

الله أكبر



دانشکده مهندسی برق و رباتیک

پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی سیستم‌های قدرت

ارزیابی استفاده از ریزشبکه‌ها در کنترل نوسانات توان در سیستم‌های قدرت

نگارنده: علی اصغر حبعلی خامنه

استاد راهنما:

دکتر محسن اصیلی

شهریور ۱۳۹۶

شماره: ۱۸۵۰۳.ت.ب
تاریخ: ۹۲،۶،۱۳

باسمه تعالی



مدیریت تحصیلات تکمیلی

فرم شماره (۳) صور جلسه نهایی دفاع از پایان نامه دوره کارشناسی ارشد

با نام و یاد خداوند متعال، ارزیابی جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم / آقای علی اصغر حبعلی خامنه با شماره دانشجویی ۹۳۰۵۹۴۴ رشته مهندسی قدرت گرایش سیستم تحت عنوان: ارزیابی استفاده از ریزشبکه ها در کنترل نوسانات توان در سیستم های قدرت که در تاریخ ۱۳۹۶/۰۶/۱۳ با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار گردید به شرح ذیل اعلام می گردد:

قبول (با امتیاز ۱۸ درجه سیستم خود) <input type="checkbox"/>	مردود <input type="checkbox"/>
نظری: <input checked="" type="checkbox"/>	عملی: <input type="checkbox"/>

عضو هیأت داوران	نام و نام خانوادگی	مرتبه علمی	امضاء
۱- استاد راهنمای اول	دکتر حسن احمدی	استاد	
۲- استاد راهنمای دوم	-	-	-
۳- استاد مشاور	-	-	-
۴- نماینده تحصیلات تکمیلی	دکتر باسراجم	استاد	
۵- استاد ممتحن اول	دکتر احمد درایی	استاد	
۶- استاد ممتحن دوم	دکتر علیرضا الفی	دانشیار	

نام و نام خانوادگی رئیس دانشکده:
تاریخ و امضاء و مهر دانشکده:

تبصره: در صورتی که کسی مردود شود حداکثر یکبار دیگر (در مدت مجاز تحصیل) می تواند از پایان نامه خود دفاع نماید (دفاع مجدد نباید زودتر از ۴ ماه برگزار شود).

شکروقدردانی

اکنون که با یاری و استعانت حق تعالی پایان نامه اینجانب به اتمام رسیده است، بر خود واجب می دانم بدین وسیله از زحمات پدر و مادرم، این حامیان بی ادعای زندگی ام سپاسگزاری نمایم، ایشان که در تمامی مراحل زندگی، پشتیبان و راهنمایم بوده اند.

همچنین از زحمات استاد گرامی جناب آقای دکتر محسن اصیلی که صبورانه و دلسوزانه در تمامی مراحل پژوهش اینجانب را رهنمون فرموده اند، قدردانی می نمایم. بی شک بدون راهنمایی های ایشان این پایان نامه هرگز به سرانجام نمی رسید.

تعمیرنامه

اینجانب **علی اصغر حبعلی خامنه** دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته **مهندسی برق - قدرت (سیستم‌های قدرت)** دانشکده مهندسی برق و رباتیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان‌نامه **ارزیابی استفاده از ریزشبه‌ها در کنترل نوسانات توان در سیستم‌های قدرت** تحت راهنمایی **دکتر محسن اصیلی** متعهد می‌شوم:

- تحقیقات در این پایان‌نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است .
- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است .
- مطالب مندرج در پایان‌نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است .
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « Shahrood University of Technology » به چاپ خواهد رسید .
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان‌نامه تأثیرگذار بوده‌اند در مقالات مستخرج از پایان‌نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه ، در مواردی که از موجود زنده (یا بافتهای آن‌ها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است .
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است .

تاریخ: ۱۳۹۶/۶/۱۳

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج ، کتاب ، برنامه های رایانه ای ، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد . این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود . استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان‌نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی‌باشد.

حکیده

پایداری سیستم‌های قدرت از جمله مسائلی است که از دهه‌ی ۱۹۷۰ میلادی مورد مطالعه قرار داشته است. افزایش نفوذ تولیدات پراکنده در قالب مفاهیمی همچون ریزشبکه می‌تواند چالش‌های جدیدی را ایجاد کند. بسیاری از انواع تولیدات پراکنده فاقد اینرسی دوار بوده و توسط مبدل‌های الکترونیک قدرت به شبکه متصل گردیده‌اند که دینامیک‌های آن‌ها توسط الگوریتم‌های کنترلی اعمالی تعیین می‌گردد. از این‌رو، بررسی پایداری سیستم‌های قدرت در حضور منابع تولید پراکنده امری ضروری به نظر می‌رسد. ریزشبکه‌ها زمانی در دینامیک سیستم تأثیرگذار خواهند بود که سطح نفوذ آن‌ها افزایش یابد و صدها و حتی هزاران سلول فعال در سیستم قدرت حضور داشته باشند. در این حالت مفهوم چندریزشبکه مطرح می‌گردد. بنابراین به دلیل پیچیدگی‌های بسیار مطالعات دینامیکی، جهت سهولت و کاهش زمان محاسبات باید از روش‌های کاهش شبکه و معادل‌سازی دینامیکی استفاده کرد. از طرفی روش‌های مرسوم معادل‌سازی دینامیکی در شبکه‌های توزیع فعال به دلیل ساختار متفاوت آن‌ها قابل استفاده نخواهند بود و باید روش‌های شناسایی سیستم‌ها مورد استفاده قرار گیرد. از این‌رو در این مطالعه پس از بررسی روش‌های معادل‌سازی دینامیکی مطرح شده برای شبکه‌های توزیع فعال، مدل مناسبی انتخاب گردیده و سپس به بررسی نقش ریزشبکه‌ها در پایداری سیگنال بزرگ و کوچک سیستم قدرت پرداخته می‌شود. هم‌چنین به منظور مقایسه و درک بهتر، نقش سلول‌های غیرفعال نیز در کنار سلول‌های فعال در پایداری سیستم قدرت مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرد. مشاهده می‌شود که سلول غیرفعال میرایی سیستم را کاهش می‌دهد و می‌تواند موجب ناپایداری سیستم گردد. با استفاده از قابلیت منابع تولید پراکنده مبتنی بر الکترونیک قدرت به عنوان بخشی از سلول شبکه توزیع فعال می‌توان با تنظیم توان اکتیو و راکتیو این منابع، یک سطح معین از میرایی را تأمین کرده و پایداری سیستم را حفظ نمود.

کلیدواژه: پایداری سیستم‌های قدرت، پایداری سیگنال بزرگ، پایداری سیگنال کوچک، نوسانات فرکانس پایین، معادل دینامیکی، ریزشبکه، شبکه توزیع فعال.

فهرست

صفحه

عنوان

ک	فهرست اشکال
ن	فهرست جداول

فصل اول: مقدمه

۲	۱-۱ پیشگفتار
۹	۲-۱ هدف و ساختار پایان نامه

فصل دوم: مروری بر پایداری در سیستم های قدرت

۱۲	۱-۲ مقدمه
۱۲	۲-۲ تعریف پایداری سیستم های قدرت
۱۴	۳-۲ طبقه بندی پایداری سیستم های قدرت
۱۶	۱-۳-۲ پایداری زاویه روتور
۲۲	۱-۳-۳-۱ پایداری اغتشاش کوچک و یا سیگنال کوچک زاویه روتور
۲۵	۲-۳-۳-۱ پایداری گذرا و یا پایداری اغتشاش بزرگ زاویه روتور
۲۷	۲-۳-۲ پایداری ولتاژ
۳۲	۳-۳-۲ پایداری فرکانس
۳۴	۴-۲ پایداری ساز سیستم قدرت
۳۵	۱-۴-۲ طبقه بندی پایداری ساز سیستم قدرت
۳۵	۱-۴-۲-۱ طبقه بندی بر اساس سیگنال ورودی
۳۶	۵-۲ جمع بندی

فصل سوم: مفهوم ریزشبكة و معادل سازی دینامیکی آن

- ۱-۳ مقدمه ۴۰
- ۲-۳ مفهوم ریزشبكة به عنوان ابزاری برای یکپارچه سازی تولیدات پراکنده ۴۴
- ۳-۳ شفاف سازی مفهوم ریزشبكة ۴۵
- ۱-۳-۳ یک ریزشبكة چیست؟ ۴۵
- ۲-۳-۳ آن چه ریزشبكة نمی باشد ۴۹
- ۳-۳-۳ ریزشبكة ها در مقابل نیروگاه های مجازی ۵۲
- ۴-۳ بهره برداری و کنترل ریزشبكة ها ۵۳
- ۱-۴-۳ مروری بر المان های قابل کنترل در ریزشبكة ۵۳
- ۱-۱-۴-۳ واحدهای منابع انرژی تجدید پذیر متناوب ۵۴
- ۲-۱-۴-۳ ریز منابع و واحدهای CHP قابل دیسیچ ۵۴
- ۳-۱-۴-۳ واحدهای ذخیره ساز ۵۵
- ۵-۳ معادل سازی دینامیکی ۵۵
- ۱-۵-۳ مدل سازی مبدل پشت به پشت برای مطالعات پایداری ۶۲
- ۶-۳ جمع بندی ۶۳

فصل چهارم: تحلیل و بررسی اثر شبکه های توزیع متداول و ریزشبكة ها بر نوسانات سیستم قدرت

- ۱-۴ مقدمه ۶۶
- ۲-۴ سیستم آزمون دو ناحیه ای کندور ۶۶
- ۳-۴ شبیه سازی سیستم پایه ۶۸
- ۴-۴ سیستم به همراه شبکه غیر فعال ۷۰
- ۱-۴-۴ شبیه سازی برای مطالعه سیستم با موتور القایی و بار ۷۰
- ۲-۴-۴ محل های متفاوت سلول غیر فعال ۷۲

- ۷۳ ۵-۴ تحلیل و بررسی سیگنال کوچک
- ۷۵ ۱-۵-۴ تحلیل سیستم پایه
- ۷۶ ۲-۵-۴ سیستم با سلول غیرفعال (موتور القایی و بار)
- ۷۹ ۳-۵-۴ تأثیر بارگذاری سلول غیرفعال
- ۸۱ ۶-۴ سیستم با معادل دینامیک شبکه توزیع فعال
- ۸۲ ۱-۶-۴ پاسخ سیستم تحت تغییر کوچک
- ۸۲ ۲-۶-۴ پاسخ سیستم تحت اغتشاش بزرگ (خطا)
- ۸۴ ۷-۴ استفاده از SG-VSC برای میرایی نوسانات سیستم - روش P
- ۸۵ ۸-۴ استفاده از SG-VSC برای میرایی نوسانات سیستم - روش Q
- ۸۷ ۹-۴ بررسی نقش ژنراتورهای سنکرون مجازی در پایداری سیگنال کوچک و گذرا
- ۸۸ ۱-۹-۴ مدل ریاضی ژنراتور سنکرون مجازی
- ۸۸ ۱-۱-۹-۴ مرور سیستم کنترل
- ۸۹ ۲-۱-۹-۴ قرار دادهای مدل سازی
- ۹۰ ۳-۱-۹-۴ مدل سازی سیستم
- ۹۰ ۱-۳-۱-۹-۴ شبیه سازی اینرسی VSM و کنترل اکتیو توان اکتیو
- ۹۲ ۲-۳-۱-۹-۴ کنترلر اکتیو توان راکتیو
- ۹۳ ۳-۳-۱-۹-۴ جهت گیری چارچوب مرجع
- ۹۵ ۴-۳-۱-۹-۴ حلقه قفل فاز
- ۹۶ ۵-۳-۱-۹-۴ امپدانس مجازی و کنترلر ولتاژ
- ۹۷ ۶-۳-۱-۹-۴ کنترلر جریان و محرک فعال
- ۹۹ ۷-۳-۱-۹-۴ معادلات سیستم الکتریکی
- ۱۰۰ ۸-۳-۱-۹-۴ مدل سیستم غیرخطی در بهره‌برداری متصل به شبکه
- ۱۰۰ ۹-۳-۱-۹-۴ مدل سیگنال کوچک ماشین سنکرون مجازی
- ۱۰۱ ۲-۹-۴ بررسی پایداری
- ۱۰۱ ۱-۲-۹-۴ پایداری سیگنال کوچک

- ۱-۱-۲-۹-۴ مدل معادل به باس ۱۰ متصل شده باشد..... ۱۰۲
- ۲-۱-۲-۹-۴ مدل معادل به باس ۶ متصل شده باشد..... ۱۰۴
- ۲-۲-۹-۴ پایداری گذرا..... ۱۰۵
- ۱۰-۴ جمع بندی..... ۱۰۶

فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهاد

- ۱-۵ نتیجه گیری..... ۱۰۸
- ۲-۵ پیشنهادها..... ۱۰۹

پیوستها

- پیوست (الف) مدل سازی سیستم..... ۱۱۳
- پیوست (ب) داده های سیستم و کنترلر..... ۱۲۳
- پیوست (ج) برخی از مفاهیم اساسی پایداری سیستم های دینامیکی..... ۱۲۵
- پیوست (د) معادلات غیرخطی سیستم در مد بهره برداری متصل به شبکه..... ۱۳۳
- پیوست (ه) ماتریس های مدل سیگنال کوچک ماشین سنکرون مجازی..... ۱۳۷
- پیوست (و) پارامترهای ماشین سنکرون مجازی..... ۱۴۱

مراج

- مراج..... ۱۴۳

فصل دوم: مروری بر پایداری در سیستم های قدرت

۱۶	شکل (۱-۲) طبقه بندی پایداری سیستم قدرت بر اساس دینامیک پدیده ها
۱۹	شکل (۲-۲) شباهت مکانیکی برای نوسانات الکترومکانیکی
۲۰	شکل (۳-۲) حالات ژنراتور: الف- تعادل حالت دائم، ب- بهره برداری در حالت اغتشاش
۲۳	شکل (۴-۲) طبیعت پاسخ اغتشاش کوچک
۲۷	شکل (۵-۲) پاسخ زاویه روتور به اغتشاشات بزرگ
۳۵	شکل (۶-۲) نمودار بلوکی ساده PSS
۳۶	شکل (۷-۲) پایدارساز سیستم قدرت (PSS)، الف- نوع f -PSS، ب- نوع P -PSS، ج- $\Delta\omega$ -PSS

فصل سوم: مفهوم ریزشکده و معادل سازی دینامیکی آن

۴۸	شکل (۱-۳) الف- ریزشکده به عنوان شبکه ولتاژ پایین
۴۸	شکل (۱-۳) ب- ریزشکده به عنوان فیدر ولتاژ پایین
۴۸	شکل (۱-۳) ج- ریزشکده به عنوان خانه ولتاژ پایین
۴۹	شکل (۲-۳) مواردی از آن چه ریزشکده نمی باشند
۵۳	شکل (۳-۳) سهامداران ریزشکده
۶۱	شکل (۴-۳) طرحواره مدل معادل ADN

فصل چهارم: تحلیل و بررسی اثر شبکه های توزیع متداول در ریزشکده ها بر نوسانات سیستم قدرت

۶۷	شکل (۱-۴) سیستم دو ناحیه ای کندور
۶۸	شکل (۲-۴) نتایج پایداری سیگنال کوچک (۵٪ افزایش در ولتاژ مرجع $G1$)
۶۹	شکل (۳-۴) نتایج پایداری سیگنال بزرگ (خطا در خط 7-9 و رفع آن بعد از ۵ چرخه)
۷۰	شکل (۴-۴) اتصال سلول غیرفعال به سیستم
۷۱	شکل (۵-۴) پاسخ توان شتاب دهنده و ولتاژ پایانه $G1$ و توان انتقالی از خطوط

۷۱	شکل (۴-۶) پاسخ سرعت ژنراتورها
۷۲	شکل (۴-۷) محل‌های متفاوت سلول غیرفعال
۷۲	شکل (۴-۸) الف- سرعت ژنراتورها در اتصال سلول غیرفعال به سیستم
۷۲	شکل (۴-۸) ب- پاسخ $G1$ و توان منتقل شده
۷۳	شکل (۴-۹) الف- توان اکتیو و راکتیو سلول غیرفعال
۷۳	شکل (۴-۹) ب- ولتاژ در نقطه اتصال با سلول غیرفعال
۷۵	شکل (۴-۱۰) مقدارهای ویژه سیستم دو ناحیه‌ای پایه
۷۸	شکل (۴-۱۱) پاسخ زمانی سرعت روتور ماشین‌ها - سلول غیرفعال در باس ۷
۷۸	شکل (۴-۱۲) پاسخ زمانی سرعت روتور ماشین‌ها - سلول غیرفعال در باس ۹
۷۹	شکل (۴-۱۳) پاسخ زمانی زاویه روتور ماشین‌ها - سلول غیرفعال در میانه خط
۷۹	شکل (۴-۱۴) مشخصات میرایی تحت بارگذاری متفاوت سلول غیرفعال
۸۰	شکل (۴-۱۵) فرکانس مد بین ناحیه‌ای تحت بارگذاری متفاوت سلول غیرفعال
۸۰	شکل (۴-۱۶) پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها، سلول غیرفعال در باس ۹، بارگذاری $107 MW$
۸۱	شکل (۴-۱۷) پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها، سلول غیرفعال در باس ۹، بارگذاری $110 MW$
۸۱	شکل (۴-۱۸) سیستم دو ناحیه‌ای با ADNC در باس ۹
۸۲	شکل (۴-۱۹) پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها، توان انتقالی و توان شتاب‌دهنده $G1$ - محل ADNC در باس ۹ ($110 MW$) و $SG-VSC=20 MW$
۸۳	شکل (۴-۲۰) پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها و متغیرهای $G1$ - محل ADNC در باس ۹ ($110 MW$) و $SG-VSC=20 MW$
۸۳	شکل (۴-۲۱) بزرگ‌نمایی نمودار توان شتاب‌دهنده
۸۴	شکل (۴-۲۲) پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها
۸۵	شکل (۴-۲۳) استفاده از $SG-VSC$ برای حفظ پایداری سیستم - روش P
۸۵	شکل (۴-۲۴) تغییرات توان اکتیو خروجی مبدل
۸۶	شکل (۴-۲۵) استفاده از $SG-VSC$ برای حفظ پایداری سیستم - روش Q
۸۶	شکل (۴-۲۶) تغییرات توان راکتیو خروجی مبدل
۸۸	شکل (۴-۲۷) ساختار و مفهوم اصلی ژنراتور سنکرون مجازی
۸۹	شکل (۴-۲۸) مروری بر پیکربندی و ساختار کنترلی ژنراتور سنکرون مجازی مورد بررسی
۹۱	شکل (۴-۲۹) شبیه سازی اینرسی مکانیکی ماشین سنکرون مجازی با افت توان - فرکانس

۹۳	شکل (۴-۳۰) کنترلر اف تی توان راکتیو
۹۴	شکل (۴-۳۱) نمودار ولتاژ نمایش دهنده جهت گیری چارچوب مرجع همگام و بردار ولتاژ
۹۵	شکل (۴-۳۲) حلقه قفل فاز
۹۷	شکل (۴-۳۳) امپدانس مجازی، کنترلر ولتاژ و جریان
۹۹	شکل (۴-۳۴) پیاده سازی محرک فعال
۱۰۲	شکل (۴-۳۵) جابجایی مدهای نوسانی زمانی که توان خروجی G3 با ADNC جایگزین می گردد
۱۰۳	شکل (۴-۳۶) شکل مد سرعت برای مد بین ناحیه ای - الف - سناریو اولیه، ب - سناریو نهایی
۱۰۳	شکل (۴-۳۷) ضرایب مشارکت سرعت نرمال شده برای مد بین ناحیه ای - الف - سناریو اولیه، ب - سناریو نهایی
۱۰۴	شکل (۴-۳۸) جابجایی مدهای نوسانی زمانی که توان خروجی G2 و G3 با ADNC جایگزین می گردد
۱۰۵	شکل (۴-۳۹) جابجایی مدهای نوسانی زمانی که توان خروجی G3 و G4 با ADNC جایگزین می گردد
۱۰۵	شکل (۴-۴۰) انحراف زاویه توان ژنراتورهای سنکرون G1 و G4 ناشی از خطای سه فاز

پوستا

۱۱۶	شکل (الف-۱) مدار معادل مدل بار ZIP-IM
۱۱۷	شکل (الف-۲) بلوک دیاگرام AVR IEEE Type I و PSS Type II
۱۱۸	شکل (الف-۳) مدل کامل مبدل پشت به پشت
۱۱۹	شکل (الف-۴) مدل منبع جریان (مدل فازور) برای مبدل پشت به پشت - مدل متلب
۱۲۰	شکل (الف-۵) کنترلر جریان مبدل منبع ولتاژ پشت به پشت

فصل دوم: مروری بر پایداری در سیستم های قدرت

جدول (۱-۲) طبقه بندی پایداری سیستم قدرت بر اساس حوزه زمان و اجزای مؤثر بر آن	۱۶
--	----

فصل چهارم: تحلیل و بررسی اثر شبکه های توزیع متداول و ریز شبکه ها بر نوسانات سیستم قدرت

جدول (۱-۴) بارگذاری پایه ژنراتورها	۶۷
جدول (۲-۴) مدهای الکترومکانیکی سیستم دو ناحیه ای پایه	۷۶
جدول (۳-۴) مد الکترومکانیکی بین ناحیه ای در سیستم دو ناحیه ای با محل های متفاوت قرار گرفتن سلول غیرفعال	۷۶
جدول (۴-۴) مقدارهای ویژه موتور القایی	۷۷

پیوست ها

جدول (ب-۱) داده ژنراتورها	۱۲۳
جدول (ب-۲) داده ADNC	۱۲۳
جدول (ب-۳) داده AVR	۱۲۴
جدول (ب-۴) داده PSS	۱۲۴
جدول (ب-۵) مدل سازی مبدل پشت به پشت	۱۲۴
جدول (و-۱) پارامترهای ماشین سنکرون مجازی	۱۴۱

فصل اول:

مقدمه

۱-۱ پیشگفتار

نخستین سیستم تولید و توزیع برق در سال ۱۸۸۲ در شهر نیویورک توسط توماس ادیسون پایه‌گذاری گردید. اساس کار این سیستم ولتاژ و جریان مستقیم^۱ بود که برای ۵۹ مشتری در شعاع ۱/۵ کیلومتری روشنایی را تأمین می‌نمود [1]. بعدها این سیستم‌ها به یکدیگر متصل گردیدند تا بتوان با استفاده از نیروگاه‌های^۲ بزرگ بازده را بالا برده و توان را در مسافت‌های طولانی منتقل نمود. همین امر موجب حرکت به سوی تولید با جریان و ولتاژ متناوب^۳ گردید [2].

این سیستم‌ها به تدریج پیشرفت کردند تا جایی که امروزه سیستم‌های قدرت به بزرگ‌ترین و پیچیده‌ترین ساخته‌های دست بشر بدل گردیدند. توان الکتریکی در نیروگاه‌ها تولید می‌گردد و از طریق شبکه پیچیده‌ای شامل اجزای گوناگون از جمله خطوط انتقال^۴، ترانسفورماتورها و ابزار کلید زنی^۵ به مصرف‌کننده‌ها منتقل می‌شود. معمول است که سیستم قدرت را به زیرسیستم‌های زیر تقسیم نمایند [2]:

۱- سیستم انتقال^۶

۲- سیستم انتقال ثانویه (زیر انتقال)^۷

۳- سیستم توزیع^۸

توسعه اقتصادی و سطح رفاه هر جامعه‌ای با مصرف توان الکتریکی در آن جامعه ارتباط مستقیم دارد؛ به گونه‌ای که توسعه اقتصادی بیش‌تر به معنای مصرف توان الکتریکی بیش‌تر خواهد

¹ Direct Current (DC)

² Generating Station

³ Alternative Current (AC)

⁴ Transmission Lines

⁵ Switching Devices

⁶ Transmission System

⁷ Subtransmission

⁸ Distribution Network

بود. از این رو مفاهیمی همچون شبکه هوشمند^۱ و ریزشبکه^۲، به عنوان بلوک اصلی ساختمان شبکه هوشمند، معرفی گردیدند که هدفشان کنترل مصرف توان، همراه با توسعه اقتصادی و افزایش سطح رفاه است، بدین معنا که توان الکتریکی اقتصادی تر و هوشمندانه تر مورد استفاده قرار گیرد [3]. در کنار این موارد، شبکه‌های قدرت در سراسر جهان با مشکلاتی نظیر کاهش منابع فسیلی و آلودگی‌های زیست محیطی مواجه می‌باشند. به علاوه افزایش قابلیت اطمینان^۳ و کیفیت توان^۴ دریافتی و همچنین ارزان تر شدن دریافت توان توسط مشترک از جمله مسائلی هستند که باید مورد توجه قرار گیرند. این مشکلات موجب تولید توان در سطح توزیع با استفاده از منابع توان متنوع گردید. این تولید توان در سطح شبکه‌های توزیع، تولید پراکنده^۵ (DG) و منابع تولید توان آن را منابع انرژی پراکنده^۶ (DER) می‌نامند. دلیل این نام‌گذاری ایجاد تمایز میان این منابع و نیروگاه‌های بزرگ مرسوم^۷ است [4].

در اواخر دهه ۱۹۹۰ میلادی انجمن بین‌المللی شبکه‌های بزرگ الکتریکی^۸ (CIGRE) و اجلاس بین‌المللی شبکه‌های توزیع^۹ (CIRED) موضوعات اساسی مرتبط با تولید پراکنده را مورد بررسی قرار دادند. کشورهای مختلف بر اساس نرخ تولید توان، سطح ولتاژ تولیدی و غیره تعاریف گوناگونی را برای تولید پراکنده ارائه نموده‌اند. با توجه به مطالعات انجام شده برخی از ویژگی‌های تولید پراکنده عبارت‌اند از [5]:

۱- برنامه‌ریزی جهت تولید توان و انتقال به صورت غیرمتمرکز

۲- ظرفیت تولید کمتر از 50MW

۳- اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه‌های توزیع در ولتاژهای 230V، 450V تا 145KV

¹ Smart Grid

² Microgrid

³ Reliability

⁴ Power Quality

⁵ Distributed Generation (DG)

⁶ Distributed Energy Resource (DER)

⁷ Conventional Power Plant (CPP)

⁸ International Council on Large Electric Systems

⁹ International Conference and Exhibition on Electricity Distribution

برای کنترل منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر باید در شبکه‌های توزیع فعال^۱ با شارش دو طرفه توان، از فناوری‌های هوشمند استفاده نمود. حضور استراتژی نصب و سپس فراموشی^۲ برای منابع تولید پراکنده نیازمند تغییراتی در مدیریت شبکه‌های توزیع فعال می‌باشد [4]. در واقع آن چه هوشمند می‌گردد مصرف‌کننده است. مصرف‌کننده با اطلاعاتی که در مورد بازار، تراکم و غیره دارد تصمیم‌گیری می‌نماید که چنین امکانی در ساختار سلسله مراتبی^۳ مرسوم وجود ندارد [3].

مطالعات دینامیکی، پایداری^۴ و کنترل در سیستم‌های قدرت از دیرباز مطرح بوده است و به تدریج در مواجهه با مسائل گوناگون تعاریف مربوط به آن کامل گردیده است. به منظور تأمین انرژی مطمئن برای مصرف‌کنندگان، باید سیستم قدرت، توانایی تحمل انواع گوناگون اغتشاشات را داشته باشد و همچنان فعال باقی بماند [1]. امروزه با افزایش سطح نفوذ منابع تولید پراکنده و منابع انرژی تجدیدپذیر، پایداری سیستم‌های قدرت با چالش‌های جدیدی مواجه گردیده است. چرا که اغلب منابع تولید پراکنده فاقد اینرسی دوار بوده و توسط ادوات الکترونیک قدرت^۵ به شبکه متصل گردیده‌اند. افزایش سطح نفوذ این منابع و میزان آن می‌تواند بر روی دینامیک‌های سیستم قدرت مؤثر باشد [6] و نیاز است که از جنبه‌های متفاوت مورد بررسی قرار گیرد. تاکنون تلاش‌هایی در این زمینه صورت پذیرفته است.

در [7] با استفاده از مفهوم ژنراتور سنکرون مجازی^۶ به پایدار ساختن سیستم قدرت با استفاده از منابع تولید پراکنده پرداخته شده است. ژنراتور سنکرون مجازی یک مفهوم کنترلی اعمال شده به اینورتر^۷ها می‌باشد که با استفاده از منابع ذخیره‌ساز انرژی^۸ موجب تقلید رفتار ژنراتورهای سنکرون

¹ Active Distribution Network Cell (ADNC)

² Fit & Forget

³ Hierarchical Structure

⁴ Stability

⁵ Power Electronic Components

⁶ Virtual Synchronous Generator (VSG)

⁷ Inverter

⁸ Energy Storage Systems (ESS)

مرسوم می‌گردد. منابع ذخیره توان، اینرسی مجازی¹ مورد نیاز منابع تولید پراکنده را فراهم می‌آورند [8]. در این پژوهش تنها به منابع تولید توان پراکنده که با اینورتر به شبکه متصل گردیده‌اند اشاره شده است؛ در حالی که ریزشبکه‌ها شامل بارها و تولیدات متنوع می‌باشند. از سوی دیگر در یک سیستم قدرت بزرگ جهت تأثیرگذاری بر روی دینامیک‌های آن باید ریزشبکه‌ها از سطح نفوذ بالایی برخوردار باشند [9] که بدین موضوع نیز اشاره‌ای نشده است.

مرجع [10] به مطالعه اثر افزایش سطح نفوذ DERها بر روی مسئله بار - فرکانس سیستم قدرت پرداخته است. پایداری و کنترل ریزشبکه‌ها و کل سیستم قدرت شامل DERها و نیروگاه‌های بزرگ مرسوم یکی از چالش‌های مهم در سیستم‌های قدرت امروزی است. تعامل میان ریزشبکه‌ها در حالت متصل به شبکه و نیروگاه‌های مرسوم باید به گونه‌ای هماهنگ گردد که سبب بهبود پایداری سیستم قدرت گردد. در این مطالعه ریزشبکه‌ها به همراه بارها، به صورت بار قابل کنترل² در نظر گرفته شده است که دینامیک‌های آن توسط مبدل‌های الکترونیک قدرت³ واسط تعیین می‌گردد، به گونه‌ای که میرایی⁴ آن‌ها ثابت نبوده و می‌توان آن را با توجه به شرایط تغییر داد. از آن جایی که برای این کار از منابع ذخیره‌ساز انرژی استفاده می‌گردد و این منابع فاقد اینرسی دوار می‌باشند نسبت به روش‌های مرسوم کنترل بار - فرکانس سریع‌تر عکس‌العمل نشان می‌دهند که همین امر سبب میرایی سریع‌تر نوسانات می‌گردد.

در [11] برخی از روش‌های کنترل برای سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی باتری (BESS)⁵ به منظور میرایی نوسانات بین ناحیه‌ای⁶ بیان گردیده است. برای این منظور از سیگنال‌های متفاوتی برای افزایش میرایی و کنترل‌رلهایی از قبیل PI و برخی از روش‌های هوشمند مصنوعی از قبیل کنترل فازی⁷

¹ Virtual Inertia

² Controllable Load

³ Power Electronic Converters

⁴ Damping

⁵ Battery Energy Storage Systems (BESS)

⁶ Interarea Oscillations

⁷ Fuzzy Logic Controller

استفاده گردیده است. در برخی از شرایط استفاده از پایدارساز سیستم قدرت¹ به دلیل ضعف در مشاهده سیگنال ورودی و یا ضعف در کنترل پذیری، در میرا کردن نوسانات مؤثر نخواهد بود [12]. با کنترل مناسب توان اکتیو و راکتیو BESSها می‌توان به شکل‌های متفاوت به جابجایی مقدارهای ویژه² دست یافت و بدین طریق موجب میرایی نوسانات سیستم و بهبود پایداری آن گردید.

ابر خازن‌ها³، سیستم‌های باتری ذخیره‌ساز انرژی و خازن‌های موازی، امروزه به صورت تجهیزات کمکی برای تولیدات خورشیدی در مقیاس بزرگ استفاده می‌گردند [13]. در [14] به بررسی تأثیر این تجهیزات بر روی مدهای نوسانی الکترومکانیکی بین ناحیه‌ای و ناپایداری نوسانی⁴ اشاره گردیده است. مسئله پایداری با در نظر گرفتن انواع مختلف نیرو-گاه‌ها و ژنراتورهای مناسب برای آن‌ها مورد بررسی قرار گرفته است. افزایش سطح نفوذ سلول‌های خورشیدی⁵ می‌تواند بر روی پایداری سیستم قدرت اثر منفی داشته باشد [15] و مسئله نوسانات فرکانس پایین⁶ در بسیاری از سیستم‌ها مشاهده گردیده است [16]. در این پژوهش با استفاده از پاسخ سریع منابع ذخیره‌ساز انرژی، عملکرد دینامیکی سیستم‌های قدرت در حضور سلول‌های بزرگ خورشیدی بهبود داده شده است. در [17] نیز به بررسی پایداری سیگنال کوچک⁷ و بزرگ⁸ در یک سیستم قدرت نمونه با سطح نفوذهای مختلف سلول‌های خورشیدی پرداخته شده است. چرا که کاهش اینرسی سیستم می‌تواند بر روی پایداری سیگنال کوچک نیز تأثیرگذار باشد. در این پژوهش با ارائه یک روش کنترلی اعمال شده به اینورترها سبب بهبود پایداری سیستم آزمون نمونه شده است. در [18] مقایسه‌ای از میزان تأثیر ابرخازن‌ها، تجهیزات ذخیره‌ساز باتری و خازن‌های موازی در پایانه سلول‌های

¹ Power System Stabilizer (PSS)

² Eigenvalues

³ Ultracapacitor

⁴ Oscillatory Instability

⁵ Photovoltaic Cells

⁶ Low Frequency Oscillation (LFO)

⁷ Small Signal Stability

⁸ Large Signal Stability

خورشیدی بر روی میرایی مدهای الکترومکانیکی و ناپایداری نوسانی صورت پذیرفته است. ویژگی جدید این کار در بررسی پایداری نوسانی فرکانس پایین با در نظر گرفتن نیروگاه-های آبی و گرمایی همراه با تولیدات خورشیدی در مقیاس بزرگ و تجهیزات کمکی آن است. مشاهده شده است که در سیستم با نیروگاه آبی غالب، سلول‌های خورشیدی با ابرخازن و در سیستم با نیروگاه گرمایی غالب، سلول‌های خورشیدی با سیستم‌های ذخیره-ساز باتری بر روی میرایی مدهای الکترومکانیکی تأثیر مثبت خواهند داشت. در [19] پس از بررسی چالش‌های بهره‌برداری از منابع تجدیدپذیر مبتنی بر الکترونیک قدرت برای سیستم‌های قدرت الکتریکی به بررسی سطوح مختلف نفوذ واحدهای خورشیدی و بادی بزرگ مقیاس در سیستم‌های قدرت پرداخته شده و نشان داده شده است که با کنترل هماهنگ این منابع در کنار کنترل واحدهای مرسوم نه تنها می‌توان بر این چالش‌ها غلبه نمود بلکه می‌توان سبب افزایش میرایی سیستم گردید.

در [20] به سودمندی ریزشبه‌ها در افزایش حاشیه پایداری حالت دائم¹ بین ناحیه-ای اشاره شده است. این امر با استفاده از کنترل افت فرکانس ریزشبه حاصل گردیده است. بررسی‌ها بر روی سیستم نه باسه که شامل سه ناحیه است، صورت پذیرفته است. بهره کنترلر فرکانس اینورتر می‌تواند سبب تغییر مکان مقدارهای ویژه سیستم گردد و با افزایش آن می‌توان مقدارهای ویژه را به سمت چپ محور موهومی منتقل نمود. در این پژوهش ریزشبه‌ها به صورت باتری که توسط اینورتر به سیستم انتقال متصل گردیده‌اند مدل شده-اند و از تولیدات و بارهای متنوع و همچنین مدل‌سازی سیستم توزیع صرف نظر شده است.

در مرجع [21] با استفاده از شبیه‌سازی اینرسی روتور موجب بهبود مسائل پایداری در سیستم گردیده است. برای این منظور یک ذخیره‌ساز انرژی با سرعت پاسخگویی مناسب

¹ Steady State Stability

به سیستم افزوده شده است. از حلقه قفل فاز (PLL)^۱ که وظیفه همگام‌سازی^۲ و اندازه‌گیری فرکانس را بر عهده دارد به طریقی متفاوت برای کنترل مبدل‌ها در مطالعه مورد استفاده قرار گرفته است.

یک سیستم انتقال دو ناحیه‌ای فرضی در [22] بیان گردیده است. در این مرجع تولیدات پراکنده را فقط از نوع میکروتوربین^۳ و سلول سوختی^۴ در نظر گرفته و در یک شبکه فرضی با تعداد زیاد از این منابع به بررسی تأثیر آن‌ها در پایداری سیستم پرداخته شده است. استفاده از تولیدات پراکنده در سطح وسیع سبب بهبود پایداری فرکانس^۵، سیگنال بزرگ و کوچک سیستم گردیده است. از آن جایی که در این تحقیق میکروتوربین‌ها در کنار سلول‌های سوختی در نظر گرفته شده‌اند بنابراین به مشکل اینرسی پایین و ادوات الکترونیک قدرت رابط پرداخته نشده است.

در [23] ریزش‌بکه‌ها به صورت سلول‌های خورشیدی و توربین‌های بادی^۶ که توسط مبدل پشت به پشت^۷ به شبکه متصل گردیدند، مدل شده‌اند. در این پژوهش با توجه به خازن‌های فیلتر و لینک DC کنترلی برای مبدل پیشنهاد گردیده است که موجب جابجایی مقادیر ویژه و پایداری سیستم می‌گردد. هم‌چنین در مراجع [24-26] هریک روش کنترلی متفاوتی برای مبدل پشت به پشت در توربین‌های بادی را بیان کردند که با افزایش نفوذ این منابع می‌توان از آن‌ها در پایداری سیستم استفاده نمود.

در مقاله [27] به منظور بررسی تأثیر سطح نفوذ ریزش‌بکه‌ها در پایداری فرکانس سیستم قدرت از یک روش ریاضی استفاده شده است. در ابتدا جهت تجمیع تعداد زیاد

¹ Phase Lock Loop (PLL)

² Synchronism

³ Microturbine

⁴ Fuel Cell

⁵ Frequency Stability

⁶ Wind Turbine

⁷ Back-to-Back

ریزشبکه‌ها از آنالیز پرونی^۱ و روش شناسایی^۲ جعبه خاکستری^۳ به منظور به دست آوردن مدل معادل دینامیکی^۴ ریزشبکه‌ها استفاده نموده و سپس از مدل به دست آمده برای مطالعات پایداری فرکانس استفاده شده است. مدل معادل به دست آمده تنها برای مطالعات پایداری فرکانس مناسب بوده و از آن نمی‌توان برای مطالعه انواع دیگر پایداری استفاده نمود.

۲-۱ هدف و ساختار پایان‌نامه

آینده و پیشرفت سیستم‌های قدرت در گرو مفاهیمی مانند شبکه هوشمند، تولید پراکنده و ریزشبکه قرار دارد و خواه یا نا خواه باید به سمت این فناوری‌های نوین حرکت نمود. در همین راستا نیاز است که مطالعات وسیعی جهت هماهنگی سیستم‌های قدرت مرسوم و این فناوری‌های نوین صورت پذیرد چرا که در آینده این دو سیستم در کنار یکدیگر خواهند بود همان گونه که سیستم‌های مخابرات ثابت و سیار امروز در کنار یکدیگر قرار دارند. از جمله مسائلی که باید به دقت مورد مطالعه قرار گیرد پایداری سیستم قدرت با افزایش نفوذ تولیدات پراکنده در سیستم است. در این مطالعه به بررسی معادل‌های دینامیکی که تاکنون برای ریزشبکه‌ها ارائه گردیده است، پرداخته خواهد شد و پس از انتخاب مدل مناسب، از آن برای مطالعات پایداری سیگنال بزرگ و کوچک در یک سیستم قدرت نمونه استفاده خواهد گردید.

در فصل دوم مروری بر پایداری سیستم‌های قدرت صورت پذیرفته است. پایداری در سیستم‌های قدرت از جمله مسائلی است که در نوشته‌های گوناگون بارها مورد بررسی و تعریف قرار گرفته است. از آن جایی که یکی از اهداف این پژوهش بررسی پایداری است در

¹ Prony Analysis

² Identification

³ Gary Box

⁴ Dynamic Equivalence

این فصل سعی گردیده است به دور از روابط پیچیده ریاضی به تعریف مفهوم آن در سیستم قدرت پرداخته شود.

ریزشبکه با مفهوم کنونی آن، از جمله مسائلی است که نیاز به تعریف دقیق و روشن شدن مرزهای آن با مفاهیمی همچون نیروگاه مجازی^۱ و شبکه توزیع فعال دارد. در **فصل سوم** سعی گردیده است که تعریفی جامع و دقیق از ریزشبکه ارائه گردد. شروط اصلی ریزشبکه و برخی از باورهای نادرست در مورد آن بیان گردیده است. در بخش دوم این فصل به تعریف معادل سازی دینامیکی در سیستم های قدرت پرداخته شده است و پس از مروری بر برخی از روش های معادل سازی مرسوم به بررسی روش های مورد استفاده در ریزشبکه ها پرداخته شده است و از میان آن ها مدل مناسب به منظور ادامه مطالعه انتخاب گردیده است.

پس از تبیین و روشن شدن برخی از مفاهیم و انتخاب مدل مناسب در نهایت در **فصل چهارم** به شبیه سازی و تحلیل نقش ریزشبکه ها در پایداری سیگنال بزرگ و کوچک سیستم پرداخته شده است. در این بخش به منظور مقایسه بهتر میان نتایج از سلول های غیرفعال در کنار سلول های فعال استفاده گردیده است. شبیه سازی ها با استفاده از نرم افزار متلب^۲ و جعبه ابزارهای شبیه سازی^۳ و بررسی سیستم های قدرت^۴ (PSAT) و همچنین نرم افزار دیگسایلنت^۵ انجام گرفته است.

در نهایت در **فصل آخر** به جمع بندی و نتیجه گیری پرداخته شده است و پیشنهادهایی جهت ادامه پژوهش ارائه گردیده است.

¹ Virtual Power Plant (VPP)

² Matlab

³ Simulink

⁴ Power System Analysis Toolbox (PSAT)

⁵ DIgSILENT

فصل دوم:

مروری بر پیاداری

در سیستم های قدرت

۱-۲ مقدمه

مسئله تعریف و طبقه‌بندی پایداری سیستم قدرت، یک موضوع قدیمی است و گزارش‌های متعددی توسط IEEE و CIGRE در این مورد ارائه گردیده است. با این حال این گزارش‌ها به خوبی منعکس کننده نیازهای صنعت، تجربیات و درک از مسئله نمی‌باشند. از سوی دیگر این تعاریف دقیق نبوده و طبقه‌بندی‌های صورت پذیرفته تمامی حالات ناپایداری را در بر نمی‌گیرند [30].

پایداری سیستم قدرت مشابه با پایداری هر سیستم دینامیکی دیگر، شالوده‌ای از مفاهیم ریاضی است. تعریف دقیق پایداری را می‌توان در یادداشت‌هایی که بر اساس ریاضیات به بحث در مورد پایداری سیستم‌های دینامیکی می‌پردازند، یافت [31]؛ اما در اینجا به بیان فیزیکی پایداری پرداخته می‌شود که در تطابق کامل با مباحث ریاضی قرار دارد. با توجه به اهمیت این موضوع، داشتن یک درک شفاف از انواع مختلف ناپایداری ضروری به نظر می‌رسد.

۲-۲ تعریف پایداری سیستم‌های قدرت

مطابق با تعریف CIGRE/IEEE، پایداری سیستم قدرت توانایی یک سیستم قدرت الکتریکی، در یک شرایط بهره‌برداری اولیه داده شده، برای به دست آوردن تعادل عملکرد است، پس از آن که در معرض یک اغتشاش فیزیکی قرار می‌گیرد؛ به طوری که اکثر متغیرهای سیستم محدود شده باشند و کل سیستم به کار خود ادامه دهد [30].

این تعریف به یک سیستم قدرت به عنوان یک کل اعمال شده است. در صورتی که در مواردی، پایداری یک ژنراتور و یا گروهی از ژنراتورها مورد علاقه می‌باشد. یک ژنراتور در فاصله‌ای دور ممکن است پایداری (همگامی) خود را از دست بدهد بدون آن که منجر به ناپایداری پشت سر هم^۱ سیستم اصلی گردد. به طور مشابه ممکن است بارهای مخصوص و یا ناحیه بار مورد توجه قرار گیرد. موتورهای

^۱ Cascade

ممکن است پایداری خود را از دست بدهند (سرعت آن‌ها کاهش یافته و از حرکت بایستند) بدون آن که منجر به ناپایداری کل سیستم گردند [30].

سیستم قدرت، یک سیستم به شدت غیرخطی است که در یک محیط پیوسته متغیر در حال بهره‌برداری می‌باشد. بارها، خروجی ژنراتورها و پارامترهای بهره‌برداری کلیدی به طور پیوسته در حال تغییر هستند. در بروز یک اغتشاش، شرایط بهره‌برداری اولیه و هم‌چنین طبیعت آن‌ها مهم است [1].

بنابراین، پایداری یک سیستم قدرت الکتریکی ویژگی از سیستم است که حول یک مجموعه متعادل و به بیان دیگر حول شرایط اولیه حرکت می‌کند. در یک مجموعه متعادل نیروهای مخالف مختلف که در سیستم وجود دارند، به طور لحظه‌ای و یا بر روی یک چرخه^۱، برابرند. سیستم‌های قدرت در معرض رنج وسیعی از اغتشاشات بزرگ و کوچک قرار دارند. اختلالات کوچک به صورت تغییرات بار، به طور پیوسته رخ می‌دهند. سیستم باید قادر باشد تغییر شرایط را مدیریت کرده و به طور رضایت‌بخش عمل نماید. سیستم‌ها هم‌چنین باید بتوانند در مقابل اغتشاشات بزرگ از قبیل اتصال کوتاه بر روی خطوط انتقال و یا از دست رفتن بار یا ژنراتور بزرگ مقاومت کنند. یک اختلال بزرگ به دلیل جداسازی المان دچار خطا شده می‌تواند سبب تغییر ساختار سیستم گردد [30].

در یک مجموعه متعادل، یک سیستم قدرت می‌تواند برای یک اغتشاش فیزیکی پایدار و برای اغتشاش دیگر ناپایدار باشد. این امر برای طراحی یک سیستم قدرت که باید برای هر اختلال ممکن پایدار باشد، غیراقتصادی و غیرعملی است [1]. احتمالات طراحی بر اساس آن‌هایی که امکان وقوع بیش‌تری دارند انتخاب می‌گردند. از این‌رو پایداری اغتشاشات بزرگ همواره به یک سناریو اغتشاش مشخص شده اشاره می‌کند. یک مجموعه متعادل پایدار شامل یک ناحیه جذب محدود است. هر چه این ناحیه بزرگ‌تر باشد، سیستم با توجه به اغتشاشات بزرگ‌تر مقاوم‌تر می‌باشد. ناحیه جذب با توجه به شرایط بهره‌برداری سیستم قدرت تغییر می‌کند. پاسخ سیستم قدرت به یک اغتشاش ممکن است

¹ Cycle

تعداد زیادی از تجهیزات را درگیر کند. به طور مثال یک خطا در یک عنصر حیاتی که به وسیله رله-های حفاظتی جدا می‌گردد، می‌تواند منجر به نوسان شارش توان، ولتاژ شین‌های شبکه و سرعت روتور گردد. تغییرات ولتاژ، تنظیم‌کننده‌های ولتاژ خطوط انتقال و ژنراتورها را فعال می‌کند؛ از سوی دیگر نوسانات سرعت روتور سبب به کار افتادن محرک اولیه ژنراتورها می‌شود و این فرآیندها سبب تغییرات بارها بر اساس مشخصاتشان می‌گردد. در اثر این تغییرات ممکن است تجهیزات حفاظتی مستقل در نظر گرفته شده برای هر دستگاه عکس‌العمل نشان داده و سبب قطع تجهیز گردد. سرانجام این تغییرات سبب سست شدن سیستم و در نتیجه ناپایداری می‌شوند. اگر به دنبال یک اغتشاش سیستم پایدار باشد به یک حالت تعادل جدید با حفظ یکپارچگی سیستم خواهد رسید. هر چند که برخی از تجهیزات ممکن است به دلیل بروز خطا و یا به طور برنامه‌ریزی شده از مدار خارج شده باشند [30].

