جمهوری اسلامی ایران

سازمان برنامه و بودجه کشور

رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه (تولید، انتقال و توزیع)

ضابطه شماره ۷۱۹

سازمان برنامه و بودجه کشور

امور نظام فنی و اجرایی

Nezamfanni.ir

وزارت نیرو

پژوهشگاه نیرو

nri.ac.ir

۱۳۹۵

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

باسمه تعالی

ریاست جمهوری
سازمان برنامه و بودجه کشور
رییس سازمان

بخشنامه به دستگاه‌های اجرایی، مهندسان مشاور و پیمانکاران	**شماره:**	**۹۵/۱۰۴۶۹۶۳**
	تاریخ:	**۱۳۹۵/۱۲/۰۱**

موضوع: رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه(تولید، انتقال و توزیع)

به استناد ماده (۲۳) قانون برنامه و بودجه و مواد (۶) و (۷) آیین‌نامه استانداردهای اجرایی طرح‌های عمرانی- مصوب سال ۱۳۵۲ و در چارچوب نظام فنی و اجرایی کشور (موضوع تصویب‌نامه شماره ۴۲۳۳۹/ت۳۳۴۹۷هـ مورخ ۱۳۸۵/۴/۲۰ هیأت محترم وزیران)، به پیوست ضابطه شماره ۷۱۹ امور نظام فنی و اجرایی، با عنوان « رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه(تولید، انتقال و توزیع) » از نوع گروه سوم ابلاغ می‌شود.

رعایت مفاد این ضابطه در صورت نداشتن ضوابط بهتر، از تاریخ ۱۳۹۶/۰۴/۰۱ الزامی است.

امور نظام فنی و اجرایی این سازمان دریافت‌کننده نظرات و پیشنهادهای اصلاحی در مورد مفاد این ضابطه بوده و اصلاحات لازم را اعلام خواهد کرد.

محمد باقر نوبخت

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

اصلاح مدارک فنی

خواننده گرامی

امور نظام فنی و اجرایی سازمان برنامه و بودجه کشور، با استفاده از نظر کارشناسان برجسته مبادرت به تهیه این ضابطه کرده و آن را برای استفاده به جامعه مهندسی کشور عرضه نموده است. با وجود تلاش فراوان، این اثر مصون از ایرادهایی نظیر غلطهای مفهومی، فنی، ابهام، ایهام و اشکالات موضوعی نیست.

از این‌رو، از شما خواننده گرامی‌صمیمانه تقاضا دارد در صورت مشاهده هرگونه ایراد و اشکال فنی مراتب را به صورت زیر گزارش فرمایید:

۱- شماره بند و صفحه موضوع مورد نظر را مشخص کنید.

۲- ایراد مورد نظر را به صورت خلاصه بیان دارید.

۳- در صورت امکان متن اصلاح شده را برای جایگزینی ارسال نمایید.

۴- نشانی خود را برای تماس احتمالی ذکر فرمایید.

کارشناسان این امور نظرهای دریافتی را به دقت مطالعه نموده و اقدام مقتضی را معمول خواهند داشت. پیشاپیش از همکاری و دقت نظر جنابعالی قدردانی می‌شود.

نشانی برای مکاتبه : تهران، میدان بهارستان، خیابان صفی‌علی‌شاه، مرکز تلفن ۳۳۲۷۱، سازمان برنامه و بودجه، امور نظام فنی و اجرایی

web: nezamfanni.ir **Email: nezamfanni@mporg.ir**

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

باسمه تعالی

پیشگفتار

نظام فنی واجرایی کشور (مصوبه شماره۴۲۳۳۹/ت۳۳۴۹۷هـ مورخ۱۳۸۵/۴/۲۰هیأت وزیران) به‌کارگیری معیارها، استانداردها و ضوابط فنی در مراحل تهیه و اجرای طرح و نیز توجه لازم به هزینه‌های نگهداری و بهره‌برداری در قیمت تمام شده طرح‌ها را مورد تأکید جدی قرارداده‌است و این امور به استناد ماده ۲۳ قانون برنامه و بودجه و نظام فنی اجرایی کشور، وظیفه تهیه و تدوین ضوابط و معیارهای فنی طرح‌های توسعه‌ای کشور را به عهده دارد.

با توجه به رشد روز افزون مصرف انرژی الکتریکی، گستره شبکه‌ی برق همواره در حال بزرگ‌تر شدن است. لذا روز به روز به مصرف‌کننده‌ها و تولیدکنندگان شبکه‌ی برق افزوده می‌شود و به تبع آن اجزای شبکه‌ی برق مانند: خطوط انتقال، ترانسفورماتورها، کلیدها و غیره زیادتر می‌شود. در این بین با توجه به تجدید ساختار سیستم‌های برق، نحوه بهره‌برداری از سیستم تغییر کرده است و بازیگران زیادی مانند: شرکت‌های تولیدکننده، بهره‌برداران شبکه انتقال، شرکت‌های توزیع، کمیته‌های پایایی و تسویه بازار و غیره وارد چرخه بهره‌برداری از این سیستم شده‌اند. برای اینکه همه‌ی این نهادها بتوانند با یکدیگر تعامل خوبی داشته باشند باید اطلاعات را بین یکدیگر به طور مناسب تبادل کنند. یکی از مهم‌ترین اطلاعات، گزارش حوادث سیستم قدرت است که باید در یک چارچوب مشخص و هماهنگ تهیه و ارائه شود.

در این ضابطه، الزامات پایش و گزارش‌دهی حوادث برق در سطوح تولید، انتقال و توزیع در سه فصل مجزا تشریح می‌شود. به منظور اینکه همه‌ی نهادهای مرتبط با ثبت و گزارش حادثه بتوانند در یک چارچوب یکسان با یکدیگر تعامل داشته باشند لازم است که از رویه‌ها و فرم‌های ثبت حوادث موجود در این ضابطه استفاده نمایند. پایش حوادث، نیازمند استفاده از تجهیزات و ابزارهای مختلف است که در فصل پنجم، مشخصات فنی و الزامات مربوط به این تجهیزات توضیح داده شده است. مطالب ارائه شده در این ضابطه در جهت یکسان‌سازی رویه‌های موجود برای پایش و ثبت حوادث است و حداقل الزامات این زمینه را معرفی می‌نماید.

این ضابطه، دارای ۱۴ پیوست است. پیوست‌های ۱ الی ۱۱ حاوی مطالبی است که مکمل فصل‌های اصلی ضابطه می‌باشد و باید از مطالب درون آن‌ها به طور مناسب، برای تکمیل فرم‌های ثبت حوادث و همچنین رویه‌های ارائه شده در فصل‌های دوم الی چهارم استفاده نمود. در انتهای ضابطه، در قالب سه پیوست، رویه گزارش‌دهی حوادث در آمریکا، کانادا و اروپا برای آگاهی بیشتر از نحوه‌ی عملکرد مراجع معتبر بین‌المللی در زمینه‌ی ثبت حوادث برق توضیح داده شده است.

علیرغم تلاش، دقت و وقت زیادی که برای تهیه این مجموعه صرف گردید، این مجموعه مصون از وجود اشکال و ابهام در مطالب آن نیست. لذا در راستای تکمیل و پربار شدن این ضابطه از کارشناسان محترم درخواست می‌شود موارد اصلاحی را به امور نظام فنی و اجرایی سازمان برنامه و بودجه کشور ارسال کنند. کارشناسان سازمان پیشنهادهای دریافت شده را بررسی کرده و در صورت نیاز به اصلاح در متن ضابطه، با همفکری نمایندگان جامعه فنی کشور و

omoorepeyman.ir

کارشناسان مجرب این حوزه، نسبت به تهیه متن اصلاحی، اقدام و از طریق پایگاه اطلاع رسانی نظام فنی و اجرایی کشور برای بهره‌برداری عموم، اعلام خواهند کرد. به همین منظور و برای تسهیل در پیدا کردن آخرین ضوابط ابلاغی معتبر، در بالای صفحات، تاریخ تدوین مطالب آن صفحه درج شده‌است که در صورت هرگونه تغییر در مطالب هر یک از صفحات، تاریخ آن نیز اصلاح خواهد شد. از اینرو همواره مطالب صفحات دارای تاریخ جدیدتر معتبر خواهد بود.

معاونت فنی و توسعه امور زیربنایی به این وسیله از پژوهشگاه نیرو(پژوهشکده برق) که مسوولیت انجام این پروژه را به عهده داشته است و همچنین از تلاش و جدیت رییس امور نظام فنی جناب آقای مهندس غلامحسین حمزه مصطفوی، کارشناسان محترم امور نظام فنی و اجرایی و شرکت‌های مهندسین مشاور که با اظهار نظرهای خود این معاونت را در جهت غنا بخشیدن به آن یاری نموده‌اند سپاسگزاری و قدردانی نموده و از ایزد منان توفیق روزافزون همه آنان را آرزومند است.

امید است صاحب نظران و کارشناسان گرامی، با ابراز نظرات خود این سازمان را در اصلاحات بعدی یاری فرمایند.

غلامرضا شافعی

معاون فنی و توسعه امور زیربنایی

زمستان ۱۳۹۵

omoorepeyman.ir

تهیه و کنترل «رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه (تولید، انتقال و توزیع)» [ضابطه شماره ۷۱۹]

مجری: پژوهشگاه نیرو

مدیر پروژه: زهرا مدیحی بیدگلی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت

اعضای گروه تهیه‌کننده:

محمد ستاره	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
مرتضی شعبان‌زاده	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت
علی طباطبائی‌نژاد دیزجی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت

اعضای گروه تاییدکننده: (به ترتیب حروف الفبا)

فرخ امینی‌فر	دانشکده فنی دانشگاه تهران	دکترای مهندسی برق- قدرت
داود جلالی	شرکت مننکو	کارشناسی مهندسی برق- قدرت
پرویز رمضانپور	پژوهشگاه نیرو	دکترای مهندسی برق- قدرت
حبیب قراگوزلو	شرکت مدیریت شبکه برق ایران	دکترای مهندسی برق- قدرت
نیکی مسلمی	پژوهشگاه نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت

هدایت و راهبری (سازمان برنامه و بودجه)

علیرضا توتونچی	معاون امور نظام فنی و اجرایی
فرزانه آقارمضانعلی	رییس گروه امور نظام فنی واجرایی
محمد رضا طلاکوب	کارشناس برق و الکترونیک، امور نظام فنی و اجرایی

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

فهرست مطالب

عنوان صفحه

پیشگفتار ..... **أ**

فصل۱: مقدمه **۱**

فصل۲: رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث تولید **۷**

مقدمه ۹

۲-۱- تعاریف ۹

۲-۱-۱- ایستگاه ۹

۲-۱-۲- دیسپاچینگ ملی ۹

۲-۱-۳- دیسپاچینگ مناطق ۹

۲-۱-۴- دیسپاچینگ ۹

۲-۱-۵- مرکز کنترل ۱۰

۲-۱-۶- ظرفیت نیروگاه ۱۰

۲-۱-۷- تعریف حادثه ۱۰

۲-۱-۸- دسته‌بندی حوادث تولید ۱۰

۲-۲- نهادهای مرتبط با ثبت و گزارش حادثه ۱۱

۲-۳- روش عملیات در صورت بروز حوادث ۱۱

۲-۳-۱- مسئولیت‌ها و وظایف نیروگاه‌ها در هنگام بروز حوادث ۱۳

۲-۴- روند ثبت و گزارش حادثه ۱۳

۲-۴-۱- گزارش اولیه حادثه ۱۴

۲-۴-۱-۱- گزارشات تلفنی ۱۴

۲-۴-۱-۲- گزارشات پیامکی ۱۶

۲-۴-۲- روند ثبت اطلاعات کامل حادثه ۱۷

۲-۴-۲-۱- روند پایش و گردش نامه‌ی حادثه ۱۹

۲-۴-۲-۲- فرم ثبت اطلاعات حادثه ۱۹

۲-۵- گزارش‌گیری بر اساس کاربرد اطلاعات ثبت شده برای حادثه ۳۱

۲-۵-۱- گزارش‌های مدیریتی ۳۲

۲-۵-۱-۱- خلاصه گزارش حوادث نیروگاه ۳۲

omoorepeyman.ir

۲-۵-۱-۲-گزارش مغایرت‌های دیسپاچینگ با نیروگاه ۳۲
۲-۵-۱-۳-گزارش نقش تجهیزات نیروگاه‌ها در ایجاد حوادث ۳۲
۲-۵-۱-۴-گزارش برگ شناسه حوادث نیروگاه ۳۳
۲-۵-۱-۵-گزارش حوادث نیروگاه‌ها به تفکیک واحد ۳۳
۲-۵-۱-۶-گزارش انرژی غیر قابل تولید به تفکیک کد پایایی ۳۳
۲-۵-۱-۷-گزارش انرژی تولید نشده ناشی از سیستم‌ها ۳۳
۲-۵-۱-۸-گزارش انرژی غیر قابل تولید به تفکیک نام نیروگاه (به ازای واحد) ۳۳
۲-۵-۱-۹-جدول مجموع انرژی غیر قابل تولید ناشی از سیستم‌ها به تفکیک واحد ۳۳
۲-۵-۲-گزارش شاخص‌های عملکرد واحدهای نیروگاهی ۳۴
۲-۵-۲-۱-شاخص‌های زمان عملکرد ۳۴
۲-۵-۲-۱-۱-کل زمان خروج اضطراری (ساعت) ۳۴
۲-۵-۲-۱-۲-کل زمان خروج بابرنامه (ساعت) ۳۴
۲-۵-۲-۱-۳-کل زمان خروج بدون برنامه (ساعت) ۳۴
۲-۵-۲-۱-۴-کل زمان عملکرد واحد (ساعت) ۳۴
۲-۵-۲-۱-۵-کل زمان خروج واحد (ساعت) ۳۴
۲-۵-۲-۱-۶-کل زمان عملکرد معادل واحد (ساعت) ۳۵
۲-۵-۲-۱-۷-کل زمان خروج معادل واحد (ساعت) ۳۵
۲-۵-۲-۲-شاخص‌های نحوه عملکرد ۳۵
۲-۵-۲-۲-۱-نرخ خرابی ۳۵
۲-۵-۲-۲-۲-نرخ خروج اضطراری (FOR) ۳۵
۲-۵-۲-۲-۳-نرخ خروج اضطراری عملی اصلاح شده به واسطه محدودیت بار (DAPFOR) ۳۵
۲-۵-۲-۲-۴-ضریب عدم توانایی واحد ۳۵
۲-۵-۲-۲-۵-ضریب خروج ناشی از تعمیرات ۳۶
۲-۵-۲-۲-۶-ضریب خروج با هماهنگی ۳۶
۲-۵-۲-۳-شاخص‌های توان و انرژی ۳۶
۲-۶- ثبت اطلاعات و گزارش حادثه از دیدگاه بازار برق ۳۶
۲-۷- جمع‌بندی ۳۸

omoorepeyman.ir

فصل۳: رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه انتقال ۴۱
مقدمه ۴۳
۳-۱- تعاریف ۴۳
۳-۱-۱- تعریف حادثه ۴۳
۳-۱-۲- نوع حادثه ۴۴
۳-۱-۲-۱- حوادث عادی ۴۴
۳-۱-۲-۱-۱- حادثه گسترش یافته ۴۴
۳-۱-۲-۲- حوادث عمده ۴۴
۳-۱-۲-۲-۱- حادثه عمده نیروگاهی ۴۴
۳-۱-۲-۲-۲- حادثه عمده شبکه سراسری یا ناحیه‌ای ۴۴
۳-۱-۲-۳- داده ۴۵
۳-۱-۲-۴- اطلاعات ۴۵
۳-۲- فرآیند بررسی و تحلیل حادثه ۴۵
۳-۲-۱- منابع جمع‌آوری داده‌ها و تجهیزات پایش حوادث ۴۶
۳-۳- عوامل بروز حادثه ۴۶
۳-۴- گزارش اولیه حادثه ۴۶
۳-۴-۱- گزارش اولیه حادثه خطوط انتقال ۴۸
۳-۴-۱-۱- گزارش تلفنی ۴۸
۳-۴-۱-۲- گزارش پیامکی ۴۸
۳-۴-۲- گزارش اولیه حادثه پست‌های انتقال ۴۹
۳-۴-۲-۱- گزارش تلفنی ۴۹
۳-۴-۲-۲- گزارش پیامکی ۵۰
۳-۵- گزارش کامل حادثه ۵۱
۳-۵-۱- توضیحات مربوط به فرم ثبت حادثه و گزارش حادثه خطوط انتقال ۶۶
۳-۵-۲- توضیحات مربوطه به فرم ثبت حادثه و گزارش حادثه پست‌های انتقال ۶۸
۳-۵-۳- نحوه آنالیز اطلاعات و تحلیل حادثه ۶۸
۳-۵-۳-۱- انجام بررسی‌های اولیه و شناخت دقیق علت اولیه وقوع حادثه ۶۹
۳-۵-۳-۲- بررسی ترتیب خروج‌های متوالی و دلایل آن‌ها ۶۹

