

بسمه تعالی

دانشگاه تهران  
پردیس دانشکده های فنی  
دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر



عنوان:

# بررسی اثرات نیروگاه های بادی بر پایداری و بهره برداری شبکه قدرت

نگارش:

حامد احمدی

استاد راهنما:

دکتر حسن قاسمی

دکتر حمید لسانی

پایان نامه برای دریافت درجه کارشناسی ارشد در رشته مهندسی برق - قدرت

تابستان ۱۳۹۰

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

## چکیده

منابع سوخت‌های فسیلی سریعتر از قبل در حال کاهش هستند و تولید گازهای گلخانه‌ای محصول لاینفک آن‌ها است. به عنوان یک راه حل، انرژی‌های تجدید پذیر امروزه مورد توجه بیشتری قرار گرفته‌اند. این منابع انرژی نسل جدیدی از فن‌آوری تبدیل انرژی از جمله مزارع بادی را وارد سیستم‌های قدرت نموده‌اند که چالش‌های جدیدی را به سیستم تحمیل می‌کنند. در این پایان‌نامه، نیروگاه بادی از منظر پایداری گذرا و سیگنال کوچک مورد مطالعه قرار گرفته است. مودهای مربوط به خود مزرعه بادی و تاثیر پارامترهای کنترلی بر این مودها ارزیابی شده و مقادیر مناسب تعیین شده است. اثرات نیروگاه بادی بر پایداری شبکه چند ماشینه نیز ارزیابی شده و نشان داده شده است که نیروگاه بادی از نوع القایی دوسو تغذیه مشارکت قابل توجهی در مودهای الکترومکانیکی ژنراتورهای سنکرون ندارد. ژنراتور القایی قفس سنجابی نیز مورد مطالعه قرار گرفته و نشان داده می‌شود که از دیدگاه پایداری گذرا، این نوع ژنراتور ضعیف‌تر عمل می‌کند؛ بعلاوه، رابطه‌ای برای زمان بحرانی رفع خطا برای آن محاسبه شده است. روشی نوین و کارآمد برای پخش بار بهینه با در نظر گرفتن قیدهای پایداری گذرا در سیستم پیشنهاد شده است. این روش بر روی دو سیستم آزمون سنجیده شده و نتایج آن با نتایج مراجع جدید مقایسه شده است. بهبود در حجم محاسبات و دقت بالای روش از مزایای این الگوریتم پیشنهادی است. با وجود ویژگی احتمالاتی سرعت وزش باد، مطالعات سیستم قدرت باید اصلاح گردد. از آن جمله پخش بار بهینه احتمالاتی است که در این پایان‌نامه به آن پرداخته می‌شود. بعلاوه، روشی برای کاهش حجم اینگونه محاسبات تشریح و مزایا و معایب آن نمایانده شده است. عدم توانایی ژنراتورهای دارای مبدل الکترونیک قدرت در ایجاد پاسخ اینرسی در سیستم از جمله اثرات سوء توربین‌های بادی در سیستم می‌باشد. افت فرکانس در حالت خروج ناگهانی واحد بزرگ و تغییرات زیاد زاویه روتورها از پیامدهای این واقعیت است. بر این اساس، روشی برای تعیین حد مجاز ظرفیت نیروگاه بادی در شبکه پیشنهاد شده است.

**واژه‌های کلیدی:** پایداری سیگنال کوچک، پایداری گذرا، مود بین ناحیه‌ای و محلی، زمان بحرانی رفع

خطا، توربین بادی، پخش بار بهینه

## فهرست مطالب

۱- فصل اول	مقدمه	۱
۱-۱- انگیزه شروع کار		۲
۲-۱- مروری بر تحقیقات پیشین		۴
۱-۲-۱- نیروگاه بادی و پایداری شبکه		۴
۲-۲-۱- پخش بار بهینه با قید پایداری گذرا		۵
۳-۲-۱- پخش بار بهینه احتمالاتی (P-OPF)		۷
۴-۲-۱- ظرفیت مجاز نیروگاه بادی		۷
۳-۱- اهداف پایان نامه		۹
۴-۱- ساختار پایان نامه		۱۰
۲- فصل دوم	پیشینه	۱۲
۱-۲- معرفی انرژی باد و چگونگی بوجود آمدن آن		۱۳
۲-۲- وضعیت پتانسیل انرژی بادی در ایران و جهان		۱۳
۳-۲- مزایا و معایب انرژی بادی		۱۵
۴-۲- توربین های بادی		۱۵
۱-۴-۲- طبقه بندی توربین های بادی بر مبنای تکنولوژی بکار رفته		۱۶
۲-۴-۲- مقایسه انواع ژنراتورهای بکار رفته در نیروگاه بادی		۱۷
۱-۲-۴-۲- عملکرد در سرعت ثابت		۱۸
۲-۲-۴-۲- عملکرد در سرعت متغیر		۱۸
۵-۲- پایداری سیستم های قدرت		۱۹

- ۲۲-۵-۱- تعریف اولیه پایداری ..... ۲۲
- ۲۲-۵-۲- انواع اغتشاش ..... ۲۲
- ۲۲-۵-۳- انواع پایداری ..... ۲۲
- ۲-۳-۵-۱- پایداری زاویه روتور ۲۳
- ۲-۳-۵-۲- پایداری ولتاژ ..... ۲۶
- ۲-۳-۵-۳- پایداری فرکانس ..... ۲۶
- ۲-۶-۲- سیستم آزمون ..... ۲۷
- ۲-۶-۱- سیستم ۴-ماشینه ۲-ناحیه ..... ۲۷
- ۲-۶-۲- مزرعه بادی متصل به شین بینهایت ..... ۲۸
- ۲-۷-۲- نتیجه گیری ..... ۲۸
- ۳- فصل سوم تحلیل پایداری سیگنال کوچک سیستم قدرت در حضور نیروگاه بادی ..... ۲۹
- ۳-۱-۳- خلاصه ..... ۳۰
- ۳-۲-۳- نیروگاه بادی از نوع DFIG ..... ۳۰
- ۳-۲-۱- اثر سرعت باد ..... ۳۲
- ۳-۲-۲- اثر تنظیم کننده توان حقیقی ..... ۳۲
- ۳-۲-۳- اثر تنظیم کننده ولتاژ باس DC ..... ۳۴
- ۳-۲-۴- اثرات تنظیم کننده جریان سمت شبکه ..... ۳۴
- ۳-۲-۵- اثرات تنظیم کننده جریان سمت روتور ..... ۳۶
- ۳-۲-۶- اثرات مقدار القاگر واسط سمت شبکه ..... ۳۸
- ۳-۲-۷- اثرات پارامترهای شفت توربین ..... ۳۹
- ۳-۳-۳- نیروگاه بادی از نوع SCIG ..... ۴۱

۴۲	..... اثر سرعت باد	۳-۳-۱
۴۲	..... اثر اندوکتانس مغناطیس کننده	۳-۳-۲
۴۳	..... اثر مقاومت استاتور	۳-۳-۳
۴۳	..... اثر اندوکتانس پراکندگی استاتور	۳-۳-۴
۴۴	..... اثر مقاومت روتور	۳-۳-۵
۴۵	..... اثر اندوکتانس پراکندگی روتور	۳-۳-۶
۴۵	..... نیروگاه بادی DFIG در سیستم چند ماشینه	۳-۴
۴۹	..... نتیجه گیری	۳-۵
۵۱	..... فصل چهارم تحلیل پایداری گذرای سیستم قدرت در حضور نیروگاه بادی	۴-۵۱
۵۲	..... خلاصه	۴-۱-۱
۵۲	..... تحلیل پایداری گذرای مزرعه بادی از نوع DFIG	۴-۲-۱
۵۲	..... حالت اول	۴-۲-۱-۱
۵۵	..... حالت دوم	۴-۲-۲-۱
۵۶	..... تحلیل پایداری گذرای مزرعه بادی از نوع SCIG	۴-۳-۱
۶۰	..... اثر مدل شفت توربین بر زمان بحرانی رفع خطا	۴-۳-۱-۱
۶۲	..... پایداری گذرای مزرعه بادی DFIG در سیستم چند ماشینه	۴-۴-۱
۶۷	..... زمان بحرانی رفع خطا	۴-۴-۱-۱
۶۸	..... نتیجه گیری	۴-۵-۱
۶۹	..... فصل پنجم پخش بار بهینه	۵-۶۹
۷۰	..... خلاصه	۵-۱-۱
۷۱	..... مفاهیم اولیه	۵-۲-۱

- ۷۱-۱-۲-۵ استخراج مدل معادل تک ماشین برای سیستم چند ماشین.....
- ۷۳-۲-۲-۵ کاربرد ابزار برازش منحنی شبکه عصبی.....
- ۷۴-۳-۲-۵ پخش بار بهینه.....
- ۷۴-۴-۲-۵ مدل سازی سیستم قدرت برای مطالعات پایداری گذرا.....
- ۷۵-۵-۲-۵ معرفی توزیع باد و توان تولیدی نیروگاه بادی.....
- ۷۷-۶-۲-۵ روش تخمین نقطه ای (PEM).....
- ۷۸-۳-۵ پخش بار بهینه با قید پایداری گذرا.....
- ۸۳-۱-۳-۵ نتایج شبیه سازی.....
- ۸۳-۱-۱-۳-۵ سیستم ۹-شینه، ۳-ماشینه.....
- ۸۸-۲-۱-۳-۵ سیستم ۳۹-شینه، ۱۰-ماشینه.....
- ۹۱-۴-۵ پخش بار بهینه احتمالاتی.....
- ۹۱-۱-۴-۵ حالت اول: بدون قید توان خطوط.....
- ۹۲-۲-۴-۵ حالت دوم: با قید توان خطوط.....
- ۹۵-۵-۵ نتیجه گیری.....
- ۹۷-۶- فصل ششم حداکثر ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی در شبکه.....
- ۹۸-۱-۶ خلاصه.....
- ۹۸-۲-۶ حداکثر ظرفیت قابل نصب از دیدگاه پایداری گذرا.....
- ۱۰۰-۱-۲-۶ کاهش ظرفیت واحد ۲ با افزایش ظرفیت واحد بادی.....
- ۱۰۲-۲-۲-۶ کاهش ظرفیت واحد ۳ با افزایش ظرفیت واحد بادی.....
- ۱۰۴-۳-۶ حداکثر ظرفیت قابل نصب از دیدگاه پایداری فرکانس.....
- ۱۰۴-۱-۳-۶ روش سریع یافتن پاسخ فرکانسی سیستم قدرت.....

- ۱۰۵ ..... ۲-۳-۶ - نتایج اعمال روش پاسخ فرکانسی در خروج بار بزرگ
- ۱۰۶ ..... ۳-۳-۶ - نتایج اعمال مدل کامل سیستم در خروج واحد تولیدی بزرگ
- ۱۰۷ ..... ۱-۳-۳-۶ - واحد بادی به صورت بار منفی
- ۱۰۸ ..... ۲-۳-۳-۶ - واحد بادی از نوع DFIG ساده شده
- ۱۱۰ ..... ۳-۳-۳-۶ - واحد بادی از نوع SCIG
- ۱۱۱ ..... ۴-۶ - نتیجه گیری
- ۱۱۲ ..... ۷- فصل هفتم نتیجه گیری و پیشنهادات
- ۱۱۳ ..... ۱-۷ - نتیجه گیری
- ۱۱۴ ..... ۲-۷ - نوآوری های پایان نامه
- ۱۱۵ ..... ۳-۷ - پیشنهادات
- ۱۱۶ ..... پیوست
- ۱۱۷ ..... الف) سیستم ۴-ماشینه ۲- ناحیه
- ۱۱۸ ..... ب) مدل سازی توربین بادی
- ۱۱۸ ..... ب-۱) مدل بخش مکانیکی
- ۱۲۱ ..... ب-۲) مدل بخش الکتریکی
- ۱۲۳ ..... ج- سیستم ۶-شینه
- ۱۲۴ ..... مراجع



## فهرست شکل ها

- شکل ۱-۲ ظرفیت کل نصب شده نیروگاه بادی در دنیا از سال ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۰ [۱] ..... ۱۴
- شکل ۲-۲ سهم کشورهای جهان در کل ظرفیت نصب شده بادی [۱] ..... ۱۴
- شکل ۳-۲ ساختمان توربین بادی با ژنراتور القایی قفس سنجابی [۳۷] ..... ۱۶
- شکل ۴-۲ ساختمان توربین بادی با ژنراتور القایی دو سو تغذیه [۳۷] ..... ۱۷
- شکل ۵-۲ ساختمان توربین بادی با ژنراتور سنکرون با آهنربای دائم [۳۷] ..... ۱۷
- شکل ۶-۲ دسته بندی انواع پایداری در سیستم قدرت [۵] ..... ۲۳
- شکل ۷-۲ سیستم ۴ماشینه و ۲-ناحیه ..... ۲۷
- شکل ۸-۲ سیستم تک ماشین به شین بینهایت برای مزرعه بادی از نوع DFIG ..... ۲۸
- شکل ۱-۳  $\lambda_8$  با تغییر سرعت باد از ۸ تا ۱۴ متر بر ثانیه با پله های واحد ..... ۳۳
- شکل ۲-۳  $\lambda_{11}$  با تغییر سرعت باد از ۸ تا ۱۴ متر بر ثانیه با پله های واحد ..... ۳۳
- شکل ۳-۳ مسیر حرکت  $\lambda_8$  و  $\lambda_{11}$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده توان حقیقی از ۰/۳ تا ۴/۵ ..... ۳۳
- شکل ۴-۳ مسیر حرکت  $\lambda_8$  و  $\lambda_{11}$  در اثر افزایش بهره انتگرالی تنظیم کننده توان حقیقی از ۱۰۰ تا ۲۲۰ ..... ۳۵
- شکل ۵-۳ مسیر حرکت  $\lambda_9$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده ولتاژ باس DC از ۰/۰۰۲ تا ۰/۰۲۵ ..... ۳۵
- شکل ۶-۳ مسیر حرکت  $\lambda_7$  و  $\lambda_9$  در اثر افزایش بهره انتگرالی تنظیم کننده ولتاژ باس DC از ۰/۰۲ تا ۱ ..... ۳۶
- شکل ۷-۳ مسیر حرکت  $\lambda_9$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت شبکه از ۱ تا ۲۰۰ ..... ۳۶
- شکل ۸-۳ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_8$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور از ۰/۱ تا ۰/۷ ..... ۳۷
- شکل ۹-۳ مسیر حرکت  $\lambda_9$  و  $\lambda_{10}$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور از ۰/۱ تا ۰/۷ ..... ۳۷
- شکل ۱۰-۳ مسیر حرکت  $\lambda_8$  در اثر افزایش بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور از ۵ تا ۱۲ ..... ۳۸
- شکل ۱۱-۳ مسیر حرکت  $\lambda_{11}$  در اثر افزایش (A) اینرسی توربین از ۳ تا ۱۳ ثانیه؛ (B) ضریب فنریت توربین از ۲۰ تا ۲۸۰ ..... ۴۰
- شکل ۱۲-۳ مسیر حرکت  $\lambda_8$  و  $\lambda_{11}$  در اثر افزایش ثابت میرایی متقابل شفت از ۰/۵ تا ۰/۶ ..... ۴۰
- شکل ۱۳-۳ مسیر حرکت  $\lambda_8$  در اثر افزایش اینرسی ژنراتور از ۰/۳ تا ۲ ثانیه ..... ۴۰
- شکل ۱۴-۳ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش سرعت باد از ۵ تا ۱۱ متر بر ثانیه ..... ۴۲
- شکل ۱۵-۳ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش اندوکتانس مغناطیس کنندگی از ۱ تا ۱۰ پریونیت ..... ۴۳
- شکل ۱۶-۳ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش مقاومت استاتور از ۰ تا ۰/۱ پریونیت ..... ۴۳
- شکل ۱۷-۳ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش اندوکتانس پراکندگی استاتور از ۰/۱ تا ۰/۵ پریونیت ..... ۴۴

- شکل ۳-۱۸ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش مقاومت روتور از  $0.02$  تا  $0.05$  پریونیت. .... ۴۴
- شکل ۳-۱۹ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش اندوکتانس پراکندگی روتور از  $0.1$  تا  $0.4$  پریونیت. .... ۴۵
- شکل ۳-۲۰ شکل مودها برای مودهای محلی و بین ناحیه ای در حالت اول. .... ۴۸
- شکل ۳-۲۱ مودهای الکترومکانیکی ژنراتورهای سنکرون بر اساس نقاط کار تعیین شده در جدول ۳-۹. .... ۴۸
- شکل ۳-۲۲ مودهای مهم سیستم برای سه حالت مطرح شده. .... ۴۹
- شکل ۴-۱ توان حقیقی تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده توان حقیقی. .... ۵۳
- شکل ۴-۲ جریان خروجی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده توان حقیقی. .... ۵۳
- شکل ۴-۳ توان حقیقی تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۳
- شکل ۴-۴ توان راکتیو تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۳
- شکل ۴-۵ جریان خروجی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۴
- شکل ۴-۶ ولتاژ باس DC با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۴
- شکل ۴-۷ سرعت ژنراتور با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۴
- شکل ۴-۸ توان حقیقی تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۴
- شکل ۴-۹ توان راکتیو تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۴
- شکل ۴-۱۰ جریان خروجی نیروگاه بادی با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۴
- شکل ۴-۱۱ ولتاژ باس DC با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۵
- شکل ۴-۱۲ ولتاژ ترمینال نیروگاه بادی با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور. .... ۵۵
- شکل ۴-۱۳ ولتاژ ترمینال نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده ولتاژ ترمینال. .... ۵۶
- شکل ۴-۱۴ توان راکتیو تولیدی و ولتاژ ترمینال نیروگاه بادی با تغییر مرجع جریان محور Q مبدل سمت شبکه. .... ۵۶
- شکل ۴-۱۵ نمودار گشتاور بر حسب سرعت ماشین القایی. .... ۵۸
- شکل ۴-۱۶ مقایسه پاسخ سرعت شفت حین خطا برای مدل تک جرمه و دو جرمه. .... ۶۰
- شکل ۴-۱۷ توان تولیدی، سرعت ژنراتور و زاویه پرهها حین بروز خطا در ترمینال نیروگاه بادی به مدت  $1/26$  ثانیه. .... ۶۱
- شکل ۴-۱۸ توان تولیدی، سرعت ژنراتور و زاویه پرهها حین بروز خطا در ترمینال نیروگاه بادی به مدت  $1/3$  ثانیه. .... ۶۱
- شکل ۴-۱۹ مقایسه زمان بحرانی رفع خطا برای مدل دو جرمه و تک جرمه. .... ۶۲
- شکل ۴-۲۰ توان تولیدی نیروگاه بادی برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸. .... ۶۴
- شکل ۴-۲۱ زاویه پرههای توربین بادی برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸. .... ۶۴
- شکل ۴-۲۲ توان تولیدی واحد ۱ برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸. .... ۶۴
- شکل ۴-۲۳ توان عبوری از خط بین ناحیههای برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸. .... ۶۵

- شکل ۴-۲۴ ولتاژ ترمینال واحد ۱ برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸. ۶۶.....
- شکل ۴-۲۵ ولتاژ باس DC برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸. ۶۶.....
- شکل ۴-۲۶ سرعت گردش ژنراتور القایی برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸. ۶۶.....
- شکل ۴-۲۷ زمان بحرانی رفع خطا بر اساس نقاط کار تعیین شده در جدول ۳-۹. ۶۸.....
- شکل ۵-۱ شرط سطوح مساوی برای سیستم تک ماشین به شین بینهایت. ۷۲.....
- شکل ۵-۲ توزیع چگالی احتمال سرعت باد با توزیع WEIBULL برای ۱۰۰۰ نمونه. ۷۶.....
- شکل ۵-۳ مقایسه روابط داده شده برای تعیین توان تولیدی نیروگاه بادی از روی سرعت باد. ۷۷.....
- شکل ۵-۴ روش کاهش فضای جستجو برای سیستم ۹-شین به مدل کلاسیک بدست آمده است. ۸۱.....
- شکل ۵-۵ الگوریتم پیشنهادی برای TSC-OPF. ۸۲.....
- شکل ۵-۶ سیستم ۹-شین، ۳-ماشین WSCC. ۸۴.....
- شکل ۵-۷ فضای دو بعدی ایجاد شده برای بررسی پایداری گذرای سیستم ۹-شین. ۸۴.....
- شکل ۵-۸ MRRAD برای G۳ بر حسب تابعی از توان خروجی G۲ و G۳ توسط برنامه TSA. ۸۵.....
- شکل ۵-۹ MRRAD برای G۳ بر حسب تابعی از توان خروجی G۲ و G۳ توسط شبکه عصبی. ۸۵.....
- شکل ۵-۱۰ زاویه روتورها برای سیستم ۹-شین با مدل کلاسیک و حالت اولیه بدست آمده از TSC-OPF به روش اول. ۸۶.....
- شکل ۵-۱۱ نواحی پایداری بر اساس قید مفروض برای زاویه ژنراتور ۲ و مدل کلاسیک با برنامه TSA. ۸۶.....
- شکل ۵-۱۲ نواحی پایداری بر اساس قید مفروض برای زاویه ژنراتور ۲ و مدل کلاسیک با شبکه عصبی. ۸۶.....
- شکل ۵-۱۳ زاویه روتورها برای سیستم ۹-باسه و مدل دقیق با حالت اولیه بدست آمده از TSC-OPF به روش اول. ۸۷.....
- شکل ۵-۱۴ نواحی پایداری برای سیستم ۹-باسه با مدل دقیق. ۸۷.....
- شکل ۵-۱۵ دیاگرام تک خطی سیستم ۳۹-شین، ۱۰-ماشین NEW ENGLAND. ۸۹.....
- شکل ۵-۱۶ زاویه روتورها برای سیستم ۳۹-شین بر اساس دیسپاچ بدست آمده به روش اول با مدل کلاسیک. ۸۹.....
- شکل ۵-۱۷ زاویه روتورها برای سیستم ۳۹-شین بر اساس دیسپاچ بدست آمده به روش اول با مدل دقیق. ۸۹.....
- شکل ۵-۱۸ سیستم آزمون ۶-باسه. ۹۲.....
- شکل ۵-۱۹ میانگین LMP ها در حالت اول. ۹۳.....
- شکل ۵-۲۰ میانگین توان جاری در خطوط در حالت اول. ۹۳.....
- شکل ۵-۲۱ واریانس LMP ها در حالت اول. ۹۳.....
- شکل ۵-۲۲ واریانس توان جاری در خطوط در حالت اول. ۹۳.....
- شکل ۵-۲۳ میانگین LMP ها در حالت دوم. ۹۴.....
- شکل ۵-۲۴ میانگین توان جاری در خطوط در حالت دوم. ۹۴.....

- شکل ۵-۲۵ واریانس LMP ها در حالت دوم. .... ۹۴
- شکل ۵-۲۶ واریانس توان جاری در خطوط در حالت دوم. .... ۹۴
- شکل ۵-۲۷ توزیع توان عبوری از چند خط انتخابی در سیستم آزمون به ازای ۱۰۰۰ نمونه. .... ۹۵
- شکل ۶-۱ توزیع MRRAD بر حسب افزایش ظرفیت نیروگاه بادی (حالت اول)؛ الف و ب: زمان خطا =  $270\text{MS}$ ؛ ج و د: زمان خطا =  $200\text{MS}$ ؛ ..... ۱۰۱
- شکل ۶-۲ توزیع MRRAD بر حسب افزایش ظرفیت نیروگاه بادی (حالت دوم)؛ الف و ب: زمان خطا =  $270\text{MS}$ ؛ ..... ۱۰۲
- شکل ۶-۳ چگالی تجمعی احتمال (CDF) برای MRRAD مربوط به ژنراتور ۲ بر حسب افزایش ظرفیت نیروگاه بادی ۱۰۳
- شکل ۶-۴ مدل ساده شده پاسخ فرکانسی سیستم کنترل سرعت شبکه قدرت با نیروگاههای حرارتی ..... ۱۰۴
- شکل ۶-۵ مدل کلی توربین حرارتی با قابلیت گرمایش مجدد و کنترل کننده سرعت ..... ۱۰۵
- شکل ۶-۶ ۱۱ پاسخ فرکانسی سیستم و حداقل افت فرکانس برای افزایش ظرفیت نیروگاه بادی از ۴۰ تا ۲۰۰ مگاوات. ۱۰۷
- شکل ۶-۸ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل بار منفی برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۲. .... ۱۰۸
- شکل ۶-۹ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل بار منفی برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۱. .... ۱۰۹
- شکل ۶-۱۰ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل DFIG برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۲. .... ۱۰۹
- شکل ۶-۱۱ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل DFIG برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۱. .... ۱۰۹
- شکل ۶-۱۲ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل SCIG برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۲. .... ۱۱۰
- شکل ۶-۱۳ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل SCIG برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۱. .... ۱۱۰

## فهرست جداول

- جدول ۳-۱ نقطه کار اولیه برای سیستم تک ماشین به شین بینهایت ..... ۳۰
- جدول ۳-۲ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای هر متغیر حالت در سیستم نیروگاه بادی DFIG متصل به شین بینهایت ..... ۳۱
- جدول ۳-۳ مقادیر ویژه مربوط به سیستم نیروگاه بادی DFIG متصل به شین بینهایت ..... ۳۱
- جدول ۳-۴ نقطه کار اولیه برای سیستم تک ماشین به شین بینهایت ..... ۴۱
- جدول ۳-۵ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای هر متغیر حالت در سیستم نیروگاه بادی SCIG متصل به شین بینهایت ..... ۴۱
- جدول ۳-۶ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای حالت اول ..... ۴۷
- جدول ۳-۷ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای حالت دوم ..... ۴۷
- جدول ۳-۸ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای حالت سوم ..... ۴۷
- جدول ۳-۹ تغییرات نقطه کار سیستم با افزایش تولید واحد بادی ..... ۴۹
- جدول ۳-۱۰ خلاصه تاثیرات افزایش مقدار پارامترهای توربین DFIG بر مودهای بحرانی (X: بی تاثیر؛ +: مثبت؛ -: منفی) ..... ۵۰
- جدول ۴-۱ زمان بحرانی رفع خطا برای حالت های ذکر شده ..... ۶۸
- جدول ۵-۱ پارامترهای توزیع WEIBULL و مبدل توان توربین بادی ..... ۷۶
- جدول ۵-۲ پاسخ پخش بار بهینه برای سیستم ۹-شین ..... ۸۴
- جدول ۵-۳ پارامترهای شبکه عصبی برای MRRAD ژنراتور ۲ و ۳ با مدل کلاسیک ..... ۸۵
- جدول ۵-۴ پاسخ پخش بار بهینه برای سیستم ۳۹-شین ..... ۹۰
- جدول ۵-۵ مقایسه زمان شبیه سازی TSC-OPF برای دو سیستم آزمون در GAMS ..... ۹۱
- جدول ۵-۶ مقایسه روشهای تخمین نقطه‌های با نتایج MCS بر اساس مجموع خطای نسبی (رابطه ۵-۵۶) برای دو حالت مفروض ..... ۹۴
- جدول ۶-۱ پارامترهای مورد استفاده برای تعیین سریع پاسخ فرکانسی سیستم آزمون ..... ۱۰۶
- جدول ۶-۲ پارامترهای مورد استفاده برای بررسی پایداری فرکانس سیستم آزمون با مدل کامل ..... ۱۰۶

## فهرست علائم اختصاری

ANN	Artificial Neural Network
BPD	Base-case Power Dispatch
CCA	Critical Clearing Angle
CCT	Critical Clearing Time
CDF	Cumulative Density Function
CM	Critical Machines
CPF	Continuation Power Flow
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator
DG	Distributed Generation
EEAC	Extended Equal Area Criterion
EMM	Electromechanical Modes
LMP	Locational Marginal Price
MISO	Multi-Input Single-Output
MRRAD	Maximum Relative Rotor Angle Deviation
NM	Non-Critical Machines
OMIB	One Machine Infinite Bus
OPF	Optimal Power Flow
PDF	Probability Density Function
PEM	Point Estimate Method
PI	Proportional-Integral
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PSAT	Power System Analysis Toolbox
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
SIME	Single Machine Equivalent
SM	Security Margin
TSA	Transient Stability Assessment
TSC-OPF	Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow
UC	Unit Commitment
WF	Wind Farm







# فصل اول

مقدمه

## ۱-۱- انگیزه شروع کار

منابع سوخت های فسیلی سریعتر از قبل در حال کاهش هستند و افزایش تولید گازهای گلخانه‌ای محصول لاینفک این سوخت‌ها است. به عنوان یک راه حل، انرژی‌های تجدید پذیر امروزه مورد توجه بیشتری قرار گرفته‌اند. این منابع انرژی تجدید پذیر نسل جدیدی از فن‌آوری تبدیل انرژی از جمله مزارع بادی<sup>۱</sup> (WF) را وارد سیستم‌های قدرت نموده‌اند. نرخ افزایش میزان ظرفیت نصب شده انرژی بادی در جهان حدود ۲۵٪ در سال اعلام شده است [۱]. مطالعات اخیر نشان داده‌اند که حضور نیروگاه‌های بادی چالش‌های جدیدی را به سیستم تحمیل می‌کنند که به نوبه خود، نیاز به ارزیابی دقیق تبعات افزایش ظرفیت نصب شده بادی را تشدید می‌کند. از جمله این چالش‌ها، انواع پایداری سیستم است که از اهمیت حیاتی برخوردارند. علاوه بر این، مطالعات مقایسه‌ای در مورد اثرات فن‌آوری‌های مختلف توربین بادی در پایداری سیستم حائز اهمیت است. بر این اساس، در این پایان‌نامه به بررسی موضوع پایداری سیستم‌های قدرت در حضور نیروگاه‌های بادی پرداخته می‌شود.

عملکرد سیستم قدرت با امنیت و قابلیت اطمینان بالا همواره از اهداف اصلی برنامه‌ریزان سیستم قدرت بوده است. تحمل پذیری سیستم در برابر خطاهای محتمل یکی از مهمترین قیدهای قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت است. بعلاوه، عملکرد سیستم تحت شرایط بهینه اقتصادی با توابع هدفی همچون حداقل کردن هزینه تولید، تلفات و غیره از دیرباز مورد توجه بهره‌برداران سیستم بوده است. پخش بار بهینه برای پاسخ دادن به این نیازها معرفی شد که شامل یک مسئله بهینه سازی با قیدهایی بر روی ولتاژ شین‌ها، خروجی ژنراتورها و توان جاری در خطوط می‌باشد. سایر قیدهای امنیتی سیستم مانند قیدهای پایداری ولتاژ یا پایداری گذرا بر اساس بدترین حالت ممکن و از قبل محاسبه می‌شود. این قیدهای محاسبه شده در کل طول سال برای برنامه‌های دیسپاچ استفاده می‌شوند، حال آنکه شرایط سیستم در کل سال همواره نزدیک به بدترین حالت ممکن (که برای تعیین این حدود فرض شدند) نیست. به منظور فائق آمدن بر این مسئله، پخش بار بهینه با قید پایداری گذرا<sup>۲</sup> (TSC-OPF) بر این اساس که پایداری گذرای سیستم می‌تواند با تغییر دیسپاچ واحدها بهبود یابد، معرفی شد.

<sup>۱</sup> Wind Farm

<sup>۲</sup> Transient Stability Constrained Optimal Power Flow

تمام روش‌های پیشین در مورد مسئله پخش بار بهینه با قید پایداری گذرا از مدل کلاسیک ژنراتور سنکرون برای نشان دادن عملکرد روش پیشنهادیشان استفاده کرده‌اند. این در صورتی است که مدل کلاسیک نمی‌تواند رفتار واقعی سیستم را شبیه‌سازی کند [۲]. بعلاوه، مطالعات پیشین از مدل‌های ساده شده‌ی سیستم قدرت مانند مدل ادمیتانس ثابت بارها استفاده کرده‌اند و کنترل کننده‌های سیستم قدرت مانند سیستم تحریک و پایدار ساز سیستم قدرت را نادیده گرفته‌اند. وجود عناصر جدید مانند ادوات FACTS یا نیروگاه‌های بادی نیز کاربرد روش‌های پیشنهادی پیشین را تحت الشعاع قرار می‌دهد. جهت پوشش مسائل مطرح شده، در این پایان‌نامه مسئله پخش بار بهینه با قید پایداری گذرا مورد بررسی قرار می‌گیرد و روش نوینی برای پیکربندی و حل آن ارائه می‌شود.

وجود نیروگاه بادی در شبکه و عدم قطعیت در مورد سرعت وزش باد می‌تواند برنامه ریزان سیستم را دچار مشکلات اساسی نماید. مطالعه در زمینه برنامه ریزی سیستم قدرت در حضور نیروگاه بادی به صورت قطعی<sup>۱</sup> از صحت و اعتبار کافی برخوردار نیست. زیرا سرعت باد یک متغیر تصادفی است و فرض یک عدد ثابت برای آن دور از واقعیت است. روش‌های احتمالاتی<sup>۲</sup> برای این منظور می‌تواند بکار برود. پیش از این نیز چنین روش‌هایی بکار گرفته شده است؛ مانند روش‌های احتمالاتی برای پخش بار بهینه [۳]، [۴]. روش‌های مختلف تخمین نقطه‌ای برای حل مسئله پخش بار بهینه احتمالاتی (P-OPF<sup>۳</sup>) بکار رفته است. با این حال، این روش‌ها برای ورودی‌هایی با توزیع غیر نرمال بررسی نشده‌اند. در حالتی که خروجی مسئله P-OPF دارای توزیع غیر نرمال باشد، روش‌های تخمین نقطه‌ای نیاز به ارزیابی بیشتر دارند. لذا این مسئله در این پایان‌نامه مورد مطالعه قرار می‌گیرد.

افزایش بیش از حد ظرفیت نصب شده نیروگاه بادی در شبکه ممکن است مشکلاتی به همراه داشته باشد. از آن جمله پایداری ولتاژ سیستم برای سطوح توزیع است که افزایش ظرفیت تولیدی در این سطوح می‌تواند مشکلات اضافه ولتاژ به بار آورد. مسئله کاهش اینرسی سیستم و در نتیجه کاهش پایداری گذرا و پایداری فرکانسی سیستم نیز در سطوح بالاتر و به ازای ظرفیت‌های بزرگ تر مطرح است که جای کار دارد. بر این اساس، مسئله مطرح شده در این پایان‌نامه مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

<sup>۱</sup> Deterministic

<sup>۲</sup> Probabilistic Approach

<sup>۳</sup> Probabilistic Optimal Power Flow

## ۱-۲- مروری بر تحقیقات پیشین

در این بخش مروری بر کارهای تحقیقاتی پیشین در زمینه‌های مرتبط با موضوعات مورد بررسی در این پایان‌نامه به تفکیک موضوع ارائه می‌شود.

### ۱-۲-۱- نیروگاه بادی و پایداری شبکه

ژنراتورهای معمول به طور کلی ماشین‌های سنکرون با اینرسی بالا هستند که به توربین‌های بخاری یا توربین‌های آبی متصل شده‌اند. اثرات متقابل این نوع از ماشین‌ها بطور گسترده مورد مطالعه قرار گرفته است و مفاهیمی از جمله مدهای محلی و بین ناحیه‌ای شناسایی و تعریف شده است [۵]. از آنجا که نیروگاه‌های بادی اساساً از ژنراتورهای القایی و مبدل‌های الکترونیک قدرت استفاده می‌کنند، ماهیتی متفاوت از ژنراتورهای سنکرون دارند و مشکلات شناخته شده در سیستم‌های مرسوم باید مورد بررسی مجدد قرار گیرند.

در سال‌های اخیر تحقیقاتی در زمینه مطالعه مسائل مربوط به پایداری نیروگاه‌های بادی انجام شده است. در [۶]، رویکردی برای تجزیه و تحلیل حساسیت مدهای الکترومکانیکی<sup>۱</sup> (EMM) به اینرسی ژنراتورها معرفی شده و نتایج بدست آمده اثرات مضر و مفید افزایش نفوذ ژنراتور القایی دوسو تغذیه<sup>۲</sup> (DFIG) را در سیستم نشان می‌دهند. نوسانات بین ناحیه‌ای و نوسانات محلی در [۷] مورد بررسی قرار گرفته‌اند. نتایج به دست آمده برای هر دو نوع توربین‌های بادی سرعت متغیر و ثابت که جایگزین واحدهای تولیدی معمولی شده‌اند گزارش شده است. نشان داده شده است که هرچه نفوذ نیروگاه بادی افزایش می‌یابد، مدهای الکترومکانیکی بهبود می‌یابند. با این حال، در مواردی که مقادیر زیادی توربین بادی نصب شده است، امکان تشدید نوسانات بین ناحیه‌ای وجود دارد [۸].

استراتژی‌های مختلف برای کنترل DFIG و تاثیر آن‌ها بر پایداری سیستم در [۹] و [۱۰] مورد بررسی قرار گرفت. بعلاوه، نشان داده شده است که ژنراتور القایی قفس سنجابی<sup>۳</sup> (SCIG) سبب افزایش میرایی

<sup>۱</sup> Electromechanical Modes

<sup>۲</sup> Doubly-fed Induction Generator

<sup>۳</sup> Squirrel Cage Induction Generator

مقادیر ویژه بحرانی می‌شوند. استراتژی‌های مختلف برای کنترل ژنراتور سنکرون با آهنربای دائم<sup>۱</sup> (PMSG) و تاثیر آن‌ها بر عملکرد سیستم قدرت در [۱۱] مورد بررسی قرار گرفته‌اند. کنترل نقطه حداکثر بهره‌وری و ردیابی ماکزیمم قدرت<sup>۲</sup> از روی منحنی سرعت توربین در مورد PMSG نیز در [۱۲] مورد مطالعه قرار گرفته است. آنالیز مودال و تحلیل مقادیر ویژه برای سیستم چند ماشینه در [۱۳] و برای مدل تک ماشین به شین بینهایت DFIG در [۱۴] انجام شده است؛ هر چند تاثیر پارامترهای سیستم بر مودها ارزیابی شده، اما کنترل کننده‌های ماشین مدل نشده است و اثرات آن‌ها بررسی نگردیده است. مقایسه بین DFIG و PMSG برای پایداری سیگنال کوچک سیستم در [۱۵] انجام شده است. نشان داده شده است که PMSG می‌تواند در میرا کردن نوسانات سیستم قدرت قوی‌تر باشد. همچنین حاشیه پایداری گذرا در قالب زمان بحرانی رفع خطا<sup>۳</sup> (CCT) ارزیابی شده و نشان داده شده که این مقادیر برای PMSG نسبت به DFIG بیشتر است [۱۵]. این نتایج گویای تاثیر بسزای کنترل کننده‌های توربین بادی در امر پایداری است. روش‌هایی در طراحی PMSG به منظور کاهش نوسانات مورد بررسی محققان قرار گرفته‌اند [۱۶]. با چنین طراحی، جعبه دنده دیگر ضروری نیست و ژنراتور را می‌توان به طور مستقیم به توربین وصل کرد.

اثر پارامترهای سیستم قدرت در یک سیستم شامل توربین‌های سرعت ثابت بر پایداری گذرا در [۱۷] مورد مطالعه قرار گرفته است. افزایش در لغزش ژنراتور به عنوان عامل بی‌ثباتی این نوع توربین شناخته و معرفی شده است.

## ۱-۲-۲- پخش بار بهینه با قید پایداری گذرا

مدل سیستم قدرت اساساً توسط معادلات دیفرانسیلی-جبری بیان می‌شود و در نتیجه نمی‌تواند به راحتی وارد مسئله پخش بار بهینه شود. یک روش پیشنهادی این است که این معادلات را طی پله‌های زمانی معین گسسته سازی کنیم [۱۸] و [۱۹]. اگرچه این روش مسئله پیشین را حل می‌کند، خود مسائل جدیدی ایجاد می‌کند، از قبیل محاسبات بسیار سنگین و مشکل همگرایی. این مشکلات اخیراً به خوبی

<sup>۱</sup> Permanent Magnet Synchronous Generator

<sup>۲</sup> Maximum Power Tracking

<sup>۳</sup> Critical Clearing Time

مورد توجه قرار گرفته‌اند و راه‌حل‌های مناسبی برای آن ارائه شده است [۲۰]. مدل معادل تک ماشین<sup>۱</sup> (SIME) برای انجام محاسبات معیار توسعه یافته نواحی مساوی<sup>۲</sup> (EEAC) در یک سیستم چند ماشینه بکار گرفته شده و مدل بزرگ سیستم قدرت به مدل تک ماشین به شین بینهایت<sup>۳</sup> (OMIB) تبدیل می‌شود [۲۱]. بوسیله این روش تعداد قیدها به شدت کاهش می‌یابد. با این حال، گسسته سازی معادلات کماکان وجود دارد و ممکن است نیاز به حل چندین مسئله بهینه‌سازی برای تعیین پاسخ نهایی باشد. روش مشابه با اندکی بهبود در [۲۲] مورد استفاده قرار گرفته و تعداد قیدها به تنها یک قید کاهش یافته است. این یک کاهش چشم‌گیر در زمان محاسبات در مقایسه با روش‌های دیگر است. با این حال، تکرارهای ناخواسته ممکن است رخ دهد و یافتن جواب تضمین نشده است.

در [۱۹] و [۲۳] روش نقطه داخلی<sup>۴</sup> بکار گرفته شده و معادلات دیفرانسیلی-جبری به نامعادلات جبری تبدیل شده‌اند. اما مشکلاتی در تعیین حدود قیدهای پیشنهادی وجود دارد. روش ترکیبی که از ویژگی‌های مناسب روش‌های شبیه سازی حوزه زمان و تابع انرژی گذرا بهره می‌برد نیز پیشنهاد شده است و الگوریتم دیفرانسیلی تکاملی برای حل مسئله استفاده شده است [۲۴]. با تبدیل کردن مدل چند ماشینه به OMIB، در [۲۵] زمان محاسبات بهبود یافته است. مراجع بسیار دیگری نیز به این مسئله پرداخته‌اند که در مقالات به آن‌ها پرداخته شده است [۲۶]، [۲۷]، [۲۸]، [۲۹].

تعیین مرز پایداری سیستم قدرت پیش از این در [۳۰] مورد بررسی قرار گرفته است که بر اساس مدل کلاسیک سیستم قدرت است. تابع چند جمله‌ای برای تخمین مرز پایداری در [۳۱] بکار گرفته شده است که باز بر اساس مدل کلاسیک بنا شده است.

ابزار برازش منحنی شبکه عصبی برای تعیین مرز امنیتی سیستم و قابلیت بارگذاری آن بر اساس پخش بار پیوسته<sup>۵</sup> (CPF) و آنالیز سیگنال کوچک بکار رفته است [۳۲]. جای دارد که برای تعیین مرز پایداری گذرای سیستم نیز روش مشابهی ارائه گردد.

<sup>۱</sup> Single Machine Equivalent

<sup>۲</sup> Extended Equal Area Criterion

<sup>۳</sup> One Machine Infinite Bus

<sup>۴</sup> Interior-point method

<sup>۵</sup> Continuation Power Flow

### ۱-۲-۳- بخش بار بهینه احتمالاتی (P-OPF)

پیش بینی‌هایی برای سرعت باد برای ساعات، روزها و ماه‌های آینده وجود دارد. اما این پیش‌بینی‌ها همواره با خطا همراه هستند [۳۳]، [۳۴]، [۳۵]. توزیع‌های مختلفی برای سرعت باد در ادبیات مربوطه پیشنهاد شده است [۳۶]. یکی از پذیرفته‌ترین توزیع‌ها، توزیع دو پارامتری Weibull است [۳۷]. این توزیع برای مطالعات سیستم قدرت نیز به وفور بکار رفته است [۳۸]، [۳۹]، [۴۰]. با بکارگیری روش‌های احتمالاتی برای بخش بار بهینه، خروجی برنامه از جمله ولتاژ باس‌ها، خروجی ژنراتورها، قیمت‌های نقطه‌ای و غیره نیز به صورت متغیرهای تصادفی درمی‌آیند.

روش‌های مختلفی برای حل مسئله P-OPF پیشنهاد شده است. از آن جمله [۴۱]، [۴۲]، [۴۳]، را می‌توان نام برد. برخی از ناکارآمدی‌های این روش‌ها در [۴۴] و [۴۵] آمده است. روش تخمین نقطه‌ای<sup>۱</sup> (PEM) که اصالتاً در [۴۶] معرفی شده، در [۴۴] برای حل مسئله P-OPF بکار گرفته شده است. علاوه بر روش PEM<sup>۲</sup>، روش‌های درجه بالاتر تخمین نقطه‌ای در [۴۷] استفاده شده است. ارزیابی این روش‌ها برای توزیع‌های مختلف احتمالاتی و مقایسه آن‌ها موضوع جالب توجهی می‌باشد.

### ۱-۲-۴- ظرفیت مجاز نیروگاه بادی

ظرفیت نیروگاه‌های بادی نصب شده در شبکه‌های قدرت روز به روز در حال افزایش است. با این وجود، این افزایش نمی‌تواند، با توجه به تکنولوژی‌های حاضر، تا جایی که ظرفیت آن‌ها بر سیستم غالب شود ادامه پیدا کند. از جمله مشکلاتی که ممکن است در اثر این افزایش ظرفیت رخ دهد می‌توان به ناپایداری فرکانس و ناپایداری گذرا در اثر کاهش اینرسی سیستم، پرشدگی و اضافه بار در خطوط متصل به نیروگاه بادی، افزایش ولتاژ در سطوح فوق توزیع یا توزیع اشاره کرد. لذا تعیین حدی برای ظرفیت قابل نصب در شبکه اهمیت دارد.

مطالعاتی در زمینه حداکثر ظرفیت قابل نصب در سطح توزیع صورت گرفته است. بدیهی است که توربین‌های نصب شده در این سطوح مشکلات پایداری فرکانس یا گذرا برای سیستم به ندرت ایجاد می‌کنند. اما احتمال بروز مشکلات ولتاژ، اضافه بار و ... وجود دارد. تعیین سقف برای ظرفیت قابل نصب تولید

<sup>۱</sup> Point Estimate Method

پراکنده با توجه به هارمونیک‌های تولید شده و بر اساس معیارهای استاندارد ۱۹۹۲-۵۱۹ IEEE در [۴۸] مورد بررسی قرار گرفته است. محدود کردن ظرفیت تولید پراکنده با توجه به قید روی افزایش ولتاژ در [۴۹] انجام شده است و روش‌هایی مانند قطع تولید پراکنده در برخی ساعات و طراحی سایر تجهیزات سیستم با ظرفیت نامی بالاتر به عنوان راه حل برای افزایش ظرفیت قابل نصب معرفی شده است. نویسندگان در [۵۰] به بررسی اثرات تولید پراکنده بر روی افزایش ولتاژ سیستم توزیع و تعیین حدودی برای حداکثر ظرفیت قابل نصب با روش‌های سریع وابسته به ماتریس‌های حساسیت پرداخته‌اند؛ بعلاوه، روش‌هایی نیز برای جریمه کردن/تشویق کردن واحدها برای ایجاد تجاوز از حدود ولتاژ/بهبود پروفایل ولتاژ ارائه شده است. محدودیت‌های عملی مانند مقادیر نامی برای قید حرارتی، ظرفیت ترانسفورماتورها، پروفایل ولتاژ و سطح اتصال کوتاه برای حداکثر ظرفیت قابل نصب تولید پراکنده در سطح فوق توزیع توسط نویسندگان [۵۱] مورد مطالعه واقع شده است؛ همچنین راه کارهایی برای مشکلات مشاهده شده با اعمال تغییراتی در ساختار شبکه ارائه شده است. مطالعات مشابه نیز در [۵۲] و [۵۳] با نتایج مشابه انجام شده است. با این وجود مرجع مناسبی برای تعیین حدود ظرفیت قابل نصب در سطح فشارقوی، با توجه به معلومات نویسنده، وجود ندارد.

مطالعاتی در سیستم‌های واقعی، بخصوص سیستم‌های جزیره‌ای برای این منظور صورت گرفته است. با در نظر گرفتن حدود ولتاژ و حدود حرارتی خطوط، حداکثر ظرفیت قابل نصب در جزیره Crete در یونان برآورد شده است [۵۴]. نویسندگان [۵۵] اثرات نیروگاه بادی را بر فرکانس شبکه Iowa تحلیل کرده است و سقفی برای ظرفیت قابل نصب تعیین نموده است؛ در آن پایان نامه نشان داده شده است که افزایش ظرفیت بادی در شبکه با تکنولوژی DFIG باعث تضعیف پاسخ فرکانسی سیستم در موقع قطع ناگهانی تولید می‌شود، در حالی که باعث بهبود پاسخ سیستم در موقع خروج بار بزرگ از شبکه می‌گردد؛ این موضوع در مورد SCIG متفاوت است و تاثیر منفی بر پاسخ فرکانسی سیستم ندارد. بعلاوه، SCIG کنترل ولتاژ سیستم را تضعیف می‌کند، در حالی که DFIG به کنترل ولتاژ کمک می‌کند.

در گزارش یک شرکت ایرلندی برای تعیین حدود ظرفیت نیروگاه بادی در شبکه ایرلند، تاثیرات مزرعه بادی بزرگ بر روی سیستم بررسی شده است [۵۶]. در این گزارش بررسی‌ها بر روی محدودیت‌های سیستم انتقال (با در نظر گرفتن حالت‌های اضطراری  $N-1$  و  $N-2$ ) و کاهش عمدی در تولید نیروگاه بادی



برای جلوگیری از خروج نیروگاه‌های معمول متمرکز شده است. اما بررسی این موضوع از دید پایداری سیستم کنار گذاشته شده است.

مراجع بسیار دیگری نیز به بررسی اثرات نیروگاه بادی بر روی سیستم قدرت پرداخته‌اند که از جمله جدیدترین آن‌ها می‌توان به [۵۷]، [۵۸]، [۵۹] اشاره کرد. روش‌هایی نیز برای رفع مشکل کاهش اینرسی و ایجاد پاسخ فرکانسی توسط نیروگاه بادی پیشنهاد شده است [۶۰]، [۶۱]، [۶۲].

### ۱-۳- اهداف پایان نامه

در این پایان‌نامه، اهداف زیر مورد علاقه هستند و در طی فصول آتی برآورده خواهند شد:

۱- تجزیه و تحلیل پایداری سیگنال کوچک و گذرا در حضور نیروگاه بادی انجام می‌شود. تاثیر پارامترهای کنترل کننده‌های DFIG بر روی مودهای مختلف این مولد ارزیابی می‌گردد. دو حالت برای این منظور در نظر می‌گیریم. در حالت اول، پایداری خود نیروگاه بادی در غالب مدل OMIB مورد بررسی قرار می‌گیرد. در حالت دوم، پایداری سیستم قدرت چند ماشینه در حضور نیروگاه بادی و تاثیرات آن مورد توجه خواهد بود. هر دو مورد مهم هستند و باید مورد بررسی قرار گیرند.

۲- امروزه هر شرکت برق منطقه‌ای برای سیستم خود یک مدل جامع توصیف کننده‌ی رفتار دینامیک آن سیستم در اختیار دارد که توسط آن می‌تواند حدود پایداری گذرا را برای سیستم با دقت بالا محاسبه کند. قرار دادن این معادلات و برنامه‌ها در مسئله TSC-OPF، حتی با استفاده از روش‌های بهبود یافته که در پیش معرفی شد، بسیار مشکل و غیر عملی می‌باشد. قصد بر این است که بتوانیم نتایج بدست آمده از این برنامه‌ها را به عنوان قیده‌های پایداری گذرا در مسئله پخش بار بهینه وارد کنیم. بعلاوه، روش پیشنهادی باید برای کاهش زمان محاسبات TSC-OPF و استفاده از مدل کامل سیستم قدرت مناسب باشد. در این راستا، با استفاده از مدل کامل سیستم قدرت، مرز پایداری سیستم بدست می‌آید و به وسیله ابزار برازش منحنی شبکه عصبی به یک معادله ریاضی تبدیل می‌شود.

۳- به دلیل ماهیت تصادفی سرعت باد و غیر قابل دیسپاچ بودن نیروگاه بادی، روش‌های قطعی برای حل مسئله پخش بار بهینه کفایت نمی‌کند. بمنظور رفع این مشکل، روش‌های احتمالاتی در این پایان‌نامه معرفی و بکار گرفته می‌شوند. مزایا و معایب این روش‌ها نیز نشان داده می‌شود.

۴- مطالعه کافی برای تعیین ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی در مقیاس بزرگ با در نظر گرفتن قید پایداری گذرای سیستم و پایداری فرکانس صورت نگرفته است. روش‌های احتمالاتی برای این نوع مسئله نیز موضوع نادری محسوب می‌شود که جای تحقیقات و مطالعات بیشتری دارد. با در نظر گرفتن این موضوع، در این پایان‌نامه قصد بر این است که روشی برای تعیین حد بالا برای ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی در شبکه مطرح شود.

## ۱-۴- ساختار پایان‌نامه

در فصل دوم ابتدا مروری بر جایگاه انرژی‌های نو و بخصوص انرژی باد در دنیای امروز ارائه می‌شود. سپس انواع تکنولوژی‌های رایج برای مولد توربین بادی معرفی می‌شوند. در ادامه مقدمه‌ای بر پایداری سیستم قدرت تشریح می‌گردد.

در فصل سوم، مطالعه پایداری سیگنال کوچک نیروگاه بادی و بررسی تاثیرات پارامترهای کنترلی DFIG بر مودهای این مولد انجام شده است. تاثیر پارامترهای شفت و ژنراتور نیز بر پایداری سیگنال کوچک بررسی گردیده است. بعلاوه، پایداری سیگنال کوچک سیستم چند ماشینه با حضور نیروگاه بادی در این فصل بررسی شده است.

در فصل چهارم، پایداری گذرای نیروگاه بادی ارزیابی می‌شود. اثر پارامترهای کنترلی بر پایداری گذرای مزرعه بادی بررسی می‌شود. ماهیت پیدایش ناپایداری در ژنراتور القایی دوسو تغذیه آشکار می‌شود. نقش نیروگاه بادی در پایداری گذرای سیستم قدرت چند ماشینه با فرض سه حالت مختلف مطالعه می‌گردد.

در فصل پنجم، روشی نوین و کارآمد برای پخش بار بهینه با در نظر گرفتن قید تامین پایداری گذرا در سیستم قدرت پیشنهاد شده است. این روش بر روی دو سیستم آزمون سنجیده شده و نتایج آن با نتایج مراجع جدید مقایسه شده است. در ادامه به تشریح مسئله پخش بار بهینه احتمالاتی پرداخته می‌شود. بعلاوه، روشی برای کاهش حجم اینگونه محاسبات تشریح و مزایا و معایب آن نمایانده شده است.

فصل ششم به معرفی روشی برای تعیین حد مجاز ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی در شبکه تخصیص داده شده است. پایداری گذرا و پایداری فرکانس پارامترهای محدود کنند در این مسئله هستند. در پایان، جمع‌بندی کلی از یافته‌های این پایان‌نامه صورت می‌گیرد و موضوعاتی برای ادامه‌ی تحقیقات صورت گرفته در این پایان‌نامه برای آیندگان پیشنهاد می‌شود تا این کار کامل‌تر گردد.

# فصل دوم

## پیشینه

## ۲-۱- معرفی انرژی باد و چگونگی بوجود آمدن آن

انرژی باد یکی از صورت‌های مختلف انرژی حرارتی خورشید است که در اثر گرم شدن زمین بوسیله تابش خورشید بوجود می‌آید. بیشتر انرژی که در حرکت باد وجود دارد را می‌توان در سطوح بالای جو پیدا کرد، جایی که سرعت مداوم باد به بیش از ۱۶۰ کیلومتر در ساعت می‌رسد و سرانجام باد انرژی خود را در اثر اصطکاک با سطح زمین و جو از دست می‌دهد. یک برآورد کلی اینگونه می‌گوید که ۷۲ تراوات انرژی باد بر روی زمین وجود دارد که پتانسیل تبدیل به انرژی الکتریکی را دارد و این مقدار قابل ترقی نیز هست [۶۳].

