



بهبود کنترل اولیه فرکانس شبکه برق ایران با وجود کمبود منابع آب

میعادرضا شفیعی خواه^۱، محمد تقی عاملی^۲
۱- دانشگاه تربیت مدرس و پژوهشگاه نیرو
۲- دانشگاه صنعت آب و برق و شرکت مدیریت شبکه

واژه‌های کلیدی: تنظیم گاورنر، کنترل اولیه فرکانس، روش PSO.

چکیده

کنترل فرکانس در بهره‌برداری مناسب از یک شبکه قدرت امری بسیار ضروری می‌باشد و چنانچه نتوان فرکانس را به صورت مطلوب کنترل نمود احتمال ناپایداری شبکه و خارج شدن سیستم از حالت متصل وجود خواهد داشت. در مرحله اول کنترل فرکانس، کنترل اولیه قرار دارد که در صورت وقوع عدم تعادل میان تولید و مصرف انحراف فرکانس را هرچه سریعتر به حداقل می‌رساند. این مهم با استفاده از تنظیم مناسب گاورنرهای شبکه قابل انجام می‌باشد. بدلیل قرارگیری ایران در منطقه آب‌وهوایی خشک، همواره احتمال مواجهه با کمبود منابع آب وجود دارد. از آنجائیکه واحدهای آبی، سهم قابل توجهی از ظرفیت کنترل اولیه فرکانس را در اختیار دارند همواره این سوال مطرح است که آیا می‌توان در شبکه برق ایران بدون استفاده از این واحدها به کنترل اولیه فرکانس مطلوبی دست یافت؟ در این مقاله، برای پاسخ به پرسش مذکور، ابتدا با توجه به مشخصات

توربین-گاورنرهای شبکه برق ایران، مدل‌های آنها معرفی و شبیه‌سازی شده‌اند. سپس به شبیه‌سازی کل سیستم بدون مشارکت واحدهای آبی پرداخته شده و با در نظر گرفتن حوادث مختلف در شبکه، تنظیم گاورنرهای سیستم با استفاده از روش PSO انجام شده است. نتایج بدست آمده پاسخ فرکانسی قابل قبول سیستم قدرت را با وجود تنظیمات مذکور نشان می‌دهد.

مقدمه

فرکانس یکی از متغیرهای بهره‌برداری سیستم قدرت می‌باشد که در تمام سیستم قدرت به صورت یکسان وجود دارد [۱]. برای اینکه یک سیستم قدرت عملکرد قابل قبولی داشته باشد، باید تا حد امکان فرکانس ثابت بماند. محدوده تغییرات قابل قبول فرکانس در شبکه ایران $\pm 0.3\text{Hz}$ می‌باشد [۲]. به دلیل اینکه فرکانس در تمام سیستم مشترک می‌باشد، تغییر در

بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

مصرف توان اکتیو در یک ناحیه باعث تغییر فرکانس در سرتاسر سیستم می‌گردد [۳].

وظیفه تولید توان اکتیو سیستم بر دوش تعداد زیادی ژنراتور می‌باشد که باید به وسایلی مجهز باشند که تغییر توان مورد تقاضا را بین واحدها تقسیم نمایند. گاورنر سرعت در هر واحد تولیدی وظیفه کنترل اولیه فرکانس سیستم را برعهده داشته، حال آنکه کنترل ثانویه در یک مرکز کنترل اصلی، میزان تولید را مشخص می‌نماید [۴].

وظیفه اصلی کنترل اولیه فرکانس در شبکه برق ایران از مدت‌ها پیش بر دوش واحدهای آبی سد دز بوده و اخیراً بخشی از آن توسط واحدهای حرارتی تامین می‌گردد [۲]. از آنجائیکه ایران در منطقه آب‌وهوایی خشک قرار دارد، همواره این احتمال وجود دارد که با کمبود منابع آب مواجه گردد. بنابر این ضروری است که قابلیت سیستم کنترل اولیه فرکانس شبکه بدون مشارکت منابع آبی مورد بررسی قرار گیرد.

در این مقاله، بدون در نظر گرفتن رزرو کنترل اولیه فرکانس برای واحدهای آبی، تنظیم گاورنرهای سایر واحدها به منظور بهبود پاسخ فرکانسی سیستم قدرت انجام شده است. در ادامه مقاله، نحوه بدست آوردن پارامترهای توربین - گاورنر واحدهای شبکه ایران و مدل نمودن آنها ارائه شده است. سپس چگونگی شبیه‌سازی سیستم کنترل فرکانس و تنظیم پارامترهای گاورنرها بیان شده است. پس از آن پاسخ‌های فرکانسی بدست آمده در اثر حوادث فرکانسی مختلف تحلیل شده و در انتها نتیجه‌گیری ارائه شده است.

چگونگی بدست آوردن پارامترهای توربین و گاورنر

برای بدست آوردن پارامترهای سیستم توربین - گاورنر باید با توجه به سیستم توربین - گاورنر در هر نیروگاهی مراحل عملی و اجرایی مدلسازی و شناسایی انجام داد [۵ و ۶]. شناسایی سیستم توربین - گاورنر شامل چهار مرحله می‌باشد که عبارتند از:

۱. جمع آوری اطلاعات

۲. شبیه‌سازی

۳. آزمایش

۴. تخمین پارامترها

برای تخمین پارامترهای آن می‌باشد که شامل مراحل ذیل می‌گردد:

- ارائه فرض اولیه مدل توربین - گاورنر
- شناسایی به کمک اطلاعات حاصل از آزمایش
- ارزیابی صحت مدل

در صورت انطباق پاسخهای سیستم شبیه‌سازی شده با سیستم واقعی میتوان دو سیستم را مشابه دانست [۵ و ۶].