۲-۳ طبقه‌بندی پایداری سیستم‌های قدرت

یک سیستم قدرت مدرن، یک فرآیند چند متغیره مرتبه بالا است که پاسخ دینامیکی آن توسط آرایه وسیعی از تجهیزات با مشخصات و نرخ پاسخ مختلف تحت تأثیر قرار می‌گیرد. پایداری، شرط تعادل میان نیروهای مخالف است. با توجه به ساختار شبکه، شرایط بهره‌برداری سیستم و شکل اختلالات، مجموعه گوناگونی از نیروهای مخالف ممکن است منجر به عدم تعادل شوند که در نهایت منجر به ناپایداری می‌گردند [30].

پایداری سیستم قدرت در اصل یک مسئله می‌باشد. با این حال انواع گوناگون ناپایداری که در سیستم قدرت رخ می‌دهد، ممکن است به درستی شناخته نشده و به طور مؤثر نتوان به رفع آن پرداخت. چرا که مسائل مربوط به پایداری از پیچیدگی بسیاری برخوردارند. از این‌رو برخی از فرضیات ساده‌کننده که درجه مناسبی از جزئیات را در نظر بگیرد، برای روش‌های تحلیلی مناسب است. تحلیل پایداری شامل شناسایی عوامل کلیدی

است که در ناپایداری مشارکت دارند و سپس اتخاذ روش‌هایی برای بهبود بهره‌برداری پایدار می‌باشد؛ این موضوع به وسیله طبقه‌بندی پایداری در گروه‌های مناسب، تسهیل می‌گردد. از این رو طبقه‌بندی برای تجزیه و تحلیل و آنالیز عملی پایداری سیستم قدرت ضروری است [30].

طبقه‌بندی پایداری سیستم قدرت با تمرکز بر روی فقط یک متغیر (ولتاژ، فرکانس و یا زاویه روتور) یک اقدام معنی‌دار است؛ از این روش در مقالات به عنوان پایداری جزئی^۱ یاد شده است [29,32,33].

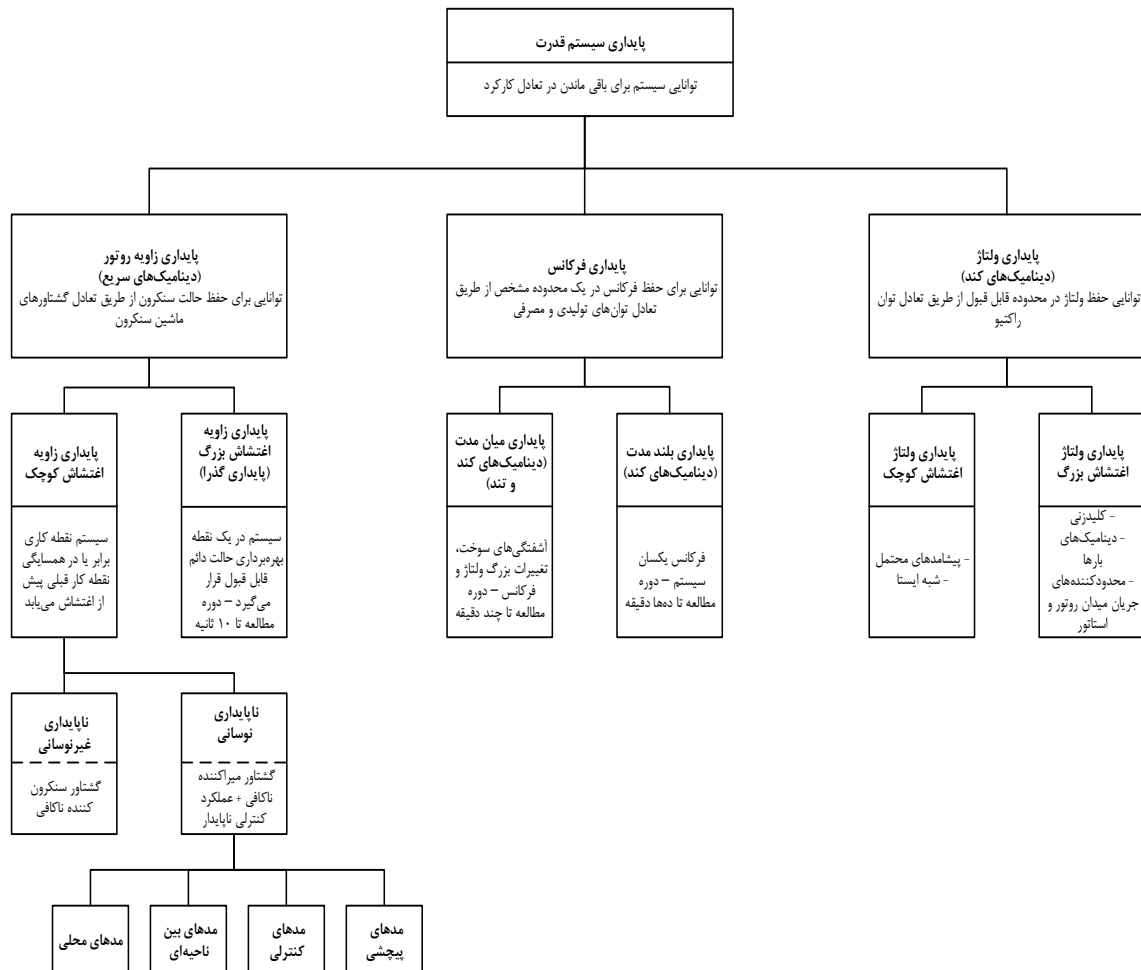
شکل (۱-۲) نشان دهنده تصویر کلی از مسئله پایداری سیستم قدرت مبتنی بر دینامیک پدیده^۲ است [1,30]. این طبقه‌بندی بر اساس ملاحظات^۳ی که در ادامه بیان می‌شود صورت پذیرفته است [30].

- طبیعت فیزیکی حاصل از مد ناپایدار؛ که به وسیله متغیرهای سیستم اصلی که در آن ناپایداری را می‌توان مشاهده کرد، نشان داده شده است.
 - اندازه اختلال مطرح شده که روش محاسبه و پیش‌بینی پایداری را تحت تأثیر قرار می‌دهد.
 - دستگاه‌ها، فرآیندها و مدت زمانی که باید به منظور ارزیابی در نظر گرفته شوند.
- طبقه‌بندی ممکن دیگر از پایداری سیستم قدرت، بر اساس زمان پدیده (حوزه زمان^۳) و مؤلفه‌هایی که بر آن اثر می‌گذارند، در جدول (۱-۲) آورده شده است [1,30].

¹ Partial Stability

² Dynamics of Phenomenon

³ Time Domain



شکل (۱-۲) طبقه‌بندی پایداری سیستم قدرت بر اساس دینامیک پدیده‌ها [1,30]

جدول (۱-۲) طبقه‌بندی پایداری سیستم قدرت بر اساس حوزه زمان و اجزای مؤثر بر آن [1,30]

حوزه زمان	ژنراتور تحت تأثیر پدیده	بار تحت تأثیر پدیده
کوتاه مدت	پایداری زاویه روتور پایداری گذرا پایداری اغتشاش کوچک	پایداری ولتاژ و لتاژ اغتشاش کوچک
بلند مدت	پایداری فرکانس	پایداری ولتاژ و لتاژ اغتشاش بزرگ

۲-۳-۱ پایداری زاویه روتور

پایداری زاویه روتور به توانایی ژنراتورهای سنکرون یک سیستم قدرت به هم پیوسته برای باقی ماندن در همگامی پس از آن که در معرض یک اغتشاش قرار می‌گیرند، اشاره دارد. این امر به توانایی حفظ و

یا بازگشت به تعادل میان گشتاورهای مکانیکی و الکترومغناطیسی هر یک از ماشین‌های سنکرون در سیستم بستگی دارد. ناپایداری ممکن است در صورت افزایش نوسانات زاویه‌ای برخی از ژنراتورها رخ دهد که منجر به از دست رفتن همگامی با دیگر ژنراتورها می‌گردد. از آنجایی که ژنراتورهای سنکرون توانایی ایستادگی در برابر برخی از اغتشاشات را دارند، نیاز است که طبقه‌بندی میان انواع مختلف و شدت اختلالات صورت پذیرد [1,30].

مسئله پایداری زاویه روتور شامل مطالعات نوسانات الکترومکانیکی ذاتی در سیستم‌های قدرت است [1]. مؤلفه اصلی، شیوه‌ای است که در آن توان‌های خروجی ماشین‌های سنکرون با تغییر زوایای روتورشان، تغییر می‌کند. تحت شرایط حالت دائم، تعادلی میان گشتاور مکانیکی ورودی و گشتاور الکترومغناطیسی خروجی هر یک از ژنراتورها وجود دارد و از این‌رو سرعت ثابت باقی می‌ماند. در فرکانس نامی، سرعت روتور برابر با سرعت سنکرون برای ماشین خواهد بود که در گام طراحی تعیین شده است؛ بنابراین، مقدار گشتاور مکانیکی مورد نیاز برای تولید توسط توربین به طور مستقیم به جریان جاری در استاتور بستگی دارد. هر تغییر در جریان استاتور نیازمند تغییر در گشتاور مکانیکی خواهد بود. در حالت بی‌باری، میدان مغناطیسی استاتور با میدان مغناطیسی روتور در یک جهت است. با افزایش بار و تولید گشتاور مکانیکی بیش‌تر توسط توربین، یک فاصله زاویه‌ای میان دو میدان ایجاد خواهد شد. این زاویه می‌تواند تا مقدار بیشینه افزایش یابد که فراتر از آن همگامی ژنراتورها از دست خواهد رفت [2]. حال اگر سیستم دچار اغتشاش گردد، این تعادل از بین رفته و مطابق با قوانین اجسام دوار، موجب نوسان سرعت می‌گردد. در واقع هر تغییر ناگهانی در سیستم قدرت باعث عدم تعادل میان فرکانس زاویه‌ای شبکه و سرعت زاویه‌ای روتور و تغییر و غیر هم‌راستایی میدان‌های مغناطیسی روتور و استاتور می‌گردد. به طور طبیعی تمایل ژنراتورها به هم‌راستایی دو میدان مغناطیسی منجر به تغییر در سرعت روتور می‌شود. از این‌رو برخی از ژنراتورها ممکن است سریع‌تر از دیگر ژنراتورها حرکت کنند. تغییر در سرعت روتور منجر به تغییر زاویه بار شده و از این‌رو ماشین‌های آهسته بخشی از بار را به ژنراتورهای سریع منتقل می‌کنند. این امر موجب کاهش تفاوت سرعت و در

نتیجه فاصله زاویه‌ای می‌شود. رابطه توان - زاویه به شدت غیرخطی است و فراتر از یک حد معین، یک افزایش در فاصله زاویه‌ای با کاهش در انتقال توان همراه است که موجب افزایش بیش‌تر در فاصله زاویه‌ای می‌شود. اگر سیستم قادر نباشد انرژی جنبشی متناظر با این تفاوت سرعت روتور را جذب کند، منجر به ناپایداری می‌شود. نرخ تغییر سرعت روتور ژنراتورهای منفرد بسیار وابسته به اینرسی روتور و مقدار انحراف توان است [1,30,2].

برای هر موقعیت داده شده، پایداری سیستم به این موضوع بستگی دارد که انحراف در موقعیت زاویه‌ای روتور می‌تواند منجر به ایجاد گشتاور بازگردان کافی شود یا خیر. از دست رفتن همگامی می‌تواند میان یک ماشین و سایر سیستم و یا میان گروه‌هایی از ماشین‌ها رخ دهد. به طوری که همگام بودن برای هر گروه به صورت جداگانه حفظ گردد [1,30].

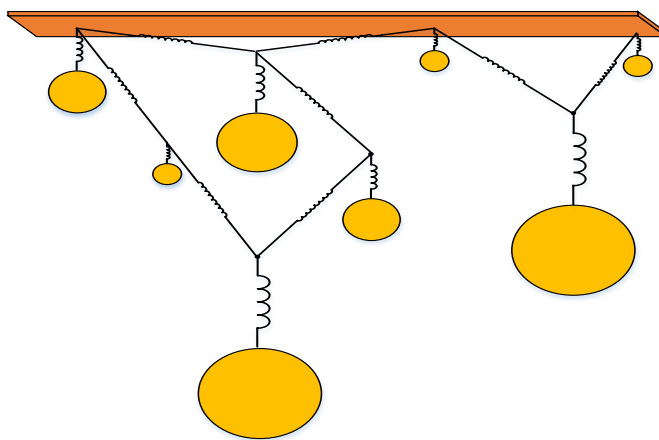
تغییر در تقسیم توان تولیدی از طریق ژنراتورهای مختلف موجب تغییر در شارش توان بر روی شاخه‌های شبکه می‌شود. انواع اغتشاشات ممکن است تغییر در بار، تغییر در تولید، محدود کردن توان انتقالی از یک یا چند ژنراتور به بارها به علت قطع خطوط، تغییرات شدید ولتاژ و علت اتصال کوتاه و غیره باشد [30].

سیستم‌های کنترل برای بازگشت سیستم قدرت به شرایط حالت دائم و تعادل گشتاور مکانیکی با گشتاور الکترومغناطیسی هر یک از ژنراتورهای منفرد تلاش می‌کنند به طوری که سرعت‌های روتور و به موجب آن زوایای بار پایدار گردند. توربین - گاورنر گشتاور مکانیکی را تنظیم می‌کند و تنظیم‌کننده ولتاژ موجب بازگشت ولتاژ می‌گردد. گذر به حالت بهره‌برداری جدید که شامل نوسانات سرعت روتورها، ولتاژها و یا شارش توان در ذات آن است، نوسانات الکترومکانیکی¹ نامیده می‌شود. نوسان اول زاویه روتور مورد توجه است، چرا که نشان دهنده این موضوع است که ژنراتور در همگامی

¹ Electromechanical Oscillations

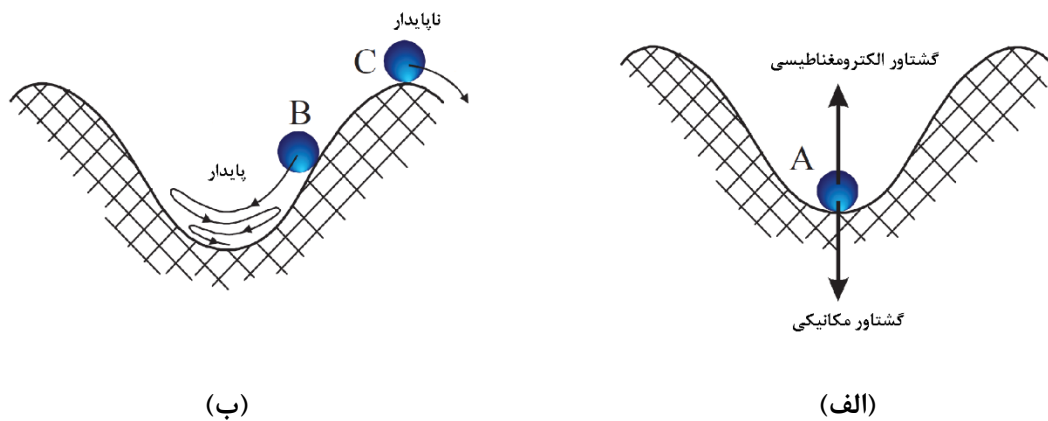
باقی می ماند یا خیر [1,30].

یک شباهت میان پدیده نوسان الکترومکانیکی با سیستم مکانیکی در شکل (۲-۲) نشان داده شده است. گوی‌ها که وزن‌های مختلف دارند (اینرسی و توان نصب‌شده)، نشان دهنده ژنراتورها می‌باشند که توسط فنرهایی (خطوط انتقال) به یکدیگر متصل شده‌اند. نقطه اتصال هر یک از فنرها نشان دهنده یک پست است. در حالت دائم کشیدگی فنرها ثابت است، هر چند اگر وزن یکی از توپ‌ها تغییر کند نیروی کششی در فنرها تغییر کرده و نوسانات فنر موجب نوسان فنرهای دیگر می‌شود که به نوبه خود بر روی گوی‌های دیگر اثر می‌گذارد. بدین طریق کل سیستم مکانیکی به هم پیوسته نوسان را تجربه می‌کند. اگر فنر متصل به یک توپ دچار نوسان بزرگی گردد، توپ ممکن است جدا شده و ناپایدار گردد؛ اما با استفاده از برخی راه‌حل‌های میرایی، نوسانات از بین رفته و سیستم می‌تواند به یک حالت پایدار بازگردد.



شکل (۲-۲) شباهت مکانیکی برای نوسانات الکترومکانیکی

به عنوان مثال با در نظر گرفتن یک ژنراتور منفرد، توانایی بازگشت آن به شرایط بهره‌برداری پایدار بعد از آن که در معرض اغتشاش قرار می‌گیرد را می‌توان با استفاده از شکل (۳-۲) توصیف کرد.



شکل (۲-۳) حالات ژنراتور: الف- تعادل حالت دائم؛ ب- بهره‌برداری در حالت اغتشاش

گوی، نشان‌دهنده نقطه کار است که در گودال پتانسیل^۱ قرار گرفته است. ارتفاع گودال نشان‌دهنده حد توانایی ژنراتور و سیستم کنترل آن است. گوی در نقطه A با پشتیبانی محرک اولیه که فراهم آورنده گشتاور مکانیکی برابر گشتاور الکترومغناطیسی است، در تعادل قرار دارد. هر اغتشاش در واقع تلاشی برای بیرون راندن گوی از گودال است. اگر اختلال موجب حرکت گوی و قرار گرفتن آن در نقطه B گردد، ژنراتور قادر است بعد از چندین نوسان به حالت دائم بازگردد. با این حال اگر اختلال گوی را به نقطه C حرکت دهد، ژنراتور می‌تواند به سادگی ناپایدار گردد، چرا که هر اختلال کوچک اضافی سبب خروج گوی از گودال می‌شود.

نوسانات زاویه روتور در سیستم قدرت می‌تواند در هر زمان به علت اتصال الکتریکی ضعیف میان ژنراتورها، میان ژنراتورها و بارها به علت فاصله طولانی (راکتانس بالا)، عدم تنظیم تنظیم‌کننده-های ولتاژ سریع یا انواع دیگر کنترلرها رخ دهد. در سیستم‌های به هم پیوسته بزرگ، ژنراتورهای محلی تمایل برای اتصال به یکدیگر دارند و در برخی از موقعیت‌ها گروهی از ژنراتورها در مقابل گروه دیگر نوسان می‌کند [14].

اگر این نوسانات به سرعت میرا نشوند، نوسانات زاویه روتور می‌تواند سبب بروز خسارت به

¹ Potential Hole

نیروگاه و سایر تجهیزات در سیستم قدرت گردد. تغییر در گشتاور الکترومغناطیسی یک ژنراتور سنکرون به دنبال یک اغتشاش می‌تواند به دو مؤلفه تجزیه گردد که در رابطه (۱-۲) بیان شده است [1].

$$\Delta\tau_e = K_s\Delta\delta + K_D\Delta\omega \quad (1-2)$$

در رابطه (۱-۲)، $\Delta\tau_e$ تغییرات گشتاور الکترومغناطیسی، $K_s\Delta\delta$ مؤلفه گشتاور سنکرون کننده^۱، هم‌فاز با انحراف زاویه روتور $\Delta\delta$ ؛ $K_D\Delta\omega$ مؤلفه گشتاور میرا کننده، هم‌فاز با انحراف سرعت ($= \frac{d\delta}{dt}$) $\Delta\omega$ و K_D مؤلفه گشتاور میرا کننده است.

گشتاور سنکرون کننده گشتاوری است که بر روی شفت یک ماشین سنکرون هنگامی که سرعت دورانی روتور از سرعت سنکرون منحرف می‌شود، اعمال می‌گردد. این گشتاور سبب حفظ همگامی ژنراتور سنکرون می‌شود. این امر می‌تواند به وسیله مشارکت گاورنر سرعت، سیستم تحریک و دیگر حلقه‌های کنترلی داخلی متصل به ژنراتور صورت پذیرد. سایر ادوات مانند ادوات FACTS^۲ نیز می‌توانند در بهبود گشتاور سنکرون کننده مشارکت نمایند [34].

سیستم قدرت با گشتاور میرا کننده کوچک که عمدتاً به وسیله سیم‌بندی میرا کننده ماشین - های سنکرون و برخی از بارها حاصل می‌گردد، مشخص می‌گردد. توانایی میرایی توسط بخش میرایی که در معادله نوسان (۲-۲) آمده است، بیان می‌شود. با این حال در تلاش برای بهبود گشتاور سنکرون کننده، سیستم‌های تحریک سریع سبب تضعیف گشتاور میرا کننده می‌گردند که همین امر موجب ناپایداری نوسانی می‌شود. از این اثر به عنوان گشتاور میرا کننده مصنوعی منفی یاد می‌گردد. این مسئله می‌تواند با استفاده از سیگنال اضافی به حلقه سیستم تحریک که پایدارساز سیستم قدرت^۳ نامیده می‌شود اصلاح گردد [35].

¹ Synchronizing Torque

² Flexible Alternating Current Transmission System

³ Power System Stabilizer (PSS)

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e - K_D \overline{\Delta\omega_r} \quad (2-2)$$

در رابطه (۲-۲)، H ثابت لختی در واحد (p.u.)^۱، \bar{T}_m گشتاور مکانیکی ورودی در واحد، \bar{T}_e گشتاور الکترومغناطیسی، K_D ضریب میرایی، δ موقعیت زاویه‌ای روتور نسبت به چارچوبی که با سرعت سنکرون می‌چرخد و $\overline{\Delta\omega_r}$ تغییرات سرعت زاویه‌ای روتور است.

ژنراتورهای سنکرون از طریق اجزا و سیستم‌های کنترل، توانایی بازگشت به سرعت سنکرون را در برخی از اغتشاشات دارا می‌باشند. اگر چه در برخی از موارد عامل ایجاد اختلال باید به سرعت برطرف گردد. برای به دست آوردن بینشی عمیق در رابطه با مسائل پایداری متداول است که پدیده پایداری زاویه روتور را به دو گروه عمده پایداری زاویه روتور اغتشاش بزرگ و پایداری زاویه روتور اغتشاش کوچک تقسیم‌بندی می‌کنند [1,30].

۲-۳-۱-۱ پایداری اغتشاش کوچک و یا سیگنال کوچک زاویه روتور

پایداری اغتشاش کوچک زاویه روتور بیان کننده حفظ همگامی تحت اغتشاش کوچک، از قبیل تغییرات کوچک در بار و تولید می‌باشد. اغتشاشات کوچک، تغییرات رخ داده در سیستم قدرت می‌باشد که برای آن‌ها می‌توان زاویه روتور را تقریباً به صورت تغییرات خطی که اجازه خطی سازی حول نقطه تعادل بدون مواجهه با خطا را می‌دهد، بیان کرد [1,30]. آن چه پس از اغتشاش رخ می‌دهد به برخی از عوامل از قبیل شرایط اولیه عملکرد، طول خطوط انتقال سیستم و عملکرد سیستم تحریک بستگی دارد. هنگامی که یک اغتشاش کوچک در سیستم قدرت رخ می‌دهد، همان طور که در شکل (۲-۴) نشان داده شده است، ناپایداری ممکن است به دو صورت ظاهر گردد:

افزایش در زاویه روتور از طریق یک مد غیر نوسانی یا غیر تناوبی ناشی از دست رفتن گشتاور سنکرون کننده؛ ناپایداری غیر نوسانی^۲ ممکن است زمانی رخ دهد که تنظیم‌کننده‌های خودکار ولتاژ^۳

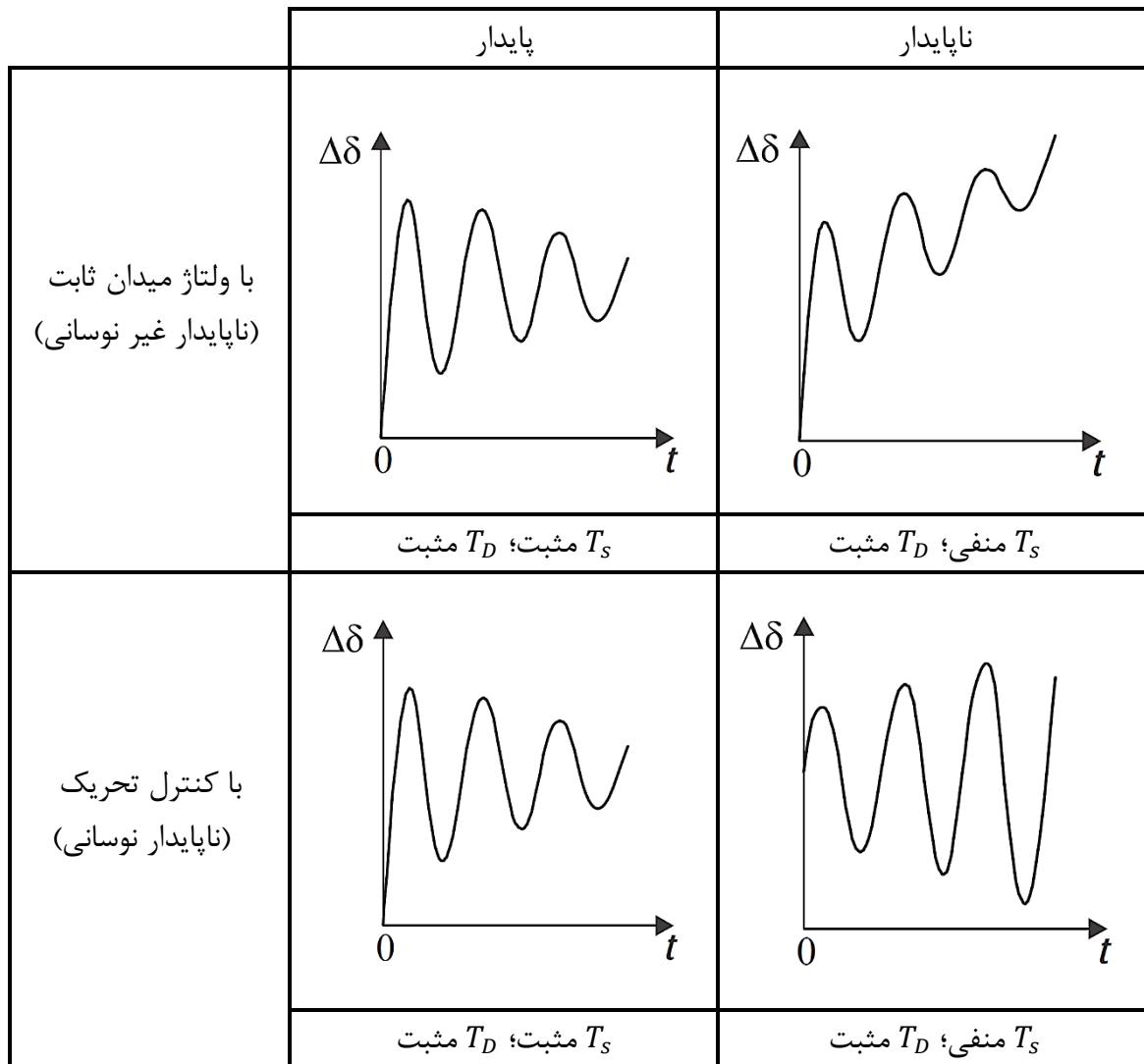
^۱ Per-Unit (p.u.)

^۲ Nonoscillatory Instability

^۳ Automatic Voltage Regulator (AVR)

ماشین‌های سنکرون ولتاژ میدان را ثابت نگاه دارند [36].

افزایش دامنه نوسانات روتور به علت گشتاور میرا کننده ناکافی؛ ناپایداری نوسانی، با نوسانات با دامنه افزاینده ممکن است هنگامی رخ دهد که تنظیم‌کننده‌های خودکار ولتاژ به طور پیوسته موجب تغییرات ولتاژهای میدان شود [36].



شکل (۲-۴) طبیعت پاسخ اغتشاش کوچک؛ T_S : گشتاور سنکرون کننده؛ T_D : گشتاور میرا کننده [1]

مسئله ناپایداری غیر نوسانی تا حد زیادی با استفاده از عمل مداوم تنظیم‌کننده‌های ولتاژ ژنراتورها برطرف گردیده است. هر چند این مسئله هنوز نیز می‌تواند در زمانی که ژنراتورها با تحریک ثابت با

محدودکننده‌های تحریک (محدودکننده‌های جریان میدان) عمل می‌کنند، رخ دهد [36].

با توجه به ژنراتورها و حالات درگیر در ناپایداری نوسانی، پایداری انواع نوسانات زیر مطرح است

[1,30,36]:

۱- نوسانات مد محلی^۱: که همراه با نوسان یک ژنراتور یا یک نیروگاه در مقابل یک سیستم قدرت است. محدوده فرکانس نوسان از ۱ تا ۲ هرتز با توجه به مشخصات ماشین و شرایط عملکرد سیستم قدرت می‌باشد.

۲- نوسانات مد بین ناحیه‌ای^۲: نوسانات یک گروه، به لحاظ جغرافیایی جدا شده از ژنراتورهای سنکرون در برابر سایر ماشین‌ها است. اگر نوسانات بین ناحیه‌ای ناپایدار شود، گروه‌هایی از ژنراتورها می‌توانند همگامی خود را از دست داده و بخشی از شبکه قدرت به دنبال قطع خطوط انتقال توسط سیستم حفاظت جدا خواهد شد. فرکانس این مد از نوسانات از ۰/۱ تا ۱ هرتز می‌باشد.

۳- نوسانات مد کنترلی^۳: می‌تواند ناشی از تنظیم نادرست سیستم‌های کنترلی اکسایتر میدان، گاورنرهای سرعت، خطوط HVDC^۴، SVC^۵ و مانند آن باشد.

۴- مدهای پیچشی^۶: اشاره به ارتعاشات پیچشی در مؤلفه‌های دوار توربین - ژنراتور دارد که به علت تغییرات پراکنده در سمت توربین و یا سمت شبکه قدرت رخ می‌دهند. گشتاورهای اعمال شده بر روی شفت در جهات مخالف سبب پیچش شفت می‌گردند. چنین پدیده‌ای می‌تواند منجر به شکست شفت و یا خرابی تیغه‌های توربین، به‌خصوص در سیلندر کم فشار نیروگاه گرمایی شود. اغتشاشات به وسیله زمان، فرکانس و دامنه مشخص می‌گردند. اختلال در شبکه قدرت می‌تواند کلیدزنی در شبکه یا تغییرات ناگهانی بزرگ در بار از قبیل کوره‌های

¹ Local Plant Mode Oscillations

² Interarea Mode Oscillations

³ Control Mode Oscillations

⁴ High Voltage Direct Current

⁵ Static VAR Compensator

⁶ Torsional Modes

قوس الکتریکی و یا شروع به کار موتورها باشد. یک مورد خاص از مد پیچشی تشدید زیرسنکرون می‌باشد که ناشی از اثر متقابل میان خازن‌های سری و نیروگاه‌های مجاور با شفت‌های طولانی و انعطاف‌پذیر است. این نوع از ناپایداری هم‌چنین می‌تواند ناشی از برهم‌کنش کنترلرهای سیستم تحریک و گاورنرهای سرعت باشد [37].

۲-۳-۱-۲ پایداری گذرا و یا پایداری اغتشاش بزرگ زاویه روتور

پایداری اغتشاش بزرگ زاویه روتور، که معمولاً به عنوان پایداری گذرا از آن یاد می‌شود، مربوط به توانایی سیستم قدرت یا یک ژنراتور سنکرون برای حفظ همگامی، در هنگام مواجهه با اغتشاشات شدید است. پاسخ حاصل از سیستم، شامل انحراف زیاد زاویه روتور است که توسط رابطه غیرخطی توان - زاویه تحت تأثیر قرار می‌گیرد. از این رو معادلات سیستم را نمی‌توان مانند اغتشاشات کوچک خطی سازی کرد و انحراف زاویه روتور را باید با استفاده از روش‌های عددی انتگرال‌گیری مورد تحلیل قرارداد. پایداری گذرا به شرایط بهره‌برداری اولیه و شدت اغتشاشات بستگی دارد. ناپایداری معمولاً به صورت جدایی زاویه‌ای غیر تناوبی است که به صورت ناپایداری نوسان اول^۱ تجلی می‌یابد [1]. اگر چه در سیستم‌های قدرت بزرگ، ممکن است که ناپایداری گذرا همواره به صورت ناپایداری نوسان اول مرتبط با یک مد منفرد رخ ندهد و می‌تواند ناشی از برهم‌نهی مد نوسان بین ناحیه‌ای کند و یک مد نوسان محلی باشد که موجب یک انحراف بزرگ زاویه روتور فراتر از نوسان اول گردد. این مسئله هم‌چنین می‌تواند ناشی از اثر غیرخطی یک مد منفرد مؤثر باشد. از اغتشاشات بزرگ می‌توان به اتصال کوتاه در خطوط انتقال، قطع نیروگاه و یا بار بزرگ اشاره نمود. پایداری به شرایط اولیه بهره‌برداری از سیستم قدرت و شدت اغتشاش وابسته است. اغلب اغتشاشات شدید موجب تغییر در ساختار شبکه می‌شوند [1,30].

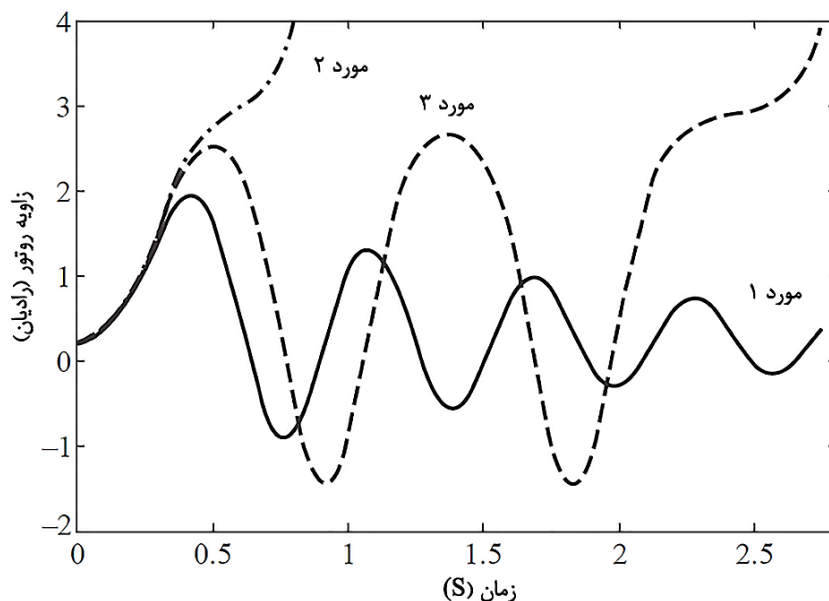
هنگامی که یک اتصال کوتاه بر روی خط انتقال در نزدیکی ژنراتور سنکرون رخ می‌دهد، ولتاژ

¹ First Swing Instability

پایانه به شدت افت پیدا کرده و توانایی ژنراتور برای تولید توان الکتریکی کاهش می‌یابد. در طول دوره کوتاه به وقوع پیوستن اتصال کوتاه، سیستم تحریک با پاسخ سریع خود می‌تواند در حفظ پایداری ژنراتور به وسیله نیروی میدان مشارکت کرده و سبب افزایش ولتاژ پایانه گردد. برای برخی از اختلالات، شرط اول برای حفظ پایداری، رفع سریع خطا می‌باشد. اگر به ژنراتور پس از خطا آسیبی وارد نشود، دچار نوسان می‌گردد که باید به سرعت میرا گردد. میرا کردن نوسانات سپس به وسیله عملکرد اغتشاش کوچک سیستم قدرت مشروط می‌گردد. سیستم‌های اتوماسیون و حفاظت برای اتصال مجدد سیستم انتقال و بازگشت به شرایط بهره‌برداری اولیه مبادرت می‌ورزند. با این حال، اگر نوسانات به خوبی میرا نشده باشند، عمل سریع رله باز بست^۱ موجب تشدید نوسانات گردیده و از این‌رو استرس بیش‌تری بر روی شفت ژنراتور وارد می‌شود. شکل (۲-۵) بیان‌کننده نوسانات زاویه روتور است که به وسیله یک ماشین سنکرون تجربه می‌گردد و نشان‌دهنده پایداری و ناپایداری ماشین می‌باشد. مورد ۱ نشان‌دهنده این موضوع است که نوسانات روتور میرا شده است (کاهش در دامنه) و زاویه روتور تمایل به ثبات در یک مقدار ثابت دارد. مورد ۲ و ۳ نشان‌دهنده افزایش شدید زاویه روتور می‌باشد که موجب از دست رفتن همگامی شده است. در مورد ۲، سنکرون بودن در اولین نوسان از دست می‌رود (ناپایداری نوسان اول) اما در مورد ۳ پس از چند نوسان دامنه زاویه روتور افزایش یافته و موجب ناپایداری می‌گردد. این شکل از ناپایداری عموماً به علت ناپایدار بودن اغتشاش کوچک ناشی از کمبود میرایی و یا گشتاورهای سنکرون‌کننده و عملکرد متضاد سیستم رخ می‌دهد، حتی اگر اقدام مناسب به منظور از بین بردن عامل اغتشاش صورت پذیرد [1].

چارچوب زمانی مورد علاقه در مطالعات پایداری گذرا معمولاً ۳ تا ۵ ثانیه پس از خطا است که در سیستم‌های قدرت بسیار بزرگ با نوسانات بین ناحیه‌ای غالب می‌تواند تا ۱۰ و ۲۰ ثانیه افزایش یابد. پایداری اغتشاش کوچک زاویه روتور و هم‌چنین پایداری اغتشاش بزرگ از نظر چارچوب زمانی در گروه مسائل کوتاه مدت قرار می‌گیرند [1].

^۱ Recloser



شکل (۲-۵) پاسخ زاویه روتور به اغتشاشات بزرگ [1]

عبارت پایداری دینامیکی^۱ در برخی از نوشته‌ها به عنوان کلاسی از پایداری زاویه روتور مطرح گردیده است. این عبارت توسط نویسندگان مختلف جهت تشریح پدیده‌های گوناگون استفاده شده است. نویسندگان آمریکای شمالی از این عبارت اغلب برای معرفی پایداری اغتشاش کوچک در حضور کنترلرهای خودکار (به خصوص کنترلرهای تحریک ژنراتور) استفاده می‌کنند تا تفکیکی با پایداری حالت دائم (حد پایداری حالت دائم متناظر با نقطه‌ای است که در آن اگر سیستم دریافت کننده، یک بار اضافی کوچک اکتیو را تقاضا نماید، ژنراتور بدون تغییر در میدان تحریک قادر به تأمین آن نباشد) بدون حضور کنترلرهای ژنراتور قائل شوند. از سوی دیگر نویسندگان اروپایی از این عبارت برای بیان پایداری گذرا استفاده می‌کنند. از این رو با توجه به توصیه IEEE و CIGRE برای جلوگیری از ابهام بهتر است که از این واژه استفاده نشود [1,30].

۲-۳-۲ پایداری ولتاژ

پایداری ولتاژ به توانایی سیستم قدرت برای حفظ ولتاژهای حالت دائم در تمامی باس‌ها در سیستم، تحت شرایط بهره‌برداری معمول و یا پس از آن که از یک شرایط اولیه عملکرد در معرض خطا قرار

^۱ Dynamic Stability

می‌گیرد، در یک مقدار قابل پذیرش، اشاره دارد [1]. این موضوع به توانایی سیستم برای حفظ و یا بازگشت به نقطه تعادل بستگی دارد. ناپایداری ممکن است به صورت کاهش تصاعدی و یا افزایش ولتاژ در برخی از باس‌ها ظاهر شود. ولتاژ ممکن است ناپایدار شود [30]، زمانی که یک عدم تعادل میان تقاضای بار و عرضه آن، به خصوص در توان راکتیو وجود داشته باشد. این موضوع می‌تواند نتیجه احتمالی از دست رفتن بار در یک ناحیه، قطع خطوط انتقال و یا دیگر المان‌ها ناشی از عکس‌العمل‌های سیستم‌های حفاظتی باشد که منجر به خروج‌های پشت سر هم می‌گردد [38-40]. ناپایداری ولتاژ در ابتدا یک پدیده محلی¹ است که اگر اقدامات مقتضی در زمان مناسب صورت نگیرد می‌تواند منجر به تحت تأثیر قرار دادن ناحیه وسیعی از سیستم گردد که در نهایت منجر به خاموشی کل سیستم می‌شود. مؤثرترین روش برای کنترل ولتاژ، توسط پشتیبانی توان راکتیو است [30]. شرایط پایداری ولتاژ زمانی برآورده می‌شود که با تزریق توان راکتیو در یک باس، ولتاژ در باس‌های مشابه افزایش یابد. به بیان دیگر، یک سیستم از لحاظ ولتاژ پایدار است، اگر حساسیت $V-Q$ برای هر باس مثبت باشد و ناپایدار خواهد بود زمانی که برای حداقل یک باس منفی باشد [41].

کاهش تصاعدی در ولتاژهای باس‌ها، می‌تواند با ناپایداری زاویه روتور در ارتباط باشد [42]. به طور مثال از دست رفتن همگامی ماشین‌ها و افزایش زاویه‌های روتور میان دو گروه از ماشین‌ها در حدود ۱۸۰ درجه، موجب افت شدید در ولتاژ نقطه میانی در شبکه و نزدیک مرکز الکتریکی می‌گردد. به طور معمول، سیستم‌های حفاظت موجب جدایی دو گروه از ماشین‌ها شده و سطح ولتاژ به شرایط پیش از خطا باز می‌گردد در غیر این صورت ولتاژ نزدیک به مرکز الکتریکی به سرعت نوسان می‌کند که نتیجه آن تکرار لغزش قطب² میان دو گروه از ماشین‌ها است. در مقابل نوعی از تحمل افت ولتاژ که مربوط به ناپایداری ولتاژ است و موجب درگیری بارها می‌شود، ممکن است در جای رخ دهد که پایداری روتور مسئله نیست [1,30].

¹ Local Phenomenon

² Pole Slip

عبارت فروپاشی ولتاژ^۱ که اغلب مورد استفاده قرار می‌گیرد، اشاره به فرآیندی دارد که در آن دنباله‌ای از حوادث به همراه ناپایداری ولتاژ موجب خاموشی و یا کاهش ولتاژ غیرمعمول در بخش مهمی از سیستم قدرت می‌گردد [39-40].

نیروی پیشران برای ناپایداری ولتاژ به طور معمول بارها می‌باشند [43]؛ با افزایش درخواست توان راکتیو که موجب کاهش بیش‌تر ولتاژ می‌شود، فشار بیش‌تری بر روی شبکه‌های ولتاژ فشار قوی وارد می‌آید و یک خاموشی ناشی از ناپایداری ولتاژ، زمانی رخ می‌دهد که دینامیک‌های بار برای بازگشت توان فراتر از توانایی شبکه انتقال و تولید متصل شده، اقدام نمایند [44]. در واقع عامل اصلی، ناشی از شارش توان اکتیو و راکتیوی است که از طریق راکتانس اندوکتیو خطوط انتقال جریان می‌یابد، این امر سبب محدودیت توان شبکه انتقال برای شارش توان و پشتیبانی ولتاژ می‌گردد. پایداری ولتاژ زمانی که اغتشاش سبب افزایش تقاضای توان مورد درخواست فراتر از توانایی قابل تحمل منابع تولید توان راکتیو شود، مورد تهدید قرار می‌گیرد [44,45].

متداول‌ترین شکل ناپایداری ولتاژ، افت تصاعدی ولتاژ باس‌ها است، اما از سوی دیگر ناپایداری افزایش ولتاژ نیز می‌تواند به وجود آید. این نوع ناپایداری ناشی از رفتار خازنی شبکه (خطوط انتقال زیر امپدانس موجی بارگذاری می‌شوند) و هم‌چنین محدودیت‌های زیر تحریک ژنراتورها و جبران‌کننده‌های سنکرون که مانع از جذب توان راکتیو اضافی می‌گردد، می‌باشد. در این مورد، ناپایداری، ناشی از عدم توانایی سیستم مرکب انتقال و ژنراتور برای بهره‌برداری تحت برخی از سطوح بار است. در تلاش برای بازگرداندن توان بار، تغییردهنده‌های تپ ترانسفورماتور موجب ناپایداری ولتاژ بلند مدت می‌شوند [1,30].

مسائل ناپایداری ولتاژ ممکن است در پایانه‌های ارتباطات HVDC که در فواصل طولانی کاربرد دارند نیز تجربه شود. این مشکلات معمولاً مربوط به ارتباطات HVDC متصل شده به سیستم‌های

¹ Voltage Collapse

AC ضعیف می‌باشند و ممکن است در پست‌های اینورتر و یکسوساز^۱ رخ دهد و با مشخصات بار توان راکتیو مبدل‌ها مرتبط باشد. روش‌های کنترل HVDC تأثیر قابل توجهی بر روی این قبیل مسائل دارند چرا که توان اکتیو و راکتیو در اتصال AC و DC توسط کنترلرها تعیین می‌شود. اگر بارگذاری منتجه بر روی خطوط انتقال AC آن‌ها را فراتر از توانایشان قرار دهد، ناپایداری ولتاژ رخ می‌دهد. این پدیده نسبتاً سریع است و چارچوب زمانی مورد علاقه در آن ۱ ثانیه و کمتر می‌باشد. ناپایداری ولتاژ ممکن است با کنترلرهای تغییر تپ ترانسفورماتورها مرتبط باشد که این پدیده کندتر خواهد بود [30,46].

طبقه‌بندی پایداری ولتاژ به لحاظ شدت اغتشاش برای فهم و تحلیل صحیح تغییرات ولتاژ در سیستم قدرت مفید می‌باشد. از این‌رو پایداری ولتاژ جهت سهولت در طبقه‌بندی به دو گروه پایداری ولتاژ اغتشاش کوچک و پایداری ولتاژ اغتشاش بزرگ، تقسیم می‌گردد [1].

پایداری ولتاژ اغتشاش بزرگ: این پایداری با توانایی سیستم قدرت برای حفظ ولتاژهای حالت دائم در محدوده مورد قبول پس از اغتشاشات بزرگ از قبیل خطاهای سیستم و یا قطع خطوط انتقال، ترانسفورماتورها و ژنراتورها، در ارتباط می‌باشد. فرآیند بازیابی ولتاژ پس از این اغتشاشات به مشخصات بار و شبکه و همچنین عکس‌العمل سیستم‌های مختلف کنترل و حفاظت بستگی دارد. دوره زمانی مطالعه از چند ثانیه تا ده‌ها دقیقه گسترش می‌باید [28].

پایداری ولتاژ اغتشاش کوچک: اشاره به توانایی یک سیستم قدرت در کنترل ولتاژ در زمان مواجهه با اغتشاشات کوچک، به طور عمده تغییرات پله‌ای در تقاضای بار، دارد. فرآیندهایی که در این حالت اتفاق می‌افتد کند بوده و می‌توان از تحلیل‌های حالت دائم مرتبط، از قبیل پخش بار، با دقت مناسب جهت تعیین حاشیه پایداری و شاخص‌های مقاومت ولتاژ سیستم، استفاده نمود. شرایط بهره‌برداری به مشخصات بار و اقدامات کنترلی در لحظه‌ای از زمان که تحلیل در آن صورت می‌گیرد،

¹ Rectifier

بستگی دارد [47,48].

