



بسمه تعالی

عنوان پروژه پژوهشی دوره عالی بازار برق:
بررسی راهکار بهینه ی تخصیص درآمد حاصل از مشارکت واحدهای نیروگاهی در خدمات جانبی کنترل فرکانس ثانویه
(کنترل خودکار توان)

تهیه کننده:
شرکت انرژی گستر جم

استاد راهنما:
جناب آقای دکتر تورج امرایی



کنترل فرکانس

- کنترل فرکانس اولیه، نخستین عملیات کنترلی برای تثبیت فرکانس شبکه از طریق حفظ تعادل بین تولید و مصرف انرژی الکتریکی می باشد. کنترل فرکانس های ثانویه و ثالثیه بعنوان پشتیبان و برگرداننده فرکانس شبکه به مقدار نامی عمل می نمایند.
- هم اکنون در ایران فعال سازی کنترل فرکانس اولیه برای نیروگاههای بزرگ بالای ۵۰ مگاوات الزامی است ولی برای کنترل فرکانس ثانویه و ثالثیه، بغیر از ابلاغ دستورالعمل فعالسازی سیگنال AGC (کنترل خودکار توان)، رویه اجرایی و نحوه جبران خدمت نیروگاهی تدوین نشده است.
- با توجه به تجربه های مناسب کشورهای پیشرفته در استفاده از کنترل فرکانس ثانویه، اجرای آن در ایران نیز در دست بررسی است . البته نگرانی هایی نیز وجود دارد که بطور خلاصه به آن پرداخته می شود.



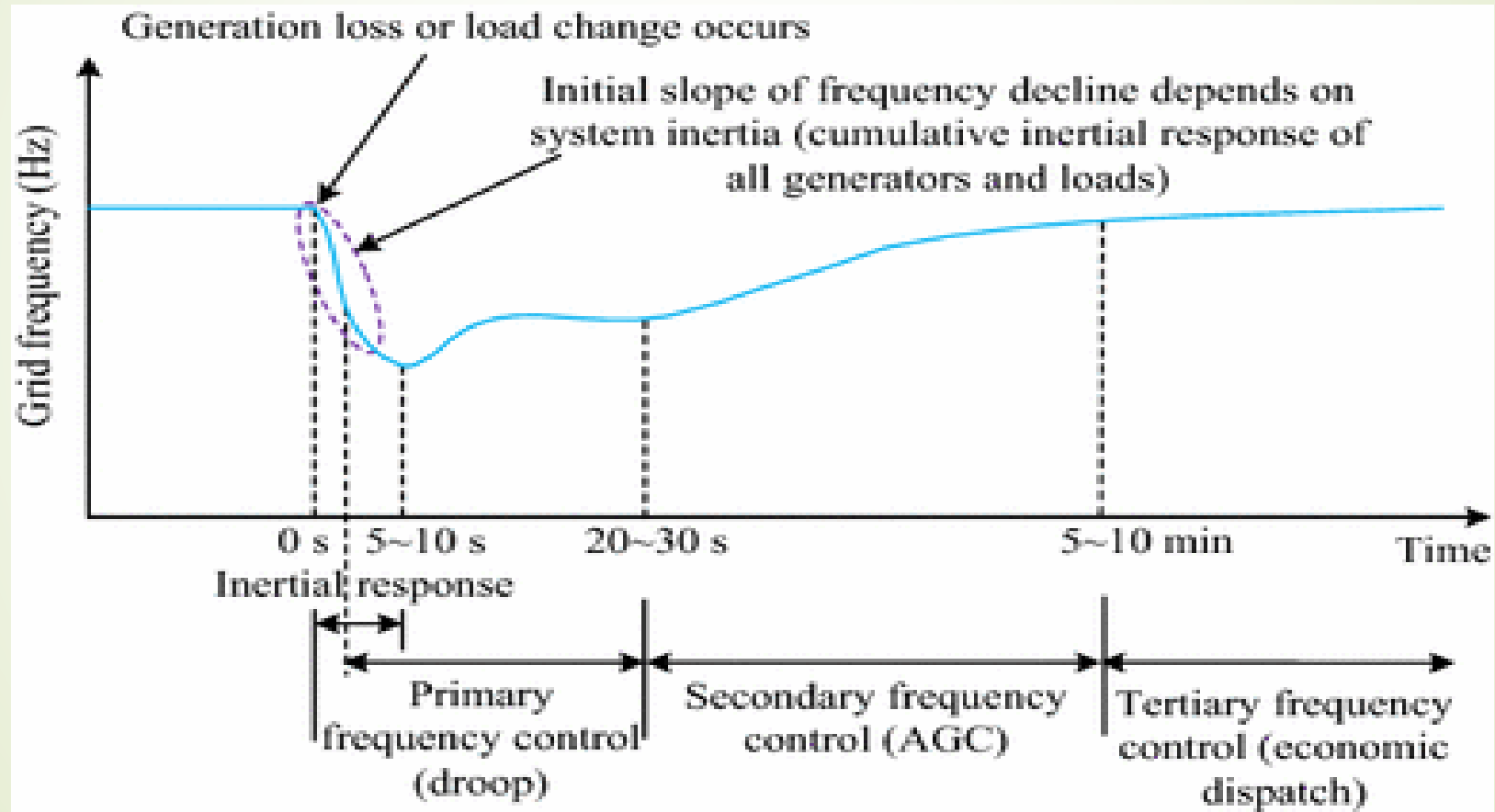
توالی زمانی اثرات و اقدامات کنترلی شبکه به دنبال بروز اغتشاشات بزرگ