جمع آوری اطلاعات گاورنرهای شبکه برق ایران و مدل نمودن آنها

متأسفانه تا به امروز پارامترهای سیستم توربین - گاورنر تعدادی از نیروگاه‌ها موجود نبوده و تنها مدل آنها در دسترس می‌باشد که با توجه به استانداردهای موجود در این زمینه مقادیر نوعی برای این دسته از نیروگاه‌ها استفاده گردیده است. سایر نیروگاه‌ها دارای اطلاعات مدل و مقادیر پارامترهای کاملی بودند [۲]. این مدلها عبارتند از:

- مدل IEEE1
- مدل GAST
- مدل GAST2A
- مدل TGOV1

این مدلها و پارامترهای نوعی و محدوده‌های آنها در مرجع [۷] آورده شده‌اند. در پیوست مقدار پارامترهای مدل‌های مذکور بیان شده است. در ادامه به شبیه‌سازی هر کدام از این مدلها پرداخته شده است.

شبیه‌سازی و محاسبات تنظیم گاورنرها

شبیه‌سازی شبکه برق ایران

با توجه به شبیه‌سازی گاورنر واحدهای موثر در شبکه، کل سیستم قدرت به وسیله نرم‌افزار MATLAB مدل شده است و از حل کننده ODE23 استفاده شده است. برای این منظور ثابت لختی سیستم (H) برابر ۵ و ثابت میرایی بار (D) برابر ۳/۳ در نظر گرفته شده است که این مقادیر با توجه به

بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

جدیدترین اطلاعات جمع آوری شده توسط کارشناسان شرکت مدیریت شبکه برق ایران بدست آمده است [۲ و ۸].

محاسبات تنظیم گاورنرها

حال برای تنظیم نمودن گاورنرهای این واحدها و هماهنگی میان آنها لازم است که با توجه به حادثه مرجع سیستم، خطایی به عنوان PL به سیستم اعمال شود. میزان رزرو برای کنترل اولیه فرکانس در شرکت مدیریت شبکه برابر ۳۰۰ الی ۷۵۰ مگاوات در نظر گرفته شده است [۲].

بنابراین با تغییر دادن پارامترهای قابل تنظیم در گاورنرها و دروپ واحدها و مشاهده چگونگی تغییرات فرکانس سیستم (به دلیل وجود حادثه مرجع)، به گونه‌ای این تغییرات را اعمال نموده‌ایم که تغییرات فرکانس، استانداردهای مورد استفاده در شبکه برق اروپا (UCTE) را تامین نماید.

بر اساس این استاندارد باید حداکثر اختلاف فرکانس سیستم در حالت پایدار کمتر از ۱۸۰ میلی هرتز و حداکثر اختلاف فرکانس دینامیکی سیستم کمتر از ۸۰۰ میلی هرتز گردد. به این ترتیب در حالت دینامیکی مشکلی از بابت عملکرد رله‌های فرکانسی پیش نمی‌آید و در حالت پایدار نیز پس از گذشت ۱۵ تا ۲۰ ثانیه فرکانس سیستم در محدوده‌های قابل قبولی بوده و ACE برای کنترل ثانویه (در صورت ماندگار بودن کمبود یا اضافه تولید) تشکیل می‌گردد [۹].

برای انجام این تغییرات در تنظیم گاورنرها و بدست آوردن بهترین تنظیم ممکن در حلقه‌هایی این تنظیمات انجام شده و پاسخ با مقادیر استاندارد مقایسه شده تا فرکانس از محدوده قابل قبول خارج نگردد و در صورت عدم رسیدن به پاسخ قابل قبول، دوباره به مرحله قبل بازگشته و تغییر در تنظیمات ایجاد می‌نماید. این فرایند به دفعات تکرار می‌شود و نتایج قابل قبول ذخیره شده و یکی از تنظیمات که در کنترل فرکانس در حالت استاتیکی موفقتر بوده، انتخاب می‌گردد [۱۰].

با توجه به اینکه واحدهای بزرگتر بیش از سایر واحدها می‌توانند با تنظیم درست سیستم کنترل سرعت خود در کنترل فرکانس مؤثر باشند، برای شروع این الگوریتم به ترتیب از واحدهای بزرگ استفاده شده است [۱ و ۲].

از طرف دیگر با توجه به اینکه در صورتی که تنظیمات در واحدهای یک نیروگاه متفاوت باشد، مشکلاتی را در بهره‌برداری به وجود می‌آورد، ساده‌تر این است که واحدهای مشابه یک نیروگاه تنظیمات مشابهی داشته باشند. بنابر آنچه گفته شد ثابت زمانی ورود واحدهای نیروگاه را به گونه‌ای تنظیم و انتخاب می‌نمائیم که نیروگاه‌های با ظرفیت بیشتر، زودتر وارد مدار گردند.

همانگونه که پیش از این ذکر شد رزروی برای مشارکت نیروگاه‌های آبی در کنترل اولیه فرکانس در نظر گرفته نشده است.

