جزیره ای شدن انتقال سیگنال از طریق خطوط انتقال با حضور چندین DG ۱۶
شکل ۲-۴ : سیستم PLCC با فرستنده (T) و گیرنده (R) ۱۷
شکل ۲-۵ : تشخیص جزیره ای انتقال فرمان قطع ۱۸
شکل ۲-۶: رسم NDZ در روش OUV/OUF در فضای بار RLC.(توجه: تنها برای تجهیز حفاظتی فرکانس مقاومت بار بی اثر بوده و در نتیجه تنها اندوکتانس و ظرفیت در نمودار آمده است) ۲۲
شکل ۲-۷:نمودار NDZ در فضای ΔP و ΔQ برای روش OUV/OUF ۲۳
شکل ۲-۸: پیکربندی سیستم PV ، شبکه سراسری و نمایش پخش بار آنها ۲۴
شکل ۲-۹: نمودار عملکرد روش تشخیص جهش فاز ۲۵
شکل ۲-۱۰:الگوریتم حساس به ولتاژ پذیرفته شده برای تشخیص جزیره ای ۲۹
شکل ۲-۱۱:طرح مورد استفاده برای تخمین هارمونیک ولتاژ ۳۰
شکل ۲-۱۲:رفتار فرکانسی واحد DG با فیلتر LCL هنگامی که DG به شبکه متصل است(on) و هنگامی که در شرایط جزیره ای کار می کند(off) ۳۱
شکل ۲-۱۳:عبور ROCOF از آستانه منفی ۳۲
شکل ۲-۱۴:نمودار جریان در روش AFD ۳۷
شکل ۲-۱۵:وابستگی فاز-فرکانس در روش SMS ۴۰
شکل ۲-۱۶:نمودار زاویه فاز جریان-ولتاژ در برابر مشخصه های فرکانسی اینورتر استفاده شده در روش تشخیص SMS ۴۲
شکل ۲-۱۷:منحنی پاسخ فازی روش SMS و پاسخ فرکانسی بار RLC ۴۳
شکل ۲-۱۸: برش کسری در روش AFDPCF ۴۶
شکل ۲-۱۹:THD جریان به صورت تابعی از برش کسری ۴۶
شکل ۲-۲۰:فلوچارت فیدبک مثبت ولتاژ و فرکانس ۴۸

شکل ۲-۲۱:طرح کنترلی در روش SVS..... ۵۳
شکل ۲-۲۲:اصول تزریق سیگنال ها با دو هارمونیک ۵۵
شکل ۲-۲۳:تزریق دو هارمونیک (a)تزریق (b)پردازش ۵۷
شکل ۲-۲۴:تخمین امپدانس شبکه با دو نقطه ی کار ساکن..... ۵۸
شکل ۲-۲۵:روش تسخیص جزیره ای بر اساس PLL..... ۶۱
شکل ۲-۲۶:(a)اثر تزریق سیگنال ($\boldsymbol{\sigma_{inj}}$)برای زاویه فاز مرجع اینورتر($\boldsymbol{\theta^{*}_{inv}}$) در عملکرد نرمال و (b) هنگامی که دامنه سیگنال تزریقی ۱۰ برابر بیشتر از مقدار نیاز باشد ۶۲
شکل ۲-۲۷:(a)اثر تزریق سیگنال ($\boldsymbol{\sigma_{inj}}$)برای جریان مرجع شبکه به پریونیت ($\boldsymbol{\sin\theta^{*}_{inv}}$) در عملکرد نرمال و (b) هنگامی که دامنه سیگنال تزریقی ۱۰ برابر بیشتر از مقدار نیاز باشد به منظور نمایش کارکرد روش ۶۳
شکل ۲-۲۸:ارتباط میان سیگنال فیدبک و امپدانس شبکه:(a)مقاومت شبکه $\boldsymbol{R_g}$و (b)اندوکتانس شبکه $\boldsymbol{L_g}$ ۶۴
شکل ۲-۲۹:پردازش سیگنال برای تشخیص جزیره ای ۶۴
شکل ۲-۳۰:الگوریتم تشخیص جزیره ای ۶۵

فهرست جدول ها

جدول ۱-۱: حداکثر تغییرات ولتاژ و فرکانس شبکه مطابق EN 50160 ..... ۷
جدول ۲-۱:مقایسه ای میان روش های تشخیص جزیره ای پسیو ۳۴
جدول ۲-۲ مقایسه ی عملکرد روش های اکتیو نشخیص جزیره ای ۶۵

مقدمه:

نفوذ بالای سیستم های تولید پراکنده (DPGSs)[1] متشکل از تکنولوژی های سنتی و تجدید پذیر در حال تغییر ساختار سیستم های قدرت است. به عبارتی این تکامل روشنی است در جهت رسیدن به شبکه های فعال که شامل میزان قابل توجهی سیستم های ذخیره سازی ،با قابلیت کارکرد در حالت جزیره ای و اتصال از طریق سیستم های انتقال منعطف است. این سناریو پیچیده نیازمندی های متفاوتی در بخش های DPGS بسته به اندازه و سطح اجتماع آن با شبکه اصلی قدرت خواهد داشت. در این صورت نظارت بر شرایط شبکه همواره مشخصه حیاتی در بخش های گوناگون DPGS در سطوح توانی متفاوت خواهد بود. در این راستا تشخیص امکان جزیره ای شدن در سیستم قدرت با حضور منابع تولید پراکنده همواره موضوع بسیار مهمی خواهد بود.

