بسم الله الرحمن الرحيم

پایان نامه کارشناسی ارشد رشته مهندسی برق- قدرت

عنوان:

بکارگیری قابلیت نرخ بارگیری چندگانه واحدهای نیروگاهی در برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه

استاد راهنما:

دکتر مصطفی رجبی مشهدی

نگارنده:

ایمان خوشیان

مهر 1392

تقدیم به:

خدای را بسی شاکرم که از روی کرم پدر و مادری فداکار نصیبم ساخته تا در سایه درخت پربار وجودشان بیاسایم و از ریشه آنها شاخ و برگ گیرم و از سایه وجودشان در راه کسب علم و دانش تلاش نمایم.

والدینی که وجودشان تاج افتخاری است بر سرم و نامشان دلیلی است بر وجودم که این وجود پس از پروردگار مایه هستی ام بوده اند ستم را گر فتند و راه رفتن را در این وادی زندگی پر از فراز و نشیب آموختند.

و از برادرانم که همواره مرا در تمامی کارها یاری رسانند نهایت سپاسگزارم

حال این برگ سبزی است تحفه درویش تقدیم آنان....

تقدیر و تشکر:

به نام آن علیمی که شعله‌ی عشق به تحصیل را در فانوس سینه‌ی پر مهر صاحبان علم و طالبان عمل روشن نمود. حمد و سپاس کردگاری را سزاست که رخصت کسب علم و دانش را به ما عطا فرموده است . اکنون که به فضل خدا در این موقعیت قرار گرفته‌ام بر خود لازم می‌دانم تا از تمامی عزیزانی که در این پروژه از راهنمایی‌ها و مساعدت‌های ایشان بهره برده‌ام، قدردانی نمایم.

بدین وسیله از کلیه اساتید گرانقدرم که در تمام مراحل همواره پشتیبان و حامی بنده بودند، بی‌نهایت سپاسگزارم. به ویژه از استاد ارزشمند جناب آقای دکتر مصطفی رجبی مشهدی که درس‌های بزرگی را از ایشان فرا گرفته‌ام و همواره راهنما و راه گشای بنده بوده‌اند، کمال تقدیر و تشکر را دارم. همچنین از اساتید دفاع سرکار خانم دکتر سمیه حسن‌پور و جناب آقای دکتر محسن قاینی صوفی‌آبادی که زحمت نقد این پایان‌نامه را بر عهده داشتند، تقدیر و تشکر می‌نمایم. در پایان از خانواده خوبم که از آغاز تا کنون همواره مشوق و پشتیبان اینجانب بوده‌اند کمال تشکر و قدردانی را دارم.

چکیده

ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه مهمترین و سریعترین نوع ذخیره‌ی واحدهای نیروگاهی برای حفظ فرکانس در محدوده‌ی مجاز و در پاسخ به اغتشاشات ناگهانی در یک سیستم قدرت است. بکارگیری ذخیره‌ی اولیه بر خلاف سایر ذخیره‌های جانبی به انحراف فرکانس سیستم از مقدار نامی وابسته است. ذخیره‌ی اولیه‌ی بکارگرفته شده توسط هر واحد در صورت بروز یک حاثه و عدم تعادل بین تولید و مصرف مطابق با مشخصه گاورنر دروپ واحد و متناسب با انحراف فرکانس از مقدار نامی افزایش یافته و با میزان نرخ بارگیری و یا حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس محدود می‌گردد. از این رو، افزایش نرخ بارگیری واحدهای نیروگاهی منجر به افزایش ذخیره‌ی اولیه در دسترس آن‌ها خواهد شد. افزایش نرخ بارگیری منجر به افزایش استهلاک و تحمیل هزینه به بهره‌بردار واحد نیروگاهی شده، اما در صورتی که هزینه‌های ناشی از این افزایش جبران شود، می‌توان انتظار داشت بهره‌بردار نرخ بارگیری واحد را افزایش دهد. هزینه بردار بودن تأمین ذخیره‌های کنترل فرکانس برای بهره‌بردار شبکه، لزوم برنامه‌ریزی بهینه آن‌ها را روشن می‌کند. برنامه‌ریزی انرژی و خدمات ذخیره تاکنون به دو روش برنامه‌ریزی همزمان و برنامه‌ریزی متوالی انجام شده که برنامه‌ریزی همزمان دارای مزایای بیشتری می‌باشد.

در این پایان‌نامه برای اولین بار قابلیت بکارگیری نرخ بارگیری چندگانه توسط واحدهای نیروگاهی معرفی شده است. با استفاده از این قابلیت بهره‌بردار مستقل برای تأمین معیارهای قابلیت اطمینان شبکه در برنامه‌ریزی ساعتی انرژی و ذخیره اولیه، می‌تواند هر یک از این نرخ‌های بارگیری را انتخاب کند. قابلیت بکارگیری نرخ بارگیری چندگانه واحدهای نیروگاهی در فرمول‌بندی مسأله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه لحاظ شده است. مسأله غیرخطی معرفی شده با استفاده از یک روش ابتکاری خطی شده و با استفاده از نرم‌افزار GAMS در حالت‌های متعددی شبیه‌سازی شده است. شبیه‌سازی در سناریوهای مختلف قیمت‌دهی واحدهای نیروگاهی برای بکارگیری نرخ بارگیری چندگانه نشان می‌دهد که استفاده از این قابلیت منجر به کاهش قیمت انرژی و نوسانات آن می‌شود. همچنین شبیه‌سازی در بارهای مختلف نشان می‌دهد که استفاده از نرخ بارگیری چندگانه واحدهای نیروگاهی در بارهای کم ضروری به نظر نمی‌رسد. اما در بارهای پیک بدون استفاده از این قابلیت رسیدن به جواب ممکن برای مسأله برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه ممکن نیست.

تأثیر بکارگیری قابلیت نرخ بارگیری چندگانه واحدهای نیروگاهی برای مقابله با عدم قطعیت نفوذ گسترده‌ی توان باد در شبکه نیز بررسی شده است. نتایج شبیه‌سازی بر روی یک سیستم نمونه نشان می‌دهد که با استفاده از نرخ بارگیری سریع واحدهای نیروگاهی می‌توان نوسانات فرکانس ناشی از عدم قطعیت تولید واحدهای بادی را در محدوده مجاز نگه داشت و همچنین محدوده‌ی مجاز اتصال واحدهای بادی به شبکه را افزایش داد. اثر بکارگیری قابلیت نرخ بارگیری چندگانه در محیط شبکه‌های هوشمند و در حضور خودروهای برقی متصل به شبکه نیز در این پایان‌نامه بررسی شده است. خودروهای برقی به دلیل سرعت بالای پاسخگویی خدمات ذخیره‌ی اولیه را با مرغوبیت بیشتری نسبت به واحدهای موجود می‌توانند ارائه دهند. نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان که خودروهای برقی قابلیت فراهم کردن میزان قابل توجهی از نیاز ذخیره اولیه و بار پیک شبکه را دارند و استفاده هر چه بیشتر از آن‌ها منجر به کاهش در هزینه بهره‌برداری شبکه می‌شود.