چهار پیامد اصلی به ترتیب زمانی ذیل اتفاق خواهد افتاد:

- ایجاد نوسان در روتور ژنراتورها
- افت فرکانس برای چند ثانیه
- ورود کنترل فرکانس اولیه برای جلوگیری از افت شدید فرکانس و بازیابی آن (حدود سی ثانیه)
- ورود کنترل فرکانس ثانویه از طریق کنترل مرکزی (دیسپاچینگ ملی) و بازیابی فرکانس به مقدار نامی (حدود پانزده دقیقه).



نحوه مدیریت تولید و کنترل فرکانس





کنترل فرکانس اولیه

اقدامات اصلاحی کنترل فرکانس اولیه عبارتند از:

استفاده از ذخیره گردان شبکه:

➡ ظرفیت آزاد نیروگاههای سنکرون با شبکه برای افزایش یا کاهش تولید متناسب با بار



کنترل فرکانس ثانویه

کنترل فرکانس ثانویه تداخلی با عملکرد کنترل فرکانس اولیه ندارد بلکه این اقدامات همزمان و بصورت پیوسته در پاسخ به انحرافات جزئی ناشی از عملکرد طبیعی مولد و یا در پاسخ به اختلاف عمده بین تولید و مصرف (به عنوان مثال خروج واحد تولیدی یا قطع اتصال شبکه)، انجام می گیرد.

اقدامات اصلاحی کنترل فرکانس ثانویه عبارتند از

استفاده از واحدهای با راه اندازی سریع:

➤ واحدهایی مانند واحدهای آبی و گازی که قادرند طی چند دقیقه وارد شبکه بشوند در جبران کمبود توان تولیدی شبکه در حالتی که ذخیره گردان کافی نباشد، موثر هستند.

کاهش ولتاژ و فرکانس:

➤ از آنجا که توان مصرفی بار به سطح ولتاژ و فرکانس شبکه وابسته است، میتوان با کنترل ولتاژ شبکه توزیع و فرکانس، تقاضای بار را نیز کنترل کرد

کنترل ثانویه به دو روش انجام می شود:

➤ سیستم های کنترل خودکار و از راه دور (AGC)

➤ کنترل Manual (محلی و در زمان واقعی).