به طور نمونه در منابع تولید پراکنده فشار ضعیف ، مانند سیستم های فوتوولتائیک، این مشخصه به صورت نیاز سیستم به عدم قرار گرفتن در حالت جزیره ای بیان می شود. که به منظور جلوگیری از آسیب های امکان پذیر در حالت جزیره ای نظیر وقوع صدمات فردی به ویژه برای سیستم های مسکونی و غیره که به تفضیل در ادامه بیان خواهد شد تهیه می شود. DPGS باید در مواقعی که تغذیه انرژی از سوی شبکه سراسری متوقف شود ارتباط خود را با بار قطع کند . این گزارش به بررسی و ارزیابی مجموعه روش های تشخیص جزیره ای شدن در سیستم های فوتوولتائیک و سایر منابع تولید پراکنده می پردازد. جزیره ای شدن حالتی است که در آن قسمتی از شبکه سراسری ، که شامل بار و ژنراتور است از شبکه اصلی ایزوله شده و به کارکرد خود ادامه می دهد. مکانی که این ایزولاسیون رخ می دهد اغلب در هنگام ایجاد شرایط جزیره ای و در شبکه های توزیع فشار ضعیف است ، اما امکان رسیدن به شرایط جزیره ای شدن در شبکه های توزیع فشار قوی یا خطوط انتقال در زمانی که تعداد بالایی از اینورتر های فوتوولتائیک یا سایر منابع تولید پراکنده موجود باشد وجود خواهد داشت. بدترین حالت وقوع این پدیده هنگامی است که جزیره ای شدن به صورت محلی رخ داده و اکثر ترانس ها بخشی از جزیره نباشند.در منابع تولید پراکنده فشار قوی مانند نیروگاه های بادی بر خلاف منابع تولید پراکنده فشار ضعیف نیازمندی ها و فواید عمومی در ارتباط داشتن با شبکه سراسری و برخورداری از نظارت کنترلی که تعاملی است با اپراتور شبکه در رسیدن به پایداری هر چه بیشتر درشبکه سراسری است بدست می آید.به عبارت دیگر این منابع باید در هنگام وقوع خطا همچنان با شبکه در اتصال بمانند که این کاملا در تضاد با سیتم های فوتو و لتائیک است. پس در واقع امکانات برای تشخیص جزیره ای شدن از نیازمندی های DPGS های فشار ضعیف است.

[1] distributed power generation systems

اگرچه همانطور که در بالا اشاره شد سیستم قدرت در حال توسعه یافتن است و سناریو آینده ای که برای آن در نظر می گیرند مجسم کننده میکرو شبکه های هوشمندی (SMG)[1] است که به طور معمول در ارتباط با سیستم های توزیع بوده با قابلیت کلیدزنی خود کار برای عملکرد در حالت ایزوله در شرایط وقوع خطا در شبکه توزیع و امکان اتصال مجدد به شبکه را با رفع خطا دارا می باشد. از آنجاییکه امکان پیش بینی میزان ارتباط و قابلیت اطمینان اطلاعات مبادله شده میان بازیگران متفاوت در این سناریو آینده سیستم قدرت وجود نخواهد داشت ، تشخیص جزیره ای شدن را می توان به صورت یک مشخصه بسیار مهم در نظر گرفت که در مواردی سیستم متقاضی آن و در مواردی دیگر استفاده از گزینه ایزوله شدن در اختیار اپراتور یا نرم افزار های کابردی مدیریت است.

شرایطی که پیامد آن وقوع جزیره ای شدن را برای سیستم به ارمغان خواهد آورد

۱. وقوع خطایی که توسط شبکه تشخیص داده شده و نتیجه آن باز شدن کلید ها است ، ولی این خطا توسط اینورتر فوتوولتائیک یا سایر تجهیزات حفاظتی تشخیص داده نشده باشد.
۲. توقف اتفاقی تغذیه نرمال شبکه به دلیل خرابی تجهیزات
۳. کلید زنی در شبکه توزیع یا بارها
۴. قطع عمدی برای سرویس های خدماتی در نقطه ای در شبکه یا در سرویس های ورودی
۵. وقوع خطای انسانی یا انجام عمدی خرابی در سیستم
۶. وقوع رخداد های طبیعی

عملکرد های متفاوتی برای جلوگیری از جزیره ای شدن در هنگامی که سیستم های فوتوولتائیک یا سایر منابع تولید پراکنده در اتصال با شبکه سراسری هستند وجود دارد. امنیت ، تعهد و حفظ کیفیت توان ارسالی به مصرف کننده رتبه اول را در لیست ادله سیستم قدرت برای جلوگیری از وقوع جزیره ای شدن بدون توجه به هزینه ها و پیچیدگی های این سیستم دارا می باشند. اگرچه احتمال مطابقت یافتن نهایی این شرایط در زمان کافی برای ایجاد مشکلات امنیتی اضافی بسیار کم و با تقریب به مقدار $۱۰^{-۸}$ در مطالعات اخیر سیستم قدرت کشور هلند اندازه گیری شده است. آسیب های ناشی از وقوع حالت جزیره ای به صورت موارد زیر قابل بیانند.

۱. سیستم امکان کنترل ولتاژ و فرکانس رادر جزیره نداشته که این پدیده امکان آسیب دیدن تجهیزات مصرف کننده را در شرایط عدم کنترل سیستم بالا می برد.

[1] smart micro-grid

۲. شبکه سراسری همراه با صاحبان منابع تولید پراکنده باید مقصری برای صدمات الکتریکی که به تجهیزات مصرف کنندگان ناشی از اتصال با خطوط تغذیه آنها به سبب عبور ولتاژ یا فرکانس از میزان قابل قبول آن پیدا کنند.

۳. جزیره ای شدن امکان ایجاد خطراتی برای کارگرانی که بر روی خطوط کار می کنند یا در اجتماع به سبب باقی ماندن انرژی در خطوط که فرض می شود از تمام منابع انرژی قطع است سبب خواهد شد.

۴. باز بست مجدد در حالت جزیره ای ممکن پیامد هایی نظیر تریپ دادن مجدد خط یا خسارت بر تجهیزات منابع پراکنده ، یا سایر تجهیزات متصل به دلیل بسته شدن کلید به غیر هم فازی[1] داشته باشد.