omoorepeyman.ir

۳-۵-۳-۳- نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادها ۶۹
۳-۶- وظایف و ماموریت‌ها ۶۹
۳-۶-۱- دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای ۶۹
۳-۶-۲- شرکت‌های برق منطقه‌ای ۷۳
۳-۶-۳- معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- شرکت مدیریت شبکه برق ایران ۷۳
فصل۴: رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه توزیع ۷۷
مقدمه ۷۹
۴-۱- تعاریف ۷۹
۴-۱-۱- حادثه ۷۹
۴-۱-۲- اشکال در شبکه داخلی مشترکین (فشار متوسط و فشار ضعیف) ۷۹
۴-۱-۳- اشکال در شبکه فشار متوسط هوایی ۷۹
۴-۱-۴- اشکال در شبکه فشار متوسط زمینی ۸۰
۴-۱-۵- اشکال در شبکه فشار ضعیف هوایی ۸۰
۴-۱-۶- اشکال در شبکه فشارضعیف زمینی ۸۰
۴-۱-۷- اشکال در پست هوایی ۸۰
۴-۱-۸- اشکال در پست زمینی ۸۰
۴-۲- قطع فیدر فشار متوسط ۸۰
۴-۲-۱- عوامل موثر در قطع فیدر فشار متوسط ۸۰
۴-۳- عوامل موثر در قطع خطوط زمینی فشار متوسط ۸۱
۴-۳-۱- علل خاموشی بی‌برنامه خطوط زمینی فشار متوسط ۸۱
۴-۳-۲- علل خاموشی بابرنامه خطوط زمینی فشار متوسط ۸۴
۴-۴- عوامل موثر در قطع خطوط هوایی فشار متوسط ۸۵
۴-۴-۱- علل خاموشی بی‌برنامه خطوط هوایی فشار متوسط ۸۵
۴-۴-۲- علل خاموشی بابرنامه خطوط هوایی فشار متوسط ۹۲
۴-۵- عوامل موثر در قطع طرف فشار متوسط پست‌های توزیع ۹۴
۴-۵-۱- علل خاموشی بی‌برنامه طرف فشار متوسط پست‌های توزیع زمینی ۹۴
۴-۵-۲- علل خاموشی بابرنامه طرف فشار متوسط پست‌های توزیع زمینی ۹۸
۴-۵-۳- علل خاموشی بی‌برنامه طرف فشار متوسط پست‌های توزیع هوایی ۹۹

omoorepeyman.ir

۴-۵-۴- علل خاموشی بابرنامه طرف فشار متوسط پست‌های توزیع هوایی ۱۰۳
۴-۶- عوامل موثر در قطع خطوط هوایی فشار ضعیف ۱۰۴
۴-۶-۱- علل خاموشی بی‌برنامه خطوط هوایی فشار ضعیف ۱۰۴
۴-۶-۲- علل خاموشی بابرنامه خطوط هوایی فشار ضعیف ۱۰۸
۴-۷- عوامل موثر در بروز قطع خطوط زمینی فشار ضعیف ۱۰۹
۴-۷-۱- علل خاموشی بی‌برنامه خطوط زمینی فشار ضعیف ۱۰۹
۴-۷-۲- خاموشی بابرنامه خطوط زمینی فشار ضعیف ۱۱۵
۴-۸- عوامل موثر در بروز قطع طرف فشار ضعیف پست‌های توزیع ۱۱۶
۴-۸-۱- علل خاموشی بی‌برنامه طرف فشار ضعیف پست‌های توزیع ۱۱۶
۴-۸-۲- علل خاموشی بابرنامه طرف فشار ضعیف پست‌های توزیع ۱۲۰
۴-۹- عوامل موثر در قطع انشعابات مشترکین ۱۲۰
۴-۹-۱- علل خاموشی بی‌برنامه در انشعابات مشترکین ۱۲۰
۴-۹-۲- علل خاموشی بابرنامه در انشعابات مشترکین فشار ضعیف ۱۲۶
۴-۱۰- فرم‌های ثبت و گزارش‌گیری حوادث شبکه توزیع (خاموشی) ۱۲۷
۴-۱۰-۱-گزارش‌گیری ۱۳۶
فصل۵: الزامات نرم‌افزاری و سخت‌افزاری پایش حوادث شبکه برق ۱۴۵
مقدمه ۱۴۷
۵-۱- ثبات خطا و ثبات وقایع ۱۴۸
۵-۱-۱- ثبات خطا ۱۴۸
۵-۱-۲- مشخصات عمومی ثبات‌های وقایع و خطا ۱۵۰
۵-۱-۳- ثبات ترتیب وقایع ۱۵۰
۵-۱-۴- ملزومات فنی انتخاب ثبات خطا و ثبات وقایع و ثبات ترتیب وقایع ۱۵۱
۵-۲- دستگاه ضبط اغتشاش دینامیکی ۱۵۱
۵-۳- سیستم اسکادا ۱۵۲
۵-۳-۱- سیستم محلی ۱۵۳
۵-۳-۱-۱- تجهیزات واسط فشار قوی ۱۵۳
۵-۳-۱-۱-۱- پایانه ۱۵۴
۵-۳-۱-۱-۲- سیستم ارتباطی ۱۵۴

omoorepeyman.ir

۵-۳-۲- ساختار سلسله مراتبی ۱۵۴
۵-۳-۲-۱- ساختار «مستقل» ۱۵۵
۵-۳-۲-۲- ساختار «شبکه‌ای» ۱۵۵
۵-۳-۳- سیستم مرکزی یا مرکز کنترل ۱۵۶
۵-۳-۳-۱- شرح کلی وظایف در پایانه (RTU) ۱۵۷
۵-۳-۳-۱-۱- جمع آوری اطلاعات و کنترل (DAC) ۱۵۷
۵-۳-۳-۱-۲- ارسال داده ها به سطوح بالاتر کنترلی ۱۵۸
۵-۳-۳-۲- اجزای تشکیل دهنده‌ی پایانه ۱۵۹
۵-۳-۳-۲-۱- ماژول ورودی دیجیتال «DI» ۱۵۹
۵-۳-۳-۲-۲- ماژول ورودی آنالوگ «AI» ۱۶۰
۵-۳-۳-۲-۳-ماژول خروجی آنالوگ «AO» ۱۶۱
۵-۳-۳-۲-۴- ماژول خروجی دیجیتال «DO» ۱۶۱
۵-۳-۳-۲-۵- ماژول واسطه مخابراتی «CIU» ۱۶۲
۵-۳-۳-۲-۶- ماژول اصلی ۱۶۲
۵-۳-۳-۲-۷- ماژول «PCI» ۱۶۲
۵-۳-۳-۲-۸- «LTE» ۱۶۲
۵-۳-۳-۲-۹- ماژول «AGC» ۱۶۳
۵-۳-۳-۲-۱۰- نرم‌افزار پایانه ۱۶۳
۵-۳-۳-۲-۱۱- مودم ۱۶۵
۵-۳-۳-۲-۱۲- منبع تغذیه ۱۶۵
۵-۳-۴-معیارهای ارزیابی سیستم اسکادا ۱۶۵
۵-۳-۴-۱-قابلیت دسترسی (دستیابی) ۱۶۶
۵-۳-۴-۲- پاسخ زمانی ۱۶۶
۵-۳-۴-۳- توسعه پذیری ۱۶۶
۵-۳-۴-۴- قابلیت انعطاف ۱۶۷
۵-۳-۴-۵- قابلیت اطمینان ۱۶۷
۵-۳-۵- الزامات طراحی سیستم اسکادا ۱۶۷
۵-۳-۵-۱- آمادگی ایستگاه‌ها جهت نصب سیستم ۱۶۷

omoorepeyman.ir

۵-۳-۵-۲- لینک مخابراتی مرکز و پایانه‌ها ۱۶۸
۵-۳-۵-۳- ظرفیت نقاط پردازش سیستم ۱۶۸
۵-۴- واحد اندازه‌گیر فازوری و سیستم اندازه‌گیری ناحیه گسترده ۱۶۹
۵-۴-۱- ملزومات فنی طراحی واحد اندازه‌گیری فازوری ۱۷۱
۵-۴-۲- ساختار سیستم اندازه‌گیری ناحیه گسترده ۱۷۲
۵-۴-۲-۱- کاربردهای محلی ۱۷۳
۵-۴-۲-۲- کاربردهای سراسری سیستمی از اندازه‌گیری ناحیه گسترده ۱۷۳
۵-۵- الزامات مورد نیاز در رابطه با تکمیل دستگاه‌های پایش حوادث برق ۱۷۴
۵-۶- الزامات نرم‌افزارهای ثبت و پایش حوادث ۱۷۵
پیوست ۱: روش عملیات در صورت قطع ارتباط مکالماتی ۱۷۷
پ-۱-۱- حالات احتمالی و قابل پیش‌بینی ۱۷۹
پ-۱-۱-۱- شبکه در شرایط عادی ۱۷۹
پ-۱-۱-۲- در شرایط بروز حادثه ۱۷۹
پ-۱-۲- روش عملیات در هر یک از حالات ۱۸۰
پ-۱-۲-۱- روش عملیات در حالت أ ۱۸۰
پ-۱-۲-۲- روش عملیات در حالت ب ۱۸۰
پ-۱-۲-۳- روش عملیات در حالت ج ۱۸۱
پ-۱-۲-۴- روش عملیات در حالت د ۱۸۱
پ-۱-۲-۵- روش عملیات در حالات ه الی و ۱۸۲
پ-۱-۳- بی‌برقی کامل ایستگاه ۱۸۳
پ-۱-۳-۱- نیروگاه‌ها ۱۸۳
پ-۱-۳-۲- پست‌ها ۱۸۴
پ-۱-۳-۳- علائم پیکان و ضربدر ۱۸۴
پیوست ۲: توضیحات تکمیلی کدهای پایایی ۱۸۷
پیوست ۳: کد دستگاه آسیب دیده در فرم ثبت حوادث نیروگاه (کد شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی) ۲۰۱
پیوست ۴: کد قسمت‌ها و اداره‌های تعمیرات ۲۰۵
پیوست ۵: کد طبیعت، نوع و وضعیت حادثه ۲۰۹
پیوست ۶: کد علت و نام حادثه تولید ۲۱۳

omoorepeyman.ir

پیوست ۷: کد تکرار حادثه و کد اهمیت فنی حادثه تولید ۲۱۷
پیوست ۸: کد گروه‌های تخصصی و نظارت حوادث تولید ۲۲۱
پیوست ۹: استاندارد بین‌المللی IEEE-726 ۲۲۵
مقدمه ۲۲۷
پ-۹-۱- تعاریف اولیه ۲۲۷
پ-۹-۲- حالت‌های یک واحد تولیدی ۲۲۷
پ-۹-۳- اصطلاحات مربوط به ظرفیت ۲۳۱
پ-۹-۴- اصطلاحات زمان عملکرد ۲۳۴
پ-۹-۵- اصطلاحات انرژی ۲۳۸
پ-۹-۶- شاخص‌های کارآیی ۲۳۹
پیوست ۱۰: جمع‌آوری و ثبت اطلاعات حوادث تولید در شرکت مدیریت شبکه برق ایران ۲۴۵
مقدمه ۲۴۷
پ-۱۰-۱- نرم‌افزار ثبت وقایع بهره‌برداری SCCIS در سطح تولید ۲۴۷
پ-۱۰-۱-۱- منوی اصلی ۲۴۹
پ-۱۰-۱-۲- اطلاعات پایه و مرجع ۲۵۰
پ-۱۰-۱-۲-۱- علت‌ها ۲۵۰
پ-۱۰-۱-۲-۲- سرپرست‌های شیفت ۲۵۱
پ-۱۰-۱-۲-۳- چرخه حیات واحدها ۲۵۲
پ-۱۰-۱-۲-۴- قدرت عملی واحدها ۲۵۳
پ-۱۰-۱-۲-۵- پیش‌بینی تولید و درجه حرارت ۲۵۵
پ-۱۰-۱-۳- وضعیت واحدها ۲۵۵
پ-۱۰-۱-۳-۱- تغییرات وضعیت در یک روز ۲۵۶
پ-۱۰-۱-۳-۲- وضعیت‌های یک واحد ۲۵۸
پ-۱۰-۱-۳-۳- وضعیت واحدها ۲۶۰
پ-۱۰-۱-۳-۴- آخرین وضعیت ۲۶۱
پ-۱۰-۱-۴- لحظات خاص (پیک) ۲۶۲
پ-۱۰-۱-۵- اطلاعات روزانه ۲۶۴
پ-۱۰-۱-۵-۱- خلاصه گزارش ۲۶۵

omoorepeyman.ir

پ-۱۰-۱-۶- کمبودها ۲۶۵
پ-۱۰-۱-۶-۱- خاموشی‌ها ۲۶۵
پ-۱۰-۱-۷- گزارش ۲۶۸
پ-۱۰-۱-۷-۱- گزارش‌های مرکز کنترل ۲۶۹
پ-۱۰-۱-۷-۲- گزارش ۱۲ برگی ۲۷۰
پ-۱۰-۱-۷-۳- نمودار بار مناطق ۲۷۰
پ-۱۰-۱-۷-۴- واحدهای خارج از مدار ۲۷۳
پ-۱۰-۱-۷-۵- خلاصه گزارش ۲۷۳
پ-۱۰-۱-۷-۶- گزارش اتفاقات ۲۸۲
پ-۱۰-۱-۷-۷- گزارش‌های آمار ۲۸۴
پ-۱۰-۱-۷-۸- گزارش‌های برنامه‌ریزی تولید ۲۸۶
پ-۱۰-۱-۷-۹- اجرای برنامه‌های تعمیرات ۲۹۰
پ-۱۰-۱-۷-۱۰- واحدهای سازمانی و کاربران ۲۹۱
پیوست ۱۱ ..... ۳۰۱
اطلاعات مورد نیاز طراحی، نحوه طراحی، انتخاب و مشخصات فنی و تخصصی ثبات وقایع و خطا ۳۰۱
پ-۱۱-۱- اطلاعات مورد نیاز طراحی ۳۰۳
پ-۱۱-۲- نحوه طراحی و انتخاب ۳۰۳
پ-۱۱-۲-۱- ثبات خطا ۳۰۳
پ-۱۱-۲-۱-۱- ورودی‌های آنالوگ ۳۰۳
پ-۱۱-۲-۱-۲- ورودی دیجیتال ۳۰۳
پ-۱۱-۲-۱-۳- تعداد کانال‌های ورودی ۳۰۴
پ-۱۱-۲-۲- ثبات وقایع ۳۰۴
پ-۱۱-۲-۲-۱- حفاظت main I , main II خط ۳۰۴
پ-۱۱-۲-۲-۲- کلید ۳۰۵
پ-۱۱-۲-۲-۳- سکسیونر ۳۰۶
پ-۱۱-۲-۲-۴- ترانسفورماتور ۳۰۶
پ-۱۱-۲-۲-۵- راکتورها ۳۰۶
پ-۱۱-۲-۲-۶- شینه‌ها ۳۰۷