با توجه به شدت اغتشاش و شرایط بهره‌برداری از سیستم قدرت، ارزیابی پایداری ولتاژ ممکن است نیاز به بررسی در چارچوب‌های زمانی مختلف را داشته باشد. از این‌رو پایداری ولتاژ را می‌توان به صورت زیر نیز طبقه‌بندی کرد:

۱- پایداری ولتاژ کوتاه مدت: شامل دینامیک‌های سریع عکس‌العمل بارهایی مانند موتورهای

القایی، بارهای الکتریکی کنترل شده و مبدل‌های HVDC است و دوره مطالعه در حدود چندین ثانیه است و تحلیل مسئله مانند پایداری زاویه روتور، نیاز به حل معادلات دیفرانسیل سیستم دارد. مدل‌سازی دینامیکی بارها بسیار مهم و اساسی خواهد بود. در تضاد با پایداری زاویه روتور، اتصال کوتاه‌های نزدیک به بار بسیار مهم خواهد بود. در این مورد نیز پیشنهاد شده است که از عبارت پایداری ولتاژ گذرا^۱ استفاده نگردد [1,30].

۲- پایداری ولتاژ بلند مدت: شامل عکس‌العمل‌های کندتر تجهیزات مانند

تغییردهنده‌های تپ ترانسفورماتورها و محدودکننده‌های جریان ژنراتور می‌باشد. دوره مورد مطالعه می‌تواند تا چندین دقیقه گسترش یابد و شبیه‌سازی بلند مدت برای تحلیل رفتار سیستم مورد نیاز است [44,48]. پایداری معمولاً به وسیله نتیجه خروج تجهیزات به جای شدت اغتشاش اولیه مورد بررسی قرار می‌گیرد [40]. در بسیاری از موارد تحلیل ایستا^۲ می‌تواند برای تخمین حواشی پایداری، شناسایی عوامل مؤثر بر پایداری مورد استفاده قرار گرفته و تصویری از رنج وسیع شرایط سیستم را ارائه دهد [41,48-50].

این امر مهم است که دریابیم، تشخیص میان پایداری زاویه روتور و پایداری ولتاژ بر اساس اتصال ضعیف میان تغییرات در توان اکتیو/ زاویه و توان راکتیو/ ولتاژ نمی‌باشد. در واقع، این اتصال

¹ Transient Voltage Stability

² Static

برای شرایط تحت اغتشاش قوی بوده و پایداری زاویه روتور و ولتاژ توسط شارش توان اکتیو و راکتیو پیش از خطا تحت تأثیر قرار می‌گیرد. ضریب توان بار تأثیر قابل توجهی بر روی مشخصات ولتاژ - توان سیستم دارد. افت ولتاژ در خط انتقال تابعی توان اکتیو و هم‌چنین توان راکتیو انتقالی است. در حقیقت پایداری ولتاژ به رابطه میان P ، Q با V وابسته است. در عوض تشخیص بر اساس مجموعه‌ای خاص از نیروهای متضاد که عدم تعادل پایدار را تجربه می‌کنند و متغیر عمده سیستم که در توالی ناپایداری آشکار می‌شوند، می‌باشد [30].

۲-۳-۳ پایداری فرکانس

پایداری فرکانس اشاره به توانایی سیستم قدرت برای حفظ فرکانس حالت دائم به دنبال یک آشفتگی شدید در سیستم قدرت دارد که نتیجه آن یک عدم تعادل قابل توجه میان تولید و مصرف است. این موضوع به توانایی برای حفظ و یا بازگرداندن تعادل میان تولید و بار سیستم با حذف ناخواسته کمترین بار، بستگی دارد. در واقع هرگونه عدم تعادل میان تولید و بار موجب انحراف فرکانس سیستم نسبت به مقدار نامی می‌شود که خود سبب تغییر در فرکانس زاویه‌ای شبکه می‌شود. از آنجایی که فرکانس سیستم و فرکانس زاویه‌ای مقادیر عمومی در کل سیستم می‌باشند، هرگونه عدم تعادل میان تولید و مصرف بر روی عملکرد ماشین‌های سنکرون سیستم قدرت اثر می‌گذارد. هر تغییر در فرکانس زاویه‌ای نتیجه تغییر در گشتاور الکترومغناطیسی است که در نهایت موجب عدم تعادل میان گشتاور الکترومغناطیسی و گشتاور مکانیکی هر یک از ماشین‌های سنکرون می‌شود. البته باید توجه داشت که اندازه سیستم و شدت اغتشاش در این امر مؤثر است، چرا که در سیستم‌های قدرت بزرگ اینرسی موجود در اجرام دوار زیاد است. در واقع سیستم‌های جزیره‌ای نسبت به جدایی ژنراتورهای بزرگ حساس‌تر می‌باشند [1,30].

ناپایداری که ممکن است به صورت نوسان پایدار فرکانس باشد، می‌تواند منجر به خروج

واحدهای بار و یا تولید گردد. اختلال شدید سیستم می‌تواند منجر به انحراف شدید فرکانس، شارش توان‌ها، ولتاژها و دیگر متغیرهای سیستم گردد که به موجب آن، سبب درگیری عکس‌العمل فرآیندها، کنترلرها و حفاظت‌هایی می‌شود که در مطالعات پایداری ولتاژ و پایداری گذرا مدل نشده‌اند. این فرآیندها ممکن است بسیار آهسته باشند، از قبیل دینامیک‌های بویلر و یا فقط فعال‌سازی برای شرایط مفرط سیستم از قبیل حفاظت‌های ولتاژ - فرکانس ژنراتورها باشند. در سیستم‌های قدرت بزرگ و به هم پیوسته، این موقعیت اغلب با شرایطی مرتبط است که به دنبال آن سیستم به جزایر تقسیم می‌گردد. پایداری در این حالت پاسخ به این سؤال است که آیا هر یک از جزایر با حداقل از دست رفتن ناخواسته بار به نقطه تعادل خواهند رسید یا خیر [1,30].

عموماً، مسائل پایداری فرکانس مرتبط با عدم کفایت در پاسخ تجهیزات، هماهنگی ضعیف کنترلرها و تجهیزات حفاظت و یا تولید ذخیره ناکافی می‌باشد. مثال‌هایی از این مشکلات در مراجع گزارش شده است. در سیستم‌های جزیره‌ای جدا شده، ناپایداری فرکانس می‌تواند نگرانی برای هر اغتشاشی باشد که موجب از دست رفتن نسبت قابل توجهی از بار و تولید شود [1,30].

در طول انحراف فرکانس زمان مشخصه فرآیندها و دستگاه‌هایی که فعال شده‌اند گستره‌ای از کسری از ثانیه متناظر با پاسخ تجهیزاتی از قبیل حذف بارهای زیر فرکانس و کنترلرهای ژنراتور و حفاظت تا چندین دقیقه متناظر با پاسخ دستگاه‌هایی مانند محرک‌های اولیه سیستم‌های تغذیه انرژی و تنظیم‌کننده‌های ولتاژ است. از این‌رو پایداری فرکانس در گروه پدیده‌های کوتاه مدت و بلند مدت قرار می‌گیرد. نمونه‌ای از ناپایداری فرکانس کوتاه مدت، تشکیل جزیره زیر تولید با حذف بار زیر فرکانس است به طوری که فرکانس به سرعت کاهش پیدا کرده و موجب خاموشی جزیره در کسری از زمان می‌گردد. از سوی دیگر، اگر ناپایداری ناشی از کنترل سرعت بالا¹ توربین بخار یا حفاظت بویلر و کنترلرهای پدیده‌های بلند مدت با چارچوب زمانی از ده‌ها ثانیه تا چندین دقیقه باشد، شرایط پیچیده‌تر خواهد بود [51,52].

¹ Over Speed

۲-۴ پایدارساز سیستم قدرت

پایدارساز سیستم قدرت (PSS) یک کنترلر مکمل می‌باشد که به سبب فراهم آوردن میرایی اضافی برای سیستم تحریک ژنراتور سنکرون، به منظور میرا کردن نوسانات فرکانس پایین (LFO)^۱ سیستم قدرت الکتریکی استفاده می‌گردد [53,54]. تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ (AVR) برای تنظیم ولتاژ تولید شده از طریق سیستم تحریک در مقایسه با کنترلرهای دیگر از قبیل کنترلرهای گاورنر بسیار مناسب می‌باشد. بهره بالای AVR سبب کنترل مناسب ولتاژ گردیده و احتمال حفظ همگام بودن ژنراتور را در اغتشاشات بزرگ افزایش می‌دهد اما از سوی دیگر به دلیل کاهش گشتاور میرا کننده اثر منفی بر روی میرایی خواهد داشت. از این‌رو استفاده گسترده از AVR تأثیر مخربی بر روی پایداری حالت دائم سیستم قدرت به صورت نوسانات فرکانس پایین دارد که بر روی توانایی انتقال توان مؤثر خواهد بود [1]. تمامی ژنراتورهای جدید که به PSS مجهز شده‌اند به صورت گسترده‌ای برای کنترل میرایی استفاده می‌شوند. برای فراهم آوردن میرایی، عکس‌العمل PSS سبب گسترش محدودیت پایداری زاویه‌ای سیستم قدرت خواهد شد.

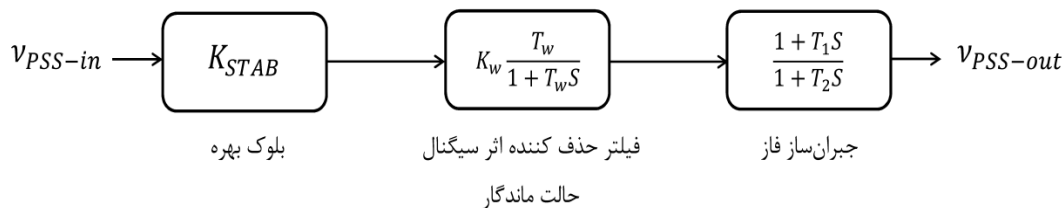
در سیستم‌های قدرت چند ماشینه^۲، استفاده از PSS برای بهبود میرایی یکی از ژنراتورها ممکن است برای بهبود میرایی دیگر ژنراتورها در سیستم کافی نباشد. موقعیت پیش از خطا ممکن است با موقعیت پس از خطا متفاوت باشد و میرایی ضعیف نوسانات ممکن است بعد از خطا شدید به وجود آید. از این‌رو افزودن PSS به تمامی ژنراتورها برای میرایی نوسانات محلی و هم‌چنین نوسانات بین ناحیه‌ای مهم است [1].

حتی اگر هدف اصلی از افزودن PSS میرایی نوسانات باشد، می‌تواند بر روی پایداری گذرای سیستم نیز اثرگذار باشد. PSS با تنظیم ولتاژ میدان ژنراتور موجب میرایی نوسانات و تأثیر بر روی

¹ Low Frequency Oscillations

² Multi Machine

نوسان VAR خروجی می‌گردد. از این رو بهره PSS به دقت انتخاب می‌گردد، به طوری که حاشیه بهره^۱ حاصله نوسان Volt/VAR قابل قبول باشد. برای کمینه کردن این نوسان می‌توان ثابت زمانی فیلتر حذف کننده اثر سیگنال حالت ماندگار^۲ را کاهش داد تا اجازه شکل‌دهی فرکانس سیگنال ورودی داده شود [1]. نمودار بلوکی پایه PSS در شکل (۶-۲) نشان داده شده است.



شکل (۶-۲) نمودار بلوکی ساده PSS [1]

۱-۴-۲ طبقه‌بندی پایدار ساز سیستم قدرت

پایدار ساز سیستم قدرت را می‌توان بر اساس سیگنال ورودی؛ روش کنترل و تنظیم طبقه‌بندی نمود. در این بخش طبقه‌بندی بر اساس سیگنال ورودی بیان گردیده است [55].

۱-۱-۴-۲ طبقه‌بندی بر اساس سیگنال ورودی

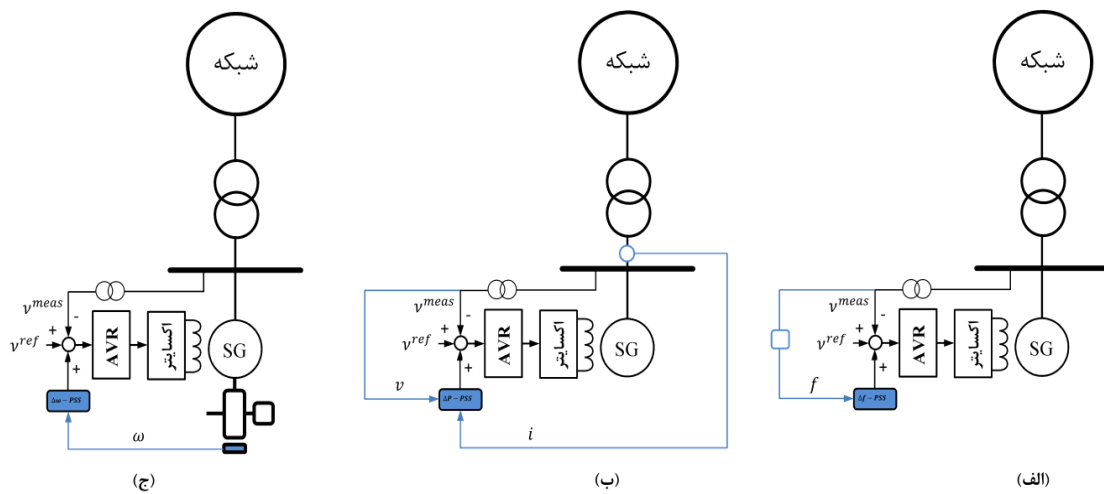
نوع PSS توسط سیگنال تشخیص آن متمایز می‌گردد. مدل‌های گوناگون PSS با استفاده از پارامترهای سیگنال ورودی مختلف از قبیل سرعت، توان الکتریکی و فرکانس روتور طراحی می‌شوند. شکل (۷-۲) سه نوع متداول از PSS تحت عنوان ΔP -PSS، $\Delta \omega$ -PSS و Δf -PSS را نشان می‌دهد. به علت سطح پایین تعامل پیچشی، استفاده از توان شتاب‌دهنده (ΔP -PSS) به عنوان سیگنال ورودی به PSS مورد توجه قرار گرفته است. با استفاده از سیگنال سرعت فیلتر شده، می‌توان تأثیر تغییرات توان مکانیکی را کاهش داد. توان به عنوان ورودی به ویژه برای مشخصه حلقه بسته پس‌خور^۳ توان الکتریکی مناسب است. این نوع از PSS برای میرایی نوسانات ژنراتور مستقل در مقابل سیستم که

¹ Gain Margin

² Washout Filter

³ Feedback

معمولاً رنج فرکانس 1HZ دارد، کارا تر خواهد بود.



شکل (۷-۲) پایدارساز سیستم قدرت (PSS)، الف- نوع Δf -PSS، ب- نوع ΔP -PSS، ج- $\Delta\omega$ -PSS [55]

پایدارسازهای مبتنی بر فرکانس و سرعت برای بهبود پایداری در نوسانات بین ناحیه‌ای معرفی شده‌اند؛ در این حالت، نوسان ناشی از فاصله زیاد خطوط و ظرفیت انتقال توان بالا سیستم انتقال است که رنج فرکانس 0.2 تا 0.5HZ دارد. PSS با استفاده از سرعت شفت به عنوان سیگنال ورودی باید پس فازی^۱ تابع انتقال را جبران نموده و مؤلفه گشتاور هم‌فاز با سرعت را ایجاد نماید، بدین طریق سبب افزایش گشتاور میرا کننده گردد. با توجه به افزایش حساسیت سیگنال فرکانس به ورودی روتور در ژنراتورهای متصل به سیستم‌های انتقال ضعیف از پایدارساز با سیگنال ورودی فرکانس در این موارد استفاده می‌گردد [55].

۵-۲ جمع‌بندی

در این فصل مروری بر تعریف پایداری و طبقه‌بندی آن در سیستم‌های قدرت صورت پذیرفت و به برخی از اثرات عملی ناشی از این پدیده پرداخته شد. باید توجه نمود که تعریف دقیق پایداری شامل تمام اشکال مطرح شده می‌باشد. در بخش آخر نیز به طور

^۱ Lag

خلاصه سه نوع متداول از پایدارسازهای سیستم قدرت مورد بررسی قرار گرفت در فصول آینده پس از تعریف و مشخص گردیدن مفهوم ریزش شبکه با انتخاب مدل مناسب پایدارساز سیستم قدرت به بررسی پایداری سیگنال کوچک و بزرگ در سیستم آزمون پرداخته خواهد شد.

فصل سوم:

مفهوم ریزش بکه

و

معادل سازی دینامیکی آن

۳-۱ مقدمه

جوامع مدرن، به صورتی بحرانی وابسته به یک منبع انرژی ایمن می‌باشند. نگرانی‌های فزاینده‌ای برای دسترس‌پذیر بودن انرژی اولیه و زیر ساخت‌های پیر و فرسوده شبکه‌های توزیع^۱ و انتقال الکتریکی^۲ که امنیت، قابلیت اطمینان و کیفیت توان شبکه را به چالش می‌می‌کشند، وجود دارد. هزینه‌های هنگفتی به منظور توسعه و بازسازی این زیر ساخت‌ها مورد نیاز است. در حالی که کارآمدترین روش برای توجه به خواست‌های اجتماعی، ترکیب راه حل‌های نوآورانه فناوری و معماری شبکه است [5]. مطابق با برآورد آژانس بین‌المللی انرژی^۳، هزینه کلی مورد نیاز در بخش انرژی در طول دوره‌های ۲۰۰۳ تا ۲۰۳۰ در حدود ۱۶ تریلیون دلار تخمین زده شده است [56].

شبکه‌های برق آینده باید پاسخگوی تغییرات فناوری، ارزش‌های جامعه، محیط زیست و اقتصاد باشند [57]؛ بنابراین امنیت سیستم^۴، ایمنی بهره‌برداری، حفظ محیط زیست، کیفیت توان، هزینه تولید و بهره‌وری انرژی در یک روش جدید، نیاز به بررسی دارند تا پاسخگوی نیازمندی‌های متغیر در محیط بازار آزاد باشند. فناوری‌ها هم‌چنین باید نشان دهنده قابلیت اطمینان، پایداری و مقرون به صرفه بودن باشند [58]. مفهوم شبکه هوشمند اشاره به تکامل شبکه‌های برق دارد. با توجه به الگوی فناوری اروپا از شبکه‌های هوشمند، یک شبکه هوشمند یک شبکه الکتریکی است که می‌تواند عمل تمام کاربران متصل به آن - تولیدکنندگان، مصرف‌کنندگان و آن‌هایی که هر دو وظیفه را بر عهده دارند - را به صورت هوشمند جمع نماید که هدف از این کار تغذیه توان به صورت ایمن، اقتصادی و پایدار خواهد بود. یک شبکه هوشمند محصولات و سرویس‌های نوآورانه را به همراه نظارت هوشمند و

¹ Distribution Networks

² Transmission Networks

³ International Energy Agency (IEA)

⁴ Security

فناوری‌های کنترل، مخابرات و فرآیند بازیابی سیستم^۱ به خدمت می‌گیرد [59].

شایان ذکر است که سیستم‌های قدرت به خصوص در سطح انتقال همواره هوشمند بوده است. اگر چه در سطح توزیع در حال حاضر در حال تکامل هستیم که نیاز به هوشمندی بیش‌تر دارد [60] تا بدین طریق:

۱- امکان دسترسی به تولیدات پراکنده در مقیاس بالا بر پایه منابع انرژی تجدیدپذیر (RES)^۲

که به صورت خودی و یا توسط اپراتور محلی دیسپچ^۳ می‌شوند، تسهیل گردد [61,62].

۲- فعال کردن مدیریت تقاضای انرژی محلی و تعامل با کاربر نهایی از طریق سیستم-

های اندازه‌گیری هوشمند صورت پذیرد [63].

۳- سودمندی فناوری‌هایی که پیش از این به شبکه‌های انتقال اعمال شده است، از

قبیل فناوری‌های کنترل دینامیک تا بدین وسیله سطح بالاتری از امنیت، کیفیت و

قابلیت اطمینان ارائه گردد [63].

به طور خلاصه، شبکه‌های توزیع در حال تبدیل شدن از شبکه‌های غیرفعال^۴ به فعال^۵ هستند، بدین

معنا که کنترل و تصمیم‌گیری توزیع شده بوده و شارش توان دو طرفه خواهد بود. این نوع از شبکه

سبب تسهیل تجمیع تولیدات پراکنده، یکپارچه سازی سمت تقاضا (DSI)^۶ و فناوری‌های ذخیره‌ساز

انرژی^۷ می‌شود و فرصت‌هایی را برای انواع جدیدی از تجهیزات و سرویس‌ها که همه آن‌ها نیاز به

تطابق با استانداردها و پروتکل‌های متداول را دارند، مهیا می‌سازد. وظیفه اصلی یک شبکه توزیع فعال

ایجاد ارتباط مؤثر و کارآمد میان تولید توان و تقاضای مشتری می‌باشد که این امر اجازه می‌دهد

¹ Self-Healing

² Renewable Energy Source (RES)

³ Dispatch

⁴ Passive

⁵ Active

⁶ Demand Side Integration (DSI)

⁷ Energy Storage Technologies

هر دو بهترین تصمیم‌گیری را برای بهترین عملکرد به صورت زمان واقعی^۱ داشته باشند. ارزیابی شارش توان، کنترل ولتاژ و حفاظت نیازمند فناوری‌هایی است که به لحاظ قیمت قابل رقابت می‌باشند، از سوی دیگر نیاز به سیستم‌های ارتباطی جدید مبتنی بر فناوری اطلاعات و ارتباطات (ICT)^۲ احساس می‌شود که نقش کلیدی را ایفا خواهند کرد [4].

تحقق شبکه‌های توزیع فعال نیازمند پیاده‌سازی مفاهیم کاملاً تازه‌ای از سیستم قدرت است. ریزشبکه‌ها [64-68] به عنوان یکی از بلوک‌های ساختمانی شبکه‌های هوشمند، به عنوان امیدوارکننده‌ترین ساختار شبکه‌های جدید، معرفی گردیده‌اند. سازمان‌دهی ریزشبکه‌ها بر اساس توانایی کنترل بر روی عملکرد شبکه به وسیله افزایش نفوذ تولیدات پراکنده از قبیل ریز منابعی^۳ مانند میکروتوربین‌ها (MT)^۴، سلول‌های سوختی (FC)^۵ و فتوولتائیک (PV)^۶ به همراه تجهیزات ذخیره‌سازی مانند چرخ طیار^۷، خازن و باتری‌ها و بارهای قابل کنترل و منعطف^۸ از قبیل خودروهای الکتریکی^۹ در سطح شبکه‌های توزیع، پیشنهاد شده است. این توانایی در کنترل سبب می‌گردد که شبکه‌های توزیع که عمدتاً به شبکه بالادست متصل هستند، در مواردی که خطا و یا اغتشاش در شبکه خارجی رخ می‌دهد از شبکه اصلی مجزا شده و به تغذیه بارها ادامه دهند. به طور کلی پیاده‌سازی الگوریتم‌های کنترلی ویژگی کلیدی است که ریزشبکه را از شبکه توزیع با تولید پراکنده متمایز می‌کند.

از دیدگاه مصرف‌کننده، ریزشبکه فراهم آورنده نیازهای الکتریکی و گرمایی است و علاوه بر این سبب افزایش قابلیت اطمینان محلی، کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و بهبود کیفیت توان با پشتیبانی ولتاژ و کاهش افت ولتاژ می‌گردد و از سوی دیگر پتانسیل کاهش

¹ Real Time

² Information & Communication Technology (ICT)

³ Microgeneration

⁴ Microturbine (MT)

⁵ Fuel Cell (FC)

⁶ Photovoltaic (PV)

⁷ Flywheel

⁸ Flexible

⁹ Electric Vehicle

هزینه انرژی را نیز دارا می‌باشد. از دیدگاه بهره‌بردار شبکه، ریزشبه می‌تواند به عنوان یک نهاد قابل کنترل در داخل سیستم قدرت مطرح گردد که می‌تواند به عنوان یک بار و یا ژنراتور تجمیع شده منفرد در نظر گرفته شده و سرویس‌های جانبی مفیدی را برای شبکه بالادست فراهم آورد؛ بنابراین ریزشبه یک مفهوم مجتمع با مشارکت منابع سمت تغذیه و سمت تقاضا در شبکه توزیع می‌باشد. بر اساس مشارکت بار و تولیدات ریز منابع محلی، یک ریزشبه می‌تواند تنوع زیادی از لحاظ اقتصادی، فناوری پیاده‌سازی، مسائل زیست محیطی و مزایای اقتصادی را برای سهامداران آن فراهم آورد [4].

مزایای اقتصادی کلیدی در نصب ریز منابع در محل مصرف‌کننده نهفته است که می‌توان به استفاده از گرمای تلف شده ناشی از تبدیل سوخت اولیه به الکتریسیته و یا استفاده از آن برای گرمایش اشاره کرد. پیشرفت‌های بسیاری در توسعه منابع تولید هم‌زمان گرما و توان (CHP)¹ مقیاس کوچک صورت پذیرفته است. انتظار می‌رود که این سیستم‌ها نقش مؤثری را در ریزشبه‌های کشورهای دارای اقلیم سرد ایفا کنند [69]. از سوی دیگر، پیش‌بینی می‌شود که سیستم‌های خورشیدی فتوولتائیک (PV) در کشورهای آفتابی به صورت فزاینده‌ای محبوب شوند. استفاده از CHP و PV می‌تواند سبب افزایش بازده کلی استفاده از منابع انرژی اولیه شود و از این‌رو دستاوردهای زیست محیطی قابل توجهی را در مورد انتشار کربن فراهم آورد که یکی از موارد مهم در مبارزه با تغییرات آب و هوایی است [4].

از نقطه نظر شرکت‌های بزرگ فراهم آورنده برق و گاز، استفاده از ریز منابع، بالقوه به دلیل قرارگیری تولید در کنار بار می‌تواند سبب کاهش شارش توان در شبکه‌های توزیع و انتقال گردد که این امر می‌تواند سبب کاهش تلفات شود. از سوی دیگر حضور تولید در نزدیکی تقاضا می‌تواند کیفیت سرویس دریافت شده توسط کاربر نهایی را افزایش دهد چرا که ریزشبه‌ها می‌توانند با فراهم آوردن پشتیبان شبکه در زمان‌های استرس به وسیله کاهش تراکم و هم‌چنین کمک به بازسازی پس از بروز

¹ Combined Heat & Power (CHP)

خطا مشارکت نمایند. در بخش‌های بعدی مفهوم ریزشبکه و تمایز آن از مفهوم نیروگاه مجازی روشن می‌گردد [70].

۲-۳ مفهوم ریزشبکه به عنوان ابزاری برای یکپارچه سازی

تولیدات پراکنده

در طی دهه‌های گذشته، تولیدات پراکنده (DG) به طور پیوسته در حال رشد بوده‌اند. DGها نوعاً در شبکه‌های توزیع متصل می‌گردند. این شبکه‌ها تحت الگویی طراحی شده‌اند که بارهای مصرف‌کننده غیرفعال بوده و شارش توان فقط از پست به مصرف‌کننده و نه در جهت مخالف باشد. برای این منظور مطالعات بسیاری بر روی اتصال DGها در داخل شبکه‌های توزیع از قبیل کنترل و حفاظت تا پایداری ولتاژ و کیفیت توان صورت پذیرفته است [71].

فناوری‌های تولید کوچک مختلف از قبیل میکروتوربین (MT)، سلول‌های خورشیدی (PV)، سلول‌های سوختی (FC) و توربین‌های بادی (WT)^۱ با توان نامی کم می‌توانند مستقیماً به شبکه‌های ولتاژ پایین^۲ متصل گردند. این واحدها که معمولاً در سایت‌های کاربران قرار دارند به عنوان گزینه‌های امیدوار کننده برای مواجهه با نیازهای رو به رشد مصرف‌کننده‌ها برای توان الکتریکی با تأکید بر قابلیت اطمینان و کیفیت توان، مزایای اقتصادی، محیطی و فنی فراوانی را فراهم می‌آورند. واضح است که یک تغییر فلسفه اتصال برای دستیابی به یکپارچه سازی بهینه این قبیل واحدها مورد نیاز است [71].

مهم‌ترین موضوعی که باید به رسمیت شناخته شود این است که با افزایش سطح نفوذ تولیدات پراکنده، شبکه‌های توزیع را دیگر نمی‌توان به عنوان یک ضمیمه غیرفعال برای شبکه انتقال در نظر گرفت. در مقابل مسئله تعادل توان ریز منابع و فرکانس شبکه

¹ Wind Turbine (WT)

² Low Voltage (LV)

می‌تواند بسیار مهم گردد. از این رو یک ساختار کنترل و مدیریت بار اکتیو در سیستم مورد نیاز است. یکی از راه‌حل‌های امیدوارکننده برای تحقق بخشیدن به پتانسیل بالقوه ریز منابع اتخاذ یک رویکرد نظام‌مند است که تولید و بارهای وابسته به آن را به عنوان یک زیرسیستم یا ریزشبکه در نظر بگیرد [72]. در یک محیط ریزشبکه انتظار می‌رود که سیستم مدیریت و کنترل، مزایای بالقوه بسیاری در تمامی سطوح ولتاژ شبکه توزیع فراهم آورد. به منظور دستیابی به این هدف، نیاز است که استراتژی‌های کنترل مختلف سلسله‌مراتبی در سطوح مختلف شبکه اتخاذ گردد. امکان مدیریت چندین ریزشبکه، واحدهای DG و بارهای قابل کنترل که مستقیماً به شبکه ولتاژ متوسط متصل گردیده‌اند، مفهوم چند ریزشبکه^۱ را مطرح می‌کند. ساختار کنترل سلسله‌مراتبی^۲ چنین سیستمی نیاز به یک سطح کنترل میانی^۳ دارد که بهره‌برداری سیستم چند ریزشبکه‌ای را در محیط بازار واقعی، به صورت بهینه میسر می‌سازد [73].

اثرات بالقوه این قبیل سیستم‌ها بر روی شبکه‌های توزیع می‌تواند منجر به روش‌های مختلف نظارتی و طرح‌های تشویقی شود که سبب می‌گردد اپراتور سیستم توزیع (DSO)^۴، صاحبان ریز منابع و بارها، مفهوم چند ریزشبکه را بپذیرند [4].

۳-۳ شفاف‌سازی مفهوم ریزشبکه

۳-۳-۱ یک ریزشبکه چیست؟

در محدوده این مطالعه از تعاریف پروژه‌های تحقیقاتی اتحادیه اروپا^۵ استفاده شده است [66,67]. ریزشبکه‌ها شامل سیستم‌های توزیع ولتاژ پایین با منابع انرژی پراکنده (DER)

¹ Multi-Microgrids

² Hierarchical Control System

³ Intermediate Control Level

⁴ Distributed System Operator (DSO)

⁵ European Union Research Projects

(میکروتوربین، سلول‌های سوختی و خورشیدی و غیره) به همراه سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی (چرخ طیار، خازن و باتری) و بارهای انعطاف‌پذیر است. این چنین سیستم‌هایی می‌توانند به صورت متصل به شبکه و یا جزیره‌ای مورد بهره‌برداری قرار گیرند. در صورتی که این منابع به درستی مدیریت و بهره‌برداری شوند می‌توانند مزایای بسیاری را برای شبکه فراهم آورند.

سه پیام مهم از این تعریف دریافت می‌شود:

۱- ریزشبه یک بستر^۱ تجمیع شده برای سمت تغذیه^۲ (ریز منابع)، واحدهای ذخیره و منابع

تقاضا^۳ (بارهای قابل کنترل) است که در شبکه توزیع محلی واقع شده‌اند.

- در مفهوم ریزشبه، تمرکز بر روی تغذیه محلی توان برای بارهای محلی است. از این‌رو مدل‌های یکپارچه ساز که محل‌های فیزیکی ژنراتورها و بارها را نادیده می‌گیرند (از قبیل نیروگاه‌های مجازی با تنظیمات فرا منطقه‌ای)، ریزشبه نخواهند بود.

- یک ریزشبه معمولاً در سطح ولتاژ پایین قرار می‌گیرد به طوری که ظرفیت ریز منابع نصب شده به طور کلی در زیر رنج مگاوات است، اگر چه استثناء نیز وجود داشته و ممکن است در مواردی به منظور اهداف اتصال، بخشی از شبکه ولتاژ متوسط متعلق به ریزشبه باشد.

۲- یک ریزشبه باید به هر دو صورت متصل به شبکه (نرمال) و جزیره‌ای (حالت اضطراری)

قابل بهره‌برداری باشد.

- بخش بزرگی از ریزشبه‌های آینده برای اغلب زمان‌ها به صورت متصل به شبکه مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند - به جز مواردی که به صورت فیزیکی

¹ Platform

² Supply - Side

³ Demand Resource

جزیره‌ای ساخته شده‌اند - از این‌رو مزایای اصلی مفهوم ریزشبه‌که در حالت بهره‌برداری متصل به شبکه (نرمال) محقق می‌گردد.

- به منظور دستیابی به بهره‌برداری جزیره‌ای طولانی مدت، یک ریزشبه‌که باید قیود بسیاری را در مورد سائز ذخیره‌سازها و توان نامی ریز منابع برای تغذیه پیوسته تمام بارها را ارضا نماید و یا این که وابسته به انعطاف‌پذیری کافی تقاضا باشد. در این مورد مزایای قابلیت اطمینان می‌تواند از جزیره‌ای شدن جزئی بارهای مهم اندازه‌گیری شود.

۳- تفاوت میان یک ریزشبه‌که و یک شبکه توزیع غیرفعال که تحت تأثیر نفوذ ریز منابع قرار گرفته است، عمدتاً در زمینه مدیریت و هماهنگ‌سازی منابع در دسترس است.

- یک اپراتور ریزشبه‌که علاوه بر این که جمع‌کننده منابع کوچک تولید توان، فراهم آورنده سرویس‌های مورد نیاز شبکه، کنترل‌کننده بار و تنظیم‌کننده گازهای گلخانه‌ای است، اهداف بهینه‌سازی اقتصادی، محیط زیستی و فنی را نیز فراهم می‌آورد.

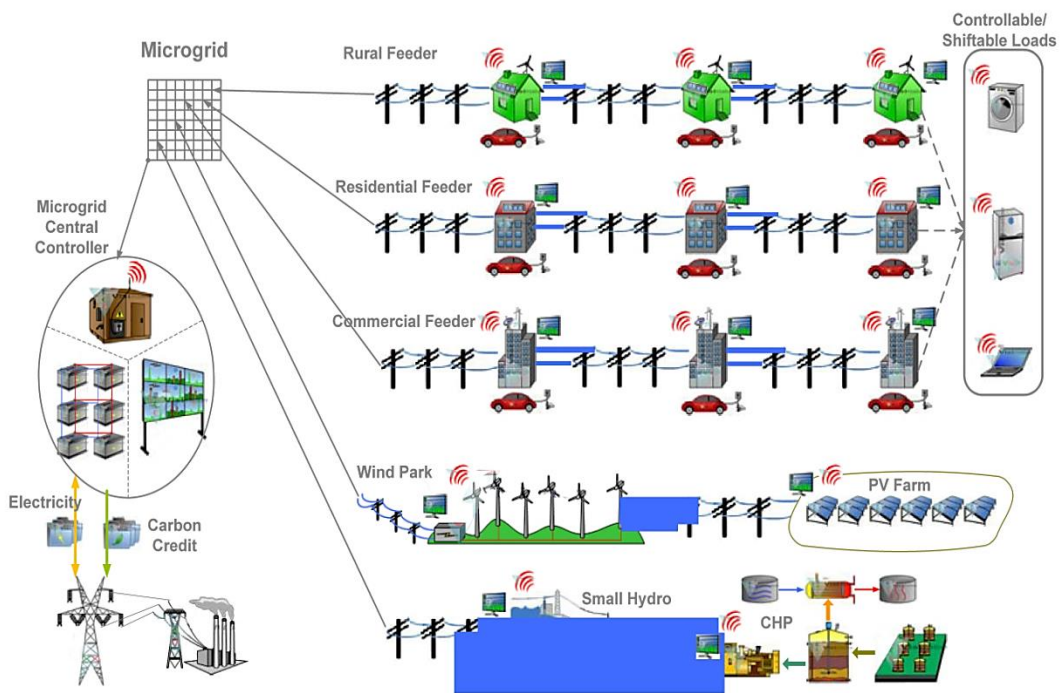
- یک مزیت بزرگ مفهوم ریزشبه‌که نسبت به دیگر راه‌حل‌های هوشمند^۱، توانایی آن در پشتیبانی منافع متضاد سهامداران مختلف آن است. به طوری که برای رسیدن به یک بهره‌برداری بهینه کلی، تصمیم‌گیری برای همه نقش آفرینان درگیر انجام می‌گیرد.

همان طور که در شکل (۱-۳) نشان داده شده است، یک ریزشبه‌که می‌تواند در یک تنوع مقیاسی بالا از سطح شبکه، فیدر و یا خانه ولتاژ پایین تعریف گردد. با رشد یک ریزشبه‌که از نظر مقیاس، این احتمال وجود خواهد داشت که به قابلیت‌های متعادل‌سازی بیش‌تری به منظور ایجاد تعادل میان تولید و مصرف و ویژگی‌های کنترل‌پذیری بهتر تولیدات متناوب ریز منابع مجهز شده باشد.

در سطوح ولتاژ بالاتر مفهوم چند ریزشبه‌که اعمال می‌شود که ریزشبه‌که‌ها در کنار کنترل مستقل به صورت هماهنگ با سایر ریزشبه‌که‌ها، کنترل‌رهای شبکه ولتاژ متوسط و سایر منابع تولید

^۱ Smart

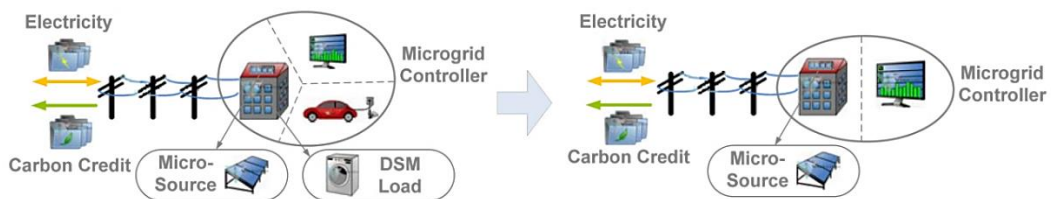
پراکنده عمل می کنند.



(الف)



(ب)



(ج)

شکل (۱-۳) الف - ریزشبهه به عنوان شبکه ولتاژ پایین، ب - ریزشبهه به عنوان فیدر ولتاژ پایین،

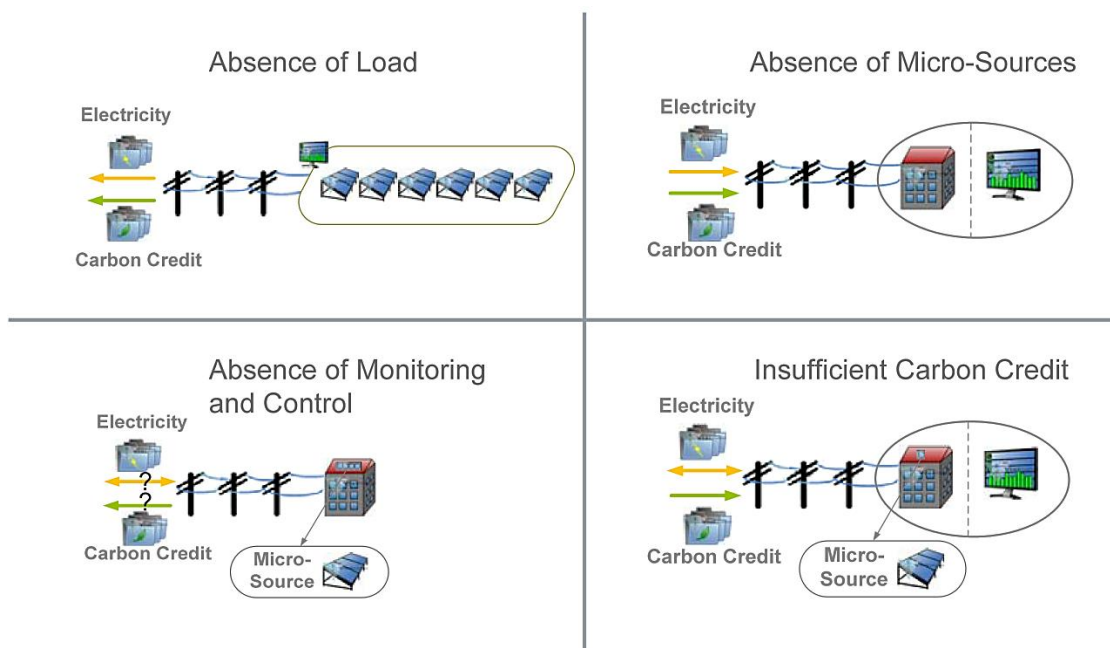
ج - ریزشبهه به عنوان خانه ولتاژ پایین [67]

۲-۳-۳ آن چه ریزشبهه نمی باشد

در شکل (۲-۳) مفهوم ریزشبهه و سه ویژگی اساسی آن شامل بار محلی، ریز منابع محلی و کنترل هوشمند توسط مثالی به روشنی بیان شده است. در بسیاری از کشورها حفاظت از محیط زیست به وسیله گواهینامه کربن^۱ با استفاده از فناوری CHP و RES مورد توجه قرار می گیرد. از این رو این ویژگی نیز می تواند به عنوان یکی از خصوصیات ریزشبههها به سه ویژگی قبلی افزوده گردد [66,67].

فقدان یک و یا تعداد بیش تری از این ویژگیها بهتر است به عنوان منابع تولید

پراکنده متصل شده و یا یکپارچه سازی سمت تقاضا مطرح گردد.



شکل (۲-۳) مواردی از آن چه ریزشبهه نمی باشند [67]

برخی از تصورات نادرست در مورد ریزشبههها عبارتند از:

۱- ریزشبههها منحصراً سیستمهایی هستند که به صورت مستقل (جزیره‌ای) مورد بهره‌برداری

قرار می‌گیرند.

¹ Carbon Credit

- ریزش‌بکه‌ها در مواقع اضطراری به صورت جزیره‌ای مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند و این امر سبب افزایش قابلیت اطمینان مصرف‌کننده می‌شود، اما ریزش‌بکه‌ها غالباً به صورت متصل به شبکه بالادست هستند. از سوی دیگر برخی از سیستم‌های جزیره‌ای کوچک که توسط کنترل هماهنگ منابع کوچک آن مشخص می‌گردند را می‌توان با توجه به اندازه و میزان نفوذ DERها و کنترل آن‌ها به عنوان ریزش‌بکه در نظر گرفت.

۲- مصرف‌کننده‌هایی که خود مالک ریز منابع هستند یک ریزش‌بکه را می‌سازند.

- استفاده از منابع تولید پراکنده یک ویژگی واضح ریزش‌بکه می‌باشد، اما معنای یک ریزش‌بکه فراتر از استفاده غیرفعال از منابع تولید پراکنده است و نیاز به کنترل فعال نظارتی و بهینه‌سازی دارد.

۳- ریزش‌بکه‌ها شامل منابع انرژی تجدیدپذیر متناوب هستند، به طوری که آن‌ها غیر قابل اعتماد بوده و به آسانی منجر به خطا شده و باعث خاموشی می‌گردند.

- یک ریزش‌بکه می‌تواند نوسانات منابع انرژی تجدیدپذیر را توسط واحدهای ذخیره‌ساز انرژی خود در حالت جزیره‌ای و ذخیره تولید خارجی در حالت متصل به شبکه جبران می‌نماید. از سوی دیگر توانایی ریزش‌بکه برای انتقال از حالت متصل به شبکه به حالت جزیره‌ای در واقع سبب بهبود امنیت تغذیه توان می‌گردد.

۴- ریزش‌بکه‌ها به لحاظ ساخت پر هزینه هستند به طوری که این مفهوم به برخی آزمون‌های میدانی و یا استفاده در مناطق دور افتاده محدود خواهد شد.

- نفوذ منابع انرژی پراکنده در سراسر جهان در حال افزایش می‌باشد. طرح‌های پشتیبان مالی برای منابع انرژی تجدیدپذیر و منابع هم‌زمان تولید توان و گرما، سوددهی این قبیل از منابع انرژی پراکنده را نوید داده‌اند. در آینده با پیشرفت‌های فناوری و کاهش هزینه ریز منابع و سیستم‌های ذخیره‌ساز،

ریزشبکه‌ها می‌توانند به لحاظ تجاری رقابت‌پذیر شوند. در بسیاری از موارد هزینه مورد نیاز برای تبدیل یک خط توزیع که شامل منابع انرژی پراکنده است، فقط شامل هزینه‌های مربوط به مخابرات و کنترل‌رهای مورد نیاز می‌باشد. این هزینه‌ها به آسانی توسط مزایای اقتصادی مدیریت هماهنگ منابع انرژی پراکنده جبران می‌گردد.

۵- مفهوم ریزشکه فقط یک طرح تبلیغاتی خرده فروشی انرژی جهت افزایش درآمد است.

- حتی اگر یک کاربر نهایی مایل به نصب سلول خورشیدی بر روی سقف خانه نباشد و یا در اجتماع مربوط به CHP شرکت نکند، همچنان می‌تواند از انتخاب بیش‌تری برای تغذیه انرژی و مشارکت در پیمان کاهش کربن در صورت حساب خود بهره‌مند شود.

۶- کنترل‌رهای ریزشکه مصرف‌کننده‌ها را مجبور خواهند کرد که مصرف خود را با توجه به در دسترس بودن تولید تجدیدپذیر تنظیم نمایند به طور مثال ماشین‌های لباسشویی در خانه‌ها فقط زمانی که خورشید می‌درخشد و یا باد می‌وزد مورد استفاده قرار می‌گیرند.

- برنامه‌های یکپارچه ساز سمت تقاضا (DSI) در کاربردهای خانگی و تجاری معمول یک طرح کنترل پخش بار تولید^۱ را بر روی تجهیزاتی که به طور طولانی مدت آماده بکار هستند مانند دستگاه‌های تهویه مطبوع و یا دستگاه‌های غیر حساس به زمان از قبیل گرم‌کننده‌های آب را اعمال می‌کند.

۷- ریزشکه یک ایده کاملاً جدید می‌باشد، از این‌رو اپراتور سیستم نیاز است که کل شبکه خود را بازسازی کند.

- اگر چه برای تبدیل یک شبکه توزیع فعال به یک ریزشکه نیاز به نصب تجهیزات کنترل و مخابرات است، با این حال این تبدیل هزینه‌های زیادی را به اپراتور شبکه تحمیل نمی‌کند. از سوی دیگر یک ریزشکه می‌تواند هزینه

¹ Load Flow Generation

سرمایه‌گذاری را برای تعویض دستگاه‌ها کاهش دهد.

۸- بارهای ریزش‌بکه هیچ‌گاه با وقفه در تغذیه توان مواجه نمی‌شوند.

- انتقال نرم^۱ (به بیان دیگر بدون از دست دادن بار) به حالت جزیره‌ای فقط در صورتی امکان‌پذیر است که در داخل ریزش‌بکه تولید و ذخیره‌زیادی^۲ موجود باشد. از این‌رو در بهره‌برداری جزیره‌ای احتمالاً مجبور به حذف بارهای غیر حساس مطابق با مقدار لحظه‌ای تولید منابع و سیستم‌های ذخیره‌ساز خواهیم بود.

۳-۳-۳ ریزش‌بکه‌ها در مقابل نیروگاه‌های مجازی [67]

یک نیروگاه مجازی (VPP) مجموعه‌ای از تولیدات پراکنده می‌باشد که به صورت به هم پیوسته توسط واحد کنترل مرکزی بهره‌برداری می‌شوند. یک VPP در حالی که کارایی و انعطاف‌پذیری بیشتری را فراهم می‌آورد، می‌تواند با یک نیروگاه جایگزین گردد. اگر چه به طور مفهومی نیروگاه مجازی و ریزش‌بکه مشابه ظاهر گشته‌اند اما میان آن‌ها تفاوت‌هایی وجود دارد.