۵. جزیره ای شدن امکان تداخل با تجدید های[2] دستی یا خودکار در سرویس های معمول شبکه را پدید می آورد.

در این تحقیق، تشخیص جزیره ای شدن با توجه به پیامد های وقوع جزیره ای شدن غیر کنترلی (اولین نشانه شرایط جزیره ای شدن وقوع تغییرات در دامنه و فرکانس ولتاژ شبکه است) و قابلیت های اصلی روش های تشخیص جزیره ای شدن که عبارت است از قابلیت اطمینان ، قدرت انتخاب کنندگی و داشتن حداقل اختلال بحث شده است. در حالت ایده آل روش های تشخیص جزیره ای شدن باید توانایی تشخیص را در تمام شرایط شبکه نظیر فشار قوی یا ضعیف بودن ، وجود محدودیت یا نفوذ بالای DPGS داشته باشد. این توانایی به صورت قابلیت اطمینان روش موردنظر تعریف می شود. روش مربوطه همچنین باید دارای توانایی تمییز دادن شرایط جزیره ای شدن با اختلالی ساده در شبکه را داشته باشد که به این قابلیت قدرت انتخاب کنندگی می گویند. در نهایت روش موردنظر باید کیفیت توان شبکه را مقدار بسیار اندکی کاهش دهد تا امکان عملکرد مطلوب در حالت کاری موازی چندین DPGS فراهم شود که این توانایی داشتن حداقل اختلال تعریف می شود.

نیاز به تجهیزات برای جلوگیری از جزیره ای شدن برای سال های متمادی است که مورد توجه بوده و اینکه می توان گفت امروزه نیز از مقدار این نگرانی چندان کاسته نشده است. تعدادی از کشور ها نظیر هلند تنها از روش پسیو رانش فرکانس[3] جهت ایجاد عدم پایداری در شرایط جزیره ای با قطع اینورتر در کنار شرایط غیر هم فرکانسی استفاده می کنند. سایر کشور ها مانند آلمان و اتریش از روش ویژه ای بر اساس

[1] Out of phase
[2] restorations
[3] frequency drift

تغییرات ناگهانی امپدانس که در این مطالعه به صورت ENS یا MSD بیان شده برای تشخیص جزیره ای شدن استفاده می کنند. کشور آمریکا حل این مسئله را با پذیرفتن استاندارد هایی که در آن نیاز به استفاده از اینورتر هایی جهت تشخیص و قطع این شرایط در مدت زمان مشخصی که بوسیله شرایط خارج از تلورانس[1] که در جزیره یا شبکه سراسری موجود است مرتفع می کند . موسسه ملی قوانین الکتریکی آمریکا نیاز های موجود در کارکرد بین شبکه سراسری و اینورتر هارا برای رسیدن به این هدف(به صورت تایید شده) تهیه کرده است، این لیست شامل استاندارد هایی برای تایید مدار الکتریکی اینورتر و روش جزیره ای شدن که در بدترین شرایط تعیین شده و قسمتی از استاندارد UL1741 است. روش های آزمایشی به نحوی نعیین شده تا این امکان را بدهد که هر اینورتر به صورت جداگانه به جای چندین اینورتر مورد آزماش قرار گیرد.

در ادامه به بررسی ناحیه غیر قابل تشخیص (NDZ)[2] با کمک مراجعی برای بررسی اثراتی که در دامنه و فرکانس ولتاژ شبکه در عملکرد جزیره ای دارد می پردازیم که می توان از این ناحیه برای بیان مفهوم اصلی تشخیص جزیره ای شدن استفاده کرد .

در ادامه روش های تشخیص جزیره ای شدن مورد بررسی قرار خواهد گرفت ، آنها را در کلاس های پسیو که بر پایه اندازه گیری پارامترهای شبکه استوار است و دسته اکتیو که بر پایه سنجش از طریق اعمال اختلال به شبکه برای آزمایش شرایط تحت فعالیت است طبقه بندی می کنیم. در آخر به مقایسه نهایی روش ها از طریق مراجع برای رسیدن به استاندارد های حقیقی و قوانینی کابردی در صنعت خواهیم پرداخت.

۱-۱- ناحیه غیر قابل تشخیص (NDZ)

یکی از محدودیت های اصلی روش های تشخیص محلی جزیره ای شدن وجود ناحیه است که در هر کدام ازاین روش ها توانایی تشخیص جزیره ای شدن برای سیستم امکان پذیر نخواهد بود. این ناحیه مهم ترین شاخص برای ارزیابی روش های تشخیص جزیره ای شدن است. قابلیت اطمینان روش های تشخیص جزیره ای را می توان با ناحیه غیر قابل تشخیص (NDZ) نمایش داد ، که این بحث به صورت ناحیه ای با عدم تطابق توان (ΔP در برابر ΔQ) در نقطه اتصال مشترک (PCC)[3] تعریف میشود که در حقیقت این ناحیه بخشی است که در آن جزیره ای شدن غیر قابل تشخیص و وقوع تریپ های پارازیتی در سیستم امکان پذیر می باشد[۱]. به بیان دیگر این ناحیه اساسا به میزان بار محلی متصل به منابع پراکنده وابسته است . محدوده ای از بار های محلی در شرایط جزیره ای شدن هستند که برای هر روش تشخیص شرایطی را ایجاد می کنند که در آن تشخیص صحیح جزیره ای شدن در این ناحیه صورت نمی پذیرد[۹-۱۳]. نزدیک بودن توان اکتیو