Abstract

Primary frequency control reserve is the fastest and most important operating reserve which is used to keep frequency in allowable rang. The deployed primary reserve after a loss of generating unit increases proportional to frequency deviation and according to governor droop characteristic. Ramp rate and maximum generation output of generating units bound primary reserve. Thus, increase in ramp rate leads to available primary reserve increases. Ramp rates of generators are generally specified within elastic range of the strength of the shaft to prevent the rotor from fatigue. These limits can, however, be exceeded, albeit at the risk of reducing the rotor life. By incorporating appropriate ramping cost such effects on rotor life can be compensated.

In this thesis, capability of providing multi-ramp rate (MRR) of generating units is introduced. By using this capability independent system operator can choose each of ramp rate modes for supplying sufficient primary reserve in day ahead simultaneous scheduling energy and primary reserve. The multi-ramp rate capability is integrated in formulation of simultaneous scheduling energy and primary reserve. The resultant mixed integer non-linear problem linearized and implemented in GAMS software environment. Simulations performed for various primary reserve bid prices of generating units, different load conditions and for two isolated test systems. Simulation results indicate that deploying multi-ramp rate capability leads to considerable decrease in total operation cost, energy price and its variations. Moreover, results show that in minimum load condition the proper selection among the ramp rates is normal, whereas in peak load condition to meet the reserve requirements of the system, it is recommend that generating units operate in their very fast ramp rate which is more economical than committing new generating units.

We also discussed the impacts of utilizing multi-ramp rate capability in the presence of high wind generation uncertainties. Simulation results on a test system indicate that, by using fast ramp rate of generating units, frequency deviation of the system varies within allowable rang and wind power penetration limit is increased. Effects of using multi-ramp rate in smart grid environment and in the presence of vehicle to grid (V2G) technology is also addressed in this thesis. Fast responses of electric vehicles and their lower cost make them good option for providing primary reserve requirements. Simulations on a test system indicate that electric vehicles can provide considerable amounts of primary reserve and peak load. Total operation cost by using services provide by electric vehicles can remarkably reduce total operation cost.

فهرست مطالب

فصل اول: مقدمه 1

1-1 مطالعات انجام شده در این پایان‌نامه 4

فصل دوم: معرفی ذخیره‌های کنترل فرکانس 6

2-1 نقش ذخیره‌های کنترل فرکانس در مراحل بازیابی فرکانس 7

2-2 خدمات کنترل فرکانس 8

2-2-1 کنترل فرکانس اولیه 9

2-2-2 کنترل فرکانس ثانویه 10

2-2-3 کنترل فرکانس ثالثیه 11

2-3 مروری بر انواع روش‌های برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌های کنترل فرکانس 12

2-3-1 معرفی روش برنامه‌ریزی متوالی 13

2-3-2 روش برنامه‌ریزی همزمان خدمات جانبی (خریدار معقول) 13

2-3 برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌های کنترل فرکانس 14

فصل سوم: مروری بر پژوهش‌های صورت گرفته 15

3-1 پژوهش های انجام شده در زمینه‌ی شناسایی قابلیت‌ها و محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس اولیه 15

3-2 پژوهش‌های انجام شده در زمینه‌ی برنامه‌ریزی ذخیره‌های کنترل فرکانس 16

3-3 پژوهش‌های انجام شده در زمینه نقش نفوذ واحدهای بادی در برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه .18

3-4 پژوهش‌های انجام شده در زمینه‌ی نقش خودروهای برقی در مسأله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه 19

فصل چهارم: فرمول‌بندی مسأله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه با تأکید بر نقش نرخ بارگیری چندگانه واحدهای نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس 21

4-1 محدودیت ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه 21

4-2 فرضیات در نظر گرفته شده در فرمول‌بندی مسأله 22

4-3 فرمول‌بندی مسأله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه 23

4-4 محدودیت‌های مسأله 24

4-5 قیود مرتبط با ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه 24
4-5-1 محدودیت کفایت ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه 25
4-5-2 محدودیت حداقل میزان افت مجاز فرکانس 26
4-5-3 محدودیت حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس.....26
4-6 فرمول‌بندی مسأله با در نظر گرفتن اثر قابلیت انتخاب نرخ بارگیری چندگانه 27
4-7 خطی‌سازی مسأله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه با در نظر گرفتن قابلیت نرخ بارگیری چندگانه واحدهای نیروگاهی..... 30
4-7-1 اصول مربوط به خطی سازی حاصل ضرب دو متغیر 30
4-7-1-1 حاصل‌ضرب دو متغیر باینری 30
4-7-1-2 حاصل ضرب یک متغیر باینری و یک متغیر پیوسته.....31
4-7-2 پیاده‌سازی روش ابتکاری خطی‌سازی در مسأله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه 31
فصل پنجم: بررسی و تحلیل اثر استفاده از قابلیت نرخ بارگیری چندگانه (MRR) بر روی مسأله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه 33
5-1 بررسی اثر بکارگیری MRR بر روی برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه.....34
5-1-1 بررسی تأثیر در نظر گرفتن منحنی مشخصه فرکانسی.....34
5-1-1-1 برنامه‌ریزی واحدها بدون در نظر گرفتن مشخصه ذخیره‌ی کنترل فرکانس 34
5-1-1-2 برنامه‌ریزی واحدها با در نظر گرفتن مشخصه ذخیره‌ی کنترل فرکانس.....35
5-1-2 اثر نحوه قیمت‌دهی واحدهای تولیدی برای ذخیره‌ی اولیه در برنامه‌ریزی 36
5-2 اثر بکارگیری قابلیت MRR بر روی قیمت انرژی و ذخیره‌ی اولیه و نوسانات آن‌ها.....37
5-2-1 سناریوی I 39
5-2-2 سناریوی II.....40
5-2-3 سناریوی III 41
5-3 بررسی تأثیر بکارگیری MRR در شرایط متفاوت بار مصرفی شبکه.....42
5-4 شبیه‌سازی بر روی یک سیستم نمونه با 17 واحد تولیدی.....44
فصل ششم: تأثیر استفاده از قابلیت MRR واحدهای تولیدی برای مقابله با عدم قطعیت تولید توان باد.....48
6-1 استفاده از قابلیت MRR واحدهای مدرن برای پوشش عدم قطعیت توان باد.....48