- مکان جغرافیایی: در یک ریزش‌بکه، منابع تولید پراکنده در داخل شبکه توزیع یکسانی قرار دارند و هدف آن‌ها در درجه اول تأمین تقاضای بار محلی است. در نیروگاه‌های مجازی نیازی به قرارگیری منابع تولید پراکنده در یک شبکه محلی یکسان نیست و آن‌ها بر روی ناحیه وسیع جغرافیایی هم‌هنگ شده‌اند.
- ابعاد: ظرفیت نصب شده ریزش‌بکه‌ها معمولاً کوچک است (از چند کیلووات تا چند مگاوات)، در حالی که ظرفیت نیروگاه‌های مجازی می‌تواند بسیار بزرگ‌تر باشد.
- منافع مصرف‌کننده: یک ریزش‌بکه بر روی رضایت مصرف‌کننده محلی متمرکز شده است، در حالی که یک VPP با مصرف‌کننده به صورت یک منبع منعطف سر و کار دارد و در تجارت توان یکپارچه به همراه پاداش DSI مشارکت می‌کند.

¹ Smooth

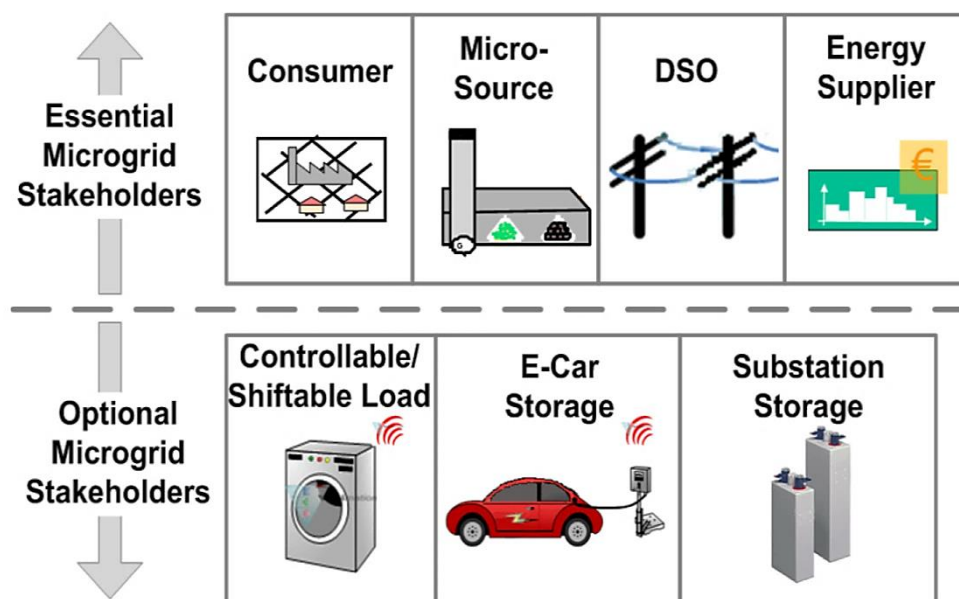
² Redundancy

پس از تعریف یک VPP به عنوان یک نهاد تجاری که تولیدات گوناگون و دستگاه‌های ذخیره-ساز و بارهای منعطف را صرف نظر از مکان‌های جغرافیایی آن‌ها جمع می‌کند، VPP فنی و تخصصی (TVPP)¹ مطرح می‌شود که محدودیت‌های شبکه محلی را نیز در نظر می‌گیرد. در اغلب موارد VPPها ژنراتورهای مجازی هستند که به جز برای DSI تمایلی برای در نظر گرفتن مصرف محلی ندارند، در حالی که ریزشبکه‌ها مصرف محلی را به رسمیت شناخته و به کاربر نهایی این اجازه را می‌دهند که برای خرید توان از میان تولید محلی و یا تولید از بازار انرژی بالادست انتخاب نماید.

۴-۳ بهره‌برداری و کنترل ریزشبکه‌ها [67]

۱-۴-۳ مروری بر المان‌های قابل کنترل در ریزشبکه

علاوه بر مصرف‌کننده‌ها و منابع تغذیه، یک ریزشبکه همان طور که در شکل (۳-۳) نشان داده شده است، می‌تواند به تجهیزات متعادل کننده انرژی از قبیل بارهای قابل دیسپچ (به طور مثال وسایل نقلیه الکتریکی) و پست‌های ذخیره‌ساز انرژی مجهز باشد.



شکل (۳-۳) سهامداران ریزشبکه [67]

¹ Technical VPP

۳-۴-۱-۱ واحدهای منابع انرژی تجدیدپذیر متناوب

کنترل‌پذیری واحدهای RES متناوب توسط ماهیت فیزیکی منبع انرژی اولیه محدود شده است. از سوی دیگر محدود کردن تولید واحدهای RES به وضوح نامطلوب است، چرا که هزینه سرمایه‌گذاری در این واحدها بالا و هزینه بهره‌برداری آن‌ها پایین است و علاوه بر آن، این واحدها سبب کاهش انتشار کربن می‌شوند؛ بنابراین، عموماً به جز در مواردی که باعث مشکلات افزایش ولتاژ^۱ و یا افزایش بار^۲ می‌گردد، توصیه‌ای برای محدود کردن این منابع وجود ندارد.

راهبرد بهره‌برداری از واحدهای RES متناوب را می‌توان به صورت دیسپچ اولویت‌دار^۳ توصیف کرد. بدین معنا که تا زمانی که محدودیت‌های سیستم نقض نگردیده است، واحدهای RES متناوب از برنامه‌های در مدار آوردن واحدها حذف می‌شوند. از سوی دیگر واحدهایی که رابطه‌های توان راکتیو مستقل دارند (مجزا شده از خروجی توان اکتیو) می‌توانند در دیسپچ توان راکتیو شرکت کرده و بدین ترتیب عملکرد فنی ریزشبه به بهبود یابد.

۳-۴-۱-۲ ریز منابع و واحدهای CHP قابل دیسپچ

کنترل‌پذیری واحدهای CHP با توجه به آن که تنها تأمین‌کننده گرما، تنها تأمین‌کننده برق و یا تأمین‌کننده هر دو باشند، متفاوت است. با توجه به آن که اکثر واحدهای CHP و ریز منابع بر پایه فناوری ماشین دوار می‌باشند، توان راکتیو خروجی آن‌ها توسط خروجی توان اکتیو و توان ظاهری نامی محدود می‌شود.

به دلیل بهبود کنترل‌پذیری واحدهای کوچک تولید قابل دیسپچ، یک ریزشبه با چند واحد کوچک تولید باید مسائل مربوط به مدار آوردن واحدها را که به طور سنتی وجود

^۱ Overvoltage

^۲ Overload

^۳ Priority Dispatch

^۴ دیسپچ اولویت‌دار یک وظیفه اپراتور سیستم قدرت برای زمان‌بندی و دیسپچ انرژی از منابع تجدیدپذیر با اولویت دادن نسبت به ژنراتورها تا زمانی که امنیت سیستم به مخاطره نیفتد، می‌باشد.

دارد حل کند، حتی اگر در یک مقیاس کوچک باشد. از سوی دیگر اپراتور ریزش شبکه باید با تغییرات بار خالص بزرگ تری مقابله کند (با بار منفی خروجی RES متناوب). هم‌زمان، قیود بهینه‌سازی ممکن است شامل حالت‌های بهره‌برداری شبکه و اهداف انتشار گازهای گلخانه‌ای باشد که پیچیدگی بیش‌تری را به مسئله مدار آوردن واحدها اضافه می‌کند.

۳-۴-۱-۳ واحدهای ذخیره‌ساز

به لحاظ فنی، یک واحد ذخیره‌سازی می‌تواند تحت الگوی پیرو بار (کاربردهای متعادل‌سازی) یا تحت الگوی پیرو قیمت (کاربردهای آربیتراژ^۱) رفتار نماید. به طور هم‌زمان، واحدهای ذخیره‌ساز می‌توانند ذخیره متعادل اعم از کوتاه مدت (سطح میلی‌ثانیه تا چند دقیقه) تا بلند مدت (مقیاس ساعتی و روزانه) را فراهم آورند. به طور مشخص در کاربردهای ذخیره‌ساز جریان مستقیم (باتری، سوپر خازن)، می‌توان با طراحی صحیح واسط‌های الکترونیک قدرت، در متعادل ساز توان راکتیو بدون تحمیل هزینه اضافی مشارکت نمود.

۳-۵ معادل‌سازی دینامیکی

همان طور که پیش‌تر نیز بدان اشاره گردید استفاده از منابع انرژی تولید پراکنده به سرعت در حال رشد می‌باشد. استفاده منفرد از این منابع دارای معایب بسیاری است، از این‌رو ریزش‌بکه یک مفهوم مناسب است که برای گسترش استفاده از این منابع معرفی گردیده است. توسعه بسیار ریزش‌بکه‌ها، پیش از این در قالب مفهوم چند ریزش‌بکه مطرح گردید. این امر منجر به سیستم‌های ولتاژ متوسط^۲ بسیار بزرگ می‌شود که شامل صدها و یا حتی هزاران سلول فعال خواهد بود که در سطوح ولتاژ پایین تشکیل شده و به یک شبکه ولتاژ متوسط به همراه سایر منابع تولید پراکنده متصل گردیده است؛ بنابراین دیگر نمی‌توان سیستم‌های توزیع را به صورت بار فشرده مدل کرد [74]. در شبکه‌های توزیع

¹ Arbitrage Applications

² Medium Voltage

فعال^۱ آینده، نفوذ تولیدات پراکنده می‌تواند به سهولت (حداقل در طول دوره معینی از زمان) از بار کل شبکه تجاوز کرده و به یک صادر کننده خالص توان به سیستم قدرت تبدیل شود [75].

توسعه منابع انرژی تجدیدپذیر و تغییر در ماهیت بارهای متصل به سیستم و مشارکت بالای ادوات الکترونیک قدرت موجب تغییرات رفتار دینامیکی سیستم قدرت در هر دو بخش انتقال و توزیع می‌گردد [76]. نفوذ بالای تولیدات پراکنده حتی اگر از بار شبکه تجاوز نکند، منجر به پاسخ دینامیکی شبکه توزیع به اغتشاشات سیستم می‌گردد. برای بررسی تأثیرات بالقوه این چنین تغییراتی نیاز به معادلهای دینامیکی از بخش و یا کل سیستم توزیع است، به طوری که بهره‌بردار سیستم قدرت بتواند به صورت مناسب به بررسی تأثیر رفتار آنها بدون مدل‌سازی هر مؤلفه بپردازد [75]. چرا که استفاده از مدل کامل سیستم سبب افزایش بسیار زیاد محاسبات شده و مشکلات فراوانی را ایجاد خواهد کرد. در واقع یکی از اصلی‌ترین موانع بر سر این مطالعات، محدودیت‌های سخت‌افزاری است. مدل‌سازی کامل سیستم در این حالت، هر چند موجب بررسی رفتار دقیق می‌شود؛ اما در عمل به منظور حل سیستم منتهجه، با یک تعداد زیاد از معادلات دیفرانسیل غیرخطی مواجه خواهیم بود که در واقع نشان دهنده تجهیزات و سیستم‌های کنترلی متنوع موجود در ریزشبکه می‌باشد و همین امر، حل این معادلات را در عمل غیر ممکن خواهد نمود [9]. مدل‌های معادل دینامیکی توسعه داده شده علاوه بر آن که سبب تسهیل مدل‌سازی سیستم‌های پیچیده و کاهش زمان محاسبات می‌شود باید به دقت نشان دهنده مدل متناظر سیستم اصلی باشد و بتواند یک مدل مرتبه پایین و ساده از سیستم، بدون از دست رفتن مشخصات دینامیکی سیستم توزیع و رفتاری که از شبکه خارجی مشاهده می‌گردد، ارائه دهد. در واقع هدف اصلی معادل‌سازی دینامیکی، جایگزینی مدل شبکه واقعی با یک مدل معادل ساده است، به طوری که مشخصه دینامیکی یکسانی را ارائه دهد [75].

اگر چه پژوهش‌ها در حوزه کاهش دینامیک به سال ۱۹۷۰ میلادی باز می‌گردد، با این حال تجربه‌های صنعتی در این موضوع محدود است و اغلب کاهش‌ها با استفاده از روش‌های ابتکاری

^۱ Active Distribution Network (ADN)

صورت می‌پذیرد. به طور معمول یک سیستم قدرت برای کاهش دینامیک به دو ناحیه تقسیم‌بندی می‌شود [77]:

۱- ناحیه مورد مطالعه^۱؛ که شامل متغیرهای مورد علاقه می‌باشد و از این‌رو به شیوه‌ای دقیق نشان داده می‌شود.

۲- ناحیه خارجی^۲؛ تا جایی مهم می‌باشد که بر روی تحلیل ناحیه مورد مطالعه اثر گذارد، به طوری که در بسیاری از موارد به صورت کاهش یافته با یک سیستم خطی نشان داده می‌شود.

اغلب روش‌های کلاسیک کاهش دینامیک سیستم‌های قدرت مبتنی بر همپایی^۳ و بر اساس طبیعتشان ابتکاری (مبتنی بر تجربه) یا نیمه ابتکاری می‌باشند. این روش‌ها برای سیستم‌های انتقال با تعداد کم ژنراتورهای سنکرون توسعه داده شدند [77] و شامل گام‌هایی هستند که در ادامه بیان گردیده است [9].

۱- شناسایی همپایی

۲- تجمیع ژنراتورهای همپا

۳- کاهش شبکه استاتیک

۴- تجمیع دستگاه‌های کنترلی

منابع تولید پراکنده تنها به ژنراتورهای سنکرون محدود نبوده و بسیاری از آن‌ها بر اساس ماشین‌های القایی هستند و از ادوات الکترونیک قدرت استفاده کرده و شامل سیستم‌های کنترل کاملاً متفاوت می‌باشند [75]. به طور ویژه در یک ریزشبکه، منابع کوچک تولید توان از طریق رابط‌های اینورتری به شبکه ولتاژ متوسط متصل می‌باشند و برخی از آن‌ها از جمله سیستم‌های خورشیدی و

¹ Study Area

² External Area

³ Coherency

سلول‌های سوختی به وسیله زوایا و سرعت‌های زاویه‌ای مشخص نمی‌گردند. از سوی دیگر برخلاف سیستم‌های قدرت متداول، تجزیه توان‌های اکتیو و راکتیو در عمل ممکن نخواهد بود چرا که شبکه‌های توزیع، مقاومتی می‌باشند. از این‌رو روش‌های کلاسیک، برای به دست آوردن معادل‌های دینامیکی چند ریزشبه مناسب نخواهند بود [9]. به منظور غلبه بر این مشکلات و با توجه به دشواری بودن استخراج معادل‌ها با استفاده از روش‌های تحلیلی و با در نظر گرفتن پیچیدگی‌های توسعه مدل معادل مبتنی بر مؤلفه‌ها و فناوری‌های وسیعی که در شبکه‌های توزیع فعال مدرن به کار برده می‌شوند، از تئوری شناسایی سیستم‌ها برای این منظور استفاده می‌شود [9].

در تضاد با مدل‌سازی تحلیلی، شناسایی سیستم‌ها با مشکل ساخت مدل‌های ریاضی بر مبنای داده مشاهده شده از سیستم به منظور مدل‌سازی مواجه است. بعد از انتخاب یک ساختار مدل مناسب، داده‌ها به منظور تطبیق جزئیات مدل با سیستم، مورد استفاده قرار می‌گیرند. با توجه به دانشی که از سیستم در اختیار است [9] سه نوع مدل ممکن جعبه سیاه^۱، جعبه خاکستری^۲ و جعبه سفید^۳ وجود خواهد داشت [78].

در مدل‌سازی جعبه سیاه ساختار مدل از پیش شناخته شده نمی‌باشد. تنها مفهوم نگاشت مجموعه داده ورودی به مجموعه داده خروجی است به طوری که خروجی مدل و خروجی سیستم مدل شده یکسان باشند.

مدل‌سازی جعبه سفید اشاره به شناسایی پارامترهای یک مدل از ساختار شناخته شده را دارد. این روش شامل مدل‌سازی ریاضی دقیق تمام مؤلفه‌های فیزیکی سیستم است.

مدل‌سازی جعبه خاکستری نوعاً با استفاده از یک ساختار شناخته شده از سیستم (اما نه ترکیب دقیق مؤلفه‌های فیزیکی) با پارامترهای ناشناخته توسعه داده می‌شود. پارامترها سپس در یک

¹ Black Box

² Grey Box

³ White Box

روش مشابه با مدل جعبه سیاه تخمین زده می‌شوند. مدل‌سازی جعبه خاکستری انعطاف‌پذیری بالاتری در تخمین پارامترها نسبت به روش جعبه سفید و ارتباط فیزیکی بیش‌تری با مدل نسبت به روش جعبه سیاه دارد.

در [9] روش جعبه خاکستری در ترکیب با الگوریتم بهینه‌سازی ذرات تکاملی (EPSO)^۱ برای تخمین پارامترهای ریزش‌بکه مورد استفاده قرار گرفته است. مدل ریزش‌بکه استفاده شده در این مطالعه بر روی نمایش دینامیک‌های کند ریزش‌بکه با استفاده از مدلی مشابه با کنترل توان راکتیو دیزل ژنراتورها^۲ متمرکز شده است. مدل در نرم‌افزار متلب و با استفاده از جعبه‌ابزار شبیه‌سازی توسعه داده شده است و از الگوریتم EPSO و مجموع تابع خطا^۳ برای تعیین تطابق مدل تخمین زده شده با مدل واقعی استفاده شده است. ریزش‌بکه مدل شده فقط شامل سلول‌های سوختی اکسید جامد (SOFC)^۴ و میکروتوربین‌های تک شفت سرعت بالا (SSMT)^۵ و تجهیزات الکترونیک قدرت مرتبط با آنهاست. انواع دیگر منابع تولید پراکنده از قبیل سلول‌های خورشیدی، توربین‌های بادی، توربین‌های آبی کوچک و غیره در این مطالعه در نظر گرفته نشده‌اند.

در مرجع [79] یک روش معادل‌سازی دینامیکی مبتنی بر شناسایی برای شبکه‌های توزیع فعال مطرح گردیده است، سیستم خارجی که به صورت جعبه سیاه در نظر گرفته شده است، توسط فرکانس و ولتاژ به عنوان ورودی و توان راکتیو و اکتیو به عنوان خروجی مشخص شده است. این مدل به فرم فضای حالت مطرح شده و بسیار وابسته به نوع خطا و محلی است که بر عملکرد آن برای سیستم‌های قدرت بزرگ اثر می‌گذارد.

در مرجع [80] یک مدل معادل دینامیک با استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی (ANN)^۶

¹ Evolutionary Particle Swarm Optimization (EPSO)

² Diesel Engine Run Power Generator

³ Error Function

⁴ Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

⁵ High Speed Single Shaft Microturbine

⁶ Artificial Neural Network (ANN)

برای یک شبکه توزیع فعال در سیستم قدرت به هم پیوسته مطرح گردیده است. مزیت این مدل، مقاوم بودم پاسخ آن نسبت به تغییرات نقطه کار است و اشکال عمده آن از دست رفتن همگرایی پارامترها با تغییر ساختار سیستم است.

در [74] با هدف توسعه مدل مقاوم برای مطالعه پایداری فرکانس از آنالیز پرونی و شناسایی جعبه خاکستری و خوشه‌بندی بردار پشتیبان (SVC)¹ و فرآیند گروه‌بندی برای تجمیع و کاهش مرتبه شبکه توزیع فعال استفاده شده است. این امر موجب کاهش حساسیت پارامترهای تخمین زده شده نسبت به تغییرات نقطه کار می‌شود و به نوبه خود مقاوم بودن مدل را تضمین می‌نماید.

یک معادل دینامیک شبکه توزیع فعال با استفاده از تقریب نرم هنکل² در مراجع [77,81,82] گزارش شده است. این مدل مبتنی بر محاسبه داده نقطه بهره‌برداری خاص با استفاده از محاسبات پخش بار است. یک مدل خطی شده با ترکیب مدل فضای حالت ژنراتور و مدل شبکه تولید شده است. پس از آن کاهش مدل با استفاده از تخمین نرم هنکل و بر اساس مرز خطای معین شده انجام گرفته است. در این مورد معادل‌های دینامیک تولید شده فقط برای یک شرایط بهره‌برداری داده شده معتبر است. از این‌رو روش‌های تعیین معادل‌های دینامیک نیاز است که برای شرایط بهره‌برداری مختلف تکرار شود.

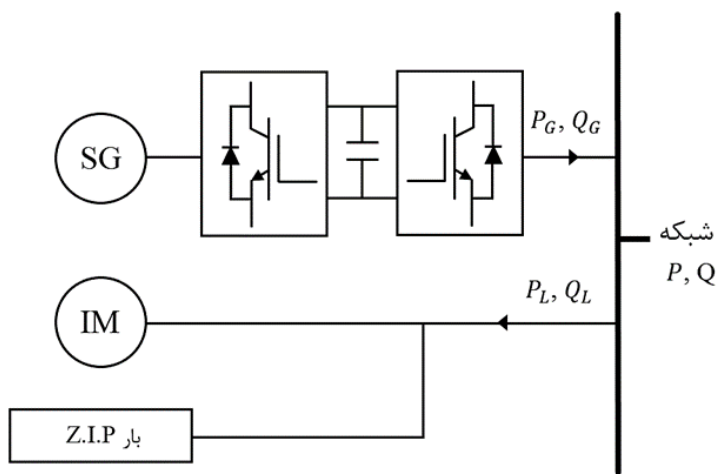
یک مدل معادل دینامیکی از شبکه توزیع فعال که برای مطالعات اغتشاشات بزرگ و کوچک در سیستم قدرت که همراه با پارامترهای مناسب، می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد، در [75] با استفاده از روش شناسایی جعبه خاکستری معرفی گردیده است که تنها رفتار غالب سیستم شبکه توزیع فعال (ADN) را نشان می‌دهد و بخش عدم تطبیق سیستم را با استفاده از یک الگوریتم بهینه‌سازی تقریب می‌زند.

ساختار مدل معادل فرض شده برای ADN شامل یک ژنراتور که با مبدل متصل

¹ Support Vector Clustering (SVC)

² Hankel Norm Approximation

شده^۱، به موازات یک مدل بار مرکب^۲ است. توان حقیقی و توان راکتیو به عنوان خروجی و ولتاژ و فرکانس به عنوان ورودی مدل معادل می‌باشند. تمامی داده‌های ورودی و خروجی در نقطه اتصال ADN به سیستم انتقال اندازه‌گیری شده‌اند. مطالعات شبیه‌سازی گسترده برای ایجاد رنج وسیع و مناسب مقادیر پارامترهای مدل به منظور اعتبار سنجی مقاوم بودن مدل و مناسب بودن آن برای نمایش رنج وسیعی از ADN‌ها با ترکیبات و انواع مقادیر مختلف از تولیدات پراکنده استفاده شده است.



شکل (۳-۴) طرح‌واره مدل معادل ADN

طرح‌واره مدل معادل ADN در شکل (۳-۴) نشان داده شده است. در توسعه این مدل معادل فرضیاتی در نظر گرفته شده است:

- ۱- مدل ژنراتور که به وسیله مبدل متصل شده است، می‌تواند به منظور نمایش میکروتوربین‌ها و توربین‌های بادی به ویژه نوع محرک مستقیم^۳ ژنراتور سنکرون و هم‌چنین رابط‌های الکترونیک قدرت تولیدات پراکنده استفاده گردد.
- ۲- مدل بار مرکب که به وسیله بار امپدانس ثابت، توان ثابت و جریان ثابت با هدف نمایش

^۱ Converter-Connected Generator

^۲ Composite Load Model

^۳ Direct Drive

بخش استاتیک بار نشان داده شده است، به صورت موازی با مدل موتور القایی که نشان دهنده بخش دینامیک بار است، قرار دارد. مدل بار مرکب به عنوان مدل بار ZIP-IM شناخته می‌شود.

مدل ساده مبدل، مشخصات دینامیک آن را که به وسیله معادله لینک DC نشان داده شده می‌شود، حفظ کرده و اصول عملیاتی اصلی خود را به طور کافی مدل می‌کند، بدین معنا که توان حقیقی شارش یافته از طریق مبدل متعادل خواهد بود.

یک مرور کلی از نمایش بار برای تحلیل عملکرد دینامیک سیستم قدرت در [83] آورده شده است که شامل توصیه‌ای راجع به ساختار انواع بار چندگانه^۱، متصل به باس بار برای مطالعات گذرا است. از میان انواع مدل بار مطرح گشته، مدل بار مرکب به صورت گسترده استفاده می‌گردد چرا که از لحاظ فیزیکی و دقت نمایش به خوبی نشان دهنده افزایش نفوذ موتورهای القایی در بار است [90-84]. این مدل هم‌چنین در مرجع [91] برای تحلیل پایداری گذاری سیستم‌های قدرت به هم پیوسته بزرگ پیشنهاد گردیده است.

۳-۵-۱ مدل سازی مبدل پشت به پشت برای مطالعات پایداری

واقع بینانه نخواهد بود که مدل پایداری مبدل منبع ولتاژ پشت به پشت شامل مدل دقیق مبدل الکترونیک قدرت و سویچ‌های فرکانس بالا باشد، از این‌رو از نقطه نظر پایداری و چارچوب زمانی مربوط، آن‌ها را به وسیله یک منبع ولتاژ و جریان ساده نشان می‌دهند [92].

ژنراتور از طریق مبدل به تبادلی توان با شبکه می‌پردازد. این موضوع تا حدی قابل پذیرش است که مدل‌های دقیق مؤلفه‌های سمت ژنراتور که پشت مبدل توان قرار دارند مورد نیاز نبوده و ساده-سازی‌های بیش‌تر مفید خواهد بود. از این‌رو از نقطه نظر پایداری مهم‌ترین بخشی که باید به صورت

^۱ Multiple Load Types

مناسبتی مدل گردد مبدل سمت شبکه است؛ چرا که ارتباط را با سایر قسمت‌ها برقرار می‌کند. مدل- سازی مبدل سمت شبکه باید به نحوی صورت پذیرد که شامل تمام حالات و شرایط مبدل منبع ولتاژ باشد [93-95]. جزییات دقیق‌تر این بخش در پیوست الف آورده شده است.

۳-۶ جمع‌بندی

ریزشبکه به شکل امروزی آن از جمله مفاهیمی است که در سیستم‌های قدرت مدرن مطرح گردیده است که یکی از اجزای اصلی برای شبکه هوشمند می‌باشد. به دلیل تازه بودن این مفهوم و برداشت‌های نادرستی که از آن صورت می‌پذیرد، در ابتدای این فصل به تعریف آن پرداخته شد.

در بخش دوم، با فرض آن که نفوذ ریزشبکه‌ها در سیستم به شدت افزایش یافته است، پس از تعریف معادل‌سازی دینامیکی به بررسی معادل‌های دینامیک معرفی شده برای ریزشبکه‌ها پرداخته شد و مدل مناسب به منظور ادامه مطالعه انتخاب گردید چرا که بررسی اثر ریزشبکه‌ها با نفوذ بالا در نوسانات سیستم قدرت نیاز به تجمیع آن‌ها در یک معادل واحد را دارد.

فصل چهارم:

تحلیل و بررسی اثر شبکه های توزیع متداول و ریز شبکه ها

بر نوسانات سیستم قدرت

۴-۱ مقدمه

در این فصل با استفاده از معادل دینامیکی شبکه‌های توزیع فعال که در فصل پیشین انتخاب گردید، به بررسی اثر سلول‌های فعال بر نوسانات توان در سیستم قدرت پرداخته خواهد شد. هم‌چنین به منظور مقایسه و ایجاد درک بهتر، در ابتدای امر از سلول غیرفعال استفاده شده است و پس از بررسی و تحلیل نتایج از معادل دینامیکی شبکه‌های توزیع فعال جهت بررسی تأثیر آن بر شبکه انتقال استفاده گردیده است. برای انجام شبیه‌سازی‌ها نیاز به یک سیستم آزمون استاندارد می‌باشد که برای این منظور از سیستم آزمون دو ناحیه‌ای کندور^۱ استفاده گردیده است [1] که متداول‌ترین سیستم برای انجام مطالعه نوسان در سیستم قدرت می‌باشد.

۴-۲ سیستم آزمون دو ناحیه‌ای کندور

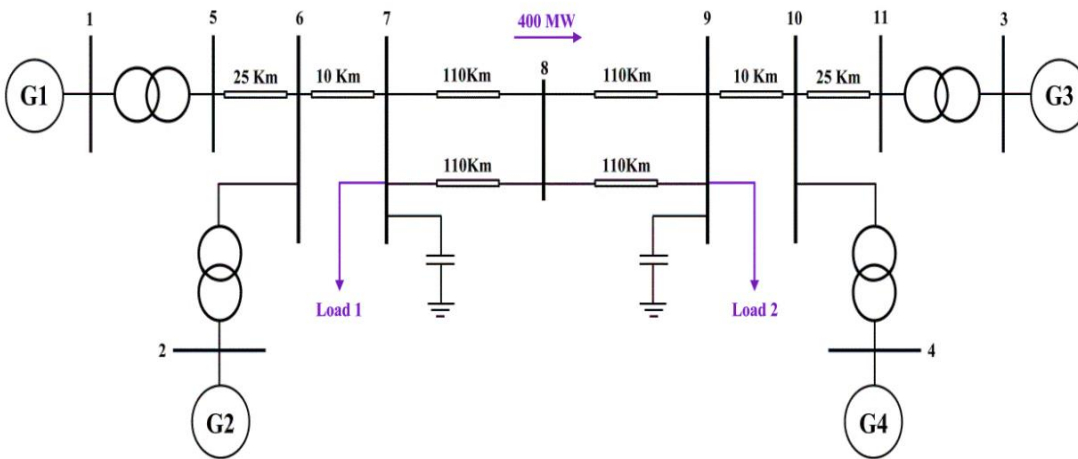
سیستم آزمون دو ناحیه‌ای که به عنوان سیستم دو ناحیه‌ای کندور شناخته می‌شود توسط انجمن برق کانادا^۲ به منظور نمایش انواع مختلف نوسانات در سیستم قدرت معرفی گردیده است. این سیستم به طور خاص به منظور مطالعات نوسان الکترومکانیکی فرکانس پایین در سیستم قدرت طراحی شده است [96]. این سیستم که در شکل (۴-۱) نشان داده شده است؛ شامل دو ناحیه می‌باشد که از طریق خط انتقال ضعیف به یکدیگر متصل شده‌اند. هر ناحیه دارای دو ژنراتور یکسان است. دو ناحیه به وسیله خطوط 230 KV با طول 220 Km به یکدیگر متصل گردیده‌اند. اطلاعات سیستم در ادامه آورده شده است.

- سیستم شامل ۱۱ باس است که دو ناحیه توسط خط ضعیف بین باس ۷ و ۹ به یکدیگر متصل گردیده‌اند.

¹ Kundur's Two-Area System Benchmark

² Canadian Electricity Association

- جمعاً دو بار به سیستم در باس ۷ و ۹ اعمال گردیده است.
- هر ناحیه شامل دو ژنراتور است که هرکدام دارای مشخصات نامی 900 MVA و 20 KV است.
- هر ژنراتور به کنترلرهای AVR و PSS مجهز گردیده است که مدل مربوط به آنها در پیوست (الف) آورده شده است.



شکل (۱-۴) سیستم دو ناحیه‌ای کندور

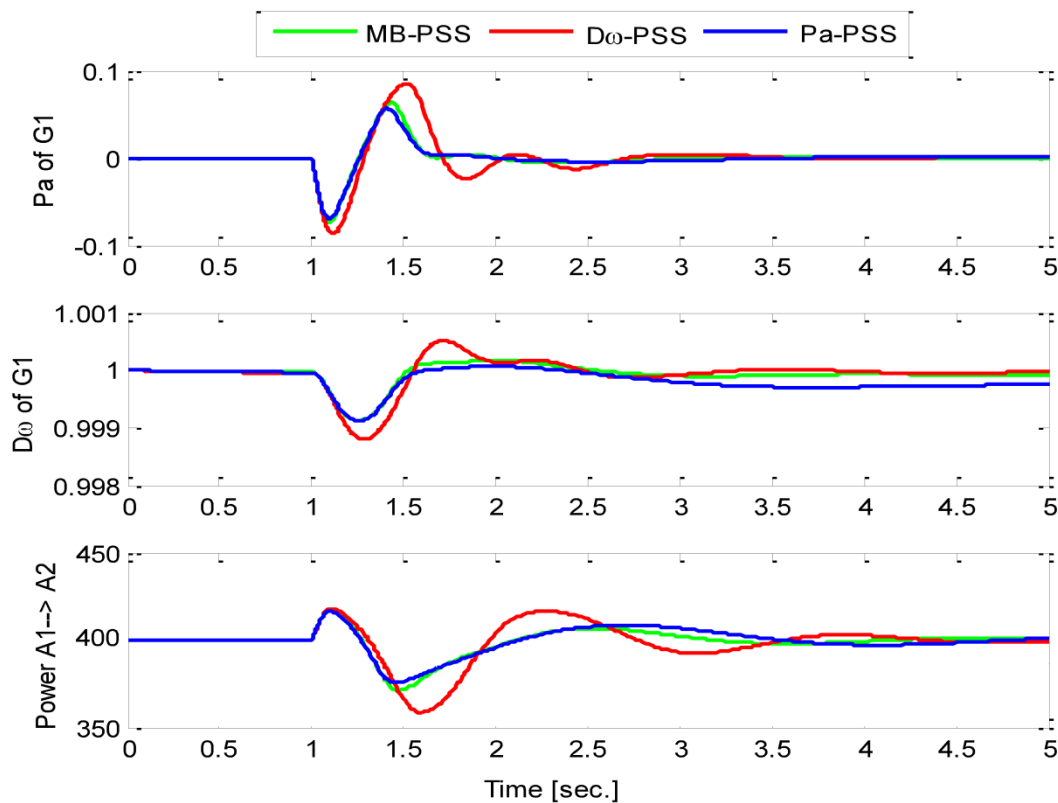
بار اولیه پایه برای سیستم برابر با $P = 2735\text{ MW}$ است و توان انتقالی از ناحیه ۱ به ناحیه ۲ برابر با 400 MW می‌باشد. بارگذاری ژنراتورها در جدول (۱-۴) آورده شده است.

جدول (۱-۴) بارگذاری پایه ژنراتورها

ناحیه	ژنراتورها	توان اکتیو (MW)	توان راکتیو (MVAR)
۱	G1	700	185
	G2	700	235
۲	G3	719	176
	G4	700	202

۳-۴ شبیه‌سازی سیستم پایه

نتایج نشان داده شده در شکل‌های (۲-۴) و (۳-۴) برای سیستم پایه بدون هیچ‌گونه بخش افزوده شده‌ای ارائه گردیده است. نمودارها مقایسه‌ای میان سه نوع پایدارساز سیستم قدرت چند بانده^۱ (MB-PSS)، مبتنی بر انحراف سرعت^۲ ($\Delta\omega$ -PSS) و مبتنی بر توان شتاب‌دهنده^۳ (ΔPa -PSS) را نشان می‌دهد. شکل (۲-۴) نشان دهنده پاسخ سیستم به اغتشاشات کوچک (پایداری سیگنال کوچک) می‌باشد. اختلال با یک تغییر در مرجع ولتاژ G1 (۵٪ افزایش) ایجاد گردیده است. سه متغیر توان انتقالی از خطوط، توان شتاب‌دهنده (تفاوت میان توان مکانیکی و الکتریکی) و تغییر سرعت G1 مورد بررسی قرار گرفته‌اند.



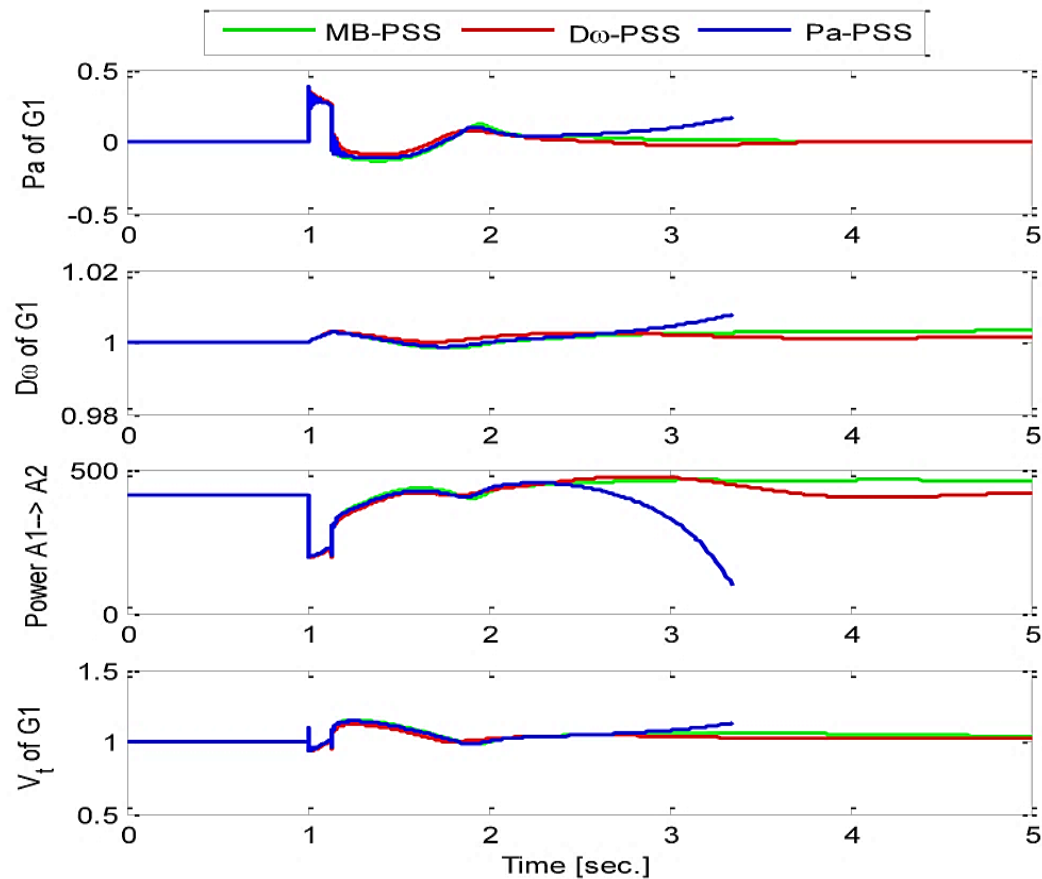
شکل (۲-۴) نتایج پایداری سیگنال کوچک (۵٪ افزایش در ولتاژ مرجع G1)

¹ Multi Bands Power System Stabilizer

² Speed Deviation Based Power System Stabilizer

³ Acceleration Power Based Power System Stabilizer

شکل (۳-۴) نشان دهنده پاسخ سیستم تحت اغتشاش بزرگ (پایداری سیگنال بزرگ) است. اغتشاش به وسیله یک خطای سه فاز در خط انتقال باس میان باس ۷ و ۹ در $t = 1.0 \text{ sec}$ ایجاد گردیده که پس از باز شدن مدار شکن‌ها بعد از ۵ چرخه رفع شده است.



شکل (۳-۴) نتایج پایداری سیگنال بزرگ (خطا در خط 7-9 و رفع آن بعد از ۵ چرخه)

تحت اغتشاش کوچک مشاهده می‌گردد که تمام سه نوع پایدارساز سیستم قدرت قادر به میرا کردن نوسانات سیستم هستند. از سوی دیگر استفاده از ΔPa -PSS سبب از دست رفتن همگامی در اغتشاشات بزرگ می‌گردد در حالی که دو نوع PSS دیگر نوسانات را میرا می‌کنند. با مقایسه شکل-های (۲-۴) و (۳-۴) مشاهده می‌گردد که MB-PSS میرایی سریع‌تر و نرم‌تری را در نوسان توان انتقالی نسبت به $\Delta\omega$ -PSS فراهم می‌آورد. از این‌رو بر اساس این مشاهدات از این پس از MB-PSS در این پژوهش استفاده خواهد شد.

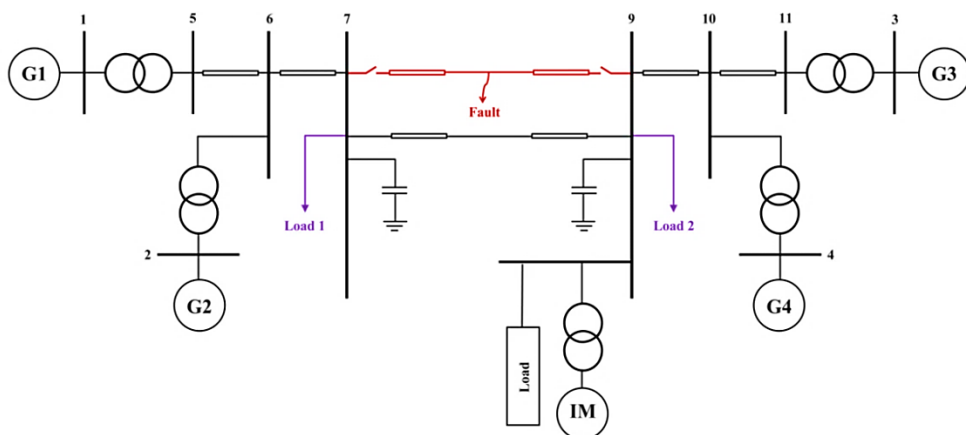
۴-۴ سیستم به همراه شبکه غیرفعال

۱-۴-۴ شبیه‌سازی برای مطالعه سیستم با موتور القایی و بار

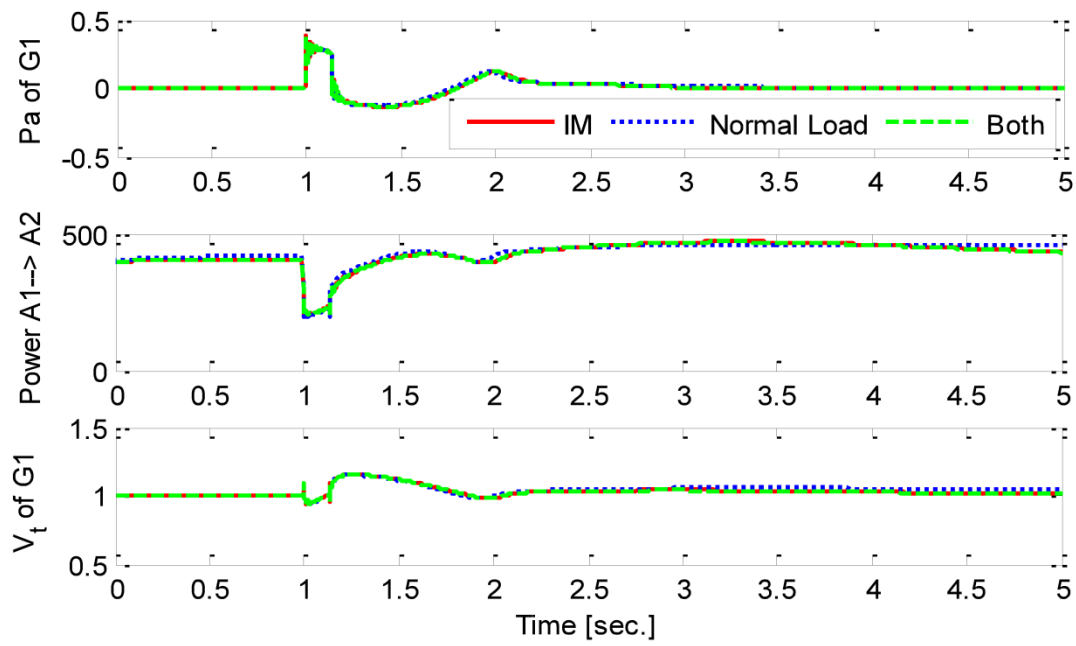
به منظور بهبود درک و شناسایی تأثیر سلول غیرفعال بر روی نوسانات، بار Load 2 در ناحیه ۲ کاهش داده شده و به همان میزان بار سلول غیرفعال اضافه گردیده است تا بدین طریق توان انتقالی از خطوط بدون تغییر باقی بماند. توان موتور القایی برابر 100 MW بوده و سه مورد مختلف شبیه‌سازی شده است. پارامترها و مدل سلول غیرفعال در پیوست (الف) و داده‌های مورد نیاز در پیوست (ب) آورده شده است.

- مورد ۱: بار بدون موتور القایی: توان‌های مصرفی بار برابر 100 MW و 10 MVAR می‌باشد.
- مورد ۲: تمام بار موتور القایی: توان‌های مصرفی موتور القایی برابر 100 MW و 50 MVAR می‌باشد.
- مورد ۳: توان‌های مصرفی موتور القایی و بار به طور برابر است.

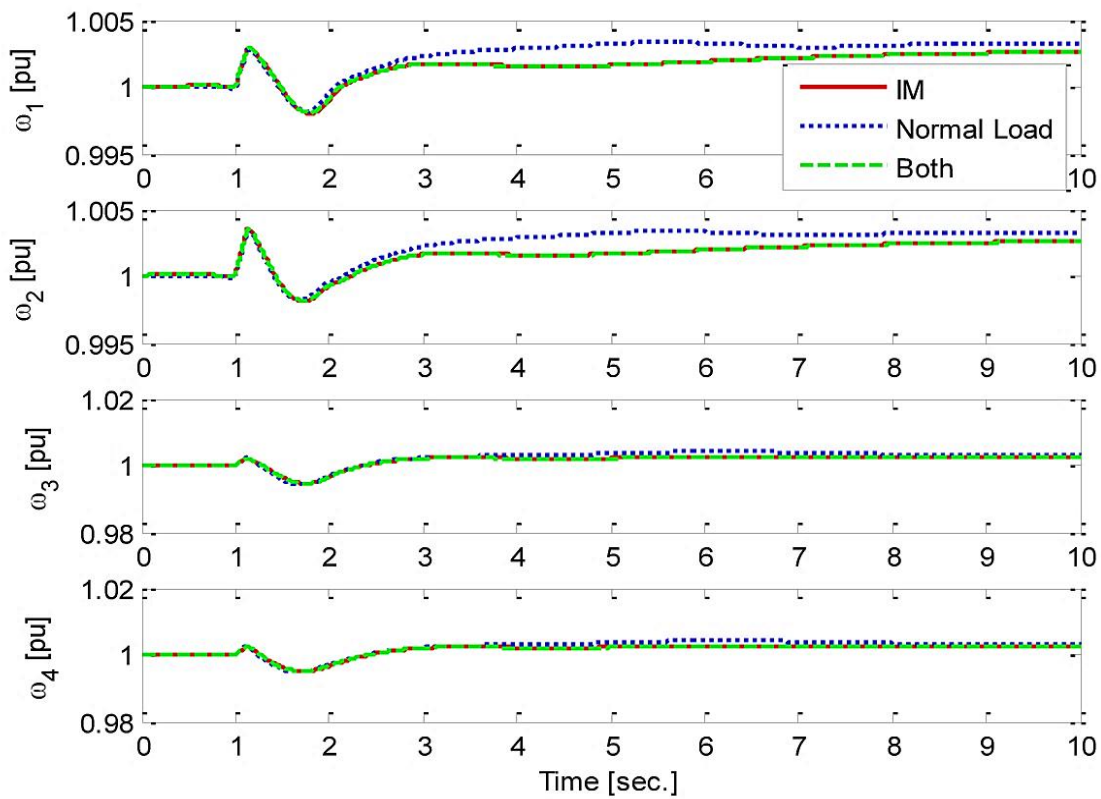
شکل (۴-۴) اتصال سلول غیرفعال به باس ۹ را نشان می‌دهد. پاسخ سیستم تحت اغتشاش بزرگ (اتصال کوتاه سه فاز در خط 7-9 نشان داده شده در شکل (۴-۴)) در شکل‌های (۴-۵) و (۴-۶) آورده شده است.