از طرفی باید تا جائیکه امکان دارد رزرو کنترل اولیه سیستم قدرت از نظر جغرافیایی پراکنده باشد تا در صورت کمبود تولید به دلیل از دست رفتن خطوط انتقال برای سایر شبکه کمترین مشکل پیش آید [۹].

چگونگی تنظیم گاورنرهای شبکه و نحوه تست مدل شبیه‌سازی شده

با توجه به میزان رزرو کنترل اولیه مورد نیاز برای سیستم می‌توان از تمام این نیروگاه‌ها استفاده نمود و یا تنها از بخشی از آن برای کنترل فرکانس بهره جست. استفاده از تمام این نیروگاه‌ها گرچه رزرو بیشتری را در اختیار، قرار می‌دهد ولی مشکلات تنظیم این گاورنرها با یکدیگر برای جلوگیری از درگیر شدنشان را به شدت افزایش داده و نوسانات فرکانس را بعد از وقوع اختلال تا میرایی آن افزایش می‌دهد و پایدار شدن سیستم کنترل سرعت سخت‌تر می‌شود. به عبارت دیگر همانگونه که بعد از شبیه‌سازی‌ها بدست می‌آید تعداد قله و شکم نوسانات فرکانس افزایش می‌یابد که برای جلوگیری از این مشکل باید تنظیمات دقیقتری بر روی پارامترهای گاورنرها صورت گیرد [۱۱].

بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

به صورت $X_i=(x_{i1},x_{i2},\dots,x_{id})$ نمایش داده می‌شود. بهترین موقعیت قبلی (بهترین مقدار مناسب بدست آمده) برای هر جزء ذخیره شده و به صورت $X_i=(x_{i1},x_{i2},\dots,x_{id})$ نشان داده می‌شود. معیار بهترین جزء در میان تمام اجزای جمعیت با علامت g نشان داده می‌شود. اجزا با توجه به معادلات ذیل به روز می‌شوند:

$$V_{id} = V_{id} + c_1r_1(X_{ld}-X_{id})+ c_2r_2(X_{gd}-X_{id}) \quad (1)$$

$$X_{id} = X_{id} + V_{id} \quad (2)$$

که c_1 و c_2 ثابت‌های مثبتی بوده و r_1 و r_2 اعداد تصادفی با توزیع یکنواخت در بازه $[0-1]$ می‌باشند.

عملکرد PSO به ترتیب شامل دو مرحله زیر می‌باشد:
مرحله ۱- محاسبه تابع هدف برای هر یک از ذرات موجود در جمعیت. برای انجام این کار، سیستم بایستی شبیه‌سازی گردد تا مقدار تابع هدف بدست آید.

مرحله ۲- PSO بعد از آن با توجه به معادلات (۱) و (۲) موقعیت ذرات خود را به روز می‌نماید.

این دو مرحله جمعیت به جمعیت تکرار می‌گردد تا جاییکه معیاری برای توقف تکرارها با توجه به جستجو برای بهره‌های بهینه حاصل شود [۱۰].

جدول ۱. تنظیمات گاورنرهای شبکه برای حالت اتصال هشت نیروگاه

ردیف	نام نیروگاه	دروپ R	T ₂	T ₁	Load limit
۱	سیکل ترکیبی دماوند	۰/۰۲			۰/۰۰۰۱
۲	بندر عباس	۰/۰۵	۷	۰/۰۴	
۳	ری	۰/۰۴			۰/۰۰۰۲
۴	سیکل ترکیبی شهید رجایی	۰/۰۴			۰/۰۰۰۲
۵	سیکل ترکیبی منتظر قائم	۰/۰۴			۰/۰۰۰۶
۶	سیکل ترکیبی هرمزگان	۰/۰۵			۰/۰۰۰۷
۷	شهید رجایی	۰/۰۵	۹	۰/۱	
۸	اصفهان ۱	۰/۰۵	۷/۵	۰/۰۸	

بنابر آنچه ذکر شد در شبیه‌سازی‌های صورت گرفته، به دو طریق به تنظیم پارامترهای سیستم کنترل سرعت پرداخته شده است. در مرحله اول تنها هشت نیروگاه با ظرفیت بالاتر برای جبران اولیه اختلافات فرکانس انتخاب گردیده و در انتها تمام نیروگاه‌ها برای کنترل اولیه فرکانس مورد مطالعه و تنظیم قرار گرفته است.

در این شبیه‌سازی‌ها فرض شده است که مجموعه نیروگاه‌ها از رزرو کافی برای تامین کمبود توان برای کنترل اولیه فرکانس برخوردارند. مجموع ظرفیت هشت نیروگاه اول برابر با ۱۱۵۷۶ مگاوات و مجموع ظرفیت سایر واحدهای باقی‌مانده برابر با ۴۵۰۵ مگاوات می‌باشد [۲ و ۸].

نکته مهم در انجام الگوریتم یافتن مقادیر تنظیمی گاورنر اینست که این مقادیر باید در محدوده‌ای که برای آنها تعریف شده قرار گیرند. این محدوده‌ها در مدل هر یک از سیستم‌های کنترل سرعت ارائه شده است [۷].