کنترل فرکانس ثالثیه

اقدامات اصلاحی کنترل فرکانس ثالثیه عبارتند از:

بارزدایی فرکانسی:

حذف مقداری از بار شبکه بدلیل افت فرکانس ➡



تجربه هندوستان

وزارت نیروی کشور هندوستان (POSOCO) در تاریخ ۱۸ ژانویه ۲۰۱۷ ، یک پروژه آزمایشی راه اندازی سیستم AGC را با همکاری شرکت برق دولتی NTPC و در نیروگاه دادری هند آغاز نمود و در تاریخ اول اپریل ۲۰۱۷ به اجرا گذاشت.

ظرفیت تولید برق کشور هندوستان ۱۲۵۰ گیگا وات ساعت می باشد که ۳۰٪ از این مقدار تولیدی، انرژی غیر فسیلی (برق آبی، باد، خورشیدی، هسته ای و بیوگاز) می باشد.

ذخیره کنترل فرکانس اولیه (توزیع شده)
—۴۰۰۰ MW شامل نیروگاههای بزرگ

ذخیره کنترل فرکانس ثانویه (متمرکز)
—شمال ۸۰۰ MW —شرق ۶۶۰ MW —غرب ۸۰۰ MW —جنوب ۱۰۰۰ MW —شمالشرق ۳۶۳ MW
کلاً : ۳۶۲۳ MW

ذخیره کنترل فرکانس ثالثیه (غیر متمرکز)
—شمال ۱۶۵۸ MW —غرب ۱۳۵۳ MW —جنوب ۱۳۴۳ MW —شرق ۸۵۷ MW —شمالشرق ۶۵ MW
کلاً : ۵۲۱۸ MW

علیرغم اینکه درصد بسیار ناچیزی از ظرفیت شبکه هند برای ذخیره کنترل فرکانس اولیه، ثانویه و ثالثیه در نظر گرفته شده و حدود ۳۰٪ از این انرژی تولیدی از، انرژی غیر فسیلی (برق آبی، باد، خورشیدی، هسته ای و بیوگاز) می باشد ولی با استفاده از کنترل فرکانس، تغییرات فرکانس شبکه هند در باند (۰.۰۳ + - هرتز) قرار دارد.



تجربه ایران

با تاسیس شرکت مدیریت شبکه برق ایران و شروع بکارگیری سیستم کنترل فرکانس مدرن در شبکه برق ایران از سال ۸۶، وضعیت فرکانس شبکه بهبود یافت. به نحوی که فرکانس شبکه از ۵۰/۰۱۸ در سال ۱۳۸۸ به ۵۰/۰۰۸ هرتز در سال ۹۶ رسیده است.

۶۲۲۳۷ مگاوات

ظرفیت عملی نیروگاه های کشور (بهار ۹۷ تا پاییز ۹۷)

۳۵۷۳۷ مگاوات

ظرفیت عملی نیروگاه های فعال در کنترل فرکانس اولیه (بهار ۹۷ تا پاییز ۹۷)