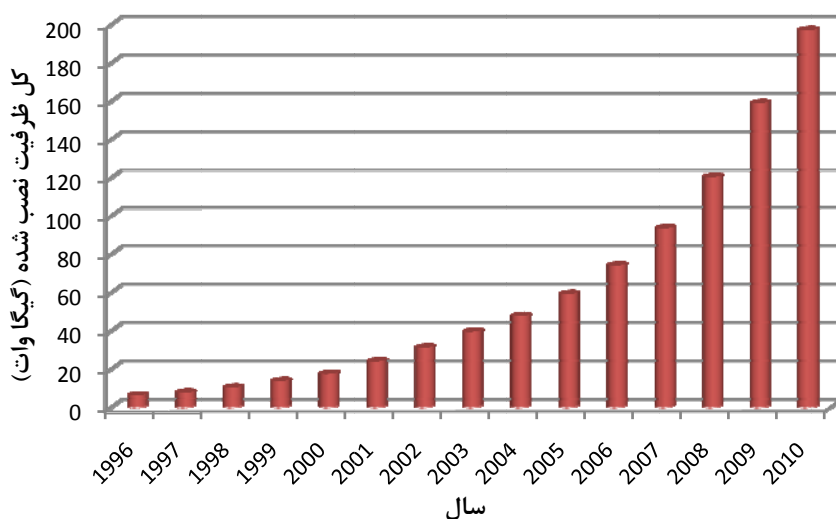
انرژی باد مانند دیگر منابع انرژی تجدید پذیر، بطور گسترده، ولی پراکنده در دسترس می‌باشد. این انرژی از ۳۰۰۰ سال پیش تاکنون مورد استفاده بشر بوده است. در ابتدا برای آسیاب کردن غلات توسط آسیاب‌های بادی، پمپاژ آب، چرخاندن چرخ‌های مکانیکی و به حرکت در آوردن کشتی‌های بزرگ در چین باستان استفاده می‌شد. اولین توربین بادی جهت تولید الکتریسته تقریباً در اواخر قرن نوزدهم توسعه پیدا کرد و تکنولوژی بهره‌برداری از انرژی باد تا اواخر سال ۱۹۹۰ به صورت تدریجی توسعه یافت [۶۴]. هم اکنون این تکنولوژی به سرعت در حال پیشرفت می‌باشد و قیمت انرژی تولیدی توسط باد در حال کاهش است.

بیشترین منابع انرژی بادی در مناطق ساحلی و کوهستانی موجود است و منابع قابل توجهی هم در دشت‌ها وجود دارد. تغییرات باد ساعتی، روزانه و فصلی می‌باشد و به طور قابل ملاحظه‌ای متاثر از هوا و توپوگرافی سطح زمین است.

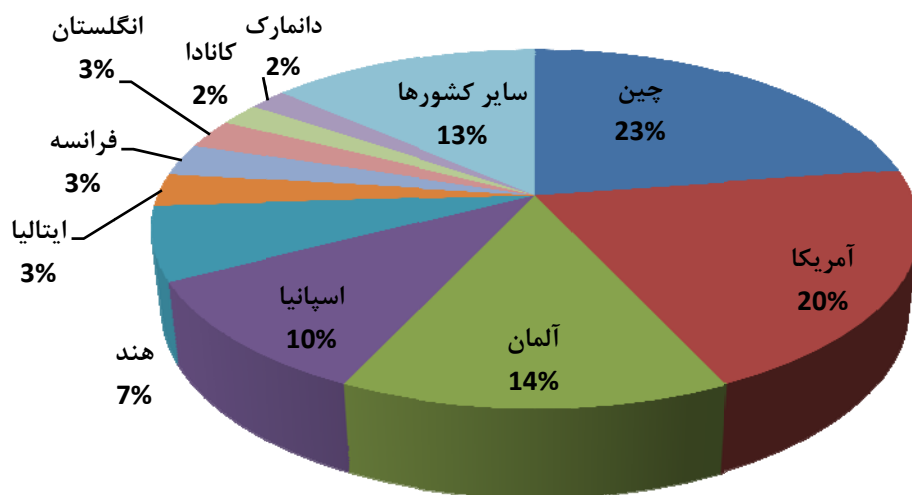
## ۲-۲- وضعیت پتانسیل انرژی بادی در ایران و جهان

علاقه روز افزون به استفاده از انرژی‌های نو در جهان باعث افزایش ظرفیت نصب شده بادی در سال‌های اخیر شده است. شکل ۱-۱ این موضوع را به خوبی نشان می‌دهد. مطالعات و بررسی‌های انجام شده جهت شناسایی انرژی بالقوه باد در ایران و تهیه اطلس باد ایران، کارشناسان انرژی را به این نتیجه رسانده که کشور ایران در بین مناطق مختلف زمین، در میان کشورهای با پتانسیل بادی متوسط قرارداد و مناطق حاشیه کویر و سواحل جنوبی و شمالی ایران و شهرهایی مثل بندرعباس، کیش، اصفهان، و یزد از لحاظ

پتانسیل انرژی بادی در وضع مطلوبی به سر می‌برند. مطالعات و محاسبات انجام شده در زمینه تخمین پتانسیل انرژی باد در ایران نشان داده‌اند که تنها در ۲۶ منطقه از کشور (شامل بیش از ۴۵ سایت مناسب) میزان ظرفیت اسمی سایت‌ها، با در نظر گرفتن یک راندمان کلی ۳۳٪، در حدود ۶۵۰۰ مگاوات می‌باشد و این در شرایطی است که ظرفیت اسمی کل نیروگاه‌های برق کشور، (در حال حاضر) ۳۴۰۰۰ مگاوات می‌باشد [۶۵].



شکل ۱-۲ ظرفیت کل نصب شده نیروگاه بادی در دنیا از سال ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۰ [۱]



شکل ۲-۲ سهم کشورهای جهان در کل ظرفیت نصب شده بادی [۱].

شکل ۱-۲ سهم کشورهای مختلف دنیا را در کل ظرفیت نصب شده بادی نشان می‌دهد. چنانچه مشاهده می‌شود، در حال حاضر حدود ۸۰ درصد از ظرفیت تولید انرژی الکتریکی توسط توربین‌های بادی در پنج کشور چین، آلمان، اسپانیا، هند و آمریکا به بهره‌برداری رسیده و بیشترین حجم تحقیقات و تولید علم در زمینه انرژی‌های بادی را نیز همین کشورها در اختیار دارند؛ حال آنکه سهم کشور ما بسیار ناچیز است.

## ۲-۳- مزایا و معایب انرژی بادی

انرژی باد یکی از صورت‌های منابع انرژی تجدید پذیر است که با توجه به ویژگی مشترک انرژی‌های تجدید پذیر به صورت گسترده با تمرکز کم (چگالی کم) در اختیار بشر قرار گرفته است. استفاده از انرژی بادی دارای مزایای بسیاری است که برخی از آن‌ها در ادامه ذکر می‌شوند.

انرژی باد از منابع انرژی تجدید پذیر است که باعث می‌شود این انرژی به صورت پایان ناپذیر در اختیار بشر قرار داشته باشد. استفاده از انرژی‌های نو باعث کاهش مصرف سوخت‌های فسیلی و ذخیره ماندن آن‌ها برای نسل‌های آینده می‌شود. انرژی باد یک انرژی پاک می‌باشد که هیچ خطری برای محیط زیست ایجاد نمی‌کند و به صورت رایگان در اختیار بشر قرار دارد.

توربین‌های بادی دارای قابلیت قدرت مانور بالا جهت بهره‌برداری در ظرفیت‌های مختلف تولید (از چند وات تا چندین مگاوات) با تغییر قطر روتور توربین آن‌ها را دارند. پایین بودن هزینه برق تولیدی توسط توربین‌های بادی و عدم نیاز به آب و یا دیگر سیالات در تولید برق و کارآفرینی نیز از دیگر مزایای انرژی باد بشمار می‌رود.

از معایب استفاده از انرژی باد می‌توان به وابستگی انرژی باد به شرایط جوی و محیطی، تغییرات انرژی باد در طول روز، خطای پیش‌بینی سرعت باد، و ایجاد مشکلات پایداری و بهره‌برداری برای سیستم قدرت، بخصوص زمانی که ظرفیت نصب شده قابل توجه باشد، اشاره کرد.

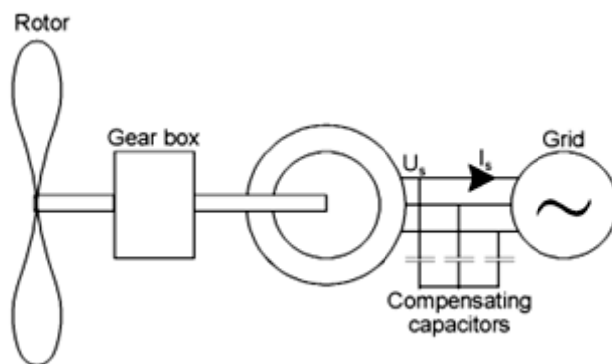
## ۲-۴- توربین‌های بادی

تبدیل انرژی باد به انرژی مکانیکی و سپس انرژی الکتریکی در توربین‌های بادی انجام می‌شود. توربین‌های بادی در اندازه‌های مختلف با اجزای مختلف و ویژگی‌های متفاوت با توجه به شرایط محیط و میزان

نیاز تولید توان الکتریکی ساخته می‌شوند. این توربین‌ها از پره‌ها با قطر روتور چندین متر تا حدود ۱۵۰ متر برای تولید توان‌های چندین کیلووات تا چندین مگاوات مورد استفاده قرار می‌گیرند. علاوه بر تولید توان الکتریکی، از توربین‌های بادی برای پمپاژ آب نیز استفاده می‌شود. این توربین‌ها با توجه به سیستم محور آن‌ها در برابر راستای باد و ظرفیت تولید توان الکتریکی آن‌ها و نیز نوع اتصال ژنراتور توربین با شبکه قابل طبقه‌بندی می‌باشند. در قسمت بعد به بررسی انواع توربین‌های بادی از نظر تکنولوژی می‌پردازیم.

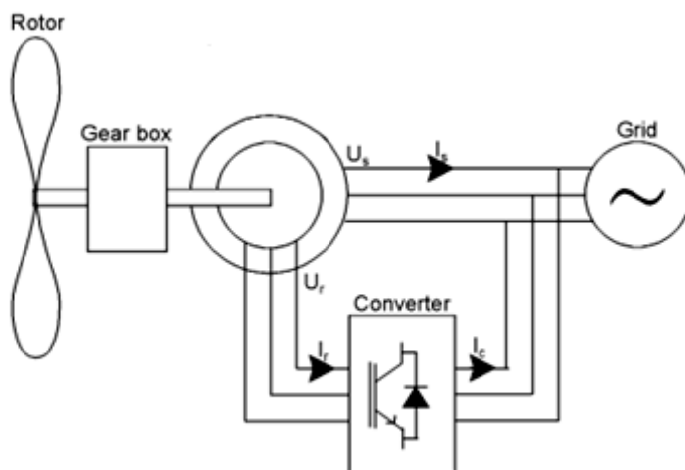
## ۲-۴-۱- طبقه بندی توربین های بادی بر مبنای تکنولوژی بکار رفته

ژنراتورهای به کار رفته در توربین‌های بادی به دسته‌های سرعت ثابت و سرعت متغیر تقسیم می‌شوند. در دسته‌ی سرعت ثابت SCIG جایگاه ویژه‌ای دارد. ژنراتورهای سرعت متغیر شامل DFIG و PMSG است. در شکل‌های ۱-۳ تا ۱-۵ ساختار کلی این ژنراتورها نشان داده شده است. همان طور که در شکل ۱-۳ نشان داده شده، ژنراتور قفس سنجابی نیاز به یک جبرانگر توان راکتیو دارد. این جبران کننده می‌تواند از نوع پسیو مانند بانک‌های خازنی ثابت یا چند پله، جبران‌گرهای اکتیو مانند STATCOM و غیره باشد. در مورد کاربرد و کنترل این ادوات مقالات بسیاری موجود می‌باشد. DFIG و PMSG به ادوات الکترونیک قدرت نظیر مبدل‌ها نیاز دارند تا بتوانند با وجود تفاوت فرکانس با شبکه، کماکان به کار خود ادامه دهند. شکل ۱-۴ نشان می‌دهد که مبدل DFIG باید در مسیر روتور باشد و لذا توان نامی آن پایین‌تر از مولد مشابه از نوع PMSG می‌باشد که در آن مبدل کل توان تولیدی را باید عبور دهد (به شکل ۱-۵ نگاه کنید).

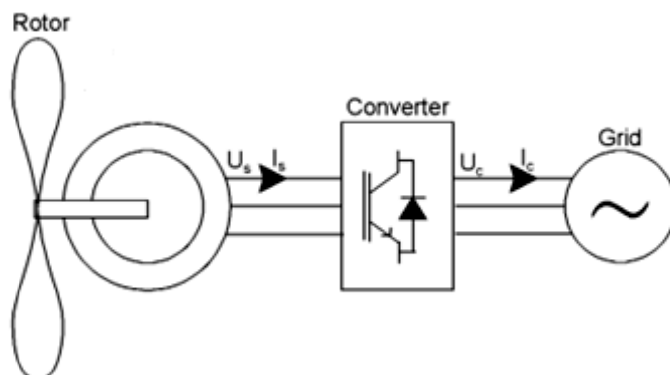


شکل ۲-۳ ساختمان توربین بادی با ژنراتور القایی قفس سنجابی [۳۷]





شکل ۴-۲ ساختمان توربین بادی با ژنراتور القایی دو سو تغذیه [۳۷]



شکل ۵-۲ ساختمان توربین بادی با ژنراتور سنکرون با آهنربای دائم [۳۷]

## ۲-۴-۲- مقایسه انواع ژنراتورهای بکار رفته در نیروگاه بادی

هر یک از سه سیستم تولید معرفی شده در بخش قبل دارای مزایا و معایبی است. مزیت یک سیستم با سرعت ثابت آن است که نسبتاً ساده است. بنابراین، قیمت ثابت توربین‌های سرعت ثابت پایین‌تر از توربین‌های سرعت متغیر است. با این حال، توربین‌های سرعت ثابت باید از نظر مکانیکی قوی‌تر از توربین‌های سرعت متغیر باشند. از آنجا که سرعت روتور نمی‌تواند متنوع باشد، نوسانات در سرعت باد مستقیماً به نوسانات در گشتاور قطار درایو تبدیل می‌شود، که باعث ایجاد نیاز به ساختار قوی‌تر نسبت به سرعت متغیر می‌گردد. علاوه بر این، سر و صدا می‌تواند مشکل ایجاد نماید، زیرا سطح سر و صدا وابسته به سرعت نوک تیغه و از این رو به سرعت چرخش روتور است که البته در توربین‌های سرعت ثابت قابل تغییر نیست. این

مشکل با استفاده از ژنراتوری که تعداد جفت قطب آن را می‌توان تغییر داد قابل حل است که به توربین اجازه می‌دهد هنگامی که سرعت باد کم است، با سرعت پایین‌تر بچرخد. مزیت اصلی عملکرد با سرعت متغیر این است که انرژی بیشتری می‌تواند در سرعت باد خاص تولید شود. اگرچه کاهش راندمان الکتریکی به دلیل تلفات در الکترونیک قدرت (که برای عملکردهای سرعت متغیر ضروری است) اجتناب ناپذیر است، به دلیل عملکرد با سرعت متغیر بازده آیرودینامیکی بالاتری ایجاد شده و این کاهش را جبران می‌کند [۶۶]، [۶۷].

#### ۲-۴-۱- عملکرد در سرعت ثابت

در سیستم‌های تولید انرژی با سرعت ثابت اغلب از SCIG استفاده می‌شود که مستقیم به شبکه وصل می‌شوند و روتور آن‌ها در سرعت ثابتی گردش می‌کند. در این حالت به منظور عملکرد در حداقل و حداکثر سرعت‌های ممکن باد، از روش تغییر دادن تعداد قطب‌های ماشین استفاده می‌کنند. مزایای این روش کنترلی صرفه‌جویی اقتصادی می‌باشد اما از آنجایی که پوشش کاملی در همه سرعت‌های باد وجود ندارد و نمی‌توان از تمام انرژی باد به نحو احسن استفاده کرد، نمودار گشتاور سرعت، پله‌ای می‌باشد. بعلاوه، با وجود نوسانات در سرعت باد، ولتاژ و همچنین توان خروجی نوسانی می‌باشند [۶۶]، [۶۷]. از آنجایی که کنترل توان راکتیو به صورت ذاتی در این روش وجود ندارد، باید حتماً از ادوات تامین توان راکتیو مانند بانک خازنی استفاده گردد. ناگفته نماند که از کنترل زاویه پیچش و کنترل گام<sup>۱</sup> نیز، در پره‌های توربین استفاده می‌شود که به منظور کنترل سرعت روتور در بازه‌های بین دو پله از تغییر تعداد قطب‌ها می‌باشد.

#### ۲-۴-۲- عملکرد در سرعت متغیر

در توربین‌های با سرعت متغیر در واقع قسمت دوار توربین، نوسانات توان مکانیکی باد را با تغییر سرعت خود جذب می‌کند و منحنی توان خروجی صاف‌تر است. این امر به بهبود کیفیت توان کمک می‌کند. اما از آنجایی که سرعت متغیر تولید فرکانس‌های متغیر ولتاژ می‌کند، جهت تثبیت فرکانس باید از مبدل استفاده کرد. مزیت اصلی سرعت متغیر در واقع افزایش بازده توربین در سرعت‌های مختلف وزش باد است.

<sup>۱</sup> Pitch angle control

با استفاده از ژنراتور القایی دارای روتور سیم پیچی شده مبدل تنها بین روتور و شبکه متصل می‌شود و تنها لازم است توان لغزش را تحمل کند. اما هزینه خود ژنراتور القایی روتور سیم پیچی شده نسبت به قفس سنجابی بیشتر است، ولی به طور کلی در توان‌های بالا هزینه دو سیستم قابل مقایسه می‌شود و در مجموع مزایای استفاده از ژنراتور روتور سیم پیچی شده با توجه به کیفیت کنترلی که روی توان دارد، بیشتر از ژنراتور قفس سنجابی می‌باشد.

با استفاده از ژنراتور سنکرون با آهنربای دائم، نیاز به جعبه دنده از بین می‌رود. این امر به دلیل تعداد بسیار زیاد جفت قطب است که در ساختار این ماشین بکار رفته و در سرعت‌های بسیار پایین می‌تواند کار کند. با پیشرفت تکنولوژی در ساخت مبدل‌های الکترونیک قدرت و کاهش قیمت آن‌ها، هزینه تمام شده برای ساخت توربین با ژنراتور سنکرون قابل مقایسه با نوع القایی دوسو تغذیه می‌شود.

## ۲-۵- پایداری سیستم‌های قدرت

اکثر مطالب این بخش از مرجع [۶۸] استنباط شده است، مگر خلاف آن اظهار شود. پایداری دینامیکی سیستم‌های قدرت بهم پیوسته از اهمیت زیادی برخوردار است. یکی از عواملی که پایداری این سیستم‌ها را تهدید می‌کند، نوسانات الکترومکانیکی ژنراتورهای بهم پیوسته می‌باشند. فرکانس این نوسانات در حدود کسری از یک تا چند هرتز بوده و فاکتورهای متعددی از جمله شرایط کار، مشخصات بار، امپدانس خطوط و توان عبوری از خطوط ارتباطی، خازن‌های سری و تنظیم کننده‌های ولتاژ در ناپایداری این نوسانات مؤثر می‌باشند. از طرف دیگر، وقتی که سیستم‌های بزرگ مورد مطالعه و بررسی قرار می‌گیرند، ابعاد مسائلی نظیر مدل‌سازی، شبیه‌سازی و کنترل همراه با افزایش ابعاد سیستم، افزایش می‌یابد. افزایش پایداری دینامیکی سیستم‌های قدرت در رژیم‌های کاری مختلف توسط روش‌های کنترل سیستم مورد تحقیق بسیاری بوده است و بعضاً کاربرد این روش‌ها باعث پایداری و افزایش کارایی شبکه‌های قدرت شده است. اما در مواردی نیز بعلاوه اقتصادی نبودن و پیچیده بودن استراتژی کنترل، این روش‌ها بکار گرفته نشده است. از جمله روش‌های کنترل بهینه که گرچه در افزایش پایداری سیستم بسیار مؤثر می‌باشد، لیکن بعلاوه پیچیدگی ناشی از دخالت متغیرهای زیاد و گران بودن ایجاد حلقه‌های متعدد فیدبک که اکثراً با تخمین زنده‌های متغیر حالت همراه می‌باشد، کاربرد آن‌ها محدود مانده است. در روش‌های کنترل زیر بهینه با

کاهش منطقی و صحیح متغیرهای موجود و فقط استفاده از حلقه‌های فیدبک مؤثر می‌توان از پیچیدگی و گرانی سیستم کنترل به مقدار زیاد کاست و در نتیجه عملی بودن آن را تضمین نمود.

مطالعه بهنگام و سریع حالت گذرای سیستم‌های قدرت یکی از وظایف ضروری مراکز کنترل شبکه می‌باشد تا در صورت پدید آمدن اغتشاش‌هایی همچون اتصال کوتاه، باز شدن خط، قطع ناگهانی تولید و ... ضمن بررسی پایداری گذرای سیستم، راه حل مناسب جهت جلوگیری از ناپایداری را ارائه داده و بدین وسیله قابلیت اطمینان سیستم را افزایش دهد. همچنین، این مطالعه می‌تواند ابزار مناسبی برای طراحی شبکه‌های پایدارتر و مطمئن‌تر باشد. روش‌های معمول مطالعه پایداری گذرا پس از بدست آوردن مدل ریاضی سیستم در حالت گذرا که یک دستگاه معادلات دیفرانسیل بشدت غیرخطی، تزویج شده و با ابعاد بزرگ می‌باشد، به حل عددی آن پرداخته و پس از تجزیه و تحلیل نتایج آن، پایداری گذرای سیستم را تشخیص می‌دهد. این روش برای سیستم‌های قدرت واقعی اتلاف وقت زیادی را در بر دارد بطوری که رسیدن به اهداف فوق را غیرممکن می‌سازد. بدین علت سعی بر آن است از روش‌هایی استفاده شود که بدون نیاز به حل معادلات مربوطه، مستقیماً پایداری سیستم را تشخیص دهد. یکی از این روش‌ها که براساس تئوری پایداری سیستم‌های غیرخطی شکل گرفته است، روش تابع انرژی<sup>۱</sup> می‌باشد [۶۹]. این روش پس از تعیین یک تابع انرژی مناسب که انرژی گذرای سیستم را بخوبی توصیف می‌کند، به محاسبه تابع در لحظه برطرف شدن اغتشاش در شبکه می‌پردازد تا بدین وسیله مقدار انرژی تزریق شده به شبکه در حین اغتشاش را بدست آورد. حال چنانچه مقدار این انرژی از حد معینی که انرژی بحرانی نامیده می‌شود کمتر باشد، حالت‌های سیستم درون ناحیه پایداری یا دامنه جذب نقطه تعادل پایدار پس از اغتشاش قرار داشته و سیستم بصورت مجانبی پایدار می‌باشد و پس از طی شدن حالت گذرا، به نقطه تعادل پایدار پس از اغتشاش نشست خواهد کرد. ولی چنانچه انرژی تزریق شده به شبکه در حین اغتشاش بیش از انرژی بحرانی باشد، سیستم ناپایدار خواهد شد. تا این حد روش تابع انرژی بسیار سریع و موفق می‌باشد؛ ولی قسمتی که هنوز تحقیق بیشتری را می‌طلبد، تعیین انرژی بحرانی سیستم می‌باشد.

استفاده از روش تابع انرژی منحصر به تشخیص مستقیم پایداری گذرا نمی‌شود، بلکه از آن می‌توان جهت یافتن ماشین‌های همسان در سیستم قدرت استفاده نموده و پس از شناسائی دقیق دسته ماشین‌های

---

<sup>۱</sup> Energy Function Method

همسان، هر یک را با ماشین معادل مربوطه جایگزین نمود. بدین ترتیب، ابعاد سیستم قدرت در مطالعات دینامیکی بطور مؤثری کاسته شده و زمان و حجم حافظه کمتری در شبیه سازی مربوطه استفاده خواهد شد.

مسئله پایداری در سیستم قدرت به مفهوم رفتار ماشین‌های سنکرون پس از بروز یک اغتشاش<sup>۱</sup> در شبکه است. اگر این اغتشاش هیچ تغییر خالصی در توان شبکه (توان تولیدی یا مصرفی) ایجاد نکند، ماشین‌ها باید به حالت اول خود باز گردند. چنانچه تغییری در تعادل توان در شبکه رخ دهد (ناشی از تغییر بار، تولید، یا ساختار شبکه)، سیستم به یک حالت جدید خواهد رفت. در هر حالت، همه ماشین‌های سنکرون باید حالت سنکرون خود را با شبکه حفظ کنند تا سیستم پایدار تلقی شود. یعنی باید به صورت موازی و با سرعت یکسان کار کنند.

یک حالت گذرا ناشی از یک اغتشاش در سیستم به طور طبیعی همراه با نوسان است؛ اما اگر سیستم پایدار باشد، این نوسانات پس از مدتی میرا خواهند شد. با این حال، این نوسانات خود را در توان جاری در خطوط نشان می‌دهد. اگر یک خط انتقال که دو گروه از ژنراتورها را به هم وصل می‌کند، دچار نوسانات توان بیش از حد مجاز شود، این خط توسط رله<sup>۲</sup> مربوطه از مدار خارج می‌شود و این دو گروه ژنراتور از هم جدا می‌شوند. از این مسئله به عنوان پایداری خط گلوگاهی<sup>۲</sup> یاد می‌شود، هرچند در واقع مربوط به پایداری دو گروه از ژنراتورها می‌باشد.

تا زمانی که یک تعریف کلی برای شرایطی که تحت آن سیستم پایدار است تعیین نشود، اصطلاح *پایدار بودن سیستم قدرت* نامانوس به نظر می‌رسد. این موضوع شامل شرایط کاری سیستم و نوع اغتشاشی است که به آن وارد می‌شود. همین مطلب می‌تواند در مورد پایداری خط گلوگاهی نیز تعبیر شود. چنانچه در مورد خارج شدن خط بحث شود، میزان نوسانات توان که قابل تحمل باشد به نقطه کار اولیه سیستم شامل بار جاری در خط و نوع اغتشاش وارده بستگی دارد. در حقیقت همواره می‌توان اغتشاشی یافت که سبب ناپایداری سیستم شود؛ اما بررسی احتمال بروز آن و اینکه سیستم بر اساس تحمل آن طراحی شود نیاز به مطالعه و تجربه بیشتر دارد.

<sup>۱</sup> Disturbance

<sup>۲</sup> Tie-line

## ۲-۵-۱- تعریف اولیه پایداری

پس از بیان مسئله پایداری به صورت اجمالی، اکنون یک تعریف ساده غیر ریاضی که برای مسائل ابتدایی قابل کاربرد است ارائه می‌دهیم. در بخش‌های بعد تعاریف دقیق‌تر بیان خواهند شد. مسئله مورد توجه در این است که یک سیستم قدرت که در حالت پایدار در حال کار است دچار اغتشاشی شود که منجر به تغییر در زاویه روتور ژنراتورها گردد. روند تغییرات سیستم از زمان بروز اغتشاش تا رسیدن به حالت پایدار جدید را دوره‌ی گذرا<sup>۱</sup> می‌نامند. مهمترین شرط برای پایداری این است که همه ژنراتورها پس از دوره گذرا حالت سنکرون خود را حفظ کنند.

**تعریف:** اگر رفتار نوسانی سیستم پس از بروز یک اغتشاش در دوره گذرا میرا شود و سیستم در یک زمان محدود به یک نقطه کار جدید برسد، این سیستم پایدار تلقی می‌شود. اگر سیستم پایدار نباشد، ناپایدار نامیده می‌شود. توجه می‌کنیم که در این تعریف سیستمی با نوسانات پایدار هرچند از نظر ریاضی یک سیستم پایدار است، اما از این دیدگاه ناپایدار به شمار می‌رود.

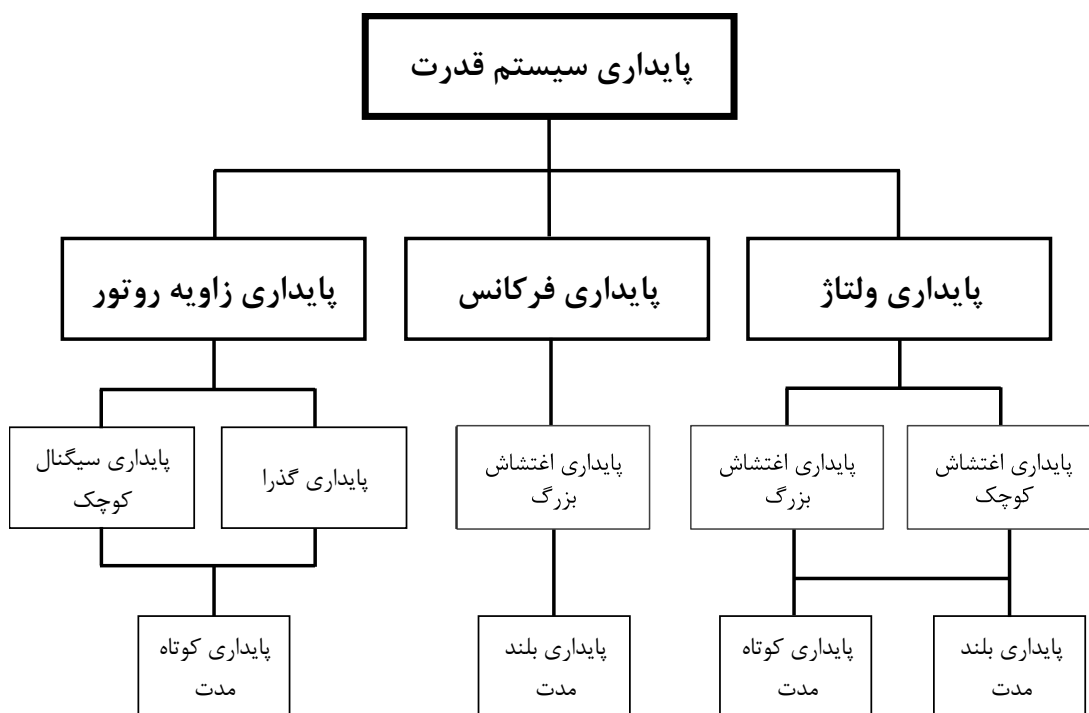
## ۲-۵-۲- انواع اغتشاش

در سیستم‌های قدرت انواع مختلفی از اغتشاشات رخ می‌دهند که در حالت کلی می‌توان آن‌ها را به اغتشاش‌های بزرگ و کوچک تقسیم کرد. مرز دقیقی برای تفکیک این دو نوع اغتشاش وجود ندارد، اما از دیدگاه مهندس سیستم قدرت می‌توان آن‌ها را به خوبی تمییز داد. به طور کلی اغتشاشی که موجب تغییر اندک در سرعت ژنراتورها شود مانند تغییرات کوچک و مداوم بار، اغتشاش کوچک به شمار می‌روند. اغتشاشاتی که موجب بروز تغییرات بزرگ در سرعت ژنراتورها شود مانند بروز خطا در سیستم، وارد/خارج شدن یک خط یا واحد تولیدی بزرگ و یا وارد/خارج شدن بار بزرگ، یک اغتشاش بزرگ به شمار می‌رود. این انواع اغتشاش در ادامه برای طبقه بندی انواع پایداری استفاده می‌شود.

## ۲-۵-۳- انواع پایداری

پایداری سیستم قدرت در حقیقت یک معنی بیشتر ندارد. اما این گونه نمی‌توان با مسئله برخورد کرد و یک دسته بندی کلی در مورد منشا یک ناپایداری و شکل بروز آن مورد نیاز است. این دسته بندی بر اساس معیارهای زیر است:

<sup>۱</sup> Transient period



شکل ۲-۶ دسته بندی انواع پایداری در سیستم قدرت [۵]

۱- اساس فیزیکی یک ناپایداری که به پارامتری از سیستم مرتبط است که ناپایداری در آن بیشتر از بقیه به چشم می آید

۲- ابعاد اغتشاش که بهترین تعیین کننده برای محاسبات و تخمین پایداری است

۳- تجهیزات، فرایندها و بازه زمانی که باید برای تعیین پایداری مورد مطالعه قرار گیرد

بر این اساس انواع پایداری در شکل ۱-۶ طبقه بندی می شود [۵]. هر مورد در ادامه تشریح می گردد.

### ۲-۵-۳-۱- پایداری زاویه روتور

این نوع پایداری بستگی به توانایی بازگشت به/حفظ حالت تعادل میان گشتاور الکترومغناطیسی و گشتاور مکانیکی دارد. ناپایداری در این حالت به فرم افزایش نوسان زاویه‌ای در برخی از ژنراتورها ظاهر می شود که در نهایت منجر به از دست رفتن حالت سنکرون با دیگر ماشین‌ها می گردد.

مسئله پایداری زاویه روتور با مطالعه نوسانات الکترومکانیکی ذاتی سیستم سروکار دارد. پایه‌ی این

مسئله نحوه‌ی تغییر توان تولیدی ژنراتورها است، هنگامی که زاویه روتور آن‌ها دستخوش تغییر می شود.

مکانیزمی که به وسیله آن سیستم حالت سنکرون خود را احیا می‌کند، از طریق نیروهای بازگرداننده صورت می‌گیرد. این نیروها موقعی فعال می‌شوند که نیروهایی به وجود بیایند که موجب شتاب‌گیری یا افت سرعت در یک یا چند ماشین بشوند. در حالت پایدار، یک تعادل میان گشتاور الکتریکی خروجی و گشتاور مکانیکی ورودی وجود دارد و سرعت‌ها ثابت‌اند. اگر سیستم دچار اغتشاش شود، این تعادل بهم می‌خورد و در نتیجه روتور ماشین‌ها بر اساس قانون حرکت اجرام چرخان شروع به سرعت گرفتن یا کند شدن می‌کنند. اگر یک ژنراتور موقتاً سریعتر از دیگری بچرخد، موقعیت زاویه‌ای روتور آن نسبت به ماشین کندتر، پیش می‌افتد. این تفاوت زاویه، بسته به اندازه این تفاوت، بخشی از بار را از ماشین کندتر به ماشین تندتر انتقال می‌دهد. این امر باعث کاهش تفاوت در موقعیت‌های زاویه‌ای می‌شود. رابطه توان-زاویه بسیار غیرخطی است. فراتر از یک حد معین، افزایش زاویه با کاهش توان عبوری همراه می‌شود که خود باعث افزایش بیشتر تفاوت زاویه‌ای و در نهایت از دست رفتن حالت سنکرون می‌گردد. در یک حالت مورد نظر، پایداری سیستم به این بستگی دارد که آیا تغییرات در زاویه روتورها موجب تولید گشتاور بازگرداننده کافی بشود یا نه. این نکته حائز اهمیت است که از دست رفتن حالت سنکرون می‌تواند میان یک ماشین و بقیه یا دو گروه از ماشین‌ها اتفاق بیافتد، طوری که هر گروه در حالت سنکرون باقی بمانند.

تغییرات در گشتاور الکتریکی ماشین می‌تواند دو مولفه به وجود آورد:

- گشتاور سنکرون کننده<sup>۱</sup> که با تغییرات زاویه روتور همفاز است
- گشتاور میراکننده<sup>۲</sup> که با تغییرات سرعت همفاز است

پایداری سیستم به وجود هر دو نوع مولفه مربوط می‌شود. گشتاور سنکرون کننده ناکافی منجر به ناپایداری غیر نوسانی و گشتاور میراکننده ناکافی منجر به ناپایداری نوسانی می‌شود.

برای تسهیل در آنالیز و کسب دیدگاه مناسب، پایداری زاویه‌ای به دو گروه زیر تقسیم می‌شود:

### الف) پایداری سیگنال کوچک<sup>۳</sup>:

مربوط به توانایی سیستم در حفظ حالت سنکرون تحت اغتشاشات کوچک است. کوچک بودن اغتشاش باید به حدی باشد که بتوان معادلات سیستم را حول نقطه کار فعلی خطی‌سازی کرد. این نوع اغتشاش کوچک قبلاً معرفی شدند.

<sup>۱</sup> Synchronizing Torque

<sup>۲</sup> Damping Torque

<sup>۳</sup> Small Signal Stability



پایداری سیگنال کوچک به حالت اولیه سیستم کاملاً وابسته است. ناپایداری در این مورد به دو صورت می‌تواند رخ دهد:

- (۱) افزایش در زاویه روتور به صورت غیر نوسانی به دلیل ناکافی بودن گشتاور سنکرون کننده
  - (۲) نوسانات زاویه روتور با دامنه افزایشنده به دلیل کمبود گشتاور میراکننده
- بازه زمانی مورد بررسی در پایداری سیگنال کوچک در حدود ۱۰ تا ۲۰ ثانیه پس از بروز اغتشاش می‌باشد. پایداری نوسانات از انواع زیر مورد توجه می‌باشد:

- **مودهای محلی<sup>۱</sup>** که مربوط به نوسانات واحدهای یک نیروگاه در مقابل باقی ماشین‌ها است. اصطلاح محلی به این دلیل بکار رفته که نوسانات مربوط به یک نیروگاه یا چند نیروگاه واقع در یک محل و نزدیک به هم اتفاق می‌افتد.
- **مودهای بین ناحیه‌ای<sup>۲</sup>** که مربوط به نوسانات یک گروه از ماشین‌ها در یک بخش سیستم علیه گروه دیگر در بخش دیگر است. این نوسانات توسط دو یا چند گروه از ژنراتورهای نزدیک که با یک خط ضعیف به هم وصل می‌شوند تولید می‌گردد.
- **مودهای کنترلی** که مربوط به کنترل‌کننده‌های واحدهای تولیدی و دیگر کنترل‌کننده‌های سیستم هستند. سیستم‌های تحریک و گاورنر که بد تنظیم شده باشند، مبدل‌های HVDC، و سایر ادوات FACTS از جمله عوامل موثر بر این نوع ناپایداری هستند.
- **مودهای پیچشی<sup>۳</sup>** که مربوط به ادوات گردان متصل به شفت ژنراتور و توربین می‌شوند. این نوع ناپایداری می‌تواند در اثر تاثیر متقابل کنترل‌کننده‌های سیستم تحریک، گاورنر، HVDC یا خطوط جبران شده سری با خازن صورت گیرد.

## (ب) پایداری گذرا یا پایداری اغتشاش بزرگ زاویه روتور<sup>۴</sup>:

مربوط به توانایی سیستم در حفظ حالت سنکرون تحت اغتشاشات بزرگ است. این نوع پایداری به نقطه کار اولیه و شدت اغتشاش وارده بستگی دارد. معمولاً این اغتشاش سیستم را چنان تغییر می‌دهد که نقطه

<sup>۱</sup> Local Modes or Machine-System modes

<sup>۲</sup> Inter-area modes

<sup>۳</sup> Torsional Modes

<sup>۴</sup> Transient Stability or Large Disturbance Rotor Angle Stability

کار نهایی با حالت اولیه متفاوت خواهد بود. ناپایداری شامل نوسانات غیر پریودیک به دلیل گشتاور ناکافی سنکرون کننده است که به ناپایداری اولین نوسان معروف است. در سیستم‌های بزرگ این ناپایداری ممکن است در نوسانات بعدی نمایان شود که این امر ناشی از تعدد موده‌های سیستم و برهم نهی قله‌های نوسانات ماشین‌های مختلف است. این پدیده معروف به ناپایداری چند سیکله است.

بازه زمانی مورد نظر در این نوع پایداری در حدود ۳ تا ۵ ثانیه پس از بروز اغتشاش است. این بازه ممکن است در سیستم‌های خیلی بزرگ و دارای موده‌های بین ناحیه‌ای به حدود ۱۰ ثانیه نیز برسد.

چنانچه در شکل قبل نشان داده شد، پایداری سیگنال کوچک و گذرا جزو پایداری‌های کوتاه مدت به شمار می‌روند.

### ۲-۳-۵-۲ - پایداری ولتاژ

این نوع پایداری مربوط به توانایی سیستم در حفظ ولتاژ همه شین‌ها در حالت کار دائم و تحت شرایط بروز اغتشاش است. ناپایداری می‌تواند خود را به شکل کاهش یا افزایش پیوسته ولتاژ در برخی از باس‌ها نشان دهد. پیامدهای محتمل این نوع ناپایداری می‌تواند از دست رفتن بار در نواحی که ولتاژ بسیار افت کرده یا از دست رفتن بهم پیوستگی سیستم باشد.

توجه شود که افت شدید ولتاژ می‌تواند هنگام بروز برخی ناپایداری‌های زاویه‌ای نیز رخ دهد، اما جزو ناپایداری ولتاژ محسوب نمی‌شود [۵]. در مقابل، کاهش مداوم ولتاژ که منجر به ناپایداری ولتاژ می‌شود زمانی رخ می‌دهد که اثری از ناپایداری زاویه‌ای مشاهده نمی‌شود.

فرآیندی که می‌تواند سبب بروز افت ولتاژ پی در پی در سیستم شود موقعی رخ می‌دهد که بار سیستم بیش از حد توان سیستم انتقال و محدودیت‌های دیگر سیستم گردد. این نوع پایداری خارج از حیطه‌ی این پایان‌نامه است و خوانندگان به مطالعه بیشتر در مراجع دعوت می‌شوند [۵] و [۷۰] و [۷۱].

### ۲-۳-۵-۳ - پایداری فرکانس

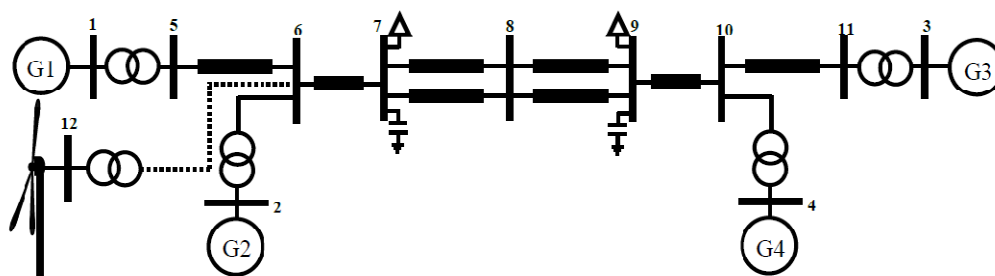
این نوع پایداری مربوط است به توانایی سیستم در بازیابی/حفظ فرکانس پس از بروز یک اغتشاش که موجب بهم خوردن تعادل میان تولید و مصرف می‌شود. این نوع اغتشاشات سبب بروز تغییرات شدید در فرکانس، شارش توان، ولتاژ و سایر متغیرهای سیستم می‌شوند که به نوبه خود منجر به عملکرد سیستم - های کنترلی و حفاظتی می‌شوند که در مسائل پایداری گذرا و ولتاژ مورد توجه نبودند. این فرایندها می -

تواند بسیار کند باشند، مانند دینامیک بویلرها، یا اینکه تنها برای شرایط بسیار حاد فعال شوند، مانند رله-های جدا کننده ژنراتورها از شبکه. در سیستم‌های قدرت بزرگ، این حالت به عملکرد جزیره‌ای منجر می‌شود. مسئله در این شرایط به این موضوع بر می‌گردد که آیا هر بخش مستقل (جزیره) قادر به حفظ پایداری و تعادل میان تولید و مصرف با حداقل میزان خاموشی می‌باشد یا نه. معمولاً مسائل مربوط به پایداری فرکانس ناشی از ناکارآمدی پاسخ تجهیزات، هماهنگی ضعیف میان سیستم‌های کنترلی و حفاظتی، یا رزرو چرخان ناکافی است. مثال‌هایی از این نوع ناپایداری در [۷۲]، [۷۳] و [۷۴] آمده است. بازه‌ی زمانی مورد نظر در پایداری فرکانس از حدود چند ثانیه (بازه‌ی عملکردی سیستم‌های کنترلی و حفاظتی) تا چند دقیقه (بازه عملکردی سیستم‌های تولید توان مانند بویلرها) می‌باشد. بنابر این، این نوع پایداری می‌تواند به عنوان یک مسئله طولانی مدت مورد نظر باشد.

## ۲-۶- سیستم آزمون

### ۲-۶-۱- سیستم ۴-ماشینه ۲-ناحیه

این سیستم از [۵] استخراج شده است و اطلاعات مربوط به آن در پیوست آورده شده است. شکل ۲-۷ این سیستم را نشان می‌دهد. این سیستم شامل ۴ ژنراتور، هر یک به ظرفیت ۹۰۰ مگاوات آمپر، است. ماشین‌های ۱ و ۲ در ناحیه ۱ و ماشین‌های ۳ و ۴ در ناحیه ۲ قرار می‌گیرند. برای انجام شبیه‌سازی‌های مربوط به سیستم چند ماشینه، یک واحد نیروگاه بادی به باس شماره ۶ از طریق یک ترانسفورماتور (که امپدانس آن مدل‌کننده خط کوتاه بین نیروگاه تا پست واقع در باس ۶ نیز می‌باشد) به شبکه متصل شده است. ویژگی این سیستم آزمون در این است که مودهای بین ناحیه‌ای و مودهای محلی به خوبی قابل شناسایی و تفکیک هستند. خط واصل بین دو ناحیه (بین شین‌های ۷ و ۹) یک خط گلوگاهی ضعیف است که توان قابل توجهی را از ناحیه ۱ به ۲ انتقال می‌دهد.



شکل ۲-۷ سیستم ۴ماشینه و ۲-ناحیه

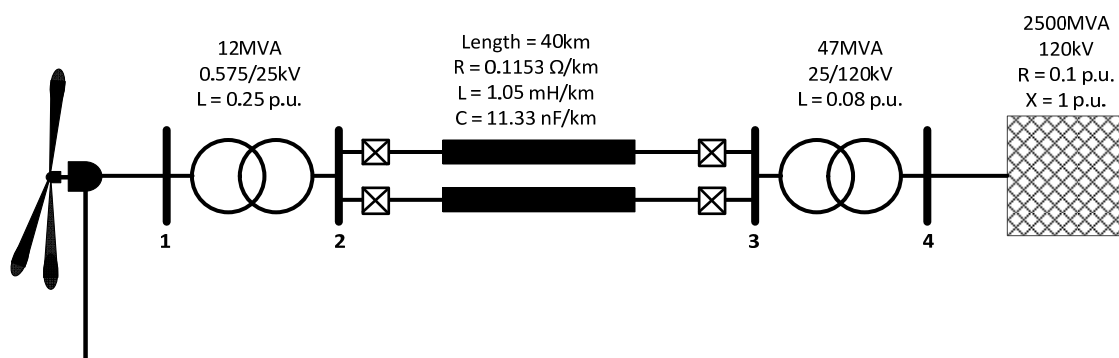
## ۲-۶-۲- مزرعه بادی متصل به شین بینهایت

شکل ۲-۸ سیستم تک ماشین به شین بینهایت را برای نیروگاه بادی نشان می‌دهد. مشخصات سیستم در شکل داده شده است. برای نیروگاه بادی از نوع DFIG از مدل تغییر یافته نرم‌افزار SIMULINK استفاده شده است. بحث مختصری در مورد نحوه مدل‌سازی این توربین بادی در پیوست آورده شده است. مدل کنترلی برای DFIG نیز در همان جا توصیف گردیده و پارامترهای اولیه برای این کنترل‌کننده‌ها داده شده است. تغییر اندکی در مدل حاضر در نرم افزار توسط نویسنده به شرح زیر داده شده است:

مدل مکانیکی توربین و ژنراتور القایی را یک سیستم از مرتبه‌ی ۴ در نظر می‌گیریم. این سیستم یک مدل دو-جرمه برای روتور متصور می‌شود و از دقت بالاتری نسبت به مدل تک-جرمه در مطالعات دینامیکی برخوردار است [۷۵]. این مدل در پیوست تشریح شده است.

## ۲-۷- نتیجه گیری

اهمیت انرژی باد در دنیا و در کشورمان بیان گردید. انواع مدل‌های رایج توربین بادی و مزایا و معایب آن‌ها مورد بحث قرار گرفت. مفاهیم اساسی در بحث پایداری سیستم‌های قدرت بهم پیوسته بیان گردید و انواع پایداری از دیدگاه‌های مختلف دسته‌بندی شد. مراجع مناسب نیز برای مطالعه بیشتر خوانندگان معرفی شد. سیستم‌های آزمون مورد استفاده در بحث پایداری سیستم در حضور نیروگاه بادی معرفی و تشریح گردید.



شکل ۲-۸ سیستم تک ماشین به شین بینهایت برای مزرعه بادی از نوع DFIG

# فصل سوم

تحلیل پایداری سیگنال

کوچک سیستم قدرت در

حضور نیروگاه بادی

### ۱-۳- خلاصه

در این فصل اثرات نیروگاه بادی بر پایداری سیگنال کوچک شبکه مورد مطالعه قرار می‌گیرد. ابتدا پایداری مزرعه بادی از نوع DFIG به صورت تک ماشین به شین بینهایت بررسی می‌شود. مودهای مربوط به این نوع توربین به طور کامل شناسایی می‌گردد و تاثیر مقدار پارامترهای کنترلی بر روی این مودها مطالعه می‌شود. در مقام مقایسه، پایداری نیروگاه بادی از نوع SCIG نیز بررسی می‌گردد. در ادامه، پایداری سیگنال کوچک در سیستم چند ماشینه با وجود نیروگاه بادی ارزیابی می‌شود.

### ۲-۳- نیروگاه بادی از نوع DFIG

سیستم نشان داده شده در شکل ۲-۸ برای این بخش مورد بررسی قرار می‌گیرد. مدل توربین بر اساس مدل فازور بنا شده و از درجه ۱۸ می‌باشد. تمام شبیه سازی‌ها در محیط MATLAB انجام شده است. از بلوک خطی‌سازی موجود در نرم افزار برای خطی کردن سیستم حول نقطه کار استفاده شده است. نقطه کار اولیه در جدول ۳-۱ آورده شده است. در آنالیز سیگنال کوچک، از معادلات خطی شده سیستم حول نقطه کار فعلی استفاده می‌شود. این معادلات به فرم کلی زیر است:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x \quad (1-3)$$

که در آن  $x$  بردار متغیرهای حالت سیستم و  $A$  ماتریس حالت سیستم نام دارد. مقادیر ویژه سیستم همان مقادیر ویژه ماتریس حالت هستند. ضرایب مشارکت هر حالت در هر مقدار ویژه توسط رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$P.F. = R_x L_x \quad (2-3)$$

که در آن  $R_x$  و  $L_x$  به ترتیب بردارهای ویژه راست و چپ، و  $P.F.$  ماتریس ضرایب مشارکت است. نتایج آنالیز سیگنال کوچک حول این نقطه کار در جدول ۳-۲ (ضرایب مشارکت) و جدول ۳-۳ (مقادیر ویژه) گزارش شده است. در این جدول داریم:

جدول ۳-۱ نقطه کار اولیه برای سیستم تک ماشین به شین بینهایت

V (p.u.)	Wind speed (m/s)	Q (MVar)	P (MW)	$\omega_g$ (p.u.)
۱/۰۲	۱۰	۰/۵	۳/۳	۰/۹۶۵

$\Psi_{ds}, \Psi_{qr}, \Psi_{dr}$ : شارهای مربوط به محورهای  $d$  و  $q$  در استاتور و روتور

$RL_d, RL_q$ : القاگر متصل شده بین روتور و شبکه (محور  $d$  و محور  $q$ )

$C_{DC BUS}$ : خازن واقع در باس DC

$\omega_g, \omega_t$ : سرعت شفت توربین و ژنراتور

$P_{reg}$ : تنظیم کننده توان حقیقی

$I_{d\_RSC}, I_{q\_RSC}, I_{d\_GSC}, I_{q\_GSC}$ : تنظیم کننده جریان سمت شبکه و سمت روتور مربوط به محور  $d$  و  $q$

$V_{DC}$ : تنظیم کننده ولتاژ باس DC

جدول ۳-۳ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای هر متغیر حالت در سیستم نیروگاه بادی DFIG متصل به شین بینهایت

ضریب مشارکت (%)														مقدار ویژه	
$I_{q\_GSC}$	$I_{d\_GSC}$	$V_{DC}$	$I_{q\_RSC}$	$I_{d\_RSC}$	$P_{reg}$	$\omega_t$	$\omega_g$	$C_{DC Bus}$	$RL_q$	$RL_d$	$\Psi_{ds}$	$\Psi_{qs}$	$\Psi_{dr}$	$\Psi_{qr}$	
۴/۱۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۸/۳	۶۷/۵	۰/۰۱	۰/۰۲	۰	۰	$\lambda_1$
۰	۴/۱۹	۰/۱۶	۰	۰	۰	۰	۰	۱۳	۵۷/۹	۲۴/۵	۰/۰۹	۰/۰۹	۰/۰۱	۰/۰۲	$\lambda_2$
۰	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۴۱	۰/۴۲	۰/۰۵	۰	۰/۲۹	۱/۳۸	۰/۳۴	۰/۱۳	۳۸/۸	۳۹/۵	۹/۴۶	۹/۱	$\lambda_3$
۰	۶/۱۳	۴/۹۰	۰/۳۴	۰/۴۹	۰/۰۷	۰	۰/۱۳	۶۲/۶	۱۱	۴/۰۷	۰/۷۵	۰/۲۸	۲/۹۱	۶/۳۴	$\lambda_4$
۰/۰۱	۱/۰۲	۰/۷۵	۶/۱۳	۵/۶۵	۲/۲۵	۰	۲	۴/۷۶	۰/۹۵	۰/۲۷	۳/۵۰	۱۰/۳	۳۳/۵	۲۸/۹	$\lambda_5$
۹۵/۸۲	۰	۰	۰/۰۱	۰	۰	۰	۰	۰	۱/۲۷	۲/۸۷	۰	۰	۰/۰۲	۰	$\lambda_6$
۰	۸۸/۱۱	۲/۰۹	۰/۰۵	۰/۰۳	۰/۰۳	۰	۰/۰۱	۵/۹۷	۲/۱۳	۰/۹۴	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۳	۰/۵۹	$\lambda_7$
۰	۰	۰/۰۲	۵/۳۱	۰/۰۴	۳۹/۹۵	۰/۰۳	۴۲/۹	۰/۰۳	۰	۰	۰/۳	۰/۳۱	۳/۲۷	۶/۸۶	$\lambda_8$
۰	۰/۰۳	۴۴/۵۵	۴۴/۳۷	۰/۱۹	۱/۸۷	۰	۱/۲	۵/۳۸	۰/۰۲	۰/۰۱	۰/۰۲	۰/۰۳	۰/۵	۱/۸۶	$\lambda_9$
۰	۰	۰/۱۲	۰/۳۱	۸۵/۷۴	۰/۰۳	۰	۰/۰۲	۰/۰۳	۰	۰	۰/۲۰	۰/۰۴	۱۱	۲/۴۸	$\lambda_{10}$
۰	۰	۰	۰	۰	۱/۵۲	۴۹/۹	۰/۰۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	$\lambda_{11}$

جدول ۳-۳ مقادیر ویژه مربوط به سیستم نیروگاه بادی DFIG متصل به شین بینهایت

مقدار ویژه	$\lambda_1$	$\lambda_2$	$\lambda_3$	$\lambda_4$	$\lambda_5$	$\lambda_6$
مقدار ویژه	$-۲۴۰۹/۴۵$	$-۲۰۶۶/۲۸$	$-۱۷۶/۷۷ \pm ۵۵۸/۲۱i$	$-۳۴۴/۵۳$	$۳۰/۰۳i \pm ۱۸۰/۰۷$	$-۱۰۴/۳۲$
فرکانس (Hz)	۰	۰	۸۸/۸۴	۰	۴/۷۸	۰
میرایی (%)	-	-	۳۰/۱۹	-	۹۸/۶۴	-
مقدار ویژه	$-۹۶/۵۱$	$-۶/۶۸ \pm ۴۶/۹۶i$	$-۲۷/۹۶ \pm ۰/۱۲i$	$-۳۰/۸۵$	$۳/۰۰i \pm ۰/۱۲$	$-۰/۱۲$
فرکانس (Hz)	۰	۷/۴۷	۰/۰۲	۰	۰/۴۸	۰
میرایی (%)	-	۱۴/۰۸	۱۰۰	-	۴	-

همان‌گونه که مشاهده می‌شود، مودهای بحرانی سیستم، مودهای مربوط به شفت مکانیکی است. در مود مربوط به شفت ژنراتور سرعت گردش ژنراتور و تنظیم‌کننده توان دخالت دارند و فرکانس این مود حدود  $7/5$  هرتز است. در مود مربوط به شفت توربین سرعت گردش توربین و زاویه پیچش موثر هستند و فرکانس آن کوچک و در حدود  $0/48$  هرتز می‌باشد. مود مربوط به شارهای روتور و استاتور از میرایی قابل ملاحظه‌ای برخوردار بوده و فرکانس آن‌ها به ترتیب  $4/78$  و  $88/84$  هرتز می‌باشد.