در شبکه‌های قدرت به دلیل وجود واحدهای زیاد مشارکت‌کننده در کنترل اولیه فرکانس و محدوده وسیع انتخاب پارامترهای گاورنرها، استفاده از روش جستجوی تمام حالات، غیر ممکن می‌باشد. به این دلیل، استفاده از الگوریتم‌های جستجوی جمعیت به جمعیت (به جای جستجوی نقطه به نقطه) کاربرد خواهد داشت. یکی از این الگوریتم‌ها که به دلیل قابلیت همگرایی بالا کاربرد زیادی دارد و در این مقاله از آن استفاده شده است روش PSO^۱ می‌باشد [۱۰]. روش PSO مانند سایر روش‌های محاسبه تکاملی جستجو را برای رسیدن به بهینه با استفاده از یک جمعیت اولیه از اجزا انجام می‌دهد. اجزای این جمعیت اولیه با توجه به برخی انواع فرآیند به روز شده و به ناحیه حل بهتری حرکت می‌کنند. هر جزء بهترین حل خود^۲ را به یاد می‌سپارد. به همین ترتیب گروه نیز بهترین حل^۳ را به خاطر می‌سپارد. هر جزء یک راه‌حل کاندید برای مساله را نشان می‌دهد و به عنوان نقطه‌ای در یک فضای D بعدی رفتار می‌نماید. جزء نام

1 - Particle Swarm Optimization

2 - Local Best

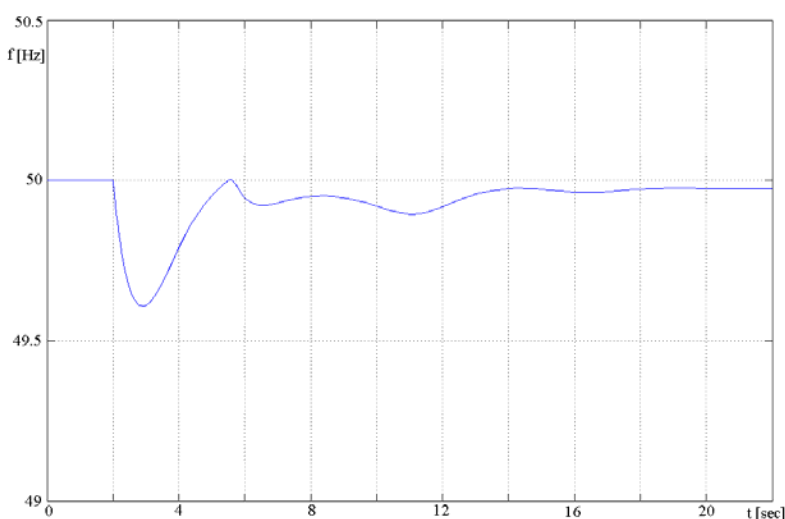
3 - Global Best

بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

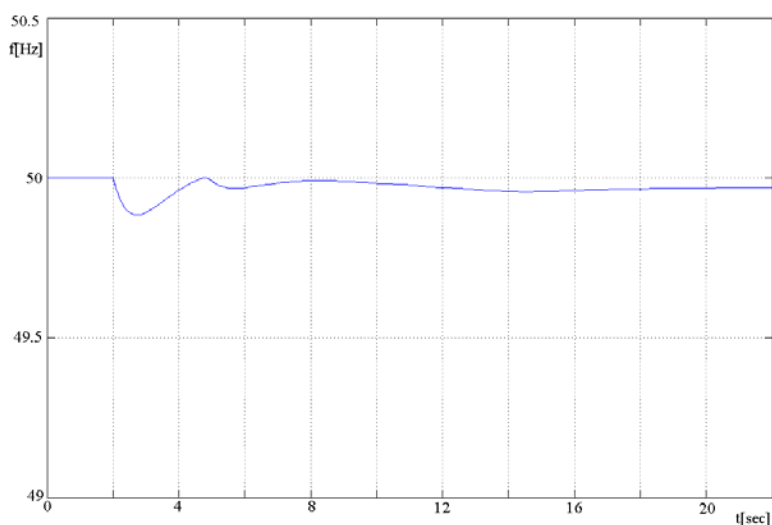
تنظیم گاورنرها با استفاده از هشت نیروگاه

با انجام شبیه‌سازی‌های انجام شده در حالتی که از هشت نیروگاه با ظرفیت تولیدی بالا استفاده گردد، یکی از تنظیمات قابل قبول گاورنرها بصورت جدول ۱ بدست آمده است. در شکل ۱ مشاهده می‌گردد هنگامیکه از هشت نیروگاه با ظرفیت بالاتر برای کنترل اولیه فرکانس استفاده گردید، گاورنرهای این نیروگاه‌ها قادر خواهند بود اختلالی برابر با

۰/۰۸ پریونیت را (حداکثر اختلال قابل کنترل برای این نیروگاه‌ها) به راحتی کنترل نمایند. همانگونه که در شکل ۲ ملاحظه می‌شود این تنظیمات، سیستم را قادر می‌سازد تا در برابر اختلالاتی برابر ۰/۰۲ پریونیت نیز به خوبی عکس العمل نشان داده و به سرعت، فرکانس را چه از لحاظ دینامیکی و چه در حالت پایدار به محدوده قابل قبول در استاندارد UCTE برگرداند.