[1] out of tolerance
[2] None detection zone
[3] point of common coupling

مصرفی توسط بار های محلی به توان اکتیو تولیدی توسط DG احتمال رسیدن به فرم جزیره ای را در سیستم بیشتر می کند.در این همین رابطه ، در صورتی که فرکانس تشدید بار محلی نزدیک به فرکانس نامی شبکه محلی باشد امکان رسیدن به فرم جزیره ای در سیستم افزایش پیدا می کند. اساسا کارامدی روش های پسیو (مبتنی بر مانیتور پارامتر های سیستم) را می توان با ناحیه غیر قابل تشخیص(NDZ) به صورت عدم توازن یا تطابق مساحت در نمودار توانی (ΔP و ΔQ) تعریف کرد .[۱۳] .اگرچه استفاده از عدم تطابق ΔP و ΔQ در تعیین ناحیه NDZ برای ارزیابی عملکرد بیشتر روش های اکتیو کافی نیست چرا که توان راکتیو داده شده در این عدم تطابق در ترکیب های متفاوت L و C بار امکان پذیر است. که تعدادی از این ترکیب ها نتیجه جزیره ای شدن و تعدادی دیگر ناشی از جزیره ای شدن نخواهند بود. بنابراین مساحتی از پارامتر های بار بر پایه ضریب کیفیت و فرکانس تشدید بار (Q_f و f_0)را می توان برای رسم ناحیه NDZ استفاده کرد.

بنابراین مطابق بالا تاکنون دو شیوه برای نمایش متد های بررسی NDZ بدست آمده است: نمایش ناحیه عدم تطابق توانی (PMSR)[1] ، نمایش ناحیه ای بر مبنا پارامتر های بار (LPSR)[2] [۲].

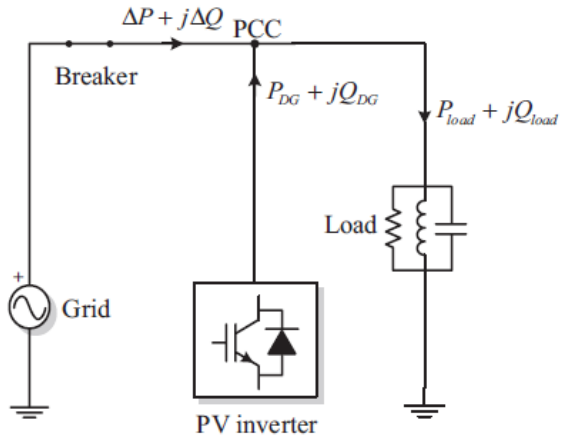
در توضیح روش اول داریم که شکل ۱-۱ نمایش دهنده اتصال داخلی مرسوم بین اینورتر های فوتوولتائیک با شبکه سراسری با حضور بار محلی است ، شکل ۲-۱ توازن توان را در این سیستم نمایش می دهد. ΔP توان حقیقی خروجی شبکه ، ΔQ توان راکتیو خروجی از شبکه ، P_{DG} توان حقیقی خروجی از سیستم فوتوولتائیک ، Q_{DG} توان راکتیو خروجی از سیستم فوتوولتائیک ، P_{load} توان حقیقی بار و Q_{load} توان راکتیو بار است. بنابراین برای بالانس توانی داریم:

$$\boldsymbol{P_{load} = P_{DG} + \Delta P} \qquad (۱-۱)$$

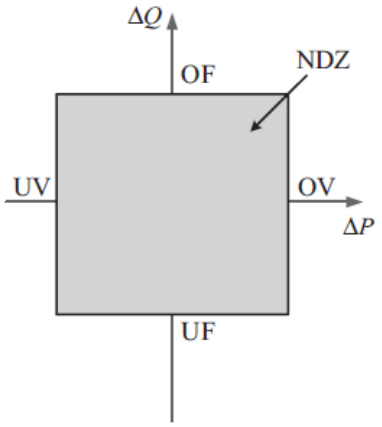
$$\mathbf{Q_{load} = Q_{DG} + \Delta Q} \qquad (۲-۱)$$

اگر $P_{load} = P_{DG}$ هیچ گونه عدم تطابقی بین توان تولید شده توسط سیستم فوتوولتائیک و توان تولیدی شبکه وجود ندارد و به همین طریق اگر $Q_{load} = Q_{DG}$ عدم تطابقی در توان راکتیو میان سیستم فوتوولتائیک و شبکه سراسری وجود نخواهد داشت.

[1] Power mismatch space representation
[2] Load parameter space representation



شکل ۱-۱: اتصال اینورتر به شبکه سراسری و بار



شکل ۱-۲: ناحیه غیر قابل تشخیص NDZ

رفتار سیستم در زمان قطع شبکه به ΔP و ΔQ در لحظه قبل از باز شدن کلید ها و تبدیل به شکل جزیره ای وابسته است[۳]. در صورتی که فرکانس تشدید RLC بار با فرکانس خط شبکه یکسان باشد بار خطی در این حالت جذب یا مصرف توان راکتیو نخواهد داشت . توان اکتیو کاملا متناسب با ولتاژ خواهد بود. بعد از قطع شبکه توان اکتیو بار مجبور می شود تا برابر توان تولیدی توسط سیستم فوتوولتائیک شود. که نتیجه آن تغییر در ولتاژ شبکه است.

$$\boldsymbol{V' = KV} \qquad (۳-۱)$$

به صورتی که

$$\boldsymbol{K = \sqrt{\frac{P_{DG}}{P_{load}}}} \qquad (۴-۱)$$

زمانی که $P_{DG} > P_{load}$ افزایش در دامنه ولتاژ و در صورتی که $P_{DG} < P_{load}$ کاهش را در دامنه ولتاژ خواهیم داشت . در این حالت توان راکتیو به دامنه و فرکانس ولتاژ محدود می شود.

$$Q'_{load} = Q_{DG} = \left(\frac{1}{w'L} - w'C\right)V'^2 \qquad (۵-۱)$$

در این قسمت می توان نوسان جزیره ای شدن (w') را بدست آورد.

$$w' = \frac{-\frac{Q_{DG}}{CV'^2} + \sqrt{\left(\frac{Q_{DG}}{CV'^2}\right)^2 + \frac{4}{LC}}}{2} \qquad (۶-۱)$$

به عبارت دیگر شبکه مورد هدف تعدادی اغتشاش نظیر افزایش کوتاه مدت ولتاژ[1] ، اضافه ولتاژ ، اعوجاج هارمونیکی و تغییرات فرکانس قرار می گیرد. با توجه به این مباحث نصب حفاظت در برابر جزیره ای شدن جهت مصون داشتن از این اغتشاش ها ضروری می باشد.محدوده های تغییرات مجاز دامنه و فرکانس ولتاژ شبکه مطابق با استاندارد اروپایی EN 50160 (نیازمندی های شبکه های توزیع فشار ضعیف عمومی) در جدول ۱-۱ آمده است.