در ادامه بررسی می‌کنیم که سرعت باد، پارامترهای تنظیم‌کننده‌ها و برخی مشخصات فیزیکی هر یک بر کدام مقادیر ویژه و چگونه اثر می‌گذارد.

### ۳-۲-۱- اثر سرعت باد

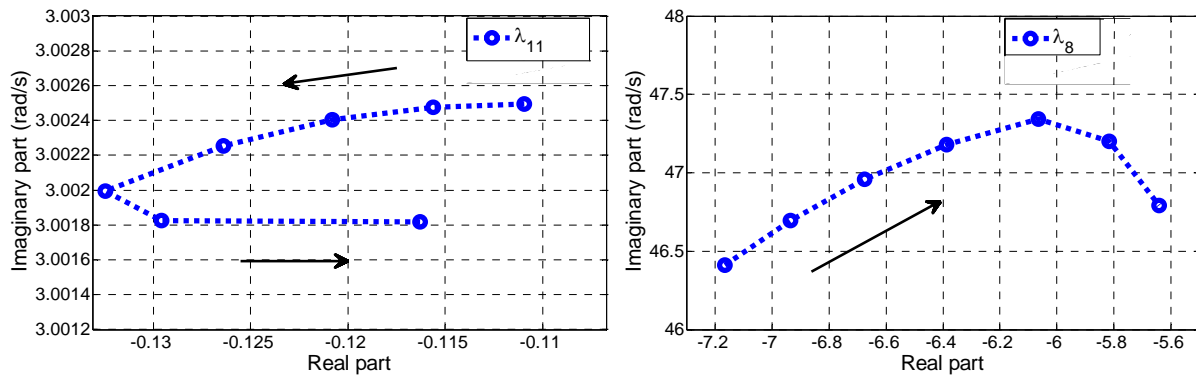
سرعت باد را از  $8$  تا  $14$  متر بر ثانیه با پله‌های  $1$  متر بر ثانیه افزایش می‌دهیم. اکثر مقادیر ویژه سیستم تغییر می‌کنند؛ اما تنها مقادیر ویژه مربوط به مودهای بحرانی در شکل‌های ۳-۱ و ۳-۲ نشان داده شده‌اند. سایر مودها از پایداری کافی برخوردارند.

با افزایش سرعت باد از پایداری مود مربوط به شفت ژنراتور کاسته می‌شود، در حالی که مود مربوط به شفت توربین در ابتدا در جهت پایداری بیشتر و از  $12$  متر بر ثانیه به بعد به سمت محل اول حرکت می‌کند. در کل  $\lambda_{11}$  تغییرات چشم‌گیری ندارد.

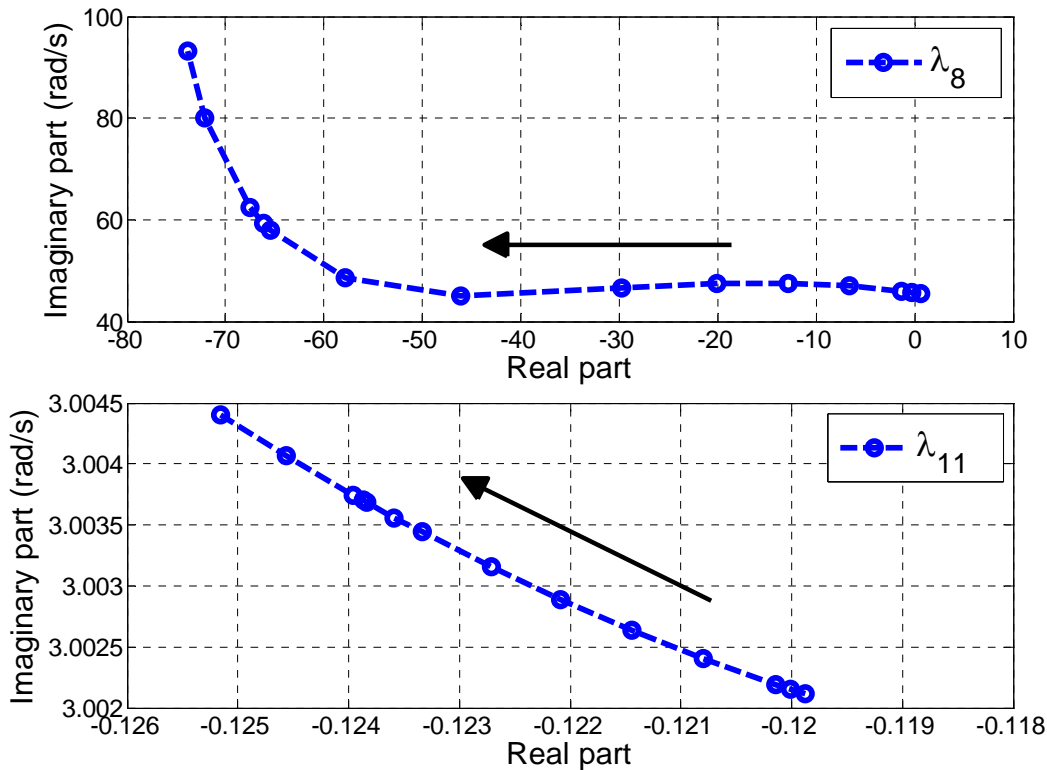
### ۳-۲-۲- اثر تنظیم‌کننده توان حقیقی

تنظیم‌کننده توان حقیقی در واقع یک کنترل‌کننده از نوع تناسبی-انتگرالی است که برای هر قسمت تناسبی و انتگرالی یک بهره جدا دارد ( $K_p, K_i$ ). شکل ۳-۳ مسیر حرکت مقادیر ویژه مورد نظر را نشان می‌دهد. مقدار این بهره از  $0/3$  تا  $4/5$  تغییر داده شده است. مشاهده شد که دو مقدار ویژه نوسانی  $\lambda_5$  به دو مود غیر نوسانی تبدیل می‌شوند. با افزایش بیشتر بهره  $\lambda_5$  و  $\lambda_1$  به هم پیوسته و مجدداً یک مود نوسانی جدید فرکانس پایین ایجاد می‌کنند. در شکل ۳-۳ مشاهده می‌شود که مود الکترومکانیکی ژنراتور وابستگی زیادی به بهره تناسبی نشان می‌دهد، طوری که هم مقدار حقیقی و هم فرکانس آن متاثر می‌شود. افزایش بهره تناسبی برای این مود و مود مکانیکی توربین که در همان شکل نشان داده شده مطلوب است؛ هرچند تاثیر پذیری مود مکانیکی توربین ناچیز است.





شکل ۱-۳  $\lambda_8$  با تغییر سرعت باد از ۸ تا ۱۴ متر بر ثانیه با پله های واحد شکل ۲-۳  $\lambda_{11}$  با تغییر سرعت باد از ۸ تا ۱۴ متر بر ثانیه با پله های واحد



شکل ۳-۳ مسیر حرکت  $\lambda_8$  و  $\lambda_{11}$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده توان حقیقی از ۰/۳ تا ۰/۵.

اثر تغییر بهره انتگرالی نیز در شکل ۳-۴ به تصویر کشیده شده است. مقدار این بهره چنین تغییر داده شده است: ۱۰۰، ۱۲۰، ۱۴۰، ۱۶۰، ۲۰۰ و ۲۲۰. مود  $\lambda_9$  (که مربوط به کنترل کننده های ولتاژ باس DC و جریان تزریقی محور q روتور می باشد) با افزایش بهره انتگرالی از حالت نوسانی خارج می شود. در شکل ۳-۴ مود الکترومکانیکی ژنراتور نشان داده شده که افزایش بهره اثر منفی روی آن داشته و در مقادیر بالا سبب ناپایداری این مود می شود. مود مکانیکی توربین تاثیر زیادی نمی پذیرد.

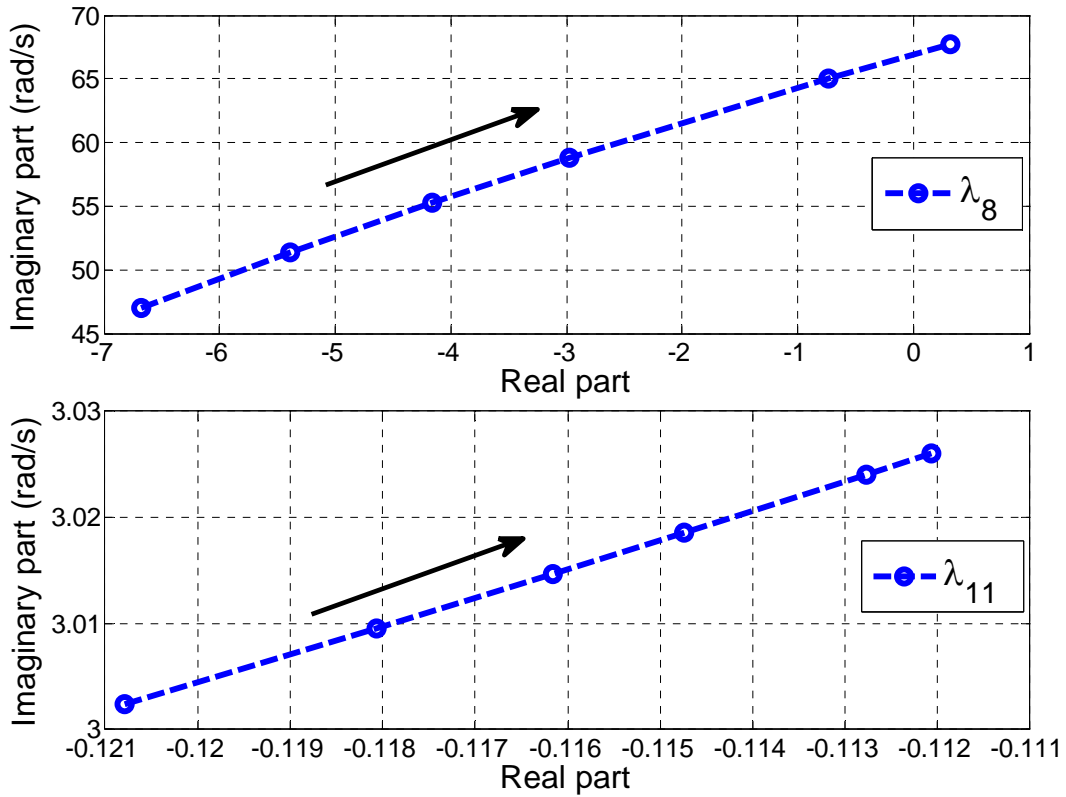
### ۳-۲-۳- اثر تنظیم کننده ولتاژ باس DC

تنظیم کننده ولتاژ باس DC در واقع یک کنترل کننده از نوع تناسبی-انتگرالی است که ولتاژ باس DC بین مبدل‌های سمت شبکه و سمت روتور را در مقدار معینی نگه می‌دارد. بهره تناسبی این کنترل کننده را از ۰/۰۰۲ تا ۰/۰۲۵ تغییر می‌دهیم و مودهایی که تاثیر قابل توجهی می‌پذیرند در شکل ۳-۵ نشان داده شده است. این شکل تغییرات مود کنترلی  $\lambda_9$  را نشان می‌دهد. اثر افزایش بهره تناسبی چندان مناسب نیست و علاوه بر اینکه مود را از حالت نوسانی خارج می‌کند، آن را به سمت ناپایداری سوق می‌دهد. تغییرات بهره تناسبی تاثیری بر موده‌های بحرانی ندارد.

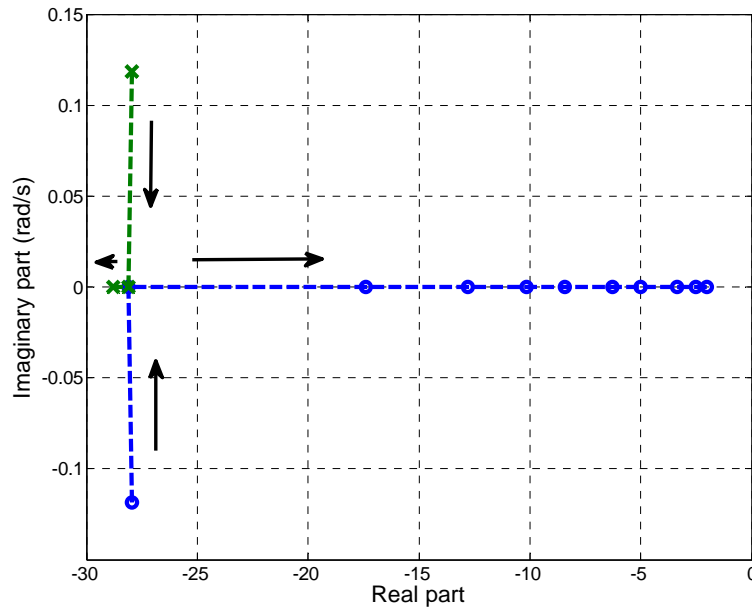
با تغییر بهره انتگرال‌گیر از ۰/۰۲ تا ۱ تحولات قابل ملاحظه‌ای در موده‌های بحرانی مشاهده نشد. شکل ۳-۶ سیر تحول موده‌های مشخص شده را نشان می‌دهند. موده‌های مربوط به کنترل جریان محور d سمت شبکه ( $\lambda_7$ ) و کنترل ولتاژ باس DC با یکدیگر یک مود نوسانی پدید می‌آورند. این موضوع در شکل ۳-۶ به تصویر درآمده است. موده‌های مربوط به شار روتور ( $\lambda_5$ ) و مود مربوط به خازن باس DC ( $\lambda_4$ ) بین حالت نوسانی و غیر نوسانی جابجا می‌شوند؛ اما در کل مشکل ناپایداری مود بروز نمی‌کند.

### ۳-۲-۴- اثرات تنظیم کننده جریان سمت شبکه

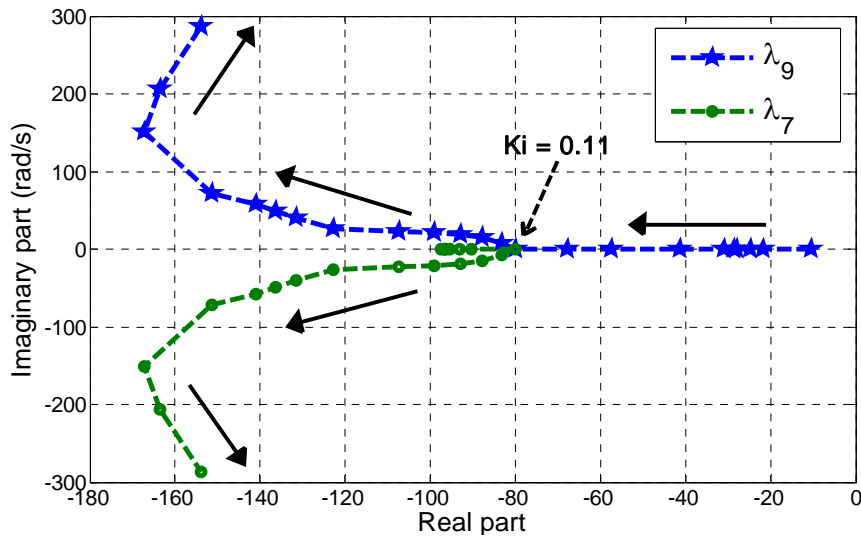
کنترل کننده جریان سمت شبکه ولتاژ تولیدی توسط مبدل سمت شبکه را در دو محور d و q توسط یک کنترلر تناسبی-انتگرالی تنظیم می‌کند. این کنترلر تاثیر قابل ملاحظه‌ای بر موده‌های بحرانی سیستم ندارد. بهره تناسبی را از ۱ تا ۲۰۰ تغییر داده و تغییرات حاصل در  $\lambda_9$  در شکل ۳-۷ آورده شده است. افزایش بهره تاثیر منفی بر موده‌های مربوط به خود کنترل کننده گذاشته است. مود  $\lambda_9$  تحت تاثیر زیاد قرار گرفته و برای مقادیر بزرگ بهره به سمت ناپایداری می‌رود. نکته جالب در این است که این دو مقدار ویژه بر یکدیگر منطبق شده و یک مود مضاعف پدید می‌آورند. بهره انتگرالی از ۱۰۰ تا ۵۰۰ افزایش داده شده و تغییرات مقادیر ویژه که تحت تاثیر قرار می‌گیرند بررسی شده است. مقدار حقیقی موده‌های مربوط به خازن باس DC و القاگر سمت شبکه ( $\lambda_7$  و  $\lambda_4$ ) به اندازه کافی منفی می‌باشد و افزایش بهره، این مودها را از حالت غیرنوسانی به نوسانی تبدیل می‌کند. موده‌های مربوط به کنترل کننده جریان سمت شبکه با افزایش بهره انتگرالی به سمت چپ حرکت می‌کنند که مطلوب است. تاثیر تغییر این بهره بر موده‌های بحرانی ناچیز است.



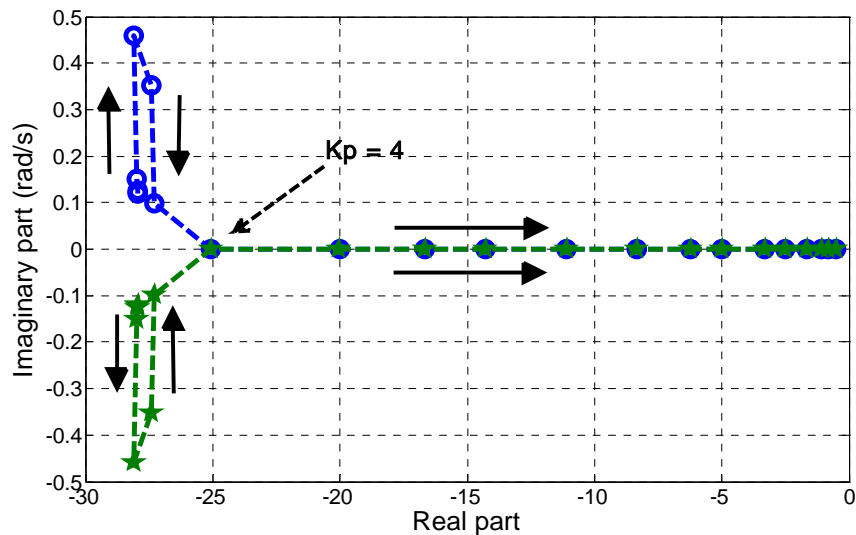
شکل ۴-۳ مسیر حرکت  $\lambda_8$  و  $\lambda_{11}$  در اثر افزایش بهره انتگرالی تنظیم کننده توان حقیقی از ۱۰۰ تا ۲۲۰.



شکل ۵-۳ مسیر حرکت  $\lambda_2$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده ولتاژ باس DC از ۰/۰۰۲ تا ۰/۰۲۵.



شکل ۳-۶ مسیر حرکت  $\lambda_7$  و  $\lambda_9$  در اثر افزایش بهره انتگرالی تنظیم کننده ولتاژ باس DC از ۰ تا ۰.۱.

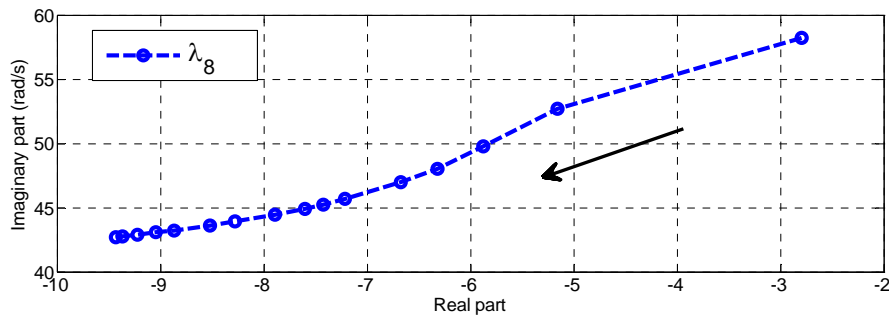
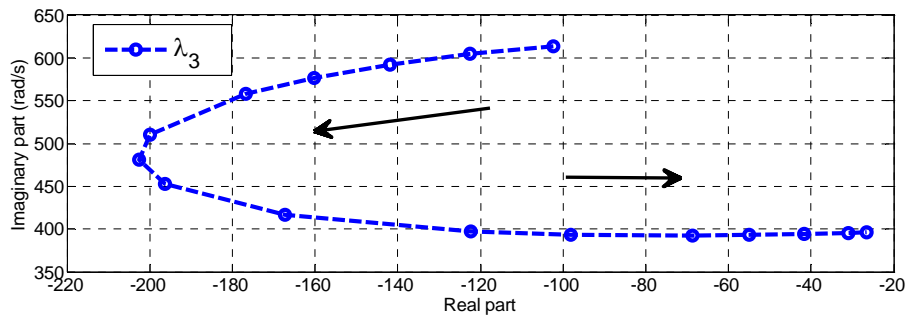


شکل ۳-۷ مسیر حرکت  $\lambda_4$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت شبکه از ۱ تا ۲۰۰.

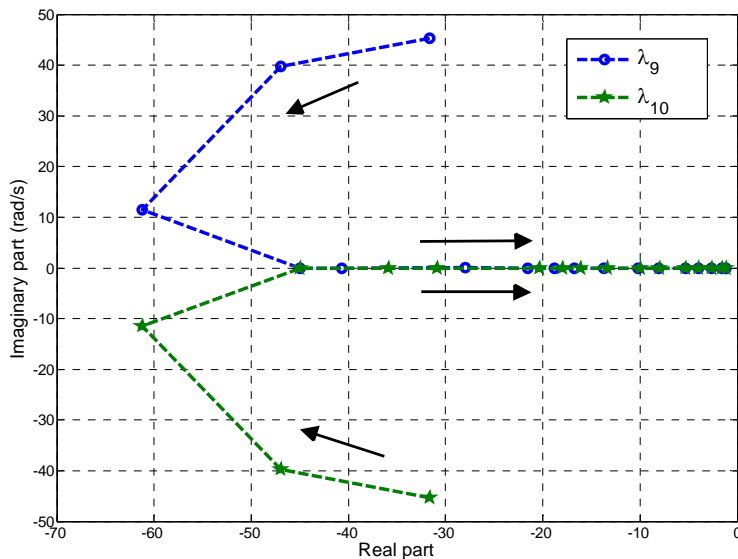
### ۳-۲-۵- اثرات تنظیم کننده جریان سمت روتور

کنترل کننده جریان سمت روتور ولتاژ تولیدی توسط مبدل سمت روتور را بوسیله یک تنظیم کننده تناسبی-انتگرالی تعیین می کند. در ابتدا بهره تناسبی از ۰/۱ تا ۷ افزایش داده می شود که نتایج آن در شکل های ۳-۸ و ۳-۹ نشان داده شده است. مقادیر ویژه مربوط به شار الکتریکی روتور ( $\lambda_8$ ) پس از کمی افزایش بهره از هم جدا شده و با  $\lambda_4$  یک جفت مقدار ویژه جدید می سازند. افزایش بهره تناسبی اثر مطلوبی روی این سه مقدار ویژه دارد. مود مربوط به شار استاتور ( $\lambda_3$ ) و مود الکترومکانیکی ژنراتور ( $\lambda_8$ ) در شکل

۸-۳ نشان داده شده است.  $\lambda_3$  تا مقدار بهره ۰/۴۵ در جهت مطلوب جابجا می‌شود؛ اما از این مقدار به بعد شروع به حرکت به سمت راست می‌کند که مطلوب نیست.  $\lambda_8$  همواره در جهت مناسب جابجا می‌شود.  $\lambda_1$  که مربوط به تنظیم‌کننده‌های جریان سمت روتور و ولتاژ باس DC است تا مقدار بهره ۰/۲ در جهت مورد نظر جابجا می‌شود و از این مقدار به بعد به صورت غیر نوسانی درآمده و به سمت راست حرکت می‌کند (شکل ۹-۳).



شکل ۸-۳ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_8$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور از ۰/۱ تا ۰/۷.

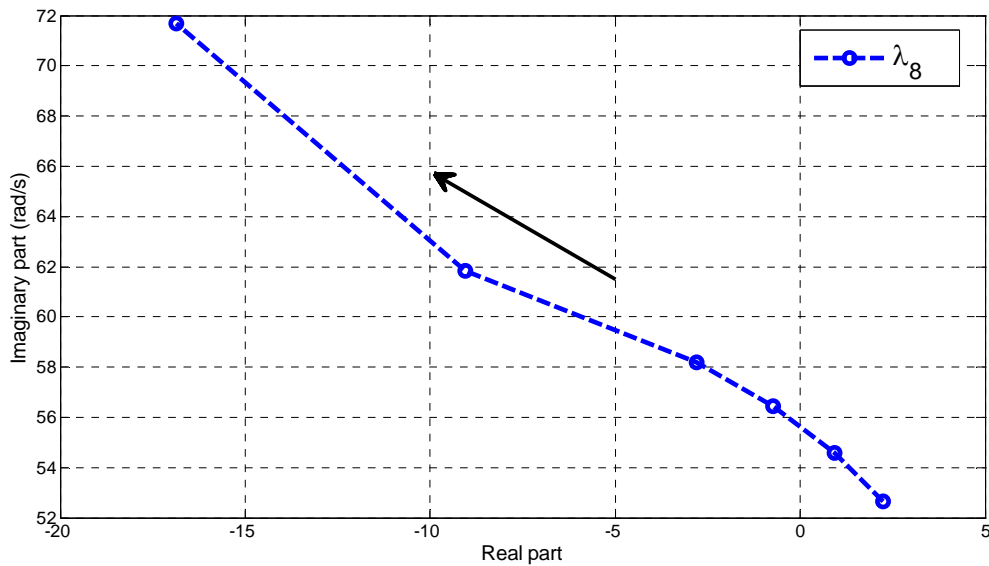


شکل ۹-۳ مسیر حرکت  $\lambda_9$  و  $\lambda_{10}$  در اثر افزایش بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور از ۰/۱ تا ۰/۷.

بهره انتگرالی با فرض مقدار ۰/۱ برای بهره تناسبی از ۵ تا ۱۲ افزایش داده شده که نتایج این افزایش برای مود الکترومکانیکی در شکل ۳-۱۰ آورده شده است. چنانچه مشاهده می‌شود، در مقادیر پایین بهره،  $\lambda_8$  دچار ناپایداری می‌شود.  $\lambda_8$  و همچنین  $\lambda_5$  تاثیری مثبتی از این افزایش می‌پذیرند، حال آنکه  $\lambda_9$  و  $\lambda_{10}$  در جهت نامطلوب جابجا می‌شوند. سایر مقادیر ویژه تغییر چندانی بروز نمی‌دهند.

### ۳-۲-۶- اثرات مقدار القاگر واسط سمت شبکه

القاگر سمت شبکه از یک سلف و یک مقاومت تشکیل شده که نسبت سلف به مقاومت آن ۱۰۰ در نظر گرفته شده است. مقدار سلف با حفظ این نسبت از ۰/۰۵ تا ۰/۵ پریونیت افزایش داده می‌شود. مقدار ویژه مربوط به القاگر ( $\lambda_7$ ) به سمت راست و مود خازن باس DC ( $\lambda_4$ ) به سمت چپ حرکت کرده و بازای مقادیر سلف بیشتر از ۰/۲ پریونیت یک زوج مقدار ویژه را تشکیل می‌دهند. حقیقی خالص بودن برای مقادیر ویژه بیشتر مطلوب است و لذا سلف بزرگ‌تر از ۰/۲ رضایت بخش نیست. مقدار ویژه دیگر مربوط به سلف سمت شبکه ( $\lambda_1$ ) و مود محور d تنظیم‌کننده جریان سمت شبکه ( $\lambda_7$ ) در اثر افزایش مقدار سلف بهبود می‌یابند؛ حال آنکه مود مربوط به محور q تنظیم‌کننده جریان سمت شبکه ( $\lambda_6$ ) به سمت راست می‌رود. شایان ذکر است که مودهای بحرانی تاثیری نمی‌پذیرند.



شکل ۳-۱۰ مسیر حرکت  $\lambda_8$  در اثر افزایش بهره انتگرالی تنظیم‌کننده جریان سمت روتور از ۵ تا ۱۲.

### ۷-۲-۳- اثرات پارامترهای شفت توربین

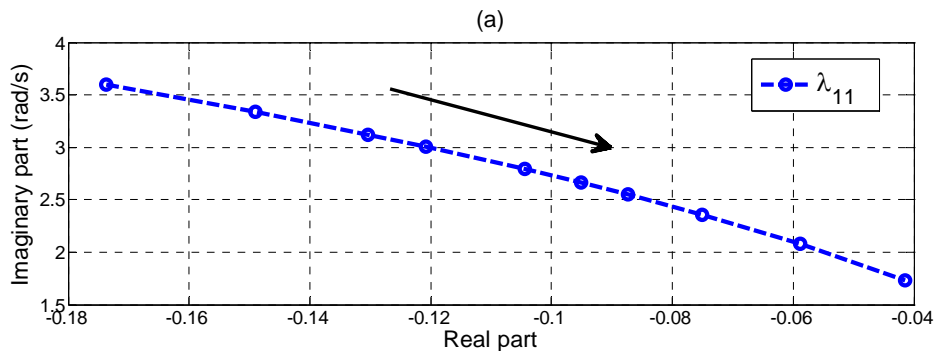
شفت توربین از دو جرم جداگانه (توربین و ژنراتور) که بوسیله یک تکه شفت با ضریب فنریت مشخص متصل شده‌اند، تشکیل شده است. هر جرم اینرسی مربوط به خود را دارد و می‌توانند در لحظاتی با سرعت-های متفاوت بچرخند و نوسانات پیچشی تولید کنند. پارامترهای این شفت شامل اینرسی توربین، اینرسی ژنراتور، ضریب میرایی متقابل و ثابت فنریت شفت است که به تفکیک بررسی می‌شوند.

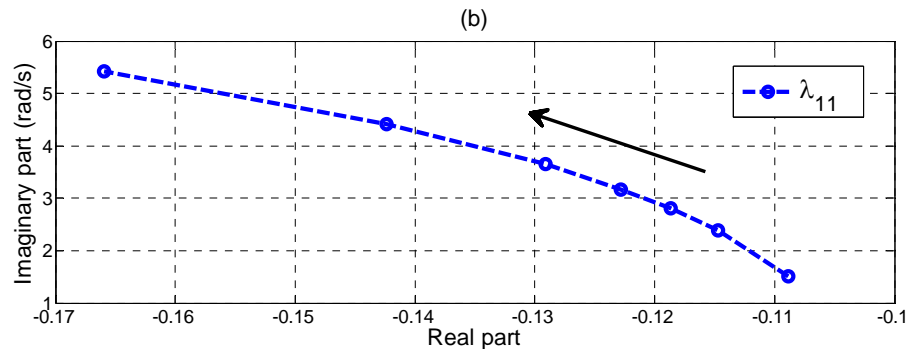
اینرسی توربین از ۳ تا ۱۳ ثانیه تغییر داده می‌شود که در نتیجه آن تنها مود مربوط به توربین ( $\lambda_{11}$ ) تحت تاثیر قرار می‌گیرد. شکل ۳-۱۱ (a) این موضوع را نشان می‌دهد که در آن افزایش اینرسی توربین اثر نامطلوبی بر مود مکانیکی توربین دارد.

ضریب فنریت شفت از ۲۰ تا ۲۸۰ تغییر داده می‌شود و مجدداً تنها مودی که تغییر می‌کند مود مکانیکی شفت است. بهبود حاصل شده در این مود در اثر افزایش ضریب فنریت در شکل ۳-۱۱ (b) نشان داده شده است.

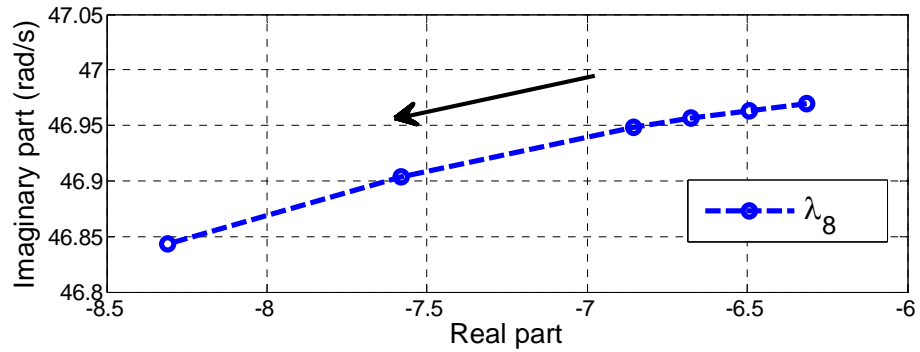
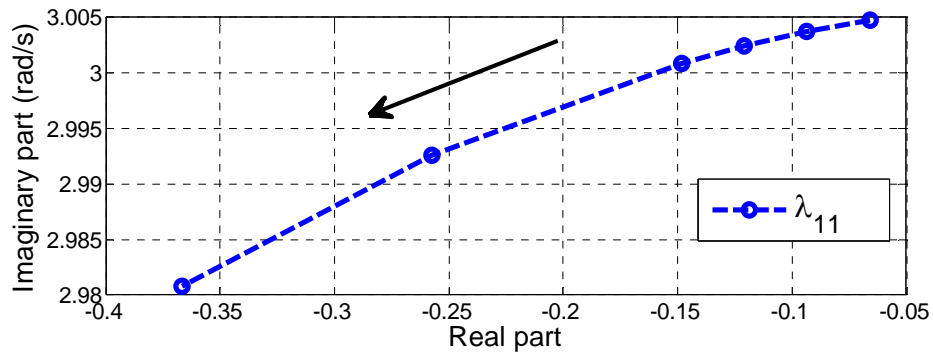
ثابت میرایی متقابل شفت از ۰/۵ تا ۶ افزایش داده شده و تغییرات حاصل در مودهای بحرانی سیستم در شکل ۳-۱۲ به تصویر کشیده شده است. افزایش میرایی تاثیر مثبتی بر روی مود مکانیکی توربین و مود الکترومکانیکی ژنراتور گذاشته است. همانطور که مشاهده گردید، حتی پارامترهای مکانیکی نیز نمی‌توانند مود مکانیکی توربین را به صورت قابل توجهی بهبود دهند و این مود ذاتاً بحرانی است.

اینرسی ژنراتور نیز از ۰/۳ تا ۲ ثانیه تغییر داده شده که نتایج حاصل در شکل ۳-۱۳ آورده شده است. افزایش اینرسی ژنراتور هرچند مود مربوط به شار الکتریکی ( $\lambda_8$ ) را اندکی بهبود می‌دهد، اما تاثیر منفی بر مود الکترومکانیکی ژنراتور ( $\lambda_8$ ) بروز می‌دهد؛ لذا افزایش آن در کل مطلوب نیست.

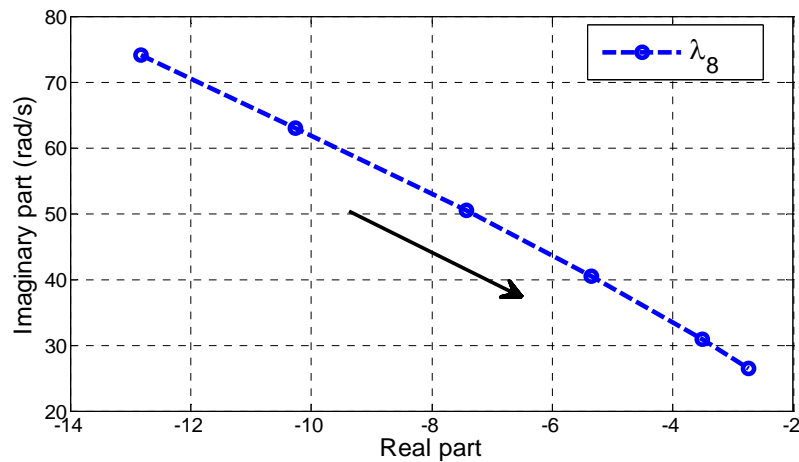




شکل ۱۱-۳ مسیر حرکت  $\lambda_{11}$  در اثر افزایش (a) اینرسی توربین از ۳ تا ۱۳ ثانیه؛ (b) ضریب فنریت توربین از ۲۰ تا ۲۸۰.



شکل ۱۲-۳ مسیر حرکت  $\lambda_{11}$  و  $\lambda_8$  در اثر افزایش ثابت میرایی متقابل شفت از ۰/۵ تا ۰/۶.



شکل ۱۳-۳ مسیر حرکت  $\lambda_8$  در اثر افزایش اینرسی ژنراتور از ۰/۳ تا ۲ ثانیه.



### ۳-۳- نیروگاه بادی از نوع SCIG

سیستم نشان داده شده در شکل ۲-۸ برای این بخش استفاده می‌شود. مدل توربین بر اساس مدل فازور بنا شده و از درجه ۱۰ می‌باشد. تمام شبیه سازی‌ها در محیط MATLAB انجام شده است. از بلوک خطی سازی این نرم افزار برای خطی کردن سیستم حول نقطه کار استفاده شده است. نقطه کار اولیه در جدول ۳-۴ آورده شده و نتایج آنالیز سیگنال کوچک حول این نقطه کار در جدول ۳-۵ گزارش شده است. حالت‌های مربوط به زاویه روتور توربین و ژنراتور و کنترل کننده زاویه پره‌ها در این جدول ذکر نشده است. در این جدول داریم:

$$\Psi_{dr}, \Psi_{qr}, \Psi_{ds}, \Psi_{qs}$$

شارهای مربوط به محورهای  $d$  و  $q$  در استاتور و روتور

$$I_{dsr}, I_{qsr}$$

جریان‌های توالی منفی استاتور (معادل شارهای توالی منفی)

$$\omega_g, \omega_t$$

سرعت شفت توربین و ژنراتور

مودهای الکتریکی مربوط به جریان‌های توالی مثبت و منفی استاتور با فرکانس حدود ۱۰۰ هرتز  $\lambda_1$  و  $\lambda_2$  را تشکیل می‌دهند.  $\lambda_3$  مود الکترومکانیکی ژنراتور است که شار روتور و سرعت ژنراتور در آن مشارکت دارند و فرکانسی در حدود ۳/۵۴ هرتز دارد.  $\lambda_4$  مقدار ویژه غیر نوسانی مربوط به شارهای الکتریکی روتور است.  $\lambda_5$  مود مکانیکی شفت توربین است که فرکانسی در حدود ۰/۴۶ هرتز دارد و مود بحرانی سیستم محسوب می‌شود. برای مقایسه با DFIG، پارامترهای ژنراتور و شبکه یکسان انتخاب شده است. در ادامه بررسی می‌کنیم که سرعت باد چگونه بر مقادیر ویژه اثر می‌گذارد.

جدول ۳-۴ نقطه کار اولیه برای سیستم تک ماشین به شین بینهایت

V (p.u.)	Wind speed (m/s)	Q (MVar)	P (MW)	$\omega_g$ (p.u.)
۰/۹۶	۱۰	-۳/۶	۴	۱/۰۰۲۵

جدول ۳-۵ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای هر متغیر حالت در سیستم نیروگاه بادی SCIG متصل به شین بینهایت

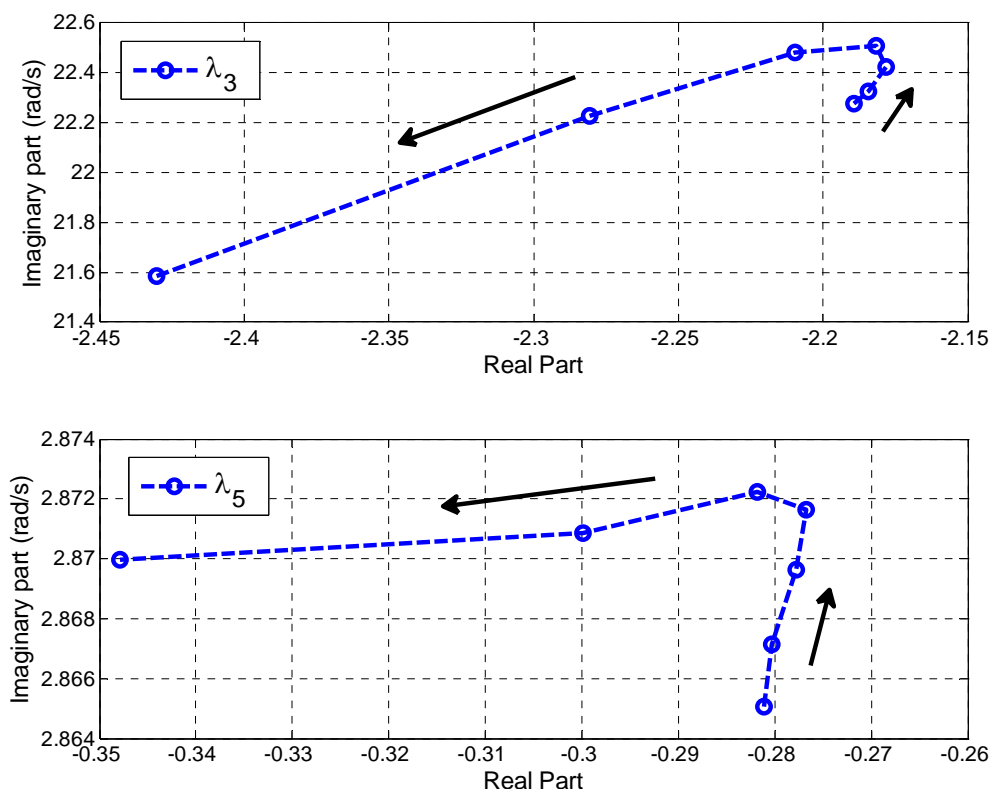
ضرایب مشارکت (%)								میرایی (%)	فرکانس (Hz)	مقدار ویژه	$\lambda_i$
$\omega_t$	$\omega_g$	$I_{qs}^2$	$I_{ds}^2$	$\Psi_{ds}$	$\Psi_{qs}$	$\Psi_{dr}$	$\Psi_{qr}$				
۰	۰	۰	۰	۴۹/۸	۴۹/۸	۰/۲	۰/۲	۹/۵۶	۹۹/۷۵	$-۶۰/۱۱۷ \pm ۶۲۶/۱۷۶i$	$\lambda_1$
۰	۰	۵۰	۵۰	۰	۰	۰	۰	۹/۶۴	۹۹/۷۷	$-۶۰/۱۶۷ \pm ۶۲۶/۱۸۶i$	$\lambda_2$
۰/۱	۴۹/۵	۰	۰	۰/۳	۰/۳	۳۷/۵	۶/۸	۱۰/۲	۳/۵۴	$-۲/۲۸ \pm ۲۲/۲۳i$	$\lambda_3$
۰/۱	۰/۱	۰	۰	۰/۲	۰/۱	۱۴/۹	۸۴/۴	-	۰	-۳/۵۷	$\lambda_4$
۴۹/۶	۰/۳	۰	۰	۰	۰	۴/۸	۰/۷	۱۰/۴	۰/۴۶	$-۰/۳ \pm ۲/۸۷i$	$\lambda_5$

### ۱-۳-۳- اثر سرعت باد

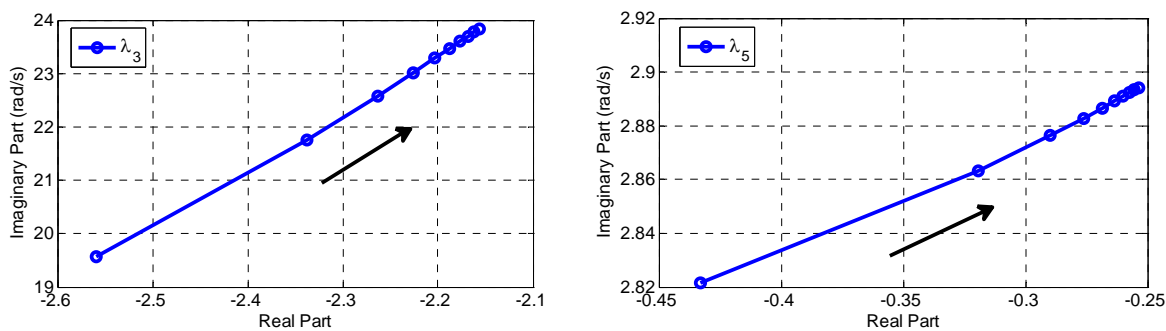
سرعت باد را از ۵ تا ۱۱ متر بر ثانیه تغییر می‌دهیم. در این حالت تنها مودهای بحرانی سیستم متاثر می‌شوند. شکل ۱۴-۳ نشان می‌دهد که افزایش سرعت باد در ابتدا اندکی مقادیر ویژه بحرانی را به سمت راست می‌برد؛ اما پس از ۸ متر بر ثانیه این مقادیر ویژه به سمت چپ جابجا می‌شوند که مطلوب است. تغییر قابل ملاحظه‌ای در سایر مودها مشاهده نشد.

### ۲-۳-۳- اثر اندوکتانس مغناطیس کننده

اندوکتانس مغناطیس کننده ( $L_m$ ) از ۱ تا ۱۰ پریونیت تغییر داده شده و نتایج حاصل از آنالیز مقادیر ویژه در شکل ۱۵-۳ آورده شده است. مقدار حقیقی و فرکانس مودهای الکتریکی ژنراتور با افزایش  $L_m$  کاهش می‌یابند. مودهای مکانیکی و الکترومکانیکی به سمت راست حرکت کرده و اندکی افزایش در فرکانس دارند. لذا مقدار  $L_m$  بزرگ از دید سیگنال کوچک مناسب نیست.



شکل ۱۴-۳ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش سرعت باد از ۵ تا ۱۱ متر بر ثانیه.



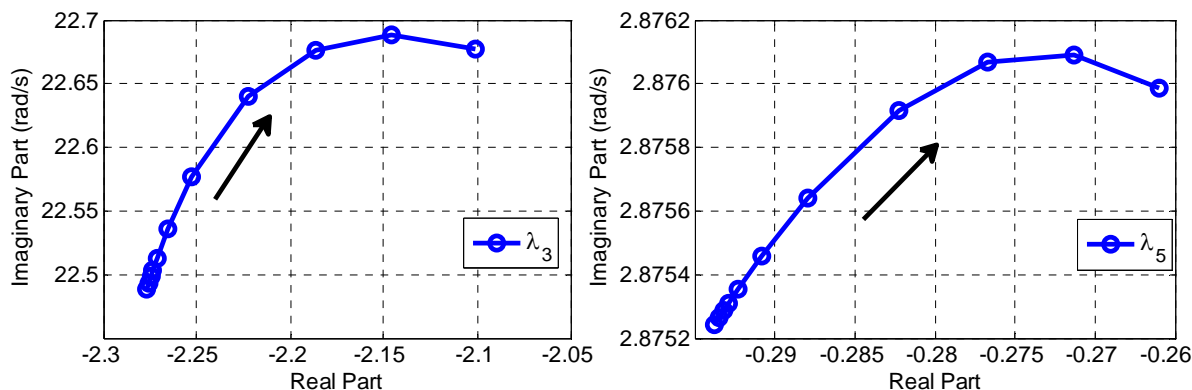
شکل ۳-۱۵ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش اندوکتانس مغناطیس کنندگی از ۱ تا ۱۰ پریونیت.

### ۳-۳-۳ اثر مقاومت استاتور

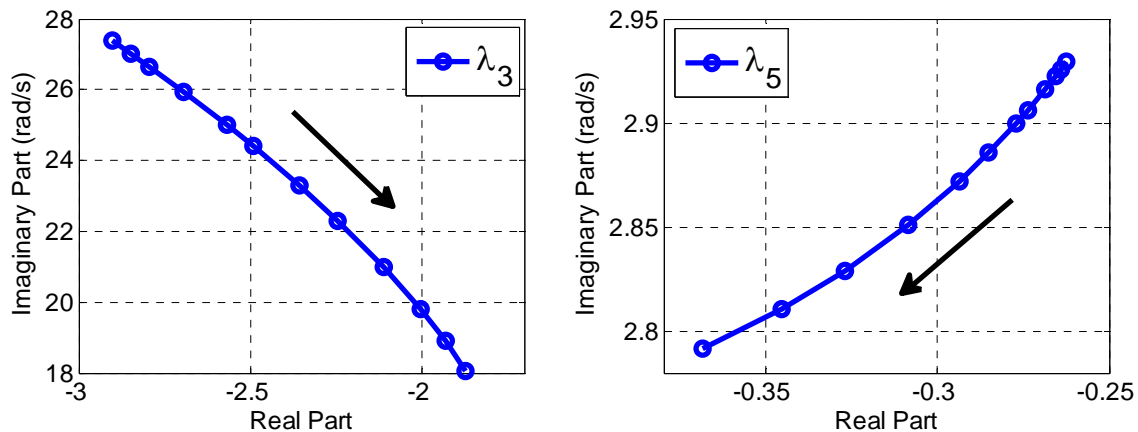
مقاومت استاتور ماشین القایی از ۰ تا ۰/۱ پریونیت تغییر داده می‌شود و نتایج آن در شکل ۳-۱۶ به تصویر درآمده است. مقادیر ویژه الکتریکی با افزایش مقاومت به سمت چپ حرکت می‌کنند، در حالی که فرکانس آن‌ها تغییری نمی‌کند. از سوی دیگر، از پایداری مدهای الکترومکانیکی و مکانیکی کاسته می‌شود. چنانچه مشاهده می‌شود، در مقادیر کوچک مقاومت (در حدود ۰/۰۰۱ تا ۰/۰۰۴) که مقادیر نزدیک به واقعیت هستند، تغییرات زیاد نیست.

### ۳-۳-۴ اثر اندوکتانس پراکندگی استاتور

اندوکتانس پراکندگی استاتور ماشین القایی ( $L_{ls}$ ) از ۰/۱ تا ۰/۵ پریونیت تغییر داده می‌شود تا اثر آن بر پایداری سیگنال کوچک سیستم ارزیابی گردد (نتایج در شکل ۳-۱۷ دنبال گردد). اثر افزایش  $L_{ls}$  بر همه مقادیر ویژه غیر از  $\lambda_5$  نامطلوب است. بهبود مود مکانیکی می‌تواند تا حدودی با کاهش پایداری مدهای دیگر حاصل شود که نوعی مصالحه نیاز دارد.



شکل ۳-۱۶ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش مقاومت استاتور از ۰ تا ۰/۱ پریونیت.

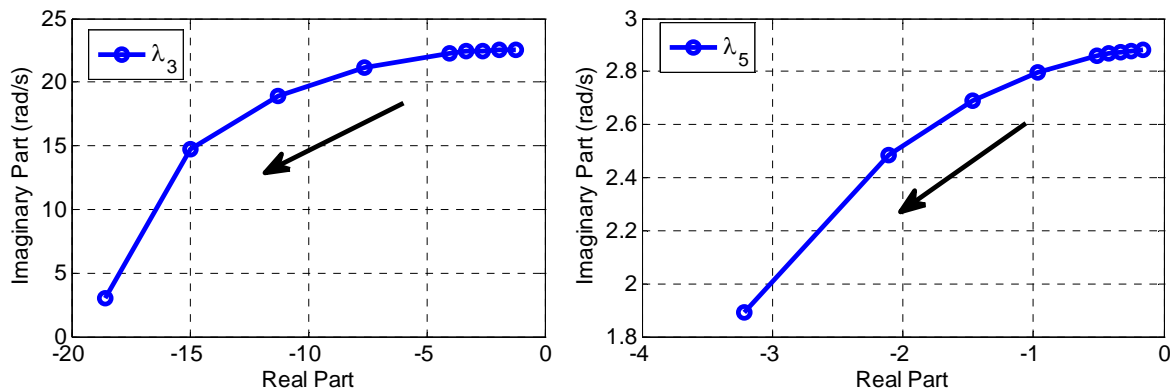


شکل ۳-۱۷ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش اندوکتانس پراکنده استاتور از ۰/۱ تا ۰/۵ پریونیت.

### ۳-۳-۵- اثر مقاومت روتور

مقاومت روتور ماشین القایی ارجاع داده شده به سمت استاتور ( $R_r'$ ) از ۰/۰۰۲ تا ۰/۰۵ پریونیت افزایش داده می‌شود که نتایج حاصل در شکل ۳-۱۸ نمایش داده شده است. مقاومت روتور در ماشین قفس سنجابی در درجه اول قابل کنترل نیست و در درجه دوم معمولاً کوچک است؛ زیرا از میله‌های ضخیم با مقاومت کم ساخته شده است. لذا مقدار مقاومت آن از دیدگاه تعادل حرارتی ماشین و تلفات حاصل از مقاومت باید کوچک انتخاب شود. اثر افزایش  $R_r'$  بر همه مقادیر ویژه غیر از  $\lambda_4$  مثبت است. تاثیر بسیار زیاد بر مدهای مکانیکی و الکترومکانیکی قابل توجه است.

حرکت اندک به سمت راست برای مود  $\lambda_4$  به منظور بهبود مدهای بحرانی می‌تواند قابل تحمل باشد. لذا یک مصالحه میان این مدها می‌توان برقرار نمود. البته در ژنراتور القایی با روتور سیم پیچی شده می‌توان مقاومت روتور را در بازه معین تغییر داد.



شکل ۳-۱۸ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش مقاومت روتور از ۰/۰۰۲ تا ۰/۰۵ پریونیت.

### ۳-۳-۶- اثر اندوکتانس پراکندگی روتور

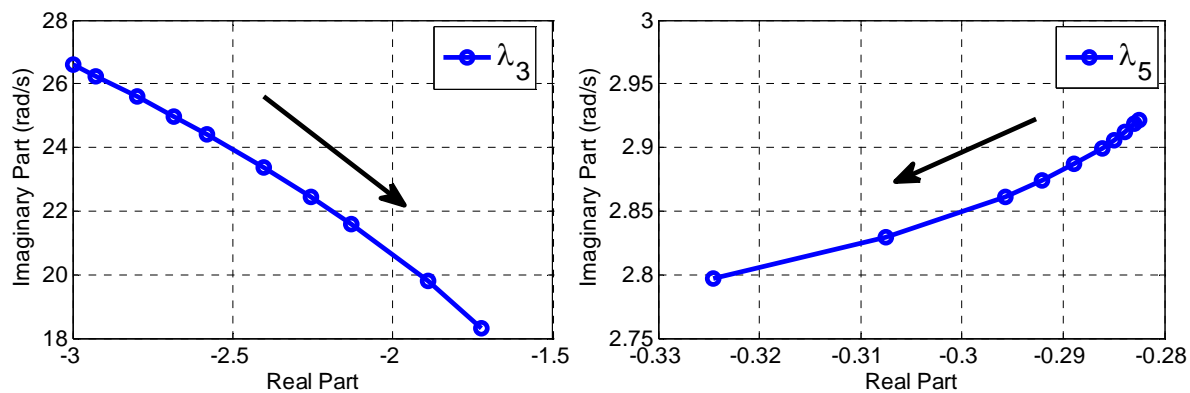
اندوکتانس پراکندگی روتور ماشین القایی ارجاع داده شده به سمت استاتور ( $L_{lr'}$ ) از ۰/۱ تا ۰/۴ افزایش داده شده که شکل ۳-۱۹ مسیر حرکت مقادیر ویژه را در اثر این تغییر نشان می‌دهد. افزایش  $L_{lr'}$  تنها بهبود در مود مکانیکی حاصل می‌کند و سایر مودها را به سمت راست جابجا می‌کند که مطلوب نیست. به طور کلی افزایش شار پراکندگی روتور اثرات نامناسبی بر پایداری سیگنال کوچک می‌گذارد.