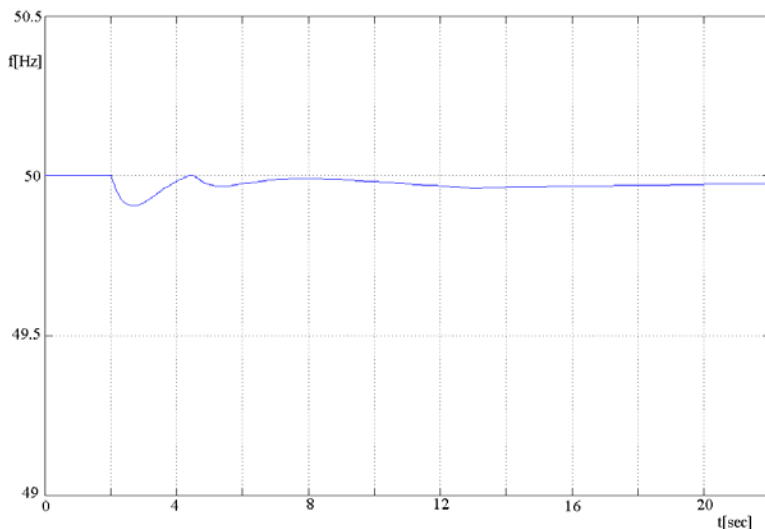


شکل ۱. تغییرات فرکانس به اختلالی برابر ۰/۰۸ پریونیت در حالت استفاده از هشت نیروگاه نخست

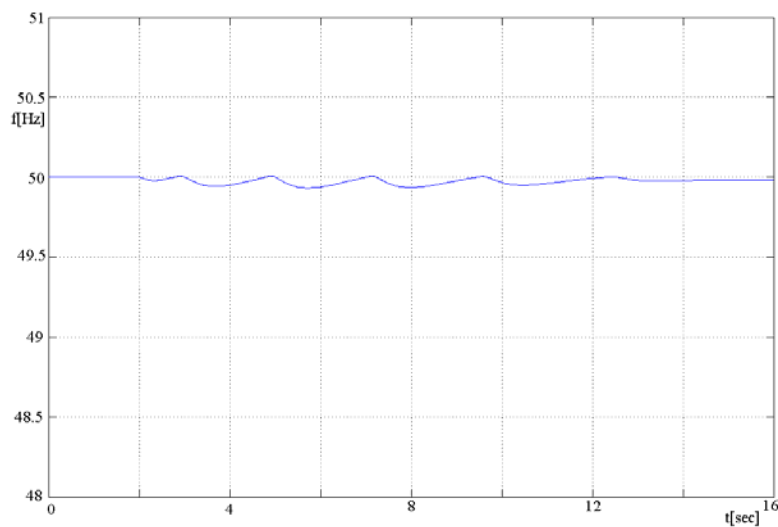


شکل ۲. تغییرات فرکانس به اختلالی برابر ۰/۰۲ پریونیت در حالت استفاده از هشت نیروگاه نخست

بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق



شکل ۳. تغییرات فرکانس به اختلالی برابر ۰/۰۱ پریونیت در حالت استفاده از هشت نیروگاه نخست



شکل ۴. تغییرات فرکانس به اختلالی برابر ۰/۰۲ پریونیت در حالت استفاده از تمام نیروگاه‌ها

شبکه برق اروپا می‌باشد، همانگونه که در شکل ۳ مشاهده می‌شود، تغییرات فرکانس همچنان در محدوده قابل قبول استاندارد UCTE قرار می‌گیرد.

از طرفی لازم است توجه گردد که رزرو کنترل اولیه فرکانس باید همواره و تحت هر شرایطی در دسترس باشد و در صورت وجود مشکل و یا تغییراتی در بهره‌برداری یک یا چند واحد بصورت چرخان بر روی سایر واحدهای نیروگاه‌ها قرار گیرد.

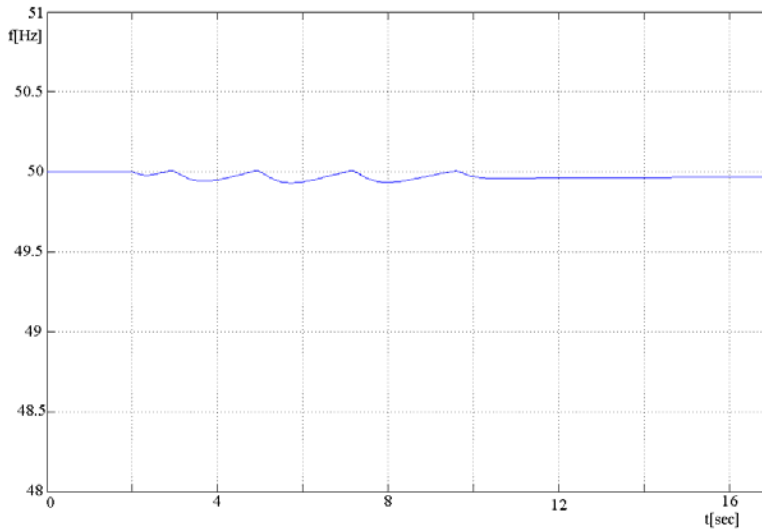
اختلالی برابر با ۰/۰۲ پریونیت معادل با وقوع حادثه ۷۵۰ مگاواتی در زمان پیک می‌باشد که این مقدار رزرو برای کنترل اولیه فرکانس در شرکت مدیریت شبکه برق ایران پیشنهاد شده است. همانگونه که ملاحظه می‌گردد با تنظیمات گاورنرها به صورتی که در جدول ۱ ذکر شد می‌توان این میزان اختلال را کنترل نمود. مقدار پایدار فرکانس در این حالت برابر با ۴۹/۹۷ هرتز می‌باشد. در حالتی که میزان اختلال ۰/۰۱ پریونیت انتخاب گردد، که برابر حادثه مرجع در

بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

دینامیکی فرکانس کمتر از حالت مشابه برای هشت نیروگاه بدست آمده است. علت افزایش نوسانات کوچک به عدم انجام بهترین تنظیمات برمیگردد و به عبارتی با افزایش صفرها و قطبهای کنترلی بلوک دیاگرام سیستم انجام تنظیمات بسیار دقیق‌تر و مشکل‌تر می‌شود.