omoorepeyman.ir

پ-۱۱-۲-۲-۷- سیستم‌های LVDC و LVAC و کمکی ۳۰۷
پ-۱۱-۳- مشخصات فنی ثبات خطا و ثبات وقایع ۳۰۸
پ-۱۱-۳-۱- ثبات خطا ۳۰۸
پ-۱۱-۳-۲- ثبات وقایع ۳۱۰
پیوست ۱۲: بررسی روند پایش و گزارش‌دهی حوادث در شبکه برق امریکا ۳۱۷
مقدمه ۳۱۹
پ-۱۲-۱- رویه گزارش‌دهی دپارتمان انرژی ایالات متحده آمریکا- فرم OE-417 ..... ۳۱۹
پ-۱۲-۱-۱- بررسی اجمالی ۳۱۹
پ-۱۲-۱-۲- فرم ثبت حوادث ۳۱۹
پ-۱۲-۱-۲-۱- توضیحات جدول زمان‌بندی ۱ ..... ۳۲۲
پ-۱۲-۱-۲-۲- توضیحات جدول زمان‌بندی ۲ ..... ۳۲۵
پ-۱۲-۱-۳- نحوه ارائه ۳۲۵
پ-۱۲-۱-۴- نهادهای مرتبط ۳۲۵
پ-۱۲-۱-۴-۱- وظایف نهادهای مرتبط در ثبت حادثه و یا اغتشاش ۳۲۶
پ-۱۲-۱-۴-۱-۱- ضوابط ۳۲۶
پ-۱۲-۱-۵- زمان ارائه ۳۲۷
پ-۱۲-۲- روال ثبت حوادث در NERC ۳۲۸
پ-۱۲-۲-۱- استاندارد EOP-004-1 ..... ۳۲۸
پ-۱۲-۲-۱-۱- الزامات ۳۲۹
پ-۱۲-۲-۲- استاندارد EOP-004-2 ..... ۳۳۲
پ-۱۲-۳- بهره‌بردار مستقل میانی آمریکای شمالی ۳۳۲
پ-۱۲-۳- فرآیند ثبت و انتشار وقایع بهره‌برداری توسط بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) در بازار برق PJM ۳۳۹
پ-۱۲-۳-۱- رخدادهای غیر مترقبه و وظایف بازیگران در هنگام مواجهه با آنها بـه منظـور ثبـت، پـایش، گـزارش حوادث و اجرای اقدامات لازم ۳۳۹
پ-۱۲-۳-۲- گزارش اغتشاشات سیستم به دپارتمان انرژی آمریکا ۳۴۳
پ-۱۲-۳-۳- نحوه ثبت رخدادهای مربوط به خطوط انتقال ۳۴۳
پ-۱۲-۳-۳-۱- فرم ثبت حوادث توسط بازیگران در بازار PJM در سطح انتقال ۳۴۴
پ-۱۲-۳-۴- نحوه ثبت وقایع مربوط به واحدهای تولید ۳۴۴

omoorepeyman.ir

پ-۱۲-۳-۵- فرم گزارش حادثه و مراحل رسیدگی به آن ۳۴۵
پ-۱۲-۴- فرآیند ثبت و انتشار وقایع بهره‌برداری توسط بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) در بازار برق کالیفرنیا ۳۴۹
پ-۱۲-۴-۱- نحوه ارتباط بازیگران در بازار برق کالیفرنیا به منظور ثبت، پایش و گزارش حوادث ۳۴۹
پ-۱۲-۴-۲- رخدادهای غیر مترقبه و وظایف بازیگران در هنگام مواجهه با آنها بـه منظـور ثبـت، پـایش، گـزارش حوادث و اجرای اقدامات لازم ۳۵۱
پ-۱۲-۴-۳- خروج‌های اجباری ۳۵۴
پ-۱۲-۴-۴- گزارش‌های مربوط به وقوع خروج‌های برنامه‌ریزی نشده ۳۵۶
پ-۱۲-۴-۵- نحوه ثبت خروج‌ها در نرم‌افزار SLIC بازار کالیفرنیا ۳۵۷
پ-۱۲-۴-۶- نهادهای مسئول تهیه گزارش در هنگام مواجهه با حوادث اضطراری ۳۵۸
پ ۱۲-۵- جمع‌بندی ۳۶۰
پیوست ۱۳: بررسی روند پایش و گزارش‌دهی حوادث در شبکه برق کانادا ۳۶۳
مقدمه ۳۶۵
پ ۱۳-۱- رویه‌ی تهیه گزارش حوادث در انجمن شرکت‌های برق کانادا ۳۶۵
پ ۱۳-۱-۱- بانک اطلاعات تجهیزات تولید ۳۶۶
پ-۱۳-۱-۲- تعاریف و اصطلاحات ۳۶۷
پ-۱۳-۱-۲-۱- واحد تولید ۳۶۷
پ-۱۳-۱-۲-۲- نرخ توان ماکزیمم پیوسته (MCR) ۳۶۷
پ-۱۳-۱-۲-۳- خروج اضطراری ۳۶۸
پ-۱۳-۱-۲-۴- خروج ناشی از تعمیرات ۳۶۹
پ-۱۳-۱-۲-۵- خروج با هماهنگی ۳۶۹
پ-۱۳-۱-۲-۶- محدودیت ظرفیت اضطراری ۳۶۹
پ-۱۳-۱-۲-۷- محدودیت ظرفیت با هماهنگی ۳۷۰
پ-۱۳-۱-۳- تعریف حالات مختلف عملکرد یک واحد تولید (کد حالات) ۳۷۰
پ-۱۳-۱-۳-۱- عملکرد طبیعی (کد ۱۱) ۳۷۰
پ-۱۳-۱-۳-۲- عملکرد واحد با محدودیت ظرفیت اضطراری (کد ۱۲) ۳۷۰
پ-۱۳-۱-۳-۳- عملکرد واحد با محدودیت ظرفیت زمان‌بندی شده (کد ۱۳) ۳۷۰
پ-۱۳-۱-۳-۴- حالت دردسترس بودن واحد و عدم کارکرد (کد ۱۴) ۳۷۰

omoorepeyman.ir

پ-۱۳-۱-۳-۵- در دسترس بودن واحد با بخشی ازتوان به دلیل محدودیت اضطراری ظرفیت و عدم کارکرد واحد (کد ۱۵) ۳۷۰
پ-۱۳-۱-۳-۶- در دسترس بودن واحد با بخشی ازتوان به دلیل محدودیت ظرفیت با هماهنگی و عدم کارکرد واحد (کد ۱۶) ۳۷۱
پ-۱۳-۱-۳-۷- حالت خروج اضطراری (کد ۲۱) ۳۷۱
پ-۱۳-۱-۳-۸- حالت گسترش اضطراری زمان خروج ناشی از تعمیرات (۲۲) ۳۷۱
پ-۱۳-۱-۳-۹- حالت گسترش اضطراری زمان خروج برنامه‌ریزی شده (کد ۲۳) ۳۷۱
پ-۱۳-۱-۳-۱۰- حالت خروج به دلیل تعمیرات (کد ۲۴) ۳۷۱
پ-۱۳-۱-۳-۱۱- حالت خروج برنامه‌ریزی شده(کد ۲۵) ۳۷۱
پ-۱۳-۱-۳-۱۲- حالت عدم بهره‌برداری تجاری و اقتصادی (کد ۳۰) ۳۷۱
پ-۱۳-۱-۳-۱۳- مفهوم زمان اصلاح شده ۳۷۲
پ-۱۳-۱-۴- جدول حالات، کدها و زمان‌های عملکرد واحد ۳۷۲
پ-۱۳-۱-۵- اصطلاحات به‌کار رفته در گزارش‌های انجمن شرکت‌های برق کانادا ۳۷۳
پ-۱۳-۱-۵-۱- واحد سال معادل (سال) ۳۷۳
پ-۱۳-۱-۵-۲- ضریب آمادگی و عدم استفاده از واحد (٪) ۳۷۴
پ-۱۳-۱-۵-۳- ضریب عملکرد (٪) ۳۷۴
پ-۱۳-۱-۵-۴- تعداد خروج‌های اضطراری ۳۷۵
پ-۱۳-۱-۵-۵- کل زمان خروج اضطراری (سال) ۳۷۵
پ-۱۳-۱-۵-۶- بیش‌ترین مقدار زمان خروج اضطراری (ساعت) ۳۷۵
پ-۱۳-۱-۵-۷- کل زمان خروج معادل (سال) ۳۷۵
پ-۱۳-۱-۵-۸- ضریب عدم توانائی واحد (٪) ۳۷۵
پ-۱۳-۱-۵-۹- ضریب توانائی واحد (٪) ۳۷۵
پ-۱۳-۱-۵-۱۰- ضریب وزنی توانائی واحد (٪) ۳۷۵
پ-۱۳-۱-۵-۱۱- نرخ خرابی ۳۷۵
پ-۱۳-۱-۵-۱۲- متوسط زمان خروج اضطراری (ساعت) ۳۷۶
پ-۱۳-۱-۵-۱۳- نرخ خروج اضطراری (٪) ۳۷۶
پ-۱۳-۱-۵-۱۴- نرخ خروج اضطراری اصلاح شده به واسطه محدودیت ظرفیت (٪) ۳۷۶
پ-۱۳-۱-۵-۱۵- ضریب خروج ناشی از تعمیرات (٪) ۳۷۶

omoorepeyman.ir

پ-۱۳-۱-۵-۱۶- ضریب خروج با هماهنگی(٪) ۳۷۶
پ-۱۳-۱-۵-۱۷- قابلیت اطمینان راه‌اندازی ۳۷۶
پ-۱۳-۲- بهره‌بردار مستقل بازار برق انتاریو ۳۷۷
پ-۱۳-۲-۱- شرکت‌های انتقال ۳۷۸
پ-۱۳-۲-۲- ژنراتورها ۳۷۹
پ-۱۳-۲-۳- شرکت‌های توزیع ۳۸۰
پ-۱۳-۲-۴- دسته‌بندی حوادث از دیدگاه اپراتور مستقل شبکه برق کانادا (IESO) ۳۸۰
پ-۱۳-۲-۵- مسئولیت‌ها در پی رخداد حادثه ۳۸۴
پ-۱۳-۲-۶- گزارش اپراتور مستقل شبکه برق کانادا (IESO) برای ناحیه کنترل انتاریو ۳۸۹
پ ۱۳-۲-۶-۱- الزامات گزارش رویدادها ۳۸۹
پ ۱۳-۲-۶-۲- الزامات برای گزارش کنترل سیستم ۳۹۰
پ ۱۳-۲-۶-۳- تعیین حوادث قابل توجه ۳۹۱
پ ۱۳-۲-۶-۴- تعیین حادثه اغتشاش سیستم ۳۹۱
پ ۱۳-۲-۷- الزامات گزارش‌دهی به NPCC در دستورالعمل اپراتور مستقل شبکه برق کانادا (IESO) ۳۹۱
پ ۱۳-۲-۸- الزامات گزارش‌دهی به NERC در قوانین بهره‌بردار مستقل ۳۹۲
پ ۱۳-۳- جمع‌بندی ۳۹۵
پیوست ۱۴: بررسی روند پایش و گزارش‌دهی حوادث در شبکه برق اروپا ۳۹۷
مقدمه ۳۹۹
پ ۱۴-۱- اهداف و تعاریف ۴۰۱
پ ۱۴-۲- قوانین گزارش‌دهی ۴۰۳
پ ۱۴-۲-۱- اصول و مسئولیت‌های اساسی ۴۰۳
پ ۱۴-۲-۲- آستانه حوادث تجهیزات تولید توان و انحراف فرکانس ۴۰۳
پ ۱۴-۲-۲-۱- مقایسه با دستورالعمل‌ها ۴۰۳
پ ۱۴-۲-۲-۲- آستانه ناپایداری در حوادث تولید توان ۴۰۴
پ ۱۴-۲-۲-۳- آستانه ناپایداری در حوادث انحراف فرکانس ۴۰۴
پ ۱۴-۲-۳- شناسایی معیارهای مختلف مربوط به تک حادثه ۴۰۴
پ ۱۴-۳- طبقه‌بندی مقیاس حوادث ۴۰۵
پ ۱۴-۳-۱- ملاحظات مقیاس ۰ ..... ۴۰۶

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۳-۱-۱- معیارهای مقیاس ۰ ..... ۴۰۷
پ ۱۴-۳-۱-۲- مقیاس ۰، معیار شماره ۱: حوادث منجر به افت فرکانس (F0) ۴۰۷
پ ۱۴-۳-۱-۳- مقیاس ۰، معیار شماره ۲: حوادث روی عناصر شبکه انتقال (T0)..... ۴۰۹
پ ۱۴-۳-۱-۴- مقیاس ۰، معیار شماره ۳: حوادث روی تجهیزات تولید توان (G0) ۴۱۰
پ ۱۴-۳-۱-۵- مقیاس ۰، معیار شماره ۴: کاهش در شرایط بهره‌برداری- ولتاژ (OV0) ۴۱۰
پ ۱۴-۳-۱-۶- مقیاس ۰، معیار شماره ۵: کمبود ذخیره توان حقیقی (OR0)..... ۴۱۱
پ ۱۴-۳-۲- ملاحظات مقیاس ۱ ..... ۴۱۲
پ ۱۴-۳-۲-۱- بررسی معیارهای مقیاس ۱ ..... ۴۱۲
پ ۱۴-۳-۲-۲- مقیاس ۱، معیارشماره ۱: حوادث روی بار (L1) ۴۱۲
پ ۱۴-۳-۲-۳- مقیاس ۱، معیار شماره ۲: حوادث منجر به افت فرکانس (F1) ۴۱۳
پ ۱۴-۳-۲-۴- مقیاس ۱، معیار شماره ۳: حوادث روی عناصر شبکه انتقال (T1)..... ۴۱۵
پ ۱۴-۳-۲-۵- مقیاس ۱، معیار شماره ۴:حوادث روی تجهیزات تولید توان (G1)..... ۴۱۶
پ ۱۴-۳-۲-۶- مقیاس ۱، معیار شماره ۵: کاهش در شرایط بهره‌برداری- نقض معیار N-1 (ON1)..... ۴۱۷
پ ۱۴-۳-۲-۷- مقیاس ۱، معیار شماره ۶: کاهش در شرایط بهره‌برداری- ولتاژ (OV1)..... ۴۱۷
پ ۱۴-۳-۲-۸- مقیاس ۱، معیار شماره ۷: کاهش در شرایط بهره‌برداری- کمبود ذخیره توان حقیقی (OR1) ..
..... ۴۱۸
پ ۱۴-۳-۲-۹- مقیاس ۱، معیار شماره ۸: کاهش در شرایط بهره برداری- از دست دادن ابزار و تجهیزات (LT1) ۴۱۹
پ ۱۴-۳-۳- ملاحظات مقیاس ۲ ..... ۴۱۹
پ ۱۴-۳-۳-۱- بررسی معیارهای مقیاس ۲ ..... ۴۲۰
پ ۱۴-۳-۳-۲- مقیاس ۲، معیار شماره ۱: حوادث روی بار (L2)..... ۴۲۰
پ ۱۴-۳-۳-۳- مقیاس ۲، معیار شماره ۲: حوادث منجر به افت فرکانس (F2) ۴۲۱
پ ۱۴-۳-۳-۴- مقیاس ۲، معیار شماره۳: حوادث روی عناصر شبکه انتقال (T2) ۴۲۲
پ ۱۴-۳-۳-۵- مقیاس ۲، معیار شماره ۴: حوادث روی تجهیزات تولید توان (G2) ۴۲۳
پ ۱۴-۳-۳-۶- مقیاس ۲، معیار شماره ۵: کاهش در شرایط بهره‌برداری- نقض معیار N (ON2) ۴۲۴
پ ۱۴-۳-۳-۷- مقیاس ۲، معیار شماره ۶: کاهش قابلیت‌اطمینان- جدایی از شبکه (RS2) ۴۲۴
پ ۱۴-۳-۳-۸- مقیاس ۲، معیار شماره ۷: از دست دادن ابزار و تجهیزات (LT2) ۴۲۵
پ ۱۴-۳-۴- ملاحظات مقیاس ۳ ..... ۴۲۶