جدول ۱-۱: حذاکثر تغییرات ولتاژ و فرکانس شبکه مطابق EN 50160

Value	Minimum	Maximum
Frequency	$f_{min} = 49$ Hz	$f_{max} = 51$ Hz
Voltage	$V_{min} = 0.9$ p.u.	$V_{max} = 1.1$ p.u.

بدترین حالت برای تشخیص جزیره ای شدن شرایطی است که توازن توان اکتیو و راکتیو به گونه ای است که تغییری در دامنه و فرکانس ولتاژ را نخواهیم داشت به طور نمونه حالتی که ΔP =۰ و ΔQ =۰ باشد. مشخص است که با مقادیر کوچک ΔP تغییرات ناکافی در دامنه ولتاژ و مقادیر کوچک ΔQ تغییرات ناکافی درفرکانس را برای قطع فوتوولتائیک و جلوگیری از جزیره ای شدن نتیجه می دهند .

محاسبه قسمتNDZ از عدم تطابق میان توان اکتیو و راکتیو و تعیین مقادیری برای آستانه فرکانس و دامنه ولتاژ از طریق روابط امکان پذیر است(شکل ۲-۱). احتمال اینکه ΔP و ΔQ در قسمت NDZ مربوط به OUV/OUF (افزایش/کاهش ولتاژ و فرکانس) قرار بگیرند می تواند قابل توجه باشد. به دلیل این نگرانی ، استاندارد هایی برای افزایش/کاهش ولتاژ و فرکانس تجهیزات حفاظتی در حالت کلی در نظر گرفته شد تا حفاظت مورد نظر برای جلوگیری از جزیره ای شدن در همه شرایط کارامد باشد و اینکه این محدودیت ها

[1] voltage dips

باید در سایر روش های حفاظتی جزیره ای شدن که مبتنی بر دیگر پارامتر های شبکه است نیز باید اعمال شود که در ادامه بحث مورد بررسی قرار می گیرد.

همانطور که در بالا بیان شد روش PMSR از مقادیر ΔP و ΔQ برای تعیین ناحیه غیر قابل تشخیص استفاده می کند. اگرچه روش PMSR برای ارزیابی روش های تشخیص جزیره ای شدن مرسوم کافی نیست چرا که عدم تطابق توان راکتیو داده شده می تواند دارای ترکیبات متفاوتی از L و C باشد. که تعدادی از این ترکیبات نتایج جزیره ای شدن بوده ، در صورتی که تعدادی دیگر در شرایط جزیره ای شدن نیستند.

مقدار فرکانس و دامنه ولتاژ در PCC بعد از قطع شبکه (شرایط جزیره ای) عمیقا به مشخصه های بار محلی وابسته است. در این راستا بدست آوردن معادله ای مرتبط با بار برای تحلیل اصول کاربردی و ارزیابی عملکرد سیستم های تشخیص جزیره ای شدن بسیار حائز اهمیت است. [۹]. معمولا بار های محلی موجود در جزیره به صورت RLCموازی مدل می شود. این انتخاب به دلیل این است که در اکثر روش های تشخیص حضور این نوع بار سخت ترین شرایط برای تشخیص جزیره ای را فراهم می کند. در حالت معمول بارهای غیر خطی نظیر بار های تولید کننده هارمونیک یا بار های توان ثابت شرایط سخت تری را برای تشخیص نسبت به این نوع بار ها فراهم نمی کند.[۱۰و۱۴]

با توجه به استاندارد IEEE۲۰۰۰-۹۲۹ [۴]، ضریب کیفیت به صورت زیر بدست می آید.

$$\boldsymbol{Q_f = 2\pi \frac{Maximum\ Energy\ Stored}{Total\ Energy\ Lost\ in\ One\ Period}} \qquad (۷-۱)$$

که برای بار RLC موازی داریم

$$\mathbf{Q_f = \frac{2\pi\left(\frac{1}{2}CR^2I^2\right)}{\pi RI^2/\omega_0} = \omega_0 RC = \frac{R}{\omega_0 L} = R\sqrt{\frac{C}{L}}} \qquad (۸-۱)$$

که در آن $\omega_0 = 2\pi f_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$

دامنه و فاز بار RLC موازی در فرکانس دلخواه (f) به صورت تابعی از ضریب کیفیت (Q_f) و فرکانس تشدید (f_0) بار بدست می آید.