6-1-1 مدل‌سازی توربین باد 48
6-1-2 مدل توربین باد 49
6-1-3 شبیه‌سازی تأثیر بکارگیری نرخ بارگیری چندگانه در بهبود عدم قطعیت توان باد 50
6-2 بکارگیری قابلیت MRR واحدهای نیروگاهی برای پاسخگویی به عدم قطعیت‌های تولید نیروگاه‌های بادی 51
6-2-1 شبیه‌سازی بر روی سیستم نمونه با 17 واحد تولیدی 54
فصل هفتم: نقش خودروهای برقی با قابلیت اتصال به شبکه در برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه با در نظر گرفتن قابلیت MRR واحدهای تولیدی 54
7-1 نحوه مدل‌سازی سیستم ذخیره انرژی خودروهای برقی 54
7-1-1 مشخصات باتری خودروهای برقی 54
7-1-2 بکارگیری مدل یکپارچه برای خودروهای برقی 55
7-1-3 محاسبه توان قابل دسترس خودروها در هر ساعت 56
7-2 فرمول‌بندی مسأله برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه با در نظر گرفتن نقش خودروهای برقی 58
7-3 شبیه‌سازی مسأله معرفی شده بر روی سیستم نمونه با 4 واحد تولیدی 59
فصل هشتم: نتیجه‌گیری و پیشنهادات 62
8-1 پیشنهادات 64
مراجع 66
فهرست علائم و اختصارات 71

فهرست شکل‌ها

شکل 2-1: مراحل بازیابی ونقش ذخیره‌های کنترل فرکانس 8
شکل 2-2: محدوده‌ی فرکانسی عملکرد حفاظت فرکانس بالا و پائین در سیستم قدرت آمریکای شمالی 9
شکل 2-3: مدل حلقه‌های کنترل فرکانس در واحدهای نیروگاهی و شبکه‌ی برق اتحادیه‌ی اروپا 11
شکل 4-1: ذخیره‌ی اولیه بکار گرفته شده متناسب با انحراف فرکانس 22
شکل 4-2: محدوده مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس واحد i 25
شکل 4-3 : محدوده‌ی مجاز واحدهای نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس 27
شکل 4-4: ذخیره‌ی اولیه در دسترس متناسب با انحراف فرکانس برای واحدهای تولیدی با قابلیت MRR..28
شکل 4-5: افزایش هزینه ناشی از افزایش نرخ بارگیری 29
شکل 5-1: بار تصادفی تولید شده حول مقدار 280MW.....38
شکل 5-2: قیمت انرژی در حالت‌های مختلف بکارگیری نرخ بارگیری برای سناریوی I 39
شکل 5-3: قیمت انرژی در حالت‌های مختلف بکارگیری نرخ بارگیری برای سناریوی II 40
شکل 5-4: قیمت ذخیره‌ی اولیه در حالت‌های مختلف بکارگیری نرخ بارگیری برای سناریوی II 41
شکل 5-5: قیمت انرژی در حالت‌های مختلف بکارگیری نرخ بارگیری برای سناریوی III 41
شکل 5-6: قیمت ذخیره‌ی اولیه در حالت‌های مختلف بکارگیری نرخ بارگیری برای سناریوی III 42
شکل 5-7: تغییرات قیمت انرژی در شرایط بار مصرفی مختلف در حالت بکارگیری یک، دو و سه نرخ بارگیری برای سناریوی I 43
شکل 5-8: تغییرات قیمت انرژی در شرایط بار مصرفی مختلف در حالت بکارگیری یک، دو و سه نرخ بارگیری برای سناریوی II.....43
شکل 5-9: تغییرات قیمت انرژی در شرایط بار مصرفی مختلف در حالت بکارگیری یک، دو و سه نرخ بارگیری برای سناریوی III 44
شکل 5-10: منحنی بار ساعتی در نظر گرفته شده برای سیستم نمونه با 17 واحد تولیدی 45
شکل 6-1: ضریب بهره‌وری پره به عنوان تابعی از نسبت سرعت نوک پره(λ) و با مقدارهای مختلف β 49
شکل6-2: تغییرات فرکانس بدون در نظر گرفتن قابلیت نرخ بارگیری سریع واحدهای تولیدی 50
شکل 6-3: تغییرات فرکانس با در نظر گرفتن قابلیت نرخ بارگیری سریع واحدهای تولیدی 51
شکل 7-1: ارتباط جمع آورنده با بهره‌بردار و دیگر اجزاء سیستم قدرت 55
شکل 7-2: منحنی بار در نظر گرفته شده برای سیستم با چهار واحد نیروگاهی 60

فهرست جدول‌ها

جدول 4-1: تمامی حالت‌های ممکن برای حاصل‌ضرب دو متغیر باینری و پیوسته 31
جدول 5-1: مشخصات واحدهای نیروگاهی 34
جدول 5-2: برنامه‌ریزی بدون در نظرگرفتن مشخصه ذخیره‌ی کنترل فرکانس 35
جدول 5-3: برنامه‌ریزی با در نظرگرفتن مشخصه ذخیره‌ی کنترل فرکانس 36
جدول 5-4: برنامه‌ریزی واحدهای تولیدی با قیمت‌های مشابه برای بکارگیری MRR 36
جدول 5-5: برنامه‌ریزی واحدهای تولیدی با قیمت متفاوت واحد C برای بکارگیری MRR 37
جدول 5-6: قیمت پیشنهادی واحدهای تولیدی برای فراهم کردن سه نرخ بارگیری در سناریوهای مختلف 38
جدول 5-7: مشخصات واحدهای نیروگاهی برای سیستم نمونه با 17 واحد تولیدی 45
جدول 5-8: برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه بر روی سیستم با 17 واحد تولیدی برای 4 ساعت نمونه ...46
جدول 5-9: برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه بر روی سیستم با 17 واحد تولیدی و برای بازه زمانی بین ساعات 17 تا 24 47
جدول 6-1: شبیه‌سازی در چهار بازه‌ی زمانی بر روی سیستم نمونه با 17 واحد تولیدی و در حضور نفوذ زیاد توان باد 53
جدول 7-1: مقادیر پارامترهای توزیع احتمال استفاده شده برای مطالعه رفتار رانندگان خودروهای برقی 57
جدول 7-2: آرایش تولید و ذخیره‌ی اولیه بدون در نظر گرفتن نقش خودروهای برقی در برنامه‌ریزی 60
جدول 7-3: آرایش تولید و ذخیره‌ی اولیه با در نظر گرفتن نقش خودروهای برقی در برنامه‌ریزی 61
جدول 7-4: تأثیر افزایش تعداد خودروهای برقی در کاهش هزینه بهره‌برداری شبکه 61