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۴- گزارش‌های سالیانه حوادث سراسر اروپا ۴۲۷
پ ۱۴-۴-۱- شاخص‌های کارایی ۴۲۷
پ ۱۴-۴-۱-۱- کدهای عملیاتی امنیت بهره‌برداری شبکه ۴۲۷
پ ۱۴-۴-۱-۲- کدهای برنامه‌ریزی و زمان‌بندی عملیاتی شبکه ۴۲۹
پ ۱۴-۵- تحلیل حوادث ۴۳۰
پ ۱۴-۵-۱- تحلیل اضافی بعد از حادثه و گزارش‌های مشروح ۴۳۱
پ ۱۴-۵-۱-۱- حوادث مقیاس ۰ ..... ۴۳۱
پ ۱۴-۵-۱-۲- حوادث مقیاس ۱ ..... ۴۳۱
پ ۱۴-۵-۱-۳- حوادث مقیاس ۲ و ۳ ..... ۴۳۱
پ ۱۴-۶- فرایند بررسی حوادث مقیاس ۲ و ۳ و تهیه گزارش مشروح آن‌ها ۴۳۱
پ ۱۴-۶-۱- انتصاب هیئت متخصص ۴۳۲
پ ۱۴-۶-۲- جمع‌آوری اطلاعات ۴۳۲
پ ۱۴-۶-۳- گزارش اولیه ۴۳۲
پ ۱۴-۶-۴- گزارش نهایی ۴۳۲
پ ۱۴-۶-۵- بررسی اجمالی طرح تحلیل حوادث ۴۳۳
پ ۱۴-۷- جمع‌بندی ۴۳۴
مراجع **۴۳۵**

omoorepeyman.ir

فهرست شکل‌ها

عنوان صفحه

شکل ۲-۱: روندنمای گردش کار و ثبت حوادث در نیروگاه‌ها و شرکت‌های برق منطقه‌ای و دفتر پشتیبانی فنی تولید شرکت مادرتخصصی تولید برق حرارتی ۱۸
شکل ۲-۲: فرم ثبت حوادث تولید– نسخه نیروگاه ۲۰
شکل ۲-۳: فرم ثبت حوادث تولید– نسخه برق منطقه‌ای و ستاد ۲۱
شکل ۲-۴: نمایش درخت‌واره‌ای کدهای پایایی ۲۳
شکل ۲-۵: نحوه دسترسی اعضای مختلف بازار به اطلاعات ثبت شده ۳۷
شکل ۳-۱: عوامل بروز حادثه طبق گزارش حوادث دفتر مطالعات و حفاظت معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه شرکت مدیریت شبکه برق ایران ۴۷
شکل ۳-۲: فرایند تحلیل حادثه ۷۰
شکل ۵-۱: یک نمونه ثبات خطا ۱۴۹
شکل ۵-۲: ثبات ترتیب وقایع ۱۵۱
شکل ۵-۳: ساختار یک واحد اندازه‌گیری فازوری نمونه ۱۷۰
شکل ۵-۴: یک نمونه دستگاه واحد اندازه‌گیری فازوری ۱۷۱
شکل ۵-۵: ساختار کلی سیستم اندازه‌گیری گسترده (WAMS) ۱۷۲
شکل پ ۱-۱: نمایش علائم پیکان و ضربدر بر روی نقشه تک خطی ۱۸۵
شکل پ ۹-۱: حالات عملکرد واحدهای تولید در استاندارد IEEE ۷۲۶ ..... ۲۳۲
شکل پ ۹-۲: رابطه بین اصطلاحات زمانی و ظرفیت‌های نیروگاه ۲۳۲
شکل پ ۱۰-۱: محیط نرم‌افزار SCCIS ۲۴۷
شکل پ ۱۰-۲: تعیین سطح دسترسی کاربر در حین نصب نرم‌افزار SCCIS ۲۴۹
شکل پ ۱۰-۳: پنجره اطلاعات عملکرد در نرم‌افزار SCCIS ۲۵۰
شکل پ ۱۰-۴: تعریف، اصلاح و مشاهده علت‌ها (واحد، انتقال و تجهیز) در نرم‌افزار SCCIS ۲۵۱
شکل پ ۱۰-۵: تعریف علت جدید ۲۵۱
شکل پ ۱۰-۶: تعیین سرپرست‌های شیفت ۲۵۱
شکل پ ۱۰-۷: پنجره لیست نیروگاه‌های شبکه برق ایران در نرم‌افزار SCCIS ۲۵۲
شکل پ ۱۰-۸: پنجره دسترسی و مشاهده واحدهای تولیدی یک نیروگاه ۲۵۲

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۹: پنجره ورود، مشاهده و اصلاح اطلاعات چرخه حیات واحدها ۲۵۳
شکل پ ۱۰-۱۰: مشاهده لیست دوره‌های بهره‌برداری واحدها ۲۵۴
شکل پ ۱۰-۱۱: ویرایش دوره‌های بهره‌برداری واحدهای نیروگاهی ۲۵۴
شکل پ ۱۰-۱۲: مشاهده و ثبت اطلاعات مربوط به قدرت عملی واحدها ۲۵۴
شکل پ ۱۰-۱۳: پیش‌بینی پیک تولید و پیک مصرف ۲۵۵
شکل پ ۱۰-۱۴: اطلاعات کمترین و بیشترین درجه حرارت شهرهای مختلف ایران ۲۵۵
شکل پ ۱۰-۱۵: وضعیت بهره‌برداری کلیه واحدهای نیروگاهی به همراه کد و علت وقوع آن ۲۵۷
شکل پ ۱۰-۱۶: پنجره ثبت وضعیت جدید واحدها ۲۵۷
شکل پ ۱۰-۱۷: انتخاب یک نیروگاه مشخص از مجموعه لیست نیروگاه‌ها ۲۵۸
شکل پ ۱۰-۱۸: مشاهده تمامی واحدهای تولیدی یک نیروگاه مشخص ۲۵۹
شکل پ ۱۰-۱۹: جزئیات اطلاعات مربوط به وضعیت بهره‌برداری واحدهای نیروگاهی ۲۵۹
شکل پ ۱۰-۲۰: نمایش وضعیت واحدها ۲۶۰
شکل پ ۱۰-۲۱: پنجره مشاهده و اصلاح لحظات خاص ۲۶۲
شکل پ ۱۰-۲۲: مشاهده تولید واحدها و فرکانس شبکه در لحظه پیک ۲۶۳
شکل پ ۱۰-۲۳: تبادل خطوط در لحظه پیک ۲۶۳
شکل پ ۱۰-۲۴: درج تاریخ و بازه زمانی مورد نظر برای مشاهده اطلاعات روزانه نیروگاه‌ها ۲۶۴
شکل پ ۱۰-۲۵: اطلاعات ساعت به ساعت نیروگاه‌ها در یک تاریخ مشخص ۲۶۴
شکل پ ۱۰-۲۶: دریافت اطلاعات از VAX ۲۶۵
شکل پ ۱۰-۲۷: تبادلات ساعت به ساعت انرژی در خطوط انتقال ۲۶۶
شکل پ ۱۰-۲۸: ثبت خلاصه گزارش وقایع بهره‌برداری سطح تولید در نرم‌افزار SCCIS ۲۶۶
شکل پ ۱۰-۲۹: مشاهده خاموشی‌های کلیه مناطق در نرم‌افزار SCCIS ۲۶۷
شکل پ ۱۰-۳۰: مشاهده نوع خاموشی‌های یک منطقه در ساعات مشخص در نرم‌افزار SCCIS ۲۶۷
شکل پ ۱۰-۳۱: انتخاب برق منطقه‌ای مورد نظر به منظور مشاهده انواع خاموشی‌های آن در نرم‌افزار SCCIS ۲۶۸
شکل پ ۱۰-۳۲: مشاهده جزئیات کامل انواع خاموشی‌های یک منطقه در یک تاریخ مشخص در نرم‌افزار SCCIS ۲۶۸
شکل پ ۱۰-۳۳: گزارش‌های مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۰
شکل پ ۱۰-۳۴: نمونه‌ای از گزارش ۱۲ برگی در قالب فایل EXCEL در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۰

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۳۵: نمونه‌ای از گزارش تبادل خطوط در پیک در قالب فایل EXCEL در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۱
شکل پ ۱۰-۳۶: نمونه‌ای از گزارش صنایع در قالب فایل EXCEL در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۱
شکل پ ۱۰-۳۷: نمونه‌ای از گزارش وضعیت تولید و مصرف در پیک به تفکیک شرکت‌های برق‌منطقه‌ای در نرم افزار SCCIS ۲۷۲
شکل پ ۱۰-۳۸: گزارش نمودار بار مناطق در قالب فایل EXCEL در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۲
شکل پ ۱۰-۳۹: گزارش واحدهای خارج از مدار در لحظه پیک مصرف در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۳
شکل پ ۱۰-۴۰: خلاصه گزارش (۱): تولید نیروگاه‌ها در لحظه پیک در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۴
شکل پ ۱۰-۴۱: خلاصه گزارش (۲): تبادل خطوط در لحظه پیک در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۵
شکل پ ۱۰-۴۲: خلاصه گزارش (۳): گزارش روزانه‌ی وضعیت سدها در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۵
شکل پ ۱۰-۴۳: خلاصه گزارش (۴): تولید و مصرف در پیک به تفکیک صنایع در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۶
شکل پ ۱۰-۴۴: خلاصه گزارش (۵): تبادل برون مرزی در پیک به تفکیک مناطق خارجی در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۶
شکل پ ۱۰-۴۵: خلاصه گزارش (۶): تولید و مصرف در پیک به تفکیک مناطق دیسپاچینگی در نرم‌افزار SCCIS. ۲۷۷
شکل پ ۱۰-۴۶ : خلاصه گزارش (۷): تولید و مصرف در پیک به تفکیک برق‌منطقه‌ای (بدون احتساب تولید و مصرف صنایع منطقه) در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۷
شکل پ ۱۰-۴۷: خلاصه گزارش (۸): تولید و مصرف مناطق مجزا در پیک در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۸
شکل پ ۱۰-۴۸: خلاصه گزارش (۹): گزارش تولید و محدودیت شبکه سراسری در پیک به تفکیک کد وضعیت در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۸
شکل پ ۱۰-۴۹: خلاصه گزارش (۱۰): تولید شبکه سراسری در پیک به تفکیک نوع واحد در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۹
شکل پ ۱۰-۵۰: خلاصه گزارش (۱۱): انرژی تولید شده نیروگاه‌ها به تفکیک نوع واحد در نرم‌افزار SCCIS ۲۷۹
شکل پ ۱۰-۵۱: خلاصه گزارش (۱۲) : تولید و مصرف شبکه سراسری در پیک در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۰
شکل پ ۱۰-۵۲: خلاصه گزارش (۱۳): تولید و مصرف انرژی شبکه سراسری در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۰
شکل پ ۱۰-۵۳: خلاصه گزارش (۱۴) : خلاصه گزارش روزانه شبکه برق ایران در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۱
شکل پ ۱۰-۵۴: خلاصی گزارش (۱۵) : صفحه اول- وضعیت تولید و مصرف پیک و انرژی در یک روز خاص در نرم افزار SCCIS ۲۸۱
شکل پ ۱۰-۵۵: خلاصه گزارش (۱۶) : صفحه دوم- وضعیت شاخص‌های عملکرد در لحظه پیک یک روز خاص در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۲

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۵۶: درج ساعت و تاریخ شروع و خاتمه یک بازه زمانی خاص به منظور مشاهده اتفاقات در نرم افزار SCCIS ۲۸۲
شکل پ ۱۰-۵۷: مشاهده اتفاقات رخ داده در بخش تولید به تفکیک واحدهای نیروگاهی در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۳
شکل پ ۱۰-۵۸: گزارش اتفاقات خاص در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۳
شکل پ ۱۰-۵۹: گزارش‌های آمار در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۴
شکل پ ۱۰-۶۰: گزارش محدودیت‌های ناشی از عوامل داخلی و عوامل خارجی در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۴
شکل پ ۱۰-۶۱: گزارش تغییرات قدرت تولیدی نیروگاه‌ها در زمان پیک بار در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۵
شکل پ ۱۰-۶۲: شاخص‌های ضریب خروجی اضطراری نیروگاه‌ها در زمان پیک بار یک روز خاص در نرم افزار SCCIS ۲۸۵
شکل پ ۱۰-۶۳: گزارش مقایسه پیش‌بینی با عملکرد قدرت در پیک همزمان شبکه سراسری در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۶
شکل پ ۱۰-۶۴: گزارش مقایسه پیش‌بینی با عملکرد انرژی تولیدی و نیاز مصرف روزانه در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۶
شکل پ ۱۰-۶۵: گزارش‌های برنامه‌ریزی تولید در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۷
شکل پ ۱۰-۶۶:گزارش روزانه‌ی (ساعت به ساعت) تولید و انرژی نیروگاه‌ها در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۷
شکل پ ۱۰-۶۷: گزارش روزانه‌ی (ساعت به ساعت) تبادل توان و انرژی خطوط در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۸
شکل پ ۱۰-۶۸: گزارش وضعیت واحدها در لحظه پیک در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۸
شکل پ ۱۰-۶۹: گزارش ساعت به ساعت نیاز مصرف بار مناطق در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۹
شکل پ ۱۰-۷۰: گزارش ساعت به ساعت تبادلات برون مرزی در نرم‌افزار SCCIS ۲۸۹
شکل پ ۱۰-۷۱: گزارش ساعت به ساعت نیاز مصرف صنایع در نرم‌افزار SCCIS ۲۹۰
شکل پ ۱۰-۷۲: گزارش برنامه‌های تعمیراتی قابل اجرا در نرم‌افزار SCCIS ۲۹۰
شکل پ ۱۰-۷۳: تجهیزات موضوع برنامه تعمیرات در نرم‌افزار SCCIS ۲۹۱
شکل پ ۱۰-۷۴: لیست واحدهای سازمانی و کاربران نرم‌افزار SCCIS ۲۹۲
شکل پ ۱۰-۷۵: مشاهده میزان دسترسی کاربران در نرم‌افزار SCCIS ۲۹۲
شکل پ ۱۰-۷۶: درخواست تعمیرات نیروگاه‌ها از طریق وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران ۲۹۲
شکل پ ۱۰-۷۷: صفحه ورود به منظور ثبت درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران) ۲۹۳
شکل پ ۱۰-۷۸: صفحه ثبت و پیگیری درخواست‌های تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران) ۲۹۳
شکل پ ۱۰-۷۹: انواع کارهای درخواستی در ثبت تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران) ۲۹۴
شکل پ ۱۰-۸۰: فرم برخط درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران) ۲۹۴

