



دستور العمل های ثابت بهره برداری

دستور العمل شماره دو

کنترل فرکانس

مقام تصویب کننده: معاون وزیر نیرو در امور برق و انرژی

دریافت کنندگان:

شرکت مادر تخصصی توانیر
شرکت مدیریت شبکه برق ایران
شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی
شرکت مادر تخصصی مدیریت منابع آب ایران
شرکت های برق منطقه ای
شرکت های مدیریت تولید برق
سایر مالکان و بهره برداران نیروگاه ها
شرکت مادر تخصصی تولید و توسعه انرژی اتمی ایران
سازمان انرژی های تجدید پذیر و بهره وری انرژی برق (ساتبا)

اسناد مرتبط:


- دستور العمل های ثابت بهره برداری
- دستور العمل ویژه شرایط تفویض اختیارات به دیسپاچینگ مناطق و تعیین مسئولیت ها

شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست‌ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس		

فهرست

۱. مقدمه ۳
۲. هدف و دامنه کاربرد ۳
۳. تعاریف ۴
۴. الزامات و مسؤولیت‌های عمومی ۵
۵. وظایف در بازه‌های فرکانس ۹
۶. نحوه مشارکت انواع نیروگاه‌ها در کنترل فرکانس اولیه ۱۴
۷. بازنگری ۱۸
۸. تهیه، کنترل، تایید، تصویب و ابلاغ دستورالعمل ۱۹




شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست‌ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس		

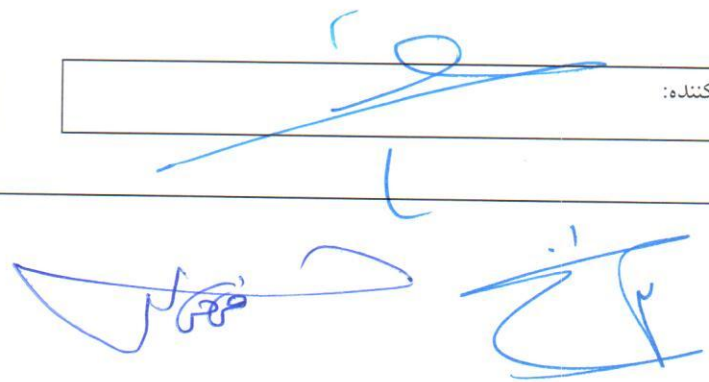
۱. مقدمه


در سیستم قدرت، فرکانس یکی از شاخص‌های اصلی پایداری و امنیت شبکه است که بیانگر تعادل میان میزان تولید و مصرف برق در هر لحظه می‌باشد. در شبکه برق ایران، فرکانس نامی برابر ۵۰ هرتز است. هرگونه نوسان و یا انحراف از فرکانس نامی، ضمن متأثر نمودن کلیه تجهیزات متصل به شبکه، اعم از تجهیزات تولید، انتقال و توزیع نیروی برق و همچنین وسایل برقی مشترکین، کیفیت بهره‌برداری و پایایی شبکه را نیز به‌طور مستقیم و متناسب با دامنه نوسان و میزان انحراف، تحت تاثیر قرار خواهد داد.

در یک شبکه بهم‌پیوسته با توجه به مشخصه‌های دینامیکی تجهیزات مولد نیروی برق و تجهیزات انتقال آن، هرگونه نظارت و یا اعمال کنترل در جهت برقراری تعادل بین تولید و مصرف باید بر اساس مقررات و روش‌های مشخص انجام شود، به طوری‌که هر یک از عوامل مؤثر بر کنترل فرکانس نقش خود را ایفا نموده و وظایف مربوطه را به نحو مطلوب محقق سازند. در شبکه برق ایران به منظور کنترل فرکانس در مقدار نامی، از مراحل سه گانه کنترل اولیه، ثانویه و ثالثیه استفاده می‌شود. با توجه به شرح وظایف و مسؤولیت‌های دیسپاچینگ ملی، کنترل فرکانس به عهده مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی است. بر این اساس، این دستورالعمل وظایف و رفتار بازیگران مختلف مرتبط با کنترل فرکانس را در بازه‌های مختلف انحراف فرکانس تعیین می‌کند.

۲. هدف و دامنه کاربرد

هدف از تدوین این دستورالعمل، تبیین وظایف مراکز کنترل ملی و منطقه‌ای، نیروگاه‌ها و ایستگاه‌های انتقال و فوق توزیع در جهت حفظ فرکانس در مقدار نامی و بازگرداندن آن در بازه مورد نظر پس از انحراف است. محدوده اجرای این دستورالعمل شامل مراکز کنترل ملی (اصلی و پشتیبان)، مرکز کنترل اضطراری، مراکز کنترل منطقه‌ای، نیروگاه‌ها و ایستگاه‌های انتقال و فوق توزیع برق کشور می‌باشد.



شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست‌ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس		

۳. تعاریف

- ۱-۳. دیسپاچینگ ملی: معاونت راهبری شبکه برق کشور در شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- ۲-۳. مرکز کنترل: مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی
- ۳-۳. توان نامی (P_n): توان نصب شده واحد در اسناد سازنده واحد
- ۴-۳. حداقل توان عملی (P_{min}): حداقل توان قابل تولید واحد
- ۵-۳. حداکثر توان عملی (P_{max}): حداکثر توان قابل تولید واحد
- ۶-۳. باند راکد (Dead Band): محدوده‌ای از فرکانس (یا دور واحد) که در آن هیچگونه تغییری در توان خروجی واحد اتفاق نمی‌افتد (هرتز).
- ۷-۳. دروپ (Droop): یک پارامتر برای کنترل دور واحد است که مقدار تغییر توان اکتیو واحد را در انحراف فرکانس شبکه تعیین می‌نماید. این پارامتر در پایه توان نامی محاسبه می‌گردد (به درصد).
- ۸-۳. نرخ بارگیری عادی واحد: سرعت تغییر توان الکتریکی در یک دقیقه (مگاوات بر دقیقه)
- ۹-۳. نرخ بارگیری واحد در مد کنترل فرکانس: سرعت تغییر توان الکتریکی در یک دقیقه در حلقه کنترل فرکانس است (مگاوات بر دقیقه).
- ۱۰-۳. ذخیره گردان واکنش سریع: میزان تولید در دسترس واحدهای برق‌آبی و حرارتی با نرخ بارگیری سریع است که در انحرافات فرکانسی بزرگ جهت کنترل فرکانس به کار گرفته می‌شود.
- ۱۱-۳. ضریب دروپ (Droop Factor): پارامتر تعیین‌کننده پله‌های تغییر تولید واحدهای برق‌آبی تحت کنترل یکپارچه (Joint Control) با توجه به میزان انحراف فرکانس شبکه است (مگاوات بر هرتز).
- ۱۲-۳. محدوده جبران‌سازی (Compensation Offset): بیانگر حداکثر ظرفیت قابل تغییر نیروگاه‌های برق‌آبی توسط سیستم کنترل یکپارچه است (مگاوات).
- ۱۳-۳. حداقل توان قرارگیری واحد برق‌آبی تحت جوینت کنترل (P_{minJC}): حداقل توانی که یک واحد برق‌آبی می‌تواند تحت کنترل سامانه جوینت کنترل قرار گیرد.



شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست‌ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس		

۴. الزامات و مسؤولیت‌های عمومی

- ۱-۴. واحدهای نیروگاهی با ظرفیت نامی ۵۰ مگاوات و بیشتر موظف هستند امکان مشارکت در کنترل فرکانس اولیه به وسیله گاورنر با مشخصه افتی سرعت (دروپ) و کنترل فرکانس ثانویه با قابلیت کنترل تولید از راه دور خودکار (AGC) را داشته باشند.
- ۱-۴-۱. سایت‌های نیروگاهی تولید پراکنده یا تجدیدپذیر با ظرفیت نامی مجموع ۲۰ مگاوات و بیشتر باید قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس اولیه و ثانویه را داشته باشند.
- ۲-۴. نیروگاه‌ها باید سیگنال وضعیت فعال/غیرفعال بودن مشارکت در کنترل فرکانس را به سامانه اسکادا دیسپاچینگ ملی ارسال نمایند.
- ۳-۴. نیروگاه‌ها باید عملکرد، مشخصات فنی و تنظیمات مورد نیاز برای مشارکت در کنترل فرکانس را مطابق بند ۶ این دستورالعمل داشته باشند.
- ۴-۴. نیروگاه‌ها باید دو ماه قبل از زمان آزمون و تحویل سامانه‌های کنترل فرکانس هر یک از واحدها دیسپاچینگ ملی را برای حضور نماینده، آگاه نموده و تحویل موقت سامانه فوق از پیمانکار را منوط به تأیید دیسپاچینگ ملی نمایند.
- ۵-۴. نیروگاه‌ها موظف هستند در صورت بروز نقص یا عملکرد نامطلوب در سیستم کنترل فرکانس اولیه و ثانویه مراتب را به صورت شفاهی از طریق تلفن مستقیم (DTS) به مرکز کنترل ملی و به صورت کتبی به دیسپاچینگ ملی اعلام کرده و پس از رفع عیب در سریع‌ترین زمان ممکن مراتب را به دیسپاچینگ ملی اطلاع دهند.
- ۶-۴. واحدهای نیروگاهی که قابلیت تغییر تولید با نرخ سریع مطابق اطلاعات شناسنامه‌ای را دارند در صورت درخواست مرکز کنترل، باید با نرخ سریع در جهت تغییر تولید اقدام نمایند.
- ۷-۴. نیروگاه‌های برقی باید قابلیت حفظ توان تولیدی واحد در مقدار بار پایه (کمینه تولید در مدت زمان محدود) را حداقل به مدت ۵ دقیقه داشته باشند.

صفحه ۵ از ۱۹

امضاء تصویب‌کننده:






وزارت نیرو
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

شماره دستورالعمل: ۲
تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱
شماره تجدیدنظر: ۴
تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱
تعداد پیوست‌ها: -

دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری
کنترل فرکانس

۸-۴. شرکت‌های برق منطقه‌ای موظف به حصول اطمینان از فعال بودن و صحت عملکرد رله‌های فرکانسی حذف‌بار در ایستگاه‌های مربوط بر اساس شرایط، میزان و مکان ابلاغ‌شده توسط دیسپاچینگ ملی هستند و به صورت فصلی یا پس از اعمال تغییرات گزارشی از مشخصات فیدرهای مجهز به قطع بار فرکانسی را به دیسپاچینگ ملی ارائه نمایند.


۹-۴. شرکت‌های مدیریت تولید برق یا سایر مالکان و بهره‌برداران نیروگاه‌ها موظف به نصب رله‌های حذف تولید بر اساس نیاز و تشخیص دیسپاچینگ ملی و حصول اطمینان از فعال بودن و صحت عملکرد این رله‌ها در ایستگاه‌های مربوط بر اساس شرایط و تعداد واحد ابلاغ شده برای حذف تولید توسط دیسپاچینگ ملی هستند و باید سیگنال وضعیت این سیستم حفاظتی را به سامانه اسکادا ارسال نمایند.