1 فصل اول

مقدمه

با نفوذ گسترده منابع انرژی تجدیدپذیر در سیستم قدرت، عدم قطعیت در تولید توان بسیار بیش از گذشته شده است. از آنجایی که برای ثابت بودن فرکانس در سیستم قدرت همواره باید تعادل بین تولید و مصرف شبکه همواره برقرار باشد، این عدم قطعیت در تولید منجر به نوسانات شدید و با دامنه زیاد در فرکانس خواهد شد. علاوه بر آن، یک سیستم قدرت متشکل تعداد زیادی از واحدهای نیروگاهی، در هر لحظه در معرض اغتشاشات ناگهانی از جمله احتمال خروج خودکار واحدهای نیروگاهی می‌باشد. به علاوه، بار مصرفی نیز مرتباً در حال تغییر است. به عبارت دیگر، سیستم قدرت دائماً در معرض اغتشاشاتی است که منجر به عدم تعادل در تولید و مصرف برق و در نتیجه، انحراف فرکانس[1] سیستم قدرت از فرکانس نامی می‌گردند. کنترل فرکانس در محیط شبکه‌های هوشمند و با حضور عدم قطعیت تولید انرژی‌های تجدیدپذیر و ورود تجهیزات جدیدی از جمله خودروهای برقی متصل به شبکه و ایجاد میکروشبکه نیز بسیار اهمیت دارد. از این رو در سیستم قدرت برای حفظ پایداری و جلوگیری از فروپاشی شبکه، از منابع و راهکارهای متفاوتی برای جبران عدم تعادل توان حقیقی بین تولید و مصرف و بازیابی فرکانس استفاده می‌شود تا در صورت رخداد هر حادثه فرکانس سیستم قدرت در محدوده‌ی مجاز باقی بماند.

ذخیره واحدهای نیروگاهی به طور عمده مهمترین منبع برای جبران عدم تعادل توان حقیقی و حفظ فرکانس در محدوده مجاز می‌باشد. ذخیره واحدهای نیروگاهی را در یک دسته‌بندی کلی به سه نوع ذخیره‌ی اولیه، ذخیره‌ی ثانویه و ذخیره‌ی ثالثیه می‌توان تقسیم‌بندی کرد. در لحظات اولیه پس از وقوع یک اغتشاش، واحدهای نیروگاهی طبق مشخصه گاورنر سرعت خود به انحراف فرکانس پاسخ داده و از افت شدید فرکانس جلوگیری می‌کنند، که فرآیند صورت گرفته کنترل فرکانس اولیه نامیده شده و به ذخیره‌ی اختصاص یافته برای استفاده در طی این فرآیند ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه گفته می‌شود. ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه یا ذخیره‌ی اولیه قادر به حذف خطای حالت دائم انحراف فرکانس نمی‌باشد. از این رو، برای حفظ فرکانس در محدوده مجاز در برابر اغتشاشات بعدی و جبران ذخیره‌های مصرف شده، در مرحله دوم بخشی دیگر از ظرفیت تولید واحدهای نیروگاهی توسط سیستم کنترل تولید خودکار[2](AGC) فعال شده که به آن کنترل فرکانس ثانویه[3] نیز می‌گویند. به ظرفیت تولید هر واحد نیروگاهی که به منظور مشارکت در کنترل فرکانس ثانویه اختصاص می‌یابد، ذخیره‌ی کنترل فرکانس ثانویه و یا ذخیره‌ی ثانویه[4] نیز گفته می‌شود. در شبکه‌های بهم پیوسته، ذخیره‌ی ثانویه وظیفه تنظیم میزان تبادل توان حقیقی هر ناحیه با نواحی مجاور در مقدار برنامه‌ریزی شده را دارا می‌باشد. به منظور جبران ذخیره‌های مصرف شده در

[1] Frequency deviation
[2] Automatic Generation Control (AGC)
[3] Secondary frequency control
[4] Secondary reserve

مرحله‌ی اول و دوم و حفظ حفظ قابلیت اطمینان شبکه در حوادث بعدی، بخشی دیگر از ظرفیت تولید واحدهای نیروگاهی در مدار یا آماده برای سنکرون شدن با شبکه در نظر گرفته می‌شوند که به ذخیره‌ی ثالثیه[1] معروف است. ذخیره‌ی ثالثیه بایستی، در بازه‌ی زمانی حدود 15 تا 30 دقیقه، تولید خود را در اختیار سیستم قدرت قرار دهد. بارهای قابل قطع و پاسخگویی بار از جمله منابعی هستند که می‌توانند در تأمین ذخیره‌ی ثالثیه شرکت کنند [1-3]. در صورت کافی نبودن ذخیره های کنترل فرکانس در هر یک از این مراحل و بروز اغتشاش مجدد، سیستم‌های حفاظتی(رله های فرکانس پائین و بالا[2]) با حذف بار و یا خروج خودکار واحدهای نیروگاهی مانع از خروج فرکانس از محدوده مجاز شده تا منجر به فروپاشی شبکه نگردد[4].

با توجه به اهمیت منابع ذخیره‌ی کنترل فرکانس در حفظ پایداری و امنیت شبکه، برنامه‌ریزی آن‌ها در کوتاه‌مدت ضروری و مهم بوده و مسئولیت آن بر عهده‌ی بهره‌بردار مستقل سیستم[3] (ISO) می‌باشد. تخصیص بخشی از ظرفیت واحدهای نیروگاهی برای تأمین نیاز ذخیره‌ی کنترل فرکانس، منجر به عدم تولید در بار کامل برخی از واحدها و از دست دادن هزینه تولید انرژی مستمر و در مدار قرار گرفتن واحدهایی با هزینه بهره‌برداری زیاد می‌شود. همچنین در صورت بکارگیری ذخیره‌ی اولیه واحدها، هزینه‌های استهلاک و تعمیر و نگهداری و همچنین هزینه‌های ناشی از تولید در نقطه غیربهینه از منظر تولید انرژی نیز به این واحدهای نیروگاهی تحمیل خواهد شد. با توجه به هزینه‌های تحمیل شده به بهره‌بردار و همچنین به واحدهای نیروگاهی، بهره‌برداری بهینه از واحدهای نیروگاهی موجود برای کاهش هزینه‌ها و تأمین معیارهای قابلیت اطمینان شبکه ضروری به نظر می‌رسد. همچنین باید سازوکارهایی برای جبران هزینه‌های تحمیل شده به واحد نیروگاهی در نظر گرفته شود. در ساختار یکپارچه با ادغام عمودی[4] سازوکاری برای جبران هزینه‌های مشارکت واحدهای نیروگاهی در تأمین ذخیره‌های کنترل فرکانس پیش بینی نشده است، در نتیجه عرضه‌کنندگان انگیزه‌ی لازم را برای تأمین ذخیره‌های کنترل فرکانس را نخواهند داشت.