### ۳-۴- نیروگاه بادی DFIG در سیستم چند ماشینه

برای مشاهده چگونگی تعامل نیروگاه بادی از نوع DFIG با سایر ژنراتورهای سنکرون موجود در شبکه، سیستم آزمون شکل ۲-۷ برگزیده شده است. ژنراتورهای سنکرون با مدل درجه ۴ به همراه سیستم تحریک از نوع IEEE Type I مدل شده‌اند و بارها به صورت امپدانس ثابت ساده سازی شده‌اند. اطلاعات مربوط به این سیستم در پیوست آورده شده است. سه حالت مختلف برای مقایسه حضور و عدم حضور نیروگاه بادی در نظر گرفته شده است:

**حالت اول:** نیروگاه بادی در شبکه نصب نشده است و توان تولیدی را ژنراتورهای سنکرون تامین می‌کنند.

**حالت دوم:** نیروگاه بادی در شبکه نصب شده و نزدیک به حداکثر توان خود (۶۳۲ مگاوات) و ژنراتور ۲ نزدیک به حداقل توان تولیدی خود (۵۷ مگاوات) کار می‌کند. در این حالت حضور ژنراتور ۲ از لحاظ سهم در تولید توان اهمیت ناچیزی دارد و هدف نشان دادن اثر حضور و عدم حضور آن است.



شکل ۳-۱۹ مسیر حرکت  $\lambda_3$  و  $\lambda_5$  در اثر افزایش اندوکتانس پراکندگی روتور از ۰/۱ تا ۰/۴ پربونیت.

**حالت سوم:** ژنراتور ۲ از مدار خارج می‌شود و توان تولیدی اندک آن توسط ژنراتورهای سنکرون دیگر جبران می‌شود. توان تولیدی نیروگاه بادی در مقدار قبلی باقی می‌ماند.

مقادیر ویژه بحرانی سیستم به همراه ضرایب مشارکت متغیرهای حالت مهم در جدول‌های ۳-۶ تا ۳-۸ گزارش شده است. در حالت اول که فقط ژنراتورهای سنکرون حضور دارند سه مود الکترومکانیکی  $\lambda_1$  تا  $\lambda_3$  قابل تشخیص هستند:  $\lambda_1$  مربوط به مود محلی ناحیه ۱،  $\lambda_2$  مربوط به مود محلی ناحیه ۲ و  $\lambda_3$  مربوط به مود بین ناحیه‌ای است. علاوه بر ضرایب مشارکت، شکل مودها<sup>۱</sup> نیز در تعیین نوع مودها یاری دهنده است. شکل مودها در شکل ۳-۲۰ نشان داده شده‌اند.

با وارد شدن نیروگاه بادی به شبکه و با فرض ثابت بودن بار، تولید ژنراتور ۲ با توجه به افزایش در تولید نیروگاه بادی، کاهش داده می‌شود که در حالت دوم تشریح شد. کاهش تولید ژنراتور سنکرون سبب شده است که مود  $\lambda_1$  و  $\lambda_3$  بهبود قابل توجهی بیابد. بعلاوه، مود  $\lambda_2$  نیز بهبود یافته، هرچند این بهبود به اندازه دو مود دیگر نمی‌باشد. مود الکترومکانیکی توربین  $\lambda_4$  از پایداری نسبی برخوردار است. اما مود مکانیکی  $\lambda_6$  بحرانی است. نکته جالب در این است که تنها یک مود الکتریکی وجود دارد که DFIG و ژنراتورهای سنکرون ناحیه ۱ در آن مشارکت دارند:  $\lambda_5$ . این امر نشان می‌دهد که مزرعه بادی هیچ دخالتی در مودهای الکترومکانیکی ژنراتورهای سنکرون ندارد و نمی‌تواند بر روی آن‌ها مستقیماً تاثیر گذار باشد. تنها تغییر تولید نیروگاه بادی که سبب تغییر متناسب آن در تولید سایر نیروگاه‌ها می‌شود، می‌تواند در جابجایی مودهای الکترومکانیکی ماشین‌های سنکرون موثر باشد. این موضوع با افزایش تولید نیروگاه بادی مطابق جدول ۳-۹ و کاهش متقابل در تولید واحد ۲ بررسی شده که نتایج آن در شکل ۳-۲۱ به نمایش درآمده است. مجدداً تاکید می‌شود تغییرات زیاد مود محلی ناحیه ۱ ناشی از کاهش تولید واحد ۲ می‌باشد.

در حالت سوم تولید واحد بادی ثابت می‌ماند اما ژنراتور ۲ به دلیل رسیدن به حد پایین تولید از مدار خارج می‌شود. نتایج بدست آمده برای مقادیر ویژه سیستم در جدول ۳-۸ آمده است. به دلیل حذف ژنراتور ۲ مود محلی ناحیه ۱ ویژگی‌های پیشین خود را از دست می‌دهد و فرکانس آن نیز کاهش می‌یابد. این امر به دلیل مشارکت هر سه ژنراتور در این مود است که در مجموع اینرسی معادل بیشتری نسبت به اینرسی معادل ناحیه ۱ در حالت قبل دارند و در نتیجه فرکانس مود کاهش یافته است. مود بین ناحیه‌ای نیز بهبود

<sup>۱</sup> Mode Shapes

یافته است. نکته جالب توجه در این حالت مشارکت کنترل کننده جریان مبدل سمت روتور نیروگاه بادی در مود الکترومکانیکی ژنراتورهای سنکرون  $\lambda_1$  است. بعلاوه، از پایداری مود الکترومکانیکی ژنراتور القایی نیز به شدت کاسته شده است. این موضوع نشان می دهد که با کاهش ژنراتورهای سنکرون شبکه، نیروگاه بادی مشارکت بیشتری در پایداری سیستم از خود نشان می دهد و از پایداری خود نیروگاه نیز کاسته می شود.

جدول ۳-۶ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای حالت اول

ضریب مشارکت (%)

ژنراتور ۴			ژنراتور ۳			ژنراتور ۲			ژنراتور ۱			مقدار ویژه	
$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$	$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$	$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$	$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$		
						۲۵	۲۵	۳	۱۹	۱۹	۲	$-0.956 \pm 7/59i$	$\lambda_1$
۲۶	۲۶	۳	۱۸	۱۸	۱							$-0.947 \pm 7/90i$	$\lambda_2$
۱۳	۱۳	۱	۲۲	۲۲	۱	۳	۳		۵	۵		$-0.073 \pm 3/91i$	$\lambda_3$

جدول ۳-۷ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای حالت دوم

ضریب مشارکت (%)

ژنراتور ۴			ژنراتور ۳			ژنراتور ۲			ژنراتور ۱			توربین بادی DFIG							مقدار ویژه					
$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$	$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$	$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$	$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$	$\theta$	$\omega_t$	$V_{DC}$	$I_{d\_RSC}$	$I_{q\_RSC}$	$I_{d\_RSC}$	$P_{reg}$	$\omega_g$	$\Psi_{dr}$	$\Psi_{qr}$			
						۲۱	۲۱	۹	۱۸	۱۸	۲												$-2/235 \pm 8/39i$	$\lambda_1$
۲۵	۲۵	۴	۱۸	۱۸	۲																		$-1/251 \pm 9/21i$	$\lambda_2$
۱۲	۱۲	۱	۱۹	۱۹		۷	۷	۱	۸	۸													$-0.145 \pm 4/50i$	$\lambda_3$
																	۵	۳۷	۴۱	۹	۲		$-7/62 \pm 53/72i$	$\lambda_4$
						۱	۱۷	۱		۷					۲۶	۲۶	۳۱	۵	۱	۱	۱	۱	$-27/32 \pm 1/06i$	$\lambda_5$
															۴۹	۵۰							$-0.130 \pm 3/01i$	$\lambda_6$

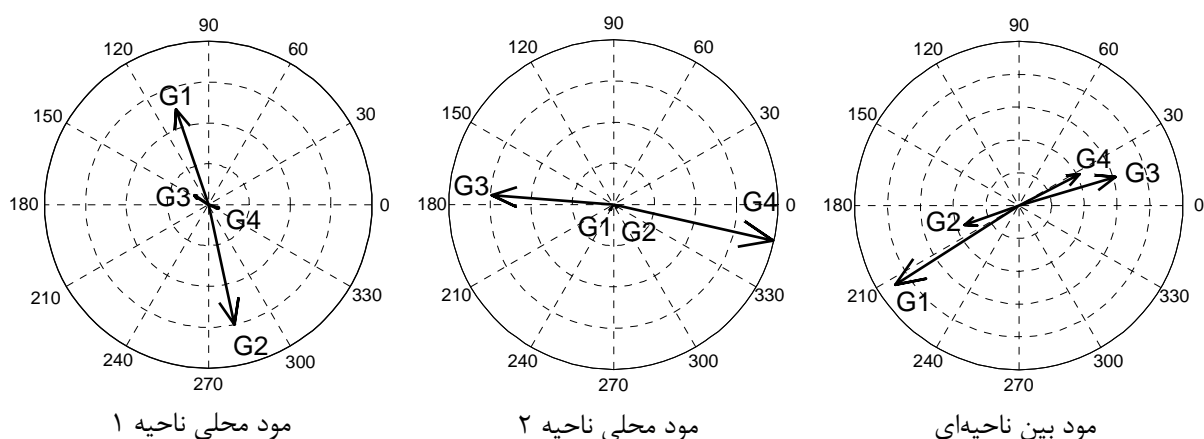
جدول ۳-۸ مقادیر ویژه و ضرایب مشارکت مربوطه برای حالت سوم

ضریب مشارکت (%)

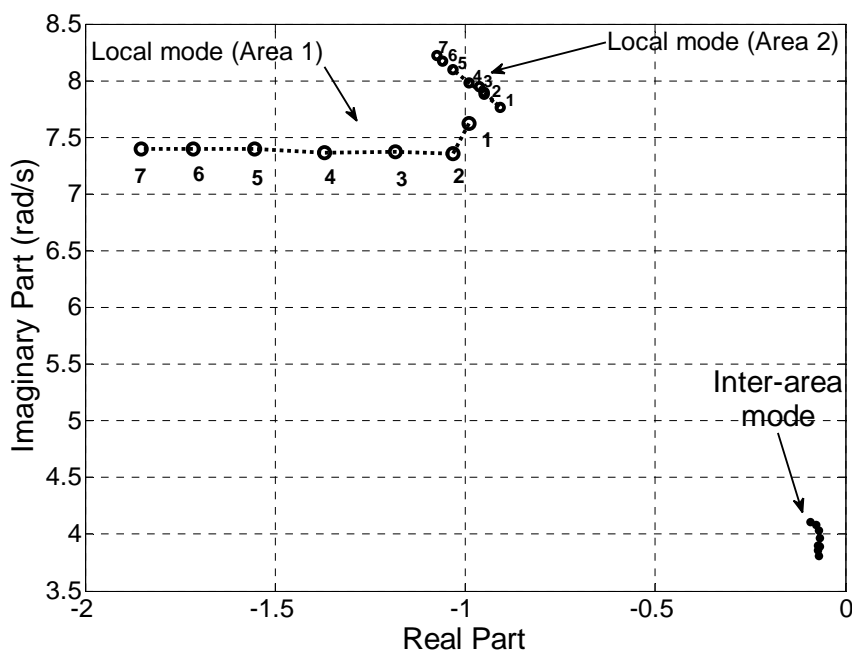
ژنراتور ۴			ژنراتور ۳				ژنراتور ۱			توربین بادی DFIG											مقدار ویژه				
$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$	$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Fd}$	$\Psi_{Kq}$	$\omega$	$\theta$	$\Psi_{Kq}$	$\Psi_{Kd}$	$\theta_t$	$\omega_t$	$V_{DC}$	$I_{q\_RSC}$	$I_{d\_RSC}$	$P_{reg}$	$\omega_g$	$\Psi_{ds}$	$\Psi_{qs}$	$\Psi_{dr}$	$\Psi_{qr}$				
۵	۵	۳	۴	۳	۷	۲	۲۱	۱۸	۸															$-2/21 \pm 2/26i$	$\lambda_1$
۲۵	۲۴	۴	۱۸	۱۸		۲																		$-1/61 \pm 10/54i$	$\lambda_2$
۱۳	۱۳		۱۸	۱۸			۱۴	۱۴																$-0.30 \pm 4/81i$	$\lambda_3$
														۱	۷	۱	۳۰	۳۵	۱	۲	۱۱	۸		$-1/18 \pm 62/38i$	$\lambda_4$
								۱۶	۵				۱۴	۱۹	۲۱	۳	۲	۲		۶	۵			$-28/61 \pm 2/93i$	$\lambda_5$
																								$-0.126 \pm 3/01i$	$\lambda_6$

برای مقایسه بهتر، شکل ۳-۲۲ تغییرات مدهای سیستم را در سه حالت مطرح شده نشان می‌دهد. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، تنها مدهای الکترومکانیکی و مکانیکی توربین بادی در اثر خارج شدن واحد ۲ از پایداری آن‌ها کاسته شده و اثر این کار بر بقیه مطلوب است.

چنانکه در مورد آنالیز سیگنال کوچک DFIG نشان داده شد، افزایش بهره تناسبی کنترل‌کننده جریان مبدل سمت روتور می‌تواند سبب بهبود مود الکترومکانیکی ژنراتور القایی بشود و لذا با تنظیم بهینه کنترل‌کننده‌های نیروگاه بادی می‌توان پایداری مدهای این نیروگاه را افزایش داد. این موضوع نگرانی در مورد کاهش پایداری مود الکترومکانیکی ژنراتور القایی را که در حالت سوم مشاهده شد از بین می‌برد.



شکل ۳-۲۰ شکل مدها برای مدهای محلی و بین ناحیه ای در حالت اول

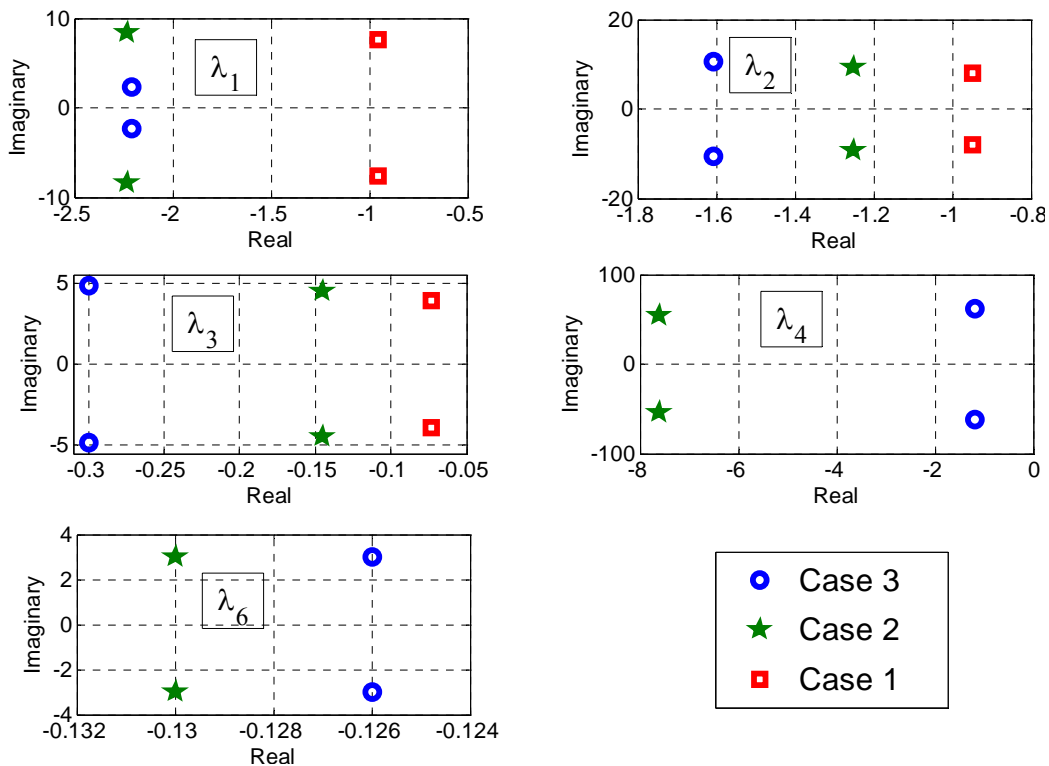


شکل ۳-۲۱ مدهای الکترومکانیکی ژنراتورهای سنکرون بر اساس نقاط کار تعیین شده در جدول ۳-۹.



جدول ۳-۹ تغییرات نقطه کار سیستم با افزایش تولید واحد بادی

نقطه کار	سرعت باد (متر بر ثانیه)	واحد ۱	واحد ۲	واحد ۳	واحد ۴	واحد بادی
۱	۵/۱	۷۰۱	۶۴۸	۷۲۰	۷۰۱	۳۰
۲	۶/۶	۶۹۸	۵۹۰	۷۱۷	۶۹۸	۱۰۷
۳	۸/۲	۶۹۹	۴۹۵	۷۱۸	۶۹۹	۲۰۸
۴	۹/۳	۶۹۹	۴۰۰	۷۱۸	۶۹۹	۳۰۴
۵	۱۰/۲	۷۰۰	۳۰۴	۷۱۸	۶۹۹	۴۰۱
۶	۱۱	۶۹۹	۲۰۶	۷۱۸	۶۹۹	۵۰۳
۷	۱۱/۷۵	۶۹۸	۱۰۷	۷۱۹	۶۹۸	۶۱۳



شکل ۳-۲۲ مدهای مهم سیستم برای سه حالت مطرح شده

### ۳-۵- نتیجه گیری

برای ژنراتور القایی دو سو تغذیه، دو مود مکانیکی و الکترومکانیکی شناسایی شدند که جزو مدهای بحرانی بشمار می‌روند. اثرات تنظیم پارامترهای انواع کنترل‌کننده‌های این نوع مولد بر پایداری سیگنال کوچک بررسی شد. افزایش سرعت باد روی هم رفته اثر مناسبی ندارد. افزایش بهره تناسبی تنظیم‌کننده توانی

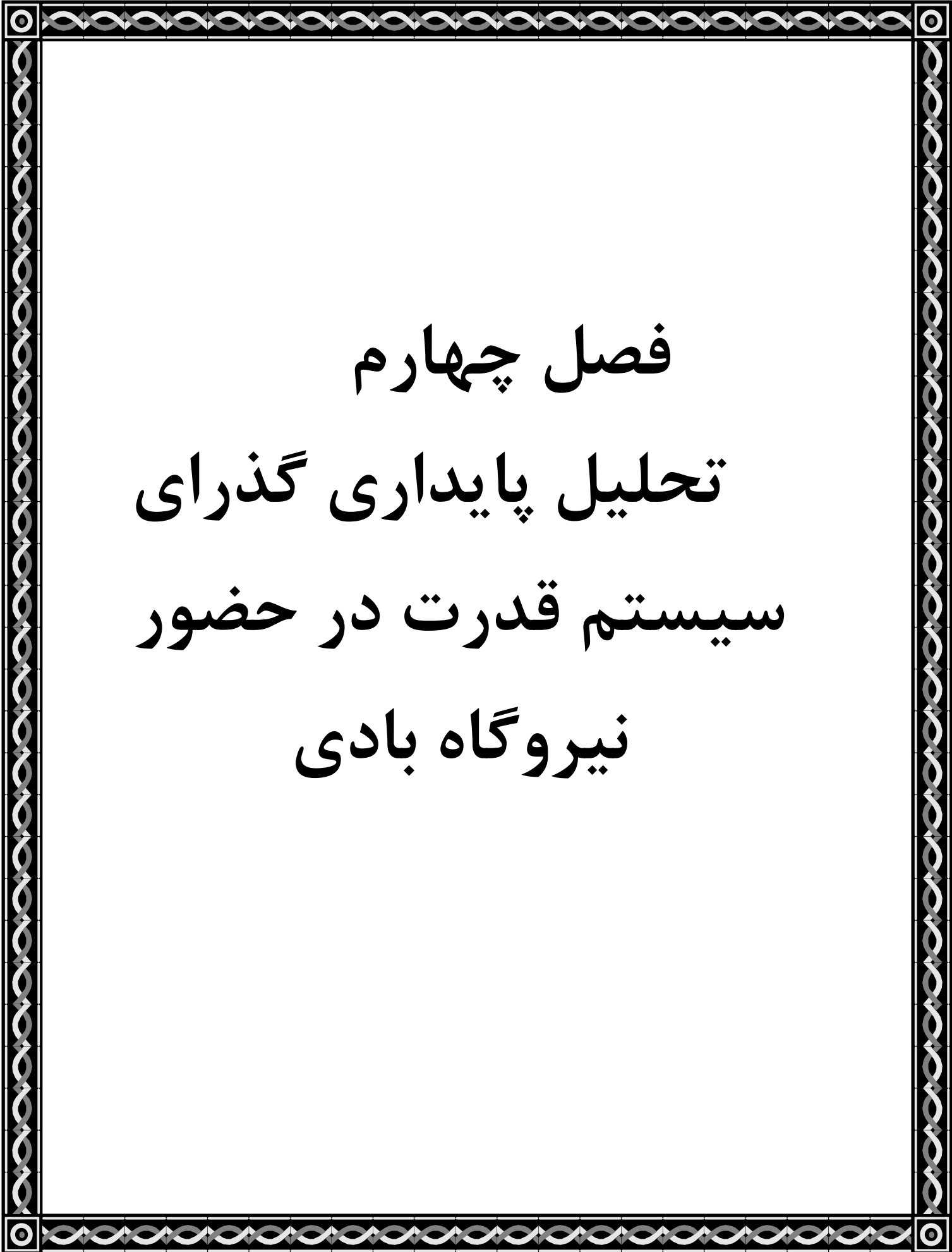
حقیقی تا حدود ۰/۸ اثرات مطلوبی دارد؛ افزایش بهره انتگرالی نامطلوب بوده و مقدار ۱۰۰ مناسب است. افزایش بهره تناسبی تنظیم‌کننده ولتاژ باس DC قابل قبول نیست و مقدار ۰/۰۰۲ کفایت می‌کند؛ افزایش بهره انتگرالی تا ۰/۱ نتایج مطلوبی دارد. افزایش بهره تناسبی تنظیم‌کننده جریان سمت شبکه مناسب نیست و مقدار ۱ برگزیده می‌شود؛ اثر افزایش بهره انتگرالی تا ۲۰۰ مطلوب است. افزایش بهره تناسبی تنظیم‌کننده جریان سمت روتور تا ۰/۳ نتایج بسیار خوبی بر مقادیر ویژه دارد؛ افزایش بهره انتگرالی تا ۸ یا ۹ یک مصالحه برقرار می‌کند. انتخاب سلف واسط بین شبکه و مبدل واقع در روتور بین ۰/۱ تا ۰/۱۵ پریونیت مناسب است. افزایش اینرسی توربین و ژنراتور نامطلوب و افزایش ضریب فنریت توربین و ثابت میرایی متقابل شفت مناسب است. جدول ۳-۱۰ خلاصه این نتایج را نشان می‌دهد.

در مورد ژنراتور القایی قفس سنجابی، افزایش اندوکتانس مغناطیس‌کننده اثرات نامطلوبی دربر دارد. افزایش مقاومت استاتور برای مودهای الکتریکی مناسب و برای مودهای الکترومکانیکی نامناسب است. اثر افزایش اندوکتانس پراکندگی استاتور نامطلوب است. افزایش مقاومت روتور برای برخی مقادیر ویژه مناسب و برای برخی دیگر نامناسب است؛ لذا یک مصالحه در این میان لازم است. اثر افزایش اندوکتانس پراکندگی روتور در کل نامطلوب است.

در سیستم چند ماشینه، ژنراتور دوسو تغذیه دخالت مستقیمی در مودهای الکترومکانیکی ماشین‌های سنکرون ندارد و خروج ماشین سنکرون مجاور سبب کاسته شدن از پایداری مزرعه بادی می‌شود.

جدول ۳-۱۰ خلاصه تاثیرات افزایش مقدار پارامترهای توربین DFIG بر مودهای بحرانی (×: بی تاثیر؛ +: مثبت؛ -: منفی)

پارامتر	$P_{reg}$		$V_{DCreg}$		$I_{RSC}$		$I_{GSC}$		سرعت باد	
	$K_p$	$K_i$	$K_p$	$K_i$	$K_p$	$K_i$	$K_p$	$K_i$		
مود مکانیکی	+	-	×	×	×	×	×	×	+/-	
مود الکترومکانیکی	+	-	×	×	+	+	×	×	-	
پارامتر	$RL$	$H_t$	$K_{tg}$	$D_{tg}$	$H_g$	$L_m$	$R_s$	$L_{ls}$	$R_r$	$L_{lr}$
مود مکانیکی	×	-	+	+	×	-	-	+	+	+
مود الکترومکانیکی	×	×	×	+	-	-	-	-	+	-



فصل چهارم  
تحلیل پایداری گذرای  
سیستم قدرت در حضور  
نیروگاه بادی

## ۴-۱- خلاصه

در این فصل پایداری گذرای مزرعه بادی مورد مطالعه قرار می‌گیرد. ابتدا در سیستم تک ماشین به شین بینهایت عملکرد مولد DFIG هنگام بروز خطای اتصال کوتاه نزدیک ترمینال آن بررسی می‌شود. در حالت بعد اثر بروز خطای دور از نیروگاه و کاهش ولتاژ ترمینال بررسی می‌شود. برای هر حالت، تاثیر مقدار بهره کنترل‌کننده‌ها ارزیابی شده است. اساس بروز ناپایداری در مولد SCIG بررسی شده و اثر مدل کردن شفت دو جرعه بر پایداری گذرا نشان داده شده است. اثر نیروگاه بادی بر پایداری گذرای سیستم چند ماشینه نیز در ادامه تحقیق می‌شود.

## ۴-۲- تحلیل پایداری گذرای مزرعه بادی از نوع DFIG

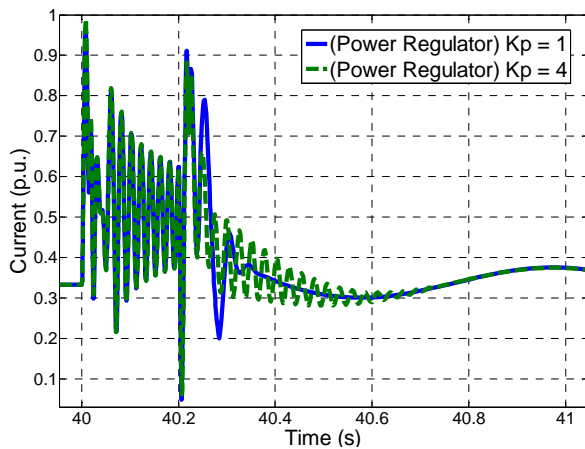
در این بخش نیز از سیستم آزمون نشان داده شده در شکل ۲-۸ استفاده می‌کنیم. دو حالت برای نحوه بروز خطا در نظر می‌گیریم: خطا نزدیک ترمینال نیروگاه بادی و خطای دور از نیروگاه بادی.

### ۴-۲-۱- حالت اول

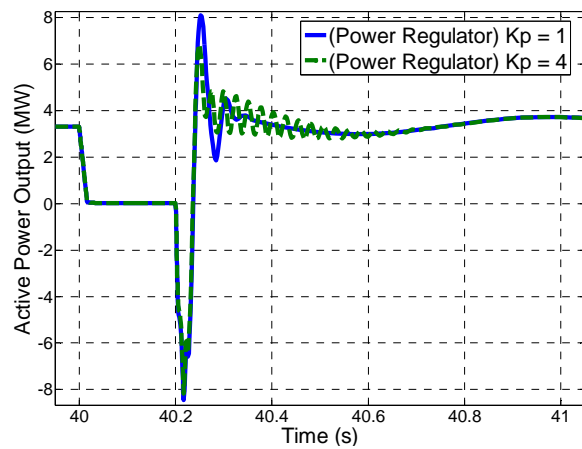
در حالت اول یک خطای سه فاز در لحظه ۴۰ ثانیه در ابتدای خط بالایی نزدیک باس ۲ اعمال می‌شود و پس از ۲۰۰ میلی ثانیه با باز شدن خط برطرف می‌شود. اثر تغییر بهره کنترل‌کننده‌ها بر پاسخ سیستم به این خطا در ادامه بررسی می‌شود.

بهره تناسبی تنظیم‌کننده توان حقیقی را از ۱ به ۴ افزایش می‌دهیم که نتایج این کار در پاسخ سیستم در شکل‌های ۴-۱ و ۴-۲ مشاهده می‌شود. فرکانس و میرایی نوسانات توان پس از بر طرف شدن خطا افزایش یافته که با نتایج سیگنال کوچک نیز مطابقت دارد. بخش اول که فرکانس بالاتری (حدود ۸ و ۱۲/۷ هرتز برای دو مقدار بهره تناسبی) دارد مربوط به مود الکترومکانیکی ژنراتور و بخش دوم که فرکانس کمتری (حدود ۰/۶ هرتز) دارد مربوط به مود مکانیکی توربین است. چنانکه در شکل ۴-۱ دیده می‌شود، افزایش بهره تناسبی مناسب بوده و نوسانات توان را محدود کرده است، هرچند میراشدن نوسانات فرکانس بالا اندکی طولانی‌تر شده است. این نوسانات پس از رفع خطا در جریان خروجی نیز مشاهده می‌شود (شکل ۴-۲). تغییر بهره انتگرالی تاثیر چندانی ندارد.

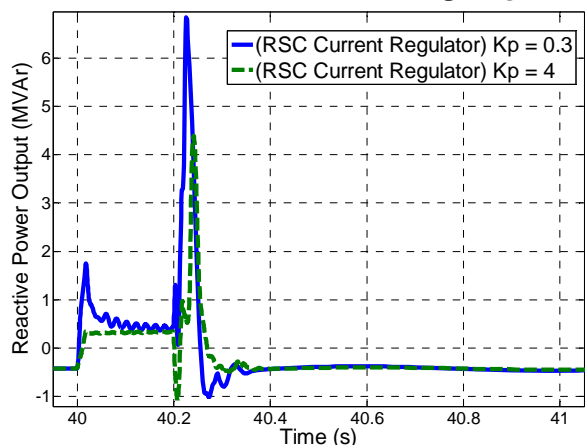
بهره تناسبی تنظیم‌کننده جریان مبدل سمت روتور از  $0/3$  به  $4$  افزایش داده می‌شود که نتایج حاصل در شکل‌های ۳-۴ تا ۷-۴ نشان داده شده است. پس از رفع خطا بهره بیشتر اجازه نمی‌دهد که نیروگاه توان حقیقی جذب کند که مطلوب است (شکل ۳-۴). توان راکتیو تزریق شده به شبکه در هنگام خطا با افزایش بهره کاهش می‌یابد (شکل ۴-۴) که از دید کنترل ولتاژ مطلوب نیست؛ اما از دید جریان خطا که در شکل ۵-۴ نشان داده شده مطلوب است و باعث کاهش جریان کشیده شده از نیروگاه حین خطا می‌شود. در مورد باس DC با افزایش بهره، ولتاژ دیرتر افزایش می‌یابد اما در نهایت به مقدار بیشتری می‌رسد و دیرتر نیز به مقدار اولیه بازمی‌گردد (شکل ۴-۶). چنانچه در شکل ۷-۴ نشان داده شده است، دامنه نوسانات سرعت ژنراتور با افزایش بهره کاهش می‌یابد که حائز اهمیت ویژه است.



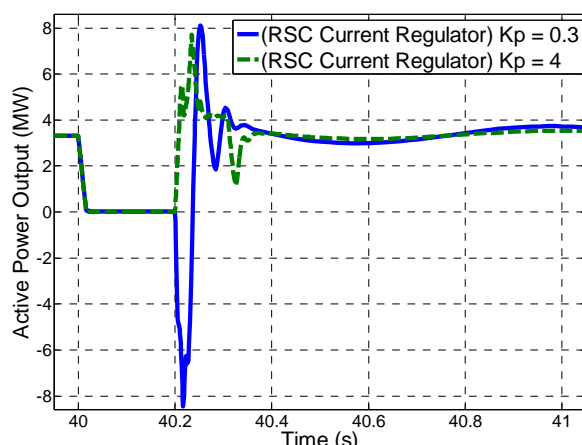
شکل ۲-۴ جریان خروجی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده توان حقیقی



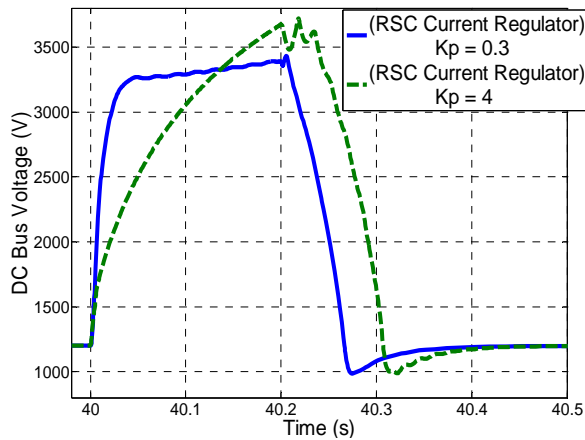
شکل ۱-۴ توان حقیقی تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده توان حقیقی



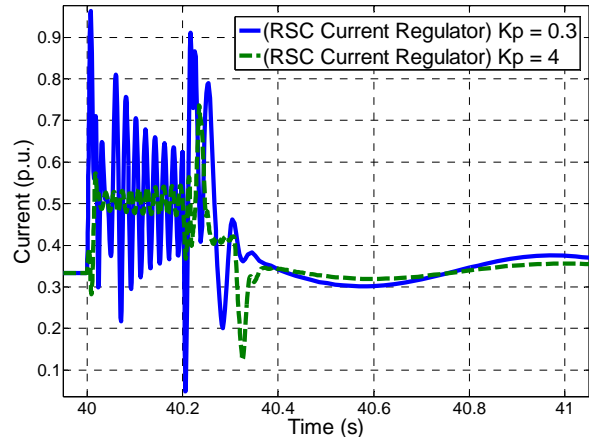
شکل ۴-۴ توان راکتیو تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور



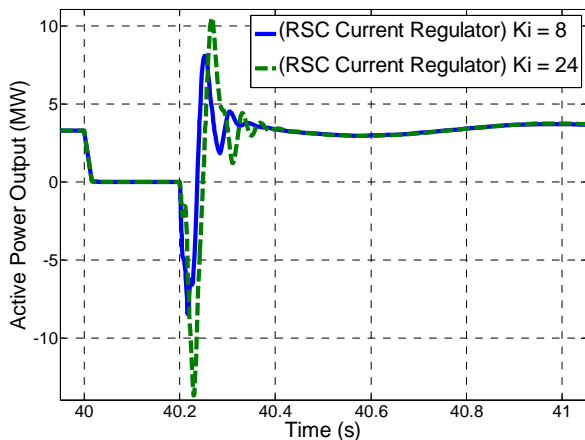
شکل ۳-۴ توان حقیقی تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور



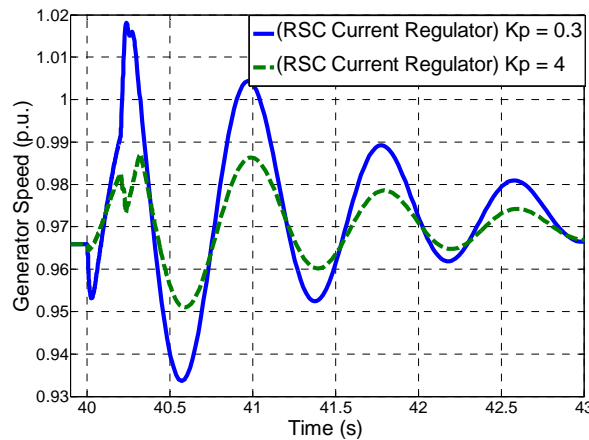
شکل ۶-۴ ولتاژ باس DC با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور



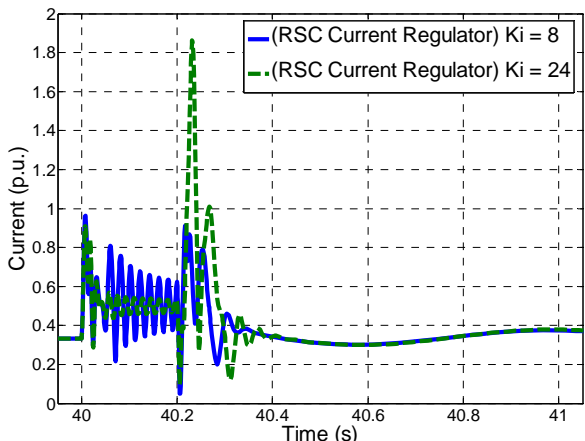
شکل ۵-۴ جریان خروجی نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور



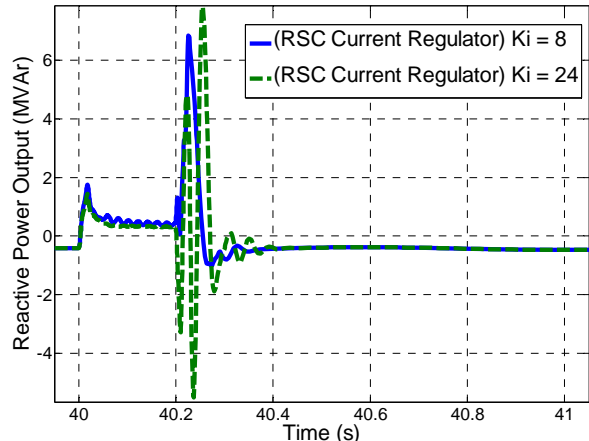
شکل ۸-۴ توان حقیقی تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور



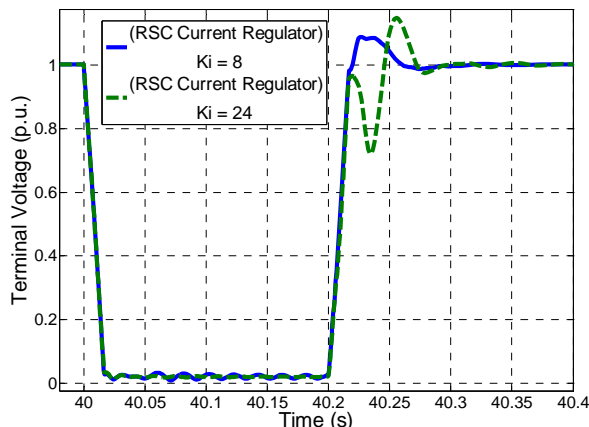
شکل ۷-۴ سرعت ژنراتور با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده جریان سمت روتور



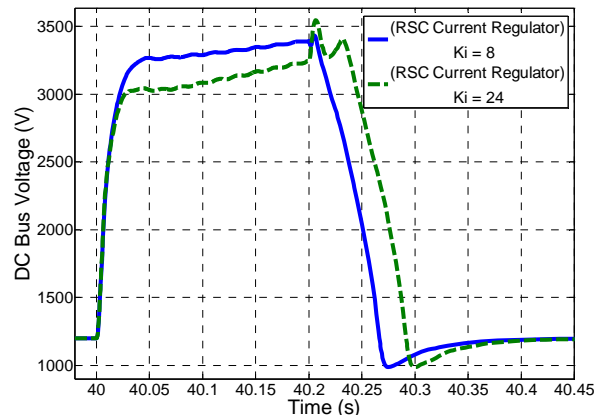
شکل ۱۰-۴ جریان خروجی نیروگاه بادی با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور



شکل ۹-۴ توان راکتیو تولیدی نیروگاه بادی با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور



شکل ۴-۱۲ ولتاژ ترمینال نیروگاه بادی با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور



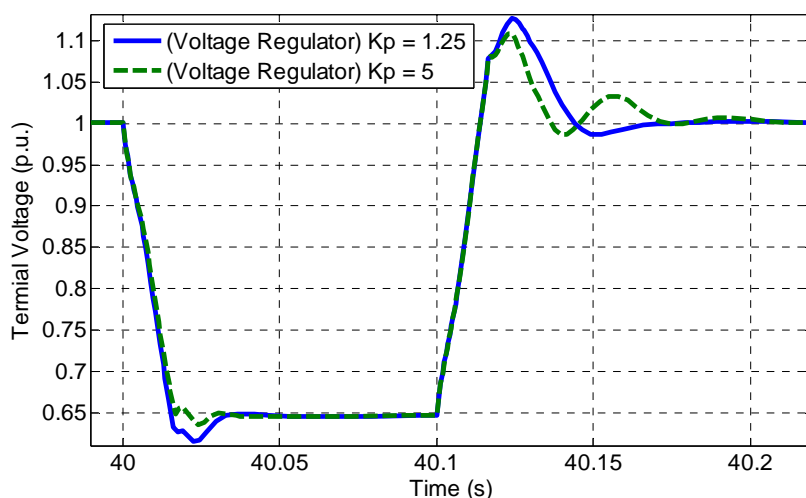
شکل ۴-۱۱ ولتاژ باس DC با تغییر بهره انتگرالی تنظیم کننده جریان سمت روتور

با حفظ بهره تناسبی در  $0.3$ ، بهره انتگرالی را از  $8$  به  $24$  افزایش می‌دهیم. دامنه نوسانات توان اکتیو، راکتیو و جریان پس از رفع خطا با افزایش بهره افزایش یافته است (شکل‌های ۴-۸ تا ۴-۱۰)، اما دامنه جریان حین خطا کاهش می‌یابد. از طرف دیگر، افزایش ولتاژ باس DC کمتر شده است، در حالی که سرعت بازگشت آن به مقدار اولیه کاهش یافته است (شکل ۴-۱۱). ولتاژ ترمینال نیز با افزایش بهره دیرتر به حالت اولیه بازگردانده می‌شود (شکل ۴-۱۲).

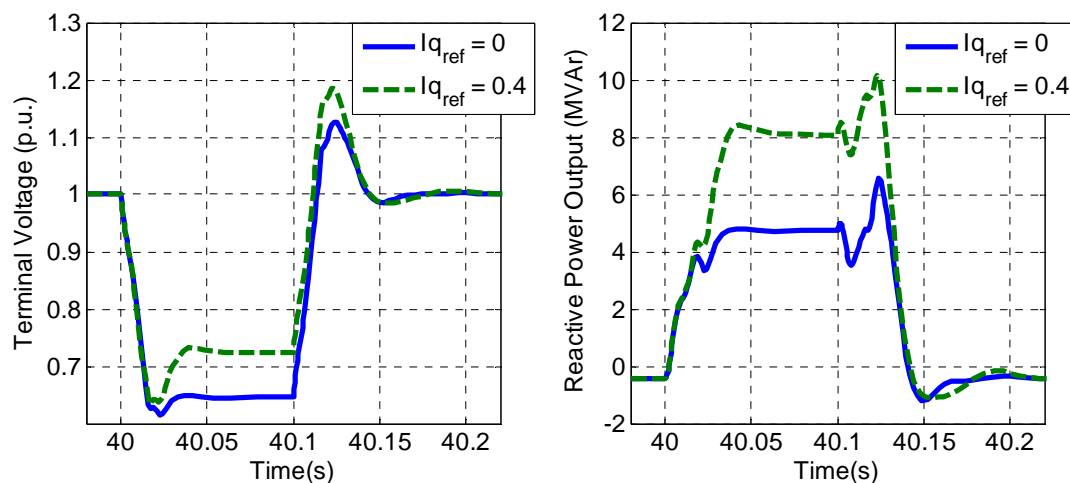
## ۴-۲-۲-۲ حالت دوم

در حالت دوم خطای دور از نیروگاه بادی سبب افت ولتاژ در نقطه اتصال نیروگاه به شبکه می‌شود. برای بررسی این حالت، یک افت ولتاژ با دامنه  $0.5$  پریونیت در لحظه  $40$  ثانیه در باس  $4$  ایجاد می‌کنیم که پس از  $100$  میلی ثانیه رفع می‌شود. ابتدا اثر بهره تناسبی تنظیم کننده ولتاژ را بر ولتاژ گذرای ترمینال نیروگاه بررسی می‌کنیم. شکل ۴-۱۳ ولتاژ ترمینال را برای دوبهره مختلف نشان می‌دهد. افزایش بهره سبب شده است که کاهش ولتاژ در لحظه بروز خطا و افزایش آن پس از رفع خطا کاهش یابد. افزایش بهره بیش از  $10$  موجب ناپایداری سیستم می‌شود. بهره انتگرالی تاثیر چندانی ندارد.

افزایش مرجع جریان محور  $q$  مبدل سمت شبکه تاثیر مناسبی بر حفظ ولتاژ ترمینال دارد، طوری که با افزایش آن از  $0$  به  $0.4$  پریونیت، نیروگاه با تزریق توان راکتیو بیشتر هنگام خطا ولتاژ را در سطح بالاتری نگاه می‌دارد (شکل ۴-۱۴).



شکل ۴-۱۳ ولتاژ ترمینال نیروگاه بادی با تغییر بهره تناسبی تنظیم کننده ولتاژ ترمینال.



شکل ۴-۱۴ توان راکتیو تولیدی و ولتاژ ترمینال نیروگاه بادی با تغییر مرجع جریان محور  $q$  مبدل سمت شبکه

### ۴-۳- تحلیل پایداری گذرای مزرعه بادی از نوع SCIG

در این بخش نیز از سیستم آزمون نشان داده شده در شکل ۲-۸ استفاده می‌کنیم. در حالت اول یک خطای سه فاز در لحظه ۸۰ ثانیه در ابتدای خط بالایی نزدیک باس ۲ اعمال می‌شود و با باز شدن خط برطرف می‌شود. هدف این است که زمان بحرانی رفع خطا محاسبه شود. حالت دوم که افت ولتاژ شبکه است به نتایج مشابه منجر شد که در این جا ذکر نمی‌گردد. از همان ماشین القایی که در بخش مربوط به DFIG بکار گرفته شد استفاده می‌شود.

در ماشین القایی گشتاور الکتریکی تولیدی ( $T_e$ ) با ولتاژ ترمینال ( $V_t$ ) با توان دوم ارتباط دارد [۵]:



$$T_e = \frac{3p}{2\omega_s} \frac{V_t^2 R_r' / s}{(R_s + R_r' / s)^2 + (X_s + X_r')^2} \quad (1-4)$$

در این رابطه  $V_t$  ولتاژ ترمینال؛  $R_r$  و  $R_s$  مقاومت‌های استاتور و روتور؛  $X_r$  و  $X_s$  راکتانس‌های معادل روتور و استاتور؛  $\omega_s$  سرعت سنکرون،  $p$  تعداد قطب‌ها و  $s$  لغزش است. این رابطه برای گشتاور الکتریکی به صورت تابعی از سرعت دوران ماشین در شکل ۴-۱۵ نشان داده شده است. چنانچه افت ولتاژ قابل توجهی در ترمینال ماشین پدید بیاید، این افت ولتاژ با تاثیر شدیدتر در کاهش گشتاور تولیدی ظاهر می‌شود. این تفاوت میان گشتاور مکانیکی ورودی ( $T_m$ ) که در حین افت ولتاژ ثابت فرض می‌شود و گشتاور الکتریکی، مطابق رابطه زیر، سبب سرعت گرفتن ماشین می‌شود:

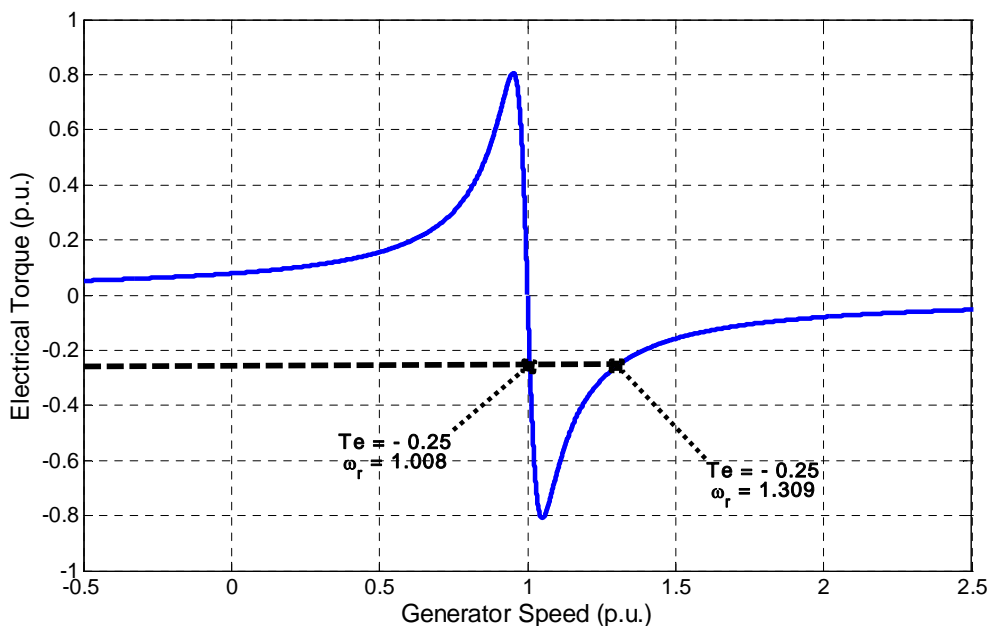
$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J} (T_m - T_e) \quad (2-4)$$

در این رابطه  $\omega_r$  سرعت دوران ماشین و  $J$  ممان اینرسی آن است که از روی اینرسی چنین محاسبه می‌شود:

$$J = \frac{2P_n H}{(\omega_s / p)^2} \quad (3-4)$$

چنانچه در شکل ۴-۱۵ مشاهده می‌شود، با فرض نقطه کار اولیه در ۰/۲۵ مقدار نامی گشتاور، هنگام افزایش سرعت اگر تا پیش از رسیدن سرعت ماشین به ۱/۳۰۹ خطا برطرف گردد، ماشین قادر خواهد بود حالت پایدار خود را بازیابی کند. اما چنانچه از این سرعت پا فراتر بگذارد، دیگر قادر به بازگشت نبوده و ناپایدار می‌شود؛ زیرا گشتاور الکتریکی تولیدی در ماشین کمتر از گشتاور مکانیکی بوده و تمایل ماشین به افزایش سرعت سبب ناپایداری می‌شود؛ لذا این سرعت را سرعت بحرانی می‌نامیم. این مفهوم به طور حسی شبیه مفهوم نواحی مساوی در مسئله پایداری ماشین سنکرون و منحنی توان-زاویه است که در فصل بعد درباره آن صحبت خواهد شد.

جای دارد در مورد موضوع مطرح شده در بالا تامل بیشتری بشود. فرض کنید ماشین در نقطه کار اولیه  $s$  و  $T_m$  کار می‌کند. در حالت کار دائمی گشتاور الکتریکی و مکانیکی برابر بوده و تغییرات سرعت نداریم. اگر خطای سه فاز در ترمینال ماشین رخ دهد و ولتاژ ترمینال را ناگهان به صفر برساند، گشتاور الکتریکی نیز صفر می‌شود و ماشین طبق رابطه زیر سرعت می‌گیرد:



شکل ۴-۱۵ نمودار گشتاور بر حسب سرعت ماشین القایی

$$\omega_r = \frac{T_m}{J}t + \omega_0 \quad (4-4)$$

که در آن  $\omega$  سرعت اولیه ماشین است. برای بدست آوردن زمان بحرانی رفع خطا ابتدا نیاز است لغزش بحرانی را از رابطه (۴-۱) بدست آوریم:

$$s_{cr} = R_r' \frac{-R_s + \frac{3}{4} \frac{pV_t^2}{T_{m0}\omega_s} - \sqrt{\frac{9}{16} \frac{pV_t^2}{T_{m0}\omega_s} \left( \frac{pV_t^2}{T_{m0}\omega_s} - \frac{8}{3} R_s \right) - (X_s + X_r')^2}}{R_s^2 + (X_s + X_r')^2} \quad (5-4)$$

رابطه (۴-۳) را بر حسب لغزش بدست می‌آوریم. به سادگی زمان بحرانی رفع خطا محاسبه می‌شود:

$$t_{cr} = \frac{J\omega_s}{T_m}(s_0 - s_{cr}) \quad (6-4)$$

در رابطه بالا مدل تک جرمه برای توربین در نظر گرفته شده است. مدل دو جرمه با روابط زیر شکل می‌گیرد:

$$\frac{2H_t}{\omega_b} \ddot{\theta}_t + D_{tg} \dot{\theta}_t + K_{tg} \theta_t = T_m + D_{tg} \dot{\theta}_g + K_{tg} \theta_g \quad (7-4)$$

$$\frac{2H_g}{\omega_b} \ddot{\theta}_g + D_{tg} \dot{\theta}_g + K_{tg} \theta_g = -T_e + D_{tg} \dot{\theta}_t + K_{tg} \theta_t \quad (8-4)$$

در مورد این روابط در پیوست توضیح داده شده است. حین خطا گشتاور الکتریکی را صفر قرار داده و پاسخ دستگاه معادلات دیفرانسیل را بدست می‌آوریم. شرایط اولیه چنین است:

$$\theta_t(0) = T_m / K_{ig}, \quad \theta_g(0) = 0, \quad \dot{\theta}_t(0) = \dot{\theta}_g(0) = \omega_0 \quad (9-4)$$

پاسخ معادله حین خطا چنین است:

$$\omega_t(t) = \omega_0 + \frac{T_{m0}}{2H} t - A_1 e^{-\alpha t} + A_2 e^{-\beta t} \quad (10-4)$$

ثابت‌های  $H$  و  $\beta, \alpha, A_2, A_1$  در پیوست داده شده است.

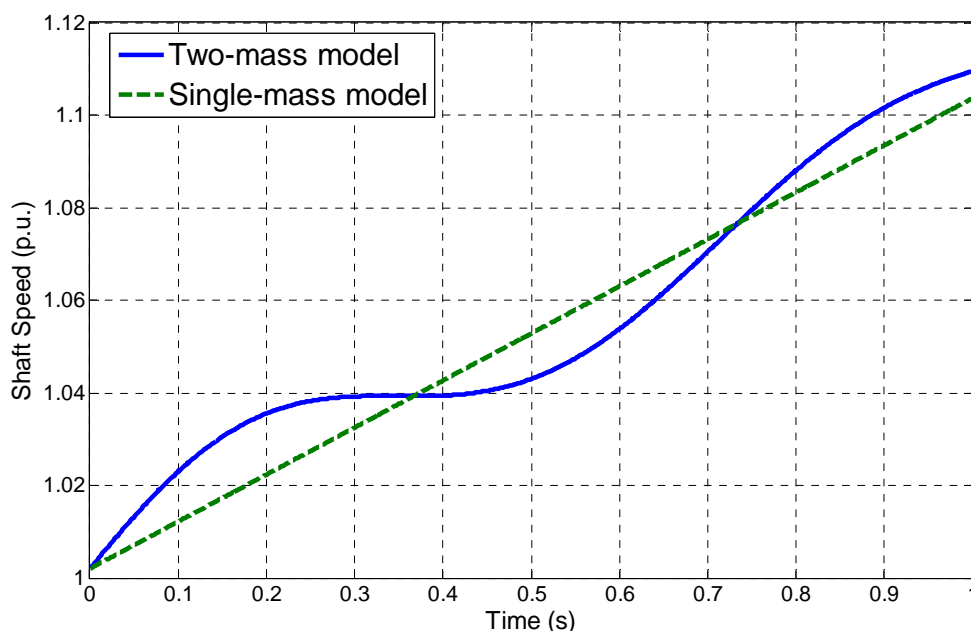
برای مقایسه پاسخ این دو رابطه، در شکل ۴-۱۶ هر دو پاسخ رسم شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود، تفاوت چندانی میان این دو پاسخ مشاهده نمی‌شود. این امر نشان می‌دهد که روش تقریبی پیشنهادی برای مدل دو جریمه نمی‌تواند بکار برود. در واقع مدل دو جریمه پس از رفع خطا است که تفاوت خود را با مدل تک جریمه نشان می‌دهد و ناپایداری در اثر نوسانات پیچشی حاصل توام با تغییرات شدید در گشتاور الکتریکی پدید می‌آورد. این قضیه در بخش بعد تحقیق شده است.