تنظیم گاورنرها با استفاده از تمام نیروگاه‌ها

در حالتی که از تمام نیروگاه‌ها برای کنترل اولیه فرکانس استفاده شود، گاورنرهای این نیروگاه‌ها نیز قادر به کنترل فرکانس در هنگام وقوع حادثه‌ای برابر با 0.084% پریونیت کمبود تولید خواهند بود، اما برای این منظور میزان نوسانات فرکانس تا رسیدن به حالت پایدار بیشتر شده ولیکن افت



شکل ۵. تغییرات فرکانس به اختلالی برابر 0.01% پریونیت در حالت استفاده از تمام نیروگاه‌ها

اختلاف پایدار فرکانس با فرکانس نامی 43 میلی هرتز می‌باشد که نسبت به حالت استفاده از هشت نیروگاه بیشتر شده است ولی زمان میرا شدن این نوسانات کاهش یافته و دامنه دینامیکی این نوسانات کمتر شده است. در حالتی که میزان اختلال را برابر 0.01% پریونیت به سیستم شبیه‌سازی شده اعمال نماییم تغییرات فرکانس به صورت شکل ۵ می‌باشد که نشان دهنده قابل قبول بودن پاسخ سیستم با توجه به معیار UCTE می‌باشد.

در این حالت میزان اختلاف فرکانس در حالت پایدار برابر 20 میلی هرتز می‌باشد. در تنظیم نمودن گاورنرها باید توجه گردد که دقت اعمالی به پارامترهای گاورنرها وابسته به نوع گاورنر و شرکت سازنده آن می‌باشد که نمایان می‌سازد آیا به گاورنر میتوان تنظیمات دقیقتر را اعمال نمود و یا خیر. همچنین یکسان بودن مدل‌های موجود در برخی نیروگاه‌ها که ناشی از تشابه مابین سازنده‌های این گاورنرها می‌باشد، احتمال درگیر

چنانچه از تمام نیروگاه‌های موثر در کنترل اولیه فرکانس استفاده نماییم، مشابه حالت قبل به تنظیمات گاورنرهای شبکه دست می‌یابیم که همانگونه که انتظار می‌رفت انجام تنظیمات در این حالت بسیار مشکل‌تر از حالت قبل بوده و در صورتی که دقت پارامترهای تنظیمی مانند حالت قبل در نظر گرفته شود، نوسانات فرکانس بیشتر از حالت قبل می‌گردد که نشان دهنده لزوم انجام تنظیمات دقیقتر پارامترهای گاورنرها را دارد. در جدول ۲ نمونه‌ای از این تنظیمات که حاصل شبیه‌سازی‌های مذکور است آورده شده است.

در شکل ۴ تغییرات فرکانس در صورت وقوع اختلالی به بزرگی 0.02% پریونیت نشان داده شده است.

همانگونه که از شکل ۴ مشهود است نوسانات فرکانس نسبت به حالت استفاده از هشت نیروگاه بیشتر شده ولی دامنه این نوسانات کاهش یافته و زمان میرا شدن آنها نیز بر اساس استاندارد UCTE کاملاً قابل قبول می‌باشد. در این حالت

بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

واحدهای حرارتی می‌تواند با تنظیمات صحیح پاسخ فرکانسی قابل قبولی را برای سیستم قدرت به همراه داشته باشد.

جدول ۲. تنظیمات گاورنرهای شبکه برای حالت تمام نیروگاه‌های شبکه

نام نیروگاه	دروپ R	T ₂	T ₁	Load limit	T _g
سیکل ترکیبی دماوند	۰/۰۲			۰/۰۰۰۰۸	
بندر عباس	۰/۰۵	۱۱	۰/۰۲۱		
ری	۰/۰۴			۰/۰۰۰۰۹	
سیکل ترکیبی شهید رجایی	۰/۰۴			۰/۰۰۰۰۷	
سیکل ترکیبی منتظر قائم	۰/۰۴			۰/۰۰۰۰۸	
سیکل ترکیبی هرمزگان	۰/۰۵			۰/۰۰۰۰۹	
شهید رجایی	۰/۰۵	۱۶	۰/۰۱۵		
اصفهان ۱	۰/۰۵	۲۱	۰/۰۱۳		
منتظری ۱	۰/۰۵	۳۶	۰/۰۲		
منتظری ۲	۰/۰۵	۳۶	۰/۰۲		
سیکل ترکیبی گیلان (گازی)	۰/۰۵			۰/۰۰۰۰۷	
سیکل ترکیبی گیلان (بخاری)	۰/۰۵				۱۵
سیکل ترکیبی قم (گازی)	۰/۰۴			۰/۰۰۰۰۶	
سیکل ترکیبی قم (بخاری)	۰/۰۵	۳۱	۰/۰۱۲		
شهید بهشتی	۰/۰۵				۱۴

شدن گاورنرها را کاهش می‌دهد و تنظیمات راحت‌تر و نتایج بهتری را به دنبال خواهد داشت. اما باید به این نکته نیز توجه نمود که اگر اکثر گاورنرهای شبکه دارای یک مدل باشند در تنظیم نمودن آنها باید دقت شود که ثابت زمانی‌های ورود آنها برای کنترل فرکانس یکسان نباشد. در این صورت سیستم گاورنرها برای اختلالات مختلف نتایج معقول و مورد انتظاری را بدست نمی‌دهند [۳].