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۸۱: تعیین ایستگاه کنترل‌کننده در فرم برخط درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایـران) ۲۹۵
شکل پ ۱۰-۸۲: گزارش‌دهـی و شـرح انجـام خـدمات تعمیـر و نگهـداری (وبگـاه شـرکت مـدیریت شـبکه بـرق ایـران) ۲۹۵
شکل پ ۱۰-۸۳: تعیین تجهیزات منتخب در فرم برخط درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مـدیریت شـبکه بـرق ایـران) ۲۹۶
شکل پ ۱۰-۸۴: تعیین نوع کار درخواستی در فرم برخط درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شـبکه بـرق ایـران) ۲۹۶
شکل پ ۱۰-۸۵: درخواست‌های تعمیر و نگهداری ذخیره شده (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران) ۲۹۷
شکل پ ۱۰-۸۶: درخواست‌های تعمیر و نگهداری ارسال شده (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران) ۲۹۷
شکل پ ۱۰-۸۷: پیگیری سوابق درخواست (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران) ۲۹۸
شکل پ ۱۰-۸۸: درخواست‌های مرتبط با تعمیر و نگهداری (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران) ۲۹۸
شکل پ ۱۰-۸۹: تنظیم برنامه درخواست تعمیرات در نرم‌افزار SCCIS ۲۹۸
شکل پ ۱۲-۱: راهنمای نرم افزار EDART ۳۴۴
شکل پ ۱۲-۲: راهنمای نرم افزار EDART – فرم ثبت حادثه ۳۴۵
شکل پ ۱۲-۳: راهنمای نرم افزار EDART – فرم ثبت حادثه ۳۴۶
شکل پ ۱۲-۴: روندنمای گزارش حادثه بازار PJM ۳۴۷
شکل پ ۱۲-۵: صفحه ثبت خروج و وقایع بهره‌برداری در نرم‌افزار SLIC بازار کالیفرنیا ۳۵۸
شکل پ ۱۳-۱: بانک اطلاعاتی سیستم قابلیت اطمینان تجهیزات مربوط به CEA ۳۶۶
شکل پ ۱۳-۲: نمونه‌ای از اطلاعات جمع‌آوری شده و گزارش آن‌ها در بانک داده‌های حوادث تولید CEA ۳۶۸
شکل پ ۱۳-۳: کدهای عملکرد واحدهای تولید CEA ۳۷۲
شکل پ ۱۳-۴: دسته‌بندی حوادث از دید اپراتور مستقل شبکه برق کانادا (IESO) ۳۸۱
شکل پ ۱۳-۵: فرم NPCC برای گزارش حوادث ۳۹۳
شکل پ ۱۳-۶: فرم NERC برای گزارش حوادث در رویه گزارش‌دهی حوادث شبکه برق کانادا ۳۹۴
شکل پ ۱۴-۱: نقشه کلی شبکه بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا (ENTSO-E) ۳۹۹
شکل پ ۱۴-۲: ماتریس طبقه‌بندی حوادث مربوط به فرکانس در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا ۴۰۸
شکل پ ۱۴-۳: نمونه‌ی تغییرات فرکانس و نحوه گزارش در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا ۴۰۸
شکل پ ۱۴-۴: زمان‌بندی رویه گزارش‌دهی حوادث در ENTSO-E ۴۳۴

omoorepeyman.ir

فهرست جدول‌ها

عنوان صفحه

جدول ۲-۱: شماره‌های استاندارد ANSI برای رله‌ها- استخراج شده از استاندارد شماره ANSI / IEEE C37 . 2- 1979 ..... ۱۵
جدول ۳-۱: فرم ثبت و گزارش حادثه خطوط انتقال ۵۲
جدول ۳-۲: فرم ثبت و گزارش حادثه پست‌های انتقال ۵۹
ادامه جدول ۳-۲: فرم گزارش خروج اختیاری تجهیزات پست‌های انتقال ۶۶
جدول ۳-۳: مدت زمان ارسال گزارش‌ها توسط هر یک از واحدهای متولی ۷۵
جدول ۴-۱: خلاصه گزارش انرژی‌های تامین نشده ناشی از حوادث و قطعی‌ها در شبکه‌های توزیع در سال ..... از تاریخ ..... تا تاریخ ..... خاموشی در شبکه فشار ضعیف و فشار متوسط هوایی و قطع فیدر فشار ضعیف و فشار متوسط ۱۲۹
جدول ۴-۲: خلاصه گزارش انرژی‌های تامین نشده ناشی از حوادث و قطعی‌ها در شبکه‌های توزیع در سال ..... از تاریخ ..... تا تاریخ ..... علل قطع فیدر یا خاموشی در انشعابات مشترکین ۱۳۱
جدول ۴-۳: خلاصه گزارش حوادث و قطعی‌ها در پست های توزیع و فوق توزیع در سال ..... از تاریخ..... تا تاریخ ۱۳۲
جدول ۴-۴: نمونه دیگری از فرم ثبت حادثه در شبکه فشار ضعیف ۱۳۵
جدول ۵-۱: ویژگی‌های انواع روش‌های دیجیتال کردن ۱۶۱
جدول پ ۲-۱: دسته‌بندی کدهای به‌کار رفته در حالات مختلف بهره‌برداری واحد تولیدی و مقایسه با کدهای بین‌المللی ۱۹۷
جدول پ ۳-۱: دسته‌بندی کلی سیستم‌های موجود در نیروگاه همراه با کد آن‌ها ۲۰۳
جدول پ ۴-۱: کد قسمت‌های تعمیرات ۲۰۷
جدول پ ۴-۲: کد ادارات تعمیرات ۲۰۷
جدول پ ۵-۱: کد طبیعت حادثه ۲۱۱
جدول پ ۵-۲: کد وضعیت واحد ۲۱۱
جدول پ ۵-۳: کد نوع حادثه ۲۱۱
جدول پ ۶-۱: کد علت حادثه ۲۱۵
جدول پ ۷-۱: کد تکرار حادثه ۲۱۹

omoorepeyman.ir

جدول پ ۷-۲: کد اهمیت فنی حادثه ۲۱۹
جدول پ ۸-۱: کد گروه‌های تخصصی ۲۲۳
جدول پ ۸-۲: کد گروه‌های نظارت ۲۲۳
جدول پ ۱۰-۱: تعیین سطح دسترسی نهادهای مختلف به نرم‌افزار SCCIS ۲۴۹
جدول پ ۱۱-۱: مشخصات و ویژگی‌های فنی ثبات خطا و وقایع ۳۱۱
جدول پ ۱۱-۲: اطلاعات فنی ضمانت شده (گارانتی شده) ثبات خطا و وقایع ۳۱۲
جدول پ ۱۲-۱: فرم ثبت حوادث دپارتمان انرژی آمریکا- جدول زمان‌بندی ۱ ..... ۳۲۰
جدول پ ۱۲-۲: فرم ثبت حوادث دپارتمان انرژی امریکا- جدول زمان‌بندی ۲ ..... ۳۲۲
جدول پ ۱۲-۳: فرم گزارش اولیه اغتشاشات و عامل محدودیت پایایی اتصالات سیستم- NERC ۳۳۱
جدول پ ۱۲-۴: حد آستانه برای گزارش‌دهی و نهادهای مسئول ارائه دهنده گزارش طبق استاندارد EOP-004-2 ..... ۳۳۳
جدول پ ۱۲-۵: فرم ثبت حوادث طبق استاندارد EOP-004-2 ..... ۳۳۴
جدول پ ۱۲-۶: قوانین گزارش‌دهی حوادث شبکه تحت نظر بهره‌بردار مستقل MISO ۳۳۵
جدول پ ۱۲-۷: مراحل پایش، رسیدگی و تحقیق در مورد یک رخداد بهره‌برداری ۳۴۷
جدول پ ۱۲-۸: مسئولیت نهادهای مختلف در هنگام وقوع شرایط اضطراری ۳۵۲
جدول پ ۱۲-۹: اقدامات بهره‌بردار بازار کالیفرنیا در هنگام وقوع خروج عناصر سیستم ۳۵۳
جدول پ ۱۲-۱۰: وظایف سرپرست شیفت CAISO در هنگام وقوع حوادث غیرمترقبه ۳۵۴
جدول پ ۱۳-۱: حالات آمادگی و عدم آمادگی واحدهای تولید ۳۷۴
جدول پ ۱۳-۲: حوادثی که باید به اپراتور مستقل کانادا (IESO) گزارش شوند ۳۸۲
جدول پ ۱۳-۳: لیست انواع گزارش‌ها برای یک حادثه در بازار برق انتاریو ۳۸۵
جدول پ ۱۳-۴: روال و مراحل گزارش حوادث در بازار برق انتاریو طبق قوانین IESO ۳۸۶
جدول پ ۱۴-۱: کشورهای شبکه اروپایی بهره‌برداران سیستم انتقال برق (ENTSO-E) ۴۰۰
جدول پ ۱۴-۲: اتحادیه‌ی UCTE اپراتورهای سیستم انتقال ۴۰۲
جدول پ ۱۴-۳: طبقه‌بندی مقیاس حوادث در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا ۴۰۵
جدول پ ۱۴-۴: اولویت معیارها در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا ۴۰۶
جدول پ ۱۴-۵: بررسی اجمالی معیارهای مقیاس ۰ ..... ۴۰۷
جدول پ ۱۴-۶: آستانه انحراف فرکانس حالت ماندگار مقیاس ۰ ..... ۴۰۹
جدول پ ۱۴-۷: آستانه حوادث روی تجهیزات تولید- مقیاس ۰ ..... ۴۱۰

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۴-۸: بازه‌های ولتاژ برای ولتاژهای مرجع بین ۱۱۰ تا ۳۰۰ کیلوولت در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا ۴۱۱
جدول پ ۱۴-۹: بازه‌های ولتاژ برای ولتاژهای مرجع بین ۳۰۰ تا ۴۰۰ کیلوولت در سازمان بهره برداران سیستم انتقال اروپا ۴۱۱
جدول پ ۱۴-۱۰: بررسی معیارهای مقیاس در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا ۴۱۲
جدول پ ۱۴-۱۱: آستانه انحراف فرکانس حالت ماندگار(حالت هشدار) مقیاس ۱ ..... ۴۱۴
جدول پ ۱۴-۱۲: آستانه حوادث روی تجهیزات تولید– مقیاس ۱ ..... ۴۱۶
جدول پ ۱۴-۱۳: بررسی اجمالی معیارهای مقیاس ۲ ..... ۴۲۰
جدول پ ۱۴-۱۴: آستانه انحراف فرکانس حالت ماندگار (حالت اضطراری) مقیاس ۲ ..... ۴۲۱
جدول پ ۱۴-۱۵: آستانه حوادث روی تجهیزات تولید- مقیاس ۲ ..... ۴۲۳
جدول پ ۱۴-۱۶: گزارش سالیانه شاخص‌های کارایی امنیت عملکرد و بهره‌برداری شبکه اروپا در سال ۲۰۱۳ ..... ۴۲۹
جدول پ ۱۴-۱۷: گزارش سالیانه شاخص های کارایی برنامه ریزی و زمان بندی عملیاتی شبکه اروپا در سال ۲۰۱۳ ..... ۴۳۰

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

فصل ۱

مقدمه

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

حفظ امنیت و پایداری شبکه یکی از مهمترین وظایف بهره‌برداران شبکه می‌باشد. در این راستا تجزیه و تحلیل حوادث و بررسی عوامل ایجادکننده آن‌ها یکی از مهم‌ترین و اساسی‌ترین کارهایی است که به تداوم امنیت شبکه کمک خواهد نمود.

حوادث سیستم برق امری اجتناب ناپذیر است، لذا نحوه عملکرد در هنگام وقوع حوادث و پس از آن، مطلب مهمی است که باید مورد توجه قرار بگیرد. یکی از مهمترین فعالیت‌ها در هنگام رخداد حوادث، ثبت و گزارش حوادث است که باید شامل مطالب جامع و مفیدی از حادثه به وقوع پیوسته باشد. در صورتی که هر یک از ارگان‌های مربوطه، بر اساس یک چارچوب مخصوص و متحد این گزارش را تهیه نکنند آن‌گاه امکان استفاده از این گزارش برای دیگر ارگان‌ها سخت و یا غیر ممکن خواهد بود. لذا تهیه یک چارچوب جامع برای تهیه گزارش حوادث برق امری ضروری به نظر می‌رسد. گزارش‌دهی و پایش حوادث یک مبحث بسیار مهم است که باید مورد توجه قرار بگیرد تا بتوان برای آن یک چارچوب جامع ارائه داد. در گزارش حوادث باید از کلمات و مفاهیم استاندارد و یکسان برای توصیف حادثه استفاده کرد تا هر خواننده‌ای بتواند به خوبی معانی کلمات به کار گرفته شده را درک کند و از طرفی دیگر، افراد مختلف با خواندن گزارش حادثه، استنباط‌های متفاوتی از یک مطلب نداشته باشند. لذا لازم است یک سری مفاهیم، معانی، فرم‌ها و رویه‌ای یکسان تعریف شود تا همه افراد از آن‌ها بتوانند استفاده کنند.

یکی از ملزومات مهم مورد نیاز برای شروع فعالیت‌های مرتبط با تهیه و تدوین رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث، شناخت انواع موارد کاربرد پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه است که با انجام مطالعات لازم، تقسیم‌بندی حوادث بر اساس مورد کاربرد پایش و گزارش‌دهی، انجام گردیده و در مراحل بعدی بر اساس این تقسیم‌بندی‌ها، نحوه گزارش آنها تدوین شده است. به عنوان نمونه، می‌توان دسته‌بندی‌های زیر را برای کاربرد اطلاعات حاصل از پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه در نظر گرفت:

- تحلیل حوادث شبکه به منظور انجام تمهیدات پیشگیرانه و اصلاحی جهت جلوگیری از بروز آن‌ها.
- اصلاح سیستم حفاظتی شبکه و یا احیاناً تغییر فلسفه حفاظتی بخش یا بخش‌هایی از شبکه (برنامه‌ریزی).
- انجام اصلاحات ساختاری در شبکه به منظور رفع نقاط ضعف.
- انجام مطالعات قابلیت اطمینان در شبکه.

یکی دیگر از مباحثی که باید در بحث گزارش‌دهی حوادث مد نظر قرار گیرد شناسایی نهادهای مرتبط جهت آگاهی و همچنین اتخاذ تصمیمات مدیریتی و فنی لازم، جهت به حداقل رساندن تبعات این حوادث در وضعیت موجود و یا موارد مشابه احتمالی در آینده می‌باشد.

از دیگر مواردی که می‌توان در بحث پایش و گزارش‌دهی حوادث به آن‌ها اشاره نمود بحث تجهیزات، سخت‌افزار و نرم‌افزارهای مورد نیاز برای پایش حوادث و استفاده از آن‌ها در راستای کنترل و کاهش تبعات حوادث می‌باشد.

بنابراین با توجه به موارد فوق‌الذکر و اهمیت و وسعت مباحث این موضوع، تدوین ضابطه حاضر که شامل دستورالعمل مناسب برای این امر می‌باشد، طبق بررسی‌های انجام‌شده از اولویت بالایی برخوردار است.

omoorepeyman.ir

در فصل دوم این ضابطه، رویه ثبت و تدوین گزارش حوادث تولید توضیح داده شده است. در این فصل، تمامی نهادهای مرتبط با گزارش حادثه در صنعت برق کشور ایران و نحوه تعامل آن‌ها با یکدیگر معرفی شده است و همچنین رویه‌ای جامع برای پایش و گزارش حوادث سطح تولید ارائه گردیده است.

در فصل سوم، رویه ثبت و تدوین گزارش حوادث شبکه انتقال توضیح داده شده است. شرکت‌های برق منطقه‌ای و شرکت مدیریت شبکه برق ایران از مهم‌ترین نهادها در ثبت و گزارش حوادث شبکه انتقال هستند. در این فصل به طور مفصل، نحوه تعامل آن‌ها با یکدیگر و همچنین فرم‌های جامعی برای ثبت حوادث شبکه انتقال ارائه شده است تا نهادهای مربوطه از آن‌ها استفاده نمایند و گزارش‌های استانداردی از حادثه ارائه دهند.

در فصل چهارم، رویه ثبت و تدوین گزارش حوادث شبکه توزیع توضیح داده شده است. شبکه توزیع دارای گستردگی فراوانی است و به همین دلیل، اتفاقات بسیار گسترده با علت‌های بسیار متنوع در این شبکه رخ می‌دهد. شناسایی این حوادث و علل وقوع آن‌ها یک مبحث بسیار مهم است که در این فصل توضیح داده شده و همچنین فرم‌های لازم و نحوه اطلاع‌رسانی و گزارش هریک از این حوادث ارائه شده است.

در فصل پنجم، تجهیزات موردنیاز برای پایش حوادث معرفی شده است. همواره برای ثبت و گزارش حادثه نیاز به پایش و ضبط پارامترهایی مانند ولتاژ و ... است تا بتوان از آن‌ها برای تحلیل حادثه و پی‌بردن علت وقوع آن استفاده نمود. لذا نیاز به تجهیزات پیشرفته و دقیقی است که بتوانند متغیرهای موردنیاز را پایش و در صورت لزوم ضبط نمایند. در این فصل، کاربرد و مشخصات فنی تجهیزاتی که برای این امر در صنعت برق استفاده می‌شوند توضیح داده شده است.

در پیوست ۱، بخشی از دستورالعمل ثابت بهره‌برداری کشور ایران تحت عنوان"روش عملیات در صورت بروز قطع ارتباط مکالماتی" توضیح داده شده است. هرچند که قطع ارتباط مکالماتی یک حادثه‌ای که سیستم قدرت را تحت تاثیر قرار دهد تلقی نمی‌شود اما همواره در مراجع معتبر بین‌المللی به این حادثه توجه‌ی ویژه‌ای شده است. زیرا در صورت قطع ارتباط مراکز کنترل با ایستگاه‌ها (نیروگاه‌ها، پست‌ها و ...) آن‌گاه امکان هماهنگی بین نهادها در هنگام وقوع حادثه در سیستم قدرت از بین می‌رود و لذا پایداری سیستم تحت خطر قرار می‌گیرد. به همین دلیل در این فصل، رویه عملیاتی در هنگام بروز حادثه قطع ارتباط بین مراکز و ایستگاه‌ها توضیح داده شده است.