در محیط تجدیدساختار یافته ذخیره‌های کنترل فرکانس به عنوان یکی از مهمترین خدمات جانبی مد نظر بوده و این ذخیره‌ها به صورت یک کالای مجزا در یک حراج عرضه می‌گردد. بهره‌بردار سسیتم وظیفه دارد برای حفظ امنیت و قابلیت اطمینان شبکه ذخیره‌ها را با کمترین هزینه ممکن خریداری کند. سازوکار برگزاری حراج و تسویه‌ی بازار برای تأمین انرژی و ذخیره‌های مورد نیاز در محیط تجدید ساختار یافته، به سه روش برنامه‌ریزی متوالی[5]، خریدار معقول[6] و برنامه‌ریزی همزمان[7] صورت می‌گیرد. در روش برنامه‌ریزی متوالی، ابتدا حراج انرژی اجرا شده و سپس حراج ذخیره‌ها به ترتیب و بر اساس میزان مرغوبیت برگزار می‌گردد. در روش خریدار معقول، پس از برگزاری حراج انرژی، حراج کلیه ذخیره‌ها به صورت همزمان انجام می‌شود. در روش برنامه‌ریزی همزمان، حراج انرژی و ذخیره‌ها به طور همزمان صورت می‌گیرد. با توجه به تأثیر زیادی که میزان تولید تخصیص یافته‌ی

[1] Tertiary reserve
[2] Under and Over frequency relays
[3] Independent System Operator
[4] Vertical integrated structure
[5] Sequential schedule
[6] Ratinal buyer
[7] Simultaneous schedule

واحدها در میزان ذخیره‌ها دارند، برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ها از مزیت بیشتری در مقایسه با روش‌های برنامه‌ریزی متوالی و خریدار معقول برخوردار می‌باشد[6-5]. به همین دلیل در این پایان‌نامه، از برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌های کنترل فرکانس استفاده شده است.

واحدهای نیروگاه‌های مدرن، به قابلیت‌های جدیدی برای شرکت در کنترل فرکانس مجهز شده‌اند. قابلیت انتخاب مد مشارکت در کنترل فرکانس و همچنین قابلیت فراهم کردن نرخ بارگیری عادی و سریع از جمله ویژگی‌هایی است که به واحدهای نیروگاهی مدرن افزوده شده است. با انتخاب مد فعال واحدهای نیروگاهی، این واحدها به تغییرات فرکانس شبکه حساسیت نشان داده و در کنترل فرکانس شرکت می‌کنند، و درصورت انتخاب مد غیرفعال، این واحدها قادر به شرکت در کنترل فرکانس نخواهند بود. همچنین نرخ بارگیری این واحدها بر خلاف دیگر واحدها به صورت آنی تغییر می‌کند و بهره‌بردار واحد بنا به لزوم می‌تواند نرخ بارگیری عادی و سریع را انتخاب کند. به علاوه واحدهای نیروگاهی دارای محدودیت‌هایی برای شرکت کردن در کنترل فرکانس می‌باشند. در برخی از واحدهای نیروگاهی محدوده مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس برابر با مقادیر نامی آن‌ها نبوده و این واحدها در مقادیری کمتر از حداکثر و بیشتر از حداقل توان تولیدی خود در کنترل فرکانس شرکت می‌کنند.

نادیده گرفتن محدودیت های ذکر شده در بالا منجر به جوابی ناممکن و نادیده گرفتن قابلیت‌ها منجر به جواب غیر بهینه برای مسأله برنامه‌ریزی خواهد شد. به علاوه با توجه به پیشرفت‌های صورت گرفته در زمینه کنترل نرم‌افزاری واحدهای نیروگاهی، در آینده‌ای نزدیک این واحدها قادر به فراهم کردن چند نرخ بارگیری و تا چندین برابر نرخ بارگیری عادی خود خواهند شد. با افزایش نرخ بارگیری، ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه در دسترس و قابل استفاده واحدها افزایش پیدا می‌کند. به این قابلیت واحدهای نیروگاهی در این پایان‌نامه، قابلیت بکارگیری نرخ بارگیری چندگانه (MRR[1]) گفته می‌شود. با استفاده از این قابلیت بهره‌بردار مستقل برای تأمین معیارهای قابلیت اطمینان شبکه، می‌تواند در برنامه‌ریزی ساعتی انرژی و ذخیره‌ی اولیه هر یک از این نرخ‌های بارگیری را انتخاب کند. در صورت استفاده از این قابلیت نیاز به در مدار قرار گرفتن واحدهای گران برای فراهم کردن ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه کاهش می‌یابد.

با توجه به مطالب ذکر شده در بالا، قابلیت‌های جدید و محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی برای شرکت در کنترل فرکانس باید در برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه وارد شود تا منجر به جوابی بهینه و شدنی برای حل این مسأله شود. در این پایان‌نامه قابلیت فراهم کردن نرخ بارگیری چندگانه (MRR) واحدهای نیروگاهی برای اولین بار معرفی شده و در برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه وارد شده و اثرات بکارگیری این قابلیت بر برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه و پارامترهای مختلف بازار از جمله قیمت انرژی و ذخیره‌ی اولیه بررسی شده است. همچنین مطالعاتی بر روی تأثیر بکارگیری این قابلیت برای مقابله با عدم قطعیت توان باد و تأثیر بکارگیری آن در حضور مفهوم خودروهای برقی متصل به شبکه در شبکه‌های هوشمند صورت گرفته است.

[1] Multi-ramp rate (MRR)

1-1 مطالعات انجام شده در این پایان‌نامه

روند مطالب ارائه شده و مطالعات انجام شده در این پایان‌نامه به صورت زیر است:

1- در فصل دوم به بررسی ویژگی‌های انواع خدمات ذخیره‌ی کنترل فرکانس و مراحل بازیابی شبکه پس از وقوع یک حاثه ناگهانی پرداخته شده است. انواع روش‌های برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه نیز به طور خلاصه در این فصل نیز بررسی می‌شود.

2- در فصل سوم به مطالعات انجام شده در مراجع مختلف بر روی قابلیت‌ها و محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی برای شرکت در کنترل فرکانس، برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه، نقش واحدهای بادی در کنترل فرکانس شبکه و نقش خودروهای برقی در فراهم کردن انرژی و ذخیره‌ی اولیه برای شبکه، پرداخته شده است.