شکل (۴-۴) اتصال سلول غیرفعال به سیستم



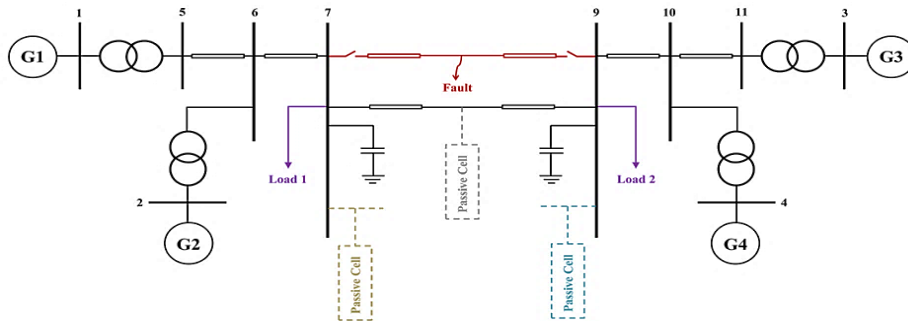
شکل (۴-۵) پاسخ توان شتاب‌دهنده و ولتاژ پایانه G1 و توان انتقالی از خطوط



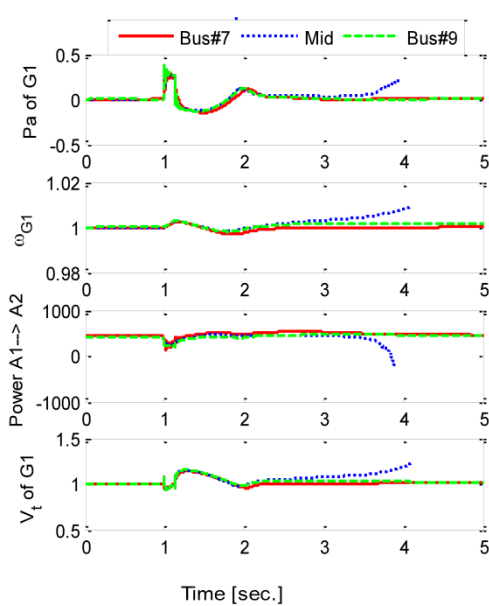
شکل (۴-۶) پاسخ سرعت ژنراتورها

۲-۴-۴ محل‌های متفاوت سلول غیرفعال

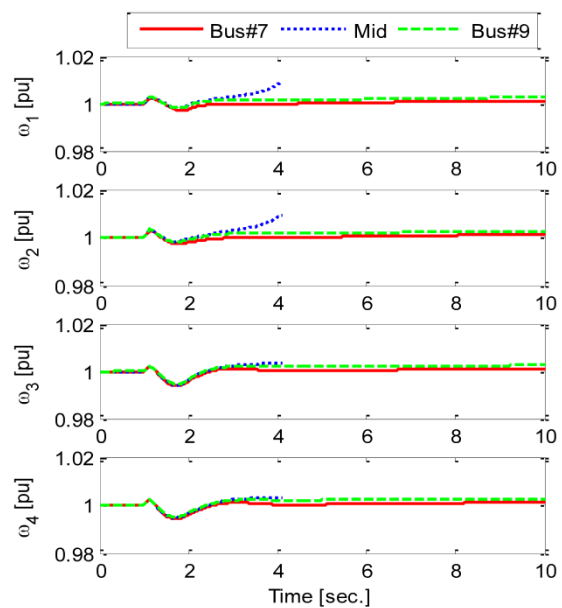
در این بخش به بررسی تأثیر محل اتصال سلول غیرفعال پرداخته می‌شود. مطابق با شکل (۷-۴) سلول غیرفعال در سه محل متفاوت باس ۷، باس ۹ و نقطه میانی خط انتقال میان باس ۷ و ۹ قرار داده شده است. همان طور که در شکل‌های (۸-۴) و (۹-۴) مشاهده می‌گردد، نصب سلول غیرفعال در میانه خط انتقال موجب ناپایداری سیستم می‌گردد. به منظور بررسی علت این ناپایداری در بخش‌های بعدی به تحلیل سیگنال کوچک سیستم پرداخته می‌شود.



شکل (۷-۴) محل‌های متفاوت سلول غیرفعال

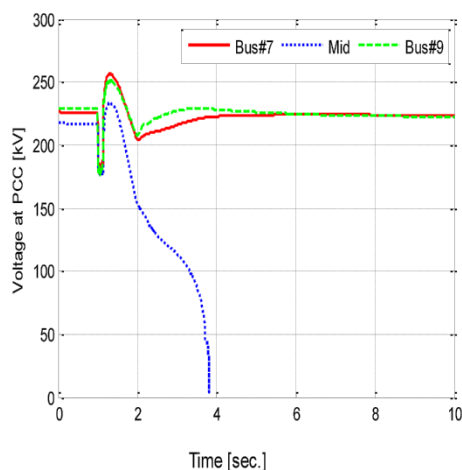


(ب)

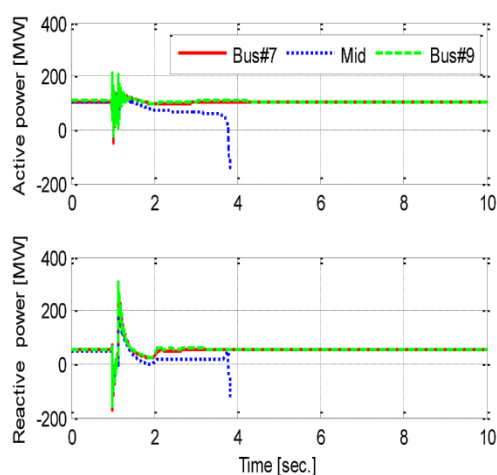


(الف)

شکل (۸-۴) الف - سرعت ژنراتورها در اتصال سلول غیرفعال به سیستم، ب - پاسخ $G1$ و توان منتقل شده



(ب)



(الف)

شکل (۴-۹) الف- توان اکتیو و راکتیو سلول غیرفعال، ب- ولتاژ در نقطه اتصال با سلول غیرفعال

۵-۴ تحلیل و بررسی سیگنال کوچک

به منظور درک بهتر از آن چه موجب ناپایداری در بخش قبل گردید، تحلیل سیگنال کوچک می تواند برخی از اطلاعات مفید را آشکار ساخته و موجب شناسایی عوامل مؤثر بر روی نوسان سیستم گردد. در سیستم دو ناحیه‌ای به همراه سلول غیرفعال شبیه‌سازی شده، هر ژنراتور به سیستم تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ و پایدارساز سیستم قدرت مجهز گردیده است. چهارده متغیر حالت دینامیک‌های ماشین و کنترلرهای آن را بیان می‌کند. ژنراتورهای سنکرون با مدل مرتبه شش که سیم‌پیچ‌های میدان و میرا کننده را در نظر می‌گیرد، مدل گردیده‌اند. مدل شامل شش متغیر حالت $(\delta, \omega, \dot{e}_d, \dot{e}_q, e''_d, e''_q)$ است [1]. کنترلر AVR از نوع IEEE Type I با چهار متغیر حالت $(v_f, v_{r2}, v_{r1}, v_m)$ انتخاب گردیده است [97]. PSS با سیگنال سرعت به عنوان ورودی و از نوع دو (Type II) است. معادلات مربوطه و مشخصات سیستم در پیوست‌های (الف) و (ب) آورده شده است [55].

رفتار هر سیستم دینامیکی، مانند سیستم قدرت را می‌توان به کمک مجموعه‌ای از n معادله دیفرانسیل معمولی توصیف کرد. فرم کلی معادلات حالت با رابطه (۴-۱) بیان

می‌گردد [1].

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ \mathbf{y} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u})\end{aligned}\quad (1-4)$$

در رابطه (1-4)، \mathbf{x} بردار متغیرهای حالت سیستم، \mathbf{u} بردار ورودی، \mathbf{y} بردار خروجی و \mathbf{f} و \mathbf{g} توابع غیرخطی می‌باشند. برای تحلیل سیگنال کوچک نیاز است که این معادلات غیرخطی حول نقطه کار معین خطی گردند. سیستم خطی شده را می‌توان با رابطه (2-4) بیان نمود.

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}\end{aligned}\quad (2-4)$$

در این روابط Δ بیانگر تغییرات کوچک حول نقطه کار می‌باشد. مسئله آن است که میزان تغییر هر متغیر حالت، ترکیبی خطی از کلیه متغیرهای حالت می‌باشد. به علت تزویج متقابل¹ بین حالات، مجزا کردن آن دسته از پارامترهای که حرکت را به طور مؤثری تحت تأثیر قرار می‌دهند، مشکل است. از این‌رو از تبدیل تشابه‌ی به منظور مجزا کردن حالات استفاده می‌شود که منجر به مفهوم مد² می‌شود. در تحلیل سیگنال کوچک که با نام تحلیل مدال³ نیز شناخته می‌گردد از روش شناخته شده مقادیر ویژه به منظور بررسی نوسان سیستم استفاده می‌گردد (پیوست ج).

پایداری هر یک از مدهای نوسان را می‌توان به وسیله مقادیر ویژه ماتریس حالت \mathbf{A} تعیین نمود. هر یک از مقادیر ویژه دینامیک‌های یک مد نوسان خاص را توصیف می‌نماید. شکل کلی مقادیر ویژه به صورت $\lambda = \sigma \pm j\omega$ بیان می‌گردد که σ بخش حقیقی مقدار ویژه، نشان دهنده پایداری مد و بخش موهومی ω نشان دهنده فرکانس نوسان است. فرکانس میرایی و نسبت میرایی یک مد نوسانی را می‌توان با استفاده از روابط (3-4) و (4-4) به دست آورد.

¹ Cross Coupling

² Mode

³ Modal Analysis

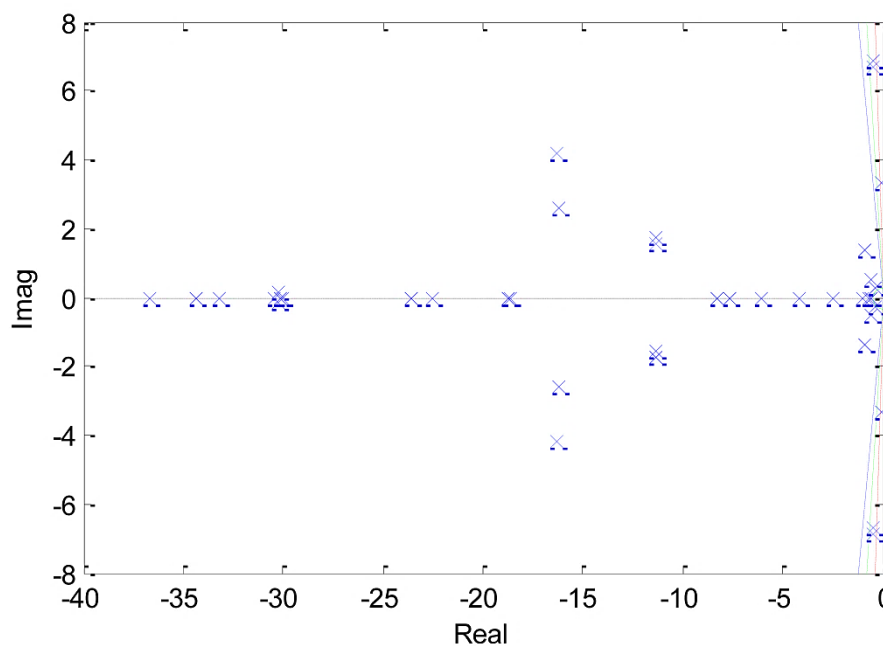
$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (3-4)$$

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (4-4)$$

نوع نوسانات می‌تواند با توجه به شکل مد^۱ متمایز گردد. به بیان دیگر، فعالیت متغیرهای حالت را هنگامی که مد خاصی تحریک می‌شود، می‌توان با شکل مد نشان داد.

۴-۵-۱ تحلیل سیستم پایه

بار پایه برای سیستم آزمون $P = 2735 \text{ MW}$ با انتقال توان 400 MW از خطوط انتقال میان دو ناحیه می‌باشد. تحلیل مقادیر ویژه در نقطه کار داده شده در شکل (۴-۱۰) آورده شده است.



شکل (۴-۱۰) مقادیر ویژه سیستم دو ناحیه‌ای پایه

مشاهده می‌گردد که سیستم پایدار است چرا که تمامی مقادیر ویژه آن در سمت چپ محور موهومی قرار دارد. این سیستم سه مد مکانیکی و هشت مد نوسانی کنترلی دارد که مدهای کنترلی آن به خوبی میرا می‌شوند. جدول (۴-۲) مدهای مکانیکی را نشان می‌دهد. بر اساس فرکانس و ضرایب

^۱ Mode Shape

مشارکتشان می‌توان مدها را به دو دسته مدهای محلی و یک دسته مد بین ناحیه‌ای تقسیم‌بندی نمود. مشاهده می‌گردد که مد بین ناحیه‌ای با نسبت میرایی 0.02 و فرکانس 0.53HZ بحرانی و غالب است. با بررسی ضرایب مشارکت مشخص می‌گردد که چهار ژنراتور با ضرایب مشارکت گوناگون در این مد سهیم می‌باشند (0.10، 0.04، 0.37 و 0.29 به ترتیب برای G1، G2، G3 و G4). مشارکت G3 بیش‌تر بوده و متغیرهای حالت سرعت و زاویه روتور آن مرتبط‌تر با مد می‌باشند.

جدول (۲-۴) مدهای الکترومکانیکی سیستم دو ناحیه‌ای پایه

مد	مقادیر ویژه	نوع	حالات غالب
۱	$-0.49511 \pm j6.6662$	مد محلی	δ_2, ω_2
۲	$-0.50745 \pm j6.864$	مد محلی	δ_4, ω_4
۳	$-0.07578 \pm j3.3448$	مد بین ناحیه‌ای	$\delta_{1,2,3,4}, \omega_{1,2,3,4}$

جدول (۳-۴) مد الکترومکانیکی بین ناحیه‌ای در سیستم دو ناحیه‌ای با محل‌های متفاوت قرار گرفتن سلول غیرفعال

محل نصب	مقادیر ویژه	فرکانس (HZ)	میرایی
حالت پایه	$-0.07578 \pm j3.3448$	0.532	0.0227
باس ۹	$-0.07023 \pm j3.2896$	0.523	0.0213
نقطه میانی	$-0.07496 \pm j3.3276$	0.529	0.0225
باس ۷	$-0.07601 \pm j3.2473$	0.517	0.0234

۴-۵-۲ سیستم با سلول غیرفعال (موتور القایی و بار)

تأثیر محل سلول غیرفعال بر مد بین ناحیه‌ای در جدول (۳-۴) نشان داده شده است. در

این جدول نسبت میرایی و مقادیر ویژه محاسبه شده‌اند. واضح است که افزودن این بخش به سیستم موجب کاهش میرایی می‌گردد. مشاهده می‌گردد که نصب سلول غیرفعال در باس ۷ موجب افزایش میرایی می‌گردد. شبیه‌سازی‌های پیشین نشان می‌دهد که نصب سلول غیرفعال در میانه خط انتقال موجب ناپایداری سیستم می‌گردد حتی اگر میرایی مد بین ناحیه‌ای مثبت باشد.

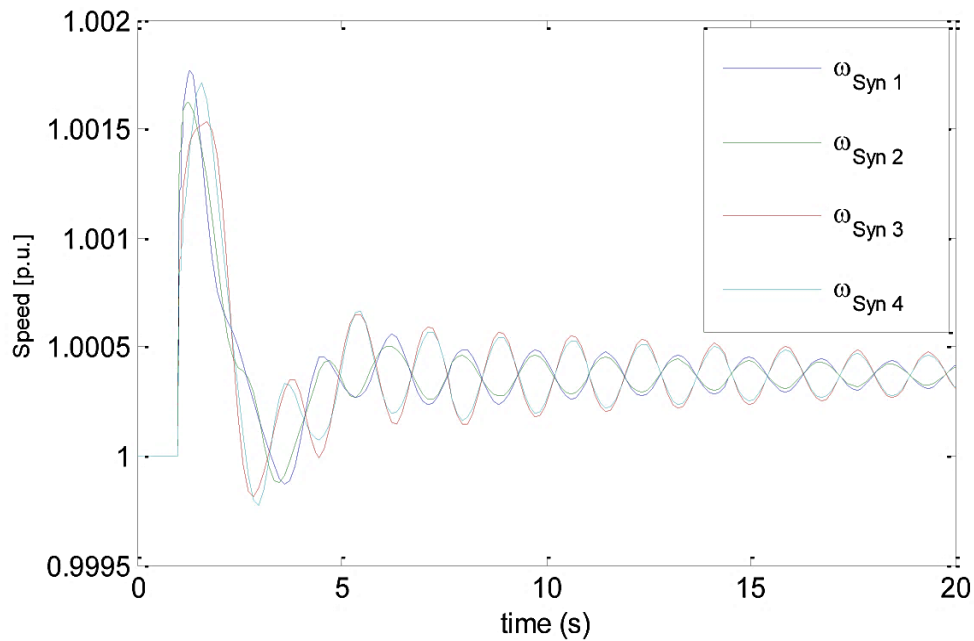
جدول (۴-۴) نشان دهنده مقادیر ویژه متناظر با موتور القایی است؛ مشاهده می‌گردد که یکی از مقادیر ویژه آن دارای قسمت حقیقی مثبت است که می‌تواند عامل اصلی ناپایداری باشد.

جدول (۴-۴) مقادیر ویژه موتور القایی

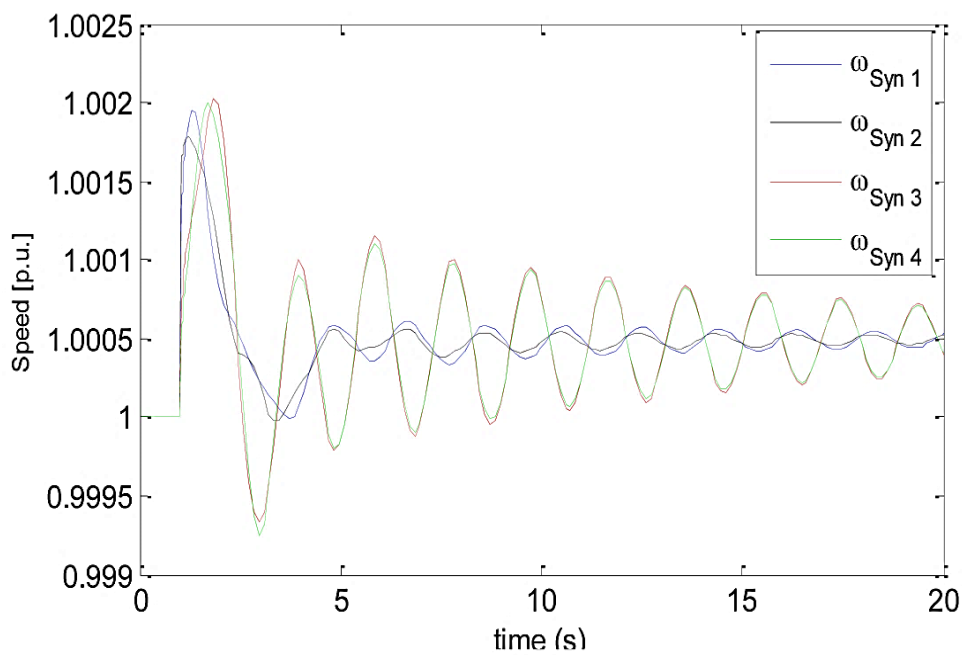
محل نصب	مقادیر ویژه	فرکانس (HZ)	میرایی
باس ۹	-51.9719 $\pm j35.4331$ -0.8186	5.6394 ----	0.8262 +1
نقطه میانی	-49.5407 $\pm j49.1106$ 0.19165	7.8162 ----	0.7102 -1
باس ۷	-52.0781 $\pm j37.4841$ -0.66162	5.9658 ----	0.8116 +1

شکل‌های (۴-۱۱) تا (۴-۱۳) نشان دهنده نتایج حوزه زمان نصب سلول غیرفعال در سه محل متفاوت است. میرایی زمانی که سلول غیرفعال در باس ۷ قرار دارد کمی بیش‌تر از زمانی است که در باس ۹ متصل گردیده است؛ این موضوع با مقایسه شکل‌های (۴-۱۱) و (۴-۱۲) آشکار است. ژنراتورهای G1 و G2 که در ناحیه I قرار دارند با یکدیگر در مقابل G3 و G4 در ناحیه II نوسان می‌کنند. در این حالت دامنه نوسان سرعت ژنراتورهای ناحیه II زیاد بوده و پس از گذر زمان طولانی نشست می‌کنند

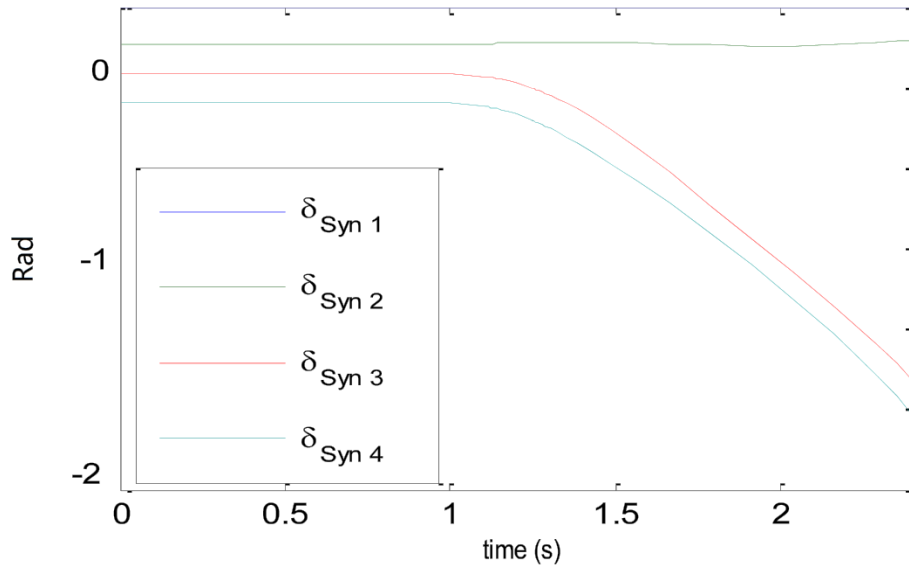
که این موضوع را نیز می‌توان در شکل (۴-۱۲) مشاهده نمود. در موردی که سلول غیرفعال در میانه خط انتقال قرار دارد، سیستم ناپایدار می‌گردد که این امر با تحلیل مقادیر ویژه نشان داده شده در جدول (۴-۴) مطابقت دارد.



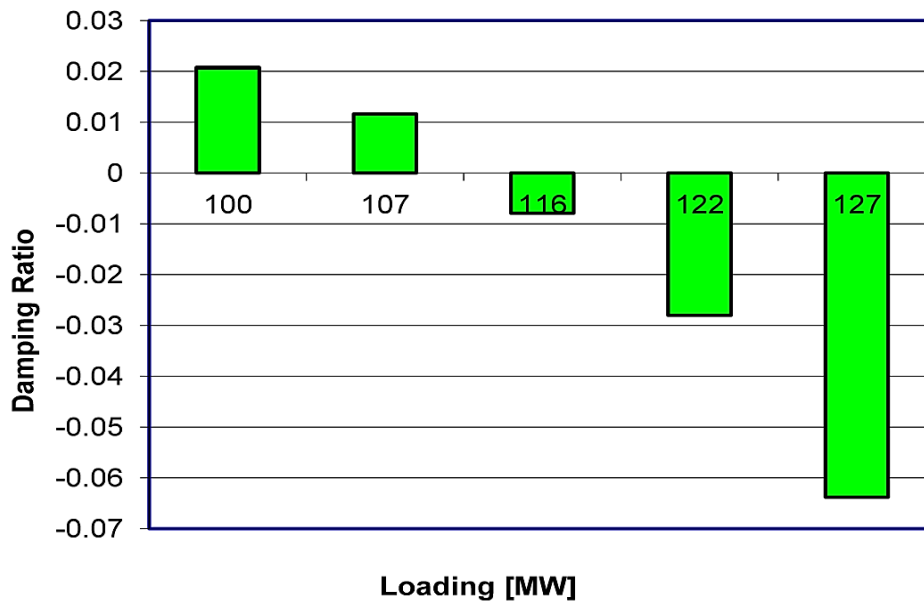
شکل (۴-۱۱) پاسخ زمانی سرعت روتور ماشین‌ها - سلول غیرفعال در باس ۷



شکل (۴-۱۲) پاسخ زمانی سرعت روتور ماشین‌ها - سلول غیرفعال در باس ۹



شکل (۴-۱۳) پاسخ زمانی زاویه روتور ماشین‌ها - سلول غیرفعال در میانه خط

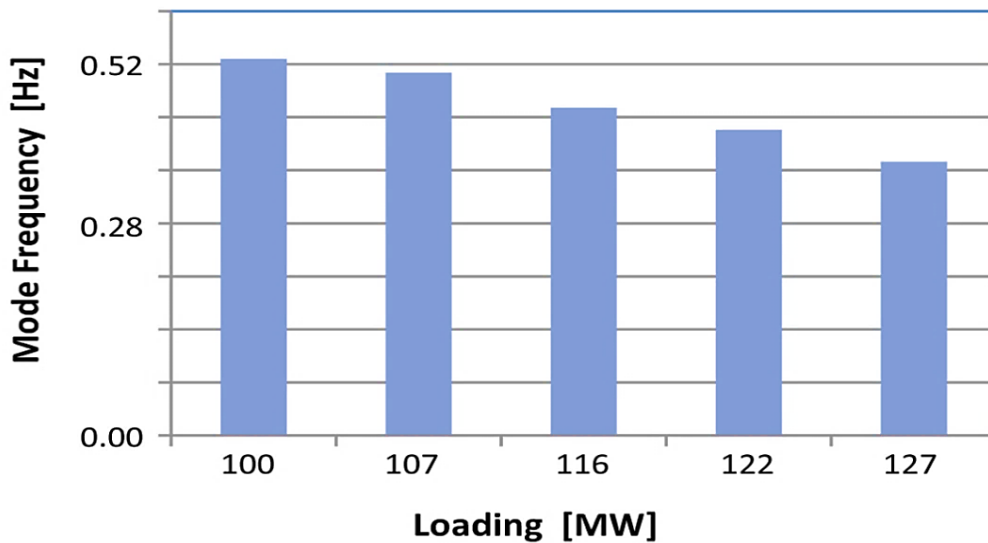


شکل (۴-۱۴) مشخصات میرایی تحت بارگذاری متفاوت سلول غیرفعال

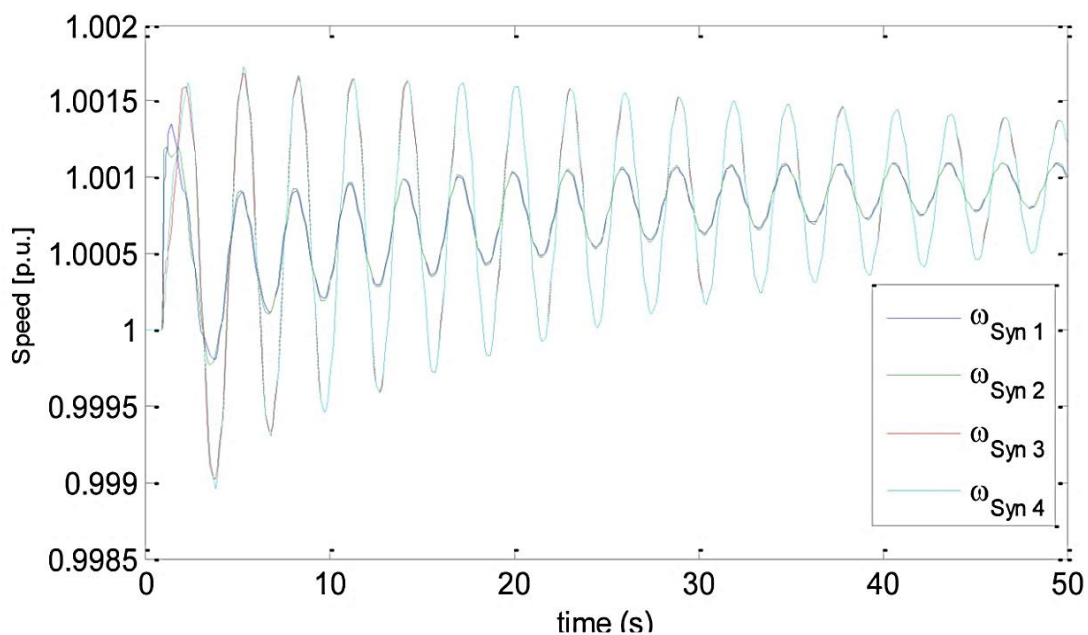
۳-۵-۴ تأثیر بارگذاری سلول غیرفعال

شکل‌های (۴-۱۴) و (۴-۱۵) نشان دهنده میرایی و هم‌چنین فرکانس مد بین ناحیه‌ای به عنوان تابعی از سطح بارگذاری سلول غیرفعال در شرایطی که خط انتقال قطع گردیده است (شکل (۴-۴)) می‌باشد. آشکار است که با افزایش بارگذاری میرایی کاهش می‌یابد و با بارگذاری 116 MW سیستم

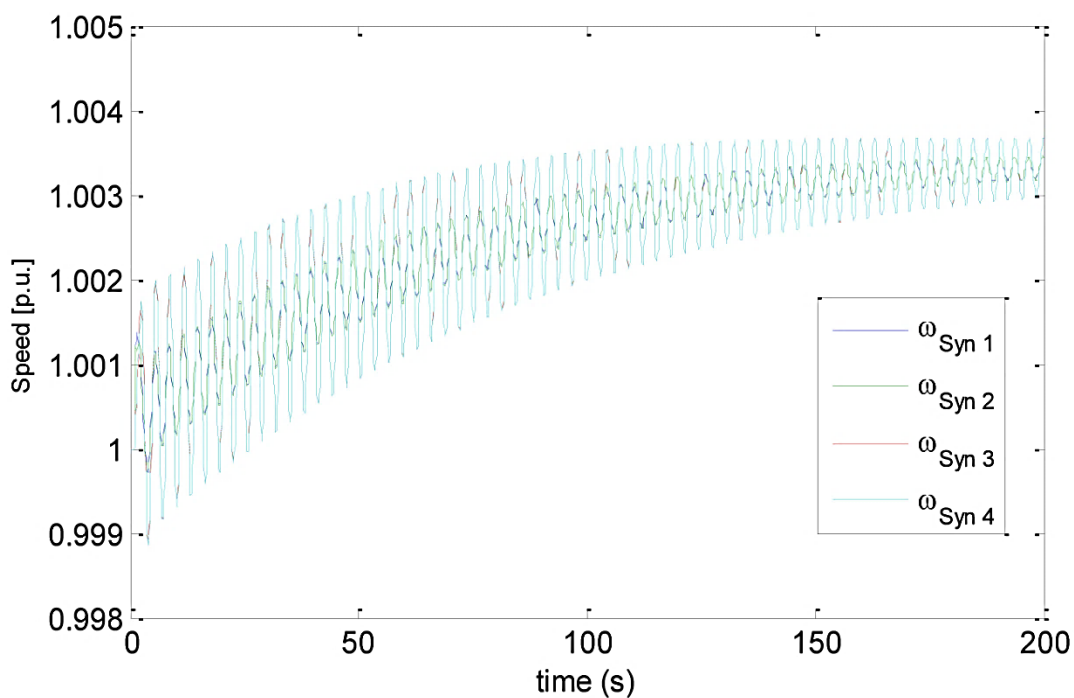
ناپایدار می‌گردد. همان‌طور که در شکل (۴-۱۵) نشان داده شده است، سطح بارگذاری بر روی فرکانس مد تأثیر ناچیزی دارد. شکل‌های (۴-۱۶) و (۴-۱۷) نشان دهنده شبیه‌سازی حوزه زمان برای دو شرایط بارگذاری (106 MW و 110 MW) است. در این جا نیز مشاهده می‌گردد که با افزایش بارگذاری میرایی کاهش می‌یابد.



شکل (۴-۱۵) فرکانس مد بین ناحیه‌ای تحت بارگذاری متفاوت سلول غیرفعال



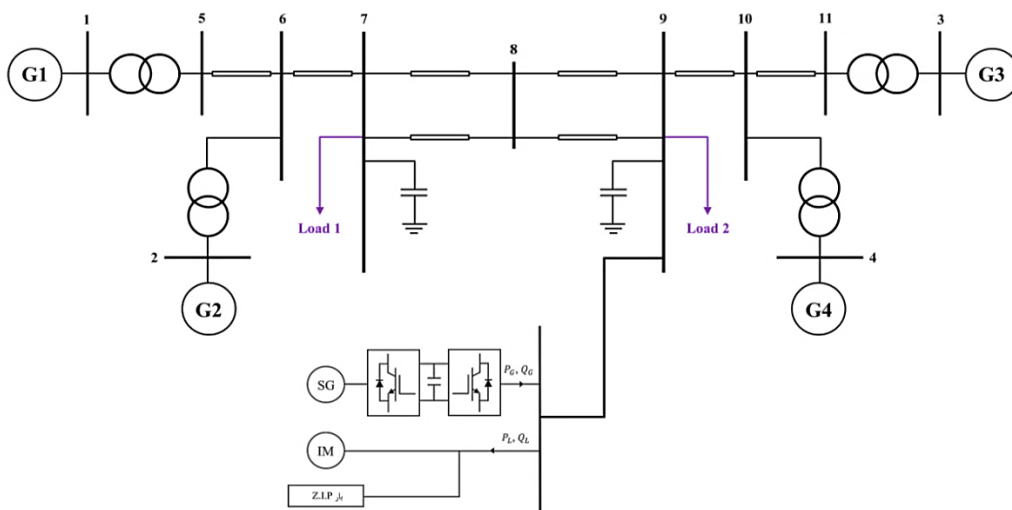
شکل (۴-۱۶) پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها، سلول غیرفعال در باس ۹، بارگذاری 107 MW



شکل (۴-۱۷) پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها، سلول غیرفعال در باس ۹، بارگذاری 110 MW

۴-۶ سیستم با معادل دینامیک شبکه توزیع فعال

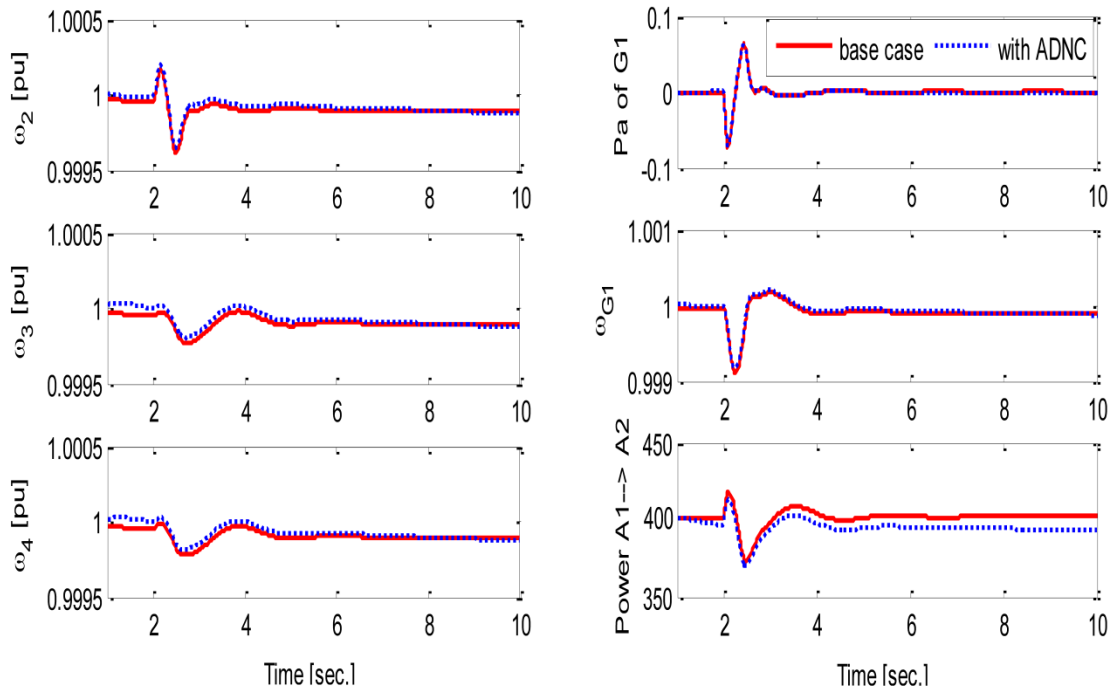
در این بخش، سلول شبکه توزیع فعال که شامل سلول غیرفعال و SG-VSC است، در سیستم قرار داده می‌شود که در شکل (۴-۱۸) نشان داده شده است.



شکل (۴-۱۸) سیستم دو ناحیه‌ای با ADNC در باس ۹

۴-۶-۱ پاسخ سیستم تحت تغییر کوچک

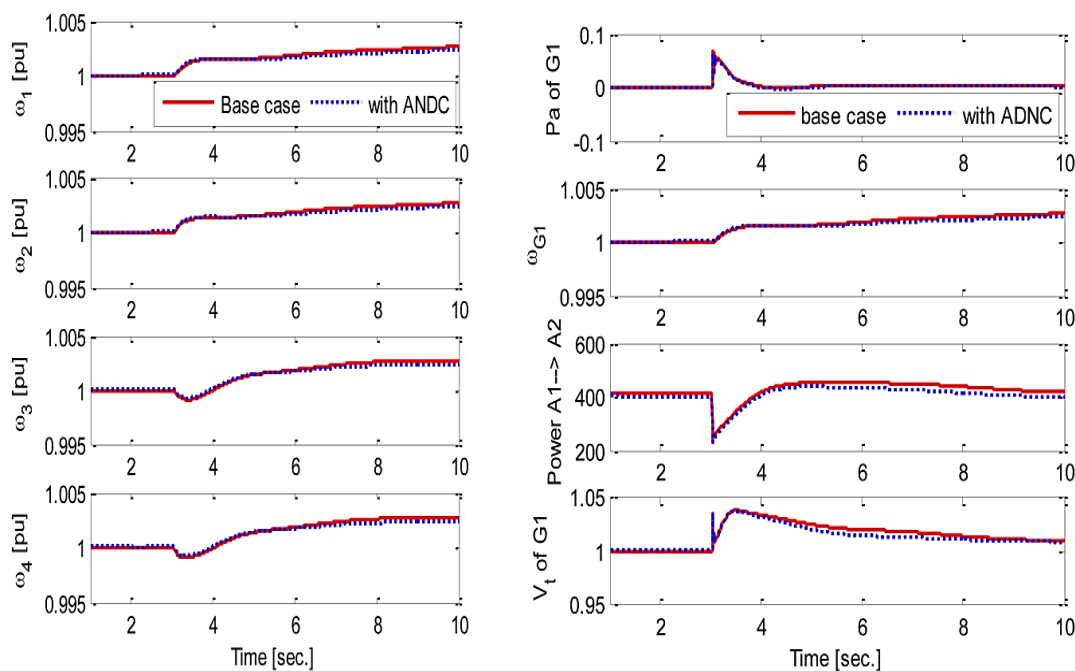
شکل (۴-۱۹) نشان دهنده پاسخ سیستم با و بدون ADNC تحت یک اغتشاش کوچک (۵٪ تغییر در مرجع ولتاژ G1) می‌باشد. مشاهده می‌گردد که ADNC تأثیری بر روی نوسانات ندارد.



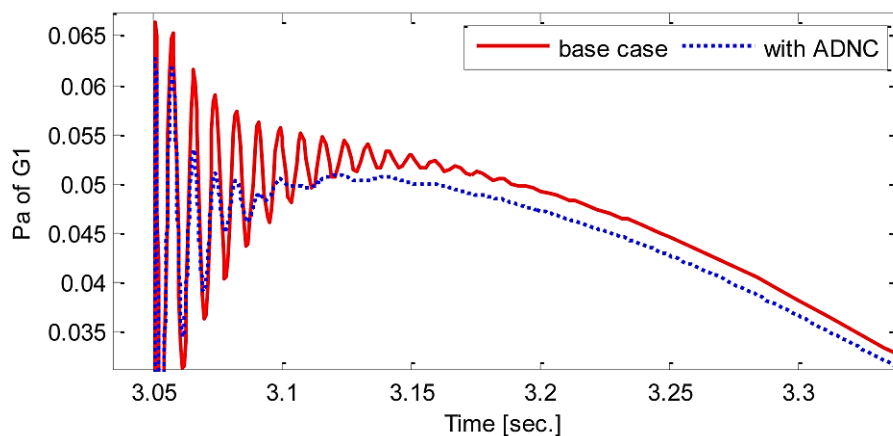
شکل (۴-۱۹) پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها، توان انتقالی و توان شتاب‌دهنده G1 - محل ADNC در باس ۹ (110 MW) و SG-VSC=20 MW

۴-۶-۲ پاسخ سیستم تحت اغتشاش بزرگ (خطا)

شکل (۴-۲۰) نشان دهنده پاسخ سیستم تحت خطای سه فاز در خط انتقال می‌باشد (خطا پس از ۳ چرخه رفع گردیده است). نمودار بزرگ شده توان شتاب‌دهنده P_a در شکل (۴-۲۱) نشان داده شده است. مشاهده می‌گردد که افزودن SG-VSC به سلول غیرفعال سبب افزایش میرایی می‌گردد. این بهبود ناشی از کاهش استرس روی خط انتقال توسط SG-VSC است.

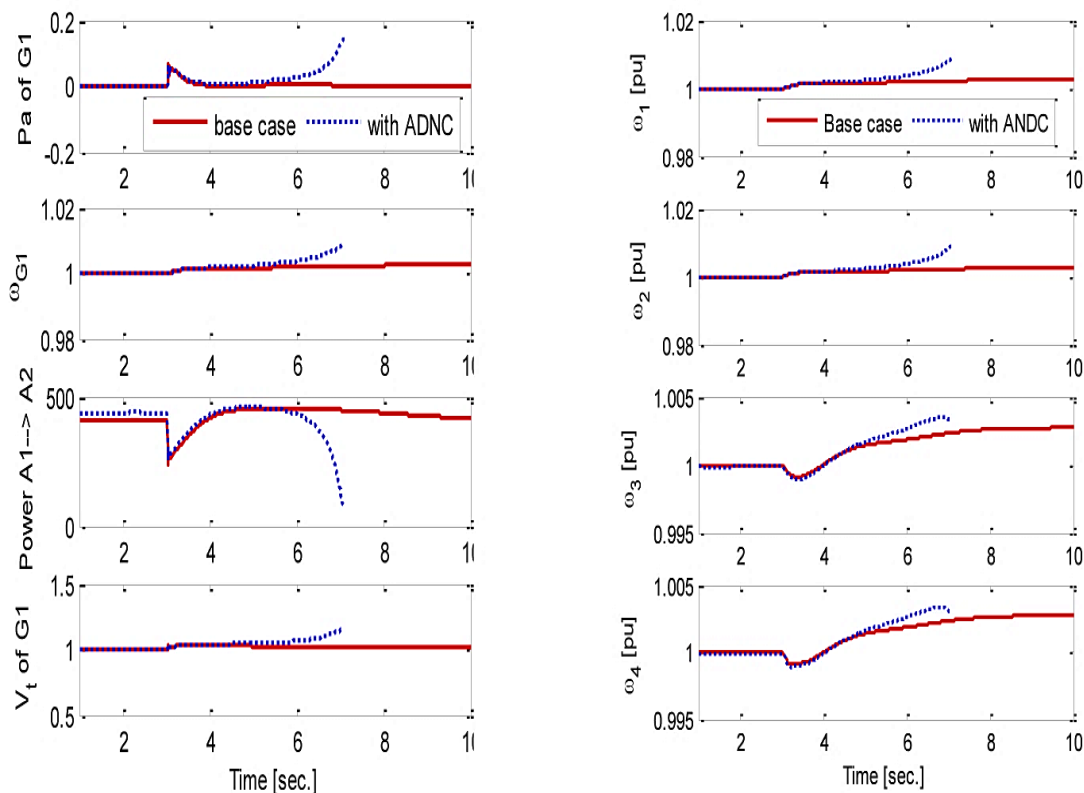


شکل (۴-۲۰). پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها و متغیرهای G1 – محل ADNC در باس ۹
 SG-VSC=20 MW و (110 MW)



شکل (۴-۲۱). بزرگ‌نمایی نمودار توان شتاب‌دهنده

در شکل (۴-۲۲) پاسخ سیستم تحت بارگذاری کامل ADNC، 180 MW برای هر دو بار نرمال و موتور القایی نشان داده است. مشاهده می‌گردد که سیستم همگامی را پس از ۶ ثانیه از دست می‌دهد، در واقع افزایش بارگذاری ADNC سبب افزایش استرس بر روی خط انتقال می‌گردد.

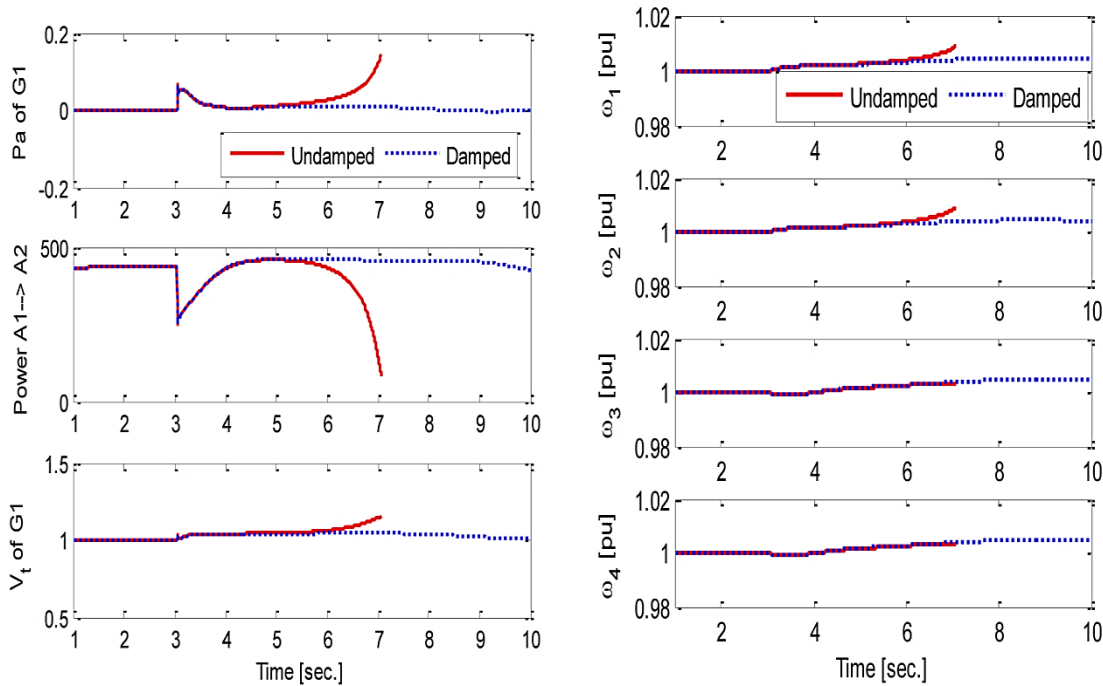


شکل (۴-۲۲) پاسخ حوزه زمان سرعت روتور ماشین‌ها

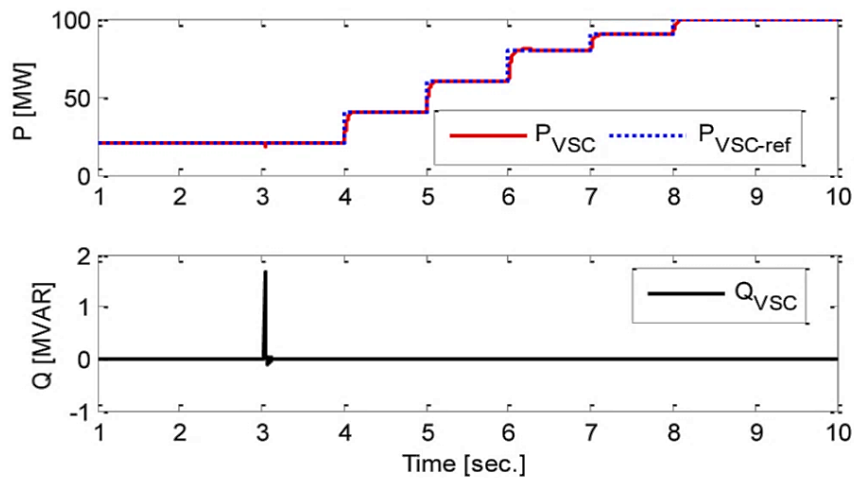
۴-۷ استفاده از SG-VSC برای میرایی نوسانات سیستم -

روش P

از پاسخ سریع مبدل منبع ولتاژ می‌توان در این قسمت استفاده نمود. توان اکتیو خروجی می‌تواند به گونه‌ای تنظیم گردد که پشتیبانی جهت پایداری سیستم باشد. شکل (۴-۲۳) نتایج شبیه‌سازی استفاده از SG-VSC به منظور حفظ پایداری را نشان می‌دهد. شکل (۴-۲۴) نشان دهنده تغییرات پله‌ای خروجی SG-VSC است. این سناریو که برای ژنراتورهای قابل دیسپچ اجرا می‌گردد می‌تواند با استفاده از تجهیزات ذخیره‌ساز انرژی و حتی در توربین‌های بادی که به مکانیسم پشتیبانی فرکانس تجهیز گردیدند نیز استفاده گردد [98].