۱۰-۴. شرکت‌های برق منطقه‌ای موظف هستند به صورت سالانه فهرست و مشخصات فیدرهای سریع‌القطع که میزان و قالب آن توسط دیسپاچینگ ملی تعیین شده را به دیسپاچینگ ملی ارسال نمایند.

۱۱-۴. واحدهای نیروگاهی مطابق با «روش اجرایی اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه» در بازه‌های مختلف فرکانس، باید قابلیت‌های زیر را داشته باشند.

محدوده فرکانسی	وضعیت مورد نیاز بهره‌برداری واحدها
$49.7 \leq f \leq 50.3$	واحد بدون هیچگونه محدودیت در مدار باقی بماند.
$48 \leq f < 49.7$ و $50.3 \leq f < 52$	واحد بدون محدودیت زمانی در مدار باقی بماند.
$47.5 \leq f \leq 48$	واحد یک ساعت در مدار باقی بماند و سپس می‌تواند در وضعیت بار خانگی قرار بگیرد.
$f < 47.5$	واحد با نرخ عادی کاهش بار داده و در وضعیت بار خانگی قرار بگیرد
$f > 52$	واحد اجباراً با نرخ سریع کاهش بار داده و یا در وضعیت بار خانگی قرار بگیرد.

(Handwritten signatures and stamps)

شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست‌ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس		

۴-۱۲. ارزیابی صحت عملکرد نیروگاه‌ها در مراحل کنترل فرکانس بر عهده دیسپاچینگ ملی است. به این منظور دیسپاچینگ ملی در هر لحظه، عملکرد واحدها در کنترل فرکانس را پایش و ارزیابی می‌نماید.

۴-۱۳. مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای باید توانایی کنترل فرکانس شبکه تحت پوشش تعیین شده در دستورالعمل ثابت بهره‌برداری شماره ۱ را داشته باشند تا در شرایط خاص، به تشخیص مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی، فرکانس منطقه مربوط را کنترل نمایند.

۴-۱۴. به منظور کنترل فرکانس ثالثیه و جایگزینی ذخایر کنترل اولیه و ثانویه، نیروگاه‌ها ملزم هستند آمادگی عملیاتی مورد نیاز برای راه‌اندازی واحدهای خارج از مدار را حفظ کنند تا در صورت اعلام دیسپاچینگ ملی در سریع‌ترین زمان ممکن با شبکه سنکرون گردند. بدیهی است که در صورت عدم سنکرون‌سازی واحد در زمان مقرر مطابق با اطلاعات شناسنامه‌ای، با این واحد مانند واحدی که در وضعیت خروج اضطراری قرار دارد برخورد خواهد شد.

۴-۱۵. در صورت انحراف بزرگ فرکانسی، به منظور حفظ سایر شاخص‌های امنیت شبکه، مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای باید نسبت به پایش دستورالعمل‌های ویژه بهره‌برداری در مورد خطوط و ترانسفورماتورهای متأثر از نیروگاه‌ها اقدامات لازم را به عمل آورند و مراتب را به مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی اطلاع‌رسانی نمایند.

۴-۱۶. در شرایط بروز حوادثی که منجر به انحراف بزرگ و سریع فرکانس می‌شود بایستی سلسله مراتب کنترل فرکانس قید شده در این دستورالعمل به ترتیب توسط مراحل اولیه به وسیله عملکرد گاورنر با مشخصه افقی سرعت (دروپ)، ثانویه توسط کنترل از راه دور واحدها و بکارگیری ذخیره واکنش سریع، اقدامات اضطراری در شرایط افت فرکانس شامل قطع خطوط برون‌مرزی و قطع فیدهای سریع‌القطع و در شرایط افزایش فرکانس شامل کاهش سریع بار واحدها و قرارگیری در وضعیت

صفحه ۷ از ۱۹

امضاء تصویب‌کننده:







وزارت نیرو
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

شماره دستورالعمل: ۲
تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱
شماره تجدیدنظر: ۴
تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱
تعداد پیوست‌ها: -

دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری
کنترل فرکانس

بارخانگی رعایت گردد. همچنین به منظور جایگزینی ذخایر اولیه و ثانویه، ذخیره ثالثیه با راه‌اندازی واحدهای خارج از مدار بکارگرفته شود.

۱۷-۴. واحدها باید تولید تغییر یافته در اثر عملکرد گاورنر را تا زمان جبران توان تغییر یافته توسط کنترل ثانویه و متناسب با انحراف فرکانس حفظ نمایند.

۱۸-۴. نوع سوخت مصرفی نباید محدودیتی در مشارکت کنترل فرکانس اولیه ایجاد نماید و واحدها باید قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس اولیه در شرایط مصرف هر یک از سوخت‌های قابل استفاده را داشته باشند.


۱۹-۴. واحدها باید در کل بازه P_{min} تا P_{max} قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس اولیه را داشته باشند.

۲۰-۴. بهره‌برداران کلیه واحدهای نیروگاهی مشمول کنترل فرکانس، به محض سنکرون شدن واحدها با شبکه و قرار گرفتن تولید آن‌ها در محدوده P_{min} تا P_{max} باید به صورت پیش‌فرض سیستم کنترل فرکانس خود را فعال و به مرکز کنترل اطلاع‌رسانی نمایند.