موضوع بیان شده در بالا را در سیستم آزمون مورد نظر بررسی می‌کنیم. شکل ۴-۱۷ سرعت ماشین، توان تولیدی ژنراتور و فرمان کنترل‌کننده زاویه پره‌ها را برای حالت نزدیک به حالت بحرانی پایداری گذرا (با زمان رفع خطا برابر ۱/۲۶ ثانیه) برای سرعت باد ۸ متر بر ثانیه نشان می‌دهد. در این حالت از مدل دو جریمه شفت استفاده شده است که در پیوست موجود است. نوسانات پی در پی سرعت ژنراتور که از پیچش شفت حاصل شده است به همراه تغییرات متعاقب زاویه پره‌ها توسط کنترل‌کننده مربوطه سبب پیدایش نوسانات مشابه در توان تولیدی شده است. پس از مدتی (حدود ۱۵ ثانیه) که انرژی ذخیره شده در شفت توربین در اثر نوسانات شفت، عملکرد کنترل‌کننده زاویه پره‌ها و تبادل توان با شبکه آزاد شد، سیستم به نقطه کار خود باز می‌گردد. حال اگر زمان خطا را افزایش دهیم، مثلاً ۱/۳ ثانیه، سیستم دیگر قادر نیست به حالت پایدار قبلی بازگردد و ناپایدار می‌شود. این موضوع در شکل ۴-۱۸ نمایش داده شده است. در توان خروجی ژنراتور هر سه فرکانس مربوط به مودهای الکتریکی (حدود ۹۸ هرتز)، الکترومکانیکی (حدود ۳/۵ هرتز) و مکانیکی (۰/۴۶ هرتز) به ترتیب مشاهده می‌شوند که موید آنالیز سیگنال کوچک در فصل قبل است.

در مقایسه با DFIG، نیروگاه بادی از نوع SCIG زودتر دچار ناپایداری گذرا می‌شود. البته توجه به این نکته ضروری است که در DFIG افزایش بیش از حد ولتاژ باس DC و همچنین جریان عبوری از مبدل از عواملی هستند که در حفاظت نیروگاه در نظر گرفته شده و باعث جدا شدن نیروگاه از شبکه می‌شود و در نتیجه زمان بحرانی رفع خطا برای این نیروگاه کاهش می‌یابد. می‌توان با قرار دادن مقاومتهای اهرمی<sup>۱</sup> به همراه سوئیچ در سمت روتور و بکارگیری روش‌های کنترلی مناسب [۷۶] این مشکل را مرتفع نموده و انرژی اضافی توسط این مقاومتهای جذب شود. این مقاومت قابلیت تحمل افت ولتاژ شبکه را برای این نوع مولد افزایش می‌دهد.

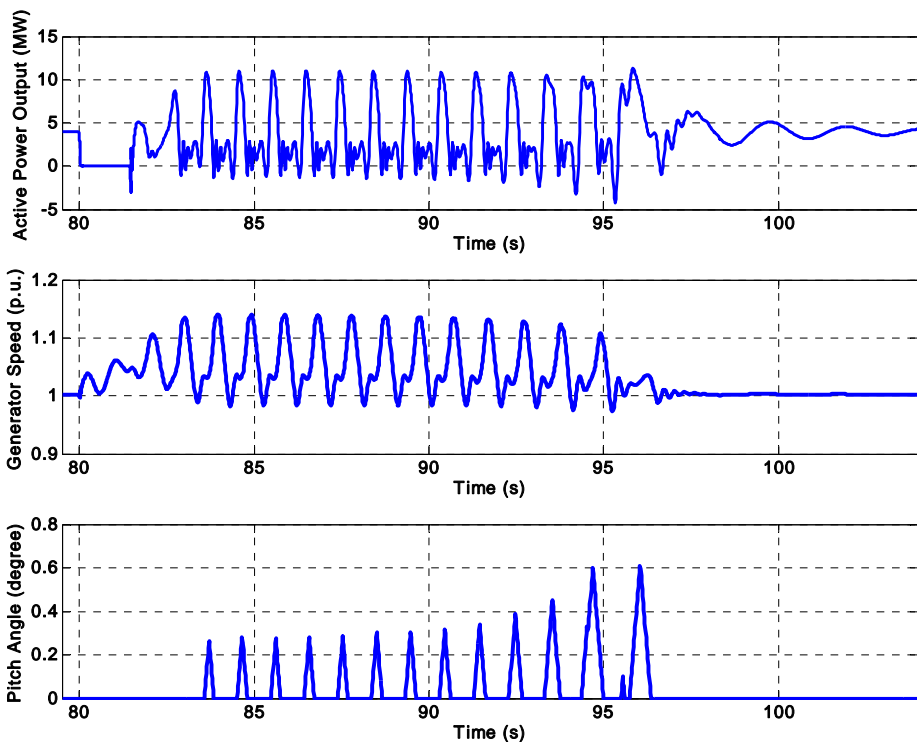
#### ۱-۳-۴ اثر مدل شفت توربین بر زمان بحرانی رفع خطا

مدل دو تکه شفت که شامل ژنراتور و توربین است به طور قابل ملاحظه‌ای پایداری توربین بادی را تحت تاثیر قرار می‌دهد. برای نشان دادن این موضوع، یک بار با مدل تک جرمه و بار دیگر با مدل دو جرمه رفتار ماشین را هنگام بروز خطا در همان سیستم بخش قبل تحقیق می‌کنیم. در سرعت باد ۱۱ متر بر ثانیه نتایج اعمال خطا به مدت ۱۰۰ میلی ثانیه در شکل ۴-۱۹ نشان داده شده است. نوسانات پیچشی پدید آمده در شفت به طور کاملاً واضح در توان خروجی ظاهر شده است.

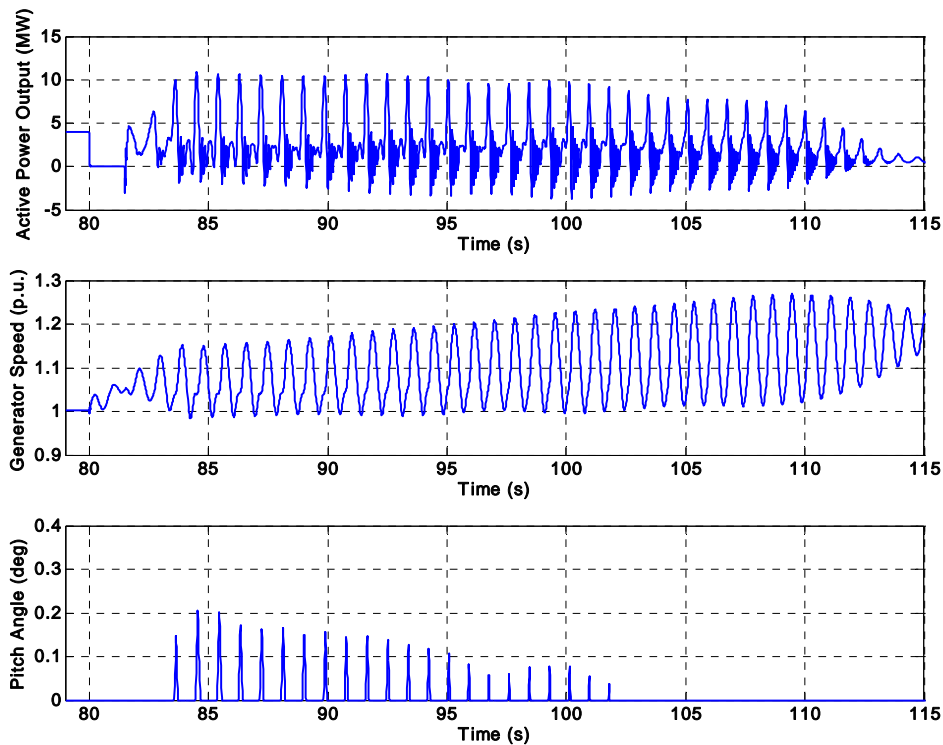


شکل ۴-۱۹ مقایسه پاسخ سرعت شفت حین خطا برای مدل تک جرمه و دو جرمه.

<sup>۱</sup> Crowbar Resistors



شکل ۱۷-۴ توان تولیدی، سرعت ژنراتور و زاویه پره‌ها حین بروز خطا در ترمینال نیروگاه بادی به مدت ۱/۲۶ ثانیه.

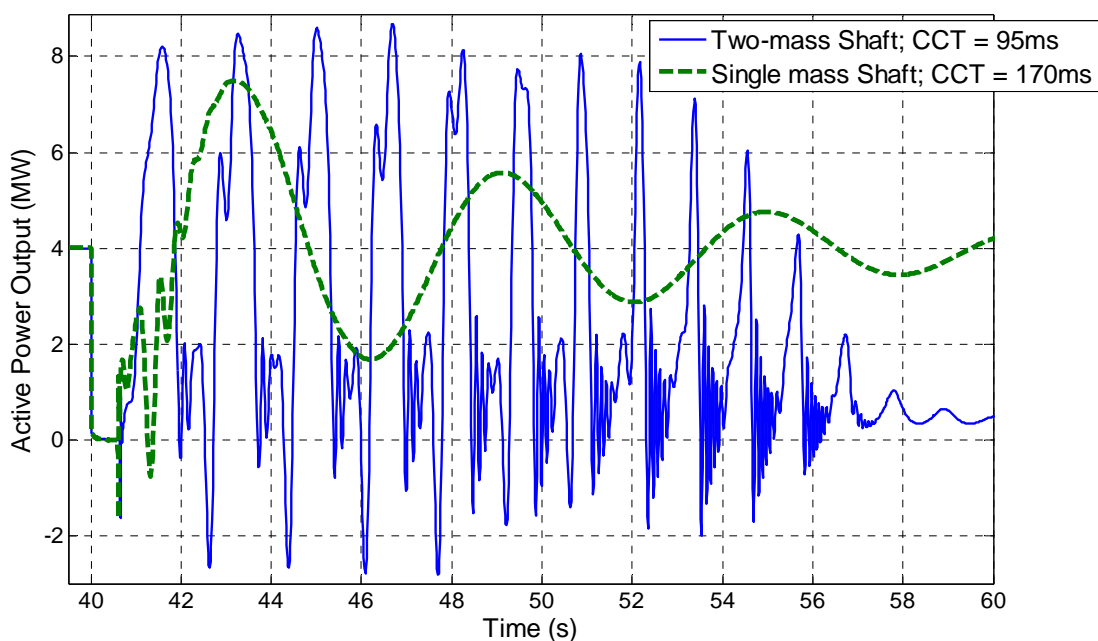


شکل ۱۸-۴ توان تولیدی، سرعت ژنراتور و زاویه پره‌ها حین بروز خطا در ترمینال نیروگاه بادی به مدت ۱/۳ ثانیه.

زمان بحرانی رفع خطا برای مدل دو جرمه در این نقطه کار ۹۵ میلی ثانیه و برای مدل تک جرمه حدود ۱۷۰ میلی ثانیه می‌باشد. این تفاوت چشم گیر نشان می‌دهد که نمی‌توان از مدل تک جرمه در مطالعات پایداری استفاده کرد. زمان بحرانی بدست آمده با شبیه‌سازی برای مدل تک جرمه با زمان بدست آمده از رابطه (۴-۶) سازگاری دارد. همانطور که ذکر شد برای مدل دو-جرمه نمی‌توان این روش را بکار برد. افزایش ضریب سختی شفت باعث افزایش زمان بحرانی رفع خطا می‌شود [۷۵]. بعلاوه، افزایش اینرسی توربین و ژنراتور نیز در افزایش CCT تاثیر قابل توجهی دارد. این موضوع به آسانی با توجه در رابطه ۴-۲ قابل توجیه است. افزایش اینرسی سبب می‌شود که تفاوت میان گشتاور الکتریکی و مکانیکی عدد کوچکتری بشود که خود باعث کاهش در افزایش سرعت می‌شود.

#### ۴-۴ - پایداری گذرای مزرعه بادی DFIG در سیستم چند ماشینه

جهت بررسی پایداری گذرای نیروگاه بادی از نوع القایی دوسو تغذیه، همان سه حالتی که در فصل قبل برای سیستم ۲-ناحیه ۴-ماشینه تعریف شد در این قسمت نیز مفروض هستند. یک خطای سه فاز به زمین در ابتدای یکی از خطوط ۸ به ۹ نزدیک شین ۸ رخ می‌دهد و ۱۰۰ میلی ثانیه بعد با باز شدن آن خط مرتفع می‌شود. توان تولیدی نیروگاه بادی برای حالت دوم و سوم در شکل ۴-۲۰ نشان داده شده است.



شکل ۴-۱۹ مقایسه زمان بحرانی رفع خطا برای مدل دو جرمه و تک جرمه

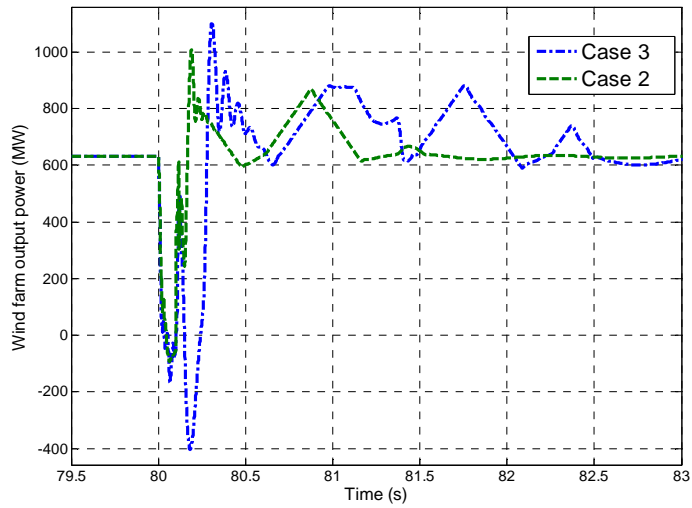
در حالت سوم فروجهش و فراجاهش توان افزایش یافته است و عملکرد کنترل کننده زاویه پره‌ها در سه مرحله و با اندازه بزرگتری صورت گرفته تا اجازه تجاوز سرعت ژنراتور را از  $1/2$  پریونیت ندهد (شکل ۴-۲۱). جهش در توان تولیدی پس از رفع خطا در واقع ناشی از آزاد شدن انرژی ذخیره شده در شفت توربین است. این انرژی به دلیل عدم توانایی ماشین در تحویل آن به شبکه حین خطا ذخیره شده است. در ژنراتورهای سنکرون این انرژی به صورت افزایش سرعت ماشین ظاهر می‌شود اما در مورد ماشین القایی دوسو تغذیه به دلیل شفت انعطاف‌پذیر آن، مقداری از این انرژی در شفت که به صورت یک فنر پیچشی عمل می‌کند ذخیره می‌شود. مقدار قابل توجهی نیز در خازن باس DC ذخیره شده که به شکل افزایش ولتاژ ظاهر می‌شود.

شکل ۴-۲۲ توان خروجی ژنراتور ۱ را نشان می‌دهد. در حالت‌های دوم و سوم به دلیل حضور نیروگاه بادی، فراجاهش در توان این ماشین پس از رفع خطا پدید آمده است. پس از رفع خطا واحد بادی حدود ۱۰۰ میلی ثانیه تاخیر دارد تا توان تولیدی آن پس از طی نوساناتی افزایش یابد و حول مقدار اولیه نوسان کند. بعلاوه، توان تولیدی نیروگاه بادی حین خطا حتی از صفر نیز کمتر می‌شود، در حالی که توان ماشین سنکرون ۱ تا حدود ۳۰۰ مگاوات کاهش می‌یابد. این تاخیر پس از رفع خطا و کاهش شدید تولید حین خطا در نیروگاه بادی سبب می‌شود که بلافاصله بعد از رفع خطا بار زیادی بر روی ماشین سنکرون قرار بگیرد و فراجاهش در تولید آن رخ دهد.

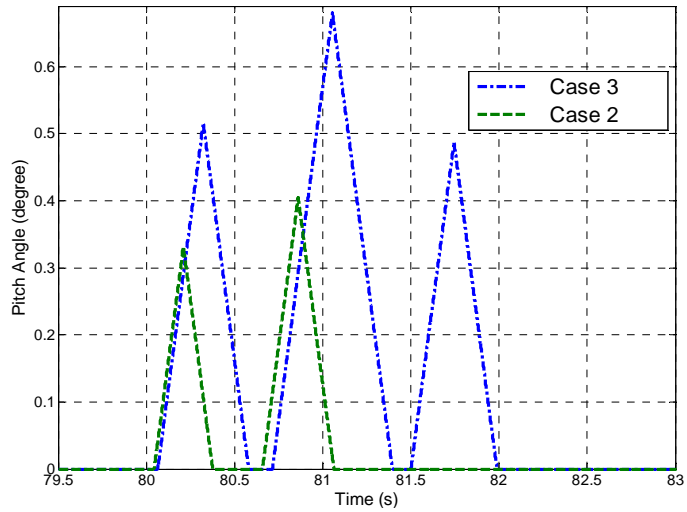
در حالت‌های دوم و سوم توان جاری در خط بین دو ناحیه دچار نوسانات با دامنه کمتری نسبت به حالت اول می‌شود. این موضوع در شکل ۴-۲۳ نشان داده شده است. همچنین کاهش توان جاری در خط بین دو ناحیه حین خطا در حالت سوم کمتر از دو حالت دیگر است. فرکانس نوسانات توان نیز در حالت سوم افزایش یافته است که موید نتایج سیگنال کوچک در فصل قبل است.

در مورد ولتاژ شبکه، با وجود نیروگاه بادی که در مود کنترل ولتاژ قرار دارد، ولتاژ با سرعت زیادی بازیابی شده و نوسانات فرکانس پایینی که در حالت اول مشاهده می‌شود در حالت‌های دوم و سوم نمایان نمی‌گردد (شکل ۴-۲۴). این امر به دلیل سرعت بالای کنترل‌های مبدل سمت شبکه نیروگاه بادی صورت می‌گیرد که در مقایسه با سیستم تحریک و تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ<sup>۱</sup> در ژنراتورهای سنکرون، ثابت‌های زمانی کوچکتری دارند.

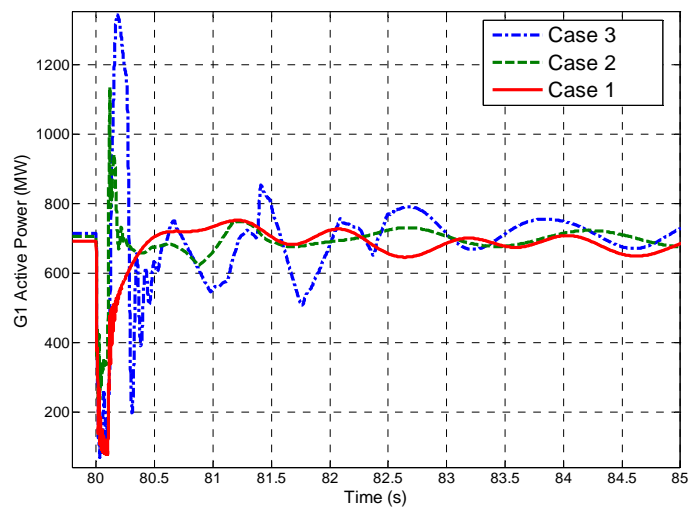
<sup>۱</sup> Automatic Voltage Regulator (AVR)



شکل ۴-۲۰ توان تولیدی نیروگاه بادی برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸.

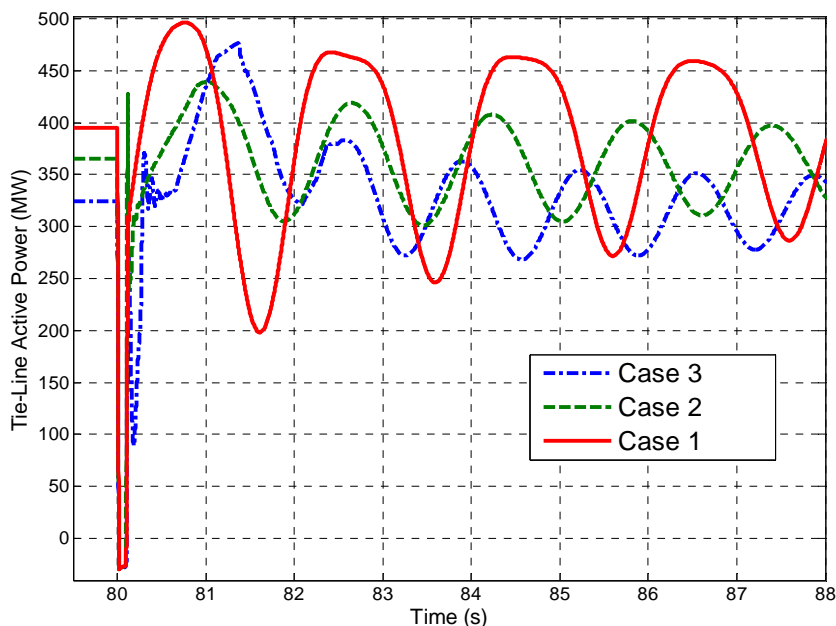


شکل ۴-۲۱ زاویه پره های توربین بادی برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸.



شکل ۴-۲۲ توان تولیدی واحد ۱ برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸.

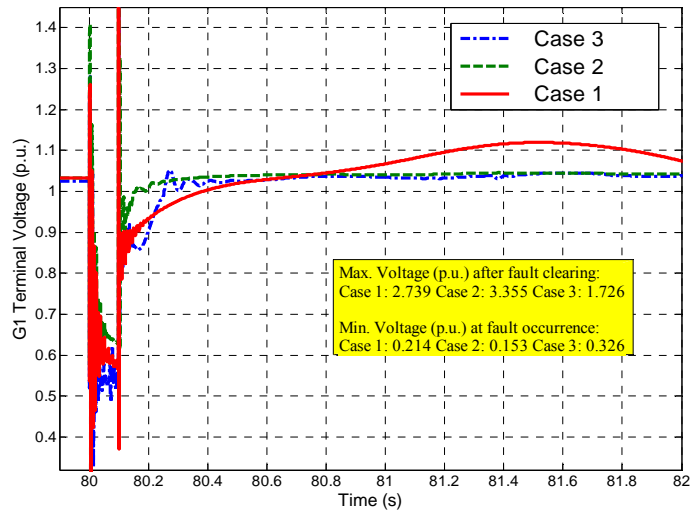




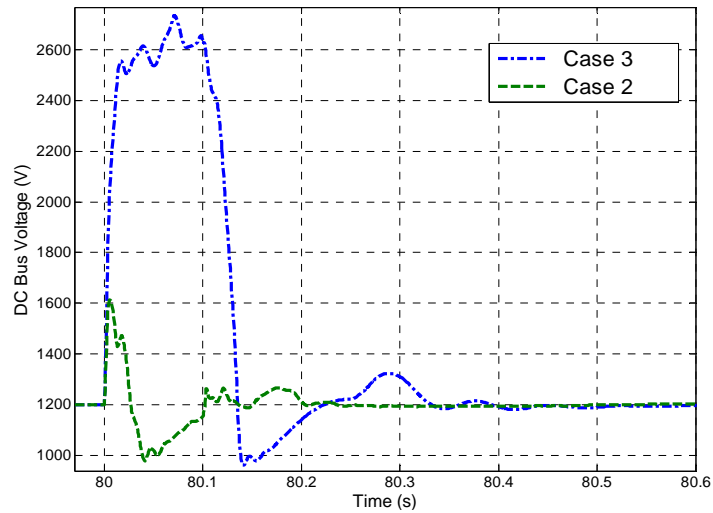
شکل ۴-۲۳ توان عبوری از خط بین ناحیه‌ای برای حالت‌های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸.

در مورد حداقل ولتاژ حین خطا و حداکثر ولتاژ پس از رفع خطا نیز حالت سوم عملکرد مناسب‌تری را نشان می‌دهد. شکل ۴-۲۴ مقادیر عددی را برای ولتاژ ترمینال ژنراتور ۱ نشان می‌دهد. رفتار داخلی نیروگاه بادی هنگام بروز خطا نیز از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. شکل ۴-۲۵ ولتاژ باس DC را در حالت‌های دوم و سوم مقایسه می‌کند. چنانکه مشاهده می‌شود، در حالت سوم افزایش شدیدی در ولتاژ باس DC رخ می‌دهد که ناشی از عدم توانایی در تحویل توان به شبکه و تجمع توان در خازن است. این افزایش ولتاژ خطرناک بوده و چنانچه از حد تحمل عایقی خازن بالاتر باشد سبب وارد شدن آسیب جدی به آن می‌شود.

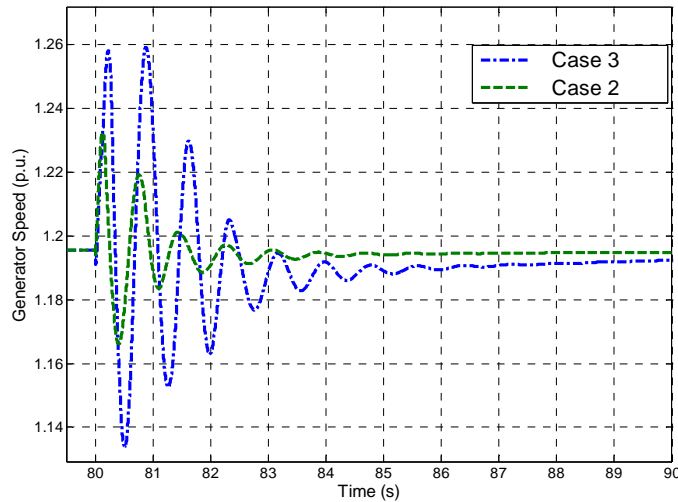
شکل ۴-۲۶ سرعت گردش ژنراتور القایی را نشان می‌دهد. افزایش بیشتر سرعت و پیدایش نوسانات با دامنه بزرگ‌تر در حالت سوم تفاوت عمده میان حالت‌های دوم و سوم است. این افزایش سرعت و نوسانات پس از آن که در شفت توربین رخ می‌دهد می‌تواند سبب آسیب رسیدن به شفت توربین بشود و باید از پدید آمدن آن اجتناب کرد. مقاومت‌های اهرمی راه حل مناسبی هستند.



شکل ۴-۲۴ ولتاژ ترمینال واحد ۱ برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸.



شکل ۴-۲۵ ولتاژ باس DC برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸.



شکل ۴-۲۶ سرعت گردش ژنراتور القایی برای حالت های مفروض هنگام بروز خطا در باس ۸.

#### ۴-۴-۱- زمان بحرانی رفع خطا

زمان بحرانی رفع خطا از مشخصات مهم برای ارزیابی پایداری گذرای سیستم قدرت می‌باشد. برای سه حالت مطرح شده در قبل مقدار CCT محاسبه شده است. یک خطای سه فاز به زمین در ابتدای یکی از خطوط ۸ به ۹ نزدیک شین ۸ رخ می‌دهد و ۱۰۰ میلی ثانیه بعد با باز شدن آن خط مرتفع می‌شود. این خطا در ناحیه ۱ محسوب می‌گردد. افزایش تولید نیروگاه بادی و کاهش متقابل در تولید واحد ۲ سبب بهبود CCT می‌شود. برای نشان دادن این امر، نقاط کار داده شده در جدول ۳-۹ را مورد استفاده قرار داده و برای هر نقطه مقدار CCT محاسبه می‌شود. شکل ۴-۲۷ نتیجه را نشان می‌دهد. همان طور که انتظار می‌رفت، هنگامی که ژنراتور سنکرون ۲ در شبکه حضور دارد و با خروجی پایین کار می‌کند، پایداری گذرای سیستم نسبت به حالتی که با خروجی بالا کار کند بهبود می‌یابد.

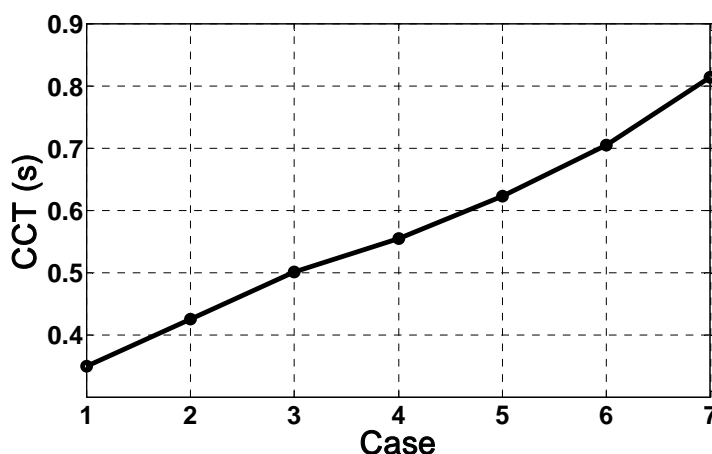
در مورد سه حالتی که برای حضور نیروگاه بادی متصور شد، اعداد بدست آمده برای CCT در جدول ۴-۱ گزارش شده است. کاهش چشم‌گیر در حالت سوم در اثر خروج واحد ۲ را می‌توان با کاهش اینرسی معادل سیستم توجیه کرد. چنانچه در [۷۷] در مورد مدل تک ماشین به شین بینهایت ماشین سنکرون نشان داده شد، زاویه بحرانی رفع خطا<sup>۱</sup> (CCA) و زمان بحرانی رفع خطا چنین محاسبه می‌شود:

$$CCA = \cos^{-1}[(\pi - 2\delta_0) \sin(\delta_0) - \cos(\delta_0)] \quad (3-4)$$

$$CCT = \sqrt{\frac{4H(CCA - \delta_0)}{\omega_s P_m}} \quad (4-4)$$

در این رابطه  $\delta_0$  زاویه اولیه کار ماشین،  $H$  اینرسی ماشین،  $\omega_s$  سرعت سنکرون و  $P_m$  توان مکانیکی ماشین است. همان‌گونه که واضح است، با کاهش توان تولیدی ژنراتور CCT افزایش می‌یابد، در حالی که با کاهش اینرسی، CCT نیز کاهش خواهد یافت.

<sup>۱</sup> Critical Clearing Angle



شکل ۴-۲۷ زمان بحرانی رفع خطا بر اساس نقاط کار تعیین شده در جدول ۳-۹.

جدول ۴-۱ زمان بحرانی رفع خطا برای حالت های ذکر شده.

حالت	۱	۲	۳
زمان بحرانی رفع خطا (میلی ثانیه)	۲۵۰	۸۱۰	۹۰

#### ۴-۵- نتیجه گیری

پایداری گذرای توربین بادی از نوع القایی دوسو تغذیه مورد بررسی قرار گرفت. نشان داده شد که تغییر در بهره کنترل کننده‌ها چه تاثیری بر عملکرد گذرای مولد دارد. در مورد ژنراتور القایی قفس سنجابی چگونگی پیدایش ناپایداری مورد تحلیل قرار گرفت و سرعت بحرانی جهت حفظ پایداری گذرا توسط منحنی گشتاور-سرعت تعیین گردید. مدل کردن شفت توربین به صورت تک جرمه می‌تواند مقدار محاسبه شده برای زمان بحرانی رفع خطا را تا حد زیادی از مقدار واقعی دور کند. اثر حضور نیروگاه بادی در شبکه چند ماشینه و تغییر سرعت باد بر پایداری گذرای سیستم بررسی شد. افزایش سرعت باد و کاهش متقابل تولید واحد سنکرون سبب بهبود پایداری گذرا می‌شود. اما اگر این کاهش تولید تا آنجا پیش برود که واحد سنکرون از مدار خارج شود، مشکلات اساسی در پایداری گذرای سیستم به دلیل کاهش اینرسی معادل ممکن است رخ دهد.

# فصل پنجم

پخش بار بهینه

## ۵-۱- خلاصه

تعیین روابط مناسب برای گنجاندن قید پایداری گذرا در پخش بار بهینه و یافتن راه حل سریع برای این مسئله توجه زیادی را اخیراً به خود جلب کرده است. قرار دادن معادلات دینامیک سیستم که به معادلات خطی گسسته تبدیل شده‌اند و حل کردن مسئله‌ی بهینه‌سازی بسیار حجیم حاصل، بخصوص در سیستم‌های بزرگ، چالشی برای محققان این موضوع ایجاد کرده است. در این فصل، دو روش برای یافتن و گنجاندن قیدهای پایداری در مسئله‌ی پخش بار بهینه با در نظر گرفتن مدل دینامیکی کامل برای ژنراتورها و کنترل‌کننده‌های مربوطه معرفی شده است. روش اول بر اساس حداکثر تغییرات زاویه روتور ژنراتورها بنا شده است که برای سیستم‌هایی که قید بر روی حداکثر زاویه روتور دارند مناسب است. روش دوم مرز پایداری گذرا را بر اساس توان خروجی ژنراتورها تعیین می‌کند و در نتیجه ارتباطی با زاویه روتور ندارد. در هر دو روش، ابتدا یک فضای چند بعدی که ابعاد آن را خروجی ژنراتورها می‌سازند ایجاد می‌کنیم. در این فضا به جستجو می‌پردازیم تا مرز پایداری گذرای سیستم را بیابیم. این مرز می‌تواند با یک تابع غیرخطی از خروجی ژنراتورها نمایش داده شود. روش برازش منحنی شبکه عصبی به کار گرفته شده است تا یک رابطه ریاضی برای این تابع غیرخطی بیابیم. این رابطه ریاضی به عنوان یک قید جدید در دل مسئله پخش بار بهینه قرار می‌گیرد. روش پیشنهادی بر روی سیستم‌های ۹-باسه و ۳۹-باسه آزموده شده است. نتایج نشان می‌دهد که روش پیشنهادی سبب کاهش چشم‌گیر در زمان محاسبات می‌شود که خود یک مسئله جدی در مورد سیستم‌های بزرگ به شمار می‌رود.

طبیعت تصادفی سرعت باد باعث پیدایش مشکلاتی در برنامه ریزی‌های سیستم‌های قدرت از جمله OPF<sup>۱</sup> و غیره شده است. در این فصل با فرض یک توزیع Weibull برای سرعت باد و توزیع نرمال برای بارهای سیستم، مسئله پخش بار بهینه مورد ارزیابی قرار گرفته است. روش‌های تخمین نقطه‌ای برای افزایش سرعت محاسبات بکار گرفته شده است و انواع این روش‌ها با روش MCS<sup>۲</sup> مقایسه شده‌اند. در ادامه کارهای پیشین، در این فصل نشان می‌دهیم که روش تخمین نقطه‌ای در مواقعی ممکن است پاسخ مناسب ندهد.

---

<sup>۱</sup> Unit Commitment

<sup>۲</sup> Monte Carlo Simulation

## ۲-۵- مفاهیم اولیه

## ۲-۵-۱- استخراج مدل معادل تک ماشین برای سیستم چند ماشین

مدل SIME به طور کامل در [۷۸] توصیف شده است. در این بخش تنها یک اشاره گذرا به این مفهوم می‌نماییم. ابتدا ماشین‌های  $CM^1$  و  $NM^2$  باید تمییز داده شوند. در اینجا از مدل متغیر با زمان تک ماشین به شین بینهایت استفاده شده است. در هر پله از شبیه سازی زمانی، زاویه روتور ژنراتورها مانیتور می‌شود و چنانچه زاویه روتور ماشینی از سایر ماشین‌های نزدیک دور شود، این ماشین و همه ماشین‌هایی که همراه آن شروع به افزایش زاویه روتور می‌کنند جزو  $CM$  محسوب می‌شوند [۷۹]. به همین صورت، سایر ماشین‌ها  $NM$  هستند. به این ترتیب، در لحظات اولیه بروز خطا، ماشین‌ها به دو دسته تقسیم می‌شوند. سپس پارامترهای مربوط به ماشین معادل هر گروه مطابق روابط زیر بدست می‌آیند:

$$\delta_{CM}(t_i) = \frac{1}{M_{CM}} \sum_{j \in CM} M_j \delta_j(t_i) \quad (۱-۵)$$

$$\delta_{NM}(t_i) = \frac{1}{M_{NM}} \sum_{j \in NM} M_j \delta_j(t_i) \quad (۲-۵)$$

$$\omega_{CM}(t_i) = \frac{1}{M_{CM}} \sum_{j \in CM} M_j \omega_j(t_i) \quad (۳-۵)$$

$$\omega_{NM}(t_i) = \frac{1}{M_{NM}} \sum_{j \in NM} M_j \omega_j(t_i) \quad (۴-۵)$$

$$M_{CM} = \sum_{j \in CM} M_j, \quad M_{NM} = \sum_{j \in NM} M_j \quad (۵-۵)$$

که در آن  $M$  نشان دهنده اینرسی ماشین،  $\delta$  و  $\omega$  به ترتیب زاویه روتور و سرعت ماشین سنکرون، و  $t_i$  پله زمانی  $i$  ام است. برای سیستم معادل تک ماشین به شین بینهایت متغیر با زمان داریم:

$$\delta(t_i) = \delta_{CM}(t_i) - \delta_{NM}(t_i) \quad (۶-۵)$$

$$\delta(t_i) = \delta_{CM}(t_i) - \delta_{NM}(t_i) \quad (۷-۵)$$

$$\omega(t_i) = \omega_{CM}(t_i) - \omega_{NM}(t_i) \quad (۸-۵)$$

<sup>۱</sup> Critical Machine

<sup>۲</sup> Non-critical Machine

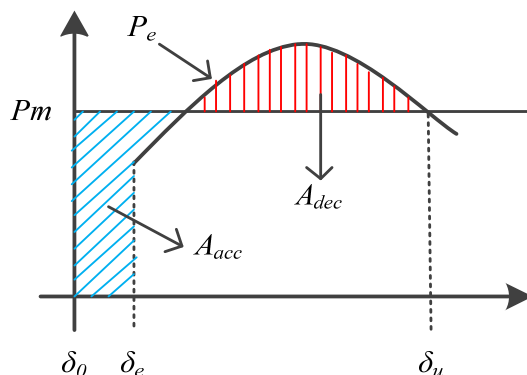
$$P_m(t_i) = M \left( \frac{1}{M_{CM}} \sum_{j \in CM} P_{m_j}(t_i) - \frac{1}{M_{NM}} \sum_{j \in NM} P_{m_j}(t_i) \right) \quad (9-5)$$

$$P_e(t_i) = M \left( \frac{1}{M_{CM}} \sum_{j \in CM} P_{e_j}(t_i) - \frac{1}{M_{NM}} \sum_{j \in NM} P_{e_j}(t_i) \right) \quad (10-5)$$

$$M = \frac{M_{CM} M_{NM}}{M_{CM} + M_{NM}} \quad (11-5)$$

$$P_a(t_i) = P_m(t_i) - P_e(t_i) \quad (12-5)$$

که در آن  $P_m$  و  $P_e$  به ترتیب توان مکانیکی و الکتریکی ماشین و  $P_a$  توان شتاب دهنده می‌باشد. برای تعیین حدود پایداری این سیستم OMIB، روش سطوح مساوی به کار می‌رود که در شکل ۱-۵ نمایش داده شده است.



شکل ۱-۵ شرط سطوح مساوی برای سیستم تک ماشین به شین بینهایت

برای برقراری پایداری شرط زیر باید برآورده شود:

$$\eta = A_{dec} - A_{acc} = - \int_{\delta_0}^{\delta_u} P_a d\delta > 0 \quad (13-5)$$

در [۷۸] نشان داده شده است که این معادل است با:

$$\eta = -\frac{1}{2} M \omega_u^2 \quad (14-5)$$

$\eta$  معیار خوبی برای تعیین مقدار توانی است که از ماشین‌های CM باید به ماشین‌های NM انتقال

داده شود، زیرا یک رابطه شبه خطی بین این توان و  $\eta$  وجود دارد [۲۲].



### ۵-۲-۲- کاربرد ابزار برازش منحنی شبکه عصبی<sup>۱</sup>

شبکه عصبی یک روش محاسباتی موازی است که قادر به حل مسائل غیرخطی می‌باشد که سایر ابزارها از آن عاجزند. توصیف نحوه عملکرد و الگوهای کامل شبکه عصبی از چارچوب این پایان‌نامه خارج است و اطلاعات بیشتر در منابع مربوطه قابل دسترس است، مانند [۸۰]. یک شبکه تک لایه در این بخش توضیح داده می‌شود. یک سیستم  $n$  ورودی و تک خروجی<sup>۲</sup> (MISO) را در نظر بگیرید. ورودی‌ها در ابتدا به بازه  $[-1, 1]$  نگاشته می‌شوند و خروجی باید مجدداً به بازه اولیه‌ی خود نگاشته شود. نمایش ریاضی این سیستم چنین است:

$$A = \begin{bmatrix} 2 \frac{p_1 - p_1^{\min}}{p_1^{\max} - p_1^{\min}} - 1 \\ 2 \frac{p_2 - p_2^{\min}}{p_2^{\max} - p_2^{\min}} - 1 \\ \vdots \\ 2 \frac{p_n - p_n^{\min}}{p_n^{\max} - p_n^{\min}} - 1 \end{bmatrix} \quad (۱۵-۵)$$

$$p = [p_1 \quad p_2 \quad \dots \quad p_n] \quad (۱۶-۵)$$

$$Y'_{out} = [\tanh(IW \times A + B)]^t \times OW + b_o \quad (۱۷-۵)$$

$$Y_{out} = (Y'_{out} + 1) \left( \frac{Y_{Max} - Y_{Min}}{2} \right) + Y_{Min} \quad (۱۸-۵)$$

که در آن  $p \in \mathbb{R}^{n \times 1}$  بردار ورودی‌ها،  $p_i^{\max}$  و  $p_i^{\min}$  مینیمم و ماکزیمم ورودی  $i$  ام هستند؛  $A \in \mathbb{R}^{n \times 1}$  بردار نگاشته شده ورودی‌ها از  $[p_i^{\min}, p_i^{\max}]$  به  $[-1, 1]$  است؛  $IW \in \mathbb{R}^{s \times n}$  ماتریس ضرایب ورودی‌ها برای لایه اول است که در آن  $s$  تعداد نرون‌ها می‌باشد؛  $B \in \mathbb{R}^{s \times 1}$  بردار بایاس‌های لایه اول است؛  $OW \in \mathbb{R}^{s \times 1}$  بردار ضرایب لایه خروجی است؛  $b_o \in \mathbb{R}^{1 \times 1}$  بایاس خروجی است؛  $Y'_{out} \in \mathbb{R}^{1 \times 1}$  خروجی نرمالیزه شده است که توسط معادله آخر به مقدار اصلی تبدیل می‌شود.

<sup>۱</sup> Artificial Neural Network Curve Fitting Tool

<sup>۲</sup> Multi-Input Single-Output

### ۵-۲-۳- پخش بار بهینه

پخش بار اقتصادی در این پایان نامه چنین نوشته شده است [۸۱]:

$$\text{Min. } f(P_{Gi}) = \sum (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) \quad (۱۹-۵)$$

$$\text{s.t. } G(\theta, V, Q_G, P_G) = 0 \quad (۲۰-۵)$$

$$P_{G_{min}} \leq P_G \leq P_{G_{max}} \quad (۲۱-۵)$$

$$Q_{G_{min}} \leq Q_G \leq Q_{G_{max}} \quad (۲۲-۵)$$

$$V_{min} \leq V \leq V_{max} \quad (۲۳-۵)$$

$$|S_{ij}(\delta, V)| \leq S_{ij_{max}} \quad (۲۴-۵)$$

که در آن  $a$ ،  $b$  و  $c$  ضرایب مربوط به تابع هزینه ژنراتورهای حرارتی است؛  $P$  و  $Q$  مربوط توان حقیقی و راکتیو ژنراتورها؛  $V$  و  $\theta$  مربوط به اندازه و زاویه ولتاژ شین‌ها؛  $G(\theta, V, Q, P) = 0$  معادلات پخش بار سیستم؛  $S_{ij}$  نشان دهنده توان جاری در خط  $ij$  است.

### ۵-۲-۴- مدل سازی سیستم قدرت برای مطالعات پایداری گذرا

معادلات دیفرانسیلی-جبری که توصیف کننده رفتار دینامیکی سیستم قدرت هستند، از مرجع [۲] استخراج شده‌اند. توضیح مختصری در مورد پیکربندی این معادلات در اینجا ارائه می‌شود. مدل درجه ۴ ماشین سنکرون را برای هر ژنراتور مطابق معادلات زیر در نظر می‌گیریم:

$$E'_d + jE'_q = V_g \quad (۲۵-۵)$$

$$I_d + jI_q = I_g \quad (۲۶-۵)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (-E'_d - (x_q - x'_q)I_q) \quad (۲۷-۵)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (E_{fd} - E'_q - (x_d - x'_d)I_d) \quad (۲۸-۵)$$

$$T_e = E'_d I_d + E'_q I_q - (x'_d - x'_q) I_q I_d \quad (۲۹-۵)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (T_m + T_e - D(\omega - \omega_s)) \quad (۳۰-۵)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (۳۱-۵)$$

برای سیستم تحریک از IEEE Type I به همراه تنظیم کننده خودکار ولتاژ استفاده شده است:

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_E} \left( \left[ -K_E + S_E(E_{fd}) \right] E_{fd} + V_R \right) \quad (32-5)$$

$$\frac{dR_f}{dt} = \frac{1}{T_F} \left( -R_f + \frac{K_F}{T_F} E_{fd} \right) \quad (33-5)$$

$$\frac{dV_R}{dt} = \frac{1}{T_A} \left( -V_R + K_A R_f - \frac{K_A K_F}{T_F} E_{fd} + K_A (V_{ref} - V_t) \right) \quad (34-5)$$

$$S_E(E_{fd}) = A e^{(B \cdot E_{fd})} \quad (35-5)$$

ولتاژ تنظیم کننده ( $V_R$ ) در محدوده  $[V_{Rmin}, V_{Rmax}]$  می‌تواند تغییر کند. در همه محاسبات، ماتریس ادمیتانس سیستم ( $Y_{bus}$ ) باید توسط ماتریس تبدیل ( $T$ ) زیر به یک مرجع زاویه ( $Y_{bus}^*$ ) تبدیل شود:

$$T(\delta) = \begin{pmatrix} e^{j(\delta_1 - \frac{\pi}{2})} & & \mathbf{0} \\ & \ddots & \\ \mathbf{0} & & e^{j(\delta_n - \frac{\pi}{2})} \end{pmatrix} \quad (36-5)$$

$$Y_{bus}^* = T^{-1}(\delta) Y_{bus} T(\delta) \quad (37-5)$$

روش کاهش مرتبه ماتریس ادمیتانس برای کاهش حجم محاسبات به کار گرفته شده است. در این روش شین‌های غیر ژنراتوری در بقیه ادغام شده و فقط شین‌های ژنراتوری باقی می‌مانند. معادلات توصیف شده در بالا به روش اصلاح شده اوایلر حل می‌شوند. برای اطلاعات بیشتر در مورد روش حل این معادلات، به مرجع [۲] مراجعه شود.

## ۵-۲-۵- معرفی توزیع باد و توان تولیدی نیروگاه بادی

برای سرعت باد یک توزیع Weibull در نظر گرفته‌ایم. تابع PDF و CDF این توزیع به ترتیب چنین

است [۸۲]:

$$f_v(v) = \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left( \frac{v}{c} \right)^k} \quad (38-5)$$

$$F_v(v) = 1 - e^{-\left( \frac{v}{c} \right)^k} \quad (39-5)$$

این توزیع برای بازه زمانی نسبتاً طولانی، مثلاً یک هفته و بیشتر، مناسب است و چون مطالعات حاضر نیز باید بلند مدت باشد، این توزیع مناسب است. خروجی نیروگاه بادی از روی سرعت باد چنین تعیین می‌شود [۳۹]، [۳۸]، [۸۳]، [۸۴]:

$$P_w = \begin{cases} 0 & v < v_{in} \text{ OR } v > v_{out} \\ P_{w, rated} & v_r < v < v_{out} \\ P_{w, rated} (v - v_{in}) / (v_r - v_{in}) & v_{in} < v < v_r \end{cases} \quad (40-5)$$

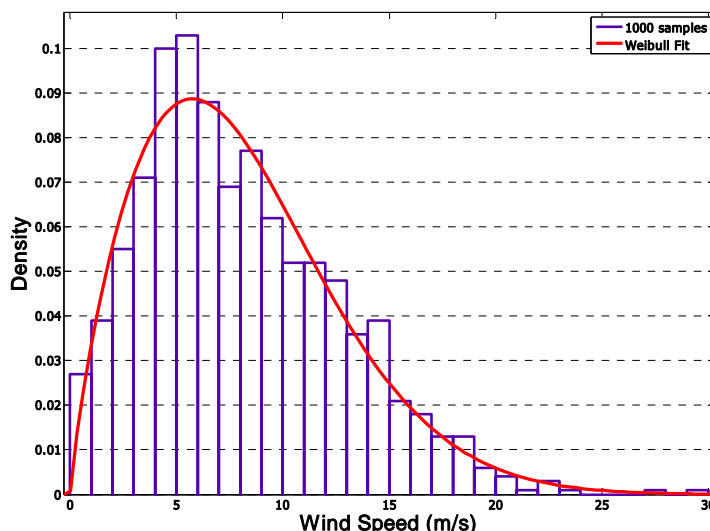
رابطه دیگری نیز برای این منظور پیشنهاد شده است [۸۵]، [۸۶]:

$$P_w = 0.5 \rho v^3 A (W) \quad (41-5)$$

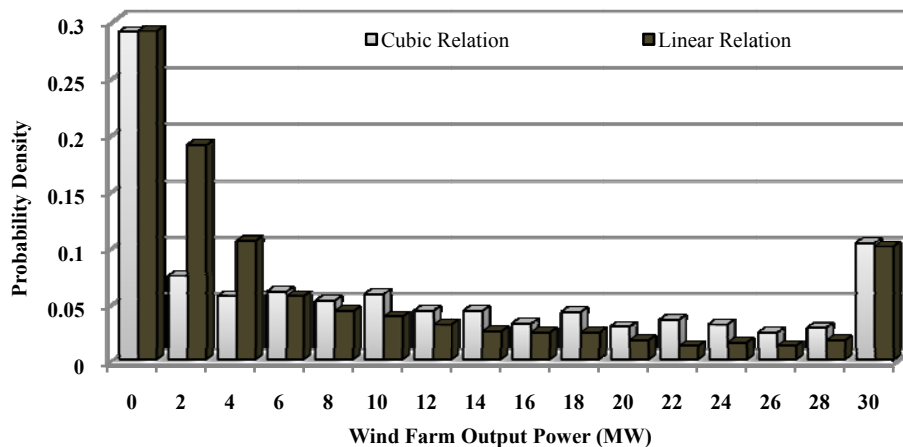
در این پایان‌نامه از رابطه اول استفاده می‌شود که مقبولیت بیشتر دارد و با واقعیت سازگارتر است. پارامترهای استفاده شده در این مطالعه برای توزیع Weibull و مشخصات توربین در جدول ۱-۵ آمده است. پارامترهای تابع توزیع با توجه به اطلاعات واقعی محاسبه شده‌اند [۸۵]، [۸۷]، [۸۸]. شکل ۲-۵ توزیع PDF را برای Weibull با پارامترهای داده شده برای ۱۰۰۰ نمونه نشان می‌دهد. شکل ۳-۵ توزیع خروجی نیروگاه را با استفاده از دو رابطه بیان شده نشان می‌دهد. اندکی تفاوت مشاهده می‌شود که نشان دهنده عدم تطابق کامل این دو رابطه است.

جدول ۱-۵ پارامترهای توزیع Weibull و مبدل توان توربین بادی

$P_{w, rated}$ (MW)	$v_{in}$ (m/s)	$v_{out}$ (m/s)	$v_r$ (m/s)	$k$	$c$
۳۰	۴	۳۰	۱۲	۱/۷	۹



شکل ۲-۵ توزیع جگالی احتمال سرعت باد با توزیع Weibull برای ۱۰۰۰ نمونه



شکل ۳-۵ مقایسه روابط داده شده برای تعیین توان تولیدی نیروگاه بادی از روی سرعت باد

### ۵-۲-۶- روش تخمین نقطه ای (PEM)

فرض کنید که  $X$  یک بردار از  $m$  متغیر تصادفی و  $y = G(X)$  یک تابع غیرخطی از  $X$  است. با فرض اینکه PDF برای  $X$  داده شده است، می‌خواهیم ویژگی‌های آماری  $y$  را بیابیم. روش‌های تخمین نقطه‌ای یک روش عددی برای یافتن ویژگی‌های آماری  $y$  است. در روش MSC از تعداد بسیار زیادی نمونه برای یافتن یک تخمین از توزیع چگالی احتمالی  $y$  استفاده می‌شود. اما در روش‌های تخمین نقطه‌ای از تعداد کمی نقطه برای تخمین ویژگی‌های آماری  $y$  استفاده می‌شود. بر اساس تعداد نقاط لازم، روش‌های تخمین نقطه-ای به صورت ۲PEM (دو نقطه)، ۳PEM (سه نقطه) و ... نامگذاری می‌شوند. با استفاده از ۲PEM نیاز است که مقدار  $y$  را به ازای  $m$  نقطه محاسبه کنیم. تعریف می‌کنیم:  $M_i(x)$  امین ممان مرکزی  $x$ ،  $\mu_x$  میانگین  $x$  و  $\sigma_x$  واریانس آن باشد.  $\lambda_i$  را چنین تعریف می‌کنیم:

$$\lambda_{k,i} = \frac{M_i(x_k)}{\sigma_k^i} \quad (42-5)$$

با استفاده از بسط تیلور  $G(X)$  حول  $\mu_x$  و صرف نظر کردن از جملات با مرتبه بالاتر از ۳، پارامترهای زیر را محاسبه می‌کنیم:

$$\xi_{k,i} = \frac{\lambda_{k,3}}{2} + (-1)^{3-i} \sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{k,3}}{2}\right)^2} \quad (43-5)$$

$$p_{k,i} = \frac{1}{m} \frac{(-1)^i \xi_{k,3-i}}{\xi_k}, i=1,2 \quad (44-5)$$

$$\zeta_k = 2\sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{k,3}}{2}\right)^2} \quad (45-5)$$

$$x_{k,i} = \mu_k + \zeta_{k,i} \sigma_k, k=1,2,\dots,m \quad (46-5)$$

در نهایت داریم:

$$E(Y^j) = \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^2 p_{k,i} G([\mu_1, \mu_2, \dots, x_{k,i}, \dots, \mu_{m-1}, \mu_m])^j \quad (47-5)$$

برای استخراج مقادیر میانگین و واریانس خروجی از رابطه زیر استفاده می‌کنیم:

$$\mu = E(Y), \sigma^2 = E(Y^2) - \mu^2 \quad (48-5)$$

در روش ۳PEM ساده شده، با در نظر گرفتن یکی از متغیرهای نقطه‌ای بر روی میانگین، تنها تفاوت

در این دو رابطه آخر است:

$$p_0 = \sum_{k=1}^m p_{k,3} \quad (49-5)$$

$$E(Y^j) = p_0 \{G([\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_{m-1}, \mu_m])\}^j + \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^2 p_{k,i} \{G([\mu_1, \mu_2, \dots, x_{k,i}, \dots, \mu_{m-1}, \mu_m])\}^j \quad (50-5)$$

در روش اصلی ۳PEM، سه نقطه مورد نظر از رابطه زیر بدست می‌آیند:

$$p_i = \frac{\xi_j \xi_k + 1}{(\xi_j - \xi_i)(\xi_k - \xi_i)}, i, j, k = 1, 2, 3, i \neq j \neq k \quad (51-5)$$

که در آن  $\xi_i$  ریشه‌های معادله زیر هستند:

$$d_3 \xi^3 + d_2 \xi^2 + d_1 \xi + d_0 = 0 \quad (52-5)$$

در مطالعه حاضر، این ریشه‌ها مجازی بدست می‌آیند و لذا این روش قابل اعمال نیست.

توضیحات بیشتر در این باره در [۴۶]، [۸۹] موجود است.