در مورد انتخاب حادثه مرجع سیستم باید به این نکته اشاره کرد که این حادثه، بزرگترین کمبود تولید را در شبکه ایجاد می‌نماید. این کمبود تولید با توجه به اینکه برای کنترل اولیه فرکانس و عملاً برای زمانهای بسیار کوتاه مورد بررسی قرار گرفته است بزرگتر از کمبود احتمالی تولید سیستم در حالات ماندگار و کنترل ثانویه فرکانس در نظر گرفته شده است. از طرفی وظیفه اصلی گاورنرها در شبکه میرا نمودن نوسانات گذرا و اختلالات ضربه‌ای سیستم قدرت می‌باشد و برای کاهش احتمال خاموشی به علت اختلالات پایدار در شبکه راه حل اصلی بالا بردن قابلیت اطمینان پست‌ها و خطوط انتقال می‌باشد [۹].

مراجع

- ۱- پرابها کندور، پایداری و کنترل سیستمهای قدرت، م: سیفی، ح، انتشارات دانشگاه تربیت مدرس، چاپ اول، ۱۳۷۶
- ۲- شرکت مدیریت شبکه برق ایران، تابستان ۱۳۸۷
- ۳- سعادت، ه، بررسی سیستمهای قدرت، م: شایانفر، کاظمی، انتشارات دانشگاه علم و صنعت ایران، چاپ اول، ۱۳۸۰.
- ۴- کاظمی، ا، سیستمهای قدرت الکتریکی، انتشارات دانشگاه علم و صنعت ایران، چاپ ششم، ۱۳۸۲.
- ۵- مرکز تحقیقات نیرو، گروه مطالعات دینامیک، بخش برق، تعیین پارامترهای دینامیکی گاورنر، مردادماه ۱۳۷۴
- ۶- مرکز تحقیقات نیرو، گروه مطالعات دینامیک، بخش برق، تعیین پارامترهای دینامیکی توربین نیروگاه شهید رجایی، تیرماه ۱۳۷۴.

7- Final Report of System Dynamics Database, Moshref.A, Howell.F, Wang.X, Feb 8, 2005.

8- www.TAVANIR.org.ir

نتیجه‌گیری

با استفاده از تنظیم مناسب گاورنرهای شبکه می‌توان فرکانس سیستم را در پاسخ کوتاه- مدت به اختلالات تولید- مصرف کنترل نمود. بدلیل قرارگیری ایران در منطقه آب‌وهوایی خشک، همواره احتمال مواجهه با کمبود منابع آب وجود دارد و از آنجائیکه واحدهای آبی، سهم قابل توجهی از ظرفیت کنترل اولیه فرکانس را در اختیار دارند باید شبکه برق ایران بتواند بدون استفاده از این واحدها به کنترل اولیه فرکانس مطلوبی دست یابد. در این مقاله، با شبیه‌سازی کل سیستم کنترل فرکانس شبکه ایران و بدون مشارکت واحدهای آبی و با در نظر گرفتن حوادث مختلف در شبکه، گاورنرهای سیستم با استفاده از روش PSO تنظیم گردید. نتایج بدست آمده از این تنظیمات نشان داده است که حتی مشارکت بخشی از

بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

particle swarm optimization," in Proc. IEEE Conf. 2006.

۱۱- کوب، سیستمهای کنترل، م: کافی.ع، انتشارات دانشگاه صنعتی شریف، چاپ پنجم، ۱۳۸۱.

9- UCTE Operation Handbook, v 2.5E, UCTE, July 20, 2004. [Online]. Available: <http://www.ucte.org/pdf/ohb/OperationHandbook20.07.2004.pdf>.

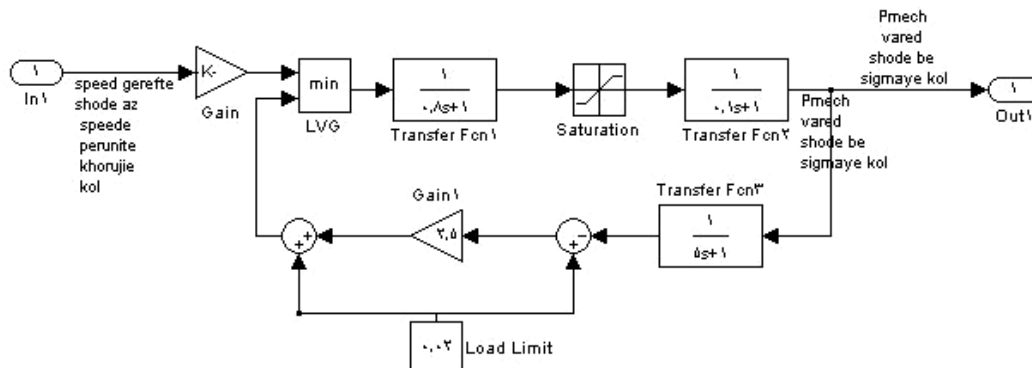
10- Y. L. Abdel-Magid, and Ad A. Abido, "AGC tuning of interconnected reheat thermal systems with

پیوست

بلوک دیاگرام مدل‌های توربین - گاورنرهای شبکه در ذیل آمده است.