۲۱-۴. واحدهای حرارتی باید قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس در هر گونه شرایط محیطی همچون گرم/سرد شدن محیط، وزش باد و آلودگی هوا (گرد و غبار و گازهای آلاینده) را داشته باشند.

۲۲-۴. بهره‌برداران واحدهای مشارکت کننده کنترل فرکانس اولیه همواره باید میزان ذخیره درخواستی مرکز کنترل را حفظ نمایند و از صحت عملکرد سیستم کنترل فرکانس اولیه اطمینان حاصل نمایند و در صورت وجود هر گونه نقص، مراتب را به اطلاع مرکز کنترل برسانند.

۲۳-۴. با توجه به نقش بسیار مهم متخصصین خبره در راه‌اندازی و بهره‌برداری سیستم کنترل فرکانس واحدها، نیروگاه‌ها موظف هستند نسبت به آموزش و تربیت نیروی انسانی در این حوزه اقدام نمایند.

شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست‌ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس		

۵. وظایف در بازه‌های فرکانس

مشخصه دینامیکی تجهیزات تولید و انتقال نیرو و ماهیت وابستگی میزان مصرف به فرکانس به گونه‌ای است که هرگونه تغییر در شرایط تولید و مصرف، منجر به انحراف فرکانس در سطح شبکه می‌گردد. با توجه به وابستگی دامنه انحراف به شدت اختلاف مصرف و تولید، کنترل فرکانس مستلزم اعمال راهکار و روش‌های مشخص و بکارگیری ابزار کنترلی خاصی است. به این منظور وظایف بازیگران مؤثر در کنترل فرکانس در بازه‌های مختلف انحراف از مقدار نامی به شرح زیر است.

۱-۵. فرکانس بین ۴۹/۸ تا ۵۰/۲ هرتز

در صورت تغییر فرکانس شبکه بین ۴۹/۸ تا ۵۰/۲ هرتز، اصلاح فرکانس توسط کنترل اولیه (گاورنر واحدهای نیروگاهی) و کنترل ثانویه (دستی یا AGC) تحت فرماندهی و نظارت مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی انجام می‌شود. مرکز کنترل، نقطه کار واحدها را به گونه‌ای تنظیم می‌نماید که میزان ذخیره کل مورد نیاز کنترل اولیه و ثانویه فرکانس در دسترس باشد. نیروگاه‌ها باید ضمن حفظ ذخیره اولیه و ثانویه تعیین شده توسط مرکز کنترل در هر لحظه، از عملکرد صحیح سیستم‌های مرتبط با کنترل فرکانس اولیه و ثانویه اطمینان حاصل نمایند.

۲-۵. فرکانس بین ۴۹/۶ تا ۴۹/۸ و ۵۰/۲ تا ۵۰/۵ هرتز

۱-۲-۵- در صورت تغییر فرکانس شبکه بین ۴۹/۶ تا ۴۹/۸ و ۵۰/۲ تا ۵۰/۵ هرتز، ضمن اجرای موارد بند ۱-۵، مرکز کنترل با بکارگیری ذخیره گردان با اولویت استفاده از ذخیره گردان واکنش سریع اقدام به اصلاح فرکانس می‌نماید. به این منظور مرکز کنترل بایستی نسبت به در اختیار داشتن مقدار از پیش تعیین شده ذخیره گردان واکنش سریع اقدام نماید. منظور از ذخیره گردان واکنش سریع، ذخیره گردان نیروگاه‌های برق‌آبی و همچنین حرارتی با نرخ تغییر سریع هستند. همچنین بهره‌بردار شبکه به منظور جایگزینی ذخایر اولیه و ثانویه، باید اقدام به راه‌اندازی واحدهای خارج از مدار نماید.






وزارت نیرو
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

شماره دستورالعمل: ۲
تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱
شماره تجدیدنظر: ۴
تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱
تعداد پیوست‌ها: -

دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری
کنترل فرکانس


در صورت قرارگیری بیش از ۶۰ ثانیه در این بازه فرکانسی، مراکز کنترل دیسپاچینگ مناطق و کلیه نیروگاه‌های کشور باید جهت اعلام فرکانس و کسب تکلیف با مرکز کنترل تماس حاصل نمایند. دیسپاچینگ ملی به نحو مقتضی این وظیفه را به نیروگاه‌های منتخب ابلاغ می‌کند.

تبصره ۱- در شرایط افت فرکانس در این بازه و در صورت در مدار بودن واحدهای نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای در حالت پمپی، این واحدها به تعداد مورد نیاز، بر اساس تنظیمات ابلاغی دیسپاچینگ ملی و یا فرمان مرکز باید از شبکه جدا شوند.

تبصره ۲- در شرایط بالا بودن فرکانس در این بازه، نیروگاه‌های آبی باید در صورت درخواست مرکز کنترل نسبت به تنظیم تولید در بار پایه اقدام نمایند.

۵-۲-۲- در صورت تداوم وضعیت فرکانس به مدت بیش از ۵ دقیقه و عدم تماس مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی با نیروگاه‌ها به صورت مستقیم و یا از هر طریق دیگر، نیروگاه‌های جدول زیر برای اصلاح فرکانس در محدوده 50 ± 0.1 هرتز، متناسب با مقدار فرکانس اقدام نمایند و تا زمان برقراری تماس با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی، فرکانس را در این محدوده حفظ نمایند.