3- بکارگیری ذخیره‌ی اولیه بر خلاف ذخیره‌ی ثانویه و ثالثیه به انحراف فرکانس سیستم از مقدار نامی وابسته بوده و این مشخصه باید در برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه لحاظ شود. در فصل چهارم، مشخصه ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه و همچنین قابلیت‌ها و محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس، معرفی شده است. از طرفی، از آنجایی که ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه باید سریعاً به انحراف فرکانس واکنش نشان دهد تا مانع از افت بیش از حد مجاز فرکانس گردد، از اهمیت ویژه‌ای در کنترل فرکانس نسبت به سایر خدمات ذخیره برخوردار است. از این رو، در این فصل برای اولین بار قابلیت بکارگیری نرخ بارگیری چندگانه (MRR) توسط واحدهای تولیدی معرفی شده و نقش آن در فرمول‌بندی برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه بررسی شده است. با توجه به سریع بودن روش‌های خطی در حل مسائل بهینه‌سازی، مسأله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه با در نظر گرفتن قابلیت MRR واحدهای تولیدی، با استفاده از یک روش ابتکاری خطی شده و به صورت برنامه‌ریزی مخلوط عدد صحیح در آمده است. سپس این مسأله با استفاده از نرم‌افزار GAMS که توانمندی بالایی برای حل مسائل خطی دارد حل شده است.

4- در فصل پنجم، مسأله فرمول‌بندی شده‌ی برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره‌ی اولیه با در نظر گرفتن قابلیت MRR واحدهای تولیدی در حالت‌های مختلفی شبیه‌سازی شده است. اثرات بکارگیری قابلیت MRR بر روی قیمت انرژی و ذخیره‌ی اولیه در حالت‌های مختلف قیمت‌دهی واحدهای تولیدی برای فراهم کردن ذخیره‌ی اولیه نیز مطالعه و بررسی شده است. همچنین تأثیر بکارگیری MRR در شرایط بار مصرفی متفاوت شبکه برای بارهای پله‌ای بررسی شده است. در انتهای این فصل برای نشان دادن معتبر بودن مدل ارائه شده برای حل مسأله برنامه‌ریزی شبیه‌سازی بر روی یک سیستم نمونه با 17 واحد تولیدی انجام شده است.

5- کمبود منابع ذخیره‌ی کنترل فرکانس سریع و کافی یکی از عوامل محدود کننده‌ی اتصال توربین‌های بادی به شبکه است. عدم قطعیت موجود در توان تولیدی منابع انرژی تجدیدپذیر از جمله انرژی باد در حالت نفوذ بسیار زیاد آن‌ها در شبکه، منجر به نوسانات شدیدی در فرکانس سیستم قدرت خواهد شد. به همین دلیل، نقش بکارگیری قابلیت MRR واحدهای تولیدی به عنوان یک منبع ذخیره‌ی کنترل فرکانس سریع، برای مقابله با عدم قطعیت تولید توان باد در فصل پنجم بررسی شده است. همچنین برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه بر روی یک سیستم نمونه در حالت نفوذ زیاد توان باد انجام شده است.

6- با توجه به رویکرد هوشمندسازی در صنعت برق، مفاهیم جدیدی از جمله پاسخگویی بار، میکروشبکه، خودروهای برقی متصل به شبکه در ادبیات موضوعی مطالعات سیستم قدرت وارد شده است. برنامه‌ریزی بهینه منابع تولیدی در حضور این مفاهیم جدید دستخوش تغییرات زیادی هم در تابع هدف و هم در قیود آن خواهد شد. از این رو، در فصل هفتم قابلیت خودروهای برقی متصل به شبکه برای ارائه خدمات کنترل فرکانس و فروش انرژی به شبکه بررسی شده است. پس از معرفی این قابلیت‌ها، برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌ی اولیه با در نظر گرفتن قابلیت MRR واحدهای تولیدی و همچنین در نظر گرفتن تأثیر استفاده از انرژی موجود در خودروهای برقی برای تأمین نیاز ذخیره‌ی اولیه و فروش انرژی به شبکه، انجام شده است.

8- در فصل هشتم نیز نتیجه‌گیری‌های حاصل از مطالعات انجام شده گردآوری شده است. همچنین پیشنهادها و راهکارهایی برای مطالعات پیش‌رو ارائه می‌گردد.

2 فصل دوم

معرفی ذخیره‌های کنترل فرکانس

ذخیره‌های کنترل فرکانس در شرایط عادی سیستم قدرت و در حین و پس از رخداد حادثه وظایف مختلفی را به عهده دارند. از جمله وظایف آن‌ها می‌توان به تنظیم فرکانس، تعقیب بار، ممانعت از کاهش شدید فرکانس و بازگرداندن فرکانس و تبادل توان حقیقی با نواحی مجاور ذخیره‌های کنترل فرکانس اشاره کرد.

بر اساس معیار قابلیت اطمینان آمریکای شمالی (NERC[1]) ذخیره‌ها به دو نوع ذخیره‌ی بهره‌برداری[2](ذخیره-هایی که قابلیت پاسخ‌دهی کمتر از 10 تا 15 دقیقه را داشته باشند) و ذخیره‌های جایگزین[3](ذخیره‌هایی که پس از 10 تا 15 دقیقه پاسخ می‌دهند) تقسیم‌بندی می‌شوند[7]. بر اساس این تقسیم‌بندی، ذخیره‌ی بهره‌برداری خود به دو دسته‌ی ذخیره‌ی گردان و ذخیره‌ی غیرگردان[4] تفکیک می‌شوند. ذخیره‌ی غیرگردان بهره‌برداری، در زمان وقوع حادثه با شبکه سنکرون نبوده و در صورت نیاز در مدار قرار می‌گیرد و همان ذخیره‌ی غیرگردان اضطراری[5] می‌باشد. در این دسته‌بندی بارهای مدیریت پذیر و قابل قطع نیز در زمره‌ی ذخیره‌های غیرگردان محسوب شده‌اند و برای برگرداندن فرکانس ناحیه کنترل و شبکه به هم پیوسته پس از اغتشاش، به فرکانس نامی استفاده می‌گردد.

ذخیره‌ی گردان بهره‌برداری[6]، مهم‌ترین منبع ذخیره‌ی واحدهای نیروگاهی بوده و به سه نوع ذخیره به نام‌های ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی[7]، ذخیره‌ی تنظیم[8] و ذخیره‌ی گردان اضطراری[9] تقسیم می‌گردد. این ذخیره با شبکه سنکرون می‌باشد. عدم تعادل‌های کوچک نظیر خطاهای کم پیش‌بینی بار، خطاهای تنظیم تولید و همچنین عدم تعادل ناشی از نوسانات طبیعی که از تغییرات بار حاصل می‌شوند، در ابتدا توسط ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی پوشش داده می‌شوند. در این تقسیم‌بندی، ذخیره‌ی تنظیم پاسخی را برای تأمین ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی مصرف شده و همچنین بازیابی فرکانس فراهم می‌کند. در برخی از کشورها از جمله اغلب کشورهای اروپایی، ذخیره‌های مورد نیاز بر اساس مشخصات فیزیکی کالا تقسیم‌بندی می‌شوند. در این کشورها ذخیره‌ها به سه دسته‌ی اصلی ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه، ذخیره‌ی کنترل فرکانس ثانویه و ذخیره‌ی کنترل فرکانس ثالثیه دسته‌بندی می‌شوند.