۱۹۱۸۰ مگاوات

ظرفیت عملی نیروگاه های سیکل باز

۱۳۹۷۶ مگاوات

ظرفیت عملی نیروگاه های سیکل بسته

۱۵۷۹۸ مگاوات

ظرفیت عملی نیروگاه های بخار

۱۱۴۷۴ مگاوات

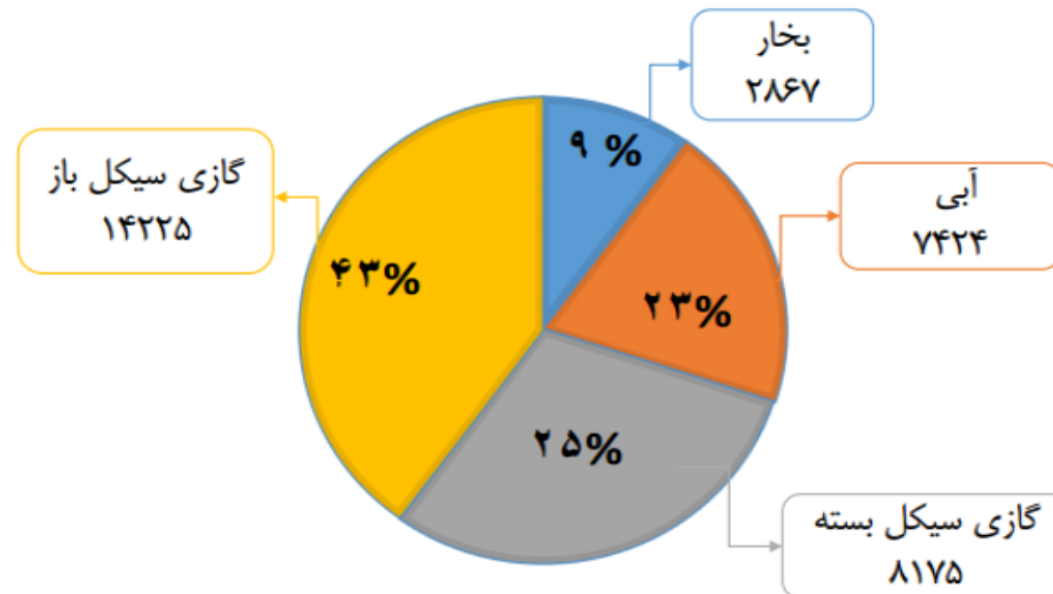
ظرفیت عملی نیروگاه های آبی



میزان مشارکت کنترل فرکانس نیروگاه ها به تفکیک تکنولوژی ساخت

نتایج عملکرد واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس اولیه (بهار ۹۷ تا پاییز ۹۷)

❖ ظرفیت عملی متوسط نیروگاه های مشارکت کننده با عملکرد قابل قبول در کنترل فرکانس اولیه به تفکیک نوع نیروگاه





تجربه یزد

نیروگاه های بزرگ منطقه یزد شامل ۴ نیروگاه سیکل ترکیبی طرح مپنا می باشد . واحدهای گازی این نیروگاه ها در زمان تولید روی مد کنترل فرکانس اولیه قرار دارند. متاسفانه واحدهای بخار سیکل ترکیبی آنها بدلیل مشخصه فنی شان قابلیت کنترل فرکانس را ندارند.

بمنظور تامین خدمات جانبی کنترل فرکانس ثانویه، بر روی سیستم کنترل واحدهای گازی نیروگاه های مذکور، سیگنالهای AGC تعریف شده است. ولی تاکنون بدلیل تبعات منفی آن که در ادامه به آن اشاره شده است، واحدها روی مد کنترل فرکانس ثانویه قرار نگرفته اند. با رفع ابهامات فنی و پیش جبران مناسب خدمت، قابلیت کنترل فرکانس ثانویه وجود دارد.



دستورالعمل های بهره برداری شرکت مدیریت شبکه برق ایران

۱- دستورالعمل ثابت بهره برداری شماره ۲ کنترل فرکانس مورخ ۹۷/۰۶/۰۱

بر اساس دستورالعمل ثابت بهره برداری، تمامی واحدهای نیروگاهی موجود و جدیدالاحداث با ظرفیت تولید نصب شده ی ۵۰ مگاوات و بیشتر، ملزم هستند امکان مشارکت در کنترل فرکانس اولیه بوسیله گاورنر و قابلیت کنترل خودکار از راه دور (AGC) را داشته باشند. از این رو دستورالعمل حاضر یکی از شروط اخذ پروانه تولید یا بهره برداری و اخذ مجوز اتصال به شبکه خواهد بود.

۲- دستورالعمل اجرایی رویه خدمات جانبی کنترل فرکانس مورخ ۹۷/۰۴/۰۲ (مصوبه بند ۱ صورتجلسه ۲۸۳ هیات تنظیم بازار برق)

درآمد پیش بینی شده در دستورالعمل فوق الذکر بشرح ذیل می باشد:

نرخ پرداخت ثابت بابت توانایی ارائه خدمات کنترل فرکانس معادل ۲۱٪ نرخ پایه آمادگی در بازار عمده فروشی برق می باشد.