شکل (۴-۲۳) استفاده از SG-VSC برای حفظ پایداری سیستم - روش P

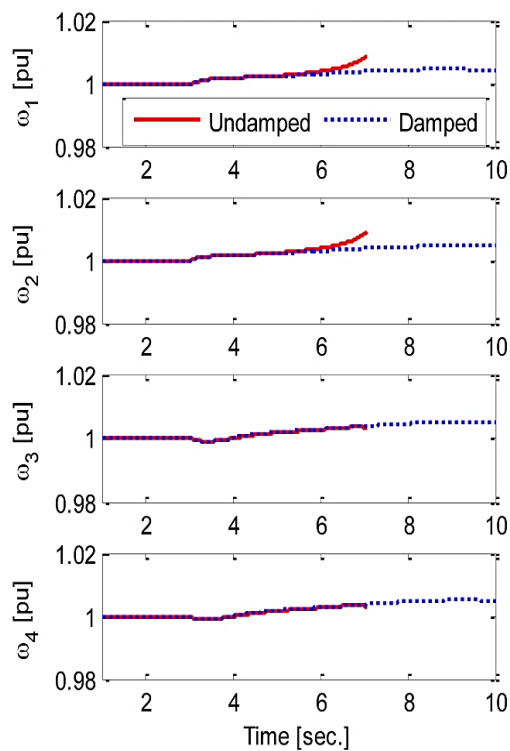
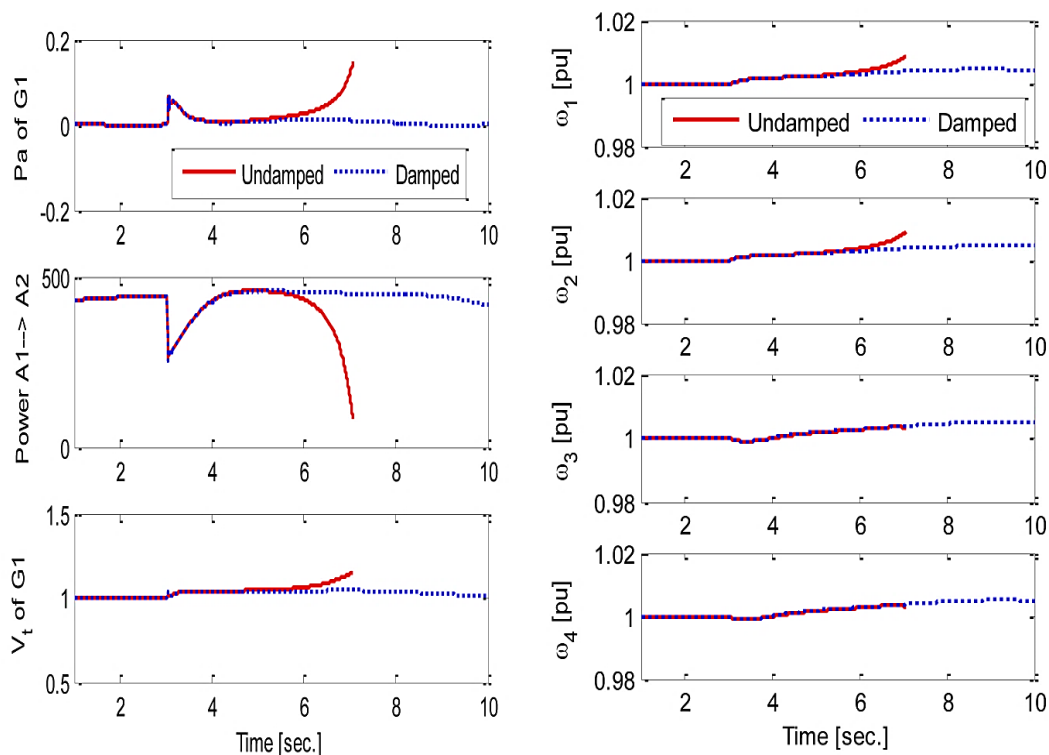


شکل (۴-۲۴) تغییرات توان اکتیو خروجی مبدل

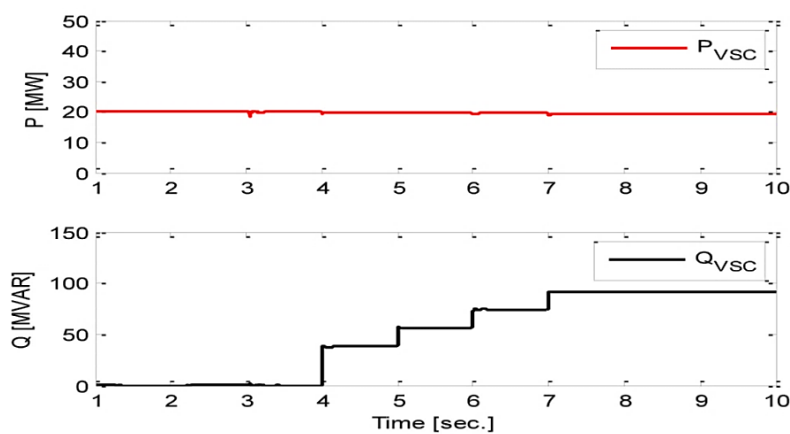
۸-۴ استفاده از SG-VSC برای میرایی نوسانات سیستم - روش Q

از توان راکتیو نیز می‌توان برای کمک به سیستم و فراهم آوردن میرایی استفاده نمود. با استفاده از مبدل سمت شبکه پشت به پشت و تزریق سطح معینی از توان راکتیو پایداری سیستم بهبود می‌یابد.

این روش مشابه با جبران‌ساز همزمان ایستا^۱ است [99]. شکل (۴-۲۵) نتایج شبیه‌سازی روش Q را نشان می‌دهد. خروجی توان راکتیو SG-VSC در شکل (۴-۲۶) نشان داده شده است. توان اکتیو برابر 20 MW است و با افزایش پله‌ای توان راکتیو پایداری بهبود می‌یابد. اگر چه این روش سبب بروز استرس بر روی مبدل می‌شود و این نکته باید مد نظر قرار گیرد.



شکل (۴-۲۵) استفاده از SG-VSC برای حفظ پایداری سیستم - روش Q



شکل (۴-۲۶) تغییرات توان راکتیو خروجی مبدل

¹ Static Synchronous Compensator (STATCOM)

۹-۴ بررسی نقش ژنراتورهای سنکرون مجازی در پایداری

سیگنال کوچک و گذرا

در بخش‌های گذشته برای کنترل ادوات الکترونیک قدرت از کنترل برداری استفاده گردید، چرا که یک مدل مرسوم برای برخی از مبدل‌های توان منابع انرژی تجدیدپذیر توزیع شده که به شبکه متصل می‌گردند، مبدل‌های منبع جریان کنترل شده می‌باشند که از طریق اندازه‌گیری ولتاژ شبکه توسط حلقه قفل فاز (PLL) همگام می‌گردند [100]. این روش معمولاً نیاز به یک شبکه نسبتاً قوی دارد که بتواند پایداری فرکانس و ولتاژ را تضمین نماید [101].

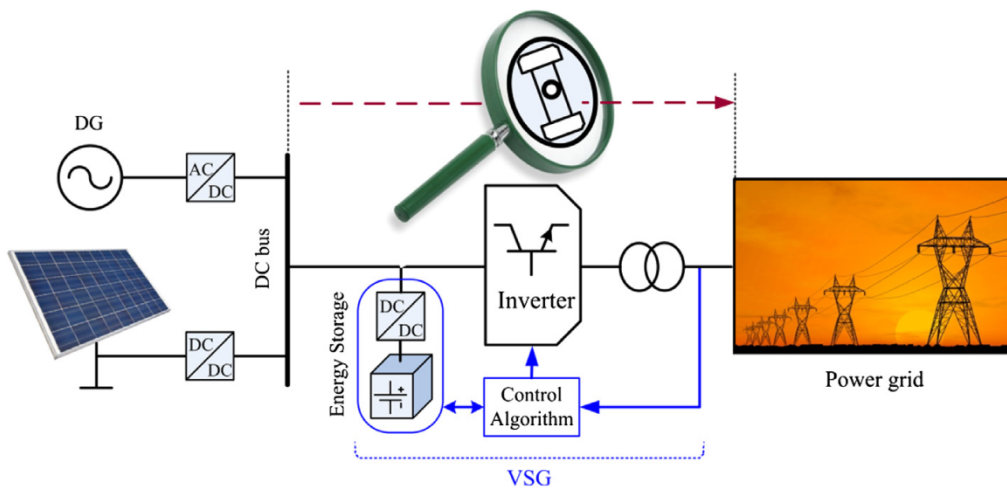
همانطور که از نتایج به دست آمده مشخص است این روش کنترلی و مدل‌سازی قادر به جابجایی مدهای سیستم نمی‌باشد و از سوی دیگر برای فراهم آوردن برخی از سرویس‌های جانبی مانند پشتیبانی ولتاژ و فرکانس نیاز به حلقه‌های اضافی خارجی دارد که در مد جزیره‌ای ذاتاً قابل اجرا نخواهد بود [101]. در دهه‌های اخیر چندین روش و مفهوم جایگزین برای کنترل و بهره‌برداری از مبدل‌های توان توزیع شده در سیستم‌های قدرت معرفی گردیده است. یکی از این طرح‌های کنترلی ژنراتور سنکرون مجازی است که ایده نخست آن تولید دوباره مشخصات دینامیکی ژنراتورهای مرسوم (SG)^۱ برای واحدهای تولید پراکنده‌ای است که توسط اینورتر به شبکه متصل گردیده‌اند [8].

در SGها انرژی جنبشی (اینرسی روتور) و میرایی ذاتی (ناشی از اصطکاک مکانیکی، تلفات الکتریکی در استاتور و سیم‌پیچ‌های میدان و میرا کننده^۲) نقش مهمی در پایداری شبکه ایفا می‌کنند. در مقایسه با ژنراتورهای مرسوم منابع تولید پراکنده فاقد جرم دوار و میرایی می‌باشند و یا میزان آنها بسیار ناچیز است. مفهوم VSG به یک یا چند واحد تولید پراکنده قابل اعمال است و همانطور که در شکل (۴-۲۷) نشان داده است، شامل ذخیره‌ساز انرژی برای ایجاد اینرسی مجازی و الگوریتم کنترلی

¹ Synchronous Generator (SG)

² Damper

است. ژنراتور سنکرون مجازی معمولاً بین باس DC / منبع / DG و شبکه قرار می‌گیرد و سبب می‌گردد که منبع DC از نظر اینرسی و خاصیت میرایی مانند یک ژنراتور سنکرون دیده شود. در واقع اینرسی مجازی با کنترل توان اکتیو توسط اینورتر در نسبت معکوس با سرعت روتور شبیه‌سازی می‌گردد. با صرف نظر از نویز فرکانس بالا ناشی از سوئیچینگ ترانزیستورهای قدرت، تفاوتی میان رفتار الکتریکی یک ژنراتور سنکرون مجازی و VSG از دید شبکه وجود ندارد [8].



شکل (۴-۲۷) ساختار و مفهوم اصلی ژنراتور سنکرون مجازی [8]

۴-۹-۱ مدل ریاضی ژنراتور سنکرون مجازی

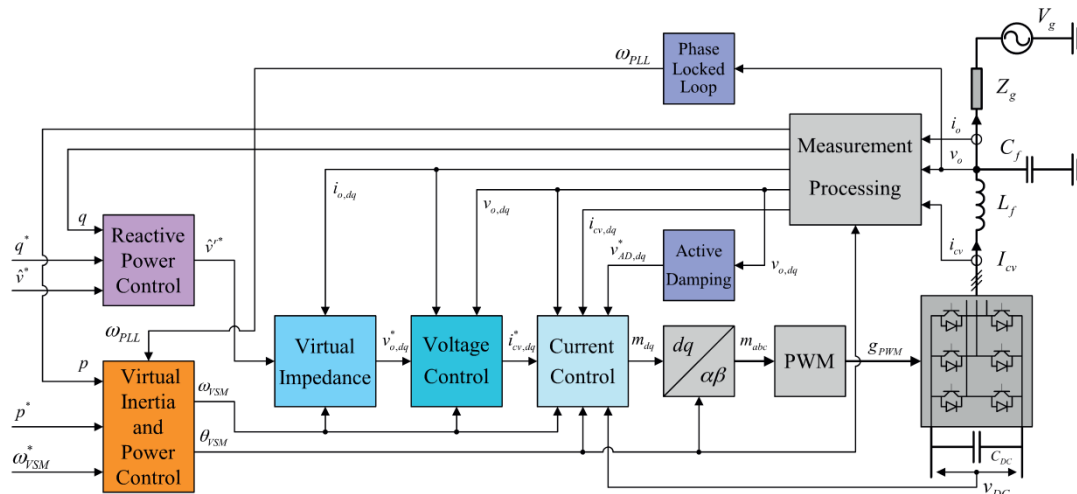
در این بخش روابط ریاضی مورد نیاز برای پیاده سازی VSG به همراه طرح‌ها و بلوک‌های کنترلی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۴-۹-۱-۱ مرور سیستم کنترل

ژنراتور سنکرون مجازی مورد استفاده در این مطالعه در شکل (۴-۲۸) نشان داده شده است؛ که در آن مبدل منبع ولتاژ^۱ (VSC) توسط یک فیلتر LC به شبکه متصل شده است. از اثرات سوئیچینگ VSC صرف نظر گردیده است و مدل میانگین ایده‌آل برای مدل سازی مبدل در نظر گرفته شده است.

^۱ Voltage Source Converter (VSC)

از سوی دیگر قیود مشخص و یا کاربردی برای سمت DC در VSC مطرح نشده است و از این رو به مدل سازی و کنترل منابع انرژی و یا ذخیره سازها در سمت DC پرداخته نمی شود [8].



شکل (۴-۲۸) مروری بر پیکربندی و ساختار کنترلی ژنراتور سنکرون مجازی مورد بررسی [8]

ژنراتور سنکرون مجازی مبتنی بر کنترل توان با اینرسی مجازی، مرجع زاویه فاز و فرکانس θ_{VSM} و ω_{VSM} حلقه های کنترل اینرسی را، برای بهره برداری VSC فراهم می آورد. در حالی که یک کنترلر توان راکتیو مرجع دامنه ولتاژ \hat{v}^{r*} را ایجاد می کند. از این رو شبیه سازی اینرسی مجازی VSM¹ و کنترلر توان راکتیو به صورت حلقه های خارجی فراهم آورنده مرجع برای کنترلر ولتاژ و جریان ظاهر می گردد.

یک PLL وظیفه تشخیص فرکانس حقیقی شبکه که برای ایجاد بخش میرایی در معادله نوسان استفاده می گردد، را بر عهده دارد. بنابراین عملکرد حلقه داخلی کنترلر برخلاف کنترل مرسوم VSC وابسته به PLL نخواهد بود [8].

۴-۹-۱-۲ قرار دادهای مدل سازی

در شکل (۴-۲۸) نماد * نشان دهنده مقادیر فیزیکی مدار الکتریکی است. پیاده سازی سیستم کنترل

¹ Virtual Synchronous Machine (VSM)

و مدل سازی سیستم، براساس مقادیر در واحد است که با حروف کوچک مشخص شده‌اند که بر حسب مقادیر پایه توان ظاهری نامی و مقادیر پیک ولتاژ فاز محاسبه می‌شوند [1].

مدل سازی، تحلیل و کنترل سیستم الکتریکی در چارچوب مرجع همگام (SRF)^۱ پیاده‌سازی می‌گردد. انتقال از چارچوب مرجع ایستا^۲ به SRF با استفاده از تبدیل پارک^۳ صورت می‌پذیرد. از این رو دامنه بردارهای ولتاژ و جریان در شرایط نامی برابر ۱ در واحد است [1]. معادلات SRF در فضای برداری مختلط با رابطه (۴-۵) بیان می‌گردد.

$$\mathbf{X} = x_d + j \cdot x_q \quad (۴-۵)$$

توان اکتیو و راکتیو به صورت نرده‌ای^۴ و یا مختلط با رابطه (۴-۶) بیان می‌گردد.

$$p = \text{Re}(\mathbf{V} \cdot \dot{\mathbf{i}}) = v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q$$

$$q = \text{Im}(\mathbf{V} \cdot \dot{\mathbf{i}}) = -v_d \cdot i_q + v_q \cdot i_d \quad (۴-۶)$$

جهت نشان داده شده برای جریان در شکل (۴-۲۸) موجب شارش مثبت توان اکتیو و راکتیو از مبدا به سمت شبکه می‌گردد.

۳-۱-۹-۴ مدل سازی سیستم

در این بخش به بررسی بلوک‌های عملکرد کنترل مبتنی بر ماشین سنکرون مجازی (VSM) و مدل‌های ریاضی المان‌های شکل (۴-۲۸) که اساس توسعه مدل غیرخطی است، پرداخته می‌شود. از این مدل برای ایجاد نمایش خطی شده سیگنال کوچک استفاده می‌شود.

۱-۳-۱-۹-۴ شبیه سازی اینرسی VSM و کنترل افقی توان اکتیو

تفاوت بنیادی میان کنترل VSM و سیستم کنترل مرسوم برای VSC در ساز و کار همگامی بر پایه

¹ Synchronous Reference Frame (SRF)

² Stationary Reference Frame

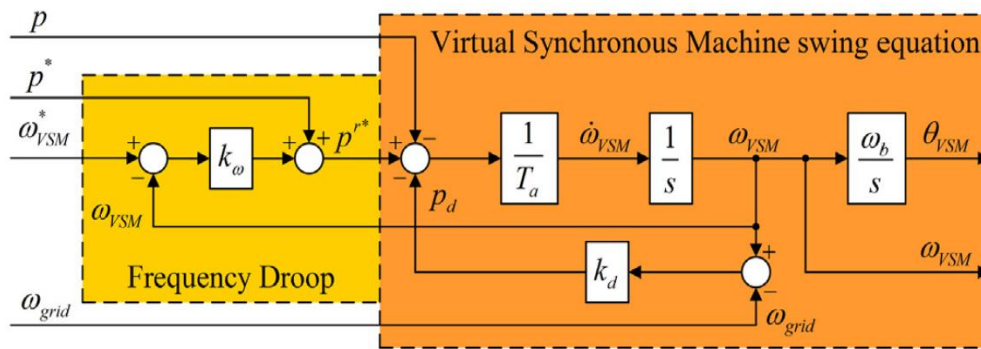
³ Park Transformation

⁴ Scalar

تعداد توان و شبیه سازی اینرسی دوار است. VSM مورد بررسی در این مطالعه براساس معادله نوسان خطی شده است، بطوری که شتابدهی لختی مطابق با رابطه (۷-۴) بدست می آید [102].

$$\frac{d\omega_{VSM}}{dt} = \frac{p^{r*}}{T_a} - \frac{p}{T_a} - \frac{p_d}{T_a} \quad (7-4)$$

در رابطه (۷-۴)، p^{r*} توان مکانیکی مجازی ورودی، p توان الکتریکی اندازه گیری شده که از VSM به شبکه جریان می یابد و p_d توان میرا کننده است. سرعت مکانیکی اینرسی مجازی در واحد ω_{VSM} از انتگرال گیری تعادل توان و زاویه فاز θ_{VSM} از انتگرال گیری سرعت بدست می آید. بلوک دیاگرام پیاده سازی معادله نوسان در شکل (۴-۲۹) نشان داده شده است.



شکل (۴-۲۹) شبیه سازی اینرسی مکانیکی ماشین سنکرون مجازی با افت توان - فرکانس [102]

توان میراکننده p_d در ژنراتور سنکرون مجازی، نشان دهنده اثر میرایی ماشین های سنکرون مرسوم است و به صورت اختلاف میان سرعت VSM و فرکانس حقیقی شبکه تعریف می شود. از این رو تخمینی از فرکانس حقیقی برای پیاده سازی VSM مورد نیاز است. همانطور که در شکل (۴-۲۸) مشخص است فرکانس تخمینی ω_{PLL} است که توسط PLL حاصل می شود. افت توان - فرکانس که معادل با مشخصه حالت دائم گاورنر سرعت برای یک ژنراتور سنکرون مرسوم است، توسط مشخصه افتی k_ω که برابر اختلاف میان فرکانس مرجع ω_{VSM}^* و سرعت واقعی VSM است، عمل می نماید. بنابراین توان مکانیکی ورودی p^{r*} به معادله نوسان VSM از جمع توان مرجع خارجی تنظیم شده P^* و اثر افت فرکانس بدست خواهد آمد [102].

برای مدل سازی VSM در SRF، زاویه فاز VSM در مد متصل به شبکه باید تحت شرایط حالت دائم، ثابت و برابر جابجایی فاز بین موقعیت مجازی ولتاژ داخلی VSM و بردار ولتاژ شبکه باشد. از این رو تنها انحراف سرعت VSM از فرکانس حقیقی شبکه باید مدل شود. تعادل توان لختی VSM و جابجایی فاز آن به ترتیب با روابط (۸-۴) و (۹-۴) بیان می‌شود [102].

$$\frac{d\delta\omega_{VSM}}{dt} = \frac{p^*}{T_a} - \frac{p}{T_a} - \frac{k_d(\omega_{VSM} - \omega_{PLL})}{T_a} - \frac{k_\omega(\omega_{VSM} - \omega^*)}{T_a} \quad (۸-۴)$$

$$\frac{d\delta\theta_{VSM}}{dt} = \delta\omega_{VSM} \cdot \omega_b \quad (۹-۴)$$

در حالت دائم سرعت VSM برابر با فرکانس شبکه ω_g است، بنابراین انحراف فرکانس $\delta\theta_{VSM}$ در شرایط بهره‌برداری پایدار شبکه صفر خواهد بود [102].

سرعت در واحد حقیقی VSM که در شکل (۴-۲۹) نشان داده شده است می‌تواند از انحراف سرعت $\delta\omega_{VSM}$ حاصل از رابطه (۸-۴) و انحراف فرکانس مطابق رابطه (۴-۱۰)، محاسبه گردد. زاویه فاز θ_{VSM} نیز با رابطه (۴-۱۱) بیان می‌گردد.

$$\omega_{VSM} = \delta\omega_{VSM} + \omega_g \quad (۱۰-۴)$$

$$\frac{d\theta_{VSM}}{dt} = \omega_{VSM} \cdot \omega_b \quad (۱۱-۴)$$

زاویه فاز θ_{VSM} برای انتقال میان چارچوب مرجع دوار تعریف شده توسط لختی VSM و سیگنال‌های سه فاز مورد استفاده قرار می‌گیرد [102].

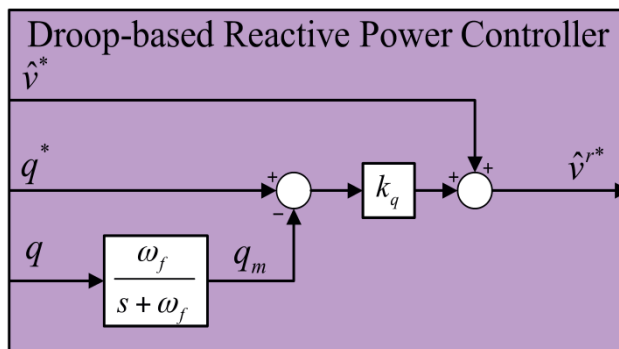
۴-۹-۱-۳-۲ کنترلر افی توان راکتیو

کنترلر افی اعمال شده مشابه با کنترلرهای مرسوم است که در سیستم‌های ریزشبه مورد استفاده قرار می‌گیرد. مرجع دامنه ولتاژ \hat{v}^* برای حلقه داخلی ولتاژ و کنترل جریان با استفاده از رابطه (۴-۱۲) محاسبه می‌گردد. در رابطه (۴-۱۲) \hat{v}^* مرجع دامنه ولتاژ خارجی و q^* مرجع توان راکتیو است. k_q بهره افی توان راکتیو است که براساس اختلاف میان

مرجع توان راکتیو و توان راکتیو فیلتر شده q_m عمل می‌کند. حالت متناظر با فیلتر پایین گذر مرتبه اول^۱ اعمالی با رابطه (۱۳-۴) بیان می‌شود. در رابطه (۱۳-۴) ω_f فرکانس قطع^۲ است. بلوک دیاگرام ساختار کنترلی حاصل در شکل (۳۰-۴) نشان داده شده است [102].

$$\hat{v}^{r*} = \hat{v}^* + k_q(q^* - q_m) \quad (12-4)$$

$$\frac{dq_m}{dt} = -\omega_f \cdot q_m + \omega_f \cdot q \quad (13-4)$$



شکل (۳۰-۴) کنترلر افنی توان راکتیو [102]

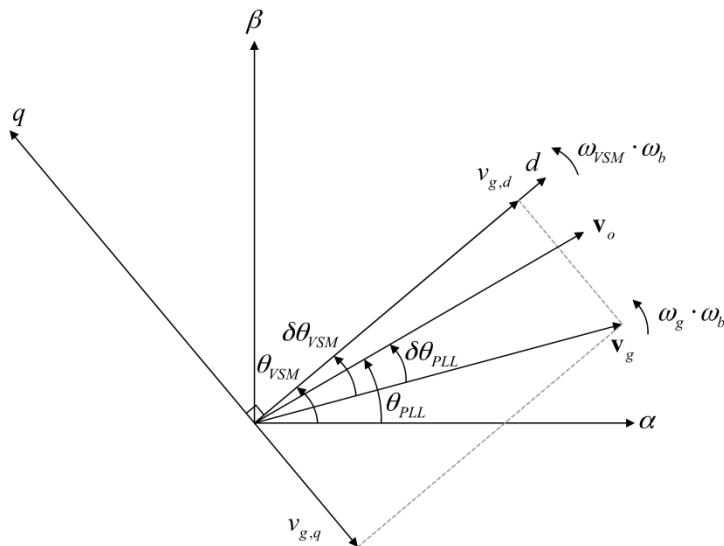
۳-۳-۱-۹-۴ جهت‌گیری چارچوب مرجع

همگام شدن سیستم کنترل VSM با شبکه براساس جهت‌گیری زاویه فاز روتور مجازی VSM انجام می‌شود. زاویه فاز θ_{VSM} برای انتقال بین چارچوب مرجع ایستا و چارچوب مرجع همگام VSM مورد استفاده قرار می‌گیرد. چارچوب مرجع همگام VSM در حالت دائم با فرکانسی برابر با فرکانس ولتاژ شبکه در حال دوران می‌باشد، که این موضوع در شکل (۳۱-۴) نشان داده شده است. مطابق با تعریف و همانطور که در شکل (۳۱-۴) نشان داده شده است، زاویه فاز $\delta\theta_{VSM}$ به عنوان جایگزینی برای نمایش اختلاف میان چارچوب مرجع همگام VSM و بردار دوار ولتاژ شبکه خواهد بود. چارچوب مرجع همگام VSM برای کنترل و مدل سازی سیستم مورد استفاده قرار می‌گیرد. از این رو مدل

¹ First Order Low Pass Filter

² Cut-Off Frequency

الکتريکی سیستم در این چارچوب مرجع نشان داده خواهد شد [102].



شکل (۴-۳۱) نمودار ولتاژ نمایش دهنده جهت‌گیری چارچوب مرجع همگام و بردار ولتاژ [105]

بردار ولتاژ V_g در چارچوب مرجع همگام با رابطه (۴-۱۴) بیان می‌گردد [102].

$$V_g = \hat{v}_g e^{-j\delta\theta_{VSM}} \quad (۴-۱۴)$$

در رابطه (۴-۱۴) دامنه ولتاژ شبکه معادل است. با توجه به تعادل توان براساس همگامی معادله نوسان VSM، سیستم کنترل جهت‌گیری چارچوب مرجع خود را با توجه به ولتاژ شبکه تعریف می‌نماید. از این رو چارچوب‌های مرجع اضافی برای مدل سازی سیستم نیاز نخواهد بود. اگرچه با توجه به این که تخمینی از فرکانس شبکه برای پیاده سازی اثر میرایی VSM مورد نیاز است، یک PLL بر روی ولتاژ اندازه‌گیری شده V_o در خازن‌های فیلتر به عنوان بخشی از سیستم کنترل عمل می‌نماید که چارچوب مرجع همگام خود را با توجه به بردار ولتاژ V_o جهت‌دهی می‌کند. جابجایی زاویه فاز PLL را با توجه به ولتاژ شبکه می‌توان $\delta\theta_{PLL}$ معرفی نمود [102].

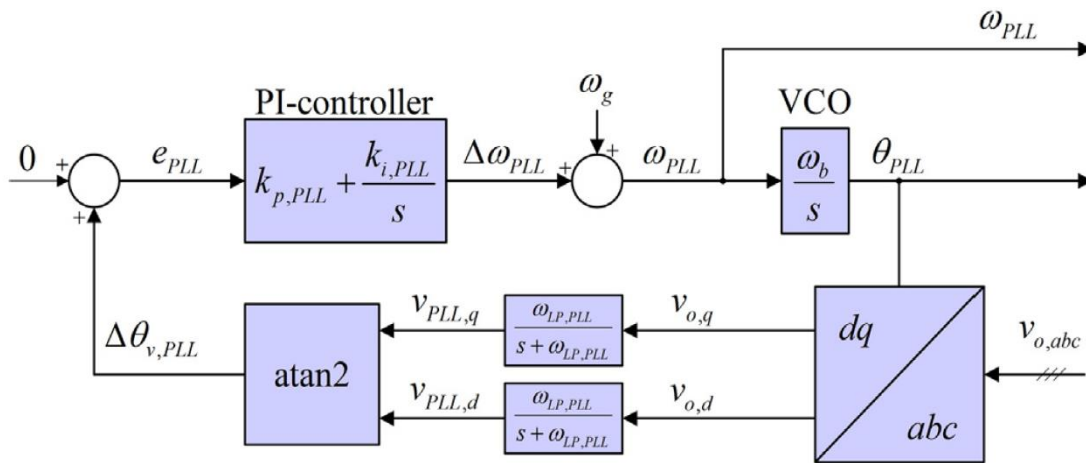
مطابق با تعاریف نشان داده شده در شکل (۴-۳۱) اختلاف زاویه فاز VSM و چارچوب مرجع همگام PLL به صورت اختلاف زوایای VSM و PLL تعریف می‌گردد. برای مدل سازی PLL در

چارچوب مرجع خودش باید در V_o در خازن‌های فیلتر با رابطه (۱۵-۴) از چارچوب مرجع VSM به چارچوب مرجع PLL انتقال داده شود [102].

$$V_o^{PLL} = V_o^{VSM} e^{-j(\delta\theta_{PLL} - \delta\theta_{VSM})} \quad (15-4)$$

۴-۳-۱-۹-۴ حلقه قفل فاز

ساختار PLL مورد استفاده در این مطالعه برای دنبال کردن فرکانس حقیقی شبکه در شکل (۳۲-۴) نشان داده شده است [104].



شکل (۳۲-۴) حلقه قفل فاز [104]

حالات فیلترهای مرتبه اول اعمال شده در PLL که با ولتاژ فیلتر شده v_{PLL} تعریف می‌شوند، با رابطه (۱۶-۴) بیان می‌گردند که در این رابطه $\omega_{LP,PLL}$ فرکانس قطع فیلترهای پایین گذر می‌باشد [103].

$$\frac{dV_{PLL}}{dt} = -\omega_{LP,PLL} \cdot V_{PLL} + \omega_{LP,PLL} \cdot V_o e^{-j(\delta\theta_{PLL} - \delta\theta_{VSM})} \quad (16-4)$$

حالت انتگرال، ε_{PLL} کنترلر تناسبی - انتگرالی^۱ با رابطه (۱۷-۴) بیان می‌گردد [103].

$$\frac{d\varepsilon_{PLL}}{dt} = \tan^{-1} \left(\frac{V_{PLL,q}}{V_{PLL,d}} \right) \quad (17-4)$$

^۱ Proportional Integral (PI) Controller

انحراف سرعت $\delta\omega_{PLL}$ با توجه به فرکانس شبکه برای PLL مطابق با رابطه (۱۸-۴) و جابجایی زاویه فاز متناظر $\delta\theta_{PLL}$ با رابطه (۱۹-۴) تعریف می‌گردد [104].

$$\delta\omega_{PLL} = k_{p,PLL} \cdot \tan^{-1} \left(\frac{V_{PLL,q}}{V_{PLL,d}} \right) + k_{i,PLL} \cdot \varepsilon_{PLL} \quad (18-4)$$

$$\frac{d\delta\theta_{PLL}}{dt} = \delta\omega_{PLL} \cdot \omega_b \quad (19-4)$$

مطابق با تعریف ارائه شده برای معادله نوسان VSM، فرکانس در واحد واقعی ω_{PLL} که توسط PLL آشکار می‌گردد با رابطه (۲۰-۴) بیان می‌گردد. زاویه فاز استفاده شده برای انتقال ولتاژهای سه فاز اندازه‌گیری شده به چارچوب مرجع همگام PLL که با θ_{PLL} تعریف می‌شود از رابطه (۲۱-۴) بدست می‌آید [104].

$$\omega_{PLL} = \delta\omega_{PLL} + \omega_g \quad (20-4)$$

$$\frac{d\theta_{PLL}}{dt} = \omega_{PLL} \cdot \omega_b \quad (21-4)$$

۴-۹-۱-۳-۵ امیدانس مجازی^۱ و کنترلر ولتاژ

همانطور که در شکل (۲۸-۴) نشان داده شده است، مرجع دامنه ولتاژ \hat{v}^{r*} ناشی از کنترلر افتی توان راکتیو در شکل (۳۰-۴) پیش از استفاده به عنوان مرجع برای کنترل ولتاژ V_o در خازن‌های فیلتر از یک امیدانس مجازی عبور می‌کند. امیدانس مجازی شبیه ساز مشخصه شبه ثابت امیدانس همگام در یک ماشین سنکرون است که می‌تواند بر روی عملکرد دینامیکی و حالت دائم VSM اثر گذاشته و موجب شکل‌دهی مشخصه دینامیکی سیستم گردد. تأثیر مقاومت مجازی r_v و اندوکتانس مجازی l_v بر روی بردار مرجع ولتاژ V_o^* براساس جریان i_0 با رابطه (۲۲-۴) بیان می‌گردد [105].

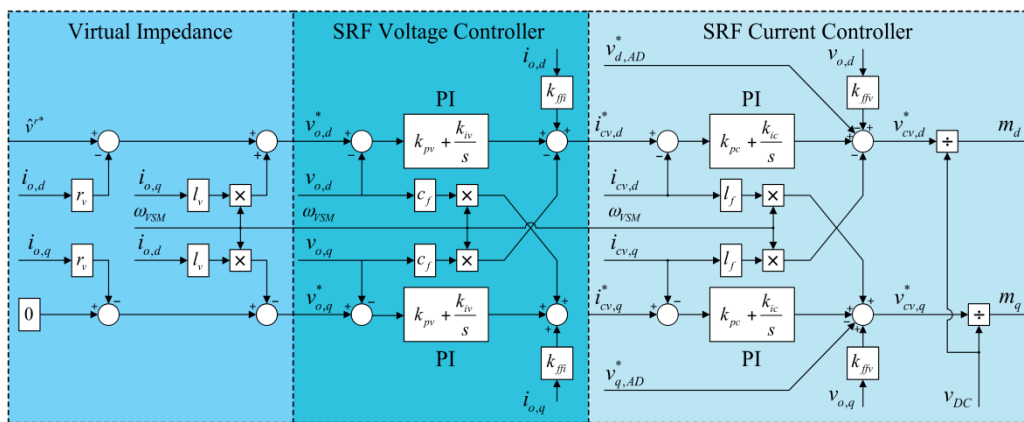
$$V_o^* = \hat{v}^{r*} - (r_v + j \cdot \omega_{VSM} \cdot l_v) \cdot i_0 \quad (22-4)$$

¹ Virtual Impedance

همانطور که در شکل (۴-۳۳) نشان داده شده است، مؤلفه‌های ولتاژ و $v_{o,q}^*$ و $v_{o,d}^*$ بطور مستقیم به عنوان مرجع برای مجزا سازی کنترلر ولتاژ استفاده می‌گردند. قسمت میانی شکل (۴-۳۳) وظیفه کنترل ولتاژ خازن فیلتر را برعهده دارد و مقادیر مرجع i_{cv}^* را برای جریان‌های مبدل تولید می‌نماید. این مراجع جریان با رابطه (۴-۲۳) بیان می‌گردند که در آن k_{pv} و k_{iv} بهره‌های کنترلر PI است. ضریب بهره k_{ffi} که می‌تواند مقادیر 0 و 1 را اختیار کند برای فعال و غیر فعال کردن جریان‌های اندازه‌گیری شده پیش‌خور^۱ شارش یافته به شبکه استفاده می‌شود. حالات ξ برای نمایش کنترلر PI ولتاژ با رابطه (۴-۲۴) تعریف می‌گردد [102].

$$i_{cv}^* = k_{pv}(V_o^* - V_o) + k_{iv}\xi + j \cdot c_1 \cdot \omega_{VSM} \cdot V_o + k_{ffi} \cdot i_o \quad (۴-۲۳)$$

$$\frac{d\xi}{dt} = V_o^* - V_o \quad (۴-۲۴)$$



شکل (۴-۳۳) امیدانس مجازی، کنترلر ولتاژ و جریان [102]

۴-۹-۱-۳-۶ کنترلر جریان و محرک فعال^۲

کنترلر حلقه داخلی جریان اعمالی در شکل (۴-۳۳)، کنترلری متداول برای PI چارچوب مرجع همگام است. مرجع ولتاژ خروجی از کنترلر با رابطه (۴-۲۵) توصیف می‌گردد که در این رابطه مرجع ولتاژ

^۱ Feed-forward

^۲ Active Damping

حاصل برای مبدل، با V_{cv}^* نشان داده می‌شود. بهره‌های تناسبی و انتگرالی با k_{pc} و k_{ic} تعریف می‌شوند و ضریب بهره k_{ffv} در خروجی کنترلر جریان برای فعال و غیرفعال کردن ولتاژ پیش‌خور استفاده می‌شود. حالات γ برای نمایش انتگرال‌گیرهای کنترلرهای PI مطابق با رابطه (۴-۲۶) تعریف می‌شود.

$$V_{cv}^* = k_{pc}(i_{cv}^* - i_{cv}) + k_{ic} \cdot \gamma + j \cdot l_1 \cdot \omega_{VSM} \cdot i_{cv} + k_{ffv} \cdot V_o - V_{AD}^* \quad (۴-۲۵)$$

$$\frac{d\gamma}{dt} = i_{cv}^* - i_{cv} \quad (۴-۲۶)$$

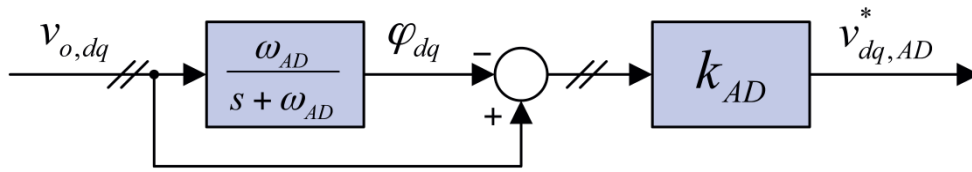
در رابطه (۴-۲۵) مرجع ولتاژ برای مبدل، شامل بخش محرک فعال، V_{AD}^* است که برای پشتیبانی نوسانات فیلتر LC طراحی می‌شود. نحوه پیاده‌سازی محرک فعال در شکل (۴-۳۴) نشان داده شده است براساس فیلترینگ بالاگذر، ولتاژ اندازه‌گیری شده V_o است که از اختلاف میان V_o و مقادیر ولتاژهای مشابه خروجی از فیلتر پایین‌گذر تعیین می‌گردد. سیگنال فیلتر شده بالاگذر حاصل با استفاده از رابطه (۴-۲۷) توسط بهره k_{AD} که از خروجی کنترلرهای جریان برای خنثی‌سازی نوسانات ولتاژ خازن‌های فیلترها بدست می‌آید، مقیاس‌پذیر می‌شود [106].

$$V_{AD}^* = k_{AD}(V_o - \varphi) \quad (۴-۲۷)$$

حالت‌های داخلی φ فیلترهای پایین‌گذر استفاده شده برای محرک فعال با توجه به رابطه (۴-۲۸) حاصل می‌گردد که در این رابطه ω_{AD} فرکانس قطع است.

$$\frac{d\varphi}{dt} = \omega_{AD} \cdot V_o - \omega_{AD} \cdot \varphi \quad (۴-۲۸)$$

در پیاده‌سازی عملی سیستم کنترل VSC، مرجع ولتاژ V_{cv}^* حاصل از کنترلر جریان و محرک فعال بر ولتاژ لینک DC اندازه‌گیری شده تقسیم می‌شود تا شاخص مدولاسیون m حاصل گردد که این موضوع در شکل (۴-۳۳) نشان داده شده است.



شکل (۴-۳۴) پیاده‌سازی محرک فعال [106]

با صرف نظر کردن از عملکرد سوئیچینگ مبدل و تأخیر زمانی ناشی از پیاده‌سازی مدولاسیون پهنای پالس (PWM)^۱، مقدار میانگین لحظه‌ای ولتاژ در واحد خروجی مبدل از حاصل ضرب شاخص مدولاسیون و ولتاژ DC حقیقی بدست خواهد آمد. با این فرضیات ولتاژ مبدل بطور تقریبی برابر با مرجع ولتاژ خواهد بود که بطور خلاصه در رابطه (۴-۲۹) بیان گردیده است [107].

$$m = \frac{V_{cv}^*}{v_{DC}} \quad , \quad V_{cv} = m \cdot v_{DC} \quad \rightarrow \quad V_{CV} \approx V_{CV}^* \quad (۲۹-۴)$$

۴-۹-۱-۳-۷ معادلات سیستم الکتریکی

سیستم الکتریکی در مدل نشان داده شده در شکل (۴-۲۸) شامل مجموعه سلف‌های متصل به مبدل و یک بانک خازنی موازی است که نشان دهنده خازن فیلتر LC است. با در نظر گرفتن مدل میانگین لحظه‌ای مبدل، معادلات فضای حالت چارچوب مرجع همگام سیستم الکتریکی با روابط (۴-۳۰) تا (۴-۳۲) بیان می‌گردد [106].

$$\frac{d\mathbf{i}_{cv}}{dt} = \frac{\omega_b}{l_f} \mathbf{V}_{cv} - \frac{\omega_b}{l_f} \mathbf{V}_o - \left(\frac{r_l \omega_b}{l_f} + j \cdot \omega_g \omega_b \right) \mathbf{i}_{cv} \quad (۳۰-۴)$$

$$\frac{d\mathbf{V}_o}{dt} = \frac{\omega_b}{c_f} \mathbf{i}_{cv} - \frac{\omega_b}{c_f} \mathbf{i}_g - j \cdot \omega_g \omega_b \cdot \mathbf{V}_o \quad (۳۱-۴)$$

$$\frac{d\mathbf{i}_o}{dt} = \frac{\omega_b}{l_g} \mathbf{V}_o - \frac{\omega_b}{l_g} \mathbf{V}_g - \left(\frac{r_g \omega_b}{l_g} + j \cdot \omega_g \omega_b \right) \mathbf{i}_o \quad (۳۲-۴)$$

در روابط (۴-۳۰) تا (۴-۳۲)، \mathbf{i}_{cv} جریان سلف فیلتر، \mathbf{V}_{cv} ولتاژ خروجی مبدل، \mathbf{V}_o ولتاژ خازن فیلتر، \mathbf{i}_g جریان شارش یافته به شبکه و \mathbf{V}_g ولتاژ شبکه است. اندوکتانس و مقاومت معادل سلف فیلتر با l_f

^۱ Pulse-width Modulation (PWM)

و نشان داده شده است. خازن فیلتر C_f است در حالی که اندوکتانس و مقاومت شبکه با l_g و r_g نشان داده شده است. ω_g فرکانس در واحد شبکه و ω_b مقدار مبنای فرکانس شبکه می باشد.

۴-۹-۱-۳-۸ مدل سیستم غیرخطی در بهره برداری متصل به شبکه

تمامی معادلات مورد نیاز به منظور مدل سازی دقیق ساختار VSM در مد متصل به شبکه در بخش های پیشین مورد بررسی قرار گرفته است. روابط مورد نیاز می تواند در قالب ۱۹ متغیر حالت با ۶ سیگنال ورودی با بردار حالت X و بردار ورودی U با روابط (۴-۳۳) و (۴-۳۴) بیان گردد. مدل فضای حالت غیرخطی سیستم کلی حاصل در پیوست (د) آورده شده است.

$$X = [v_{o,d} \quad v_{o,q} \quad i_{cv,d} \quad i_{cv,q} \quad \gamma_d \quad \gamma_q \quad i_{o,d} \quad i_{o,q} \quad \varphi_d \quad \varphi_q \quad v_{PLL,d} \quad \dots \quad \dots \quad v_{PLL,q} \quad \varepsilon_{PLL} \quad \delta\theta_{VSM} \quad \xi_d \quad \xi_q \quad q_m \quad \delta\omega_{VSM} \quad \delta\theta_{PLL}]^T \quad (4-33)$$

$$U = [p^* \quad q^* \quad \hat{v}_g \quad \hat{v}^* \quad \omega^* \quad \omega_g]^T \quad (4-34)$$

۴-۹-۱-۳-۹ مدل سیگنال کوچک ماشین سنکرون مجازی

روش های کلاسیک ارزیابی پایداری بر مبنای مقادیر ویژه می باشند [1] از این رو روابط غیرخطی کاربردی نخواهند داشت. در این بخش مدل فضای حالت سیگنال کوچک خطی شده متناظر با رابطه (۴-۲) بیان می گردد. مقادیر متغیرهای حالت در نقطه خطی سازی شده با زیرنویس 0 در ماتریس ها ظاهر می شوند. به منظور سهولت نوشتاری ماتریس دینامیک A مطابق رابطه (۴-۳۵) به صورت چهار زیرماتریس بیان می شود.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{X}_1 \\ \Delta \dot{X}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_2 \end{bmatrix} + B \cdot \Delta U \quad (4-35)$$

ماتریس های A_{11} , A_{12} , A_{21} , A_{22} و B در پیوست (ه) آورده شده اند.