2-1 نقش ذخیره‌های کنترل فرکانس در مراحل بازیابی فرکانس

ذخیره‌های کنترل فرکانس طی مراحل بازیابی پس از عدم یک تعادل در سیستم قدرت، بکار گرفته می‌شوند.

[1] North American Electric Reliability Council
[2] Operating reserve
[3] Replacement reserve
[4] Non spinnig reserve
[5] Contingency reserve- non spinning
[6] Operating reserve–spinning
[7] Frequency responsive reserve
[8] Regulating reserve
[9] Contingency reserve- spinning

در ادامه مراحل بازیابی فرکانس پس از حادثه در سیستم قدرت و نقش ذخیره‌های کنترل فرکانس از دیدگاه (NERC) در هر مرحله از فرآیند بازیابی فرکانس، به صورت اجمالی، توصیف می‌شود.

مرحله اول بازیابی: ممانعت از افت شدید فرکانس

اولین مرحله بازیابی پس از رخداد عدم تعادل توان حقیقی در سیستم قدرت، جلوگیری از افت فرکانس به نحوی که میزان افت فرکانس بیشتر از میزان مجاز نگردد، می‌باشد. در نخستین ثانیه‌های پس از عدم تعادل، واحدهای نیروگاهی و همچنین بارهای متصل به شبکه به طور خودکار به انحراف فرکانس پاسخ می‌دهند. پاسخ‌دهی خودکار بارهای حساس به فرکانس که متصل به شبکه می‌باشند، به اثر خود تنظیمی[1] بار مشهور است. اگر مقدار ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی کافی نباشد و یا نحوه‌ی پاسخ‌دهی خودکار واحدهای نیروگاهی و بارهای حساس به فرکانس کفایت جبران عدم تعادل ایجاد شده را ننماید، شبکه دچار خاموشی ناشی از افت شدید فرکانس خواهد شد. در چنین شرایطی، اساساً مرحله بعدی بازیابی آغاز نخواهد شد. بنابراین، ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی، مهمترین ذخیره‌ی کنترل فرکانس است.

مرحله دوم بازیابی: بازگشت فرکانس به مقدار برنامه‌ریزی شده

در مرحله‌ی دوم بازیابی، فرکانس سیستم قدرت به مقدار برنامه‌ریزی شده (که معمولاً برابر فرکانس نامی در نظر گرفته می‌شود) در مدت زمان مشخص (به طور نمونه 15 دقیقه) بازگردانده می‌شود. در این مرحله، از ذخیره‌های بهره‌برداری بکار گرفته نشده، برای جبران عدم تعادل استفاده می‌گردد. در شبکه‌های قدرت شامل نواحی کنترل کوچکتر، معمولاً هر ناحیه‌ی کنترل در بازیابی فرکانس ناحیه تحت پوشش خود اقدام می‌کند. بهره‌بردار سیستم در این مرحله تلاش می‌کند، که با تأمین ذخیره‌ی مورد نیاز از عرضه کنندگان به میزان ذخیره‌ی پاسخ فرکانس نواحی کنترلی که در بازیابی شبکه مشارکت کرده‌اند، فرکانس را به مقدار برنامه‌ریزی شده برگرداند.

مرحله سوم بازیابی: ترمیم ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی

با مصرف ذخیره‌های موجود توسط بکارگیری ذخیره‌ی اولیه و ثانویه، کفایت ذخیره‌های پاسخ فرکانسی برای حوادث بعدی تضمین نمی‌شود. در مرحله سوم بازیابی، ذخیره‌های پاسخ فرکانسی بکار گرفته شده توسط ذخیره‌های اضطراری جبران می‌گردند. در برخی موارد لازم است برای حفظ حداقل میزان ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی، برق مصرف‌کنندگان قطع گردیده و اصطلاحاً خاموشی از قبل برنامه‌ریزی شده اجرا گردد. چراکه اگر حادثه دیگری رخ دهد و ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی و پاسخ آن کافی نباشد، فروپاشی شبکه دور از انتظار نیست.

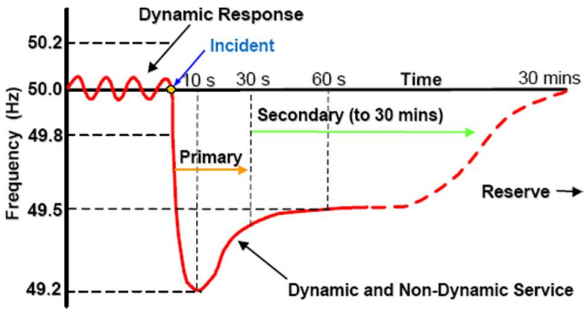
مرحله چهارم بازیابی: ترمیم ذخیره‌ی اضطراری

به منظور اطمینان از حفظ شبکه در صورت وقوع اغتشاش بعدی، ترمیم ذخیره‌ی اضطراری در یک محدوده زمانی مناسب در مرحله چهارم بازیابی خواهد گردید. برخلاف ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی، در صورت کافی نبودن ذخیره‌ی اضطراری، قطع برق تنها در صورتی توجیه دارد که انحراف فرکانس در خارج از محدوده‌ی فرکانس مجاز

[1] Self- Regulating

قرار بگیرد. ذخیره‌ی تنظیم، وظیفه‌ی پاسخ‌گویی به عدم‌تعادل‌های کوچک را به عهده دارد. این عدم تعادل‌ها ناشی از نوسانات طبیعی و مداوم بار، انحرافات جزئی در میزان پیش‌بینی بار و همچنین انحراف میزان تولید واحدهای نیروگاهی از مقدار برنامه‌ریزی شده در طی بهره برداری عادی است. با توجه به نوسانات کوچک و دائمی بار در سیستم قدرت، بکارگیری ذخیره‌ی تنظیم امری واضح است. این ذخیره در برخی از مراجع به ذخیره‌ی جایگزین دنبال کننده بار[1] نیز مشهور است.