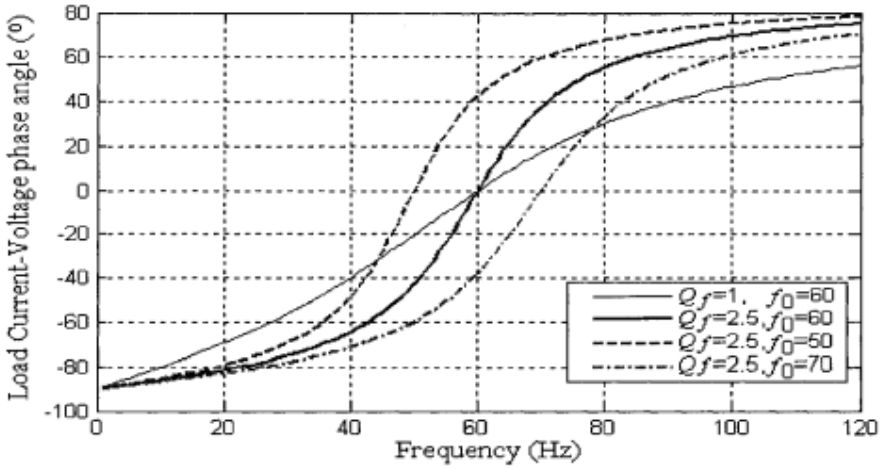
$$\boldsymbol{|Z_{load}| = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{R^2}+\left(\frac{1}{\omega L}-\omega C\right)^2}} = \frac{R}{\sqrt{1+Q_f^2\left(\frac{f_0}{f}-\frac{f}{f_0}\right)^2}}} \qquad (۹-۱)$$

$$\boldsymbol{\phi_{load} = \tan^{-1}\left(R\frac{1-\omega^2 LC}{\omega L}\right) = \tan^{-1}\left[Q_f\left(\frac{f_0}{f}-\frac{f}{f_0}\right)\right]} \qquad (۱۰-۱)$$

زاویه فاز بار θ_{load} بین ولتاژ و جریان بار که ارائه دهنده این است که کدام جریان مسبب تغییرات ولتاژ می شود به صورت زیر قابل حصول است.

$$\theta_{load} = -\phi_{load} = \tan^{-1}\left[Q_f\left(\left(\frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0}\right)\right)\right] \qquad (11\text{-}1)$$

زاویه فاز بار θ_{load} ($\theta_{load} = -\phi_{load}$) در مقابل مشخصه فرکانسی منحنی های بار با ضریب کیفیت های متفاوت و فرکانس رزونانس های مختلف f_0 در شکل ۱-۳ نمایش داده شده است. مطابق شکل ۱-۳ قابل مشاهده است که مقدار Q_f بزرگتر تغییرات بیشتری را در θ_{load} به ازا فرکانس پایه سیستم در حوالی f_0 نخواهد داشت.به اضافه اینکه فصل مشترک منحنی های θ_{load} در برابر f و زاویه فاز های صفر همواره در f_0 رخ می دهد. در ادامه این نکته نیز قابل حصول است که بار با $f_0 < f_g$ در فرکانس شبکه خازنی خالص است از آنجایکه جریان منجر به ولتاژ دارای ($\theta_{load} > 0$) است. به طور معکوس ، بار با $f_0 > f_g$ در فرکانس شبکه سلفی خالص است.



شکل ۱-۳: تغییرات زاویه بار RLC با فرکانس برای مقادیر متفاوت فرکانس تشدید(f_0)و فاکتور کیفیت(Q_f)

۱-۱-۱- مفهوم پشتیبان $Q_f \times f_0$ ناحیه NDZ

اصل پشتیبان بحث ، مساحت $Q_f \times f_0$ پارامتری بار، معیار فازی نامیده می شود[۱۰].این اصل گویای این است که فرکانس سیستم جزیره شده در شرایط کار دائم جایی است که زاویه θ_{load} در جریان بار منجر به ولتاژ PCC برابر است با θ_{inv} است.

$$\theta_{load}(f) = \theta_{inv}(f) \qquad (12\text{-}1)$$

به منظور محاسبه ی مرزها درتشخیص جزیره ای ابتدا نیاز است معادله ای که نشان دهنده فرکانس ولتاژ روی PCC در حالت دائم به صورت تابعی از پارامترهای بار (Q_f و f_0) و همچنین به صورت تابعی از پارامتر های اصلی روش های اکتیو تشخیص جزیره ای است را بدست بیاوریم.بنابراین ، از (۱-۱۲) و (۱-۱۱) داریم

$$\tan^{-1}\left[\mathbf{Q_f}\left(\left(\frac{f}{f_0}-\frac{f_0}{f}\right)\right)\right]=\theta_{inv}(f) \qquad (۱۳-۱)$$

که در نتیجه داریم

$$f_0^2+\frac{\tan\theta_{inv}(f)f}{Q_f}f_0-f^2=0 \qquad (۱۴-۱)$$

سپس فرکانس تشدید f_0 که سبب کارکرد جزیره ای خواهد شد را می توان به صورت تابعی از فرکانس جزیره ای f_{is} و زاویه معادل اینورتر حل کرد. که در آن مقدار منفی قابل چشم پوشی است.

$$f_0=\frac{f_{is}}{2Q_f}\left(-\tan\theta_{inv}(f_{is})+\sqrt{\tan^2\theta_{inv}(f_{is})+4Q_f^2}\right) \qquad (۱۵-۱)$$

به منظور محاسبه NDZ ، یک تحمیل این است که فرکانس جزیره ای باید در فرکانس آستانه باشد(f_{min} و f_{max})، که مقدار $\mathrm{Q_f}$ را تغییر دهد و در ادامه فرکانس تشدید بار در آستانه ی NDZ محاسبه می شود. بنابراین اگر ما بتوانیم زاویه اینورتر معادل را برای تعدادی IDM پیدا کنیم، ناحیه NDZ برای IDM های موردنظر با اعمال (۱–۱۵) قابل حصول است.

در مورد روش LPSR باید گفت که این روش براساس معیار فازی است که در آن جمع زاویه فاز بار و زاویه فاز اینورتر مطابق معادله زیر برابر صفر می شود.

$$load\ phase=-tan^{-1}\left[R\left(2\pi fC-\frac{1}{2\pi fL}\right)\right] \qquad (۱۶-۱)$$

یک راه برای محاسبه NDZ برای مقدار نرمالیز شده ی C_{norm} در برابر L و سایر مقادیر براساس فاکتور کیفیت Q_f و فرکانس تشدید f_0 مربوط به بار RLC است.