جدول الف. مدل توربین- گاورنر نیروگاه‌های شبکه ایران

نام نیروگاه	مدل توربین - گاورنر
نیروگاه اصفهان ۱	IEEEG1
نیروگاه شهید منتظری ۱	IEEEG1
نیروگاه شهید منتظری ۲	IEEEG1
نیروگاه شهید بهشتی (گازی)	GAST2A
نیروگاه سیکل ترکیبی گیلان (بخاری)	TGOV1
نیروگاه گیلان (گازی)	GAST
نیروگاه هرمزگان	GAST
نیروگاه بندرعباس	IEEEG1
نیروگاه دماوند	GAST
نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم	GAST
نیروگاه گازی ری	GAST
نیروگاه بخاری شهید رجایی	IEEEG1
نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجایی	GAST
نیروگاه سیکل ترکیبی قم	IEEEG1

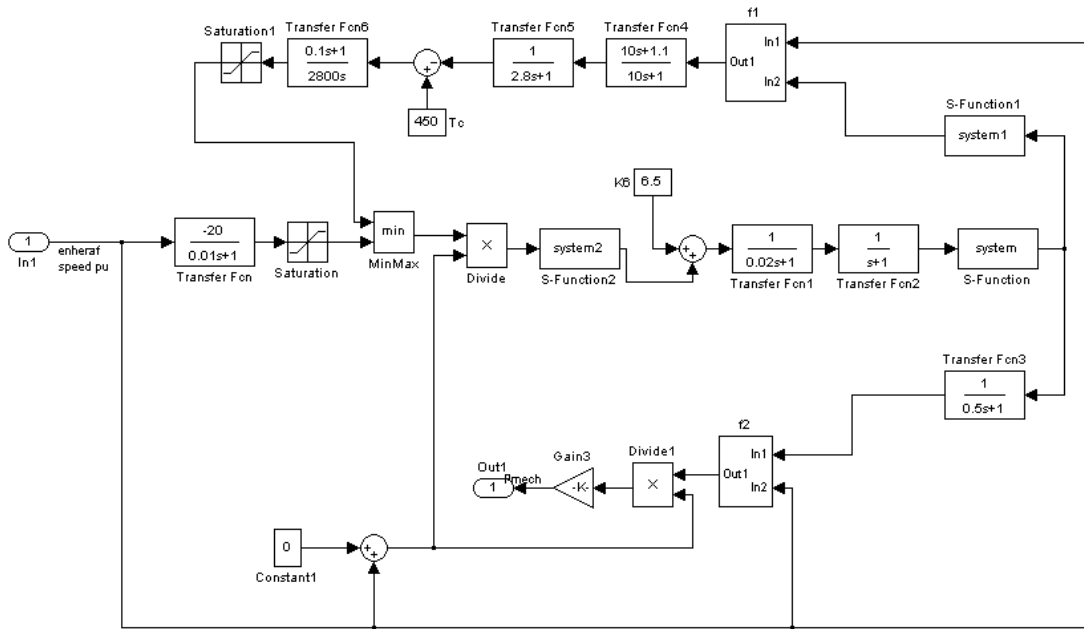


شکل الف. مدل به کار رفته برای شبیه سازی سیستم توربین- گاورنر از نوع GAST

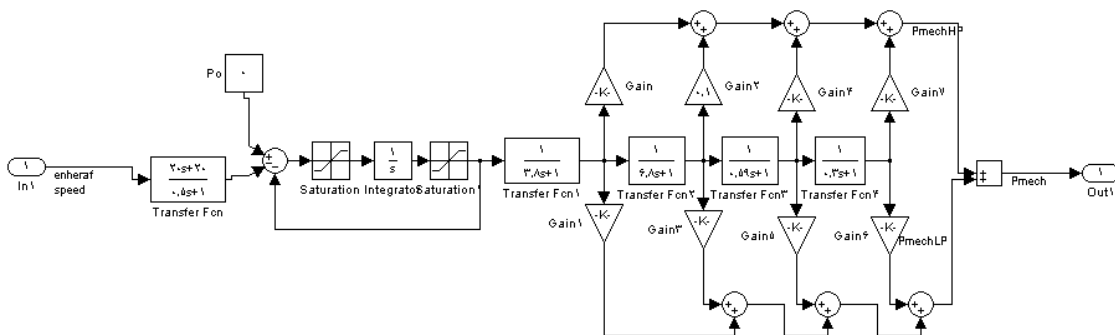
بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق



شکل ب. مدل به کار رفته برای شبیه سازی سیستم توربین- گاورنر از نوع TGOV1



شکل ج. مدل به کار رفته برای شبیه سازی سیستم توربین- گاورنر از نوع GAST2A



شکل د. مدل به کار رفته برای شبیه سازی سیستم توربین- گاورنر از نوع IEEEG1