با توجه به تنوع ذخیره‌ها می‌توان ظرفیت ذخیره واحدهای نیروگاهی که مهم‌ترین منبع تأمین نیاز ذخیره‌ی کنترل فرکانس شبکه است را به سه نوع ذخیره‌ی کنترل فرکانس اولیه[2]، ذخیره‌ی کنترل فرکانس ثانویه[3] و ذخیره‌ی کنترل فرکانس ثالثیه[4] تفکیک نمود. شکل (2-1)، مراحل بازیابی فرکانس و نقش ذخیره‌های کنترل فرکانس در حین و پس از وقوع یک اغتشاش نشان می‌دهد.



شکل 2-1: مراحل بازیابی ونقش ذخیره‌های کنترل فرکانس(ا15)

2-2 خدمات کنترل فرکانس

در کنترل فرکانس اولیه، ذخیره‌ی اولیه (که همان ذخیره‌ی پاسخ فرکانسی تعریف شده توسط NERC می‌باشد) و پس از آن ذخیره‌های ثانویه و ثالثیه (که همان ذخیره‌های تنظیم، اضطراری، بهره‌برداری گردان و غیرگردان تعریف شده توسط NERC می‌باشند) در مراحل بازیابی مشارکت دارند. در ادامه عملکرد خدمات کنترل فرکانس اولیه، ثانویه و ثالثیه به صورت دقیق‌تر بررسی می‌شود.

2-2-1 کنترل فرکانس اولیه

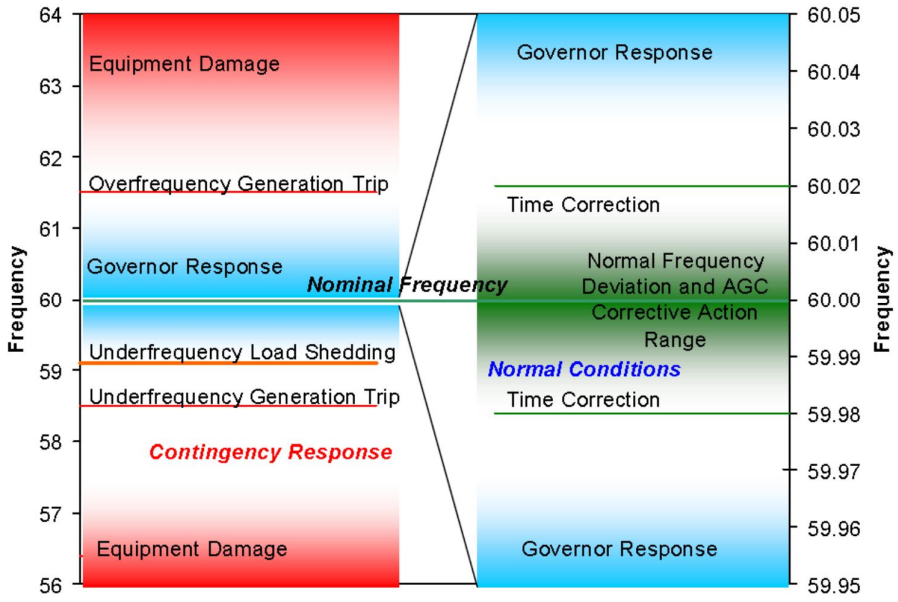
در هر سیستم قدرت، عدم تعادل شدید ناشی از حوادثی نظیر خروج یک واحد نیروگاهی بزرگ منجر به انحراف فرکانس سیستم از مقدار نامی می‌گردد. هدف از کنترل فرکانس اولیه، پاسخ سریع (کمتر از 10 ثانیه) به این انحرافات و نگه داشتن و تثبیت فرکانس سیستم (حفظ فرکانس تا 30 ثانیه) در محدوده‌های مجاز فرکانس می‌باشد [2 و5]. در صورت عدم کفایت ذخیره‌ی اولیه، انحراف فرکانس از محدوده‌ی مجاز تخطی نموده و منجر به عملکرد

[1] Load following replacement
[2] Primary frequency control reserve
[3] Secondary frequency control reserve
[4] Tertiary frequency control reserve

خودکار رله‌های فرکانسی برای حذف بار یا حذف تولید خواهد گردید. معمولاً کفایت ذخیره‌های کنترل فرکانس اولیه به اندازه‌ای در نظر گرفته می‌شود که در برابر بدترین حوادث تعریف شده در شبکه، منجر به عملکرد خودکار رله‌های فرکانسی نگردد [7و8]. بدترین حوادث بر اساس معیارهای قابلیت اطمینان تعریف می‌شوند.

با عملکرد کنترل فرکانس اولیه، تعادل توان حقیقی مصرف و تولید به نقطه‌ی کار جدیدی رسیده که ناشی از اثر خودتنظیمی بار، عملکرد خودکار گاورنر واحدهای نیروگاهی و در برخی شرایط عملکرد رله‌های فرکانسی است [9و10]. معمولاً اثر خودتنظیمی بار حدود 1٪ تا 2٪ می‌باشد. به طور مثال در صورتی که اثر خودتنظیمی بار 1% باشد، با افت فرکانس سیستم به اندازه 1 Hz، بار حقیقی به اندازه 1٪ کاهش خواهد یافت.

به منظور جلوگیری از فروپاشی شبکه و خسارت و آسیب دیدگی واحدهای نیروگاهی و تجهیزات، معمولاً، حد عملکرد رله‌های فرکانسی پائین و بالا برای حذف بار و حذف تولید به ترتیب 90 و 110 درصد فرکانس نامی در نظر گرفته می‌شوند[8]. این به معنی آنست که در سیستم قدرت با فرکانس نامی 50Hz، در صورت انحراف فرکانس بیش از 0/5 هرتز رله‌های فرکانسی عمل خواهند کرد. شکل (2-2)، حدود عملکرد رله‌های حذف بار و خروج خودکار واحدهای نیروگاهی در بازه‌ی فرکانسی 56 تا 64 هرتز را برای منطقه‌ی آمریکای شمالی نشان می‌دهد [10و 11].



شکل 2-2: محدوده‌ی فرکانسی عملکرد حفاظت فرکانس بالا و پائین در سیستم قدرت منطقه‌ی آمریکای شمالی

حلقه‌ی کنترل فرکانس اولیه به تنهایی، قادر به بازیابی کامل فرکانس سیستم قدرت به فرکانس برنامه‌ریزی شده[1] نمی‌باشد. ضمناً، این حلقه قادر به رساندن میزان تبادل توان حقیقی با سایر نواحی کنترل به مقادیر از قبل برنامه‌ریزی شده نیز نمی‌باشد. از این رو، کنترل فرکانس ثانویه و یا ثالثیه وظیفه‌ی برگرداندن فرکانس و همچنین میزان تبادل توان حقیقی با سایر نواحی کنترل را به مقادیر برنامه‌ریزی شده به عهده دارند.

[1] Scheduled frequency