C_{norm} در برابر L نمایش دهنده ناحیه ای است بر این اساس که اینورتر PV برای صفر شدن زاویه فاز بار محلی بعد از جزیره ای شدن کنترل می شود. یک مشکل نمایش C_{norm} در برابر L این است که نیاز به رسم منحنی NDZ برای هر مقدار در نظر گرفته شده برای مقاومت بار را داریم. در کنار آن ، تعیین اثرات ضریب کیفیت Q_f بار RLC در شرایط جزیره ای شدن عمل ساده ای نیست.

در همین راستا ، مشخصه اصلی Q_f و فرکانس تشدید f_0 (فرکانس نامی خط) با توجه ناحیه C_{norm} در برابر L این است که از یک NDZ می توان برای ارزیابی عملکرد یک روش تشخیص جزیره ای شدن در هر آرایشی از بار RLC استفاده کرد.

این رهیافت براساس تبدیل لاپلاس مطرح شده و ارائه دهنده نمایش دقیقی از NDZ در روش اکتیو تشخیص جزیره ای شدن رانش فرکانسی است.

روش های تشخیص جزیره ای شدن

رهیافت های اصلی که می توان در تشخیص جزیره ای شدن استفاده کرد:

۱. تشخیص محلی در شبکه (تشخیص از راه دور)

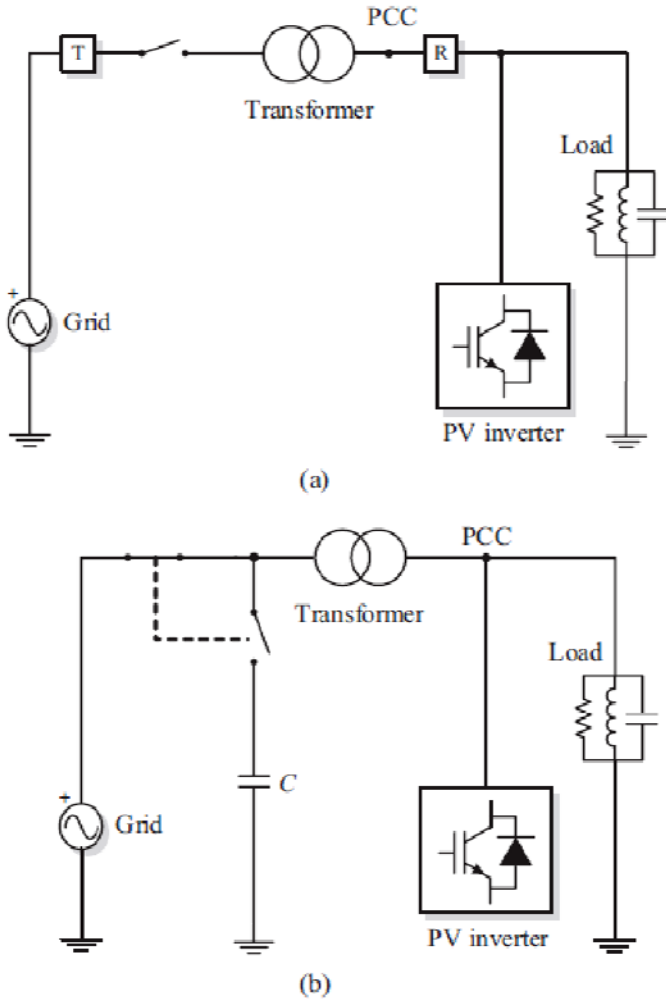
۲. تشخیص کلید زنی خازن خارجی

۳. تشخیص محلی در اینورتر

ابتدا باید گفت که دو روش اول نیازمند سیستم های ارتباطی از طریق خطوط انتقال یا کلیدزنی خازن خارجی در PCC به منظور تشخیص دقیق شرایط جزیره ای هستند. که این عمل باعث افزایش پیچیدگی های سیستم و هزینه های اقتصادی آن می شود.

روش های محلی در شبکه براساس ارتباط بین شبکه و اینورتر های سیستم فوتوولتائیک بوده و کاملا با روش های محلی در اینورتر متفاوت است.در حقیقت فرستنده (T) نزدیک کلید حفاظتی خط و گیرنده (R) در مکان PCC مجاور با اینورتر مطابق شکل(a) ۲-۱ قرار می گیرند[۴]. سیستم با کمک از تکنولوژی PLCC [1](ارتباط حامل بر روی خطوط قدرت) که در سیستم های قدرت پوشش دارد برای تبادل اطلاعات استفاده می کند. شرایط کاری نرمال سیگنال فرکانسی مشخصی به گیرنده جهت اطمینان از انرژی دار بودن خط ارسال می شود.

[1] Power line carrier communivations



شکل ۲-۱ : (a)روش های تشخیص محلی در شبکه بر پایه ارتباطات و (b)روش کلیدزنی خازن خارجی

زمانی که اینورتر فوتوولتائیک نتواند سیگنال مورد نظر را به اصطلاح بشنود جزیره ای شدن تشخیص داده می شود. مشکل اصلی که در این روش موجود است هزینه تجهیزات ارتباطی و این حقیقت که این روش ها برای پیاده سازی نیازمند همکاری اپراتور های شبکه هستند. با اختصاص خط ارتباطی مجزا نیز می توان به این هدف رسید. این روش بسیار برای تشخیص جزیره ای شدن بسیار مناسب است چرا که مستقل از پخش بار بوده و دارای ناحیه NDZ نمی باشد. تکامل روش های محلی در شبکه را می توان با سیستم SCADA (کنترل نضارتی و تحصیل داده) پیاده سازی کرد اگر که نفوذ این سیستم ارتباطی در شبکه های توزیع فشار ضعیف به اندازه گیر های هوشمند محدود شود[۵].