۴-۹-۲ بررسی پایداری

سیستم آزمون برای سناریوهای گوناگونی مورد مطالعه قرار گرفته است که این سناریوها از شرایط بارگذاری شدید و متناظر با دیسپچ‌های متفاوت ماشین‌های سنکرون مرسوم و ریزش‌بکه‌ها ایجاد گردیده‌اند. از سوی دیگر مکان‌های متفاوتی به منظور قرارگیری مدل معادل شبکه توزیع فعال در نظر گرفته شده است تا بدین طریق بتوان تأثیر محل قرارگیری آن را مورد مطالعه قرار داد، همچنین توان مدل معادل برابر $750 MW$ در نظر گرفته شده است که معادل با 150 ریزش‌بکه با توان $5 MW$ می‌باشد. مدل‌سازی و شبیه‌سازی با استفاده از نرم‌افزار دیگسایلنت انجام گرفته و مقادیر پارامترهای مورد نیاز برای ژنراتور سنکرون مجازی در پیوست (و) آورده شده است. هر یک از سناریوها به صورت یک حالت بهره‌برداری که از طریق محاسبات پخش بار تعیین می‌گردد، تعریف می‌شوند و سپس تحلیل مدل بر روی هر یک از سناریوها انجام می‌گیرد و بدین ترتیب حساسیت مدهای نوسانی مورد بررسی قرار گرفته و مدهای نوسانی، بردار ویژه راست و ضرایب مشارکت برای سطوح مختلف نفوذ ریزش‌بکه‌ها به منظور بررسی نقش آن‌ها در نوسانات سیستم قدرت محاسبه خواهند شد.

از سوی دیگر از آنجایی که نوسانات سیستم قدرت به عنوان یک سیستم غیرخطی وابسته به قوانین کاری ژنراتورهای سنکرون است، شبیه‌سازی در حوزه زمان اجازه مطالعه مدهای نوسانی تحریک شده و مشاهده پاسخ‌های سیستم را می‌دهد. برای شرایط اولیه و نهایی برخی از سناریوها یک خطای سه فاز برای مدت زمان $150 ms$ در باس ۷ اعمال گردیده است. از سوی دیگر اختلاف زاویه میان دو ژنراتور اجازه ارزیابی طرح کنترلی مورد نظر را برای پایداری گذرا خواهد داد.

۴-۹-۲-۱ پایداری سیگنال کوچک

سناریو اولیه شامل بار کل $2735 MW$ است که $2519.3 MW$ آن توسط ژنراتورهای مرسوم و $215.7 MW$ آن توسط شبکه توزیع فعال تأمین می‌گردد. در این سناریو دو محل متفاوت برای قرارگیری مدل معادل ریزش‌بکه‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۱- مدل معادل به باس ۱۰ متصل شده باشد: تولید مدل معادل به تدریج افزایش داده می‌شود در

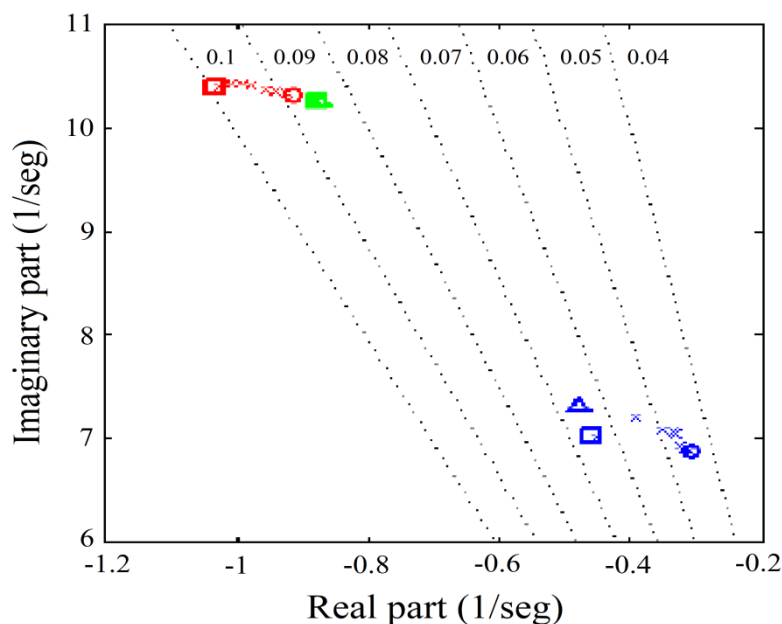
حالی که تولید مرسوم در (۱) $G3$ یا (۲) $G2$ و $G3$ کاهش داده می‌شود.

۲- مدل معادل به باس ۶ متصل شده باشد: تولید مدل معادل به تدریج افزایش داده می‌شود در

حالی که تولید مرسوم در $G3$ و $G4$ کاهش داده می‌شود.

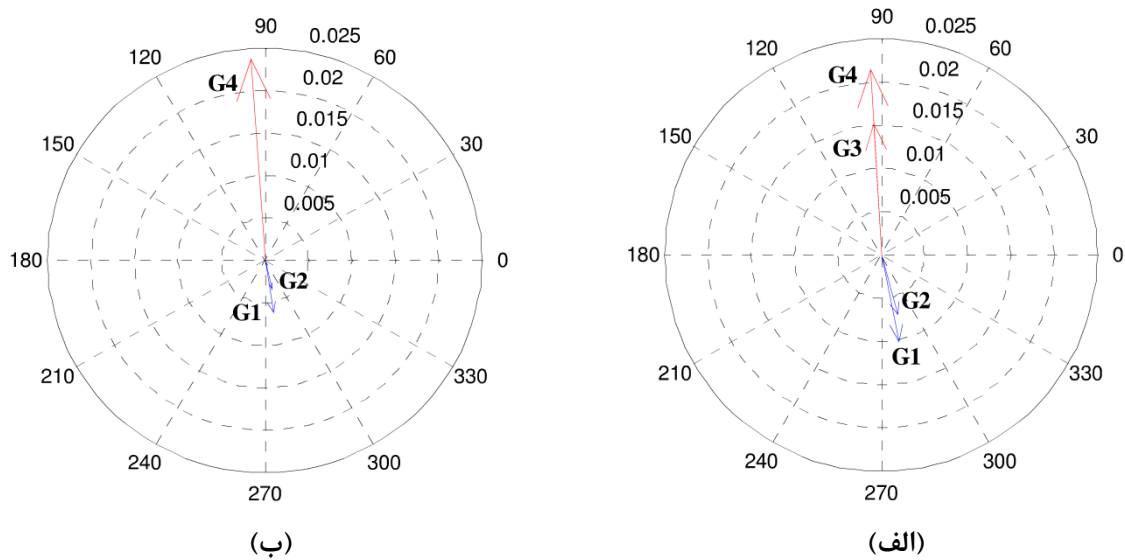
۴-۹-۲-۱-۱ مدل معادل به باس ۱۰ متصل شده باشد

در مورد اول، تولید توان $G3$ به تدریج توسط شبکه توزیع فعال جایگزین می‌گردد. شکل (۴-۳۵) نشان دهنده مکان ریشه برای سه مد نوسانی و ضرایب میرایی متفاوت است: (۱) مد بین ناحیه‌ای (رنگ آبی)، (۲) مد محلی غربی یک (رنگ قرمز)، (۳) مد محلی شرقی دو (رنگ سبز). دایره‌ها نشان دهنده سناریو اولیه و مربع‌ها نشان دهنده سناریو نهایی می‌باشند که در آن ۸۵٪ تولید توان $G3$ با شبکه توزیع فعال جایگزین شده است. مثلث رو به بالا نشان دهنده موردی است که در آن $G3$ بطور کامل با شبکه توزیع فعال جایگزین گردیده است. همانطور که در شکل (۴-۳۵) نشان داده شده است، میرایی مدهای بین ناحیه‌ای و محلی غربی اندکی افزایش یافته است در حالی که مدهای شرقی تأثیر مهمی نپذیرفته‌اند.

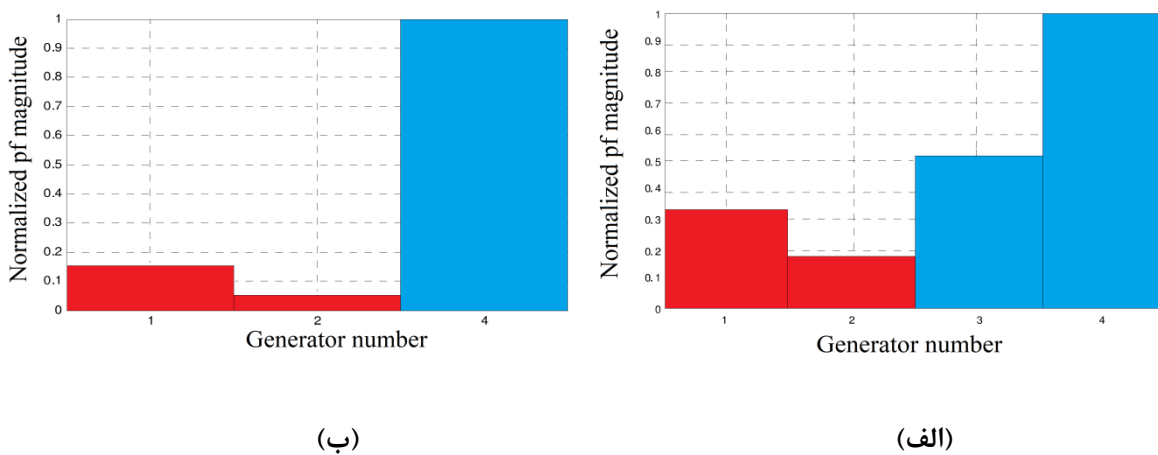


شکل (۴-۳۵) جابجایی مدهای نوسانی زمانی که توان خروجی $G3$ با ADNC جایگزین می‌گردد

علاوه بر این زمانی که G3 بطور کامل توسط ADNC جایگزین می شود مد محلی غربی دیگر وجود نخواهد داشت و مسیر مد بین ناحیه ای تغییر می کند چرا که G3 در هر دو مد نوسانی مشارکت دارد. شکل مد و ضرایب مشارکت مربوط به سناریوهای اولیه و نهایی در شکل های (۴-۳۶) و (۴-۳۷) نشان داده شده است.



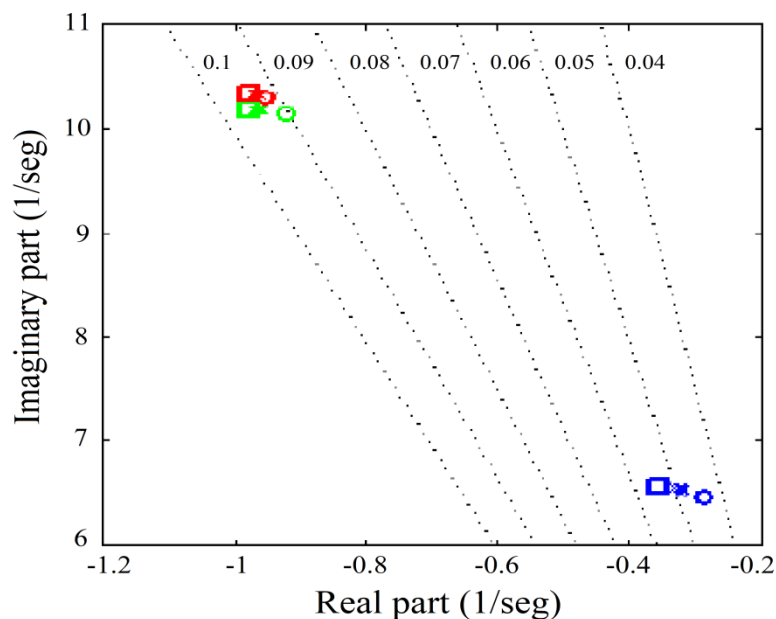
شکل (۴-۳۶) شکل مد سرعت برای مد بین ناحیه ای - الف - سناریو اولیه، ب - سناریو نهایی



شکل (۴-۳۷) ضرایب مشارکت سرعت نرمال شده برای مد بین ناحیه ای - الف - سناریو اولیه، ب - سناریو نهایی

در مورد دوم توان تولیدی G2 و G3 به تدریج با ADNC جایگزین می گردد. جابجایی مدهای نوسانی

در شکل (۴-۳۸) نشان داده شده است. دایره‌ها نشان دهنده سناریو ابتدایی و مربع‌ها نشان دهنده سناریو نهایی می‌باشند که در آن 50% از تولید G2 و G3 با ADNC جایگزین می‌گردد. می‌توان یک افزایش میرایی را در مدهای بین ناحیه‌ای و غربی و شرقی مشاهده نمود و هرچه میزان تولید ADNC بیشتر شود این افزایش میرایی نیز بیشتر خواهد بود.



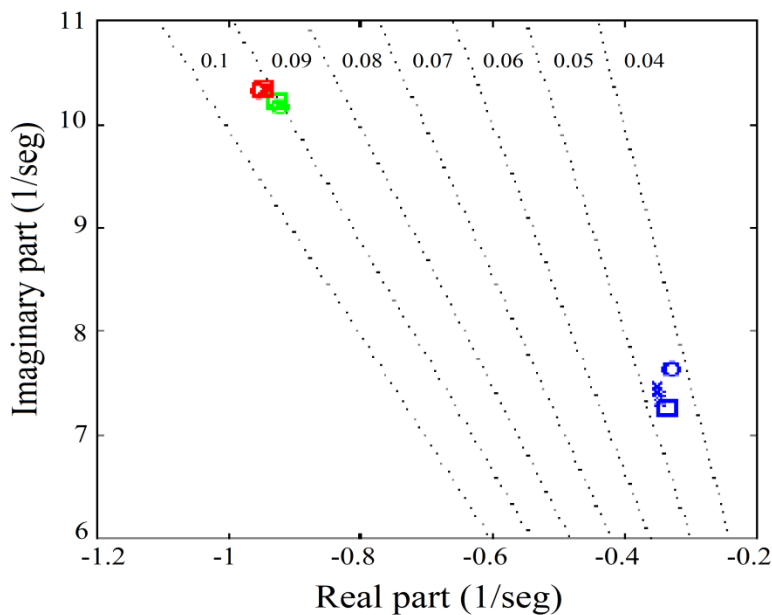
شکل (۴-۳۸) جابجایی مدهای نوسانی زمانی که توان خروجی G2 و G3 با ADNC جایگزین می‌گردد

۴-۹-۲-۱-۲ مدل معادل به باس ۶ متصل شده باشد

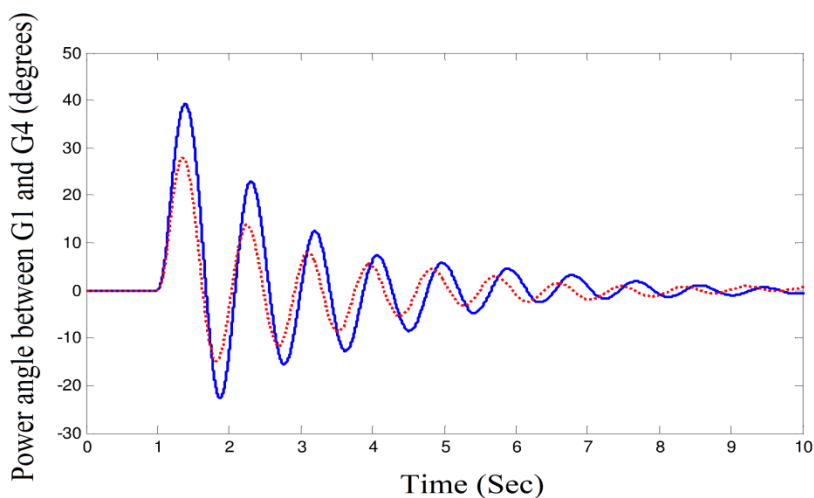
در مورد سوم توان تولیدی G3 و G4 به تدریج با ADNC جایگزین می‌گردد. شکل (۴-۳۹) مکان ریشه سه مد نوسانی را نشان می‌دهد. دایره‌ها نشان دهنده سناریو ابتدایی و مربع‌ها نشان دهنده سناریو نهایی است که در آن 50% از تولید G3 و G4 با ADNC جایگزین می‌گردد. همانگونه که در شکل (۴-۳۹) مشخص است، مدهای نواحی غربی و شرقی تأثیری نپذیرفته‌اند در حالی که کاهش از میرایی در مد بین ناحیه‌ای را می‌توان مشاهده نمود.

۲-۲-۹-۴ پایداری گذرا

شکل (۴-۴۰) نشان دهنده انحراف زاویه توان بین G1 و G4 برای مورد دوم است که سناریو اولیه با خطوط توپر و سناریو نهایی با خطچین نشان داده شده‌اند. با مشاهده نوسان اول به وضوح مشخص است که ADNC بیشینه انحراف زاویه توان را برای مورد دوم کاهش داده است که این موضوع می‌تواند به دلیل کاهش استرس سیستم با افزایش نفوذ ADNC باشد.



شکل (۴-۳۹) جایجایی مدهای نوسانی زمانی که توان خروجی G3 و G4 با ADNC جایگزین می‌گردد



شکل (۴-۴۰) انحراف زاویه توان ژنراتورهای سنکرون G1 و G4 ناشی از خطای سه فاز

۴-۱۰ جمع بندی

در این فصل به بررسی و شبیه‌سازی تأثیر شبکه‌های توزیع مرسوم و ریزشبکه‌ها در پایداری سیگنال بزرگ و کوچک سیستم آزمون دو ناحیه‌ای کندور پرداخته شد. در هنگام اتصال ریزشبکه‌ها با استفاده از تنظیم توان اکتیو و راکتیو خروجی و هم‌چنین پاسخ سریع مبدل توان پایداری سیستم بهبود می‌یابد که این امر با توجه به سیستم‌های کنترل موجود در ریزشبکه‌ها، ماشین سنکرون مجازی و هماهنگی میان آن‌ها جهت تزریق توان‌های مورد نیاز امکان‌پذیر خواهد بود.

فصل پنجم:

نتیجہ گیری و مشاہدہ

۵-۱ نتیجه‌گیری

پایداری سیستم‌های قدرت از جمله مسائل بسیار مهمی است که در این سیستم‌های دینامیکی مطرح است. پایداری در سیستم‌های قدرت حوزه بسیار وسیعی را در برمی‌گیرد و افزوده شدن ریزشبه‌ها به این سیستم‌ها باعث افزایش این پیچیدگی می‌شود، چرا که این مؤلفه‌های جدید غالباً اینرسی پایینی داشته و توسط مبدل‌های الکترونیک قدرت به شبکه بالادست متصل گردیده‌اند. از سوی دیگر مسائل بسیاری ما را به سمت استفاده از شبکه‌های هوشمند و ریزشبه‌ها به‌عنوان جز اصلی این سیستم‌های هوشمند سوق می‌دهد. در این پژوهش در ابتدا مروری بر مفهوم پایداری در سیستم‌های قدرت صورت پذیرفت و سعی گردید به گونه‌ای متفاوت به آن پرداخته شود و مطالعات گوناگونی که تا به امروز در این زمینه صورت پذیرفته است، را در یک قالب گرد هم آورد. سپس مفهوم ریزشبه‌ها مورد بررسی قرار گرفت و تا حد امکان به تعریف دقیق آن پرداخته شد.

یک سیستم قدرت نوسانات گوناگونی را تجربه می‌کند که غالباً ناشی از نوسان جرم‌های روتور ژنراتورهای سنکرون در مقابل یکدیگر است. با استفاده از مدل معادل دینامیکی افزایش سطح نفوذ ریزشبه‌ها و تأثیر آن‌ها بر این نوسانات مورد بررسی قرار گرفت. در ابتدا سیستم به صورت پایه شبیه‌سازی گردید یعنی در حالتی که هیچ المان اضافی به سیستم دو ناحیه‌ای متصل نگردیده است و مشاهده گردید که تمام انواع پایدارساز سیستم قدرت می‌توانند تحت اغتشاش کوچک، نوسانات توان سیستم را میرا نمایند. اگرچه تحت اغتشاش بزرگ MB-PSS مؤثرتر از انواع دیگر می‌باشد. سپس در بخش بعد یک بار همراه با موتور القایی به عنوان سلول غیرفعال در محل‌های متفاوت سیستم قرار داده شد و اثر آن بر پایداری سیستم مورد مطالعه قرار گرفت. نتایج نشان می‌دهند که زمانی که سلول غیرفعال در مرکز خط انتقال قرار می‌گیرد، سیستم ناپایدار می‌شود. برای روشن شدن علت این ناپایداری تحلیل سیگنال کوچک صورت پذیرفت. تحلیل سیگنال کوچک نشان داد که یکی از مقادیر ویژه موتور القایی قسمت حقیقی مثبت دارد و همین موضوع سبب ناپایداری سیستم در این حالت

گردیده است. در بخش بعد اثر سلول فعال بر روی نوسانات سیستم قدرت مورد مطالعه قرار گرفت. افزایش بارگذاری سبب بروز استرس بر روی خط انتقال و ناپایداری سیستم می‌گردد. با استفاده از پاسخ سریع مبدل پشت به پشت یک سطح معین از میرایی می‌تواند با تنظیم توان اکتیو و راکتیو حاصل گردد. این مبدل می‌تواند کمکی برای افزایش بارگذاری سلول فعال باشد.

با توجه به عدم کارایی روش‌های مرسوم برای کنترل مبدل‌های متصل به شبکه در بخشی از مطالعه از ماشین سنکرون مجازی برای این منظور استفاده گردید. در این حالت مشاهده شد که با توجه به محل قرارگیری مدل معادل و میزان تولید ریزشبه‌ها و سطح استرس سیستم قدرت، ادغام مدل معادل با شبکه بالادست می‌تواند بر روی پایداری سیستم تأثیر مثبت و یا منفی بگذارد. یک مد بین ناحیه‌ای با توجه به تحلیل مدال تعیین و با شبیه سازی در حوزه زمان مشاهده گردید که این مد بیشترین حساسیت را به ادغام وسیع ریزشبه‌ها با سیستم آزمون دارا است، چرا که مدل معادل جایگزین ژنراتورهای مرسوم درگیر در مد مورد نظر شده است. برای رفع مشکل کاهش میرایی نیاز به هماهنگی دقیق سیستم کنترل مبدل‌های الکترونیک قدرت و پایداری‌سازهای سیستم قدرت می‌باشد که برای این موضوع پیشنهادهایی در بخش ۵-۲ مطرح گردیده است.

۲-۵ پیشنهادها

مدل معادل استفاده شده برای ریزشبه یک مدل عمومی برای مطالعات پایداری سیستم قدرت است، اما تلاش برای غلبه بر ویژگی‌های غیرمقاوم در ارائه این مدل منجر به شکست گردیده است. دینامیک‌های ریزشبه را می‌توان به دو دسته دینامیک‌های آهسته و سریع تقسیم نمود. دینامیک‌های سریع در واقع دینامیک‌های مربوط به باتری‌های نصب شده در ریزشبه و دینامیک‌های آهسته مربوط به سایر اجزا آن می‌باشد. می‌توان با استفاده از مفهوم ژنراتور سنکرون مجازی و تقلید اینرسی روتور مدل معرفی شده برای معادل دینامیکی ریزشبه‌ها را توسعه بخشیده و با استفاده مناسب از روش‌های شناسایی سیستم‌ها بر ویژگی‌های نامناسب مدل استفاده شده غلبه نمود.

پوستها

مدل سازی سیستم

الف-۱ مدل سازی ژنراتور سنکرون

مدل مرتبه شش با فرض حضور یک مدار تحریک و یک مدار اضافی در راستای محور d و دو مدار اضافی در راستای محور q تعیین گردیده است. سیستم شامل شش متغیر حالت δ ، ω ، e'_d ، e''_d ، e'_q و e''_q می باشد [1]. در روابط (الف-۱) تا (الف-۶) معادلات دیفرانسیل مربوط بیان گردیده است.

$$\dot{\delta} = \Omega_b(\omega - 1) \quad (\text{الف-۱})$$

$$\dot{\omega} = \frac{P_m - P_e - D(\omega - 1)}{M} \quad (\text{الف-۲})$$

$$\begin{aligned} \dot{e}'_q = \frac{1}{T'_{do}} \left(-e'_q - \left(x_d - x'_d - \frac{T''_{do} x''_d}{T'_{do} x'_d} (x_d - x'_d) \right) i_d \right. \\ \left. + \left(1 - \frac{T_{AA}}{T'_{do}} \right) v_f^* \right) \end{aligned} \quad (\text{الف-۳})$$

$$\dot{e}'_d = \frac{1}{T'_{qo}} \left(-f_s(e'_q) + \left(x_q - x'_q - \frac{T''_{qo} x''_q}{T'_{qo} x'_q} (x_q - x'_q) \right) i_q \right) \quad (\text{الف-۴})$$

$$\begin{aligned} \dot{e}''_q = \frac{1}{T''_{do}} \left(-e''_q - \left(x'_d - x''_d - \frac{T''_{do} x''_d}{T'_{do} x'_d} (x_d - x'_d) \right) i_d \right. \\ \left. + \left(1 - \frac{T_{AA}}{T'_{do}} \right) v_f^* \right) \end{aligned} \quad (\text{الف-۵})$$

$$\dot{e}''_d = \frac{1}{T'_{qo}} \left(-e''_d + e'_q + \left(x'_q - x''_q + \frac{T''_{qo}}{T'_{qo}} \frac{x''_q}{x'_q} (x_q - x'_q) \right) i_q \right) \quad (\text{الف-۶})$$

قیود جبری در روابط (الف-۷) و (الف-۸) بیان گردیده است.

$$0 = v_q + r_a r_q - e''_q + (x''_d - x_l) i_d \quad (\text{الف-۷})$$

$$0 = v_d + r_a r_d - e''_d + (x''_q - x_l) i_q \quad (\text{الف-۸})$$

الف-۲ مدل سازی موتور القایی

مدلهایی که برای موتورهای القایی مورد استفاده قرار گرفته است، با روشی مشابه با نحوه تعریف مدل برای ماشین سنکرون به دست آمده است. سه مدل خالص مکانیکی^۱، روتور تک قفس^۲ و روتور دو قفس^۳ برای موتور القایی تعریف شده است [1]. مشخصه گشتاور - سرعت مدل بار مرکب در رابطه (الف-۹) بیان گردیده است.

$$T_m = a + b\omega + c\omega^2 \quad (\text{الف-۹})$$

مدار الکتریکی ساده شده‌ای که برای موتور القایی تک قفس استفاده می‌شود در این مطالعه همراه با مرتبه سوم ماشین انتخاب گردیده است. معادلات با توجه به زاویه مرجع شبکه به محورهای حقیقی (r) و موهومی (Im) تصویر شده است. در دستگاه مرجع دوار سنکرون، ارتباط میان ولتاژ شبکه و استاتور ماشین در روابط (الف-۱۰) و (الف-۱۱) آورده شده است.

$$v_r = -V \sin \theta \quad (\text{الف-۱۰})$$

$$v_{Im} = V \cos \theta \quad (\text{الف-۱۱})$$

توان اکتیو و راکتیو جذب شده در روابط (الف-۱۲) و (الف-۱۳) بیان گردیده است.

$$P = v_r i_r + v_{Im} i_{Im} \quad (\text{الف-۱۲})$$

$$Q = v_{Im} i_r + v_r i_{Im} \quad (\text{الف-۱۳})$$

¹ Pure Mechanical Model

² Single Cage Rotor Model

³ Double Cage Rotor Model

معادلات دیفرانسیل برحسب ولتاژ دیده شده از پشت مقاومت r_s استاتور در روابط (الف-۱۴) و (الف-۱۵) آورده شده است.

$$\dot{e}''_r = \Omega_b \sigma e'_{Im} - \frac{1}{T'_0} (e'_r + (x_0 - x') i_{Im}) \quad (\text{الف-۱۴})$$

$$\dot{e}''_{Im} = -\Omega_b \sigma e'_r - \frac{1}{T'_0} (e'_{Im} + (x_0 - x') i_r) \quad (\text{الف-۱۵})$$

ارتباط میان ولتاژها، جریان‌ها و متغیرهای حالت را در روابط (الف-۱۶) و (الف-۱۷) می‌توان مشاهده کرد.

$$v_r - e'_r = r_s i_r - x' i_{Im} \quad (\text{الف-۱۶})$$

$$v_{Im} - e'_{Im} = r_s i_{Im} - x' i_r \quad (\text{الف-۱۷})$$

درجایی که x_0 ، x' و T_0 می‌تواند با استفاده از پارامترهای موتور و روابط (الف-۱۸)، (الف-۱۹) و رابطه (الف-۲۰) محاسبه گردد.

$$x_0 = x_s + x_{Im} \quad (\text{الف-۱۸})$$

$$x' = x_s + \frac{x_{R1} x_{Im}}{x_{R1} + x_{Im}} \quad (\text{الف-۱۹})$$

$$T'_0 = \frac{x_{R1} + x_{Im}}{\Omega_b r_{R1}} \quad (\text{الف-۲۰})$$

معادله مکانیکی در رابطه (الف-۲۱) آورده شده است.

$$\sigma = (T_{Im}(\sigma) - T_e) / (2H_{Im}) \quad (\text{الف-۲۱})$$

درجایی که گشتاور الکتریکی با رابطه (الف-۲۲) بیان می‌گردد.

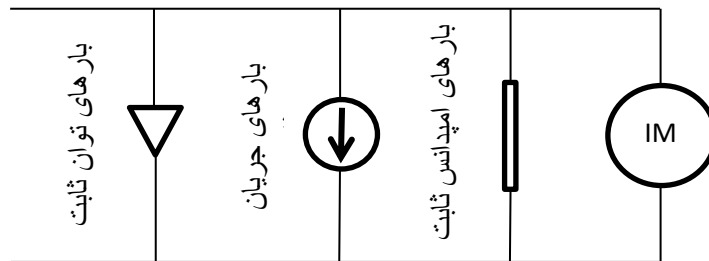
$$T_e = e'_r i_r + e'_{Im} i_{Im} \quad (\text{الف-۲۲})$$

الف-۳ مدل سازی بار ZIP

بارهای چندجمله‌ای^۱ یا ZIP که به عنوان بخشی از شکل (الف-۱) نشان داده شده است، بارهایی هستند که در آن‌ها توان، مربع ولتاژ باس‌ها می‌باشد. مدل چند جمله‌ای بار ZIP در روابط (الف-۲۳) و (الف-۲۴) بیان گردیده است [1].

$$P = g \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + I_P \left(\frac{V}{V_0} \right) + P_n \quad (\text{الف-۲۳})$$

$$Q = b \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + I_Q \left(\frac{V}{V_0} \right) + Q_n \quad (\text{الف-۲۴})$$



شکل (الف-۱) مدار معادل مدل بار ZIP-IM [83]

الف-۴ مدل سازی AVR

از AVR نوع I که در شکل (الف-۲) نشان داده شده در این مطالعه استفاده شده است. معادلات آن در روابط (الف-۲۵) تا (الف-۲۹) آورده شده است [97].

$$\dot{v}_m = (V - v_m) / T_r \quad (\text{الف-۲۵})$$

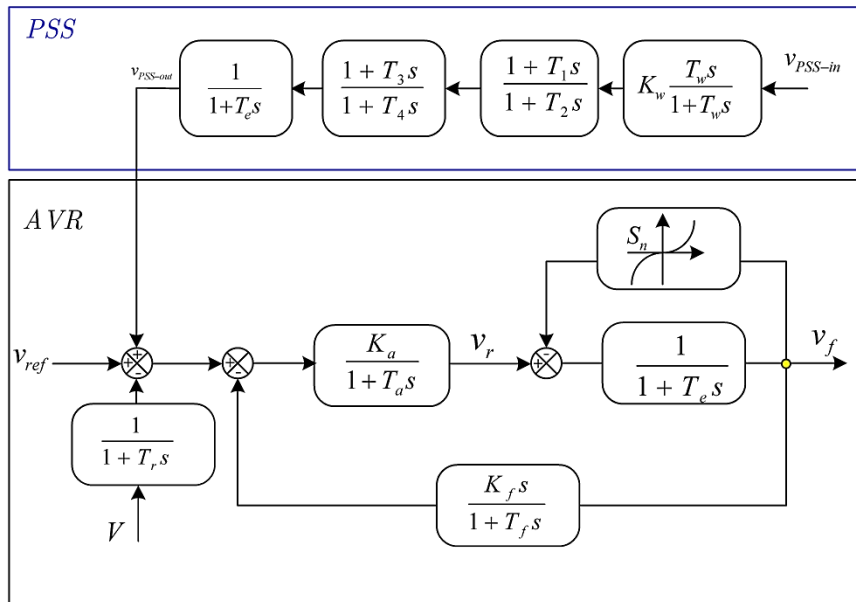
$$\dot{v}_{r1} = \left(K_a \left(v_{ref} - v_m - v_{r2} - \frac{K_f}{T_f} v_f \right) - v_{r1} \right) / T_a \quad (\text{الف-۲۶})$$

$$\dot{v}_r = \begin{cases} v_{r1} & \text{if } v_r \min \leq v_{r1} \leq v_r \max \\ v_r \max & \text{if } v_{r1} > v_r \max \\ v_r \min & \text{if } v_{r1} < v_r \min \end{cases} \quad (\text{الف-۲۷})$$

¹ Polynomial Load

$$\dot{v}_{r2} = -\left(\frac{K_f}{T_f} v_f - v_{r2}\right)/T_f \quad \text{(الف-۲۸)}$$

$$\dot{v}_f = -\left(v_f(1 + S_e(v_f)) - v_r\right)/T_e \quad \text{(الف-۲۹)}$$



شکل (الف-۲) بلوک دیاگرام AVR IEEE Type I و PSS Type II

الف-۵ مدل سازی پایدار ساز سیستم قدرت

پایدار ساز سیستم قدرت از نوع II در شکل (الف-۲) نشان داده شده و معادلات آن در روابط (الف-۳۰) تا (الف-۳۳) آورده شده است [55].

$$\dot{v}_1 = -(K_w v_{SI} + v_1)/T_w \quad \text{(الف-۳۰)}$$

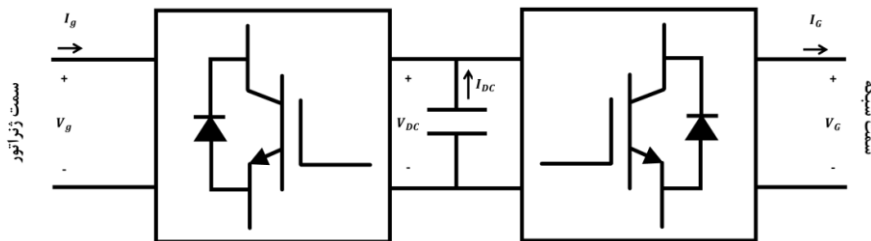
$$\dot{v}_2 = \left(\left(1 - \frac{T_1}{T_2}\right) (K_w v_{SI} + v_1) - v_2 \right) / T_2 \quad \text{(الف-۳۱)}$$

$$\dot{v}_3 = \left(\left(1 - \frac{T_3}{T_4}\right) \left(v_2 + \left(\frac{T_1}{T_2} (K_w v_{SI} + v_1) \right) \right) - v_3 \right) / T_4 \quad \text{(الف-۳۲)}$$

$$\dot{v}_S = \left(v_3 + \frac{T_3}{T_4} \left(v_2 + \frac{T_1}{T_2} (K_w v_{SI} + v_1) \right) - v_S \right) / T_e \quad \text{(الف-۳۳)}$$

الف-۶ مدل سازی مبدل پشت به پشت

در سیستم‌های پشت به پشت که در شکل (الف-۳) نشان داده شده است، توان اکتیو شبکه تنها از طریق لینک DC انتقال داده می‌شود در حالی که توان راکتیو فقط از سمت AC قابل انتقال بوده و نمی‌تواند از طریق لینک DC منتقل گردد. در حالت معمول یک سمت از مبدل پشت به پشت برای کنترل ولتاژ DC و سمت دیگر برای تنظیم توان اکتیو استفاده می‌گردد که به ترتیب به بخش‌های اینورتر و یکسوساز اشاره دارد. متداول‌ترین روش کنترل پیاده‌سازی شده، کنترل برداری^۱ است که توانایی کنترل توان اکتیو و راکتیو را به صورت مستقل در اختیار قرار می‌دهد؛ بنابراین در هر دو سمت و در موازات با ولتاژ لینک DC و کنترل توان اکتیو، کنترلر مبدل باید به گونه‌ای طراحی گردد که (۱) ولتاژ را در PCC^۲ کنترل نماید، (۲) توان راکتیو را کنترل کند یا (۳) واحد بودن ضریب قدرت^۳ را حفظ نماید. در این مطالعه نقطه مرجع i_q روی صفر تنظیم گردیده است. شکل (الف-۴) مدل استفاده شده در این مطالعه را نشان می‌دهد که با نام مدل فازور^۴ شناخته می‌شود. تنظیم‌کننده جریان و منبع ولتاژ با منبع جریان نشان داده شده در شکل جایگزین گردیده‌اند. این مدل به طور معمول برای شبیه‌سازی نوسانات فرکانس پایین برای دوره‌های زمانی طولانی (ده‌ها ثانیه تا چند دقیقه) و شبیه‌سازی پایداری گذرا در نرم‌افزار متلب مورد استفاده قرار می‌گیرد [93-95].



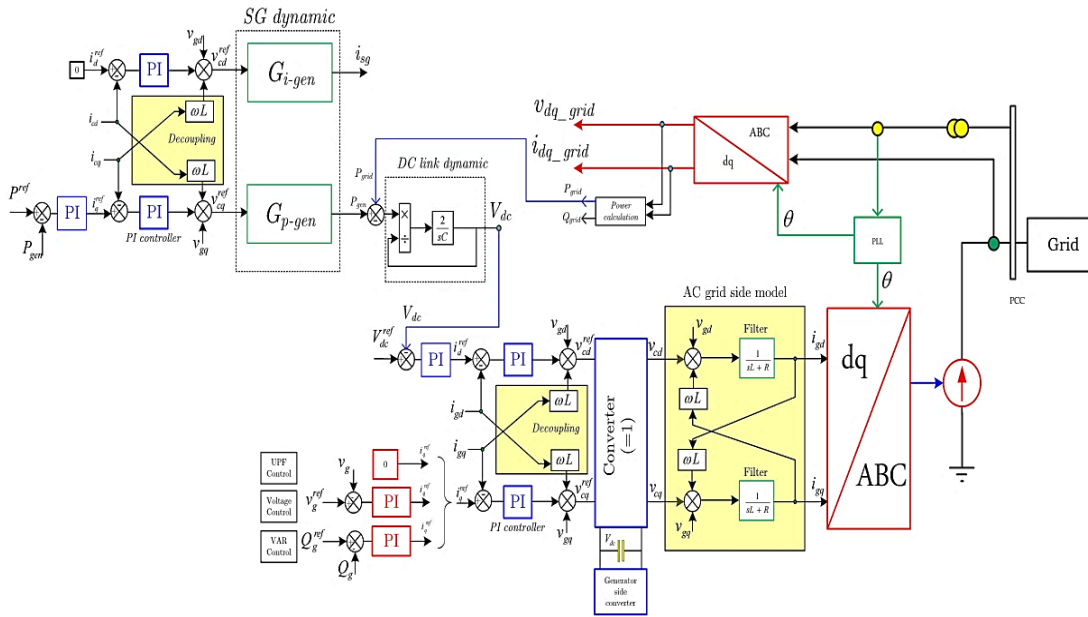
شکل (الف-۳) مدل کامل مبدل پشت به پشت

¹ Vector Control

² Point of Common Coupling (PCC)

³ Power Factor

⁴ Phasor Model



شکل (الف-۴) مدل منبع جریان (مدل فازور) برای مبدل پشت به پشت - مدل متلب

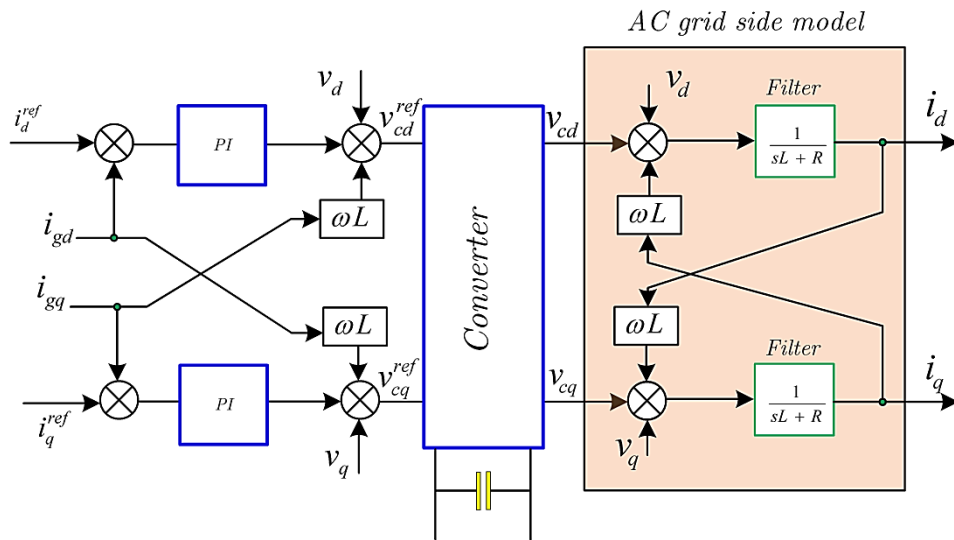
الف-۶-۱ حلقه کنترل جریان داخلی

کنترلر جریان مبدل پشت به پشت در شکل (الف-۵) نشان داده شده است. تابع انتقال حلقه بسته کنترل جریان سیستم در رابطه (الف-۳۴) بیان گردیده است.

$$F_{CC}(S) = \frac{\left[K_{pcc} + \frac{K_{icc}}{S} \right] \left[\frac{1}{LS + R} \right]}{1 + \left[K_{pcc} + \frac{K_{icc}}{S} \right] \left[\frac{1}{LS + R} \right]} \quad \text{(الف-۳۴)}$$

با انتخاب $K_{pcc} = \frac{L}{\tau_{cc}}$ و $K_{icc} = \frac{R}{\tau_{cc}}$ ، که در این روابط τ_{cc} ثابت زمانی کنترلر حلقه بسته جریان بوده و در این مطالعه برابر $1/5$ میلی ثانیه در نظر گرفته شده است، می توان تابع حلقه بسته که در رابطه (الف-۳۴) بیان گردیده است را به صورت تابع انتقال مرتبه اول (الف-۳۵) تخمین زد.

$$F_{CC}(S) = \frac{1}{\tau_{cc}S + 1} = \frac{\omega_{cc}}{S + \omega_{cc}}, \quad \omega_{cc} = 1/\tau_{cc} \quad \text{(الف-۳۵)}$$



شکل (الف-۵) کنترلر جریان مبدل منبع ولتاژ پشت به پشت

الف-۶-۲ حلقه خارجی DC

به منظور تسهیل اعمال کنترل آشناری^۱، پهنای باند پیشنهادی برای کنترلر حلقه خارجی حداقل ۵ برابر کمتر از حلقه داخلی است. پهنای باند کنترلر DC آهسته‌تر از حلقه داخلی و ۱۰٪ آن انتخاب می‌گردد (یعنی: $BW_{DC} = BW_{CC}/10$). دینامیک‌های حلقه کنترلر جریان (F_{CC}) به اندازه کافی از حلقه‌های داخلی سریع‌تر می‌باشند، به طوری که می‌توان F_{CC} را در داخل پهنای باند حلقه‌های خارجی برابر یک در نظر گرفت. سپس تابع حلقه بسته حلقه کنترل DC را می‌توان با رابطه (الف-۳۶) بیان نمود.

$$G_{ac}(S) = \frac{(v_{dc}^{ref})^2}{v_{dc}^2} = \frac{SK_{pac} + K_{idc}}{0.5S^2C + SK_{pac} + K_{idc}} \quad (\text{الف-۳۶})$$

با مقایسه با تابع مرتبه دوم خواهیم داشت:

$$\omega_n^2 = \frac{K_{idc}}{0.5C} \quad (\text{الف-۳۷})$$

^۱ Cascade Control

$$2\zeta\omega_n = \frac{K_{pac}}{0.5C} \quad (\text{الف-۳۸})$$

با $\zeta = 1$ و $\omega_n = 0.17 p.u$ خواهیم داشت: $K_{pac} = 0.001 p.u$ و $K_{idc} = 0.001 p.u$

داده‌های سیستم و کنترل

جدول (ب-۱) داده ژنراتورها

شماره باس ژنراتور	۱	۲	۳	۴
MVA	900	900	900	900
$x_1(p.u)$	0.2	0.2	0.2	0.2
$r_a(p.u)$	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025
$x_d(p.u)$	1.80	1.80	1.80	1.80
$x'_d(p.u)$	0.30	0.30	0.30	0.30
$x''_d(p.u)$	0.25	0.25	0.25	0.25
T'_{do}	8.00	8.00	8.00	8.00
T''_{do}	0.03	0.03	0.03	0.03
$x_q(p.u)$	1.70	1.70	1.70	1.70
$x'_q(p.u)$	0.55	0.55	0.55	0.55
$x''_q(p.u)$	0.25	0.25	0.25	0.25
T'_{qo}	0.4	0.4	0.4	0.4
T''_{qo}	0.05	0.05	0.05	0.05
H	6.5	6.5	6.175	6.175
D	0.00	0.00	0.00	0.00

جدول (ب-۲) داده ADNC

بخش	اندازه
بار ZIP	100 MW
موتور القایی	100 MW
Back-to-Back SG	750 MW

جدول (ب-۳) داده AVR

پارامتر	مقدار
K_A	20
T_A	0.055
T_B	-
T_e	-
V_{Rmax}	5
V_{Rmin}	-5
K_E	1
T_E	-
K_F	0.125
T_F	1.8

جدول (ب-۴) داده PSS

پارامتر	مقدار
K_{pss}	9.5
$T_W(S)$	1.41
T_1	0.154
T_2	0.033
T_3	1
T_4	1
V_{Smax}	0.2
V_{Smin}	-0.2

جدول (ب-۵) مدل سازی مبدل پشت به پشت

پارامتر	مقدار * p.u.
اندوکتانس سمت شبکه	0.22
مقاومت سمت شبکه	0.073
K_P کنترلر جریان	0.45
K_i کنترلر جریان	15
خازن لینک DC	75 mF
ولتاژ نامی DC	40 KV
K_P کنترلر ولتاژ DC	0.001
K_i کنترلر ولتاژ DC	0.001

*مبنای سیستم 24 kV و 100 MVA

برخی از مفاهیم اساسی پایداری سیستم‌های دینامیکی

ج-۱ نمایش فضای حالت

همانطور که در [1] بیان گردیده است، رفتار هر سیستم دینامیکی، مانند سیستم قدرت را می‌توان به کمک مجموعه‌ای از n معادله دیفرانسیل معمولی به صورت رابطه (ج-۱) توصیف کرد.

$$\dot{X}_i = f_i(X_1, X_2, \dots, X_n; U_1, U_2, \dots, U_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{ج-۱})$$

در رابطه (ج-۱) مرتبه سیستم و r تعداد ورودی‌ها است. این معادله را می‌توان با استفاده از نمایش بردار ماتریسی به صورت رابطه (ج-۲) نوشت.

$$\dot{\mathbf{X}} = \mathbf{f}(\mathbf{X}, \mathbf{U}, t) \quad (\text{ج-۲})$$

در رابطه (ج-۲) داریم:

$$\mathbf{X} = \begin{pmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \end{pmatrix} \quad \mathbf{U} = \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_r \end{pmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{pmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{pmatrix}$$

بردار ستونی \mathbf{X} بردار حالت^۱ و عناصر آن X_i متغیرهای حالت^۲ نامیده می‌شوند. بردار ستونی \mathbf{U} بردار ورودی‌های سیستم است که سیگنال‌های خارجی هستند که بر عملکرد

^۱ State Vector

^۲ State Variable

سیستم تأثیر می‌گذارند. زمان با t و مشتق زمانی متغیرهای حالت با \dot{X} نشان داده می‌شوند. اگر مشتقات متغیرهای حالت توابع صریحی^۱ از زمان نباشند، سیستم را خودگردان^۲ گویند. در این حالت رابطه (ج-۲) به صورت رابطه (ج-۳) ساده می‌شود.

$$\dot{X} = f(X, U) \quad (\text{ج-۳})$$

معمولاً به آن دسته از متغیرهای سیستم به عنوان متغیرهای خروجی علاقه‌مندیم که بتوان آن‌ها را از روی سیستم مشاهده نمود. این متغیرها را می‌توان بر حسب متغیرهای حالت و ورودی به صورت رابطه (ج-۴) بیان کرد.

$$y = g(X, U) \quad (\text{ج-۴})$$

که در رابطه (ج-۴) داریم:

$$y = \begin{pmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_m \end{pmatrix} \quad g = \begin{pmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{pmatrix}$$

بردار ستونی y بردار خروجی‌ها و g بردار توابع غیرخطی است که متغیرهای حالت ورودی را به متغیرهای خروجی مرتبط می‌سازد.