نرخ پرداخت متغیر در زمانهای فعال شدن سیستم کنترل فرکانس معادل ۱۱۲٪ نرخ پایه آمادگی در بازار عمده فروشی برق می باشد.

نرخ کسر درآمد بابت عملکرد ناصحیح در ارائه خدمات کنترل فرکانس معادل ۶۶٪ نرخ پایه آمادگی در بازار عمده فروشی برق می باشد.

مرکز دیسپاچینگ حداقل یک بار در هر دوره سه ماهه واحدهای نیروگاهی را از لحاظ صحت عملکرد کنترل فرکانس مورد ارزیابی قرار می دهد.



ادامه دستورالعمل های بهره برداری شرکت مدیریت شبکه برق ایران

- ۳- رویه راه اندازی سیستم کنترل تولید خودکار (AGC) نیروگاه مورخ مهر ۹۹
- لازم است قابلیت فعال شدن همزمان هر دو مد کنترل فرکانس اولیه و ثانویه برای واحد وجود داشته باشد و عملکرد همزمان آنها خللی در رفتار واحد ایجاد نکند.
- ضمناً قابلیت فرمان مجزا به هر واحد در مد SINGLE و فرمان کلی به بلوک یا نیم بلوک در مد سیکل ترکیبی COMBINED CYCLE الزامی است. بنابراین مطلوب است هنگام قرارگیری واحد ها در سیکل ترکیبی کنترل خودکار بارگیری بلوک فعال باشد و SETPOINT به کل بلوک اعمال گردد.



نگرانی های فعال سازی مد کنترل فرکانس ثانویه در نیروگاه های حرارتی

الف: موارد فنی

- افزایش ریسکهای بهره برداری
- لزوم مدیریت تغییر بار واحدها با توجه به وضعیت سوخت گاز نیروگاه
- لزوم مدیریت بار واحدها با توجه به وضعیت ذخیره سوخت گازویل نیروگاه
- مشکلات موجود در ایستگاه تقلیل فشار گاز نیروگاه
- ملاحظات امنیتی در زمینه اتصال سیستم های کنترل نیروگاه به سایر سیستمها
- محدودیت در تامین قطعات یدکی به دلیل مشکلات و محدودیت های تحریم و همچنین تاثیر منفی عدم پرداخت صورت وضعیتهای نیروگاهی از سوی دولت
- اتصال واحدهای گازی به AGC
- اتصال واحدهای بخار سیکل ترکیبی به AGC

ب: اتصال واحدها به AGC از منظر قراردادی و حقوقی



نتیجه گیری و پیشنهادات:

در پایان به این نتیجه می‌رسیم که اهمیت کنترل فرکانس ثانویه برای شبکه از اهمیت کنترل فرکانس اولیه پایین‌تر است ولی هزینه‌ها و تبعات آن برای نیروگاه‌ها بمراتب بیشتر خواهد بود. چنانچه برای جبرای خدمات جانبی مذکور مثل جبران کنترل فرکانس اولیه رفتار شود، یعنی از درآمد آمادگی کسر و بعنوان پاداش کنترل فرکانس در نظر گرفته شود، به صلاح نیروگاه‌ها نمی‌باشد و با ضرر و زیان زیادی روبرو خواهند شد. لذا پیشنهاد می‌گردد پس از فراهم آوردن تمهیدات نرم افزاری و سخت افزاری لازم و قبل از تسری موضوع به تمام واحدها (اجباری شدن)، با در نظر گرفتن ملاحظات بالا و به عنوان پایلوت چند واحد گازی از واحدهای تحت مدیریت و مالکیت وزارت نیرو، به سیستم AGC متصل و به صورت عملی منافع و محدودیتهای استخراج گردد و سپس تصمیم‌گیری کلان صورت گیرد یا اینکه کلاً از نیروگاه‌های آبی یا تجدید پذیر بدلیل نداشتن تبعات منفی، استفاده نمود.



با تشکر