### ۵-۳- پخش بار بهینه با قید پایداری گذرا

در این بخش، مفاهیمی که در بخش قبل مرور شد مورد استفاده قرار می‌گیرد تا روشی برای بیکربندی و حل مسئله پخش بار بهینه با قید پایداری گذرا پیشنهاد گردد. در روش پیشنهادی حاضر، به منظور

یافتن مرز پایداری اطراف نقطه حاصل از OPF، بررسی پایداری گذرا<sup>۱</sup> (TSA) برای ترکیب‌های مختلف خروجی ژنراتورها انجام شده است. برای محدود کردن فضای جستجو، مفهوم ماشین‌های بحرانی (CM) و غیر بحرانی (NM) به کار گرفته شده است. بر این اساس که برای پایدار کردن سیستم، خروجی CM باید کاهش داده شود و خروجی NM برای حفظ تعادل تولید و مصرف باید افزایش داده شود، فضای جستجو به یک فضای یکطرفه تبدیل می‌شود. در برخی از سیستم‌ها از حداکثر زاویه روتور برای تعیین پایداری گذرای سیستم استفاده می‌کنند، در حالی که در برخی سیستم‌های دیگر از حداکثر توان خروجی ژنراتورها استفاده می‌شود. به همین جهت، دو روش برای تعیین حدود پایداری سیستم بر اساس حداکثر انحراف قابل قبول زاویه روتور و حداکثر خروجی ژنراتورها پیشنهاد شده است.

روش پیشنهادی برای مدل جامع سیستم است که می‌تواند شامل نیروگاه بادی نیز باشد. شکل ۵-۵ الگوریتم روش را نشان می‌دهد. در مرحله اول، مسئله OPF حل می‌شود و نتایج آن در متغیری بنام<sup>۲</sup> BPD ذخیره می‌شود. دیسپاچ بدست آمده برای شروع برنامه TSA (با در نظر گرفتن بدترین خطای ممکن در شبکه) مورد استفاده قرار می‌گیرد. بدترین نوع خطا با استفاده از آنالیز<sup>۳</sup>  $N-1$  و تعیین حداقل زمان بحرانی رفع خطا برای سیستم تعیین می‌شود. اگر سیستم برای این خطا پایدار بود، حل در همین جا متوقف می‌شود. در غیر این صورت، ماشین‌های CM و NM شناسایی شده و مارجین پایداری ( $\eta$ ) مطابق آنچه در قبل گفته شد، محاسبه می‌شود. سپس یک فضای  $n-1$  بعدی اطراف BPD معین می‌شود (n: تعداد ژنراتورها). در این فضا، خروجی ژنراتورهای گروه CM باید کاهش داده شود، در حالی که در مورد NM، افزایش نیاز است. ۱۵٪ برای این افزایش/کاهش به عنوان شروع مناسب در نظر گرفته شده است که بر اساس تجربه انتخاب شده و ممکن است در مراحل بعد نیاز به افزایش داشته باشد. بازه‌های تعیین شده برای هر ژنراتور به تعداد مورد نظر (بسته به اندازه سیستم و دقت مورد نیاز) پله تقسیم می‌شود. این پله‌ها یک فضای مشبک شده در فضای  $n-1$  بعدی پدید می‌آورد. برای یافتن رابطه خطی میان خروجی ژنراتورها و مارجین پایداری سیستم ( $\eta$ ) در نقطه شروع اول و یک نقطه دلخواه دیگر،  $\eta$  محاسبه شده و به این ترتیب ضریب این رابطه خطی پیدا می‌شود. این رابطه برای به روز کردن ۱۵٪ تعیین شده قبلی به کار می-

<sup>۱</sup> Transient Stability Assessment

<sup>۲</sup> Base-case Power Dispatch

<sup>۳</sup> N-1 Contingency Analysis

رود که البته می‌تواند به وسیله روش آنالیز حساسیت معرفی شده در [۹۰] نیز تعیین گردد. در نهایت ما  $k^n$  ترکیب از خروجی ژنراتورها داریم که  $k$  تعداد پله‌های مفروض است. سپس برنامه TSA برای همه این ترکیب‌ها در بازه زمانی ۵ ثانیه اجرا می‌شود. این بازه زمانی رخ داد ناپایداری‌های چند سیکله را نیز شامل می‌شود. برای محدود کردن زمان شبیه‌سازی، یک حد برای حداکثر تغییرات نسبی زاویه روتور<sup>۱</sup> (MRRAD) در نظر می‌گیریم که اگر هر کدام از زاویه‌ها به این حد رسید، شبیه‌سازی متوقف شده، حالت کنونی ثبت و به نقطه بعدی برود. این حد می‌تواند ۵ رادیان در نظر گرفته شود. اگر یک ژنراتور در تمام فضای مورد نظر پایدار باشد، این ماشین هیچ قیدی در مسئله TSC-OPF<sup>۲</sup> نیاز ندارد. دو روش برای تعیین مرز پایداری گذرا پیشنهاد شده است:

در روش اول، MRRAD برای همه ماشین‌ها در هر پله محاسبه می‌شود. با در نظر گرفتن این‌ها به عنوان خروجی و نقاط شبیه‌سازی شده برای توان تولیدی ژنراتورها به عنوان ورودی، یک دسته از اطلاعات ورودی-خروجی داریم که توصیف‌کننده یک سیستم هستند. در اینجا مسئله پیدا کردن یک رابطه ریاضی است که به بهترین نحو این سیستم را تقریب بزند. شبکه عصبی یکی از بهترین روش‌ها برای این هدف است. به این ترتیب، یک رابطه بین توان خروجی ژنراتورها و MRRAD بدست می‌آید که با در نظر گرفتن یک حد بالا برای زاویه روتورها (مثلاً ۱۸۰ درجه [۹۱] و [۹۲] و [۹۳] و [۹۴])، به عنوان یک قید وارد OPF می‌شود.

در روش پیشنهادی دوم، MRRAD کنار گذاشته می‌شود و مرز پایداری تنها توسط خروجی ژنراتورها توصیف می‌شود. مراحل بیان شده در روش قبل تا تشکیل فضای  $n-1$  بعدی تکرار می‌شود. با شروع از اولین ماشین در گروه CM، خروجی آن پله پله کاهش داده می‌شود تا به نقطه پایدار برسیم (اگر تا پایان بازه تعیین شده به نقطه پایدار نرسیم، باید بازه را با توجه به روش گفته شده توسعه داد). در اینجا دیگر کاهش پله‌ها را ادامه نمی‌دهیم، زیرا با کاهش بیشتر باز هم سیستم پایدار خواهد بود. این روش کمک می‌کند که نیاز نباشد کل بازه تعیین شده مورد بررسی قرار بگیرد. در مرحله بعد، خروجی ماشین CM دوم یک پله کاهش می‌یابد و مراحل قبل برای ماشین CM اول تکرار می‌شود. این روش در واقع شامل حلقه-های تودرتو FOR است. این روش برای سیستم ۹-شینه که به ازای یک خطای خاص دو ماشین بحرانی

<sup>۱</sup> Maximum Relative Rotor Angle Deviation

<sup>۲</sup> Transient Stability Constrained Optimal Power Flow



دارد در شکل ۴-۵ نشان داده شده است. فلش‌ها جهت کاهش خروجی ژنراتورها را نشان می‌دهند و نقاط سمت چپ مرز مشخص شده، ناحیه پایدار است.

به منظور سازگار کردن اطلاعات مربوط به خروجی ژنراتورها با ابزار برازش منحنی شبکه عصبی، رابطه-ای مانند زیر باید در نظر گرفته شود:

$$P_i = f(P_1, \dots, P_{i-1}, P_{i+1}, \dots, P_{n-1}) \quad (53-5)$$

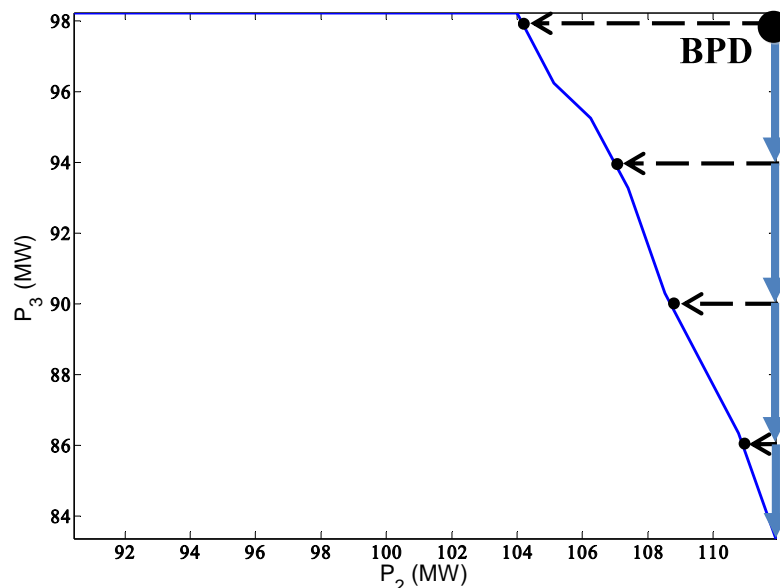
این رابطه توصیف کننده مرز پایداری در فضای  $n-1$  بعدی می‌باشد. به عنوان مثال، در فضای دو بعدی، این معادله یک منحنی و در فضای سه بعدی نمایان گر یک رویه است. اهمیتی ندارد که کدام ماشین در سمت چپ این معادله قرار گیرد و این تنها برای داشتن یک سیستم با ورودی و خروجی است. برای سیستم ۹-شینه، این معادله چنین می‌شود:

$$P_3 = f(P_2) \quad (54-5)$$

لذا ناحیه پایدار اینگونه تعریف می‌شود:

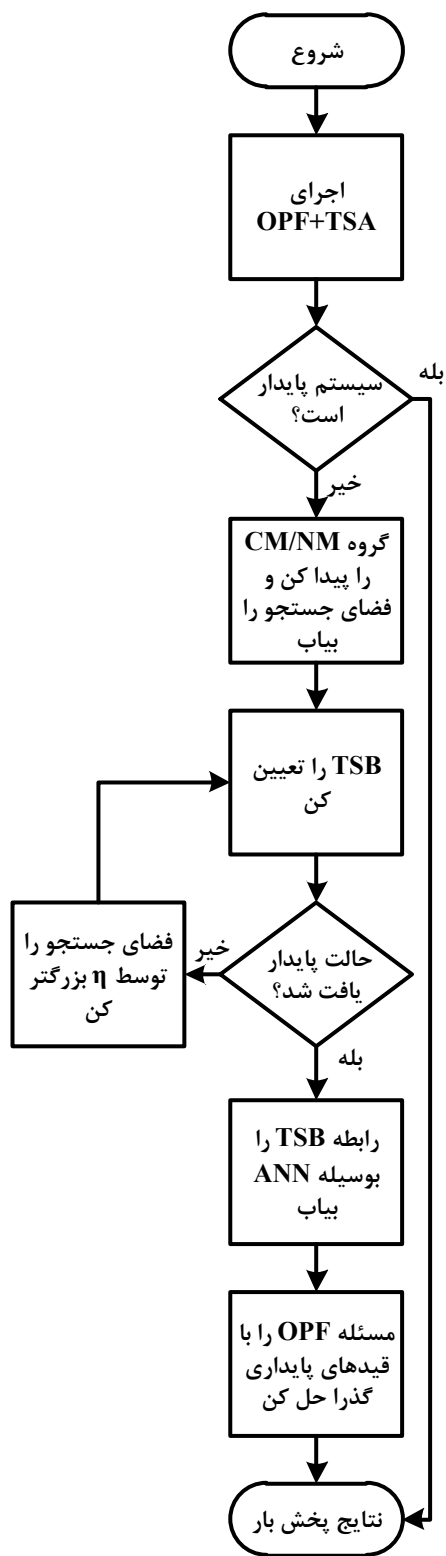
$$P_3 - f(P_2) \leq SM \quad (55-5)$$

که در آن  $SM^1$  حد امنیتی است. اگر هیچ حد امنیتی در نظر نگیریم،  $SM$  را صفر منظور می‌کنیم.



شکل ۴-۵ روش کاهش فضای جستجو برای سیستم ۹-شینه که با مدل کلاسیک بدست آمده است.

<sup>1</sup> Security Margin



شکل ۵-۵ الگوریتم پیشنهادی برای TSC-OPF

## ۵-۳-۱- نتایج شبیه سازی

۵-۳-۱- سیستم ۹-شینه، ۳-ماشینه

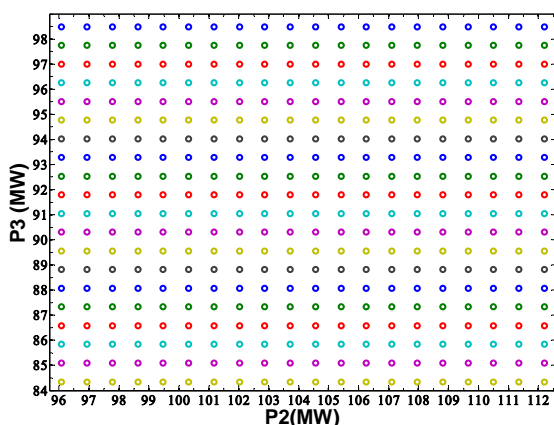
سیستم ۹-شینه IEEE در شکل ۵-۶ نشان داده شده است. اطلاعات دینامیکی آن از [۹۵] استخراج شده است و توابع هزینه و حدود ژنراتورها در [۹۰] آمده است. حدود ولتاژ مانند [۲۲] در نظر گرفته شده است. نتایج OPF محاسبه شده و در جدول ۵-۲ آمده است. به منظور مقایسه با نتایج کارهای قبلی، خطای مشابه با فرض مدل کلاسیک برای ماشین‌ها در نظر می‌گیریم. یک خطای سه فاز به باس ۷ اعمال می‌شود و پس از ۳۵۰ میلی ثانیه با باز شدن خط ۵-۷ برطرف می‌شود [۲۲].

OPF اولیه به حالت ناپایدار می‌انجامد که در آن  $G_2$  و  $G_3$  ماشین‌های بحرانی و  $G_1$  غیر بحرانی است. در واقع ۲ متغیر وجود دارد ( $G_2, G_3$ ) و خروجی ژنراتور ۱ توسط معادلات پخش بار تعیین می‌شود. لذا یک فضای ۲ بعدی اطراف OPF اولیه به طول ۱۵٪ و طی ۲۰ پله در نظر می‌گیریم. فضای مشبک حاصل در شکل ۵-۷ نشان داده شده است. این کار یک فضای  $20 \times 20$  نقطه‌ای پدید می‌آورد که ۴۰۰ نقطه شروع برای برنامه TSA است. نتایج برای  $G_3$  در شکل ۵-۸ نشان داده شده است و نتایج مشابه برای  $G_2$  بدست آمده است. با استفاده از شبکه عصبی تک لایه با ۱۰ نرون، معادله این رویه تخمین زده شده و در شکل ۵-۹ به تصویر درآمده است. توانایی چشم‌گیر شبکه عصبی در تقریب زدن این رویه به خوبی نمایان است. نتایج مشابه برای  $G_2$  نیز بدست می‌آید. حداکثر زاویه روتور به ۴ رادیان محدود شده و مقادیر بیشتر با این عدد جایگزین شده‌اند. این کار با محدود کردن پرش‌های بزرگ در زاویه روتور به شبکه عصبی در برازش منحنی با دقت بالا کمک می‌کند. می‌توان به جای ۴ رادیان عدد دیگری نیز در نظر گرفت. اگر عدد مفروض بزرگ‌تر از ۴ باشد، به دلیل پرش بزرگ در خروجی، دقت شبکه عصبی کاهش می‌یابد و اگر از ۴ کمتر باشد، به دلیل نوسانات احتمالی در تابع تخمین زده شده با شبکه عصبی، ممکن است زاویه روتور از مرز پایداری به اشتباه بالاتر یا پایین‌تر بدست بیاید. لذا مقدار فرض شده معقول می‌باشد. پارامترهای بدست آمده برای شبکه عصبی در جدول ۵-۳ آورده شده است. معادلات بدست آمده در OPF قرار داده شده و توسط GAMS [۹۶] و TOMLAB [۹۷] حل شده‌اند. نتایج TSC-OPF در جدول ۵-۲ آورده شده است. برنامه TSA برای چک کردن صحت روش اجرا شده و نتایج در شکل ۵-۱۰ آمده است.

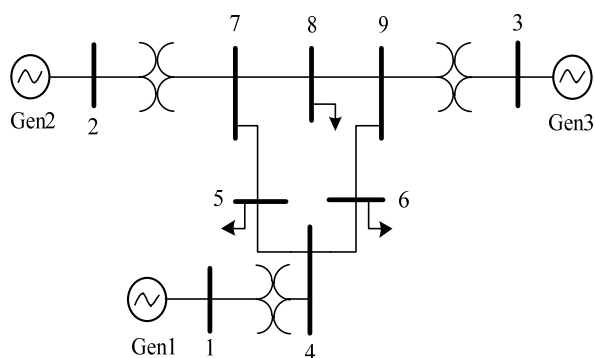
شکل‌های ۵-۱۱ و ۵-۱۲ نواحی پایداری را بر اساس حد تعیین شده برای MRRAD نشان می‌دهد. ناحیه سبز رنگ از نظر پایداری ناحیه ایمن بشمار می‌رود و ناحیه قرمز رنگ، ناحیه ناپایدار است. در حقیقت، این شکل تصویر رویه نشان داده شده در شکل‌های ۵-۸ و ۵-۹ بر روی صفحه افقی است. رابطه غیر خطی بدست آمده با شبکه عصبی، همانگونه که در شکل‌های ۵-۱۱ و ۵-۱۲ نشان داده شده، به خوبی نواحی پایداری را تخمین زده است. تفاوت اندک میان این دو شکل به دلیل روشی است که دستور Contourf در MATLAB برای ترسیم این شکل به کار گرفته است.

جدول ۵-۲ پاسخ پخش بار بهینه برای سیستم ۹-شینه

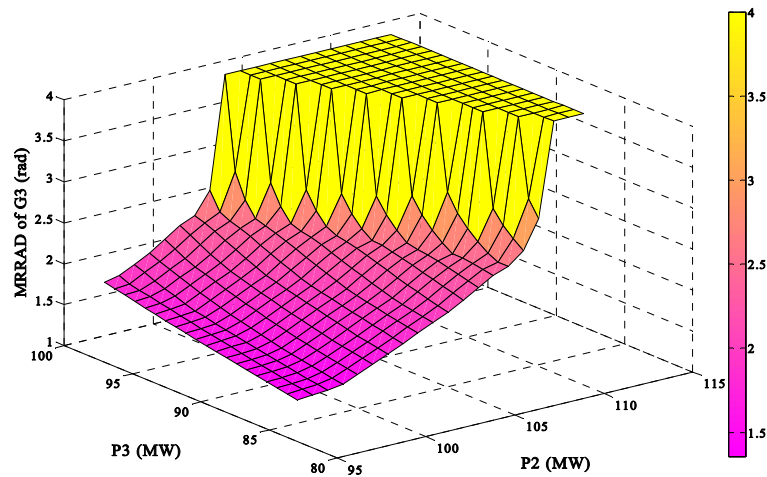
Total cost (\$/h)	$\theta$ (deg.)	V (p.u.)	Q (MVar)	P (MW)		
	۰	۱/۰۵	۱۷/۲۹	۱۰۵/۹۴	G1	
۱۱۳۲/۱۷	۲/۶۱	۱/۰۵	۴/۷۷	۱۱۳/۰۴	G2	حالت پایه (BPD)
	۲/۵۴	۱/۰۴	-۱۵/۵۶	۹۹/۲۳	G3	
	۰	۱/۰۵	۱۶/۹۶	۱۱۹/۷۵	G1	
۱۱۳۴/۲	۱/۰۳	۱/۰۵	۴/۲۲	۱۰۶/۳۵	G2	مدل کلاسیک (TSC-OPF)
	۰/۹۱	۱/۰۴	-۱۵/۳۵	۹۱/۸۱	G3	
	۰	۱/۰۵	۱۷/۱۶	۱۳۸/۴۷	G1	
۱۱۴۳/۴۲	-۱/۳۱	۱/۰۵	۳/۶۵	۹۴/۲۰	G2	مدل دقیق (TSC-OPF)
	-۱/۰۹	۱/۰۴	-۱۵/۵۲	۸۵/۰۱	G3	
	۰	۱/۰۵	۱۷/۰۳	۱۱۶/۲۵	G1	
۱۱۳۳/۳۴	۱/۳۱	۱/۰۵	۴/۲۷	۱۰۶/۲۶	G2	مدل دقیق با (TSC-OPF) تنظیم پارامترهای تحریک
	۱/۴۴	۱/۰۴	-۱۵/۶۹	۹۵/۴۸	G3	



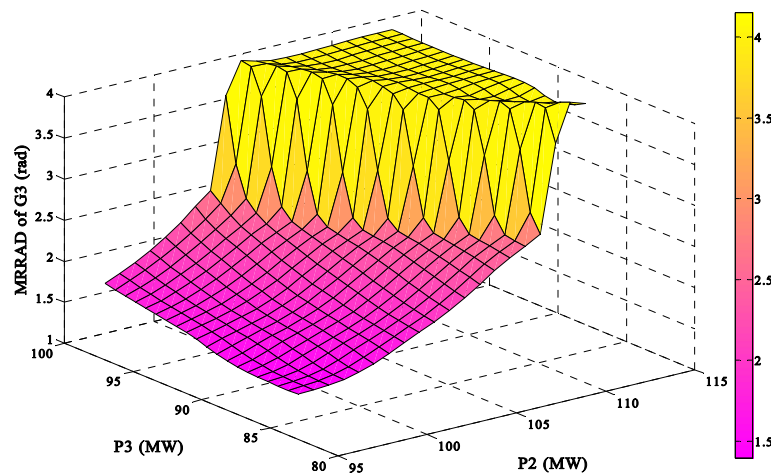
شکل ۵-۷ فضای دو بعدی ایجاد شده برای بررسی پایداری گذرای سیستم ۹-شینه



شکل ۵-۶ سیستم ۹-شینه، ۳-ماشینه WSCC



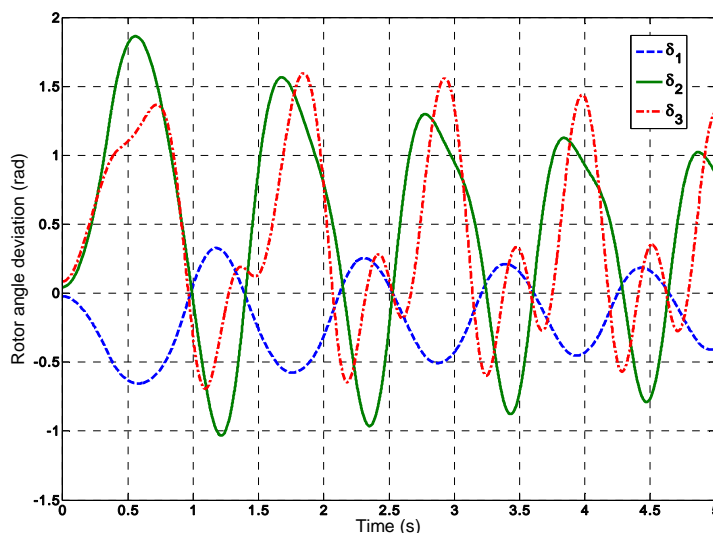
شکل ۸-۵ MRRAD برای  $G_3$  بر حسب تابعی از توان خروجی  $G_2$  و  $G_3$  توسط برنامه TSA.



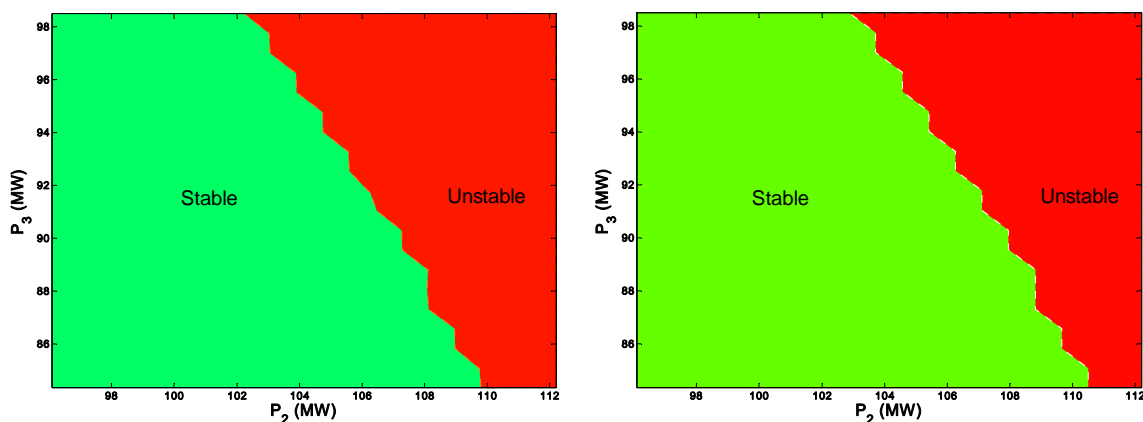
شکل ۹-۵ MRRAD برای  $G_3$  بر حسب تابعی از توان خروجی  $G_2$  و  $G_3$  توسط شبکه عصبی.

جدول ۳-۵ پارامترهای شبکه عصبی برای MRRAD ژنراتور ۲ و ۳ با مدل کلاسیک

ماشین ۳				ماشین ۲			
B	OW	IW		B	OW	IW	
۶/۷۰	۴/۹۲	-۸/۷۲	-۱۹/۵۲	۳/۲۸	۱/۵۷	۰/۱۵	-۱/۳۴
۴/۶۴	-۰/۷۶	-۲/۳۷	۳/۴۵	۴۵/۷۱	-۰/۶۴	-۷۰/۵۸	-۱۴۹/۷
۶/۶۲	-۳/۸۵	-۸/۴۳	-۱۹/۵۷	۱/۴۴	۰/۰۳	۳/۲۲	-۲/۶۵
-۶/۹۱	۱/۶۰	۱۰/۰۶	۲۰/۶۳	-۱/۴۵	-۰/۰۱	-۸/۶۹	۰/۸۲
-۰/۱۸	-۱/۲۷	۰/۸۴	-۳/۳۵	۰/۳۱	-۰/۰۹	۱/۱۶	-۲/۲۴
-۰/۱۹	۳/۴	۰/۴۶	-۲/۸۰	-۰/۷۸	۰/۰۶	۳/۳۰	۸/۲۲
۰/۲۴	۲/۶۴	-۰/۰۹	۲/۳۰	۰/۷۶	۰/۱۵	۰/۸۶	۲/۹۰
-۱/۰۸	-۰/۰۲	۶/۸۰	۷/۸۴	-۳/۰۴	۰/۰۸	-۱/۵۸	۳/۵۰
۵/۱۳	۰/۶۶	-۲/۲۹	۴/۰۷	-۱/۱۰	۱/۳۸	۰/۱۸	-۰/۴۵
۳/۱۸	-۰/۰۷	-۲/۷	۴/۴۱	۱/۶۱	۰/۴۲	-۰/۰۲	۱/۷۱
	۰/۱۷		bo		-۰/۶۱		bo



شکل ۵-۱۰ زاویه روتورها برای سیستم ۹-شینه با مدل کلاسیک و حالت اولیه بدست آمده از TSC-OPF به روش اول



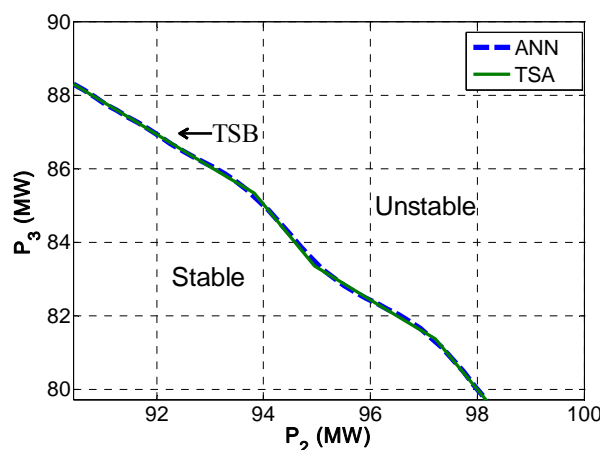
شکل ۵-۱۱ نواحی پایداری بر اساس قید مفروض برای زاویه ژنراتور ۲ و مدل کلاسیک با برنامه TSA. شکل ۵-۱۲ نواحی پایداری بر اساس قید مفروض برای زاویه ژنراتور ۲ و مدل کلاسیک با شبکه عصبی.

در روش دوم، زاویه روتور کنار گذاشته می‌شود و مرز پایداری تنها بر اساس خروجی ژنراتورها تعیین می‌شود. این مرز در شکل ۵-۴ نشان داده شده بود و شبکه عصبی با دقت بسیار بالا آن را تقریب می‌زند و بر روی آن منطبق می‌شود. در این روش، نیازی نیست که کل فضای تشکیل شده از خروجی ژنراتورها را مورد بررسی قرار دهیم، در حالی که در روش اول این کار الزامی است. بعلاوه، تعیین یک حد بالا برای MRRAD کار دشواری است که در روش دوم نیازی به آن نیست.

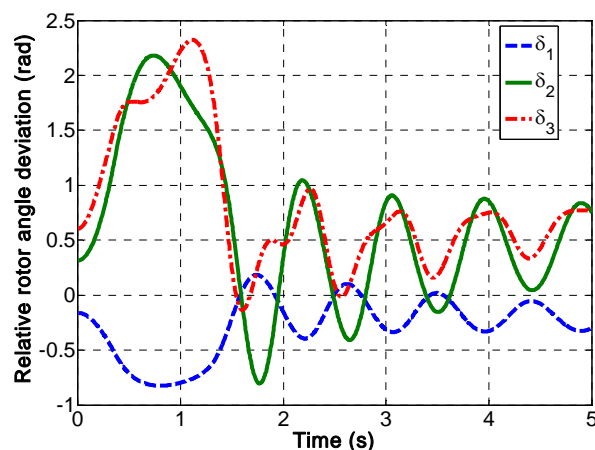
به منظور نشان دادن قدرت روش پیشنهادی، مدل دقیق‌تر ماشین سنکرون (درجه ۴) با سیستم تحریک و تنظیم کننده ولتاژ در نظر گرفته شده است. همان فرایندی که برای مدل کلاسیک پیگیری شد برای این مدل نیز تکرار می‌شود. اگرچه شبکه عصبی تک لایه نتایج نسبتاً خوبی می‌دهد، برای داشتن دقت

بیشتر از شبکه دولایه استفاده می‌کنیم. به دلیل کمبود فضا، پارامترهای این شبکه گزارش نشده‌اند. نتایج TSC-OPF با قیدهای جدید در جدول ۵-۲ آمده است. این نتایج با نرم افزار PSAT نیز چک شده است [۹۸]. نتایج حاصل نسبت به نتایج بدست آمده به روش کلاسیک هزینه بیشتری ایجاد کرده است. این موضوع به دلیل پارامترهای تنظیم نشده برای AVR است. پارامترهای بهینه برای این کنترل کننده از مرجع [۲] استخراج شده و نتایج جدید در جدول ۵-۲ آمده است. این کار، چنانکه انتظار می‌رفت، سیستم را پایدارتر می‌کند. در این حالت یک افزایش برای ۱۵٪ در نظر گرفته شده نیاز است، زیرا تعداد نقاط پایدار در فضای فعلی اندک است. لذا بازه را به ۲۰٪ افزایش می‌دهیم. برای نتایج بدست آمده، پایداری سیستم چک و نتایج آن در شکل ۵-۱۳ نشان داده شده است. با استفاده از روش دوم، نواحی پایداری برای این سیستم محاسبه و نتایج بدست آمده با TSA و ANN در شکل ۵-۱۴ نشان داده شده است. معادله بدست آمده در OPF قرار داده شد و با فرض SM برابر ۰/۵-، نتایج مشابه روش قبل بدست آمد که مجدداً گزارش نمی‌شود.

در مقایسه با نتایج بدست آمده در تحقیقات پیشین [۲۲]، [۲۴]، [۲۵]، [۹۰] هزینه سیستم نزدیک کمترین مقدار بدست آمده در [۲۲] است. بعلاوه، روش پیشنهادی دیدگاه خوبی نسبت به ناحیه پایداری سیستم ارائه می‌دهد.



شکل ۵-۱۴ نواحی پایداری برای سیستم ۹-باسه با مدل دقیق.



شکل ۵-۱۳ زاویه روتورها برای سیستم ۹-باسه و مدل دقیق با حالت اولیه بدست آمده از TSC-OPF به روش اول.

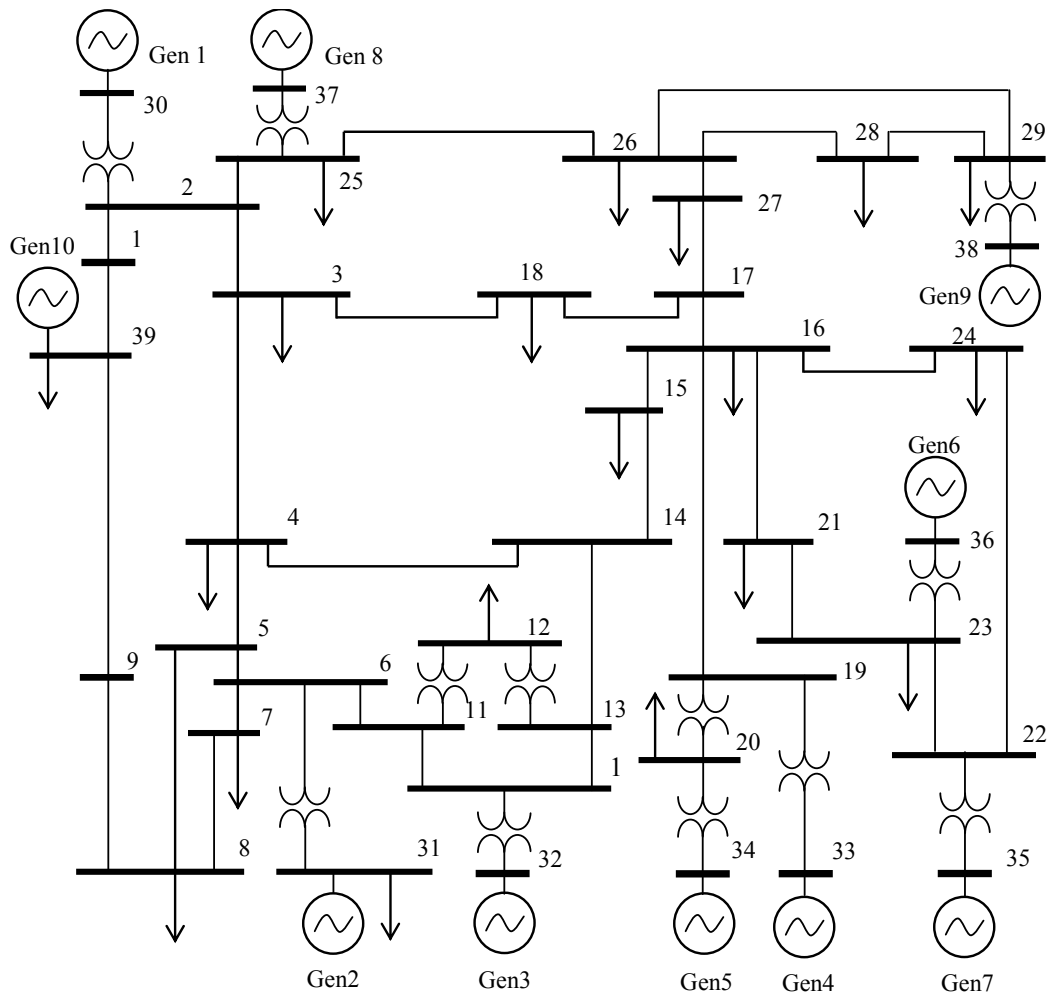
## ۵-۳-۱-۲- سیستم ۳۹-شینه، ۱۰-ماشینه

دیاگرام تک خطی سیستم ۳۹-شینه، ۱۰-ماشینه در شکل ۵-۱۵ نشان داده شده است. این سیستم متشکل از ۱۰ شین ژنراتوری و ۱۹ شین بار است. شین ۳۹ بعنوان شین مرجع در نظر گرفته شده است. اطلاعات شبکه و پارامترهای دینامیکی ژنراتورها از مرجع [۶۹] استخراج شده است و توابع هزینه و حدود ژنراتورها از [۹۰] برگرفته شده است. برای مقایسه بهتر، حدود ولتاژها برابر حدود مفروض در [۲۱] فرض شده است. نتایج پخش بار بهینه در جدول ۵-۴ آمده است. یک خطای سه فاز به شین ۲۹ اعمال می‌شود و پس از ۱۰۰ میلی ثانیه با باز شدن خط ۲۸-۲۹ برطرف می‌شود. این خطا بدترین نوع خطا در سیستم می‌باشد [۲۱]. تنها ماشین بحرانی برای این خطا ماشین متصل به شین ۳۸ است و سایر ماشین‌ها غیر بحرانی هستند. یک بازه به طول ۱۵٪ اطراف نقطه بهینه اولیه مانند قبل در نظر گرفته شده که یک فضای ۹-بعدی برای خروجی ژنراتورها ایجاد می‌کند. سه پله برای خروجی هر ژنراتور NM و شش پله برای CM در نظر بگیرید. به این ترتیب یک فضای ۹-بعدی با  $3^8 \times 6$  نقطه ایجاد می‌شود که باید توسط برنامه TSA مورد بررسی قرار بگیرند.

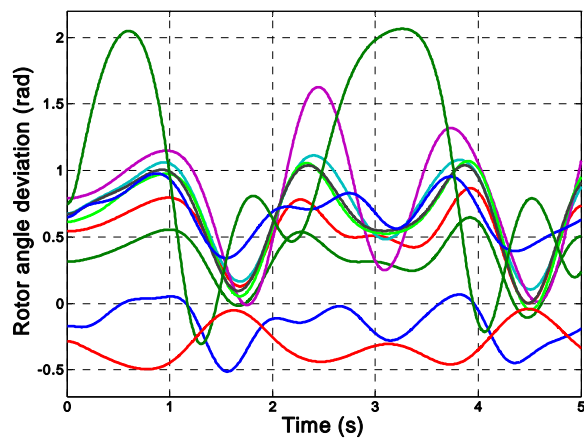
اطلاعات بدست آمده از این شبیه سازی‌ها به صورت مجموعه ورودی-خروجی (توان تولیدی ژنراتورها به عنوان ورودی و ماکزیمم انحراف زاویه روتورها به عنوان خروجی) به شبکه عصبی تک لایه با ۱۰ نرون داده می‌شود تا یک معادله ریاضی به آن نسبت دهد. بجز ژنراتور ۹، سایر ماشین‌ها در کل این بازه رفتار پایدار از خود نشان می‌دهند و لذا نیازی به قرار دادن قید برای آن‌ها در مسئله OPF نیست. مسئله OPF با یک قید جدید بر روی زاویه روتور ژنراتور ۹ توسط GAMS و TOMLAB حل شد و نتایج در جدول ۵-۴ آورده شده است.

رفتار دینامیک ماشین با این دیسپاچ جدید در شکل ۵-۱۶ به تصویر کشیده شده است. در مقایسه با نتایج کارهای قبلی روی همین سیستم در [۱۹]، [۲۱]، [۲۴]، [۲۵]، [۹۰]، روش پیشنهادی نتایج دقیق‌تری را در مدت کوتاه‌تر ارائه می‌دهد. در ادامه، مدل دقیق سیستم ۳۹-شینه در نظر گرفته شده و همان مراحل قبل برای آن تکرار شده است. نتایج بدست آمده از حل TSC-OPF در جدول ۵-۴ آمده است. رفتار دینامیک سیستم پس از اعمال خطای ذکر شده در شکل ۵-۱۷ نشان داده شده است. توجه شود که هیچ میرایی برای ماشین‌ها در نظر گرفته نشده است.

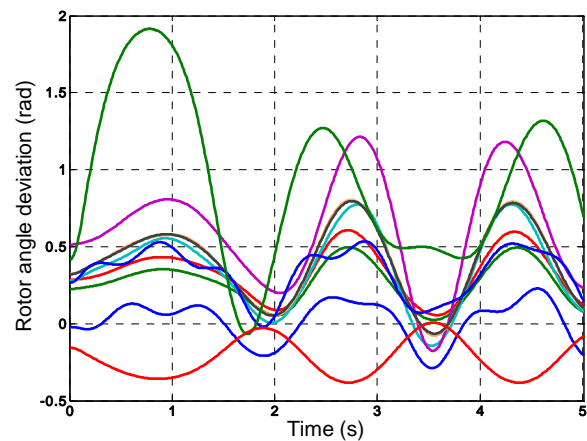




شکل ۵-۱۵ دیاگرام تک خطی سیستم ۳۹-شینه، ۱۰-ماشینه New England



شکل ۵-۱۷ زاویه روتورها برای سیستم ۳۹-شینه بر اساس دیسپاچ بدست آمده به روش اول با مدل دقیق.



شکل ۵-۱۶ زاویه روتورها برای سیستم ۳۹-شینه بر اساس دیسپاچ بدست آمده به روش اول با مدل کلاسیک.

جدول ۴-۵ پاسخ پخش بار بهینه برای سیستم ۳۹-شینه

$\theta$ (rad.)	V(p.u.)	Q(MVAr)	P(MW)	Bus	Case	Cost (\$/h)
-۰/۱۲	۱/۰۱۲	-۷۸/۱۴	۲۴۳/۹۷	۳۰	حالت اولیه	۶۱۵۳۸/۹۱
-۰/۱۷	۱/۰۸۷	۴۲۷/۴۸	۵۶۹/۷۲	۳۱		
-۰/۲۰	۱/۰۳۰	۱۹۴/۵۴	۶۴۵/۸۶	۳۲		
-۰/۲۳	۱/۰۱۵	۱۰۷/۰۱	۶۳۵/۱۲	۳۳		
-۰/۲۱	۱/۰۲۲	۱۳۷/۲۷	۵۱۲/۰۴	۳۴		
-۰/۲۶	۱/۰۶۲	۱۵۹/۹۵	۶۵۴/۷۴	۳۵		
-۰/۳۱	۱/۰۹۰	۱۱۶/۶۷	۵۶۲/۴۰	۳۶		
-۰/۲۱	۱/۰۴۶	۳۸/۹۷	۵۳۸/۰۱	۳۷		
-۰/۳۰	۱/۰۴۴	۱۸/۵۵	۸۳۴/۹۱	۳۸		
.	۱/۰۵۱	۴۸/۸۶	۹۸۱/۶۶	۳۹		
-۰/۱۱	۱/۰۱۵	-۷۳/۵۳	۲۴۸/۷۳	۳۰		
-۰/۱۷	۱/۰۸۷	۴۳۰/۱۷	۵۷۷/۸۴	۳۱		
-۰/۲۰	۱/۰۲۹	۱۹۱/۴۲	۶۵۴/۴۷	۳۲		
-۰/۲۳	۱/۰۱۶	۱۰۸/۲۶	۶۴۵	۳۳		
-۰/۲۱	۱/۰۲۲	۱۳۸/۶۹	۵۱۸/۸۲	۳۴		
-۰/۲۶	۱/۰۶۲	۱۶۳/۶۴	۶۶۴/۳۲	۳۵		
-۰/۳۱	۱/۰۹۰	۱۱۸/۱۰	۵۷۱/۳۷	۳۶		
-۰/۲۰	۱/۰۴۷	۴۲/۵۱	۵۴۷/۸۱	۳۷		
-۰/۲۵	۱/۰۳۸	-۱۰/۵۹	۷۵۲/۰۲	۳۸		
.	۱/۰۵۳	۴۷/۰۸	۹۹۵/۶۰	۳۹		
-۰/۱۱	۱/۰۱۵	-۷۴/۰۴	۲۴۹/۴۵	۳۰	مدل دقیق (TSC-OPF)	۶۱۵۹۷/۷۶
-۰/۱۷	۱/۰۸۷	۴۲۹/۵۱	۵۷۸/۳۶	۳۱		
-۰/۲۰	۱/۰۲۹	۱۹۱/۴۱	۶۵۴/۳۶	۳۲		
-۰/۲۳	۱/۰۱۵	۱۰۷/۴۹	۶۴۱/۷۶	۳۳		
-۰/۲۱	۱/۰۲۲	۱۳۸/۲۳	۵۱۷/۴۱	۳۴		
-۰/۲۶	۱/۰۶۲	۱۶۱/۴۴	۶۶۰/۷۳	۳۵		
-۰/۳۰	۱/۰۹۰	۱۱۷/۴۴	۵۶۸/۱۸	۳۶		
-۰/۲۰	۱/۰۴۷	۴۲/۱۴	۵۴۷/۷۰	۳۷		
-۰/۲۵	۱/۰۳۸	-۹/۸۶	۷۵۴/۶۲	۳۸		
.	۱/۰۵۳	۴۶/۴۵	۱۰۰۳/۲	۳۹		
-۰/۱۱	۱/۰۱۵	-۷۳/۷۹	۲۴۸/۴۹	۳۰		
-۰/۱۷	۱/۰۸۷	۴۳۰/۰۳	۵۷۷/۳۷	۳۱		
-۰/۲۰	۱/۰۲۹	۱۹۱/۶۰	۶۵۳/۹۸	۳۲		
-۰/۲۳	۱/۰۱۶	۱۰۸/۲۰	۶۴۴/۵۲	۳۳		
-۰/۲۱	۱/۰۲۲	۱۳۸/۶۲	۵۱۸/۴۷	۳۴		
-۰/۲۶	۱/۰۶۲	۱۶۳/۴۷	۶۶۳/۸۴	۳۵		
-۰/۳۱	۱/۰۹۰	۱۱۸/۰۳	۵۷۰/۹۳	۳۶		
-۰/۲۰	۱/۰۴۷	۴۲/۳۵	۵۴۷/۴۵	۳۷		
-۰/۲۵	۱/۰۳۸	-۹/۱۶	۷۵۶/۵۰	۳۸		
.	۱/۰۵۲	۴۷/۲۰	۹۹۴/۵۵	۳۹		

روش دوم نیز به این سیستم اعمال شده است و نتایج آن در جدول ۵-۴ آمده است. مانند سیستم ۹- روش شینه که در آن مدل دقیق سیستم سبب ناپایدارتر شدن آن می‌شد (به دلیل تنظیم نبودن پارامترهای سیستم‌های کنترل)، در اینجا نیز سیستم ناپایدارتر از حالت با مدل کلاسیک شده است. نتایج مدل دقیق با روش دوم مشابه روش اول است و مجدداً ذکر نمی‌شود. جدول ۵-۵ مقایسه‌ای از زمان‌های محاسبات روش-های پیشنهادی با روش‌های پیشین ارائه می‌دهد. روش‌های پیشنهادی کاهش قابل توجهی در زمان محاسبات ایجاد می‌کنند.

### ۵-۴- پخش بار بهینه احتمالاتی

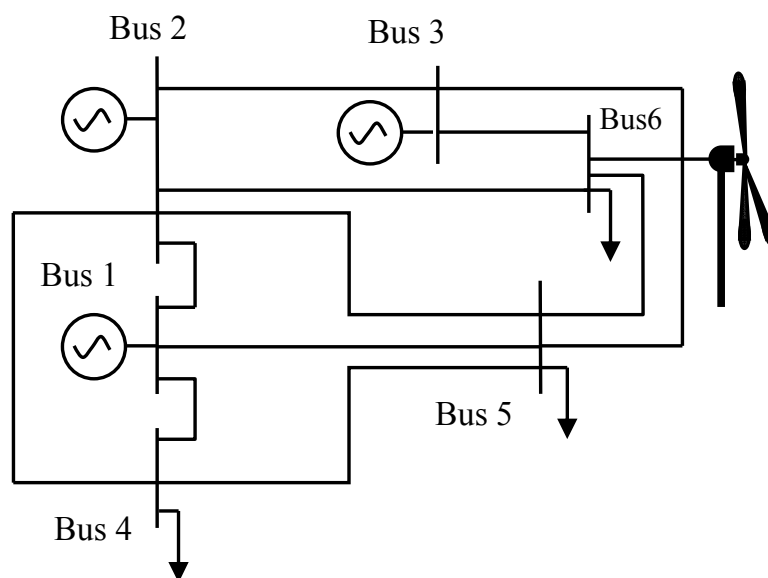
در این بخش، قصد بر این است که کاربرد روش‌های تخمین نقطه‌ای را برای حل مسئله پخش بار بهینه احتمالاتی نشان داده و مزایا و معایب آن نمایانده شود. برای این منظور سیستم ۶-بسه نشان داده شده در شکل ۵-۱۸ بکار گرفته شده است [۹۶]. اطلاعات این سیستم در پیوست آمده است. شین ۲ به عنوان مرجع انتخاب شده است. یک مزرعه بادی ۱۲۰ مگاواتی به شین ۶ متصل شده و روش MCS با ۱۰۰۰ نمونه برای تعیین ویژگی‌های آماری خروجی‌های پخش بار بهینه انجام شده است. دو حالت برای انجام پخش بار بهینه در نظر می‌گیریم. در حالت اول قیدی بر روی توان جاری در خطوط لحاظ نمی‌شود؛ اما در حالت دوم این قیدها منظور می‌شود. نتایج برای هر دو حالت در ادامه آورده شده است.

### ۵-۴-۱- حالت اول: بدون قید توان خطوط

در این بخش فرض می‌شود که قیدی بر روی توان خطوط وجود ندارد. برای بارها یک توزیع نرمال با واریانس ۰/۱ در نظر می‌گیریم. با استفاده از روش MCS و تخمین‌های نقطه‌ای، نتایج OPF با وجود نیروگاه بادی بدست آمده و در شکل‌های ۵-۱۹ تا ۵-۲۲ مقایسه شده است. از نرم افزار PSAT برای شبیه‌سازی‌ها استفاده گردید.

جدول ۵-۵ مقایسه زمان شبیه سازی TSC-OPF برای دو سیستم آزمون در GAMS

مدل	زمان محاسبه (ثانیه)			
	روش اول	روش دوم	مرجع [۱۹]	مرجع [۲۱]
کلاسیک	۰/۰۸۵	۰/۰۴۹	۱۱-۱۳	۱۵۵۷
دقیق	۰/۰۹۲	۰/۰۵	-	-



شکل ۵-۱۸ سیستم آزمون ۶-باسه

همانطور که مشاهده می‌شود، هر دو روش PEM نتایج قابل قبولی بخصوص در مورد میانگین متغیرها ارائه می‌دهند. برای مقایسه بهتر، مجموع خطاهای نسبی با در نظر گرفتن نتایج MSC به عنوان مرجع طبق رابطه زیر محاسبه شده و در جدول ۵-۶ گزارش شده است:

$$\varepsilon = \frac{|y_{PEM} - y_{MCS}|}{y_{MCS}} \times 100 \quad (5-56)$$

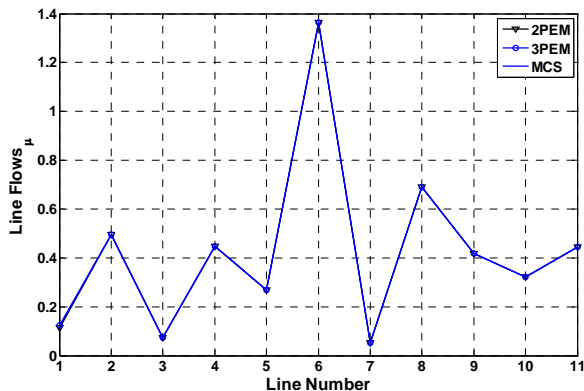
خطای نسبی برای پارامتر مربوط به هر باس/خط محاسبه شده و سپس برای کل باس‌ها/خطوط با هم جمع می‌شود تا اعداد جدول ۵-۶ ساخته شود. این مقادیر نشان می‌دهد که روش ۲PEM نتایج مشابه ۳PEM می‌دهد. در برخی موارد دقت دیگری برتری دارد و در موارد دیگر بلعکس.

### ۵-۴-۲- حالت دوم: با قید توان خطوط

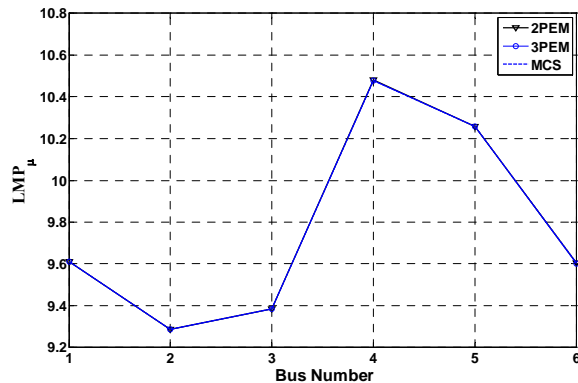
در این بخش محدودیت‌های توان خطوط لحاظ شده است. نتایج مانند بخش قبل در شکل‌های ۵-۲۳ تا ۵-۲۶ به تصویر درآمده است. شکل ۵-۲۷ توزیع فراوانی را برای توان جاری در برخی خطوط نشان می‌دهد. توجه شود که توان جاری در خطوط پراکندگی<sup>۱</sup> بسیار زیادی دارد و در برخی از خطوط احتمال رخداد

<sup>۱</sup> Skewness

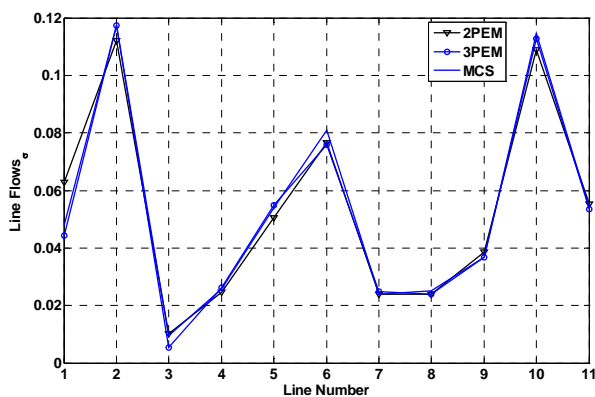
تراکم بالا است. جدول ۵-۶ مجموع خطاهای نسبی بدست آمده برای این حالت را نشان می‌دهد. چنانچه مشاهده شد، مجموع خطاهای نسبی برای حالت دوم شدیداً افزایش یافته است.



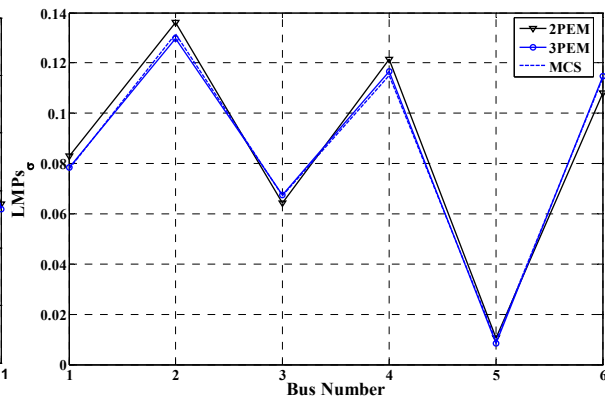
شکل ۲۰-۵ میانگین توان جاری در خطوط در حالت اول.



شکل ۱۹-۵ میانگین LMP ها در حالت اول.



شکل ۲۲-۵ واریانس توان جاری در خطوط در حالت اول.



شکل ۲۱-۵ واریانس LMP ها در حالت اول.