در پیوست‌های ۲ الی ۸، کدهای موردنیاز برای تکمیل فرم ثبت حادثه تولید معرفی شده است. با توجه به اهمیت بسیار زیاد حوادث نیروگاهی در پایداری سیستم قدرت، لذا فرم ثبت حوادث تولید دارای بندهای متعددی است که باید تکمیل شود. برخی از این بندها باید با تعدادی کد استاندارد از پیش تعریف شده تکمیل شود که در این پیوست‌ها معرفی شده‌اند.

در پیوست ۹، استاندارد IEEE-726 معرفی شده است. در این استاندارد یک سری مفاهیم و تعاریف استاندارد بین‌المللی معرفی شده است که برای گزارش حوادث شبکه برق استفاده می‌شوند.

omoorepeyman.ir

در پیوست ۱۰، نحوه ثبت و گزارش حوادث در شرکت مدیریت شبکه برق ایران معرفی شده است. با توجه به اینکه شرکت مدیریت شبکه برق ایران از مهم‌ترین نهادها در صنعت برق کشور است لذا معرفی ساختار کنونی نحوه ثبت و گزارش حوادث برق در این سازمان بسیار مهم و قابل توجه است.

در پیوست ۱۱، اطلاعات مورد نیاز طراحی، نحوه طراحی، انتخاب و مشخصات فنی و تخصصی ثبات وقایع و خطا توضیح داده شده است. این دو تجهیز از گسترده‌ترین تجهیزاتی هستند که در روند ثبت و پایش حوادث مورد استفاده قرار می‌گیرند.

در پیوست‌های ۱۲ الی ۱۴به ترتیب نحوه ثبت و گزارش حوادث در شبکه برق امریکا، کانادا و اروپا جهت اطلاع و آگاهی از نحوه عملکرد سازمان‌ها و مراجع معتبر بین‌المللی توضیح داده شده است. هر یک از این کشورها متناسب با ساختار صنعت برق خود دارای نهادهای مختلف نظارتی و اجرایی هستند که نحوه ثبت و گزارش حوادث برق را تعیین کرده و اجرا می‌نمایند.

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

فصل ۲

رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث تولید

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

مقدمه

با توجه به اهمیت انرژی الکتریکی در زندگی مردم، صنایع، کشاورزی، تجارت و غیره و با توجه به حجم زیاد سرمایه‌گذاری در این صنعت، ضرورت ایجاب می‌کند که نیروگاه‌ها را هرچه بیش‌تر جهت تولید، آماده نگهداشته و اطمینان دسترسی به تولید کامل را افزایش و ضریب عدم آمادگی ناشی از خروج و محدودیت‌های اجباری برنامه‌ریزی‌نشده را کاهش داد. یکی از راه‌های رسیدن به اهداف فوق‌الذکر تهیه اطلاعات کلیه حوادث کوچک و بزرگ ایجادشده در نیروگاه‌ها و بررسی و تجزیه و تحلیل و تهیه گزارش مربوط به این حوادث و چاره‌اندیشی جهت جلوگیری از تکرار این نوع حوادث و یا حوادث مشابه است [۱ و ۲]. این مهم باید در سطح کلی نیروگاه‌ها و واحدهای ستادی مرتبط با تولید نیروگاه‌ها و همه اجزای شبکه برق عملی شود.

عدم وجود یک چارچوب جامع برای تهیه گزارش‌های حوادث تولید، منجر به ناکارآمد بودن این گزارش‌ها و سازوکارهای موجود تهیه گزارش‌ها شده است. لذا نیاز به تدوین یک رویه برای تهیه گزارش حوادث تولید که برای همه نهادهای مرتبط، قابل استفاده باشد کاملاً احساس می‌شود. در این فصل، رویه ثبت حوادث تولید ارائه می‌گردد. این رویه شامل معرفی و نحوه تعامل نهادهای مرتبط با ایجاد و دریافت گزارش‌های حوادث تولید، فرم‌های ثبت حوادث و نحوه نگارش گزارش حادثه است.

۲-۱- تعاریف

در ادامه برخی از اصطلاحات به طور خلاصه تعریف شده‌اند.

۲-۱-۱- ایستگاه

منظور از کلمه ایستگاه، پست و یا نیروگاه می‌باشد.

۲-۱-۲- دیسپاچینگ ملی

منظور از عبارت دیسپاچینگ ملی، مرکز کنترل، دفتر برنامه‌ریزی و دفتر مطالعات سیستم دیسپاچینگ ملی می‌باشد.

۲-۱-۳- دیسپاچینگ مناطق

منظور از عبارت دیسپاچینگ منطقه‌ای، مرکز کنترل و واحدهای برنامه‌ریزی دیسپاچینگ منطقه‌ای می‌باشد.

۲-۱-۴- دیسپاچینگ

در کلیه مواردی که عبارت دیسپاچینگ به تنهایی به کار رفته، در مورد نیروگاه‌های با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات و یا

omoorepeyman.ir

بیشتر دیسپاچینگ ملی مدنظر می‌باشد. در مورد نیروگاه‌های با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ مگاوات و پست‌های با سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت دیسپاچینگ منطقه‌ای مدنظر می‌باشد.

۲-۱-۵- مرکز کنترل

در کلیه مواردی که عبارت مرکز کنترل به تنهایی به کار رفته، در مورد نیروگاه‌های با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات و یا بیشتر، مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی مدنظر می‌باشد. در مورد نیروگاه‌های با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ مگاوات و پست‌های با سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت، مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه‌ای مدنظر می‌باشد.

۲-۱-۶- ظرفیت نیروگاه

ظرفیت نیروگاه برابر مجموع ظرفیت نامی مولدهای نیروگاه، مطابق ظرفیت‌ها و تعداد مولدهای در نظر گرفته شده در طرح نیروگاه می‌باشد.

۲-۱-۷- تعریف حادثه

هر عاملی که سبب کاهش تولید، خروج واحد و یا تجهیزات و یا ایجاد ضایعه بر روی تجهیزات مهم نیروگاه شود حادثه نامیده می‌شود. با این دیدگاه، حوادثی که باعث تغییر توان تولیدی نیروگاه می‌شوند مورد نظر این رویه هستند.

۲-۱-۸- دسته‌بندی حوادث تولید

کلیه حوادث بخش تولید به سه دسته زیر طبقه‌بندی می‌شوند.

- **طبقه اول**

حوادثی‌که فقط نیاز به ثبت برخی از شاخص‌های حوادث دارند و صرفاً جهت سابقه و تهیه آمار در بانک اطلاعاتی ذخیره می‌گردند و هیچ گردش کاری بین گروه‌ها ایجاد نمی‌کنند.

طبقه اول شامل کلیه حوادث ناشی از فرمان رزرو توسط دیسپاچینگ و حوادث مربوط به قطع سوخت یا افت فشار گاز و یا قطع خطوط و یا شبکه و پست‌ها، عوامل طبیعی همچون سیل، زلزله، طوفان و عوامل غیرمترقبه و کمبود آب خام ناشی از خشک‌سالی می‌باشد. (به طور کلی حوادثی که علت آن خارج از نیروگاه بوده و نیروگاه مسئولیتی در ایجاد آن ندارد) [۱].

- **طبقه دوم**

حوادثی که علاوه بر آمار، احتیاج است که گروه تعمیرات و یا دفتر مهندسی و برنامه‌ریزی نیروگاه‌ها و یا گروه‌های نظارتی در واحدهای ستاد، فیلدهای مربوطه را در فرم‌های اختصاصی خود پر کرده و خلاصه گزارشی از وضعیت حادثه را ثبت نماید. این طبقه، کلیه حوادث ناشی از خطاهای تجهیزات و گروه بهره‌برداری و تعمیرات و کار پیمانکار را شامل می‌شود [۱].

omoorepeyman.ir

- **طبقه سوم**

حوادثی که علاوه بر آمار و تهیه خلاصه گزارش توسط دفاتر مهندسی و برنامه‌ریزی نیروگاه‌ها، گاهاً بـه دلیـل اهمیـت حادثه نیاز به تهیه گزارش مفصل و ارائه آن به کمیته فنی حوادث نیـز مـی‌باشـد. البتـه تشـخیص درجـه اهمیـت آن در نیروگاه به عهده مدیریت عامل و در واحدهای ستاد به عهده مدیریت دفتر فنی تولید می‌باشد [۱].

۲-۲-نهادهای مرتبط با ثبت و گزارش حادثه

با توجه به ساختار صنعت برق کشور ایران، نهادهای زیر در ثبت و نگارش گزارش حادثه بخش تولید نقش دارند. لازم به ذکر است که بعضی از این نهادها ممکن است در پی رخداد یک حادثه، نقش مستقیم نداشته باشند ولی باید از رخداد حادثه و گزارش آن اطلاع پیدا کنند.

- نیروگاه‌ها
- شرکت مادرتخصصی تولید برق حرارتی
- معاونت هماهنگی انتقال توانیر
- شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- شرکت‌های برق منطقه‌ای
- دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای

۲-۳-روش عملیات در صورت بروز حوادث

طبق "دستورالعمل ثابت بهره‌برداری" مرکز کنترل دیسـپاچینگ ملـی مسـئولیت حفـظ پایـداری شـبکه و تـداوم در برق‌رسانی به کلیه مشترکین را برعهده دارد. حوادثی از قبیل از دست رفتن بخش عمده‌ای از تولید و مصـرف و یـا قطـع یک یا چند خط ارتباطی عمده می‌تواند شبکه تولید و انتقال را از حالـت پایـدار و مانـدگار خـارج و در حـادترین شـرایط منجر به قطع کلی برق در شبکه سراسری شود. تحت چنین شرایطی با توجه به ساختار مراکز کنترل دیسپاچینگ ملی و مناطق و تقسیم وظایف و مسئولیت‌ها در اداره و کنترل شبکه تولید و انتقال، مراکز کنتـرل دیسـپاچینگ منـاطق تحـت هدایت و رهبری مستقیم مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی، باید در اسرع وقت و با در نظر گرفتن امکانات و محدودیت‌هـای شبکه و تجهیزات، نسبت به برق‌رسانی به نیروگاه‌هـای حادثـه‌دیـده، بـرق‌دار نمـودن خطـوط و پسـت‌هـا اقـدام و نهایتـاً خاموشی‌های ناشی از حادثه را در اسرع وقت برطرف نمایند.

از آنجایی که سرعت عمل در انجام عملیات برق‌دار نمودن نیروگاه‌ها و یا پست‌های حادثه دیده در برگردانـدن هرچـه سریع‌تر وضعیت به حالت عادی نقش تعیین‌کننده‌ای دارد، لذا اجرای سریع و بلا قید و شرط فرامین صادره از طرف مرکز کنترل مناطق در حوزه‌های تعریف شده و یا مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی در کلیـه شـرایط بهـره‌بـرداری و خصوصـاً در

omoorepeyman.ir

شرایط غیرعادی و پس از بروز حادثه، امری لازم و ضروری می‌باشد. بدیهی است در کلیه شرایط، رعایت موارد ایمنی و ضوابط صحیح بهره‌برداری از تجهیزات اعم از نیروگاهی و یا تجهیزات انتقال و سیستم‌های جانبی مؤثر در بهره‌برداری، به عهده مسئولین بهره‌برداری پست‌ها و نیروگاه‌ها می‌باشد.

یکی از حوادثی که ممکن است در ایستگاه و مراکز دیسپاچینگ اتفاق بیافتد، قطع ارتباط مکالماتی است. روش عملیات در هنگام وقوع قطع ارتباط مکالماتی در "دستورالعمل ثابت بهره‌برداری" معرفی شده و در پیوست ۱ رویه حاضر نوشته شده است. لذا همه مراکز و ایستگاه‌ها اعم از نیروگاه‌ها و پست‌ها موظف به انجام این رویه در هنگام وقوع حادثه قطع ارتباط مکالماتی هستند.

طبق "دستورالعمل ثابت بهره‌برداری" در هنگام بروز حوادث الکتریکی باید به صورت زیر عمل نمود. نحوه پایش اطلاعات و تجهیزات و نحوه عملیات و اولویت گزارش‌دهی به مراکز مربوطه در ذیل شرح داده شده است.

- **حوادث در نیروگاه‌ها**

از آنجایی که مسئولیت ایمنی و بهره‌برداری اصولی و بهینه از کلیه امکانات تولید مطابق دستورالعمل‌های بهره‌برداری و نگهداری به عهده نیروگاه می‌باشد، لذا مسئول بهره‌برداری نیروگاه موظف است هرگونه شرایط غیرعادی که به نحوی منجر به کاهش پایایی، محدودیت و یا خروج اضطراری واحد و یا تجهیزات جانبی آن می‌گردد را بلافاصله به اطلاع مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی رسانیده و نسبت به انجام مانورهای لازم با هماهنگی مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی اقدام نماید. بدیهی است که مسئولیت و تشخیص شرایط غیرعادی، میزان محدودیت تولید و اضطرار در خروج مولدها و یا تجهیزات جانبی به عهده مسئول بهره‌برداری نیروگاه می‌باشد. مسئولین بهره‌برداری نیروگاه‌های با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ مگاوات باید کلیه موارد فوق‌الذکر را با مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه مربوطه هماهنگ نمایند [۳ و ۴].

- **خروج خودکار مولدها**

در صورت خروج خودکار یک یا چند مولد در یک نیروگاه، مسئول بهره‌برداری نیروگاه باید بلافاصله خروج واحدها را اعلام و پس از بررسی در اسرع وقت، اطلاعات کاملی در مورد علت خروج، میزان تولید از دست رفته، عملکرد سیستم‌های حفاظتی، وضعیت و صدمات ناشی از خروج مولد و امکان راه‌اندازی مجدد را در اختیار مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی قرار دهد. مسئول بهره‌برداری نیروگاه باید پس از بررسی‌های اولیه و در صورت امکان راه‌اندازی مجدد، پس از هماهنگی با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی نسبت به راه‌اندازی واحد اقدام و قبل از موازی نمودن واحد با شبکه مجدداً با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی هماهنگ نماید.

مسئولین نیروگاه‌های با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ مگاوات باید کلیه موارد فوق‌الذکر را با مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه مربوطه هماهنگ نمایند [۳ و ۴].

omoorepeyman.ir

۲-۳-۱- مسئولیت‌ها و وظایف نیروگاه‌ها در هنگام بروز حوادث

بر اساس "دستورالعمل ثابت بهره‌برداری"، مسئولین نیروگاه‌ها در رابطه با بهره‌برداری از تجهیزات در هنگام بروز حوادث موظف به اجرای کلیه موارد ذیل می‌باشند:

- گزارش کلیه حوادث و اعلام شرایط غیرعادی به مرکز کنترل
- گزارش کلیه مانورهای داخلی و عملیات گروه‌های تعمیراتی بر روی تجهیزات نیروگاه‌ها که در بهره‌برداری موثر بوده و احتمال محدودیت و یا خروج ناخواسته تجهیزات را به دنبال داشته باشد.
- گزارش نحوه انجام مانورهای درخواست شده از طرف مرکز کنترل، قبل از انجام آن‌ها
- مطلع ساختن مسئولین برنامه‌ریزی و خروجی‌ها از وضعیت و محدودیت‌های واحدها، ترانسفورماتورهای قدرت، کلیدها و سایر تجهیزات نیروگاه قبل از تنظیم برنامه خروجی و مطلع نمودن مسئول نوبت کاری مرکز کنترل، قبل از اجرای برنامه
- تشخیص و تصمیم‌گیری در مورد مساعد بودن شرایط بهره‌برداری از واحدها، ترانسفورماتورهای قدرت و سایر تجهیزات نیروگاه با در نظر گرفتن تنظیمات، محدودیت‌ها و عیوب
- ثبت و گزارش دقیق عملکرد سیستم‌های حفاظتی به مرکز کنترل در اسرع وقت و آماده‌سازی تجهیزات خارج شده جهت برق‌دار نمودن مجدد آن‌ها در حداقل زمان
- اجرای دقیق دستورات و فرامین مرکز کنترل در امر بهره‌برداری شبکه

لازم به ذکر است که در مورد نیروگاه‌های با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات و یا بیشتر مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی مدنظر می‌باشد و در مورد نیروگاه‌های با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ مگاوات مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه‌ای مدنظر است.