نیروگاه سد سیاه‌بیشه	نیروگاه سد مسجد سلیمان	نیروگاه سد دز	نیروگاه سد شهید عباسپور
نیروگاه سیکل ترکیبی گیلان	نیروگاه سیکل ترکیبی نیشابور	نیروگاه سد کارون ۴	نیروگاه سد کارون ۳
نیروگاه گازی جنوب اصفهان	نیروگاه گازی زاگرس	نیروگاه سیکل ترکیبی کرمان	نیروگاه سیکل ترکیبی دماوند
نیروگاه سیکل ترکیبی ارومیه	نیروگاه گازی خرمشهر	نیروگاه گازی عسلویه	نیروگاه بخار سهند

شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست‌ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس		

تبصره ۳- به منظور هماهنگی میان نیروگاه‌ها در اصلاح فرکانس، هر یک از نیروگاه‌های جدول فوق نسبت به اصلاح فرکانس با افزایش/کاهش آنی تولید در پله‌های کوچک بار (تقریباً ۲۵ درصد توان نامی یک واحد در مدار) متناسب با فرکانس لحظه‌ای اقدام نمایند و پس از مشاهده اثر واکنش بر فرکانس شبکه و تا اصلاح فرکانس در بازه فوق، به صورت مرحله‌ای به افزایش/کاهش تولید مبادرت ورزند. این امر برای نیروگاه دز به میزان تولید یک واحد است.

۳-۵. فرکانس بین ۴۹/۴ تا ۴۹/۶ هرتز

۳-۵-۱- در صورت تغییر فرکانس شبکه بین ۴۹/۴ تا ۴۹/۶ هرتز، ضمن اجرای موارد بند ۲-۵، مراکز کنترل منطقه‌ای جهت کسب تکلیف در ارتباط با استفاده از ظرفیت صنایع طرف قرارداد، قطع خطوط برون مرزی صادرکننده به شبکه‌های همجوار و قطع فیدر با اولویت فیدرهای سریع‌القطع به میزان لازم برای اصلاح فرکانس با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی تماس برقرار نمایند.

در این بازه فرکانسی، مراکز کنترل دیسپاچینگ مناطق و کلیه نیروگاه‌های کشور باید جهت اعلام فرکانس و کسب تکلیف با مرکز کنترل تماس حاصل نمایند.

تبصره- در زمان قطع دستی بار، در تمام موارد حتی‌المقدور فیدرهای فاقد رله فرکانسی قطع شوند.

۳-۵-۲- در صورت تداوم وضعیت فرکانس به مدت بیش از ۵ دقیقه و عدم تماس مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی با نیروگاه‌ها به صورت مستقیم و یا از هر طریق دیگر، نیروگاه‌های جدول زیر برای اصلاح فرکانس در بازه ۴۹/۸ تا ۵۰ هرتز، متناسب با مقدار فرکانس اقدام نمایند و تا زمان برقراری تماس با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی، فرکانس را در این محدوده حفظ نمایند.






وزارت نیرو
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

شماره دستورالعمل: ۲
تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱
شماره تجدیدنظر: ۴
تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱
تعداد پیوست‌ها: -

دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری
کنترل فرکانس

نیروگاه سد شهید عباسپور	نیروگاه سیکل ترکیبی رجایی	نیروگاه سیکل ترکیبی سنندج	نیروگاه گازی گلستان
نیروگاه سد دز	نیروگاه سیکل ترکیبی نیشابور	نیروگاه گازی رودشور	نیروگاه گازی چابهار
نیروگاه سد مسجد سلیمان	نیروگاه سیکل ترکیبی گیلان	نیروگاه گازی پرند	نیروگاه گازی زاگرس
نیروگاه سد سیاه‌پیشه	نیروگاه سیکل ترکیبی کازرون	نیروگاه گازی ارومیه	نیروگاه گازی شیروان
نیروگاه سد کارون ۳	نیروگاه سیکل ترکیبی کرمان	نیروگاه گازی سبلان	نیروگاه سیکل ترکیبی زواره
نیروگاه سد کارون ۴	نیروگاه سیکل ترکیبی شیرکوه	نیروگاه گازی فردوسی	نیروگاه سیکل ترکیبی دماوند

تبصره- به منظور هماهنگی میان نیروگاه‌ها در اصلاح فرکانس، هر یک از نیروگاه‌های جدول فوق نسبت به اصلاح فرکانس با افزایش/کاهش آنی تولید در پله‌های کوچک بار (تقریباً ۲۵ درصد توان نامی یک واحد در مدار) متناسب با مقدار لحظه‌ای فرکانس اقدام نمایند و پس از مشاهده اثر واکنش بر فرکانس شبکه و تا اصلاح فرکانس در بازه فوق، به صورت مرحله‌ای به افزایش/کاهش تولید مبادرت ورزند. این امر برای نیروگاه دز به میزان تولید یک واحد است.

توضیح: فهرست نیروگاه‌های فوق بر اساس قابلیت واکنش سریع نیروگاه‌های برق‌آبی و حضور حداقل دو نیروگاه گازی و یا سیکل ترکیبی در هر منطقه دیسپاچینگی تنظیم شده است.

۴-۵. فرکانس پایین‌تر از ۴۹/۴ هرتز

در صورت کاهش فرکانس به پایین‌تر از ۴۹/۴ هرتز، پس از عملکرد مرحله اول سیستم حفاظت قطع بار فرکانس پایین، بر اساس قرارگیری فرکانس در بازه‌های تعریف‌شده باید مطابق الزامات بندهای ۱-۵ تا ۳-۵ اقدام نمود. چنانچه با انجام این اقدامات، افت فرکانس همچنان تا آستانه مراحل بعدی قطع بار فرکانسی تداوم



وزارت نیرو

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

شماره دستورالعمل: ۲

تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱

شماره تجدیدنظر: ۴

تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱

تعداد پیوست‌ها: -

دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری

کنترل فرکانس

یابد، نیروگاه‌های کشور موظف به افزایش تولید و همچنین مراکز کنترل منطقه‌ای باید بلافاصله نسبت به قطع خطوط صادرات برق و قطع فیدر با اولویت فیدرهای سریع‌القطع به میزان لازم با هدف اصلاح فرکانس تا محدوده ۴۹/۸ تا ۵۰ هرتز اقدام نمایند و پس از آن منتظر فرمان مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی باشند.