روش تشخیص کلیدزنی خازن خارجی (ESC) بر این مفهوم استوار است که خازن خارجی به طور متناوب موازی با شبکه کلید زنی می شود که این منجر به تولید تاخیر عبور از صفر متناسب با امپدانس شبکه می شود. این روش به طور موفقیت آمیز چند سال قبل به صورت تجهیزی مجزا ، متصل به PCC و به موازات اینورتر های PV جهت براورده کردن تشخیص جزیره ای با استاندارد ENS (مانند تولید محصول ENS 32

بوسیله شرکت UfE GmbH) پیاده سازی شد. مدل VDE 0126-1-2006 از طریق الگوریتم های نرم افزاری (روش های محلی در اینورتر) تشخیص امپدانس را آسان و عملکرد ضد جزیره شدن را پیاده سازی کرد . روش ESC در عملکرد هایی با اینورتر های متعدد موازی در جایی که تابع تشخیص جزیره ای امکان پیاده سازی جداگانه با کمک تنها یک تجهیز را دارد استفاده می شود.

تشخیص محلی در اینورتر کاملا به نرم افزار های پیاده سازی شده درون پلت فرم کنترلی اینورتر PV متکی بوده و در روش های زیر مورد استفاده قرار می گیرد .

۱. روش های پسیو
۲. روش های اکتیو

روش های پسیو بر اساس تشخیص تغییرات در پارامترهای سیستم قدرت (معمولا دامنه ، فرکانس ، فاز یا هارمونیک های ولتاژ) که بوسیله عدم تطابق توانی بعد از قطع شبکه ایجاد می شود استوار است. روش های پسیو دارای NDZ غیر صفر بوده و معمولا با ترکیب شدن با روش های اکتیو قابلیت اطمینان آنها بهبود پیدا می کند.

روش های اکتیو با تولید اغتشاشی در PCC به منظور ایجاد تغییر عمدی در پارامتر های سیستم قدرت که امکان تشخیص شرایط جزیرهای را از روش اکتیو فراهم می کند عمل می کنند . به عبارت دیگر این روش با استفاده از متد های گوناگون باعث ایجاد شرایط غیر عادی در ولتاژ PCC می شود که از این طریق شرایط تشخیص جزیره ای شدن محیا می شود. با روش های اکتیو مقدار NDZ به طور قابل ملاحظه ای کاهش پیدا می کند اگرچه این روش ها امکان ایجاد تاثیر نامطلوب بر کیفیت توان سیستم و تولید ناپایداری را در شبکه دارا می باشند ، به ویژه در مواقعی که اینورتر های بیشتر در اتصال موازی قرار دارند.

در این بخش ما به بررسی روش های موجود در هر کدام از دسته های بالا خواهیم پرداخت. برای هر روش ، متد های مشابه با نام های متفاوت که در سایر آثار مکتوب ذکر شده را دسته بندی کرده ، در کنار آن به بررسی تئوری عملکرد هر روش ، نقاط ضعف ، نقاط قوت و مقدار NDZ برای هر روش می پردازیم. در ادامه توجه ویژه ای به رفتار روش های جلوگیری از جزیره ای شدن در مواردی که با چندین اینورتر PV در شبکه مواجه هستیم شده است به عبارت دیگر شرایط برخورداری از چندین سیستم فوتوولتائیک کوچک در شرایط جزیره ای به جای داشتن یک سیستم بزرگ بررسی شده است.

در اینجا این نکته باید مورد توجه قرار گیرد که معمولا در سیستم های مورد بررسی بار محلی (بار درون سیستم جزیره ای بالفعل) به صورت RLC موازی مدل می شود . این شیوه مدل سازی به دلیل این است که در بیشتر روش های تشخیص جزیره ای شدن تشخیص جزیره با حضور این مدل بار سخت ترین نوع تشخیص است. در حالت معمول بار های غیر خطی نظیر بار های تولید کننده هارمونیک یا بار های توان ثابت

در بررسی ها روش های تشخیص جزیره ای به دلیل ساده تر بودن تشخیص نسبت به RLC موازی آورده نمی شوند.

به ویژه بار RLC موازی با ضریب کیفیت Q_f بالا برای تشخیص جزیره ای شدن سخت تر است. ضریب کیفیت به صورت زیر قابل تعریف است.

$$\boldsymbol{Q_f = R\sqrt{\frac{C}{L}} = \frac{\sqrt{Q_{load} \times Q_{load}}}{P_{DG}}} \qquad (۱-۲)$$

این پارامتر ها توصیف کننده مقادیر نسبی انرژی ذخیره و انرژی مصرف شده در مدار RLC است. توان راکتیو بالای در بارها معمولا با ظرفیت های بالا و اندوکتانس های کوچک و یا با مقاومت های موازی بالا همراه است. این به این خاطر است که اندوکتانس های بالا معمولا همراه با مقاومت های سری هستند که از میزان توان راکتیو مدار کم می کنند. بیشتر روش های جلوگیری از جزیره ای شدن توصیف شده در این مطالعه دارای ناحیه NDZ شامل میزان بالایی از توان راکتیو در بارها RLC موازی است.

نکته قابل توجه دیگر این است که روش های محلی تشخیص در اینورتر می توانند بسته به شرایط پیاده سازی تغییر پذیری داشته باشند. یکی از این تغییرات مهم شامل کاهش حساسیت تشخیص با حضور چندین اینورتر است. بحث بر روی انتخاب روش های آزمایشی برای در نظر گرفتن نقاط ضعف روش ها در این مطالعه بررسی شده است. به منظور حذف کامل ناحیه NDZ نیاز به روش های تشخیصی داریم که در مکان اینورتر مستقر نباشند.

در آخر اینکه NDZ برای روش های تشخیص محلی اینورتر در فضای بار RLC رسم شده است . برای خودداری از طولانی کردن بیش از حد این گزارش همه نمودار این جا دوباره تکرار نشده و خواننده محترم برای بررسی های بیشتر می تواند به مراجع معرفی شده رجوع کند[۳-۱].