۲-۴-روند ثبت و گزارش حادثه

با توجه به اهمیت حوادث سطح تولید در پایداری سیستم قدرت، لازم است که این حوادث سریع‌تر ثبت شده و گزارش و تحلیل آن‌ها تهیه شود. برای این منظور ابتدا باید در اسرع وقت گزارش اولیه حادثه که فقط جنبه اطلاع‌رسانی دارد به نهادها و مسئولین مربوطه داده شود و سپس در مدت زمانی طولانی‌تر، ثبت کامل اطلاعات حادثه انجام و گزارش کامل حادثه تهیه شود. در کشور ایران، ارائه گزارش اولیه حادثه از طریق تلفن و گزارش کامل از طریق سامانه تهیه شده توسط شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی انجام می‌شود. بدین منظور سامانه اینترنتی "سیستم حوادث نیروگاه‌های کشور" به نشانی http://www2.tavanir.org.ir/event راه‌اندازی شده است. لذا لازم است که کلیه بهره‌برداران نیروگاه، حوادث مربوط به خود را که مشمول این رویه می‌شوند در این سامانه ثبت نمایند.

omoorepeyman.ir

۲-۴-۱- گزارش اولیه حادثه

۲-۴-۱-۱- گزارشات تلفنی

گزارش اولیه حادثه، اولین مرحله از فرایند ثبت و گزارش حوادث تولید است. در کشور ایران هم‌اکنون این مرحله از طریق تلفن انجام می‌شود. بدین‌گونه که اطلاعات اولیه از این طریق به اپراتور دیسپاچینگ ملی داده می‌شود. در حال حاضر رویه‌ای مدون برای این مکالمات وجود ندارد و لذا به منظور یکسان‌سازی محتوای مکالمه‌ها، همه نهادها ملزم به رعایت رویه زیر هستند. این مکالمه‌ها ضبط شده و در بایگانی شرکت مدیریت شبکه برق ایران و نهاد تماس‌گیرنده نگه‌داری می‌شوند.

دیسپاچینگ ملی مسئول حفظ پایداری همه شبکه قدرت می‌باشد، به همین دلیل باید از کلیه حوادث تولید که مشمول این رویه می‌شوند باخبر شود. بنابراین در لحظات اولیه پس از وقوع حادثه می‌بایست اپراتور شیفت مرکز کنترل نیروگاه هرچه سریع‌تر خلاصه گزارش حادثه را از طریق تماس تلفنی به اپراتور دیسپاچینگ ملی گزارش دهد. محتویات مکالمه تماس تلفنی باید حداقل شامل موارد زیر باشد:

- نام نیروگاه: تماس گیرنده باید نام نیروگاه را در ابتدای مکالمه بیان نماید.
- نام تماس گیرنده: تماس گیرنده باید نام و نام خانوادگی خود را بیان نماید.
- نام اپراتور دیسپاچینگ ملی
- تاریخ و زمان دقیق شروع حادثه
- نام دستگاه حادثه‌دیده و یا دستگاهی که در وضعیت غیرعادی قرار گرفته است.
- شماره دستگاه (مطابق کدگذاری دیسپاچینگ)
- شرح مختصر و جامع از شرایط ظاهری دستگاه
- درجه حرارت ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورها، خازن‌ها و تجهیزات کنترل نظیر دایورتور سوئیچ‌ها، سیستم‌های کنترل تیک آپ در زمان حادثه و تنظیمات آلارم و تریپ آن‌ها
- عملکرد رله‌ها و سیستم‌های حفاظتی در زمان حادثه و تنظیمات نقطه کار و قطع رله‌های فوق‌الذکر
- علت حادثه: در صورتی که علت حادثه معلوم باشد.
- خلاصه وضعیت پس از وقوع حادثه
- مقدار تغییر توان نیروگاه (واحد تولیدی) از میزان برنامه‌ریزی شده
- اقدامات به عمل آمده
- شرایط فرکانس، سطح ولتاژ، میزان بار اکتیو و راکتیو دستگاه قبل و بعد از حادثه

درصورتی که در لحظات اولیه وقوع حادثه امکان برقراری ارتباط با دیسپاچینگ ملی وجود نداشته باشد، آن‌گاه می‌بایست فوراً تمامی اطلاعات فوق از طریق تماس تلفنی به دیسپاچینگ منطقه‌ای داده شود. برای جلوگیری از قطع

omoorepeyman.ir

احتمالی ارتباط تلفنی، می‌بایست یک خط ارتباطی ویژه (مانند خط ارتباطی PLC) بین نیروگاه‌ها با دیسپاچینگ ملی برقرار شود. از آنجایی که حوادث تولید ارتباط مستقیم با مسائل مالی بازار برق دارد لذا رعایت این چارچوب باعث می‌شود که اطلاعات اولیه شفافی از حادثه و منشا آن تهیه و ثبت شود تا اختلافات احتمالی میان معاونت بازار و نیروگاه در صورت‌حساب‌های مالی زمانی که یک حادثه رخ می‌دهد حداقل شود.

گزارش عملکرد رله‌ها و سیستم‌های حفاظتی باید شامل موارد ذیل باشد:

الف- شماره رله مطابق جدول (۲-۱) باشد. در مورد عملکرد رله ۲۱ علاوه بر ذکر شماره و فازهای متاثر از حادثه، زون و عملکرد سایر قسمت‌های دیگر رله نظیر fuse failure و power swing bloking و کلیدهای قطع شده باید مشخص گردد.

ب- در خصوص عملکرد رله‌های وصل مجدد، مشخص کردن آخرین رقم کنتور آن ضروری است.

با توجه به مسئولیت مراکز کنترل دیسپاچینگ ملی و مناطق در حفظ ایمنی و پایداری شبکه تولید و انتقال، در زمان بروز حوادث و یا شرایط غیرعادی این مراکز باید بلافاصله به منظور انجام مانورهای لازم جهت محدود نمودن عواقب و دامنه حادثه و یا استقرار مجدد سیستم، در جریان کلیات حادثه قرار گیرند. لذا ضرورت مطلع نمودن مرکز کنترل دیسپاچینگ از نوع حادثه، شدت و میزان خسارات وارده و یا احتمالی ایجاب می‌نماید که تحت هر شرایطی همواره مسئول بهره‌برداری ایستگاه، مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه را بلافاصله در جریان حادثه و یا وضعیت غیرعادی قرار دهد. در صورتی که قبل از اقدامات ضروری، مسئول بهره‌برداری ایستگاه امکان و یا فرصت کافی جهت مطلع نمودن مرکز کنترل دیسپاچینگ را نداشته باشد، مسئول ایستگاه باید بلافاصله پس از انجام اقدامات ضروری، مراتب را به اطلاع مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه برساند [۵]. با توجه به حساسیت حفظ ایمنی و پایداری شبکه و اتخاذ سیاست مناسب بهره‌برداری از طرف مرکز کنترل دیسپاچینگ، هیچ‌گونه تعلل و یا تاخیر در این زمینه قابل قبول نمی‌باشد.

جدول ۲-۱: شماره‌های استاندارد ANSI برای رله‌ها- استخراج شده از استاندارد شماره ANSI / IEEE C37 . 2- 1979 [۶]

شماره استاندارد رله	توضیح و کاربرد رله
۱۲	رله سنجش اضافه سرعت ژنراتور (Over Speed Relay)
۱۴	رله سنجش کاهش سرعت ژنراتور (Under Speed Relay)
۲۱	رله دیستانس (رله سنجش کاهش و یا افزایش مقدار ادمیتانس، امپدانس و یا راکتانس مدار)
۲۱ p	رله دیستانس اولیه
۲۱ S	رله دیستانس ثانویه
۲۵	رله چک سنکرون (رله سنجش مقادیر فرکانس و اختلاف زاویه و دامنه ولتاژ دو سیستم AC و فرمان وصل و یا عدم وصل آن‌ها)
۲۷	رله سنجش ولتاژ پائین و عمدتاً بی‌برق بودن تجهیزات (Under Voltage Ralay)
۳۲	رله برگشت قدرت (رله جهت دار سنجش توان برای جلوگیری از موتور شدن ژنراتور)
۳۷	رله قدرت و یا جریان کم (رله سنجش کاهش مقدار جریان و یا توان از یک مقدار از قبل تعیین شده)

omoorepeyman.ir

شماره استاندارد رله	توضیح و کاربرد رله
۳۸	رله حفاظت یاتاقان‌ها از دما (رله سنجش درجه حرارت یاتاقان‌ها در شرایط غیرعادی مکانیکی)
۴۰	رله قطع تحریک
۴۵	رله آتش‌نشانی (رله سنجش دود و آتش)
۴۶	رله مولفه منفی جریان (رله سنجش مقدار نامتعادلی بین جریان فازهای یک سیستم سه فاز)
۴۹	رله درجه حرارت ترانسفورماتورها و ماشین‌ها (رله سنجش مقدار درجه حرارت سیم پیچ و یا روغن ماشین و ترانسفورماتور)
۵۰	رله جریان زیاد لحظه‌ای (رله جریان زیاد که آنی عمل می‌کند)
۵۱	رله جریان زیاد تاخیری (رله جریان زیاد که با تاخیر عمل می‌کند)
۵۰ N	رله جریان زیاد در نوترال (لحظه‌ای)
۵۱ N	رله جریان زیاد در نوترال (تاخیری)
۵۹	رله اضافه ولتاژ
۶۰	رله تعیین ما بین ولتاژ و جریان فازهای مختلف
۶۴	رله اتصال زمین (رله مشخص کننده اتصال استاتور ژنراتور به زمین و یا از بین رفتن سیستم عایقی تجهیزات دیگر)
۶۷	رله جریان زیاد جهت دار
۶۷ C	رله اتصال زمین جهت دار
۷۴	رله آلارم (روشن شدن پنجره آلارم و به صدا درآمدن بوق)
۷۷	رله عملکرد تله پروتکشن پی ال سی
۷۸	رله ضریب قدرت (برای خارج و وارد نمودن اتوماتیک خازن‌ها)
۷۹	رله وصل مجدد (رله‌های که وصل مجدد خودکار را کنترل می‌نماید)
۸۱	رله فرکانسی (رله سنجش فرکانس برای تعیین مقدار افزایش یا کاهش فرکانس سیستم)
۸۶	رله لاک اوت
۸۶ G	رله لاک اوت ژنراتور
۸۶ T	رله لاک اوت ترانسفورماتور
۸۷	رله حفاظت دیفرانسیل (رله سنجش درصد یا اختلاف فاز یا اختلاف سایر کمیت‌های بین دو جریان و یا بعضی از کمیت‌های دیگر)
۸۷ G	رله دیفرانسیل ژنراتور
۸۷ T	رله دیفرانسیل ترانسفورماتور
۸۷ GT	رله دیفرانسیل ژنراتور - ترانسفورماتور
۸۷ L	حفاظت دیفرانسیل خط
۹۰	تنظیم کننده اتوماتیک مثل عملکرد تایریستور SVC و غیره
۹۴	رله تریپ

۲-۴-۱-۲- گزارشات پیامکی

هم‌اکنون در برخی کشورهای دنیا مانند: استرالیا، سیستم اطلاع‌رسانی پیامکی راه‌اندازی شده است که نتایج خوبی دربر داشته است. با توجه به زیرساخت‌های مناسب موجود در کشور ایران، این سیستم اطلاع‌رسانی در صنعت برق کشور ایران راه‌اندازی شده است. مزیت سیستم پیامکی این است که از طریق پیامک می‌توان به مدیران نیروگاه‌های مجاور، برق‌های منطقه‌ای و مرکز دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای، فوراً رخداد حادثه را گزارش داد. برای این

omoorepeyman.ir

منظور باید با همکاری شرکت مخابرات سازوکاری اندیشیده شود تا یک سیستم پیامکی مناسب راه‌اندازی شده و شماره تلفن‌هایی که باید به آن‌ها پیامک زده شود در آن سامانه ثبت شود.

پیامک خلاصه گزارش حادثه باید حداقل شامل موارد زیر باشد:

- نام نیروگاه
- تاریخ حادثه
- زمان حادثه
- مقدار توان قطع شده
- خلاصه اتفاقات به وقوع پیوسته

این پیامک باید حداقل به افراد حقوقی زیر ارسال شود. البته محدوده دریافت‌کنندگان پیامک می‌تواند متناسب با نوع و گسترش حادثه و همچنین بنا به نیاز افزایش یابد.

- مسئول مربوطه در نیروگاهی که حادثه در آن رخ داده است.
- مسئول مربوطه در نیروگاه‌های مجاور و تحت تاثیر قرار گرفته از حادثه
- مسئول مربوطه در دیسپاچینگ منطقه‌ای
- مسئول مربوطه در دیسپاچینگ ملی
- مسئول مربوطه در معاونت هماهنگی انتقال توانیر و یا هر مسئول تعیین شده برای این منظور
- مسئول مربوطه در شرکت مادرتخصصی تولید برق حرارتی
- مسئول مربوطه در معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه در شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- و... در صورت نیاز

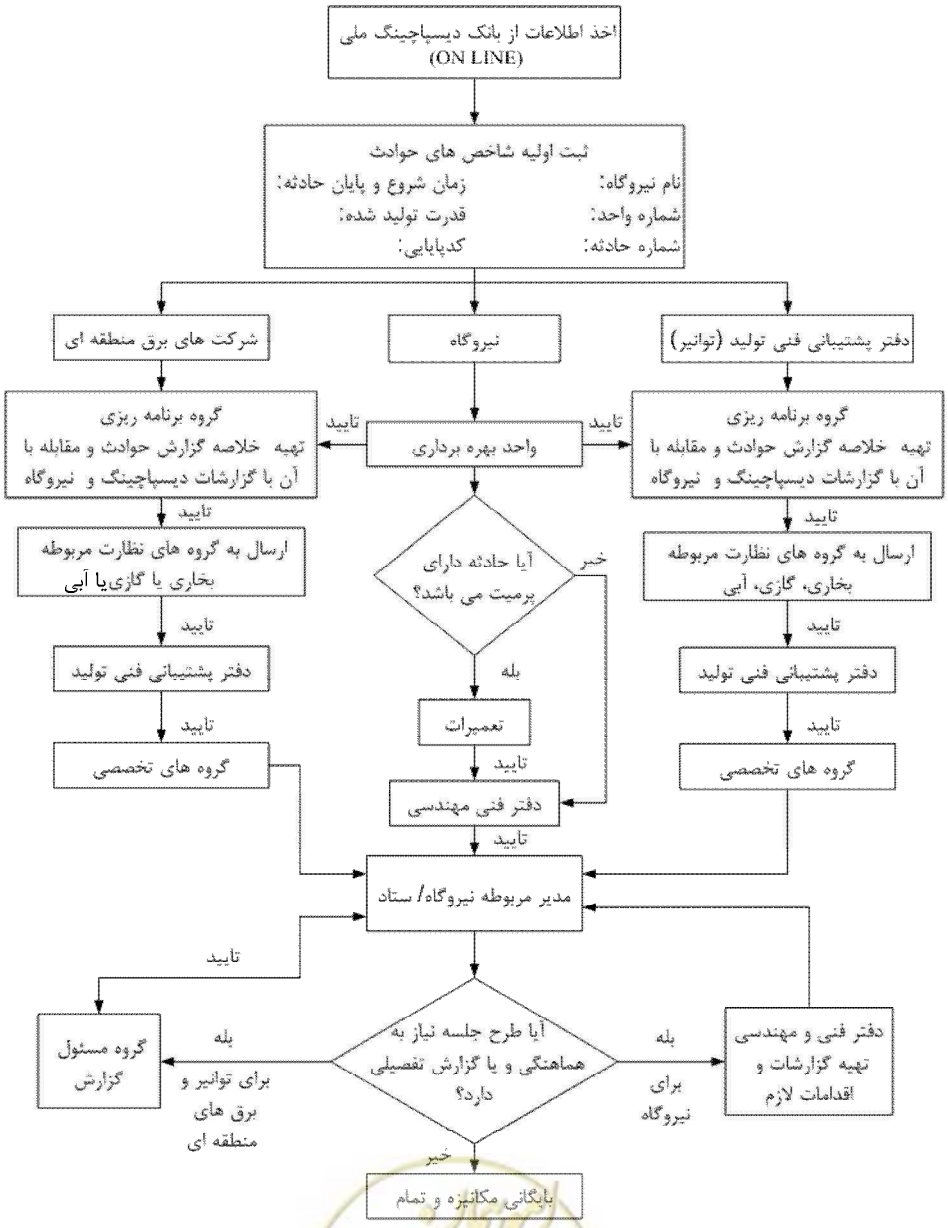
۲-۴-۲- روند ثبت اطلاعات کامل حادثه

در صورت رخداد حادثه‌ای که در یکی از سه طبقه معرفی شده در بند ۲-۱-۸ قرار بگیرد، آن‌گاه می‌بایست اطلاعات آن در سامانه اینترنتی "سیستم حوادث نیروگاه‌های کشور" ثبت شود. این سامانه رابط بین نیروگاه‌ها و شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی برای ثبت حوادث تولید است. گردش کار و روند ثبت اطلاعات می‌بایست مطابق با روندنمای شکل (۲-۱) باشد.