تبصره- در صورت تداوم وضعیت فرکانس به مدت بیش از ۳ دقیقه و عدم تماس مراکز کنترل منطقه‌ای یا ملی با ایستگاه‌های دارای خطوط صادرات برق و سایر ایستگاه‌های دارای ترانسفورماتور بار، به صورت مستقیم و یا از هر طریق دیگر، باید برای اصلاح فرکانس در بازه ۴۹/۸ تا ۵۰ هرتز، متناسب با مقدار فرکانس نسبت به قطع بار اقدام نمایند.

تبصره- در زمان قطع دستی بار، در تمام موارد حتی‌المقدور فیدرهای فاقد رله فرکانسی قطع شوند.

۵-۵. فرکانس بالاتر از ۵۰/۵ هرتز

در صورت افزایش فرکانس به بالاتر از ۵۰/۵ هرتز، پس از عملکرد سیستم حفاظت قطع تولید، بر اساس قرارگیری فرکانس در بازه‌های تعریف‌شده باید مطابق الزامات بندهای ۵-۱ تا ۵-۳ اقدام نمود. چنانچه با انجام این اقدامات، افزایش فرکانس همچنان تداوم یابد مراکز کنترل منطقه‌ای باید نسبت به قطع خطوط واردات برق به میزان لازم اقدام نمایند. همچنین مرکز کنترل بر اساس نیاز برای اصلاح فرکانس نسبت به فرمان کاهش بار آنی واحدهای نیروگاهی و یا قرارگیری واحدها در بار خانگی اقدام می‌کند.

تبصره- در صورت تداوم وضعیت فرکانس به مدت بیش از ۳ دقیقه و عدم تماس مرکز کنترل ملی با مراکز کنترل دیسپاچینگ مناطق و کلیه نیروگاه‌های کشور، به صورت مستقیم و یا از هر طریق دیگر، باید برای اصلاح فرکانس با نرخ تغییر تولید سریع با هدف کنترل فرکانس در بازه ۵۰ تا ۵۰/۲ هرتز، اقدام به کاهش نمایند.

شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست‌ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس		

۵-۶. وصل مجدد بارهای قطع شده پس از عادی شدن فرکانس

رله‌های حذف بار/تولید در فرکانس‌های پایین/بالا با هدف حفظ امنیت شبکه در صورت کاهش/افزایش فرکانس به مقادیر کمتر از ۴۹/۴ هرتز و بیشتر از ۵۰/۵ هرتز نصب می‌گردند. در این شرایط این رله‌ها به طور خودکار عمل کرده و با قطع بار/حذف تولید در پله‌های از قبل تعیین شده فرکانس را در حد قابل قبول تنظیم خواهند نمود.

پس از عادی شدن شرایط به تشخیص مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و در هنگام برقداری مجدد فیدرهای بار، اولویت برقداری با فیدرهای مجهز به رله‌های حذف بار فرکانسی است.

پس از عادی شدن فرکانس، مسئولین ایستگاه‌هایی که به دلیل فرکانس پایین قسمت یا تمامی بار آن‌ها به طور دستی و یا خودکار قطع گردیده، در صورتیکه نتوانند از هیچ طریق با مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه مربوط و یا مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی تماس برقرار نمایند، می‌توانند با توجه به فرکانس و ولتاژ و مدت زمان تداوم فرکانس در بازه 50 ± 0.1 هرتز، نسبت به برقدار نمودن تدریجی فیدرهای قطع شده اقدام و متعاقباً مراتب را به مرکز کنترل گزارش نمایند.

۶. نحوه مشارکت انواع نیروگاه‌ها در کنترل فرکانس اولیه

کنترل فرکانس شبکه برق کشور در سه مرحله انجام می‌شود. در مرحله اول، حلقه کنترل فرکانس اولیه، باید به صورت آنی به انحراف فرکانس پاسخ داده و تمام ظرفیت آن در مدت کمتر از ۳۰ ثانیه آزاد گردد. کنترل فرکانس اولیه، غیر متمرکز بوده و مبتنی بر سیستم کنترل دور مولدهای نیروگاهی است. در مرحله دوم، کنترل ثانویه فعال شده و ظرفیت اشتراک گذاشته شده توسط کنترل اولیه را جبران می‌نماید. علاوه بر این، حلقه کنترل ثانویه خطای ماندگار فرکانس را نیز اصلاح می‌نماید. کنترل ثانویه فرکانس به صورت متمرکز فرمان‌دهی می‌شود






وزارت نیرو
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

شماره دستورالعمل: ۲
تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱
شماره تجدیدنظر: ۴
تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱
تعداد پیوست‌ها: -

دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری
کنترل فرکانس

و در بازه زمانی تا ۱۵ دقیقه به اشتراک گذاشته می‌شود. در مرحله سوم، کنترل ثالثیه با جایگزین کردن تولید، ذخیره مورد نیاز کنترل ثانویه را تأمین می‌نماید.