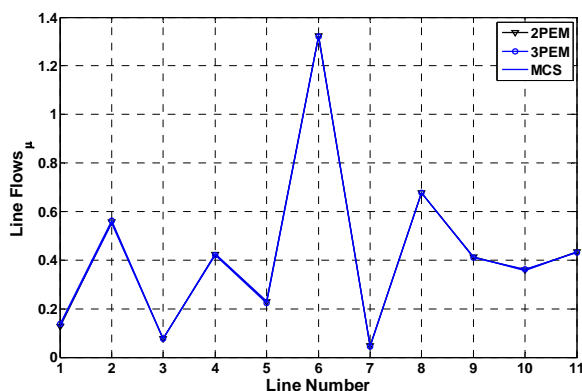
در مجموع، روش‌های تخمین نقطه‌ای برای مواقعی که سیستم خیلی غیرخطی باشد و خروجی‌ها دارای توزیع غیرنرمال با پراکندگی بالا باشند، مناسب نیستند و پاسخ بدست آمده از دقت کافی برخوردار نیست. این موضوع را می‌تواند با توجه به تقریب‌هایی که برای محاسبات PEM فرض شده است توجیه کرد. اگر  $Y = G(X)$  تابعی از  $X$  باشد که مشتقات مراتب بالاتر از ۲ آن نسبت به  $X$  برابر صفر باشد، آنگاه روش ۲PEM دقیق خواهد بود. به عنوان مثال میانگین  $Y$  چنین محاسبه می‌شود:

$$E(Y) = p_1 G(x_1) + p_2 G(x_2) + \sum_{j=4}^{\infty} \frac{1}{j!} G^{(j)} \Big|_{\mu_x} \times (\lambda_{x,j} - (p_1 \xi_1^j + p_2 \xi_2^j)) \sigma_x^j \quad (57-5)$$

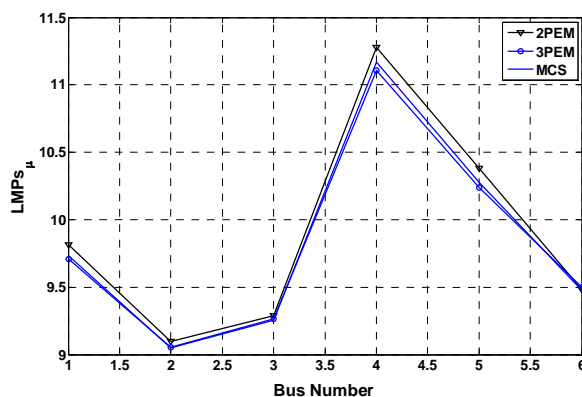
که در روش ۲PEM جملات به فرم مجموع حذف می‌شود، زیرا مشتقات مراتب بالاتر از ۲ صفر فرض شده است. اما اگر شرط بیان شده برآورده نشود، تضمینی برای دقت نتایج بدست آمده نداریم.

جدول ۶-۵ مقایسه روش‌های تخمین نقطه‌ای با نتایج MCS بر اساس مجموع خطای نسبی (رابطه ۵-۵۶) برای دو حالت مفروض

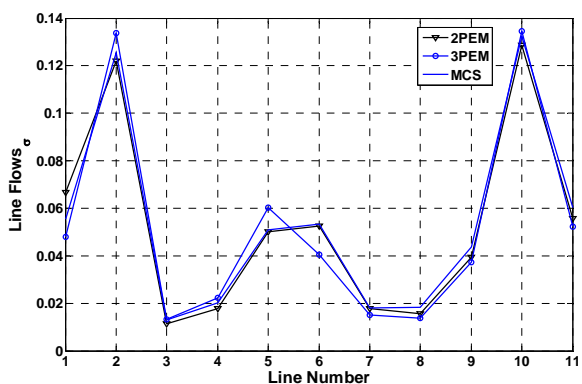
حالت اول		حالت دوم		
۲PEM	۳PEM	۲PEM	۳PEM	
۰/۰۰۹۵	۰/۰۱۱۷	۰/۰۸۳۵	۰/۲۰۴۸	$\mu$ اندازه ولتاژها
۲۵/۲۶۸۹	۱۶/۲۴۵۹	۲۶/۴۷	۸۳/۶۵۶۸	$\sigma$
۱/۴۰۸۲	۱/۹۱۴	۳/۷۹۳۱	۱۱/۷۶۴۱	$\mu$ زاویه ولتاژها
۹/۱۶۵۶	۱۷/۶۶۴۵	۲۰/۹۷۶۹	۶۴/۸۷۶۲	$\sigma$
۸/۴۲۱۸	۳/۹۳۳۱	۱۲/۷۱۴۵	۱۹/۶۰۹۸	$\mu$ توان خطوط
۷۷/۱۱۸۷	۶۹/۹۲۵۹	۸۷/۴۰۳۱	۱۴۲/۷۴۷۶	$\sigma$
۰/۰۱۱۲	۰/۰۲۸۳	۳/۷۲۹	۱/۶۸۱	$\mu$ LMP
۳۶/۴۲۲۶	۱۴/۱۹۹۹	۱۹۸/۳۳۰۸	۱۹۰/۵۴۴	$\sigma$



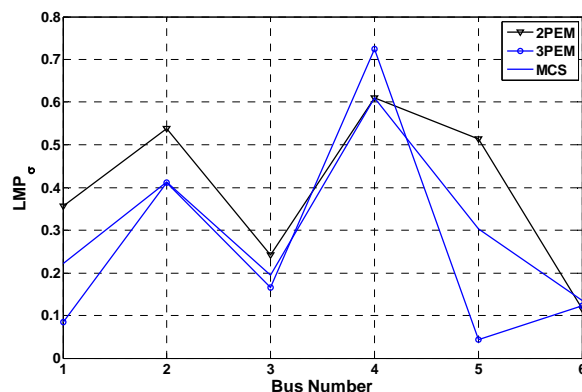
شکل ۲۴-۵ میانگین توان جاری در خطوط در حالت دوم.



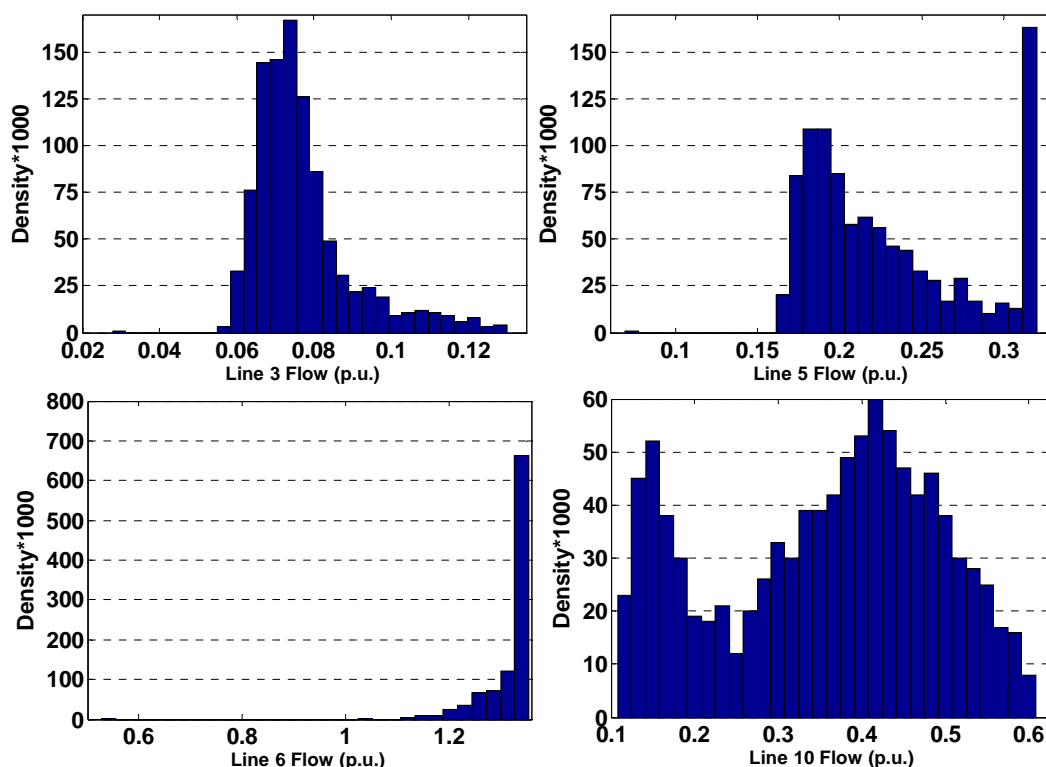
شکل ۲۳-۵ میانگین LMPها در حالت دوم.



شکل ۲۶-۵ واریانس توان جاری در خطوط در حالت دوم.



شکل ۲۵-۵ واریانس LMPها در حالت دوم.



شکل ۵-۲۷ توزیع توان عبوری از چند خط انتخابی در سیستم آزمون به ازای ۱۰۰۰ نمونه.

## ۵-۵ نتیجه گیری

یک روش جامع برای پیدا کردن مرز پایداری گذرا در این فصل پیشنهاد شد که برای قرار دادن در مسئله OPF مناسب می‌باشد. دو روش برای این منظور معرفی شدند و بر روی دو سیستم آزمون مورد ارزیابی قرار گرفتند. روش‌های کاهش مرتبه برای سیستم‌های بزرگ موجود است که برای اعمال روش پیشنهادی مناسب باشد، مانند گروه کردن ماشین‌های نزدیک با رفتار مشابه. این کار اعمال روش حاضر را به سیستم‌های واقعی ممکن می‌کند. تغییرات بار در طول روز نیز می‌تواند با فراهم کردن ۲۴ مجموعه برای پایداری سیستم در ۲۴ ساعت روز پوشش داده شود. نوآوری‌های این فصل در زیر خلاصه است:

- روشی جامع برای تعیین مرز پایداری گذرای سیستم ارائه شد
- روش‌های کاهش زمان لازم برای برنامه تحلیل پایداری گذرا معرفی و اعمال شد
- یک رابطه ریاضی پیوسته و قابل مشتق‌گیری برای مرز پایداری توسط شبکه عصبی بدست آمد

- مسئله OPF و TSA به صورت جداگانه تحلیل شدند و این کار امکان استفاده از مدل کامل سیستم را در تحلیل پایداری امکان پذیر می‌کند
  - مفهوم ماشین‌های بحرانی و غیربحرانی برای کاهش فضای جستجو بکار گرفته شد
  - زمان شبیه‌سازی برای TSC-OPF نسبت به کارها و روش‌های قبلی کاهش داده شد
- در این فصل روش احتمالاتی برای مطالعات سیستم با حضور نیروگاه بادی معرفی شد. روش‌های تخمین نقطه‌ای برای کاهش حجم محاسبات بکار رفتند و مزایا و معایب آن‌ها مورد بررسی و مقایسه قرار گرفت. نشان داده شد که روش‌های تخمین نقطه‌ای در حالتی که توزیع خروجی مسئله نزدیک به نرمال باشد، مناسب هستند. در مواقعی که نتوان از روش‌های تخمین نقطه‌ای بهره برد، می‌تواند از روش‌های تجمعی<sup>۱</sup> بعنوان جایگزین مناسبی برای PEM استفاده کرد که بعنوان پیشنهاد برای کارهای آینده خواهد آمد.

---

<sup>۱</sup> Cumulant



# فصل ششم

حداکثر ظرفیت قابل نصب

نیروگاه بادی در شبکه

## ۶-۱- خلاصه

در این فصل با در نظر گرفتن قیدهایی برای پایداری گذرای سیستم، سقفی برای ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی در شبکه به روش احتمالاتی تعیین می‌کنیم. اثر دیسپاچینگ واحدها بر این پایداری در نظر گرفته شده است. جهت بررسی پایداری فرکانس، از مدل‌های ساده شده و با دقت کافی برای کاربردهای روی خط استفاده شده است. مسئله کاهش اینرسی سیستم به خوبی نمایان شده و اثرات دو نوع توربین بادی بر پایداری فرکانس سیستم بررسی شده است.

## ۶-۲- حداکثر ظرفیت قابل نصب از دیدگاه پایداری گذرا

در این بخش، نیروگاه بادی به عنوان یک بار منفی یا مولد فاقد اینرسی مدل می‌شود. این موضوع در مورد مولدهای از نوع DFIG و PMSG که مشارکت چندانی در پاسخ اینرسی سیستم ندارند می‌تواند به عنوان یک تقریب مناسب باشد. بعلاوه، این بدترین وضعیت است و لذا انتظار می‌رود که با این فرض بدبینانه در واقعیت مشکلی پیش نیاید. دو حالت می‌توان برای رفتار نیروگاه بادی حین رخ داد خطا در سیستم فرض کرد. در حالت اول نیروگاه بادی در طول رخداد خطا به شبکه متصل می‌ماند. اما در حالت دوم، مزرعه بادی چند سیکل پس از شروع خطا توسط سیستم حفاظتی آن از شبکه جدا می‌شود. این حالت معادل این است که یک بار بزرگ نیز در حین رخداد خطا وارد مدار شود. خروج واحد تولیدی (ورود بار) در حین خطا علاوه بر جلوگیری از ناپایداری واحد بادی باعث بهبود پایداری گذرا نیز می‌شود، زیرا از افزایش زاویه روتورها جلوگیری می‌کند و میرایی نوسانات را افزایش می‌دهد. لذا تنها حالت اول بررسی شده است.

شبه سازی‌ها بر روی سیستم ۹-شینه که در فصل قبل معرفی شد، انجام می‌گیرد. یک نیروگاه بادی در شین ۵ این سیستم نصب شده است که توان نامی آن طی پله‌هایی افزایش داده می‌شود. برای منظور کردن کاهش حضور ژنراتورهای سنکرون در اثر افزایش ظرفیت نیروگاه بادی در بار ثابت، فرض می‌شود که واحدهای تولیدی در باس‌های ۲ و ۳ از چندین واحد سنکرون کوچک به ظرفیت  $P_d$  مگاوات تشکیل شده که با ورود هر پله از نیروگاه بادی به مدار، یکی از این واحدهای کوچک از مدار خارج می‌شود. به این ترتیب ظرفیت نیروگاه و اینرسی آن در پله  $i$  ام به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$P_{nw}^i = P_d^i \quad (1-6)$$

$$P_{ns}^i = P_{ns}^0 - P_{nw}^i \quad (2-6)$$

$$H_s^i = H_s^0 \left(1 - \frac{P_{nw}^i}{P_{ns}^0}\right) \quad (3-6)$$

در این رابطه  $H$  اینرسی ماشین،  $P_n$  توان نامی واحد، و اندیس‌های  $i$ ،  $0$ ،  $w$  و  $s$  به ترتیب نشان دهنده پله افزایش توان، حالت اولیه، نیروگاه بادی و ماشین سنکرون هستند. به این روش، مسئله کاهش اینرسی در سیستم را می‌توان مدل کرد.

برای بررسی پایداری گذرای سیستم از دید احتمالاتی، روش مرحله به مرحله زیر پیشنهاد شده است:

- ۱- بدترین خطای ممکن برای سیستم شناسایی شود
- ۲- پارامترهای مناسب برای سرعت باد با توزیع Weibull در نظر گرفته شود
- ۳- واحدی که در برنامه UC قرار است با افزایش تولید واحد بادی از مدار خارج شود تعیین گردد (معمولا گران‌ترین واحد)
- ۴- پله اول نیروگاه بادی به عنوان بار منفی وارد مدار شده و متناسب با آن از ظرفیت و اینرسی واحد تعیین شده در گام ۳ کاسته شود
- ۵- با توجه با توزیع سرعت باد و تعداد نمونه‌های مفروض، توزیع خروجی واحد بادی تعیین و برنامه پخش بار بهینه برای محاسبه توزیع تولید سایر واحدها اجرا شود
- ۶- برای هر نمونه از تولید واحدها، برنامه تحلیل پایداری گذرا به ازای بدترین خطا اجرا و حداکثر تغییرات نسبی زاویه روتور ماشین‌های سنکرون ثبت شود
- ۷- اگر ظرفیت نیروگاه بادی برابر ظرفیت واحدی است که در گام ۳ تعیین شد، برو به گام ۸؛ در غیر این صورت، ظرفیت را یک پله افزایش داده و به گام ۵ برو
- ۸- توزیع حداکثر تغییرات نسبی زاویه روتور ماشین‌های سنکرون تعیین و توزیع تجمعی آن برای تعیین پایداری محاسبه گردد
- ۹- با توجه به نیازمندی‌ها و محدودیت‌های تعریف شده توسط بهره بردار، حداکثر ظرفیت قابل نصب اعلام گردد

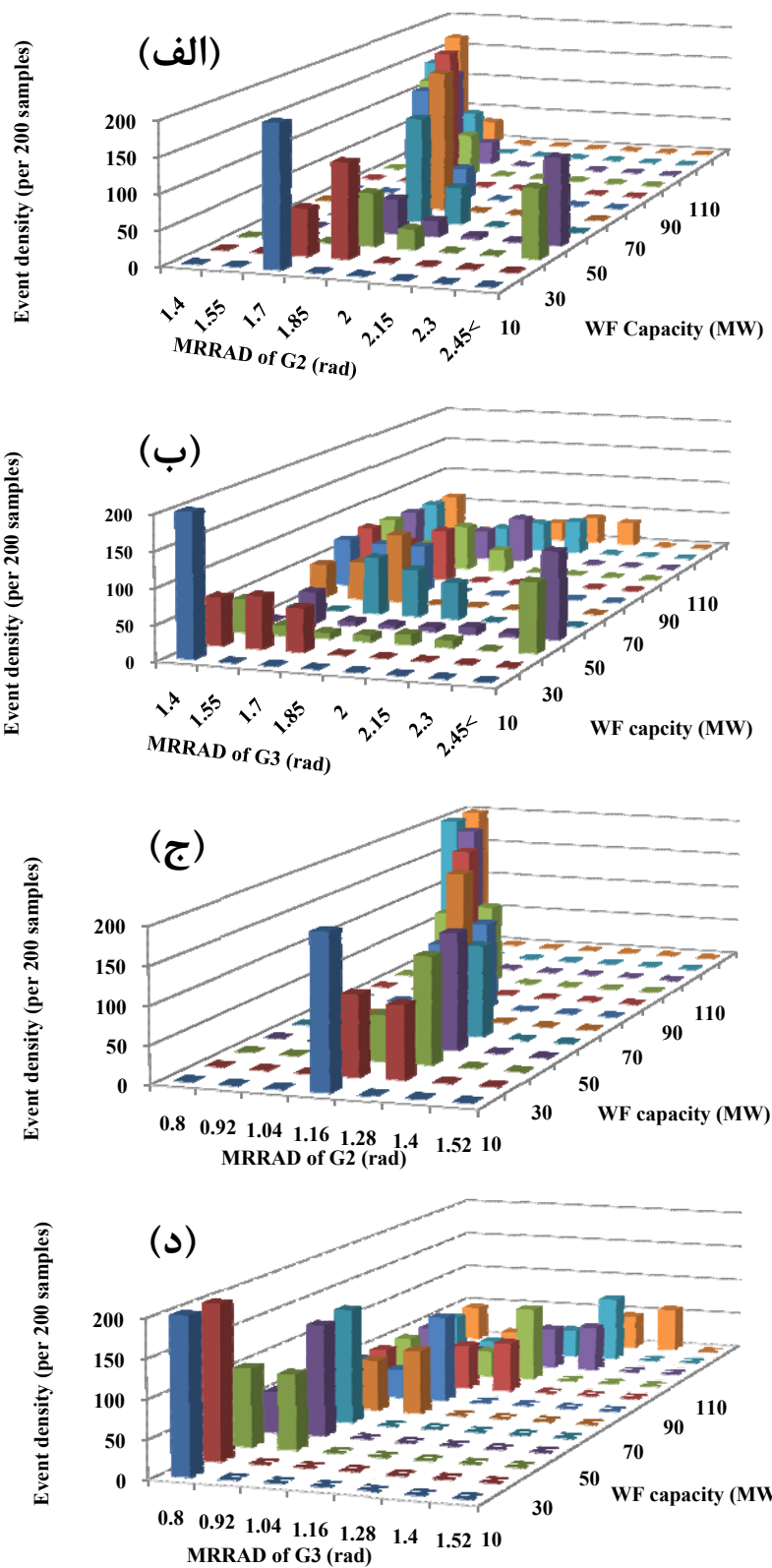
خطای بحرانی برای سیستم آزمون مورد نظر یک خطای سه فار در شین ۷ است که با باز شدن خط ۵-۷ برطرف می‌شود. دو حالت مفروض است:

- ۱- افزایش ظرفیت نیروگاه بادی با کاهش ظرفیت واحد ۲ جبران می‌شود
  - ۲- افزایش ظرفیت نیروگاه بادی با کاهش ظرفیت واحد ۳ جبران می‌شود
- این حالت‌ها به تفصیل در بخش‌های زیر بررسی شده‌اند.

### ۶-۲-۱- کاهش ظرفیت واحد ۲ با افزایش ظرفیت واحد بادی

در این حالت فرض می‌شود که ظرفیت واحد ۲، ۱۵۰ مگاوات بوده و از واحدهای ۱۰ مگاوات تشکیل شده است. طی ۱۲ پله ظرفیت بادی افزایش و ظرفیت واحد ۲ کاهش داده می‌شود. کل بار سیستم ۳۱۵ مگاوات و ۱۱۵ مگاوار است. ابتدا زمان خطا را برابر ۲۷۰ میلی ثانیه در نظر می‌گیریم. شکل‌های ۶-۱(الف) و ۶-۱(ب) به ترتیب توزیع حداکثر انحراف نسبی زاویه روتورهای ماشین‌های ۲ و ۳ را نشان می‌دهند. همانگونه که مشاهده می‌شود، در ظرفیت ۳۰ و ۴۰ مگاوات واحد بادی احتمال بروز ناپایداری غیر صفر است و در سایر ظرفیت‌ها صفر است. چنین می‌توان برداشت کرد که با کاهش اینرسی و ظرفیت ماشین ۲، کاهش بار در باس ۵ (افزایش تولید بادی) و ثابت ماندن سایر پارامترهای سیستم، اجرای پخش بار بهینه نتایجی برای تولید واحدها پیشنهاد می‌دهد که در برخی ظرفیت‌ها سیستم را ورای مرز پایداری گذرا می‌برد. اینطور نیست که همواره افزایش ظرفیت بادی و کاهش ظرفیت سنکرون سبب افزایش احتمال ناپایداری شود، بلکه ممکن است تنها در برخی سطوح نفوذ نیروگاه بادی احتمال ناپایداری سیستم پدید آید.

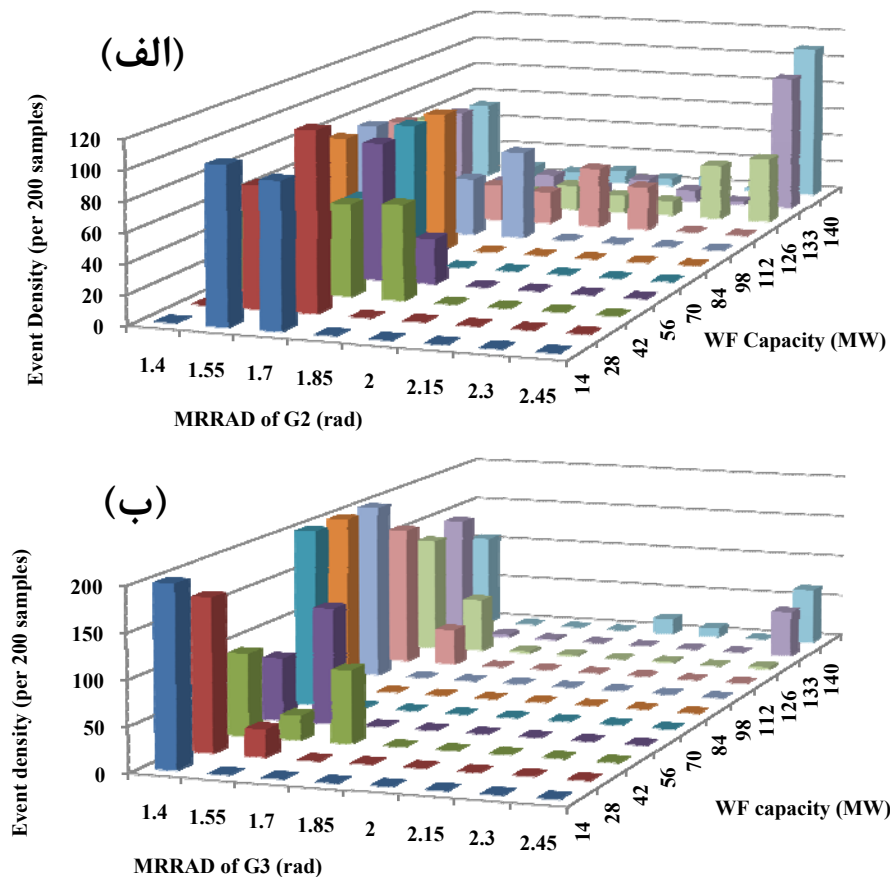
در مرحله بعد زمان رفع خطا را به ۲۰۰ میلی ثانیه کاهش می‌دهیم و نتایج را مجدداً بدست می‌آوریم. شکل‌های ۶-۱(ج) و ۶-۱(د) به ترتیب توزیع حداکثر انحراف نسبی زاویه روتورهای ماشین‌های ۲ و ۳ را نشان می‌دهند. احتمال رخداد ناپایداری در این حالت در تمامی ظرفیت‌ها به صفر رسیده است. لذا ناپایداری گذرا به شدت به زمان رفع خطا، محل خطا و نوع آن بستگی دارد که زمان مناسب برای رفع خطا با توجه به تنظیمات رله‌ها و تاخیرهای مربوطه قابل محاسبه است.



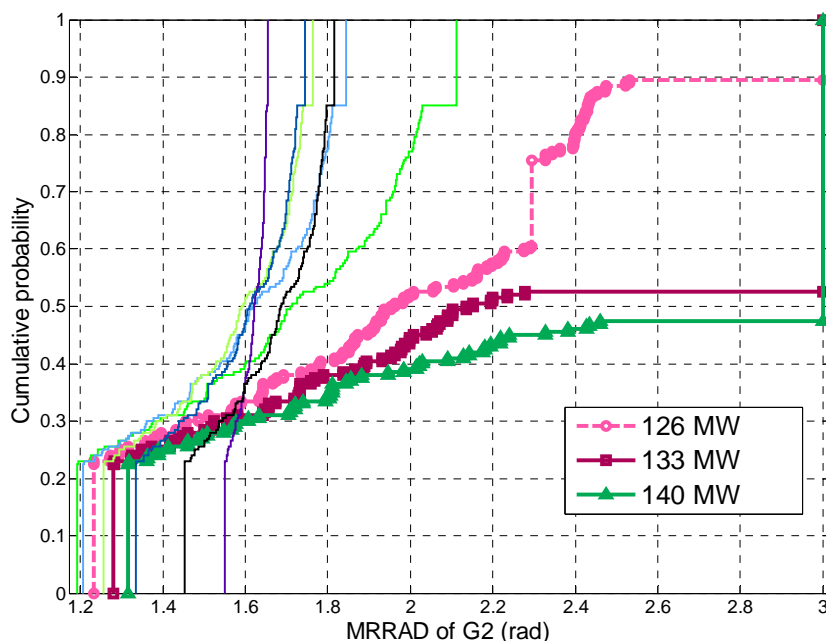
شکل ۱-۶ توزیع MRRAD بر حسب افزایش ظرفیت نیروگاه بادی (حالت اول): الف و ب: زمان خطا = ۲۷۰ms؛ ج و د: زمان خطا = ۲۰۰ms

### کاهش ظرفیت واحد ۳ با افزایش ظرفیت واحد بادی -۲-۲-۶

واحد ۳ یک واحد ۱۵۴ مگاواتی است که از واحدهای ۷ مگاواتی تشکیل شده است. طی ۲۰ پله ظرفیت بادی افزایش و ظرفیت واحد ۲ کاهش داده می‌شود. همان خطای قبلی با زمان ۲۷۰ میلی ثانیه به سیستم اعمال می‌شود که نتایج آن در شکل‌های ۲-۶(الف) و (ب) نشان داده شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود از ۱۲۶ مگاوات به بالا احتمال بروز ناپایداری غیرصفر است. برای مشاهده بهتر این احتمالات، تابع توزیع تجمعی مربوط به همین شکل در شکل ۲-۶ برای ژنراتور ۲ نشان داده شده است.



شکل ۲-۶ توزیع MRRAD بر حسب افزایش ظرفیت نیروگاه بادی (حالت دوم): الف و ب: زمان خطا = ۲۷۰ ms؛



شکل ۳-۶ چگالی تجمعی احتمال (CDF) برای MRRAD مربوط به ژنراتور ۲ بر حسب افزایش ظرفیت نیروگاه بادی

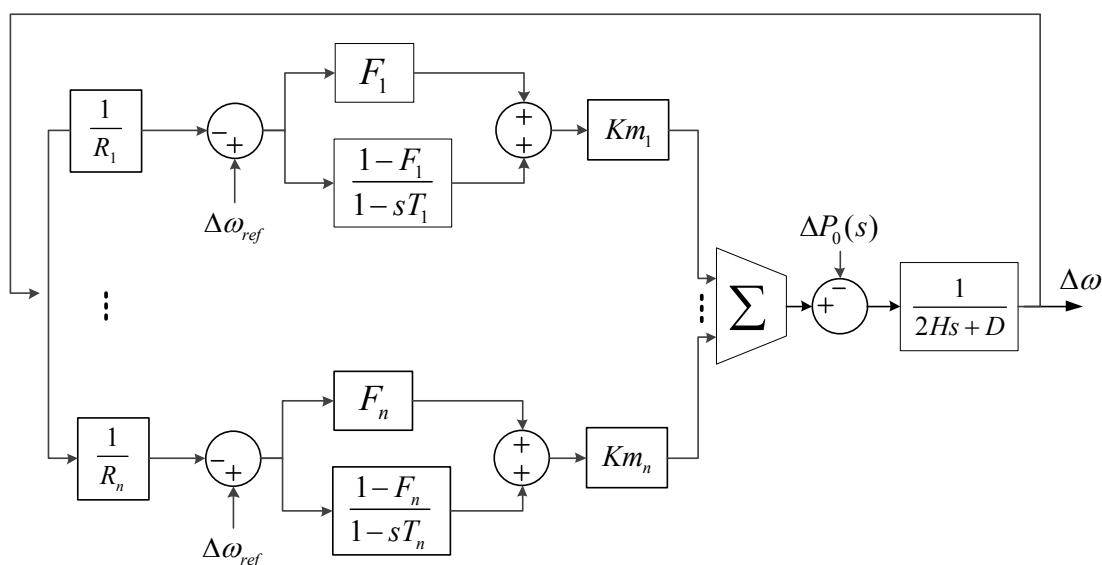
همانگونه که در شکل ۳-۶ مشاهده می‌شود، در ۱۲۶ مگاوات احتمال بروز ناپایداری ۱۰٪ و در ۱۳۳ مگاوات ۴۷٪ است. با کاهش زمان خطا به ۲۰۰ میلی ثانیه، احتمال بروز ناپایداری در کلیه سطوح نفوذ نیروگاه بادی به صفر می‌رسد که نتایج آن آورده نمی‌شود.

برای حل مشکلات ناشی از افزایش ظرفیت نیروگاه بادی و احتمال بروز ناپایداری گذرا در سیستم، راه حل مناسب مورد نیاز است. از یک منظر تجهیز خود نیروگاه بادی به ادواتی که بتواند در بهبود پایداری مشارکت داشته باشد راه حل مناسبی است. از منظر مدیریت شبکه، اجرای مسئله OPF و UC با توجه به قید پایداری گذرا می‌تواند راه گشا باشد. در همین راستا، خارج کردن واحدها چنان صورت می‌پذیرد که علاوه بر آنکه واحدهای گران در اولویت خروج قرار می‌گیرند، واحدهایی که خروج آن‌ها سبب افزایش احتمال ناپایداری در سیستم می‌شود از لیست واحدهای کاندید برای خروج کنار گذاشته می‌شوند. به این ترتیب می‌توان ظرفیت قابل نصب بادی را به طور چشم‌گیری افزایش داد.

### ۳-۶- حداکثر ظرفیت قابل نصب از دیدگاه پایداری فرکانس

#### ۱-۳-۶- روش سریع یافتن پاسخ فرکانسی سیستم قدرت

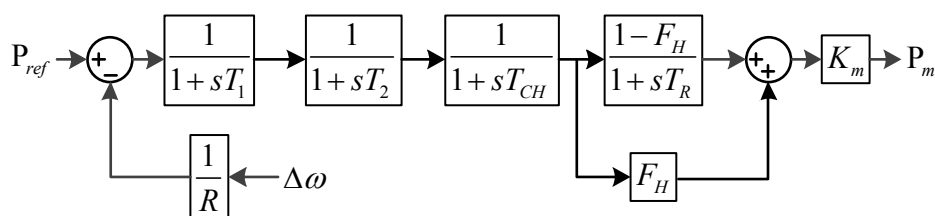
در اثر کاهش اینرسی کل سیستم، پاسخ اینرسی سیستم تضعیف می‌شود؛ به این معنا که پس از اتصال بار بزرگ به شبکه یا جدا شدن واحد تولیدی بزرگ، افت اولیه فرکانس بیش از حد قابل قبول می‌شود. برای بررسی سریع و با دقت مناسب این موضوع جهت کاربردهای روی خط، روش پاسخ فرکانسی در [۹۹] معرفی شد و در [۱۰۰]، [۱۰۱] و [۱۰۲] پرورش داده شد. در این روش حالات گذرا بین ماشین‌های سیستم نادیده گرفته می‌شود و تنها سیستم کنترل سرعت و توربین و گاورنر با یک مدل ساده در نظر گرفته می‌شود. این مدل ساده در شکل ۴-۶ نشان داده شده است. در این شکل  $H$  اینرسی سیستم،  $D$  ضریب میرایی ژنراتورها و بارها،  $R$  و  $F$  و  $T$  پارامترهای مربوط به گاورنرهای واحدها،  $\Delta\omega$  تغییرات سرعت و  $\Delta P(s)$  تغییر ناگهانی در تولید یا بار سیستم است. مدل توربین گرمایش مجدد<sup>۱</sup> که از روی آن مدل ساده شده بدست آمده، در شکل ۵-۶ نشان داده شده است. تمام مقادیر در این شکل‌ها یکایی شده هستند.



شکل ۴-۶ مدل ساده شده پاسخ فرکانسی سیستم کنترل سرعت شبکه قدرت با نیروگاه‌های حرارتی

<sup>۱</sup> Re-heat





شکل ۵-۶ مدل کلی توربین حرارتی با قابلیت گرمایش مجدد و کنترل کننده سرعت

### ۶-۳-۲- نتایج اعمال روش پاسخ فرکانسی در خروج بار بزرگ

افزایش ظرفیت نیروگاه بادی سبب خروج برخی واحدهای سنکرون در شبکه می‌شود. عدم توانایی واحد بادی در ایجاد پاسخ فرکانسی سبب می‌شود که افت فرکانس سیستم در هنگام خروج واحد بزرگ یا اتصال بار بزرگ به شبکه بیش از حد مجاز بشود. برای نشان دادن این موضوع، همان سیستم ۹-شینه که در بخش قبل استفاده شد بکار گرفته می‌شود. پارامترهای مفروض برای هر ماشین در جدول ۶-۱ آمده است. اینرسی سیستم مشابه بخش قبل با افزایش ظرفیت نیروگاه بادی کاهش می‌یابد. چون مقدار اینرسی تنها به ظرفیت نیروگاه بادی بستگی دارد و خروجی آن در این زمینه بی‌تاثیر است، مطالعات احتمالاتی در این زمینه کاربردی ندارد. نیروگاه بادی به عنوان یک بار منفی مدل می‌شود طوری که هیچ مشارکتی در پاسخ اینرسی سیستم ندارد. برای نشان دادن مشکلات احتمالی، پارامترهای جدید داده شده در جدول ۶-۱ را با فرض پله‌های ۴۰ مگاواتی برای نیروگاه بادی و خروج واحدهای معادل در نیروگاه متصل به شین ۳ (که گران‌ترین واحد است و طبق UC، با فرض یکسان بودن سایر پارامترهای ماشین‌ها که در UC موثر هستند، زودتر از همه خارج می‌شود) به کار می‌گیریم. پارامترهای معادل سیستم چنین بدست می‌آیند:

$$H_T = \frac{\sum_{i=1}^n S_i H_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad D_T = \frac{\sum_{i=1}^n S_i D_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (۴-۶)$$

اما در مسئله حاضر با وجود نیروگاه بادی داریم:

$$H_T^k = \frac{\sum_{i=1}^2 S_i H_i + (S_3 - 40k) \left(1 - \frac{40k}{S_3}\right) H_3}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad D_T^k = \frac{\sum_{i=1}^2 S_i D_i + (S_3 - 40k) \left(1 - \frac{40k}{S_3}\right) D_3}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad k = 1, \dots, 5 \quad (۶-۶)$$

که در آن  $k$  تعداد پله وارد شده از نیروگاه بادی است.

با فرض اضافه شدن باری معادل  $0/2$  کل ظرفیت نامی سیستم، پاسخ فرکانسی آن برای ۵ پله ۴۰ مگاواتی افزایش ظرفیت بادی در شکل ۶-۶ نشان داده شده است. مقادیر حداقل فرکانس (حداکثر افت فرکانس) نیز بر حسب ظرفیت نیروگاه بادی در همان شکل نشان داده شده است. مدل کامل سیستم نیز نتایج مشابهی را تولید می‌کند که پیش از این نیز در مراجع [۹۹] و [۱۰۰] نشان داده شده بود و در اینجا مجدداً ذکر نمی‌شود. چنانچه دیده می‌شود، افزایش ظرفیت نیروگاه بادی افت فرکانس را افزایش می‌دهد. به این ترتیب با توجه به حداکثر افت فرکانس قابل تحمل در سیستم می‌توان حداکثر ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی را در هر ناحیه از سیستم تعیین کرد.

### ۳-۳-۶ نتایج اعمال مدل کامل سیستم در خروج واحد تولیدی بزرگ

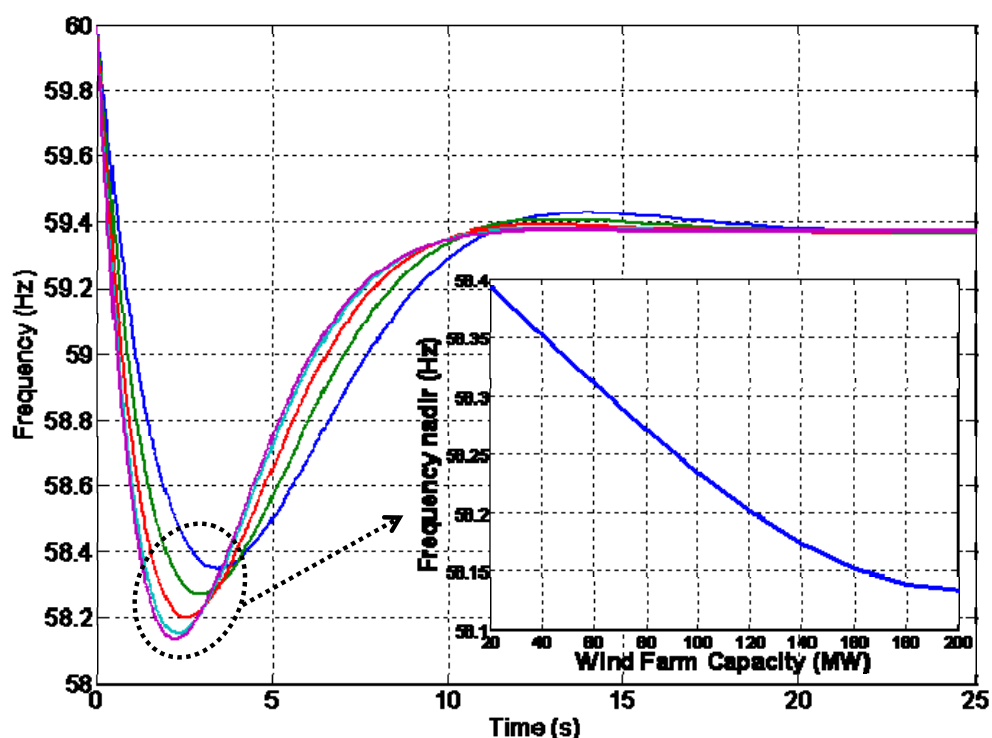
در بخش قبل مدل ساده شده سیستم برای کاربردهای روی خط که به سرعت بالا نیاز دارند معرفی شد. در این بخش مدل کامل سیستم برای بررسی تغییرات فرکانس سیستم در اثر خروج یک واحد تولیدی در نظر گرفته شده است. مدل درجه ۴ برای ماشین‌های سنکرون، IEEE Type I برای سیستم تحریک و گاورنر نشان داده شده در پیوست بکار گرفته شده‌اند. برای نیروگاه بادی از مدل DFIG و SCIG در نرم افزار PSAT استفاده شده است که نحوه مدل سازی آن در راهنمای نرم افزار موجود است. پارامترهای مورد نیاز برای سیستم ۹-باسه در [۹۵] آورده شده است و پارامترهای مربوط به گاورنرها در جدول ۶-۲ داده شده است. مقایسه‌ای میان روش مدل کردن با بار منفی، ژنراتور القایی دوسو تغذیه و ژنراتور القایی قفس سنجایی در ادامه خواهد آمد.

جدول ۱-۶ پارامترهای مورد استفاده برای تعیین سریع پاسخ فرکانسی سیستم آزمون

Gen. No.	$S(MVA)$	$H(s)$	$D$	$T(s)$	$F$	$Km$	$R$
۱	۱۲۰	۶	۰/۲	۱۰	۰/۳	۰/۲۷	۰/۰۴
۲	۱۰۰	۴	۰/۳	۱۶	۰/۱۵	۰/۱۱	۰/۰۴
۳	۲۰۰	۸	۰/۱	۱۲	۰/۲	۰/۱۹	۰/۰۲

جدول ۲-۶ پارامترهای مورد استفاده برای بررسی پایداری فرکانس سیستم آزمون با مدل کامل

Gen. No.	$S(MVA)$	$H(s)$	$\omega_{ref}$	$T_s$	$T_1$	$T_2$	$T_r$	$T_\epsilon$	$T_{max}$	$T_{min}$	$R$
۱	۲۵۰	۲۳/۶۴	۱	۱۶	۰/۲۵	۰/۲	۰/۱۵	۰/۲	۱/۳	۰	۰/۰۴
۲	۱۵۰	۶/۴	۱	۱۲	۰/۲۵	۰/۲	۰/۲	۰/۲	۱/۲	۰	۰/۰۲
۳	۱۰۰	۳/۰۱	۱	۱۰	۰/۲۵	۰/۲	۰/۳	۰/۲	۱/۲	۰	۰/۰۴



شکل ۶-۱۱ پاسخ فرکانسی سیستم و حداقل افت فرکانس برای افزایش ظرفیت نیروگاه بادی از ۴۰ تا ۲۰۰ مگاوات.

واحد شماره ۳ که یک واحد با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات و اینرسی ۳/۰۱ ثانیه است ناگهان از شبکه جدا می‌شود و سایر مولدها باید فرکانس سیستم را تثبیت کنند. واحد بادی با پله‌های ۱۰ مگاوات و تا سقف ۱۰۰ مگاوات وارد مدار می‌شود و به همان نسبت از ظرفیت و اینرسی واحد ۲ یا واحد ۱ کاسته می‌شود. پخش بار اولیه برای سیستم چنین انجام شده است: واحد ۱: ۲۳۷ مگاوات، واحد ۲: ۱۴۰ مگاوات، واحد ۳: ۳۵ مگاوات.

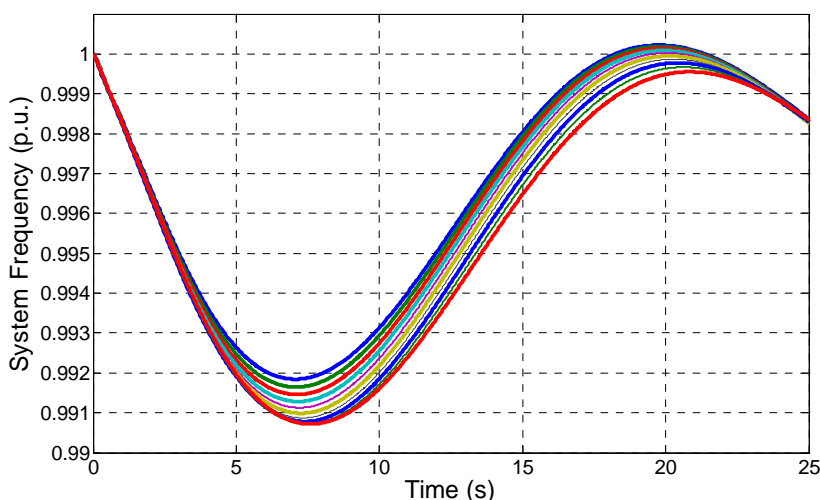
### ۶-۳-۳-۱- واحد بادی به صورت بار منفی

شکل ۶-۸ فرکانس سیستم را پس از خروج واحد ۳ در حالی که نیروگاه بادی به صورت بار منفی مدل شده است نشان می‌دهد. در این شکل واحد ۲ به ازای افزایش ظرفیت بادی به صورت پله‌ای از مدار خارج می‌شود. در شکل ۶-۹ همان شبیه سازی‌ها با خروج پله‌های واحد ۱ انجام شده است. واحد ۱ با اینرسی بسیار زیاد نماینده بخش بزرگی از شبکه به صورت معادل است. در حالت اول افت فرکانس در بیشترین ظرفیت بادی ۵۹/۴۴ هرتز و در ۷/۶۳ ثانیه رخ می‌دهد، در حالی که در حالت دوم این مقادیر به ۵۹/۰۵

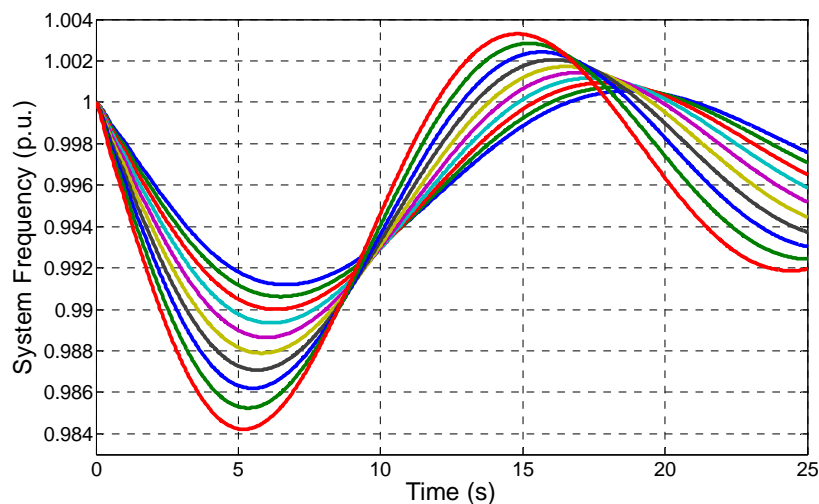
هرتز و  $5/16$  ثانیه تبدیل می‌شود. افزایش افت فرکانس و سرعت افت آن نشان می‌دهد که کاهش اینرسی معادل از واحد ۱ نسبت به مقدار مشابه از واحد ۲ تاثیر بیشتری بر افت فرکانس سیستم می‌گذارد.

### ۲-۳-۳-۶ - واحد بادی از نوع DFIG ساده شده

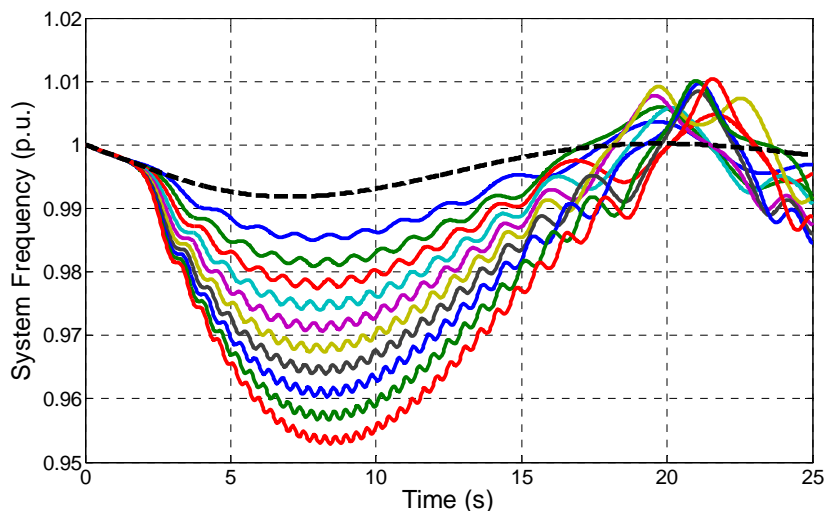
شکل ۶-۱۰ فرکانس سیستم را پس از خروج واحد ۳ به ازای کاهش پله‌ای ظرفیت واحد ۲ نشان می‌دهد. ظرفیت نیروگاه بادی از صفر تا ۱۰۰ مگاوات تغییر می‌کند. خط چین مربوط به زمانی است که نیروگاه بادی حضور ندارد. همانگونه که مشاهده می‌شود، با ورود نیروگاه بادی به سیستم نوساناتی با فرکانس بالاتر از  $0/04$  هرتز (که تقریباً برابر فرکانس نوسانات فرکانس سیستم است) بر روی فرکانس سیستم سوار می‌شود که ناشی از نوسانات توان نیروگاه بادی است. افت فرکانس از  $59/4$  هرتز به ازای تولید صفر تا  $57/18$  هرتز به ازای تولید ۱۰۰ مگاوات کاهش می‌یابد. کاهش اینرسی سیستم تاثیر بسیار زیادی بر افت فرکانس دارد و خروج یک واحد نیز خود سبب کاهش اینرسی شدید در سیستم شده است. در شکل ۶-۱۱ شبیه‌سازی‌ها برای کاهش پله‌های اینرسی از واحد ۱ تکرار می‌شود. افت فرکانس در ظرفیت بادی ۱۰۰ مگاوات تا  $56/85$  هرتز و در لحظه  $6/31$  ثانیه رخ می‌دهد که نسبت به حالت قبل ( $57/18$  هرتز در  $8/46$  ثانیه) شدیدتر است. در مقایسه با قسمت قبل که بار منفی به جای واحد بادی قرار گرفته بود، افت فرکانس شدت بیشتری دارد. این امر نشان می‌دهد که نیروگاه بادی سبب تشدید افت فرکانس شده و لذا مدل بار منفی نمی‌تواند برای این نوع واحد بادی کاربرد داشته باشد.



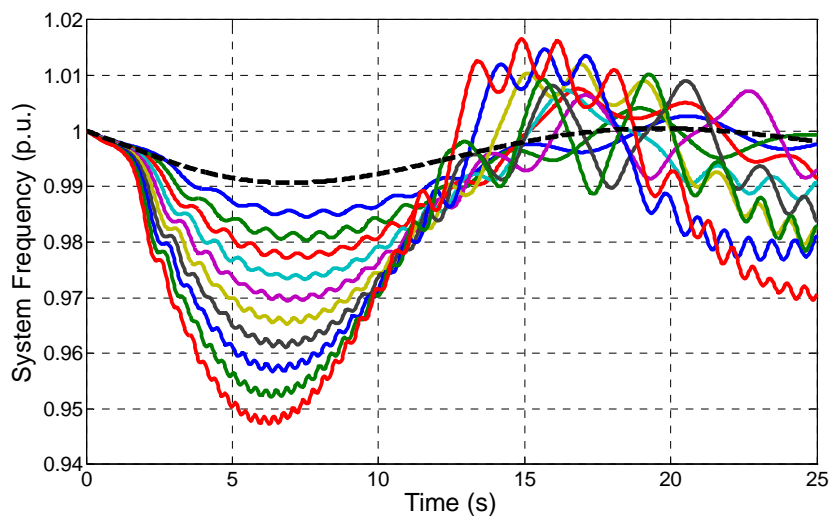
شکل ۶-۷ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل بار منفی برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۲.



شکل ۶-۸ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل بار منفی برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۱.



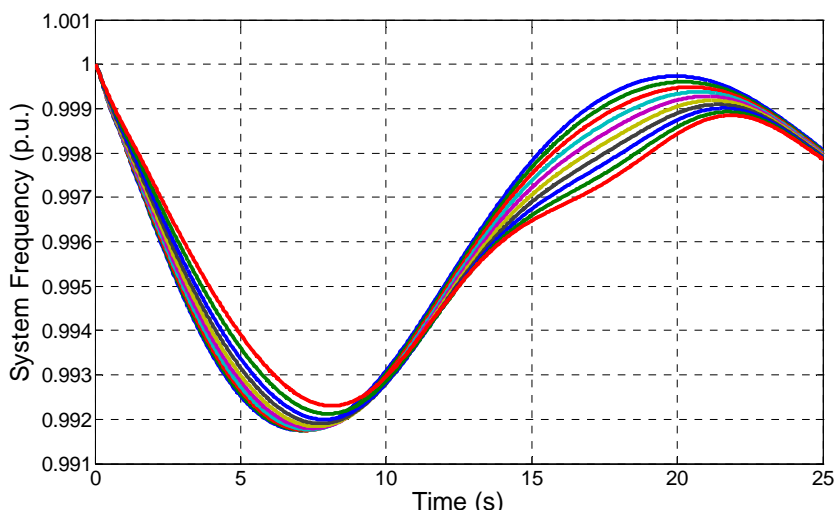
شکل ۶-۹ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل DFIG برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۲.



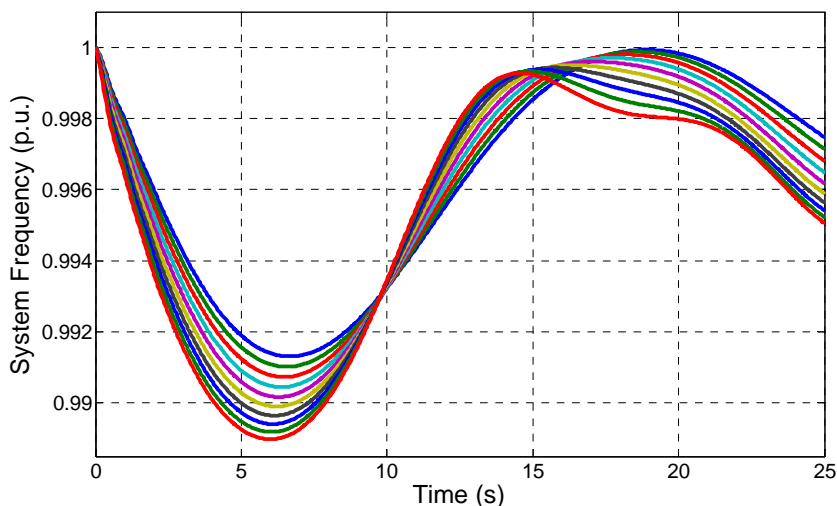
شکل ۶-۱۰ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل DFIG برای واحد بادی، افزایش پله ای ظرفیت آن و خروج پله ای واحد ۱.

### ۳-۳-۳-۶ واحد بادی از نوع SCIG

ژنراتور القایی سرعت ثابت جایگزین ژنراتور دوسوتغذیه گردید و روند مشابه برای آن تکرار شد. نتایج در شکل‌های ۱۲-۶ و ۱۳-۶ به تصویر درآمده است. در حالت اول افت فرکانس به ازای ۱۰۰ مگاوات ظرفیت بادی به ۵۹/۵۱ هرتز در ۷/۳۳ ثانیه می‌رسد و در حالت دوم این مقادیر به ۵۹/۳۴ هرتز و ۶/۰۸ ثانیه می‌رسد. نسبت به مدل بار منفی (فاقد اینرسی) افت فرکانس کاهش یافته است که خود نشان‌دهنده آن است که ژنراتور القایی به صورت موثر در ایجاد پاسخ اینرسی در سیستم دخالت می‌کند. از طرف دیگر، در این مورد نتایج مدل کامل چندان دور از نتایج مدل بار منفی نیست و لذا کاربرد روش سریع یافتن پاسخ فرکانسی سیستم که در بخش قبل معرفی شد در مورد ژنراتور القایی نتایج قابل قبولی دارد.



شکل ۱۱-۶ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل SCIG برای واحد بادی، افزایش پله‌ای ظرفیت آن و خروج پله‌ای واحد ۲.



شکل ۱۲-۶ فرکانس سیستم پس از خروج ناگهانی واحد ۳ با فرض مدل SCIG برای واحد بادی، افزایش پله‌ای ظرفیت آن و خروج پله‌ای واحد ۱.