ج-۲ نقاط تعادل (یا منفرد)

نقاط تعادل نقطاتی هستند که در آن نقاط، کلیه مشتقات \dot{X}_1 و \dot{X}_2 و ... و \dot{X}_n همزمان صفر شوند. این نقاط، مکان‌هایی با سرعت صفر را بر روی مسیر تعریف می‌کنند. بنابراین سیستم در حالت استراحت است زیرا کلیه متغیرها ثابت و تغییرناپذیر با زمان هستند. بنابراین نقطه منفرد یا تعادل، باید رابطه (ج-۵) را برآورده سازد.

$$f(X_0) = 0 \quad (\text{ج-۵})$$

در رابطه (ج-۵)، X_0 بردار حالت X در نقطه تعادل است.

^۱ Explicit

^۲ Autonomous

اگر توابع f_i ($i = 1, 2, \dots, n$) در رابطه (ج-۵) خطی باشند، سیستم خطی است. سیستم خطی تنها یک نقطه تعادل دارد (اگر ماتریس سیستم غیرمنفرد باشد). اما یک سیستم غیرخطی ممکن است بیش از یک نقطه تعادل داشته باشد. نقاط منفرد به خوبی مشخصه رفتار سیستم دینامیکی را بیان می‌کنند و بنابراین می‌توانیم درباره پایداری سیستم از ماهیت این نقاط نتایجی را به دست آوریم.

ج-۳ خطی‌سازی

اگر X_0 بردار حالت اولیه و U_0 بردار ورودی متناظر با نقطه تعادلی باشد که باید حول آن عملکرد سیگنال کوچک را بررسی کرد، رابطه (ج-۶) را خواهیم داشت.

$$\dot{X}_0 = f(X_0, U_0) = 0 \quad (\text{ج-۶})$$

سیستم را از حالت تعادل به صورت رابطه (ج-۷) منحرف می‌کنیم.

$$X = X_0 + \Delta X \quad (\text{ج-۷})$$

$$U = U_0 + \Delta U$$

در رابطه (ج-۷) پیشوند Δ نشان دهنده یک انحراف کوچک است.

در این صورت حالت جدید باید رابطه (ج-۳) را برآورده سازد، از این‌رو رابطه (ج-۸) را داریم.

$$\dot{X} = \dot{X}_0 + \Delta \dot{X} = f[(X_0 + \Delta X), (U_0 + \Delta U)] \quad (\text{ج-۸})$$

از آن جایی که در رابطه (ج-۸) انحراف کوچک فرض می‌شود، توابع غیرخطی $f(X, U)$ را می‌توان بر حسب سری تیلور بیان کرد. با صرف نظر کردن از عباراتی که توان‌های مرتبه دوم و بالاتر از ΔX و ΔU را شامل می‌شوند و ساده‌سازی در نهایت رابطه (ج-۹) را خواهیم داشت.

$$\Delta \dot{X} = A \Delta X + B \Delta U \quad (\text{ج-۹})$$

$$\Delta y = C \Delta X + D \Delta U$$

در رابطه (ج-۹)، ΔX بردار حالت n بعدی، Δy بردار خروجی m بعدی، ΔU بردار ورودی r بعدی، A

ماتریس حالت^۱ یا دستگاه^۲ با اندازه $n \times n$ ماتریس ورودی یا کنترل با اندازه $n \times r$ ، ماتریس C خروجی با اندازه $m \times n$ و ماتریس پیش‌خوری است که سهمی از ورودی را که مستقیماً در خروجی ظاهر می‌شود تعریف می‌کند و اندازه آن $m \times r$ می‌باشد.

ج-۴ مقادیر ویژه^۳

مقادیر ویژه ماتریس، مقادیری از پارامتر اسکالر λ است که به ازای آن‌ها برای رابطه (ج-۱۰) پاسخ‌های غیرجزئی (به عبارت دیگر، غیر از $\phi = 0$) وجود داشته باشد.

$$A\phi = \lambda\phi \quad (\text{ج-۱۰})$$

در رابطه (ج-۱۰)، A ماتریس حالت (که برای سیستم‌های فیزیکی مانند سیستم قدرت، حقیقی است) و ϕ بردار $n \times 1$ است. برای پیدا کردن مقادیر ویژه، رابطه (ج-۱۰) را می‌توان به صورت (ج-۱۱) نوشت.

$$(A - \lambda I)\phi = 0 \quad (\text{ج-۱۱})$$

و برای داشتن پاسخ غیرجزئی باید رابطه (ج-۱۲) را داشته باشیم.

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (\text{ج-۱۲})$$

بسط دترمینان (ج-۱۲)، معادله مشخصه^۴ را می‌دهد و n پاسخ λ_i ($i = 1, 2, \dots, n$) مقادیر ویژه A هستند. مقادیر ویژه ممکن است حقیقی یا مختلط باشند. اگر A حقیقی باشد، مقادیر ویژه مختلط همواره به صورت جفت‌های مزدوج رخ خواهند داد.

¹ State Matrix

² Plant Matrix

³ Eigen Values

⁴ Characteristic Properties

ج-۵ بردارهای ویژه

برای هر مقدار ویژه λ_i بردار n ستونی ϕ_i را که معادله (ج-۱۰) را برآورده می‌سازد، بردار ویژه راست^۱ A متناظر با مقدار ویژه λ_i می‌نامند. بنابراین رابطه (ج-۱۳) را داریم.

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{ج-۱۳})$$

بردار ویژه ϕ_i به صورت رابطه (ج-۱۴) است.

$$\phi_i = \begin{pmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{pmatrix} \quad (\text{ج-۱۴})$$

از آن جا که معادله (ج-۱۱) همگن است، $K\phi_i$ (که در آن K اسکالر است) نیز یک پاسخ می‌باشد. بنابراین بردارهای ویژه تنها در حدود یک مضرب اسکالر تعیین می‌گردند.

به طور مشابه بردار n سطری ψ_i را که معادله (ج-۱۵) را برآورده سازد بردار ویژه چپ^۲ متناظر با مقدار ویژه λ_i نامیده می‌شود.

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{ج-۱۵})$$

بردارهای ویژه چپ و راست متناظر با مقدارهای ویژه مختلف، متعامد^۳ هستند. به عبارت دیگر، اگر λ_i مساوی λ_j نباشد، رابطه (ج-۱۶) را داریم.

$$\psi_j \phi_i = 0 \quad (\text{ج-۱۶})$$

لیکن، در مورد بردارهای ویژه متناظر با همان مقدارهای ویژه رابطه (ج-۱۷) را داریم.

$$\psi_i \phi_i = C_i \quad (\text{ج-۱۷})$$

در رابطه (ج-۱۷)، C_i ثابتی غیر صفر است. از آن جایی که بردارهای ویژه را می‌توان در عددی ضرب

^۱ Right Eigenvector

^۲ Left Eigenvector

^۳ Orthogonal

یا بر عددی غیر صفر بخش کرد، لذا متداول است که این بردارها را به گونه‌ای نرمالیزه^۱ می‌کنند که رابطه (ج-۱۸) برآورده شود.

$$\psi_i \phi_i = 1 \quad (\text{ج-۱۸})$$

ج-۶ ماتریس‌های مدال

برای بیان خواص ویژه A به طور مختصر، معرفی ماتریس‌های (ج-۱۹) و (ج-۲۰) مناسب است.

$$\Phi = [\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_n] \quad (\text{ج-۱۹})$$

$$\Psi = [\psi_1^T, \psi_2^T, \dots, \psi_n^T]^T \quad (\text{ج-۲۰})$$

همچنین ماتریس Λ نیز به صورت یک ماتریس قطری با مقادیر ویژه λ_1 تا λ_n روی قطر اصلی تعریف می‌گردد. هر کدام از این ماتریس‌های معرفی شده $n \times n$ هستند. از این روابط (ج-۲۱) و (ج-۲۲) را خواهیم داشت.

$$A\Phi = \Lambda\Phi \quad (\text{ج-۲۱})$$

$$\Psi\Phi = I \rightarrow \Psi = \Phi^{-1} \quad (\text{ج-۲۲})$$

از رابطه (ج-۲۱) نتیجه می‌شود:

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda \quad (\text{ج-۲۳})$$

با توجه به رابطه (ج-۹) حرکت آزاد (با ورودی صفر) به صورت رابطه (ج-۲۴) بیان می‌گردد.

$$\Delta\dot{X} = A\Delta X \quad (\text{ج-۲۴})$$

همواره مجموعه‌ای از معادلات به صورت بیان شده در رابطه (ج-۲۴)، حاصل از ملاحظات فیزیکی، بهترین وسیله مطالعات تحلیلی حرکت نمی‌باشند. مسئله آن است که میزان تغییر هر متغیر حالت، ترکیبی خطی از کلیه متغیرهای حالت می‌باشد. به علت تزویج متقابل بین حالت‌ها، مجزا کردن آن دسته از پارامترهایی که حرکت را به طور مؤثری تحت تأثیر قرار می‌دهند مشکل است.

^۱ Normalize

به منظور حذف تزویج متقابل بین متغیرهای حالت، بردار حالت جدید Z در نظر گرفته می‌شود که به بردار حالت اولیه ΔX به کمک تبدیل (ج-۲۵) رابطه دارد.

$$\Delta X = \Phi Z \quad (\text{ج-۲۵})$$

در رابطه (ج-۲۵)، Φ ماتریس مدال A ، تعریف شده با رابطه (ج-۱۹) است. با جایگزینی رابطه (ج-۲۵) به جای ΔX در معادله (ج-۲۴)، رابطه (ج-۲۶) حاصل می‌گردد.

$$\Phi \dot{Z} = A\Phi Z \quad (\text{ج-۲۶})$$

معادله حالت جدید را می‌توان به صورت رابطه (ج-۲۷) نوشت.

$$\dot{Z} = \Phi^{-1} A\Phi Z \quad (\text{ج-۲۷})$$

با توجه به رابطه (ج-۲۳) رابطه (ج-۲۷) به صورت رابطه (ج-۲۸) نوشته می‌شود.

$$\dot{Z} = \Lambda Z \quad (\text{ج-۲۸})$$

تفاوت مهم رابطه (ج-۲۸) با رابطه (ج-۲۴) آن است که Λ یک ماتریس قطری بوده، حال آن که A در حالت کلی غیرقطری است. بنابراین تأثیر تبدیل (ج-۲۵) غیر تزویجی کردن معادلات حالت است.

پاسخ‌های زمانی معادله دیفرانسیل (ج-۲۸) به صورت رابطه (ج-۲۹) است.

$$Z_i(t) = Z_i(0)e^{\lambda_i t} \quad (\text{ج-۲۹})$$

در رابطه (ج-۲۹)، $Z_i(0)$ مقدار اولیه Z_i است.

با توجه به رابطه (ج-۲۵) و (ج-۲۹)، پاسخ زمانی i امین متغیر حالت به صورت رابطه (ج-۳۰) بیان می‌گردد.

$$\Delta X_i(t) = \phi_{i1}C_1e^{\lambda_1 t} + \phi_{i2}C_2e^{\lambda_2 t} + \dots + \phi_{in}C_n e^{\lambda_n t} \quad (\text{ج-۳۰})$$

مشاهده می‌گردد که پاسخ آزاد به صورت ترکیبی از n مد مکانیکی بیان می‌گردد. بردارهای حالت ΔX و Z به صورت روابط (ج-۲۵) و (ج-۳۱) به یکدیگر وابسته‌اند.

$$Z = \Psi \Delta X \quad (\text{ج-۳۱})$$

متغیرهای ΔX_i ($i = 1, 2, \dots, n$)، متغیرهای حالت اصلی هستند که برای نمایش عملکرد دینامیکی سیستم انتخاب شده‌اند. متغیرهای Z_i ($i = 1, 2, \dots, n$)، متغیرهای حالت تبدیل شده به گونه‌ای هستند که هر متغیر حالت فقط متناظر با یک مد است.

ج-۷ عامل مشارکت

یک مسئله مهم در به کارگیری مجزای بردارهای ویژه راست و چپ در شناسایی رابطه بین حالت‌ها و مدها، آن است که عناصر بردارهای ویژه به واحدها و مقیاس‌بندی متناظر با متغیرهای حالت وابسته هستند. یکی از روش‌های حل این مسئله ماتریس مشارکت^۱ (به عنوان اندازه‌ای از رابطه بین متغیرهای حالت و مدها) است. این روش بردارهای ویژه چپ و راست را به صورت رابطه (ج-۳۲) ترکیب می‌نماید.

$$P = [P_1 \quad P_2 \quad \dots \quad P_n] \quad (\text{ج-۳۲})$$

در رابطه (ج-۳۲) داریم:

$$P_i = \begin{pmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{pmatrix} \quad (\text{ج-۳۳})$$

در رابطه (ج-۳۳)، ϕ_{ki} عنصر موجود در k امین سطر و i امین ستون ماتریس مدال Φ (k امین ورودی بردار ویژه راست ϕ_i) و ψ_{ik} عنصر موجود در i امین سطر و k امین ستون ماتریس مدال Ψ (k امین ورودی بردار ویژه چپ ψ_i) است. عنصر $P_{ki} = \phi_{ki} \psi_{ik}$ ضریب مشارکت نام‌گذاری شده است که سنجشی از میزان مشارکت نسبی k امین متغیر حالت در i امین مد و بالعکس می‌باشد.

^۱ Participation Matrix

پوست (د)

معادلات غیر خطی سیستم در مد بهره برداری متصل به شبکه

د-۱ معادلات سیستم غیر خطی

$$\frac{dv_{o,d}}{dt} = \omega_b \omega_g v_{o,q} + \frac{\omega_b}{c_f} i_{cv,d} - \frac{\omega_b}{c_f} i_{o,d} \quad (1-د)$$

$$\frac{dv_{o,q}}{dt} = -\omega_b \omega_g v_{o,d} + \frac{\omega_b}{c_f} i_{cv,q} - \frac{\omega_b}{c_f} i_{o,q} \quad (2-د)$$

$$\begin{aligned} \frac{di_{cv,d}}{dt} = & \frac{\omega_b(k_{ffv} - 1 - k_{AD} - k_{pc}k_{pv})}{l_f} v_{o,d} - \frac{\omega_b c_f k_{pc}}{l_f} \omega_g v_{o,q} \\ & - \frac{\omega_b(k_{pc} + r_f)}{l_f} i_{cv,d} + \frac{\omega_b k_{ic}}{l_f} \gamma_d + \frac{\omega_b k_{pc}(k_{ffi} - k_{pv}r_v)}{l_f} i_{o,d} \\ & + \frac{\omega_b k_{pc}k_{pv}l_v}{l_f} \omega_g i_{o,q} + \frac{\omega_b k_{AD}}{l_f} \varphi_d + \frac{\omega_b k_{iv}k_{pc}}{l_f} \xi_d \\ & - \frac{\omega_b k_{pc}k_{pv}k_q}{l_f} q_m - \omega_b i_{cv,q} \delta\omega_{VSM} + \frac{\omega_b k_{pc}k_{pv}l_v}{l_f} i_{o,q} \delta\omega_{VSM} \\ & - \frac{\omega_b c_f k_{pc}}{l_f} v_{o,q} \delta\omega_{VSM} + \frac{\omega_b k_{pc}k_{pv}k_q}{l_f} q^* + \frac{\omega_b k_{pc}k_{pv}}{l_f} \hat{v}^* \end{aligned} \quad (3-د)$$

$$\frac{di_{o,d}}{dt} = \frac{\omega_b}{l_g} v_{o,d} - \frac{\omega_b r_g}{l_g} i_{o,d} + \omega_b \omega_g i_{o,q} + \frac{\omega_b \hat{v}_g \cos(\delta\theta_{VSM})}{l_g} \quad (4-د)$$

$$\frac{di_{o,q}}{dt} = \frac{\omega_b}{l_g} v_{o,q} - \omega_b \omega_g i_{o,d} - \frac{\omega_b r_g}{l_g} i_{o,q} + \frac{\omega_b \hat{v}_g \sin(\delta\theta_{VSM})}{l_g} \quad (5-د)$$

$$\begin{aligned}
\frac{di_{cv,q}}{dt} = & \frac{\omega_b c_f k_{pc}}{l_f} \omega_g v_{o,d} + \frac{\omega_b (k_{ffv} - 1 - k_{AD} - k_{pc} k_{pv})}{l_f} v_{o,q} \\
& - \frac{\omega_b (k_{pc} + r_f)}{l_f} i_{cv,q} + \frac{\omega_b k_{ic}}{l_f} \gamma_q - \frac{\omega_b k_{pc} k_{pv} l_v}{l_f} \omega_g i_{o,d} \\
& + \frac{\omega_b k_{pc} (k_{ffi} - k_{pv} r_v)}{l_f} i_{o,q} + \frac{\omega_b k_{AD}}{l_f} \varphi_d + \frac{\omega_b k_{iv} k_{pc}}{l_f} \xi_q \\
& + \omega_b i_{cv,d} \delta\omega_{VSM} - \frac{\omega_b k_{pc} k_{pv} l_v}{l_f} i_{o,d} \delta\omega_{VSM} \\
& + \frac{\omega_b c_f k_{pc}}{l_f} v_{o,d} \delta\omega_{VSM}
\end{aligned} \tag{9-5}$$

$$\begin{aligned}
\frac{d\gamma_d}{dt} = & -k_{pv} v_{o,d} - c_f \omega_g v_{o,q} - i_{cv,d} + (k_{ffi} - k_{pv} r_v) i_{o,d} + k_{pv} l_v \omega_g i_{o,q} \\
& + k_{iv} \xi_d - k_{pv} k_q q_m + k_{pv} l_v i_{o,q} \delta\omega_{VSM} - c_f v_{o,q} \delta\omega_{VSM} \\
& + k_{pv} k_q q^* + k_{pv} \hat{v}^*
\end{aligned} \tag{10-5}$$

$$\begin{aligned}
\frac{d\gamma_q}{dt} = & c_f \omega_g v_{o,d} - k_{pv} v_{o,q} - i_{cv,q} - k_{pv} l_v \omega_g i_{o,d} + (k_{ffi} - k_{pv} r_v) i_{o,q} \\
& + k_{iv} \xi_q - k_{pv} l_v i_{o,d} \delta\omega_{VSM} + c_f v_{o,d} \delta\omega_{VSM}
\end{aligned} \tag{11-5}$$

$$\frac{d\varphi_d}{dt} = \omega_{AD} v_{o,d} - \omega_{AD} \varphi_d \tag{12-5}$$

$$\frac{d\varphi_q}{dt} = \omega_{AD} v_{o,q} - \omega_{AD} \varphi_q \tag{13-5}$$

$$\begin{aligned}
\frac{dv_{PLL,d}}{dt} = & \omega_{LP,PLL} v_{o,d} \cos(\delta\theta_{PLL} - \delta\theta_{VSM}) \\
& + \omega_{LP,PLL} v_{o,q} \sin(\delta\theta_{PLL} - \delta\theta_{VSM}) \\
& - \omega_{LP,PLL} v_{PLL,d}
\end{aligned} \tag{14-5}$$

$$\begin{aligned}
\frac{dv_{PLL,q}}{dt} = & -\omega_{LP,PLL} v_{o,d} \sin(\delta\theta_{PLL} - \delta\theta_{VSM}) \\
& + \omega_{LP,PLL} v_{o,q} \cos(\delta\theta_{PLL} - \delta\theta_{VSM}) \\
& - \omega_{LP,PLL} v_{PLL,q}
\end{aligned} \tag{15-5}$$

$$\frac{d\varepsilon_{PLL}}{dt} = \tan^{-1} \left(\frac{v_{PLL,q}}{v_{PLL,d}} \right) \tag{16-5}$$

$$\frac{d\delta\theta_{VSM}}{dt} = \omega_b \delta\omega_{VSM} \tag{17-5}$$

$$\frac{d\delta\xi_d}{dt} = -v_{o,d} - r_v i_{o,d} + l_v \omega_g i_{o,q} - k_q q_m + l_v i_{o,q} \delta\omega_{VSM} + k_q q^* + \hat{v}^* \tag{18-5}$$

$$\frac{d\delta\xi_q}{dt} = -v_{o,q} - l_v \omega_g i_{o,d} - r_v i_{o,q} - l_v i_{o,d} \delta\omega_{VSM} \tag{19-5}$$

$$\frac{dq_m}{dt} = -\omega_f i_{o,q} v_{o,d} + \omega_f i_{o,d} v_{o,q} - \omega_f q_m \tag{20-5}$$

$$\frac{d\delta\theta_{PLL}}{dt} = \omega_b k_{p,PLL} \tan^{-1}\left(\frac{v_{PLL,q}}{v_{PLL,d}}\right) + \omega_b k_{i,PLL} \varepsilon_{PLL} \quad (18-5)$$

$$\begin{aligned} \frac{d\delta\omega_{VSM}}{dt} = & -\frac{1}{T_a} i_{o,d} v_{o,d} - \frac{1}{T_a} i_{o,q} v_{o,q} + \frac{k_d k_{p,PLL}}{T_a} \tan^{-1}\left(\frac{v_{PLL,q}}{v_{PLL,d}}\right) \\ & + \frac{k_d k_{i,PLL}}{T_a} \varepsilon_{PLL} - \frac{k_d + k_\omega}{T_a} \delta\omega_{VSM} + \frac{1}{T_a} p^* + \frac{k_\omega}{T_a} \omega^* - \frac{k_\omega}{T_a} \omega_g \end{aligned} \quad (19-5)$$

ماتریس های مدل سینتال کوچک ماشین سکرون مجازی

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix}
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \omega_b v_{o,q,0} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_b v_{o,d,0} \\
 0 & \frac{\omega_b k_{pc} k_{pv} k_q}{l_f} & 0 & \frac{\omega_b k_{pc} k_{pv}}{l_f} & 0 & \frac{\omega_b k_{pc} (k_{pv} l_v i_{o,q,0} - c_f v_{o,q,0})}{l_f} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\omega_b k_{pc} (-k_{pv} l_v i_{o,d,0} + c_f v_{o,d,0})}{l_f} \\
 0 & k_{pv} k_q & 0 & k_{pv} & 0 & k_{pv} l_v i_{o,q,0} - c_f v_{o,q,0} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -k_{pv} l_v i_{o,d,0} + c_f v_{o,d,0} \\
 0 & 0 & -\frac{\omega_b \cos(\delta\theta_{VSM,0})}{l_g} & 0 & 0 & \omega_b i_{o,q,0} \\
 0 & 0 & \frac{\omega_b \sin(\delta\theta_{VSM,0})}{l_g} & 0 & 0 & \omega_b i_{o,d,0} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & k_q & 0 & 1 & 0 & l_v i_{o,q,0} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -l_v i_{o,d,0} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{1}{T_a} & 0 & 0 & 0 & \frac{k_\omega}{T_a} & -\frac{k_\omega}{T_a} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
 \end{bmatrix} \quad (1-5)$$

$$\mathbf{A}_{11} = \begin{bmatrix}
0 & \omega_b \omega_{g,0} & \frac{\omega_b}{c_f} & 0 & 0 & 0 & -\frac{\omega_b}{c_f} & 0 & 0 & 0 \\
-\omega_b \omega_{g,0} & 0 & 0 & \frac{\omega_b}{c_f} & 0 & 0 & 0 & -\frac{\omega_b}{c_f} & 0 & 0 \\
\frac{\omega_b(k_{ffv}-1-k_{AD}-k_{pc}k_{pv})}{l_f} & -\frac{\omega_b c_f k_{pc} \omega_{g,0}}{l_f} & -\frac{\omega_b(k_{pc}+r_f)}{l_f} & 0 & \frac{\omega_b k_{ic}}{l_f} & 0 & \frac{\omega_b k_{pc}(k_{ffv}-k_{pv}r_v)}{l_f} & \frac{\omega_b k_{pc} k_{pv} l_v \omega_{g,0}}{l_f} & \frac{\omega_b k_{AD}}{l_f} & 0 \\
\frac{\omega_b c_f k_{pc} \omega_{g,0}}{l_f} & \frac{\omega_b(k_{ffv}-1-k_{AD}-k_{pc}k_{pv})}{l_f} & 0 & -\frac{\omega_b(k_{pc}+r_f)}{l_f} & 0 & \frac{\omega_b k_{ic}}{l_f} & -\frac{\omega_b \omega_b k_{pc} k_{pv} l_v}{l_f} & \frac{\omega_b k_{pc}(k_{ffv}-k_{pv}r_v)}{l_f} & 0 & \frac{\omega_b k_{AD}}{l_f} \\
-k_{pv} & -c_f \omega_{g,0} & -1 & 0 & 0 & 0 & k_{ffv}-k_{pv}r_v & k_{pv} l_v \omega_{g,0} & 0 & 0 \\
c_f \omega_{g,0} & -k_{pv} & 0 & -1 & 0 & 0 & -k_{pv} l_v \omega_{g,0} & k_{ffv}-k_{pv}r_v & 0 & 0 \\
\frac{\omega_b}{l_g} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{\omega_b r_g}{l_g} & \omega_b \omega_{g,0} & 0 & 0 \\
0 & \frac{\omega_b}{l_g} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_b \omega_{g,0} & -\frac{\omega_b r_g}{l_g} & 0 & 0 \\
\omega_{AD} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_{AD} & 0 \\
0 & \omega_{AD} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_{AD}
\end{bmatrix} \quad (3-5)$$

$$\mathbf{A}_{12} = \begin{bmatrix}
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\omega_b k_{iv} k_{pc}}{l_f} & 0 & -\frac{\omega_b k_{pc} k_{pv} k_q}{l_f} & \frac{\omega_b(-l_f i_{cv,q,0} + k_{pc} k_{pv} l_v i_{o,q,0} - c_f k_{pc} v_{o,q,0})}{l_f} & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\omega_b k_{iv} k_{pc}}{l_f} & 0 & 0 & \frac{\omega_b(l_f i_{cv,d,0} - k_{pc} k_{pv} l_v i_{o,d,0} + c_f k_{pc} v_{o,d,0})}{l_f} & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & k_{iv} & 0 & -k_{pv} k_q & k_{pv} l_v i_{o,q,0} - c_f v_{o,q,0} & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & k_{iv} & 0 & -k_{pv} l_v i_{o,d,0} + c_f v_{o,d,0} & 0 \\
0 & 0 & 0 & \frac{\omega_b \hat{v}_{g,0} \sin(\delta\theta_{VSM,0})}{l_g} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & \frac{\omega_b \hat{v}_{g,0} \cos(\delta\theta_{VSM,0})}{l_g} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
\end{bmatrix} \quad (3-6)$$

$$\mathbf{A}_{21} = \begin{bmatrix}
\omega_{LP,PLL} \cos(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) & \omega_{LP,PLL} \sin(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
-\omega_{LP,PLL} \sin(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) & \omega_{LP,PLL} \cos(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
-1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -r_v & \omega_g l_v & 0 & 0 \\
0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_g l_v & -r_v & 0 & 0 \\
-\omega_f i_{o,q,0} & \omega_f i_{o,d,0} & 0 & 0 & 0 & 0 & \omega_f v_{o,q,0} & -\omega_f v_{o,d,0} & 0 & 0 \\
-\frac{i_{o,d,0}}{T_a} & -\frac{i_{o,q,0}}{T_a} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{v_{o,d,0}}{T_a} & -\frac{v_{o,q,0}}{T_a} & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
\end{bmatrix} \quad (3-7)$$

$$\mathbf{A}_{22} = \begin{bmatrix}
-\omega_{LP,PLL} & 0 & 0 & -\omega_{LP,PLL} \begin{pmatrix} v_{o,q,0} \cos(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) \\ -v_{o,d,0} \sin(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) \end{pmatrix} & 0 & 0 & 0 & 0 & \omega_{LP,PLL} \begin{pmatrix} v_{o,q,0} \cos(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) \\ -v_{o,d,0} \sin(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) \end{pmatrix} \\
0 & -\omega_{LP,PLL} & 0 & \omega_{LP,PLL} \begin{pmatrix} v_{o,d,0} \cos(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) \\ +v_{o,q,0} \sin(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) \end{pmatrix} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_{LP,PLL} \begin{pmatrix} v_{o,d,0} \cos(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) \\ +v_{o,q,0} \sin(\delta\theta_{PLL,0} - \delta\theta_{VSM,0}) \end{pmatrix} \\
0 & \frac{1}{v_{PLL,d,0}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \omega_b & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -k_q & I_v i_{o,q,0} & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -I_v i_{o,d,0} & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_f & 0 & 0 \\
0 & \frac{k_d k_{p,PLL}}{T_a v_{PLL,d,0}} & \frac{k_d k_{i,PLL}}{T_a} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{k_d + k_{\omega}}{T_a} & 0 \\
0 & \frac{\omega_b k_{p,PLL}}{v_{PLL,d,0}} & \omega_b k_{i,PLL} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
\end{bmatrix} \quad (\Delta-5)$$

پارامترهای ماشین سنکرون مجازی

جدول (و-۱) پارامترهای ماشین سنکرون مجازی

پارامتر	مقدار
توان نامی (S_b)	2.75 MVA
ثابت اینرسی VSM (T_a)	2 s
ضریب میرایی VSM (k_d)	400
بهره کنترلر جریان (k_{ic})	14.3
بهره کنترلر جریان (k_{pc})	1.27
بهره کنترلر ولتاژ (k_{iv})	736
بهره کنترلر ولتاژ (k_{pv})	0.59
بهره افتی فرکانس (k_ω)	20 p.u.
بهره افتی توان راکتیو (k_q)	0.2 p.u.
ω_f فیلتر توان راکتیو	1000 rad/s
مرجع ولتاژ (\hat{v}^*)	1.02 p.u.
اندوکتانس فیلتر (l_f)	0.08 p.u.
مقاومت فیلتر (r_{lf})	0.003 p.u.
خازن فیلتر (C_f)	0.074 p.u.
ω_{AD} فیلتر محرک فعال	50 rad/s
بهره محرک فعال (k_{AD})	0.5 p.u.
اندوکتانس مجازی (l_v)	0.2 p.u.
مقاومت مجازی (r_v)	0.0 p.u.

PLL فیلتر $\omega_{LP,PLL}$	500 rad/s
بهره تناسبی PLL $(k_{p,PLL})$	0.084
بهره انتگرالی PLL $(k_{i,PLL})$	4.69



- [1] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*: McGraw-Hill, 1994.
- [2] H. Saadat, *Power System Analysis*: PSA Publishing, 2010.
- [3] K. C. Budka, J. G. Deshpande, and M. Thottan, *Communication Networks for Smart Grids: Making Smart Grid Real*: Springer London, 2014.
- [4] S. Chowdhury and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*: Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [5] H. Farhangi, *Smart Microgrids: Lessons from Campus Microgrid Design and Implementation*: CRC Press, 2016.
- [6] L. Fan, *Control and Dynamics in Power Systems and Microgrids*: CRC Press, 2017.
- [7] K. Sakimoto, Y. Miura, and T. Ise, "Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function," in *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*, 2011, pp. 1498-1505.
- [8] H. Bevrani, T. Ise, and Y. Miura, "Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 244-254, 2014/01/01/ 2014.
- [9] F. O. Resende and J. A. P. Lopes, "Development of Dynamic Equivalent for MicroGrids using System Identification Theory," in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 1033-1038.

- [10] A. Ghafouri, J. Milimonfared, and G. B. Gharehpetian, "Coordinated Control of Distributed Energy Resources and Conventional Power Plants for Frequency Control of Power Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 104-114, 2015.
- [11] M. W. Tsang and D. Sutanto. (1997, Damping inter-area oscillation using a battery energy storage system. *IET Conference Proceedings*, 409-414. Available:http://digitallibrary.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp_19971869
- [12] Y. Xiaoqing and A. Feliachi, "Stabilization of inter-area oscillation modes through excitation systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 494-502, 1994.
- [13] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 511-520, 2009/04/01/ 2009.
- [14] R. Shah, N. Mithulananthan, and R. C. Bansal, "Damping performance analysis of battery energy storage system, ultracapacitor and shunt capacitor with large-scale photovoltaic plants," *Applied Energy*, vol. 96, pp. 235-244, 2012/08/01/ 2012.
- [15] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 112-129, 2010/01/01/ 2010.
- [16] M. Klein, G. J. Rogers, and P. Kundur, "A fundamental study of inter-area oscillations in power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, pp. 914-921, 1991.
- [17] S. Eftekharnjad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, "Small Signal Stability Assessment of Power Systems With Increased Penetration of Photovoltaic Generation: A Case Study," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, pp. 960-967, 2013.

- [18] R. Shah and N. Mithulananthan, "A comparison of ultracapacitor, BESS and shunt capacitor on oscillation damping of power system with large-scale PV plants," in *AUPEC 2011*, 2011, pp. 1-6.
- [19] D. Remon, A. M. Cantarellas, J. M. Mauricio, and P. Rodriguez. (2017, Power system stability analysis under increasing penetration of photovoltaic power plants with synchronous power controllers. *IET Renewable Power Generation* 11(6), 733-741. Available: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2016.0904>
- [20] I. Diagne and L. Mili, "Enhancing inter-area steady-state stability margins with microgrids," in *2013 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 2013, pp. 1-5.
- [21] M. P. N. v. Wesenbeeck, S. W. H. d. Haan, P. Varela, and K. Visscher, "Grid tied converter with virtual kinetic storage," in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, 2009, pp. 1-7.
- [22] A. M. Azmy and I. Erlich, "Impact of distributed generation on the stability of electrical power system," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, 2005, pp. 1056-1063 Vol. 2.
- [23] A. U. Krismanto, M. Nadarajah, and O. Krause, "Influence of renewable energy based microgrid on low frequency oscillation of power systems," in *2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2015, pp. 1-5.
- [24] I. Ngamroo, "Review of DFIG wind turbine impact on power system dynamic performances," *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 12, pp. 301-311, 2017.
- [25] M. Darabian and A. Jalilvand, "A power control strategy to improve power system stability in the presence of wind farms using FACTS devices and predictive control," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 85, pp. 50-66, 2// 2017.

- [26] D. Flynn, Z. Rather, A. Ardal, S. D'Arco, A. D. Hansen, N. A. Cutululis, *et al.*, "Technical impacts of high penetration levels of wind power on power system stability," *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 6, pp. n/a-n/a, 2017.
- [27] H. Golpîra, H. Seifi, A. R. Messina, and M. R. Haghifam, "Maximum Penetration Level of Micro-Grids in Large-Scale Power Systems: Frequency Stability Viewpoint," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 5163-5171, 2016.
- [28] L. L. Grigsby, *Power System Stability and Control, Third Edition*: Taylor & Francis, 2012.
- [29] "First Report of Power System Stability," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 56, pp. 261-282, 1937.
- [30] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, *et al.*, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 1387-1401, 2004.
- [31] H. D. Chiang, *Direct Methods for Stability Analysis of Electric Power Systems: Theoretical Foundation, BCU Methodologies, and Applications*: Wiley, 2011.
- [32] V. I. Vorotnikov, *Partial Stability and Control*: Birkhäuser Boston, 2012.
- [33] N. Rouche, P. Habets, and M. Laloy, *Stability Theory by Liapunov's Direct Method*: Springer New York, 2012.
- [34] The Great Soviet Encyclopedia, Russian Academy of Sciences, Moscow, 2004
- [35] K. R. Padiyar, *Power System Dynamics: Stability and Control*: Anshan, 2004.
- [36] H. Wang and W. Du, *Analysis and Damping Control of Power System Low-frequency Oscillations*: Springer US, 2016.
- [37] K. R. Padiyar, *Analysis of Subsynchronous Resonance in Power Systems*: Springer US, 2012.

- [38] M. Eremia, J. Trecat, and A. Germond, *Réseaux Electriques : Aspects actuels*: EdituraTechnica, 2000.
- [39] T. van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*: Springer US, 2007.
- [40] C. W. Taylor, N. J. Balu, and D. Maratukulam, *Power system voltage stability*: McGraw-Hill Ryerson, Limited, 1994.
- [41] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, "Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, pp. 1314-1324, 1996.
- [42] O. Akhrif, F. A. Okou, L. A. Dessaint, and R. Champagne, "Application of a multivariable feedback linearization scheme for rotor angle stability and voltage regulation of power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 620-628, 1999.
- [43] J. Hossain and H. R. Pota, *Robust Control for Grid Voltage Stability: High Penetration of Renewable Energy: Interfacing Conventional and Renewable Power Generation Resources*: Springer Singapore, 2014.
- [44] T. V. Cutsem, "Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, pp. 208-227, 2000.
- [45] D. J. Hill, "Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage stability studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, pp. 166-176, 1993.
- [46] T. V. Cutsem and R. Mailhot, "Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, pp. 282-292, 1997.
- [47] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, "Voltage stability evaluation using modal analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, pp. 1529-1542, 1992.
- [48] G. K. Morison, B. Gao, and P. Kundur, "Voltage stability analysis using static and dynamic approaches," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, pp. 1159-1171, 1993.

- [49] S. C. Savulescu, *Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers*: Wiley, 2009.
- [50] P. A. Lof, T. Smed, G. Andersson, and D. J. Hill, "Fast calculation of a voltage stability index," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, pp. 54-64, 1992.
- [51] P. Kundur, "A Survey of Utility Experience with Power Plant Response During Partial Load Rejection and System Disturbances," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, pp. 2471-2475, 1981.
- [52] T. Younkins, F. deMello, R. Dunlop, F. Fenton, J. Intrabartola, P. Kundur, *et al.*, "Guidelines for enhancing power plant response to partial load rejections," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.; (United States)*, pp. Medium: X; Size: Pages: 1501-1504, 1983.
- [53] S. Tanaka, "Power system stabilizer," ed: Google Patents, 1990.
- [54] T. Hasegawa, H. Ono, I. Koda, T. Gouda, H. Oshida, and T. Narita, "Power system stabilizer," ed: Google Patents, 1988.
- [55] S. Sheetekela, *Design of Power System Stabilizer Using Computational Methods*: Lap Lambert Academic Publishing GmbH KG, 2011.
- [56] O. f. E. Co-Operation and Development, *World Energy Investment 2016*: OECD, 2016.
- [57] CIGRE (June 2011) Report on behalf of the Technical Committee. "Network of the Future", Electricity Supply Systems of the Future, Electra, No 256.
- [58] E. D. Knapp and R. Samani, *Applied Cyber Security and the Smart Grid: Implementing Security Controls into the Modern Power Infrastructure*: Elsevier Science, 2013.
- [59] Smartgrids, European Technology Platform on Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. s.l.: EUR 22040, 2006.
- [60] A. Keyhani and M. Marwali, *Smart Power Grids 2011*: Springer Berlin Heidelberg, 2012.

- [61] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 1189-1203, 2007/07/01/ 2007.
- [62] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, pp. 787-798, 2005/04/01/ 2005.
- [63] S. Obara, *Optimum Design of Renewable Energy Systems: Microgrid and Nature Grid Methods: Microgrid and Nature Grid Methods*: IGI Global, 2014.
- [64] Lasseter, R., Akhil, A., Marnay, C. et al. (April 2002) White paper on Integration of Distributed Energy Resources – The CERTS MicroGrid Concept. s.l.: Office of Power Technologies of the US Department of Energy, Contract DE-AC03-76SF00098
- [65] R. H. Lasseter, "MicroGrids," in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, 2002, pp. 305-308 vol.1.
- [66] "Microgrids: Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids", ENK5-CT-2002-00610. 2003–2005.
- [67] More microgrids: Advanced Architectures and Control Concepts for More microgrids", FP6 STREP, Proposal/Contract no.: PL019864. 2006–2009.
- [68] Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R. and Marnay, C. (July/August 2007) microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development and Demonstration Projects. *IEEE Power and Energy*, Vol. 5, Nr. 4, pp. 78–94.
- [69] D. Zhang, S. Evangelisti, P. Lettieri, and L. G. Papageorgiou, "Optimal design of CHP-based microgrids: Multiobjective optimisation and life cycle assessment," *Energy*, vol. 85, pp. 181-193, 2015/06/01/ 2015.
- [70] S. Borlase, *Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions*: CRC Press, 2016.

- [71] S. Acha, *Modelling Distributed Energy Resources in Energy Service Networks*: Institution of Engineering and Technology, 2013.
- [72] H. Jiayi, J. Chuanwen, and X. Rong, "A review on distributed energy resources and MicroGrid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 2472-2483, 2008/12/01/ 2008.
- [73] J. Vasiljevska, J. A. Peças Lopes, and M. A. Matos, "Evaluating the impacts of the multi-microgrid concept using multicriteria decision aid," *Electric Power Systems Research*, vol. 91, pp. 44-51, 2012/10/01/ 2012.
- [74] H. Golpîra, H. Seifi, and M. R. Haghifam, "Dynamic equivalencing of an active distribution network for large-scale power system frequency stability studies," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, pp. 2245-2254, 2015.
- [75] F. E. V. Taveiros, L. S. Barros, and F. B. Costa, "Back-to-back converter state-feedback control of DFIG (doubly-fed induction generator)-based wind turbines," *Energy*, vol. 89, pp. 896-906, 2015/09/01/ 2015.
- [76] Z. Bo, Y. Xiangwu, and S. Y. Altahir, "Control design and small-signal modeling of multi-parallel virtual synchronous generators," in *2017 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, 2017, pp. 471-476.
- [77] A. Ishchenko, J. M. A. Myrzik, and W. L. Kling. (2007, Dynamic equivalencing of distribution networks with dispersed generation using Hankel norm approximation. *IET Generation, Transmission & Distribution* 1(5), 818-825. Available: http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd_20070028
- [78] L. Ljung, *System Identification: Theory for the User*: Pearson Education, 1998.
- [79] X. Feng, Z. Lubosny, and J. W. Bialek, "Identification based Dynamic Equivalencing," in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 267-272.
- [80] A. M. Azmy, I. Erlich, and P. Sowa, "Artificial neural network-based dynamic equivalents for distribution systems containing active sources," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, pp. 681-688, 2004.

- [81] A. Ishchenko, A. Jokic, J. M. A. Myrzik, and W. L. Kling, "Dynamic reduction of distribution networks with dispersed generation," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, 2005, pp. 7 pp.-7.
- [82] A. Ischchenko, J. M. A. Myrzik, and W. L. Kling, "Dynamic equivalencing of distribution networks with dispersed generation," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 8 pp.
- [83] "Load representation for dynamic performance analysis [of power systems]," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, pp. 472-482, 1993.
- [84] C. Byoung-Kon, C. Hsiao-Dong, L. Yinhong, C. Yung-Tien, H. Der-Hua, and M. G. Lauby, "Development of composite load models of power systems using on-line measurement data," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 8 pp.
- [85] H. Renmu, J. Ma, and D. J. Hill, "Composite load modeling via measurement approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 663-672, 2006.
- [86] P. Ju, F. Wu, Z.-Y. Shao, X.-P. Zhang, H.-J. Fu, P.-F. Zhang, *et al.* (2007, Composite load models based on field measurements and their applications in dynamic analysis. *IET Generation, Transmission & Distribution* 1(5), 724-730. Available: http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd_20060430
- [87] H.-D. Chiang, J.-C. Wang, C.-T. Huang, Y.-T. Chen, and C.-H. Huang, "Development of a dynamic ZIP-motor load model from on-line field measurements," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 19, pp. 459-468, 1997/10/01/ 1997.
- [88] J. Ma, D. Han, R. M. He, Z. Y. Dong, and D. J. Hill, "Reducing Identified Parameters of Measurement-Based Composite Load Model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 76-83, 2008.
- [89] H. Ren-Mu, W. Ji-Li, M. Jin, X. Yan-Hui, and H. Dong, "Impacts of DFIG-based wind farm on load modeling," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, pp. 1-6.

- [90] W. Jili, H. Renmu, and M. Jin, "Load Modeling Considering Distributed Generation," in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 1072-1077.
- [91] E. Vaahedi, H. M. Z. El-Din, and W. W. Price, "Dynamic load modeling in large scale stability studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, pp. 1039-1045, 1988.
- [92] R. Cardenas, R. Pena, G. Tobar, J. Clare, P. Wheeler, and G. Asher, "Stability Analysis of a Wind Energy Conversion System Based on a Doubly Fed Induction Generator Fed by a Matrix Converter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, pp. 4194-4206, 2009.
- [93] F. Wu, X. P. Zhang, K. Godfrey, and P. Ju, "Small signal stability analysis and optimal control of a wind turbine with doubly fed induction generator," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, pp. 751-760, 2007.
- [94] A. Ostadi, A. Yazdani, and R. K. Varma, "Modeling and Stability Analysis of a DFIG-Based Wind-Power Generator Interfaced With a Series-Compensated Line," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, pp. 1504-1514, 2009.
- [95] F. Mei and B. Pal, "Modal Analysis of Grid-Connected Doubly Fed Induction Generators," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, pp. 728-736, 2007.
- [96] G. Rogers, *Power system oscillations*: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [97] "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pp. 1-207, 2016.
- [98] R. You, B. Barahona, J. Chai, and N. A. Cutululis, "Frequency support capability of variable speed wind turbine based on electromagnetic coupler," *Renewable Energy*, vol. 74, pp. 681-688, 2015/02/01/ 2015.
- [99] N. Mithulananthan, C. A. Canizares, J. Reeve, and G. J. Rogers, "Comparison of PSS, SVC, and STATCOM controllers for damping power system oscillations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 786-792, 2003.

- [100] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. V. Timbus, "Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, pp. 1398-1409, 2006.
- [101] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, pp. 4734-4749, 2012.
- [102] S. D. Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, "Control system tuning and stability analysis of Virtual Synchronous Machines," in 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 2013, pp. 2664-2671.
- [103] V. Kaura and V. Blasko, "Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, pp. 58-63, 1997.
- [104] M. Karimi-Ghartema, *Enhanced Phase-Locked Loop Structures for Power and Energy Applications*: Wiley, 2014.
- [105] N. Pogaku, M. Prodanovic, and T. C. Green, "Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, pp. 613-625, 2007.
- [106] V. Blasko and V. Kaura, "A new mathematical model and control of a three-phase AC-DC voltage source converter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 12, pp. 116-123, 1997.
- [107] N. Kroutikova, C. A. Hernandez-Aramburo, and T. C. Green. (2007, State-space model of grid-connected inverters under current control mode. *IET Electric Power Applications* 1(3), 329-338. Available: http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-epa_20060276

Abstract

The problem of stability in power systems has been studied since 1970s. The increasing penetration of distributed generations and in the near future in the form of microgrids, can face the power system to some new challenges. Most of distributed generations are lacking the rotating inertia. They are connected to the grid by power electronic converters which their dynamics are determined by their control algorithms. So it seems necessary to investigate power system stability in presence of distributed generation sources. Microgrids will be effective on dynamics of the system if their penetration level is increased and there would have existed hundreds or even thousands of active micro-grid cells. This is the situation in which multi-micro-grids is defined. Because of complexities in studies of power system dynamic, network reduction and dynamic equivalent methods should be used to ease and reduce the computation time. On the other hand, because of different structure and system, conventional dynamic equivalent methods are not useful in active distribution networks. Therefore, it has been suggested to use identification methods. In the present thesis, after investigating the mentioned dynamic equivalent methods for active distribution networks, a suitable model is chosen. Then the role of microgrids in small and large signals stability of power system is studied. The role of passive and active microgrid cells in power system stability is also addressed for better evaluation. It can be seen that the passive cell reduces system damping and may lead the system to instability. Using the distributed generation sources that are based on power electronics, as a part of an active distribution network cell, it's possible to provide a certain level of damping and maintain the system stability by adjusting active and reactive power of these sources.

Keywords: Power Systems Stability, Large Signal Stability, Small Signal Stability, Low Frequency Oscillation, Dynamic Equivalence, Microgrid, Active Distribution Network.



Shahrood University of
Technology

Faculty of Electrical and Robotics Engineering

M.Sc. Thesis in Electrical Power Systems Engineering

Evaluation of using the microgrids for controlling the power oscillation in power systems

By: Ali asghar Hobeali Khamaneh

Supervisor:
Dr. Mohsen Asili

September 2017