۱-۶. کیفیت مورد انتظار مشارکت واحدهای بخار

- ۱-۱-۶. دروپ تنظیمی حداکثر ۰/۵٪ باشد.
- ۲-۱-۶. باند راکد حداکثر ۰/۰۵ هرتز باشد.
- ۳-۱-۶. نرخ بارگیری در حالت کنترل فرکانس باید به میزانی باشد که ظرفیت کنترل فرکانس را بدون تاخیر زمانی در کمتر از ۳۰ ثانیه آزاد نماید.

۲-۶. کیفیت مورد انتظار مشارکت واحدهای گازی و سیکل ترکیبی

- ۱-۲-۶. دروپ تنظیمی واحدهای گازی (سیکل باز و بسته) حداکثر ۰/۴٪ باشد.
- ۲-۲-۶. واحدهای بخار نیروگاه‌های سیکل ترکیبی باید مستقل از واحدهای گازی با حداکثر دروپ ۰/۵٪ در کنترل فرکانس اولیه مشارکت نمایند.

تبصره: نیروگاه‌های سیکل ترکیبی که تا قبل از انتشار این دستورالعمل، قابلیت مشارکت مستقل واحدهای بخار به دلایل طراحی برایشان امکان‌پذیر نیست از این امر مستثنی هستند. بدیهی است که پس از انتشار این دستورالعمل کلیه واحدهای بخار نیروگاه‌های جدیدالاحداث باید امکان مشارکت مستقل واحدهای بخاری را در کنترل فرکانس فراهم سازند.

- ۳-۲-۶. باند راکد حداکثر ۰/۰۳ هرتز باشد.
- ۴-۲-۶. واحدهای گازی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی باید قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس اولیه در حالت دو بویلر، تک بویلر و بدون بویلر را بدون هیچ محدودیتی داشته باشند.



وزارت نیرو
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

شماره دستورالعمل: ۲
تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱
شماره تجدیدنظر: ۴
تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱
تعداد پیوست‌ها: -

دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری
کنترل فرکانس

۵-۲-۶. با توجه به اینکه میزان توان قابل تولید واحدهای گازی با تغییرات دمای محیط تغییر می‌کند و این موضوع ممکن است باعث تغییر خودکار مد کنترل فرکانس به مد کنترل دمای خروجی اگزوز در ساعات گرم روز شود، لازم است بهره‌برداران نیروگاه با هماهنگی مرکز کنترل و تغییر متناسب تولید واحدها، مد کنترل واحدها را همواره روی مد کنترل فرکانس تنظیم نمایند.

۶-۲-۶. نرخ بارگیری در حالت کنترل فرکانس باید به میزانی باشد که ظرفیت کنترل فرکانس را بدون تاخیر زمانی در کمتر از ۳۰ ثانیه آزاد نماید

۷-۲-۶. در واحدهای گازی (سیکل باز و بسته) عوامل فنی و محیطی مانند میزان گشودگی IGV، سیستم‌های افزایش توان یا هر عامل دیگری نباید تاثیری بر نرخ بارگیری واحدها در حلقه کنترل فرکانس داشته باشند.

۳-۶. کیفیت مورد انتظار مشارکت واحدهای برق آبی

۱-۳-۶. دروپ تنظیمی حداکثر ۳٪ باشد.

۲-۳-۶. باند راکد واحدهای مشارکت‌کننده در کنترل فرکانس اولیه با مشخصه افقی سرعت حداکثر ۰/۰۳ هرتز باشد.

۳-۳-۶. باند راکد واحدهای مشارکت‌کننده تحت سیستم کنترل یکپارچه (Joint Control) حداکثر ۰/۰۵ هرتز باشد. توضیح اینکه به منظور هماهنگی بین نیروگاه‌های مشارکت‌کننده تحت سیستم کنترل یکپارچه و جلوگیری از نوسانی شدن آنها برنامه تنظیم باند راکد این نیروگاه‌ها توسط دیسپاچینگ ملی ابلاغ می‌شود.

۴-۳-۶. واحدهای آبی مجهز به Joint Control باید قابلیت کارکرد به صورت کنترل یکپارچه و تحت سیستم گاورنر با مشخصه افقی سرعت را به صورت غیرهمزمان داشته باشند. به طوریکه در صورت نقص در هر یک از این سامانه‌ها، قابلیت کنترل فرکانس واحد حفظ گردد.



وزارت نیرو
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

شماره دستورالعمل: ۲
تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱
شماره تجدیدنظر: ۴
تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱
تعداد پیوست‌ها: -

دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری
کنترل فرکانس

۵-۳-۶. مقدار ضریب دروپ در سیستم کنترل یکپارچه به ازای هر واحد برقی $P_n \times 40\%$ مگاوات بر هرتز تعیین می‌گردد. بنابراین برای یک نیروگاه با N واحد در مدار تحت سیستم کنترل یکپارچه مقدار این ضریب برابر با $P_n \times N \times 40\%$ تنظیم می‌شود.

۶-۳-۶. ضریب جبرانسازی سیستم کنترل یکپارچه یک نیروگاه با N واحد در مدار تحت سیستم کنترل یکپارچه برابر با $(P_{max} - \frac{P_{max} + P_{min} / C}{2}) \times N$ تنظیم شود تا کل ظرفیت افزایش / کاهش به صورت متقارن در دسترس قرار گیرد.