## ۶-۴ - نتیجه گیری

در این فصل روشی برای تعیین حداکثر ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی بر اساس قیود پایداری گذرا و پایداری فرکانس ارائه شد. در این مطالعات از روش‌های احتمالاتی استفاده شد که خود صحت و اعتبار مطالعات را بالا می‌برد. برای پیش‌گیری از بروز مشکلات پایداری گذرا، تجهیز نیروگاه بادی به ادوات مناسب و در نظر گرفتن پایداری سیستم در پخش بار بهینه و UC می‌تواند راه کار مناسبی باشد. بعلاوه، با این کار می‌توان ظرفیت قابل نصب را به صورت قابل توجهی بالا برد. روش سریع یافتن پاسخ فرکانسی سیستم برای کاربردهای روی خط معرفی و ارزیابی شد. این روش برای نیروگاه بادی DFIG مناسب نیست، اما برای SCIG می‌تواند بکار برود. جهت کاربرد این روش برای DFIG، می‌توان مدل آن را ساده کرده و به عنوان یک واحد جدید به مدل اصلی اضافه کرد. نشان داده شد که افزایش ظرفیت بادی چنانچه سبب خروج واحدهای سنکرون از شبکه گردد، می‌تواند مشکلات پایداری فرکانس ایجاد نماید. علاوه بر این، اهمیت دارد که کدام واحدها را هنگام نیاز از مدار خارج کرد به صورتی که پایداری فرکانسی سیستم را تهدید نکند. روش‌هایی برای بهبود پاسخ اینرسی و تحمل پذیری ژنراتور القایی دوسو تغذیه در برابر خطاهای رایج در شبکه پیشنهاد شده است که البته برای عملی شدن نیاز به تامل بیشتر دارند [۱۰۳]، [۱۰۴]، [۱۰۵]، [۱۰۶]. با انجام پخش بار بهینه و UC با قید پایداری گذرا و پایداری فرکانس می‌توان ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی را افزایش داد.

# فصل هفتم

## نتیجه گیری و پیشنهادات



## ۷-۱- نتیجه گیری

در این پایان نامه اهمیت انرژی های نو و به ویژه انرژی حاصل از باد باز گو شد. شرایط مختلف اقلیمی برای وجود باد در یک ناحیه و وضعیت انرژی باد در ایران و جهان معرفی شدند. مفاهیم اساسی پایداری سیستم قدرت از نظر سیگنال کوچک و گذرا تشریح شد. تکنولوژی های مختلف توربین های بادی موجود در بازار معرفی شدند. پایداری سیگنال کوچک مزرعه بادی از نوع دوسو تغذیه بررسی شد و اثرات پارامترهای کنترل کننده ها و نقطه کار بر روی پایداری سیگنال کوچک مولد ارزیابی شد. آنالیز مودال در مورد ژنراتور القایی قفس سنجابی نیز انجام شد و اثر تغییر پارامترهای ژنراتور و شفت بر مقادیر ویژه به تفصیل بررسی گردید. علاوه بر این، نقش نیروگاه بادی بر پایداری سیگنال کوچک سیستم چند ماشینه تحقیق شد و نشان داده شد که ژنراتور القایی دوسو تغذیه مشارکتی در مودهای الکترومکانیکی مربوط به ژنراتورهای سنکرون ندارد.

تاثیر پارامترهای کنترل کننده ها بر پایداری گذرای مزرعه بادی از نوع القایی دوسو تغذیه بررسی شد. در مورد ژنراتور القایی قفس سنجابی ماهیت بروز ناپایداری گذرا نشان داده شد و اثر مدل کردن شفت دو جرمه بر زمان بحرانی رفع خطا ارزیابی شد. در سیستم چند ماشینه نیز اثر حضور نیروگاه بادی با در نظر گرفتن سه حالت مختلف بر پایداری گذرای سیستم قدرت بررسی شد. مشاهده گردید که خروج ماشین های سنکرون در اثر افزایش تولید واحد بادی می تواند موجب بروز مشکلات کاهش اینرسی معادل در سیستم گردد. ژنراتورهایی که از تکنولوژی های کنترلی و مبدل ها استفاده می کنند ممکن است سبب بروز مشکلات پایداری برای سیستم بشوند. این موضوع بدلیل عدم توانایی این نوع ژنراتورها در فراهم کردن پاسخ اینرسی در شبکه است. ژنراتور قفس سنجابی از این بابت رفتار بهتری دارد، اما توانایی های کنترلی انواع جدیدتر توربین باعث شده است که این ژنراتورها از گردونه بازار خارج شوند.

روشی نوین برای پیکربندی و حل مسئله پخش بار بهینه با قید پایداری گذرای سیستم قدرت پیشنهاد شد و بر روی دو سیستم آزمون مورد ارزیابی قرار گرفت. در مقایسه با روش های پیشین، این روش از سرعت و دقت بالاتری برخوردار بوده و قابلیت کاربرد برای هر مدلی از سیستم قدرت را داراست. الگویی برای انجام پخش بار بهینه با وجود نیروگاه بادی و در نظر گرفتن احتمالی بودن سرعت باد پیشنهاد شد و مزایا و معایب آن روشن گردید. کاهش زمان شبیه سازی با بکار بردن روش تخمین نقطه ای انجام شد.

توانایی این روش در مواردی که توزیع خروجی از توزیع نرمال خیلی دور نباشد قابل تحسین است؛ اما در مواردی که این شرط برقرار نباشد، تضمینی در مورد صحت نتایج وجود ندارد.

روشی برای تعیین یک حد بالا برای ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی در شبکه با در نظر گرفتن قید پایداری گذرا و پایداری فرکانس سیستم ارائه شد. این روش احتمالاتی بودن سرعت باد را مد نظر قرار می-دهد و احتمال بروز ناپایداری را تعیین می-کند. کاربرد این روش بخصوص در مورد پخش بار مداوم سیستم قدرت مناسب می-باشد. با انجام پخش بار بهینه و UC با قید پایداری گذرا و پایداری فرکانس می-توان ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی را افزایش داد.

## ۷-۲- نوآوری های پایان نامه

- ✓ اثرات پارامترهای کنترل کننده های ژنراتور القایی دوسو تغذیه بر پایداری سیگنال کوچک آن مولد بررسی شد و حدود مقادیر مناسب تعیین گردید.
- ✓ اثرات پارامترهای ماشین القایی و شفت توربین به همراه طریقه مدل سازی شفت بر پایداری سیگنال کوچک ژنراتور القایی قفس سنجایی ارزیابی شد.
- ✓ مشارکت نیروگاه بادی از نوع القایی دوسو تغذیه در مودهای الکترومکانیکی سیستم چند ماشینه بررسی شد و عدم دخالت آن اثبات گردید.
- ✓ اثر پارامترهای کنترل کننده ها بر پایداری گذرای ژنراتور القایی دوسو تغذیه ارزیابی شد و نتیجه حضور نیروگاه بادی در شبکه بر پایداری گذرا با فرض سه حالت مختلف سنجیده شد.
- ✓ روش های احتمالاتی برای انجام پخش بار بهینه با در نظر گرفتن نیروگاه بادی ارائه شدند و روشی برای تسریع در محاسبات لازم ارائه شد. مزایا و معایب این روش به تفصیل بیان گردید.
- ✓ روشی برای تعیین حداکثر ظرفیت قابل نصب نیروگاه بادی در شبکه با در نظر گرفتن محدودیت های پایداری گذرا و پایداری فرکانس معرفی شد و از دید احتمالاتی نیز تحلیل گردید.
- ✓ مرز پایداری گذرای سیستم به دو روش تعیین گردید و بوسیله ابزار برازش منحنی شبکه عصبی به صورت یک رابطه بسته ریاضی بدست آمد.
- ✓ راه کار جدیدی برای حل مسئله پخش بار بهینه با در نظر گرفتن قید پایداری گذرا بر اساس مرز پایداری تعیین شده پیشنهاد شد و کارایی آن بوسیله سیستم های آزمون مختلف و مقایسه با روش های پیشین، نشان داده شد.

## ۷-۳- پیشنهادات

در ادامه کارهای تحقیقاتی این پایان نامه، فعالیت های بسیار دیگری می تواند صورت پذیرد. از آن جمله:

- همان طور که نشان داده شد، در برخی مواقع نیروگاه بادی می تواند مشکلات پایداری برای سیستم پدید بیاورد. این مشکلات می تواند به وسیله روش های کنترل مناسب حل شوند. به عنوان مثال، قرار دادن یک فیدبک از فرکانس شبکه به مرجع کنترل کننده توان اکتیو می تواند در ایجاد پاسخ اینرسی برای سیستم توسط توربین بادی کمک کند. بعلاوه، کاربرد واحدهای اندازه گیری فازوری<sup>۱</sup> می تواند در کنترل سیستم بسیار موثر باشد.
- در بررسی پایداری گذرای نیروگاه بادی از نوع القایی دوسو تغذیه، مدل کردن سیستم های حفاظتی نقش عمده ای خواهد داشت. بعلاوه، در نظر گرفتن مقاوم های اهرمی سمت روتور نیز حائز اهمیت است.
- در تحلیل پایداری گذرا، می توان بیش از یک رخداد را مد نظر قرار داد و پایداری سیستم را سنجید. بعلاوه، در نظر گرفتن خروج اجباری بخشی از بار در شبکه در پی خطاهای شدید نیز می تواند لحاظ شود. در نظر گرفتن احتمال رخداد رویدادهای خطا نیز از جایگاه ویژه ای برخوردار است که در این پایان نامه به آن پرداخته نشده است.
- اعمال روش پیشنهادی برای پخش بار بهینه با قید پایداری گذرا به مسئله UC با همین قید و همچنین قید پایداری فرکانس که با روش مشابه بدست می آید، کاری است که تا کنون به آن پرداخته نشده و محل تحقیق بیشتر برای آن باز است.
- کاربرد روش های مناسب تر برای حل مسائل پخش بار احتمالاتی بجای روش تخمین نقطه ای که در اینجا بکار رفت، یک موضوع قابل تامل و نوین است. به عنوان مثال، روش های تجمعی می توانند یک جایگزین مناسب برای روش های دیگر باشند که هم دقت کافی و هم سرعت بالا دارند.

<sup>۱</sup> Phasor Measurement Units

پیوست

## الف) سیستم ۴-ماشینه ۲- ناحیه

جدول الف-۱ مشخصات و پارامترهای سیستم و خطوط

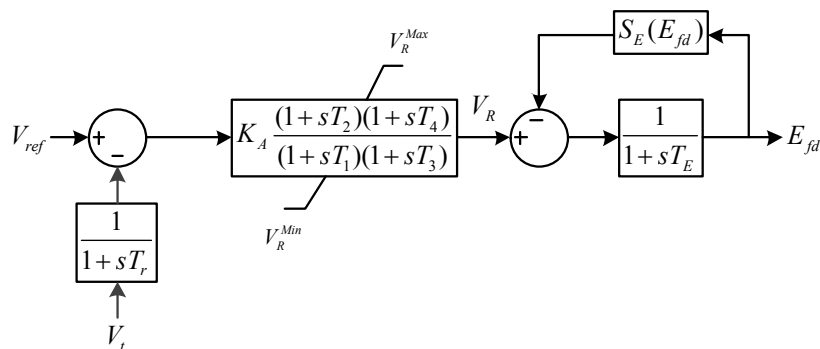
From Bus	To Bus	S (MVA)	V(kV)	R	X	B
۵	۶	۱۰۰	۲۳۰	۰/۰۰۲۵	۰/۰۲۵	۰/۰۴۳۷۵
۶	۷	۱۰۰	۲۳۰	۰/۰۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱۷۵
۷	۸	۱۰۰	۲۳۰	۰/۰۱۱	۰/۱۱	۰/۱۹۲۵
۸	۹	۱۰۰	۲۳۰	۰/۰۱۱	۰/۱۱	۰/۰۹۶۲۵
۸	۹	۱۰۰	۲۳۰	۰/۰۱۱	۰/۱۱	۰/۱۹۲۵
۱۱	۱۰	۱۰۰	۲۳۰	۰/۰۰۲۵	۰/۰۲۵	۰/۰۴۳۷۵
۹	۱۰	۱۰۰	۲۳۰	۰/۰۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱۷۵
۷	۸	۱۰۰	۲۳۰	۰/۰۱۱	۰/۱۱	۰/۰۹۶۲۵
۱	۵	۹۰۰	۲۰	۰	۰/۱۵	۰
۲	۶	۹۰۰	۲۰	۰	۰/۱۵	۰
۴	۱۰	۹۰۰	۲۰	۰	۰/۱۵	۰
۳	۱۱	۹۰۰	۲۰	۰	۰/۱۵	۰

جدول الف-۲ پارامترهای ماشین های سنکرون

Bus	S (MVA)	V(kV)	$X_l$	$R_a$	$X_d$	$X'_d$	$X''_d$	$T'_{do}$	$T''_{do}$	$X_q$	$X'_q$	$X''_q$	$T'_{qo}$	$T''_{qo}$	$M=2H$	D
۱	۹۰۰	۲۰	۰/۲	۰/۰۰۲۵	۱/۸	۰/۳	۰/۲۵	۸	۰/۰۳	۱/۷	۰/۵۵	۰/۲۵	۰/۴	۰/۰۵	۱۳	۰
۲	۹۰۰	۲۰	۰/۲	۰/۰۰۲۵	۱/۸	۰/۳	۰/۲۵	۸	۰/۰۳	۱/۷	۰/۵۵	۰/۲۵	۰/۴	۰/۰۵	۱۳	۰
۳	۹۰۰	۲۰	۰/۲	۰/۰۰۲۵	۱/۸	۰/۳	۰/۲۵	۸	۰/۰۳	۱/۷	۰/۵۵	۰/۲۵	۰/۴	۰/۰۵	۱۲/۳۵	۰
۴	۹۰۰	۲۰	۰/۲	۰/۰۰۲۵	۱/۸	۰/۳	۰/۲۵	۸	۰/۰۳	۱/۷	۰/۵۵	۰/۲۵	۰/۴	۰/۰۵	۱۲/۳۵	۰

جدول الف-۳ پارامترهای سیستم تحریک برای ماشین های سنکرون

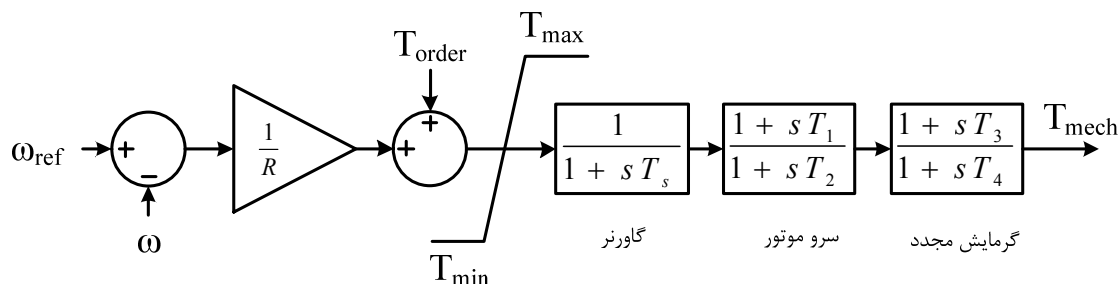
Gen. No.	$V_{r max}$	$V_{r min}$	$K_A$	$T_1$	$T_r$	$T_r$	$T_\xi$	$T_e$	$T_r$	$A_e$	$B_e$
۱	۸	-۵	۴۰	۰/۰۶۸	۰/۱۲۵	۱/۸	۰/۰۳	۱	۰/۰۴	۰/۰۰۵۶	۱/۰۷۵
۲	۷	-۵	۴۰	۰/۰۶۸	۰/۱۲۵	۱/۸	۰/۰۱	۱	۰/۰۵	۰/۰۰۵۶	۱/۰۷۵
۳	۵	-۵	۲۰	۰/۰۵۵	۰/۱۲۵	۱/۸	۰/۰۵	۰/۳۶	۰/۰۵	۰/۰۰۵۶	۱/۰۷۵
۴	۵	-۵	۲۰	۰/۰۵۵	۰/۱۲۵	۱/۸	۰/۰۱	۰/۸	۰/۰۵	۰/۰۰۵۶	۱/۰۷۵



شکل الف-۱ مدل سیستم تحریک بکار رفته برای ماشین های سنکرون

جدول الف-۴ پارامترهای سیستم کنترل سرعت (گاورنر) برای همه ژنراتورهای سنکرون

Gen. No.	$\omega_{ref}$	$R$	$T_{max}$	$T_{min}$	$T_s$	$T_r$	$T_1$	$T_r$	$T_s$
۱	۱	۰/۰۲	۱/۵	۰/۳	۰/۱	۰/۴۵	۰	۱۲	۵۰
۲	۱	۰/۰۲۵	۱/۷	۰/۴	۰/۲	۰/۴۵	۰	۱۰	۵۵
۳	۱	۰/۰۲	۱/۵	۰/۳	۰/۱	۰/۴۵	۰	۱۲	۵۰
۴	۱	۰/۰۲۵	۱/۷	۰/۴	۰/۲	۰/۴۵	۰	۱۰	۵۵

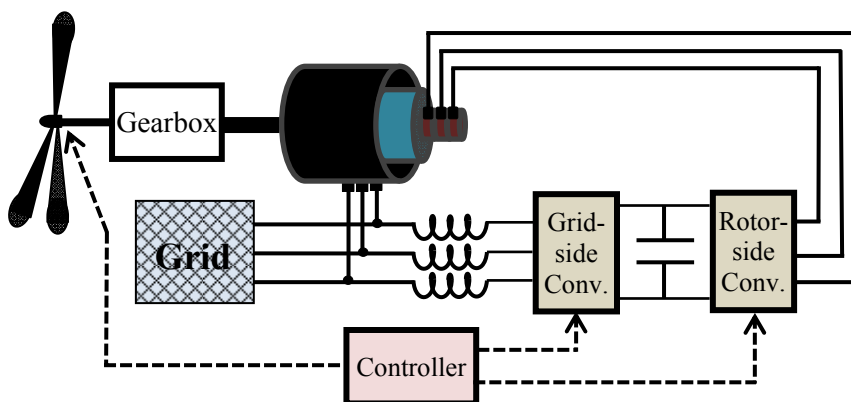


شکل الف-۲ مدل کنترل کننده سرعت (گاورنر) بکار رفته برای ماشین های سنکرون

## ب) مدل سازی توربین بادی

### ب-۱) مدل بخش مکانیکی

نمایش بلوکی یک توربین بادی از نوع DFIG در شکل ب-۱ آمده است. این مجموعه از پره ها، شفت روتور، جعبه دنده، ژنراتور، مبدل الکترونیک قدرت (شامل مبدل سمت شبکه، مبدل سمت روتور و خازن باس DC) و سلف متصل کننده به شبکه تشکیل شده است. پره ها و جعبه دنده به همراه کنترل کننده های مربوطه به عنوان بخشی از توربین بادی که انرژی باد را به صورت گشتاور ورودی به ژنراتور می دهد مدل می شود. توان خروجی این توربین از رابطه ی زیر پیروی می کند [۱۰۷]:



شکل ب-۱ ساختار کلی توربین بادی با ژنراتور القایی دو سو تغذیه

$$P_m = c_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} v_w^3 \quad (\text{ب-۱})$$

در این رابطه داریم:

$P_m$ : توان مکانیکی تولیدی توربین (وات)

$c_p$ : ضریب بازده توربین (در ادامه داده شده است)

$\rho$ : چگالی هوا (کیلوگرم بر متر مکعب)

$A$ : ناحیه جارو شده توسط توربین (متر مربع)

$v_w$ : سرعت باد (متر بر ثانیه)

$\lambda$ : نسبت سرعت نوک پره ها به سرعت باد

$\beta$ : زاویه ی پره ها (درجه)

$$c_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (\text{ب-۲})$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda - 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

مقادیر پارامترهای  $c_1$  تا  $c_6$  در منبع [۱۰۷] ذکر شده است.

برای مدل کردن شفت از سیستم دو جرمه استفاده است که سازگاری بیشتری با واقعیت دارد. این مدل در

شکل های ب-۲ و ب-۳ نشان داده شده است [۱۰۸]. در این شکل پارامترهای زیر قابل شناسایی است:

$H_t$ : ثابت اینرسی توربین و پره ها

$H_g$ : ثابت اینرسی ژنراتور

$D_{tg}$ : ضریب میرایی متقابل شفت

$K_{tg}$ : ثابت فنریت پیچشی شفت

$T_m$ : گشتاور مکانیکی حاصل از وزش باد

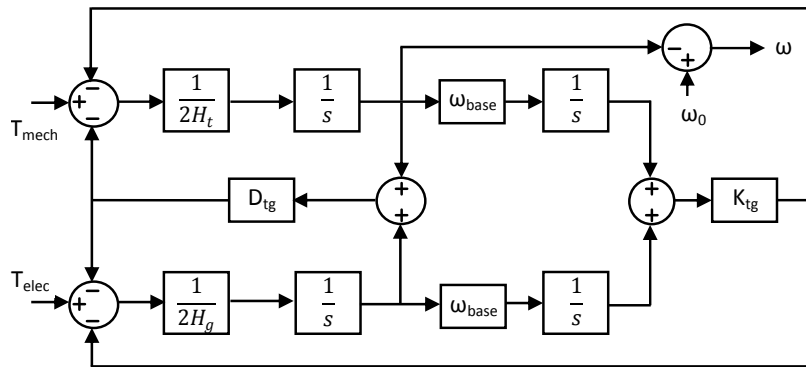
$T_e$ : گشتاور الکتریکی تولیدی توسط ژنراتور

$\omega$ : سرعت

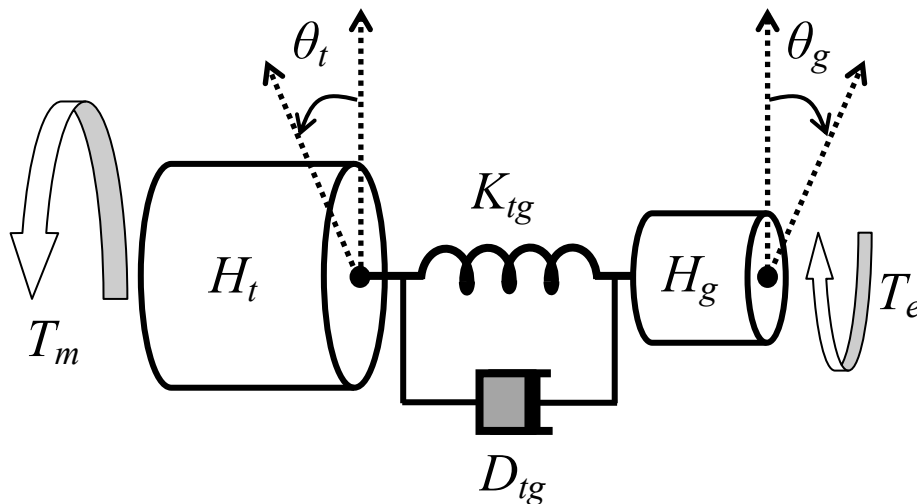
در شکل ب-۳ نشان داده شده است که در حالت کار دائم ماشین، یک جابجایی زاویه ای بین دو جرم

توربین و ژنراتور پدید می آید که به صورت پیچش در شفت متصل کننده ذخیره می شود. معادلات توصیف

کننده این مدل از قرار زیر است:



شکل ب-۲ بلوک دیاگرام شفت دو جرمه برای توربین بادی



شکل ب-۳ مدل شفت دو جرمه برای توربین بادی

$$\frac{2H_t}{\omega_b} \ddot{\theta}_t + D_{tg} \dot{\theta}_t + K_{tg} \theta_t = T_m + D_{tg} \dot{\theta}_g + K_{tg} \theta_g \quad (۳-ب)$$

$$\frac{2H_g}{\omega_b} \ddot{\theta}_g + D_{tg} \dot{\theta}_g + K_{tg} \theta_g = -T_e + D_{tg} \dot{\theta}_t + K_{tg} \theta_t \quad (۴-ب)$$

حل معادله بالا در فصل چهارم داده شده است. پارامترهای مورد نیاز از این قرارند:

$$\alpha = \frac{D_{tg}}{4} \left( \frac{1}{H_t} + \frac{1}{H_g} \right) + \frac{\sqrt{B}}{2H_g H_t}, \quad \beta = \frac{D_{tg}}{4} \left( \frac{1}{H_t} + \frac{1}{H_g} \right) - \frac{\sqrt{B}}{2H_g H_t}, \quad H = H_t + H_g$$

$$B = \frac{1}{4} D_{tg}^2 H^2 - 2K_{tg} H_t H_g H \quad (۵-ب)$$

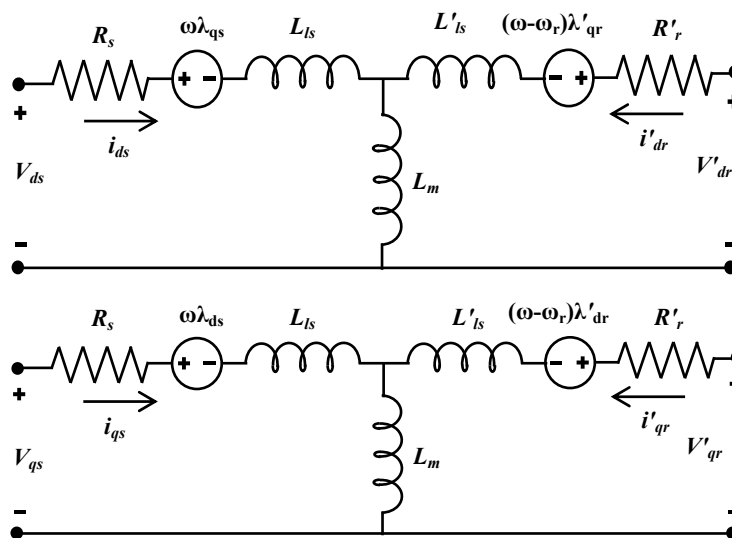


$$A_1 = \frac{\alpha H_g (K_{tg} H \theta_{t0} + T_{m0} H_g) (D_{tg} H - 2\sqrt{B})}{4K_{tg} H^2 \sqrt{B}} \quad (\text{ب-۶})$$

$$A_2 = \frac{\beta H_g (K_{tg} H \theta_{t0} + T_{m0} H_g) (D_{tg} H + 2\sqrt{B})}{4K_{tg} H^2 \sqrt{B}} \quad (\text{ب-۷})$$

### ب-۲) مدل بخش الکتریکی

مدلی که در اینجا برای ژنراتور القایی استفاده شده از منبع [۱۰۹] استخراج شده که یک مدل مرتبه‌ی ۴ است. نمودار مداری این مدل در شکل ب-۴ نمایش داده شده است.



شکل ب-۴ مدار معادل ژنراتور القایی؛ راست: محور d. چپ: محور q

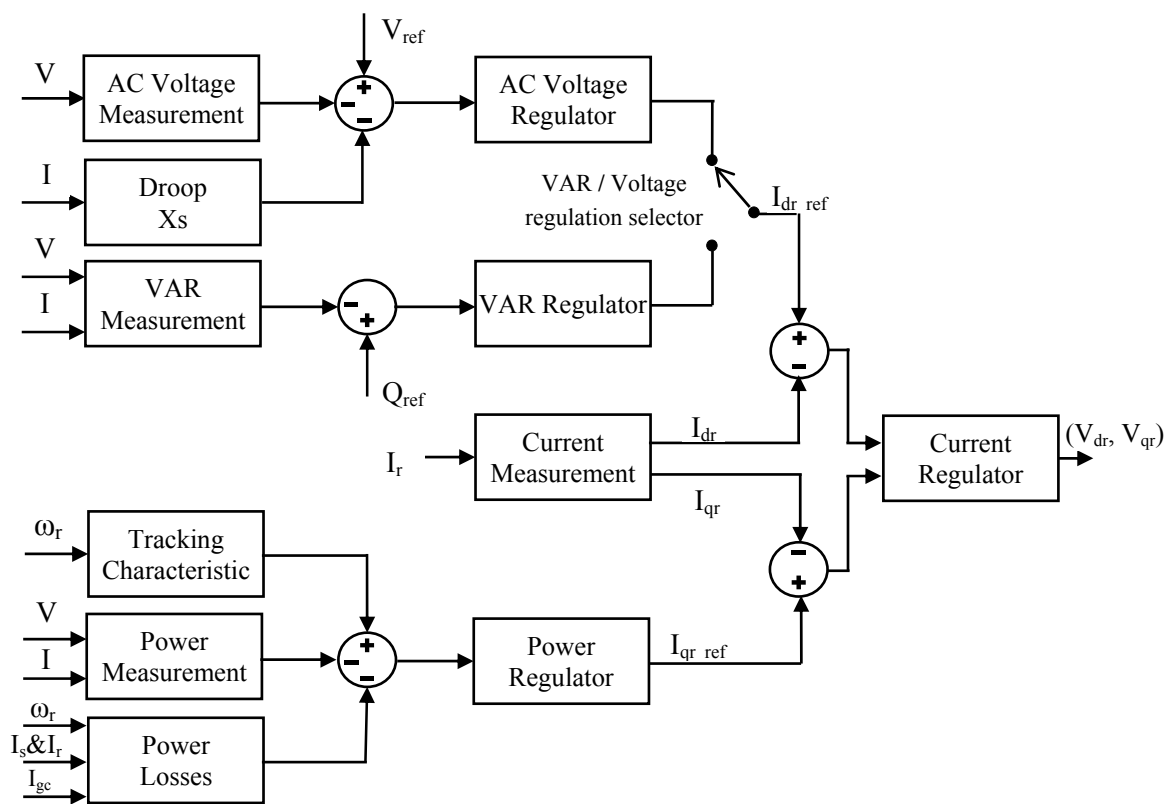
مبدل DFIG از دو قسمت اصلی به نام های سمت روتور و سمت شبکه تشکیل شده است. به کمک کنترل کننده‌ی مبدل می‌توان فرکانس و اندازه‌ی ولتاژ تزریقی به سمت شبکه و سمت روتور را تنظیم نمود. شکل ب-۵ نمایش بلوکی کنترل کننده‌ی سمت روتور را نشان می‌دهد. همه‌ی تنظیم کننده‌ها از نوع PI<sup>۱</sup> با ثابت های  $K_p$  و  $K_i$  بوده و مقادیر هر کدام در ادامه آمده است. کلیدی که در شکل ب-۵ نشان داده شده برای انتخاب بین حالت کنترل ولتاژ و حالت کنترل توان راکتیو به کار می‌رود. مشخصه‌ی V-I (Droop  $X_s$ ) برای حالت کنترل ولتاژ چنین است:

<sup>۱</sup> Proportional-Integral

$$V = V_{ref} + X_s I \quad (\text{ب-۵})$$

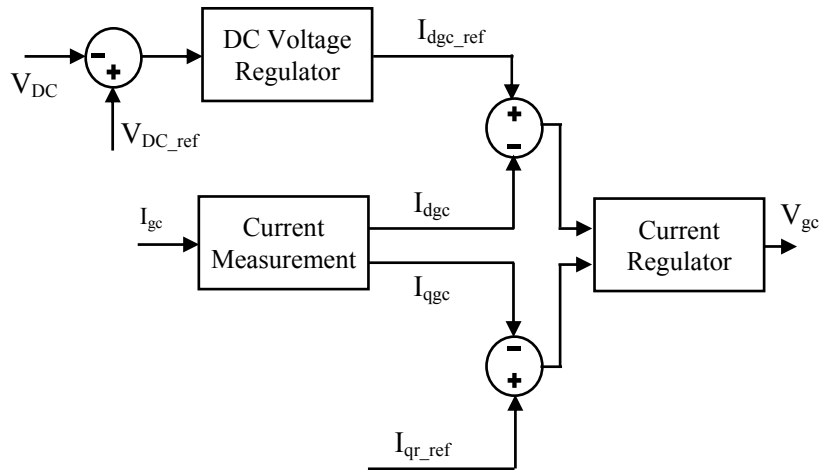
که در آن  $X_s$  نماد راکتانس کاهشی<sup>۱</sup> است و افت ولتاژ در این مورد بین ۱٪ تا ۴٪ می باشد. توضیحات بیشتر در مورد این کنترل کننده در [۱۱۰] آمده است.

مبدل سمت شبکه قادر به تولید یا جذب توان راکتیو توسط تغییر مقدار مرجع جریان محور q می باشد. بعلاوه، ولتاژ باس DC را نیز ثابت نگه می دارد (شکل ب-۶). اندیس gc بیانگر پارامترهای مربوط به سمت شبکه است.



شکل ب-۵ نمایش بلوکی کنترل کننده ی مبدل سمت روتور ژنراتور القایی دو سو تغذیه

<sup>۱</sup> Droop Reactance



شکل ب-۶ نمایش بلوکی کنترل کننده ی مبدل سمت شبکه ژنراتور القایی دو سو تغذیه

جدول ب-۱ پارامترهای ژنراتور القایی و کنترل کننده های ژنراتور دو سو تغذیه

ژنراتور القایی								کنترل کننده توان حقیقی			
$H_g$	$L_m$	$L'_{lr}$	$R'_r$	$L_{ls}$	$R_s$	$f(Hz)$	$V(V)$	$P(MW)$	$K_P$	$K_i$	
۰/۶۸۵	۲/۹	۰/۱۵۶	۰/۰۰۵	۰/۱۷۱	۰/۰۰۷۰۶	۶۰	۵۷۵	۱/۵	۱	۱۰۰	
شفت توربین		سلف واسط		باس DC			کنترل کننده زاویه پره ها				
$K_{ig}$	$D_{ig}$	$H_i$	$L_{GS}$	$R_{GS}$	$C_{DC}(mF)$	$V_{DC}(V)$	$K_P$	$\beta_{max}(deg)$	$d\beta/dt_{max}$		
۸۰/۲۷	۱/۵	۴/۳۲	۰/۱۵	۰/۰۰۱۵	۶۰	۱۲۰۰	۵۰۰	۴۵	۲		
کنترل کننده جریان سمت شبکه			کنترل کننده ولتاژ باس DC				کنترل کننده جریان سمت روتور		کنترل کننده ولتاژ ترمینال		
$K_P$		$K_i$	$K_P$	$K_i$	$K_P$	$K_i$	$K_P$	$K_i$	$X_{droop}$	$K_P$	$K_i$
۱		۱۰۰	۰/۰۰۲	۰/۰۵	۰/۳	۸	۰/۰۲	۱/۲۵	۳۰۰		

### ج- سیستم ۶-شینه

جدول ج-۱ پارامترهای مربوط به سیستم ۶-باسه

From	To	R	X	$S_{max}$	Cost Function			
					Gen.	a	b	c
۲	۳	۰	۰/۲۵	۳۱	۱	۰/۰۰۷۴۱	۱۰/۸۳۳	۱۰۰
۳	۶	۰	۰/۱	۶۴	۲	۰/۰۰۵۳۳	۱۱/۶۶۹	۲۱۳/۲
۴	۵	۰	۰/۴	۱۸	۳	۰/۰۰۸۸۹	۱۰/۳۳	۲۰۰
۳	۵	۰	۰/۲۶	۶۶				
۵	۶	۰	۰/۳	۳۲				
۲	۴	۰	۰/۱	۱۳۶				
۱	۲	۰	۰/۲	۲۶				
۱	۴	۰	۰/۲	۹۰				
۱	۵	۰	۰/۳	۸۴				
۲	۶	۰	۰/۲	۸۰				
۲	۵	۰	۰/۳	۷۱				

## مراجع

- [1] "Global wind report," Global Wind Energy Council (GWEC), Annual market update 2010.
- [2] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*. Ames, IA: Iowa State Univ. Press, 1977.
- [3] G. Verbi, and C. A. Cañizares, "Probabilistic Optimal Power Flow in Electricity Markets Based on a Two-Point Estimate Method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1883-1893, Nov. 2006.
- [4] J.M. Morales, L. Baringo, A.J. Conejo, and R. Miñiguez, "Probabilistic power flow with correlated wind sources," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 5, pp. 641-651, 2010.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. NY: McGraw-Hill, 1994.
- [6] D. Guatam, V. Vittal, and T. Harbour, "Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1426-1434, 2009.
- [7] J. G. Slootweg, and W. L. Kling, "The impact of large scale wind power generation on power system oscillations," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 67, no. 1, pp. 9-20, 2003.
- [8] G. Tsourakis, B. M. Nomikos, and C. D. Vournas, "Contribution of Doubly Fed Wind Generatorsto Oscillation Damping," *IEEE Trans Energy Conv.*, vol. 24, no. 3, pp. 783-791, Sep. 2009.
- [9] R.D. Fernandez, R.J. Mantz, and P.E. Battaiotto, "Impact of wind farms on a power system: An eigenvalue analysis approach," *Renew. Energy*, vol. 32, no. 10, pp. 1676-1688, 2007.
- [10] Y. Mishra, S. Mishra, M. Tripathy, N. Senroy, and Z. Y. Dong, "Improving stability of a DFIG-based wind power system with tuned damping controller," *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. 24, no. 3, pp. 650-660, 2009.
- [11] S. Li, T. A. Haskew, and L. Xu, "Conventional and novel control designs for direct driven PMSG wind turbines," *Elec. Power syst. Res.*, vol. 80, no. 3, pp. 328-338, 2010.
- [12] M. Chinchilla, S. Arnaltes, and J.C. Burgos, "Control of permanent-magnet generator applied to variable-speed wind-energy systems connected to grid," *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. 21, no. 1, pp. 130-135, 2006.
- [13] G. Tsourakis, B. M. Nomikos, and C. D. Vournas, "Effect of wind parkswith doubly fed asynchronous generators on small-signal stability," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 1, pp. 190-200, Jan. 2009.
- [14] F. Mei and B. Pal, "Modal analysis of grid-connected doubly fed induction generators," *IEEE Trans. Energy Con.*, vol. 22, no. 3, pp. 728-736, Sep. 2007.
- [15] F. Wu, X.-P. Zhang, and P. Ju, "Small signal stability analysis and control of the wind turbine with the direct-drive permanent magnet generator integrated to the grid," *Elec. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 1, pp. 1661-1667, 2009.
- [16] A.J.G. Westlake, J.R. Bumby, and E. Spooner, "Damping the power-angle oscillations of a permanent-magnet synchronous generator with particular reference to wind turbine application," *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 143, no. 3, pp. 269-280, 1996.

- [17] M. Rahimi, and M. Parniani, "Dynamic behavior and transient stability analysis of fixed speed wind turbines," *Renew. Energy*, vol. 34, pp. 2613–2624, 2009.
- [18] D. Gan, R. J. Thomas, and R. D. Zimmerman, "Stability-constrained optimal power flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 535-540, May 2000.
- [19] Q. Jiang and Z. Huang, "An Enhanced Numerical Discretization Method for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1790-1797, Nov. 2010.
- [20] Y. Sun, Y. Xinlin, and H. F. Wang, "Approach for optimal power flow with transient stability constraints," *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen.*, vol. 151, no. 1, pp. 8-18, Jan. 2004.
- [21] A. Pizano-Martínez, C. R. Fuerte-Esquivel, and D. Ruiz-Vega, "Global Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow Using an OMIB Reference Trajectory," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 392-403, Feb. 2010.
- [22] A. Pizano-Martínez, C. R. Fuerte-Esquivel, and D. Ruiz-Vega, "A New Practical Approach to Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, Early Access 2011.
- [23] Q. Jiang and G. Geng, "A Reduced-Space Interior Point Method for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1232-1240, Aug. 2010.
- [24] H. R. Cai, C. Y. Chung, and K. P. Wong, "Application of differential evolution algorithm for transient stability constrained optimal power flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 719–728, May 2008.
- [25] R. Zárate-Miñano, T. Van Cutsem, F. Milano, and A. J. Conejo, "Securing Transient Stability Using Time-Domain Simulations Within an Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 243-253, Feb. 2010.
- [26] D. Z. Fang, Y. Xiaodong, S. Jingqiang, Y. Shiqiang, and Z. Yao, "An optimal generation rescheduling approach for transient stability enhancement," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 386–394, Feb. 2007.
- [27] Y. Yuan, J. Kubokawa, and H. Sasaki, "A solution of optimal power flow with multicontingency transient stability constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1094–1102, Aug. 2003.
- [28] Y. Xia and K. W. Chan, "Dynamic constrained optimal power flow using semi-infinite programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1455-1457, Aug. 2006.
- [29] H. Hamada, M. Marmiroli, J. Kubokawa, and R. Yokoyama, "Effective Optimal Power Flow Solution with Transient Stability Constraints based on Functional Transformation Technique," *WSEAS Trans. Power Syst.*, vol. 2, no. 8, pp. 195-201, Aug. 2007.
- [30] Y. Kato and S. Iwamoto, "Transient Stability Preventive Control for Stable Operating Condition With Desired CCT," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1154-1161, Nov. 2002.
- [31] B. Jayasekara, and U. D. Annakkage, "Derivation of an Accurate Polynomial Representation of the Transient Stability Boundary," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1856-1863, Nov. 2006.
- [32] X. Gu and C. A. Cañizares, "Fast prediction of loadability margins using neural networks to approximate security boundaries of power systems," *IET Gen., Transm., Distrib.*, vol. 1, no. 3, pp.

- 466-475, May 2007.
- [33] G. Damousis, M. C. Alexiadis, J. B. Theocharis, and P. S. Dokopoulos, "A fuzzy model for wind speed prediction and power generation in wind parks using spatial correlation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 2, pp. 352-336, Jun. 2004.
- [34] S. Li, D. C. Wunsch, E. A. O'Hair, and M. G. Giesselmann, "Using neural networks to estimate wind turbine power generation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 16, no. 3, pp. 276-282, Sep. 2001.
- [35] B. G. Brown, R.W. Katz, and A. H. Murphy, "Time series models to simulate and forecast wind speed and wind power," *J. Clim. Appl. Meteorol.*, vol. 23, pp. 1184-1195, Aug. 1984.
- [36] J. A. Carta, P. Ramírez, and S. Velázquez, "A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands," *Renewable Sustainable Energy Rev.*, vol. 13, no. 5, pp. 933-955, 2009.
- [37] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*. Boca Raton, FL: CRC Press, 1999.
- [38] X. Liu, "Economic load dispatch constrained by wind power availability: A wait-and-see approach," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 347-355, Aug. 2010.
- [39] X. Liu, and W. Xu, "Economic load dispatch constrained by wind power availability: A here-and-now approach," *IEEE Trans. Sust. Energy*, vol. 1, no. 1, pp. 2-9, Apr. 2010.
- [40] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, "An economic dispatch model incorporating wind power," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 603-611, Jun. 2008.
- [41] M. Madrigal, K. Ponnambalam, and V. H. Quintana, "Probabilistic optimal power flow," in *IEEE Can. Conf. Electrical Computer Engineering*, Waterloo, ON, Canada, 1998, pp. 385-388.
- [42] A. Schellenberg, J. Aguado, and W. Rosehart, "Introduction to cumulant-based probabilistic optimal power flow (P-OPF)," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 1184-1186, May 2005.
- [43] W. D. Tian, D. Sutanto, Y. B. Lee, and H. R. Outhred, "Cumulant based probabilistic power system simulation using Laguerre polynomials," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 4, no. 4, pp. 567-574, Dec. 1989.
- [44] G. Verbic, and C. A. Canizares, "Probabilistic optimal power flow in electricity markets based on two-point estimate method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1883-1893, Nov. 2006.
- [45] C.-L. Su, "Probabilistic load-flow computation using point estimate method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 1843-1851, Nov. 2005.
- [46] H. P. Hong, "An efficient point estimate method for probabilistic analysis," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 59, pp. 261-267, 1998.
- [47] J. M. Morales, and J. Perez-Ruiz, "Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1594-1601, Nov. 2007.
- [48] A. Bhowmik, A. Maitra, S.M. Halpin, and J.E. Schatz, "Determination of allowable penetration levels of distributed generation resources based on harmonic limit considerations," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, no. 2, pp. 619-624, Apr. 2003.
- [49] J. Morren, and S. W.H. de Haan, "Maximum penetration level of distributed generation without

- violating voltage limits," in *CIREC Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*, Frankfurt, Germany, 2008, p. Paper 0074.
- [50] H.M. Ayres, W. Freitas, M.C. De Almeida, and L.C.P. Da Silva, "Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state voltage violations," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 4, pp. 495–508, 2010.
- [51] G.N. Koutroumpetzis, and A.S. Safigianni, "Optimum allocation of the maximum possible distributed generation penetration in a distribution network," *Elec. Power Syst. Res.*, vol. 80, pp. 1421-1427, July 2010.
- [52] B. Kuri, M. Redfern, and F. Li, "Optimization of rating and positioning of dispersed generation with minimum network disruption," in *IEEE Power Eng. Soc.Gen. Meeting*, Denver, CO, 2004, pp. 2074–2078.
- [53] "Small-scale embedded generation effect on voltage profile: an analytical method," *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 150, no. 1, pp. 78-86, 2003.
- [54] K. Antonakis, "Analysis of the Maximum Wind Energy Penetration in the Island of Crete," University of Strathclyde, Glasgow, MSC Thesis 2005.
- [55] E. Vittal, "A Static Analysis of the Maximum Wind Penetration Level in Iowa and a Dynamic Assessment of Frequency Response in Wind Turbine types," Electrical Engineering, Iowa State University, Ames, MSC Thesis 2008.
- [56] P. Gardner, H. Snodin, A. Higgins, and S. McGoldrick. (2003, Feb.) Commission for Energy Regulation. [Online]. <http://www.cer.ie/cerdocs/cer03024.pdf>
- [57] A. Helander, H. Holttinen, and J. Paatero, "Impact of wind power on the power system imbalances in Finland," *IET Ren. Power Gen.*, vol. 4, no. 1, p. 75, Jan. 2010.
- [58] D. Gautam, V. Vittal, and T. Harbour, "Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 1426-1434, Aug. 2009.
- [59] Y. V. Makarov, C. Loutan, Jian Ma, and P. de Mello, "Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 1039-1050, Mar. 2009.
- [60] D. Gautam, L. Goel, and R. Ayyanar, "Control Strategy to Mitigate the Impact of Reduced Inertia Due to Doubly Fed Induction Generators on Large Power Systems," *IEEE Trans Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 214-224, Feb. 2011.
- [61] Rogério G. de Almeida and J. A. Peças Lopes, "Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 944-950, Aug. 2007.
- [62] G. Ramtharan, J.B. Ekanayake and N. Jenkins, "Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, no. 1, pp. 3-9, 2007.
- [63] C. L. Archer and M. Z. Jacobson, "Evaluation of global wind power," *Journal of Geophysical Research - Atmospheres*, vol. 110, pp. 1-20, 2005.
- [64] T. J. Price, "James Blyth - Britain's first modern wind power engineer," *Wind Engineering*, vol. 29, no. 3, pp. 191-200, May 2005.

- [65] Renewable Energy Organization of Iran. [Online]. <http://www.sun.org.ir/ationoffice-windenergyoffice-windenergy-fa.html>
- [66] J.G. Sloomweg, "Representing distributed resources in power system dynamics simulations," in *Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting*, Chicago, July 25-29, 2002, pp. 176-178.
- [67] J.G. Sloomweg, W.L. Kling, "Modeling of large wind farms in power system simulations," in *Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting*, Chicago, July 25-29, 2002, pp. 503-508.
- [68] Leonard L. Grigsby, *Electric Power Engineering Handbook*, 2nd ed., Richard C. Dorf, Ed. New York: CRC Press (Taylor & Francis Group), 2007.
- [69] M. A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Norwell, MA: Kluwer, 1989.
- [70] and C. Vournas T. Van Cutsem, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [71] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [72] P. Kundur, "A survey of utility experiences with power plant response during partial load rejections and system disturbances," *IEEE Trans., PAS-100*, vol. 5, p. 2471, 1981.
- [73] P. Kundur, D. C. Lee, J. P. Bayne, and P. L. Dandeno, "Impact of turbine generator controls on unit performance under system disturbance conditions," *IEEE Trans. PAS*, vol. 104, p. 1262, 1985.
- [74] Q. B. Chow, P. Kundur, P. N. Acchione, and B. Lautsch, "Improving nuclear generating station response for electrical grid islanding," *IEEE Trans, EC-4*, vol. 3, p. 406, 1989.
- [75] S. K. Salman and A. L. J. Teo, "Windmill modeling consideration and factors influencing the stability of a grid-connected wind power-based embedded generator," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 793-802, May 2003.
- [76] M. Rahimi and M. Parniani, "Grid-fault ride-through analysis and control of wind turbines with doubly fed induction generators," *Electric Power Syst. Res.*, vol. 80, pp. 184-195, 2010.
- [77] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. Singapore: McGraw-Hill, 1994.
- [78] M. Pavella, D. Ernst, and D. Ruiz-Vega, *Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control*. Norwell, MA: Kluwer, 2000.
- [79] S. Crivat Savulescu, *Real-time stability assessment in modern power system control centers*. NY: IEEE Press & John Wiley, 2009.
- [80] Kevin L. Priddy, and Paul E. Keller, *Artificial neural networks: An Introduction*. Bellingham, WA: SPIE, 2005.
- [81] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric energy systems: Analysis and Operation*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2008.
- [82] N. L. Johnson, S. Kotz, and N. Balakishman, *Continuous univariate distributions*, 2nd ed. New York: Wiley, 1995, vol. 1.
- [83] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, "An economic dispatch model incorporating wind power," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 603-611, Jun. 2008.
- [84] S. Roy, "Market constrained optimal planning for wind energy conversion systems over multiple installation sites," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 17, no. 1, pp. 124-129, May 2002.



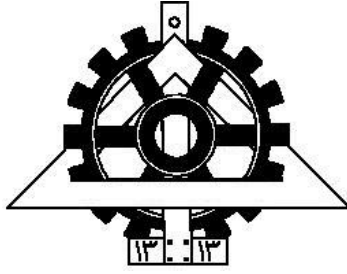
- [85] P. Ramirez, and J. A. Carta, "Influence of the data sampling interval in the estimation of the parameter of the Weibull wind speed probability distribution: a case study," *Energy Conv. Manag., Elsevier*, vol. 46, pp. 2419-2438, 2005.
- [86] T. Ackerman, *Wind Power in Power Systems*, T. Ackerman, Ed. West Sussex, England: Wiley, 2005.
- [87] M.J. Stevens, and P.T. Smulders, "The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes," *Wind Eng.*, vol. 3, no. 2, pp. 132-145, 1979.
- [88] S. Rehman, T. O. Halawani, and T. Husain, "Weibull parameters for wind speed distribution in Saudi Arabia," *Solar Energy*, vol. 53, no. 6, pp. 473-479, 1994.
- [89] K. S. Li, "Point-estimate method for calculating statistical moments," *Journal of Engineering Mechanics, ASCE*, vol. 118, no. 7, pp. 1506-1511, 1992.
- [90] T. B. Nguyen and M. A. Pai, "Dynamic security-constrained rescheduling of power systems using trajectory sensitivities," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 848-854, May 2003.
- [91] J. Kubokawa, T. Matsuo, H. Sasaki, and Y. Yuan, "A Solution of Transient Stability Constrained Optimal Power Flow," in *Bulk Power System Dynamics and Control - VI*, Cortina d'Ampezzo, Italy, Aug. 2004, pp. 129-134.
- [92] L. Chen, Y. Tada, H. Okamoto, R. Tanabe, and A. Ono, "Optimal operation solutions of power systems with transient stability constraints," *IEEE Trans. Circuits Syst. I, Fundam. Theory Appl.*, vol. 48, no. 3, pp. 327-339, Mar 2001.
- [93] X. Tong, C. Ling, and L. Qi, "A semi-infinite programming algorithm for solving optimal power flow with transient stability constraints," *J. Comput. Appl. Math.*, vol. 217, no. 2, pp. 432-447, Aug. 2008.
- [94] Y. Xia, K. W. Chan, and M. Liu, "Improved BFGS method for optimal power flow calculation with transient stability constraints," in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting*, 2005, pp. 434-439.
- [95] P. W. Sauer and M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1998.
- [96] A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus, R. Raman, and R. E. Rosenthal. (1998, Dec.) GAMS, a User's Guide. [Online]. <http://www.gams.com/>
- [97] K. Holmstrom, "The TOMLAB Optimization Environment in MATLAB," *Advanced Modeling and Optimization*, vol. 1, no. 1, pp. 47-69, 1999.
- [98] F. Milano, "An open source power system analysis toolbox," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1199-1206, Aug. 2005.
- [99] P. M. Anderson, and M. Mirheydar, "A Low-Order System Frequency Response Model," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 3, pp. 720-729, Aug. 1990.
- [100] D. Lee Hau Aik, "A General-Order System Frequency Response Model Incorporating Load Shedding: Analytic Modeling and Applications," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 709-717, May 2006.
- [101] H. Bevrani, G. Ledwich, Z. Yang Dong, and J. J. Ford, "Regional frequency response analysis under normal and emergency conditions," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 79, pp. 837-845, 2009.

- 
- [102] N. Amjady, and F. Fallahi, "Determination of frequency stability border of power system to set the thresholds of under frequency load shedding relays," *Ener. Conv. Manag.*, vol. 51, pp. 1864–1872, 2010.
- [103] J. Morren, S. W. H. de Haan, W. L. Kling, and J. A. Ferreira, "Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 1, pp. 433-434, Feb. 2006.
- [104] R. G. de Almeida and J. A. Peças Lopes, "Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 944-950, Aug. 2007.
- [105] P. K. Keung, P. Li, H. Banakar, and B. T. Ooi, "Kinetic Energy of Wind-Turbine Generators for System Frequency Support," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 279-287, Feb. 2009.
- [106] D. Gautam, L. Goel, R. Ayyanar, V. Vittal, and T. Harbour, "Control Strategy to Mitigate the Impact of Reduced Inertia Due to Doubly Fed Induction Generators on Large Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 214-224, Feb. 2011.
- [107] Siegfried Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems.*: John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- [108] N. W. Miller, W. W. Price, J. J. Sanchez-Gasca, "Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators," GE Power Systems, NY, 2003.
- [109] Krause, P.C., O. Wasynczuk, and S.D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery.*: IEEE Press, 2002.
- [110] T. Ackerman, *Wind Power in Power Systems.*: Wiley, 2005.

## **Abstract**

Fossil fuels are vanishing more rapidly than before and the greenhouse gases are the byproduct. As a solution, the renewable energies have been paid more attention nowadays. These types of energy resources including wind farms (WF) have introduced new energy conversion technologies to the power systems which, in turn, make new challenges for power system operation and control. In this thesis, the WF is studied from the viewpoint of transient stability as well as small signal stability. The eigenvalues corresponding to the WF itself and the impacts of control parameters on these modes are investigated and appropriate values are determined. The impacts of WF on the small signal stability of a multi-machine power system are also investigated and it is shown that a WF based on DFIG technology would not participate in the electromechanical modes of synchronous generators. The SCIG is also studied and it is shown that from the view point of transient stability, this generator's performance is weaker. Besides, a formula for the CCT of this generator is derived. A novel approach for transient stability constrained optimal power flow is proposed. This method is evaluated on two test systems and the results are compared to recent publications. Improvement in computation time and accuracy of results are some features of this method. Considering the probabilistic nature of wind speed, power system studies have to be modified. Optimal power flow is one of the power system studies which is treated in this thesis. Besides, a method for reducing the computation time of these studies is introduced and the beneficial and detrimental features of this method are demonstrated. Inability of generators using power electronic interface to make inertia response is among the detrimental impacts of WF in the system. Frequency drop in case of a large unit outage and large oscillations in rotor angles are the outcomes. Based on these issues, a method for determining the maximum penetration level of WF in the power system is proposed.

**Keywords:** Small signal stability, Transient stability, Inter-area and local modes, Critical clearing time, Wind turbine, Optimal power flow



University of Tehran  
Faculty of Engineering  
School of Electrical and Computer  
Engineering



**Title:**

# **Analyzing the Impacts of Wind Farms on Power System Stability and Operation**

**By  
Hamed Ahmadi**

**Supervisors:**

**Dr. Hassan Ghasemi  
Prof. Hamid Lesani**

**A thesis submitted to the Graduate Studies Office in partial fulfillment of  
the requirements for the degree of M. Sc. in**

**Electrical Power Engineering**

**Summer 2011**