۴-۶. کیفیت مورد انتظار مشارکت واحدهای اتمی

- ۱-۴-۶. دروپ تنظیمی حداکثر ۵٪ باشد.
- ۲-۴-۶. باند راکد حداکثر ۰/۰۵ هرتز باشد.
- ۳-۴-۶. نرخ بارگیری در حالت کنترل فرکانس باید به میزانی باشد که ظرفیت کنترل فرکانس را بدون تاخیر زمانی در کمتر از ۳۰ ثانیه آزاد نماید

۵-۶. معیار عملکرد واحدهای مشارکت کننده

معیار سنجش کیفیت مشارکت واحدها در کنترل فرکانس اولیه، عملکرد در حوادث منجر به افت یا خیز فرکانس و آزمون‌های دوره‌ای دیسپاچینگ ملی است. در هر حادثه و دوره بر اساس اطلاعات جمع‌آوری شده از سیستم اسکادا، دروپ عملکردی (که با دروپ تنظیمی توربین متفاوت است) واحدهای مشارکت کننده و سایر شاخص‌ها محاسبه می‌گردد. عملکرد واحدها در صورتی صحیح تلقی می‌گردد که مطابق مشخصات بندهای ۱-۶ الی ۴-۶ این دستورالعمل باشد.

ضمناً موارد زیر جزء مصادیق عملکرد ناصحیح تلقی می‌گردد.

- ۱-۵-۶. عدم تبعیت از دستور مرکز کنترل برای قرارگرفتن در مود کنترل فرکانس.

(Handwritten signatures and stamps)

شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست‌ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس		

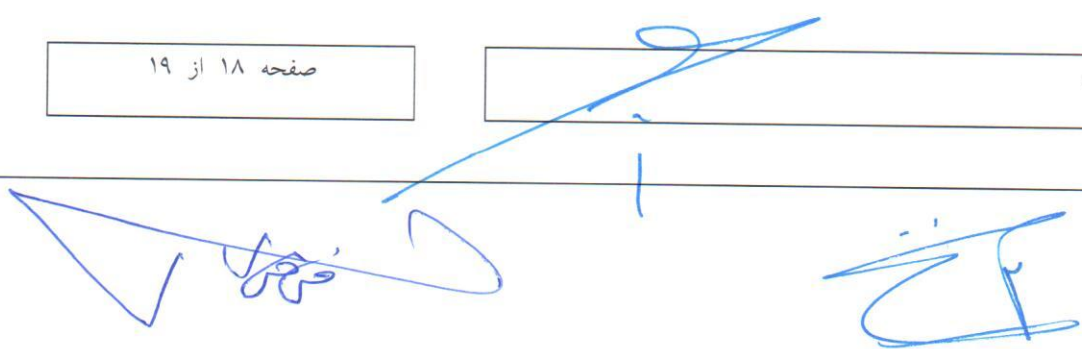
۲-۵-۶. تغییر تولید واحدها در جهت تشدید انحراف فرکانس باشد. (توضیح اینکه اگر در افزایش / کاهش فرکانس، تولید واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس افزایش / کاهش یابد عملکرد واحدها ناصحیح تلقی می‌شود).


۳-۵-۶. تغییر تولید واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس نوسانی باشد. در صورت تجاوز نوسان توان تولیدی واحد در هنگام مشارکت در کنترل فرکانس اولیه بیش از ۲۰٪ دامنه پاسخ عملکرد واحد ناصحیح گزارش خواهد شد.

۴-۵-۶. واکنش واحد به انحراف فرکانس پس از عبور از باندها باید بدون تاخیر باشد.

۷. بازنگری


این سند براساس شرایط مندرج در دستورالعمل شماره ۱ ثابت بهره‌برداری مورد بازنگری قرار می‌گیرد. همچنین با هدف تجمیع مقررات مربوط به کنترل فرکانس، این نسخه بازنگری، جایگزین نسخه پیشین و همچنین «دستورالعمل فنی مشارکت نیروگاه‌ها در کنترل اولیه فرکانس شبکه» به شماره رب/۱۵/۰۰۱ مصوب ۱۳۹۰/۸/۳۰ می‌شود و به عنوان مرجع فنی مرتبط با کنترل فرکانس قلمداد می‌گردد.




شماره دستورالعمل: ۲ تاریخ صدور: ۱۳۵۰/۹/۱ شماره تجدیدنظر: ۴ تاریخ تجدیدنظر: ۱۳۹۷/۶/۱ تعداد پیوست ها: -	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
دستورالعمل های ثابت بهره برداری کنترل فرکانس		

۸. تهیه، کنترل، تایید، تصویب و ابلاغ دستورالعمل


۶-۱- تهیه دستورالعمل

	دستورالعمل ثابت بهره برداری کنترل فرکانس براساس نیاز راهبری شبکه برق کشور توسط کمیته بازنگری دستورالعمل تهیه و به تأیید معاونت راهبری شبکه برق کشور رسید. نام و نام خانوادگی: دکتر مصطفی رجبی مشهدی سمت: معاون راهبری شبکه برق کشور
--	---

۶-۲- کنترل و تأیید دستورالعمل

	دستورالعمل ثابت بهره برداری کنترل فرکانس بررسی و از نظر فنی تأیید می گردد. نام و نام خانوادگی: دکتر داود فرخزاد سمت: رئیس هیأت مدیره و مدیر عامل شرکت مدیریت شبکه برق ایران
---	---

۶-۳- تصویب و ابلاغ دستورالعمل

	دستورالعمل ثابت بهره برداری کنترل فرکانس تصویب و برای اجرا ابلاغ می گردد. نام و نام خانوادگی: مهندس همایون حائری سمت: معاون امور برق و انرژی وزارت نیرو
---	---