سامانه "ثبت حوادث نیروگاه‌های کشور" شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی بدین‌گونه عمل می‌کند که به طور خودکار به مرکز داده دیسپاچینگ ملی متصل شده و حوادث مربوط به نیروگاه‌ها را وارد مرکز داده خود می‌نماید و پس از آن، روند پایش و گردش کار حادثه آغاز می‌شود. همچنین بلافاصله گزارش ثبت اولیه حادثه به نیروگاه‌ها، شرکت‌های برق منطقه‌ای و دفتر پشتیبانی فنی تولید شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی ارسال می‌شود. اولین مرحله پایش حادثه بدین گونه است که می‌بایست واحد بهره‌برداری نیروگاه، اطلاعات اولیه مربوط به حادثه را ثبت نماید. همان‌گونه

omoorepeyman.ir

که در روندنمای شکل (۲-۱) دیده می‌شود تا زمانی که واحد بهره‌برداری نیروگاه اطلاعات حوادث را تکمیل نکرده و آن را تأیید نکند خلاصه گزارش حوادث به واحدهای ستاد و برق منطقه‌ای مربوطه ارسال نمی‌شود و تا آن زمان واحدهای ستاد و شرکت‌های برق منطقه‌ای در حالت تعلیق قرارگرفته و عملاً هیچ یک از عملیات گردش کار حوادث را نمی‌توانند به انجام برسانند. لذا نیروگاه‌ها (واحد بهره‌برداری) باید حوادث را پس از ثبت توسط دیسپاچینگ ملی نهایتاً ظرف ۴۸ ساعت تکمیل و تأیید نمایند [۱ و ۲]. پس از رخداد خطا، روند گردش‌کار و ثبت حادثه نیروگاهی زمانی پایان می‌یابد که مدیر مربوطه نیروگاه/ ستاد تعیین نماید که دیگر نیازی به جلسه‌ی هماهنگی و یا گزارش‌های تفصیلی بیشتری نیاز نیست.



شکل ۲-۱: روندنمای گردش کار و ثبت حوادث در نیروگاه‌ها و شرکت‌های برق منطقه‌ای و دفتر پشتیبانی فنی تولید شرکت مادرتخصصی تولید برق حرارتی [۱]

omoorepeyman.ir

۲-۴-۲-۱- روند پایش و گردش نامه‌ی حادثه

هر حادثه‌ای که در سامانه ثبت می‌شود ابتدا باید در کارتابل واحد بهره‌برداری نیروگاه قرار بگیرد. پس از ثبت و تأیید فرم بهره‌برداری، پایش حادثه سه مسیر را طی خواهد نمود که هر کدام از این مسیرها، گردش منفک از یکدیگر را دارا می‌باشند. همان طور که در شکل (۲-۱) دیده می‌شود، این مسیرها در نیروگاه، برق منطقه‌ای و ستاد (دفتر فنی تولید شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی) هست، بدین گونه که هریک از زیرگروه‌های بخش‌های نام‌برده باید نظرات خود را در مورد حوادث از طریق فرم‌های حوادث گروه مربوطه ثبت نمایند [۲].

۲-۴-۲-۲- فرم ثبت اطلاعات حادثه

هر یک از نهادهای نیروگاه، برق منطقه‌ای و ستاد باید فرم مخصوص به خود را تکمیل نمایند. فرم مربوط به نیروگاه در شکل (۲-۲) و فرم مربوط به برق منطقه‌ای و ستاد در شکل (۲-۳) نشان داده شده است. لازم به ذکر است که فرم مربوط به برق منطقه‌ای و ستاد مشابه هم هستند. دستورالعمل نحوه تکمیل فرم ثبت و گزارش حوادث در ادامه توضیح داده شده است.

نسخه مربوط به نیروگاه دارای ۵۷ بخش است که باید به طور کامل تکمیل شوند. از بین بخش‌های مختلف این فرم، کد پایایی و کد دستگاه حادثه دیده از مهم‌ترین و کاربردی‌ترین گزینه‌ها هستند. همانطور که در شکل (۲-۲) مشخص است، چهار بخش ذیل در نیروگاه باید مسئولیت ثبت و گزارش حادثه را بر عهده بگیرند:

- واحد بهره‌برداری: این واحد باید اطلاعات فنی مانند کد پایایی، نوع حادثه، علت حادثه، دستگاه آسیب دیده و غیره را وارد نماید.
- واحد تعمیرات: این واحد باید اقدامات تعمیراتی انجام شده، مشخصات دستگاه تعمیر شده و دیگر اطلاعات را تکمیل نماید. لازم به ذکر است در صورتی که دستگاه آسیب دیده نیازمند به تعمیر باشد آن‌گاه این قسمت تکمیل می‌شود.
- واحد مهندسی و برنامه‌ریزی: این واحد، باید اقدامات واحدهای قبلی را مطالعه نموده و در صورت لزوم پیشنهادهایی برای جلوگیری از وقوع حوادث مشابه را اعلام نماید و بخش‌های مربوط به خود را در فرم ثبت اطلاعات حادثه تکمیل نماید.
- مدیریت عامل: مدیریت عامل، فرم تکمیل شده توسط واحدهای قبلی را باید مطالعه نماید و در صورت تایید همه موارد، فرم حادثه را تایید نماید تا گردش کار گزارش حادثه در نیروگاه به اتمام برسد.

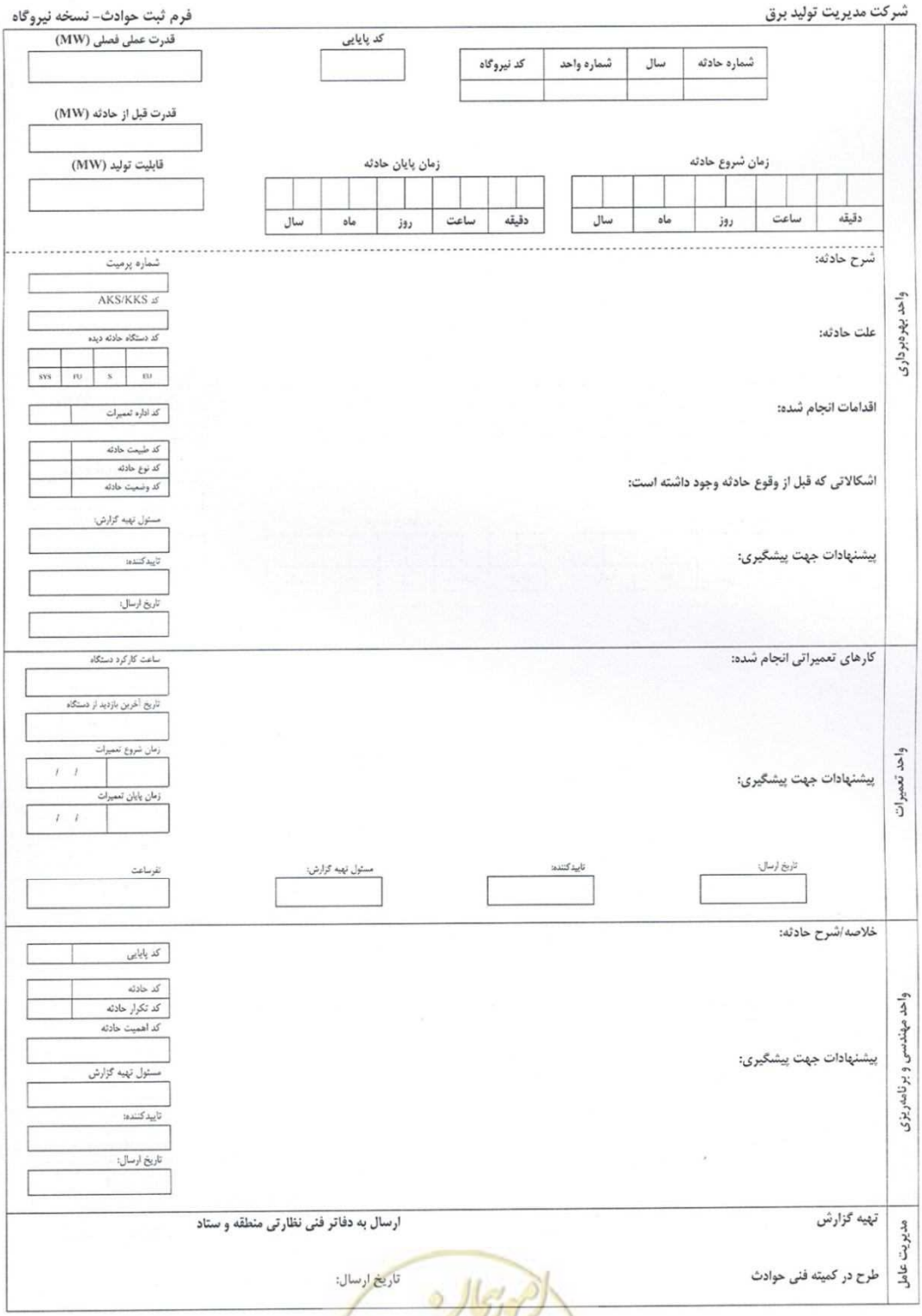
فرم‌های ثبت حوادث تولید، از بخش‌های مهم و اصلی زیر تشکیل شده است [۱، ۲، ۷ و ۸]. همه نیروگاه‌ها و نهادهای مسئول باید این فرم را به نحوی که در ادامه توضیح داده شده تکمیل نمایند.

۱- شرکت مدیریت تولید برق: در این قسمت باید نام شرکت مدیریت تولید برق مورد نظر ثبت گردد.

۲- شماره حادثه: در این بخش شماره اختصاص داده‌شده به هر حادثه که در یک دوره معین (یک ساله) برای حوادث

omoorepeyman.ir

منحصر به فرد است، باید نوشته شود. این شماره می‌تواند یک شماره ترتیبی برای مشخص نمودن تعداد کل حوادث در طول یک دوره (یک ساله) برای هر واحد و یا کل نیروگاه باشد.


شرکت مدیریت تولید برق

فرم ثبت حوادث- نسخه نیروگاه

واحد بهره‌برداری

شماره حادثه | سال | شماره واحد | کد نیروگاه

کد پایایی

قدرت عملی فصلی (MW)

قدرت قبل از حادثه (MW)

قابلیت تولید (MW)

زمان شروع حادثه: دقیقه | ساعت | روز | ماه | سال

زمان پایان حادثه: دقیقه | ساعت | روز | ماه | سال

شرح حادثه:

علت حادثه:

اقدامات انجام شده:

اشکالاتی که قبل از وقوع حادثه وجود داشته است:

پیشنهادات جهت پیشگیری:

شماره پرمیت

کد AKS/KKS

کد دستگاه حادثه دیده: SYS | FU | S | EU

کد اداره تعمیرات

کد طبیعت حادثه

کد نوع حادثه

کد وضعیت حادثه

مسئول تهیه گزارش:

تاییدکننده:

تاریخ ارسال:

واحد تعمیرات

کارهای تعمیراتی انجام شده:

پیشنهادات جهت پیشگیری:

ساعت کارکرد دستگاه

تاریخ آخرین بازدید از دستگاه

زمان شروع تعمیرات

زمان پایان تعمیرات

تاریخ ارسال: | تاییدکننده: | مسئول تهیه گزارش: | نفرساعت

واحد مهندسی و برنامه‌ریزی

خلاصه/شرح حادثه:

پیشنهادات جهت پیشگیری:

کد پایایی

کد حادثه

کد تکرار حادثه

کد اهمیت حادثه

مسئول تهیه گزارش

تاییدکننده:

تاریخ ارسال:

مدیریت عامل

تهیه گزارش

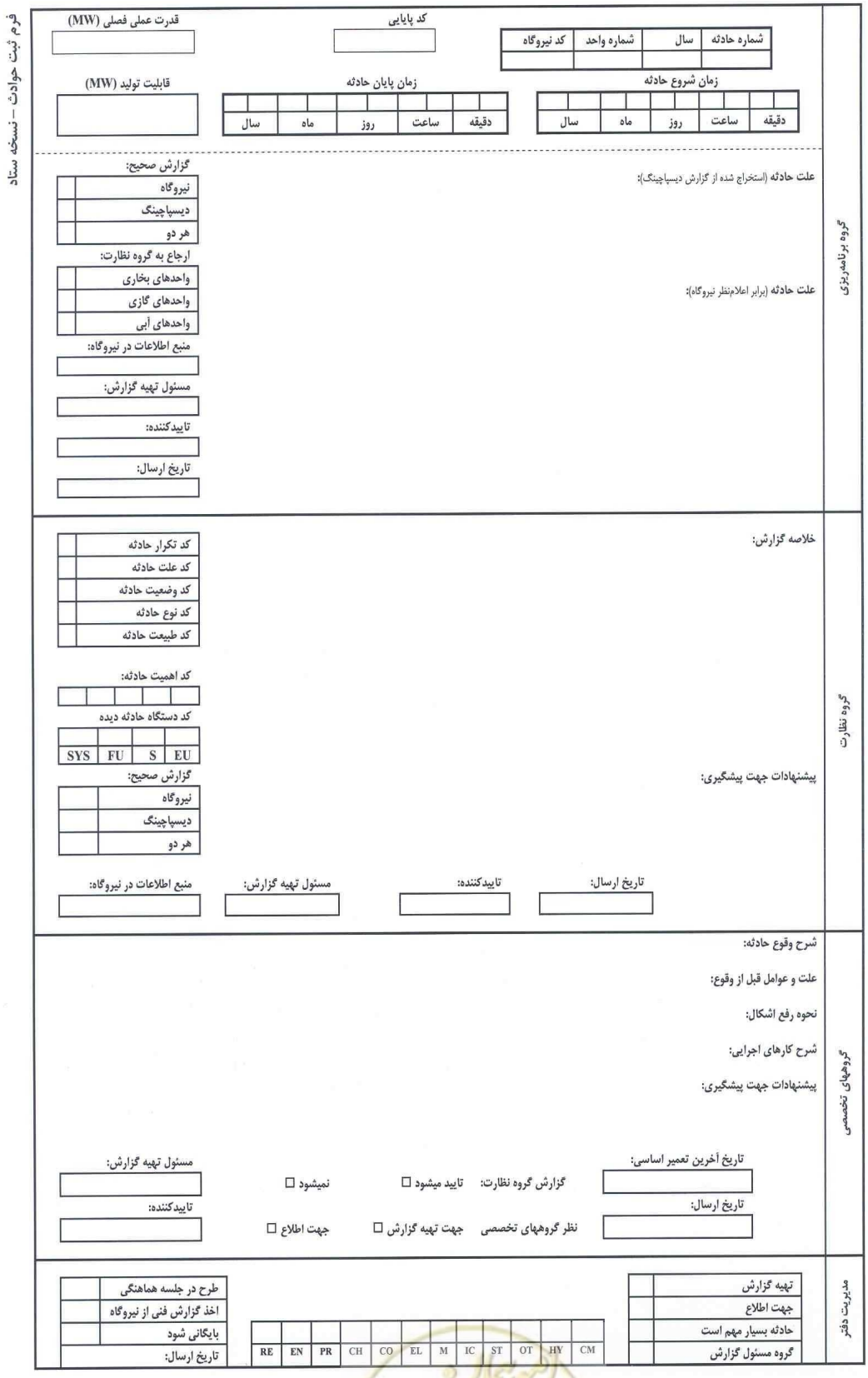
ارسال به دفاتر فنی نظارتی منطقه و ستاد

طرح در کمیته فنی حوادث

تاریخ ارسال:

شکل ۲-۲: فرم ثبت حوادث تولید– نسخه نیروگاه

omoorepeyman.ir



شکل ۲-۳: فرم ثبت حوادث تولید–نسخه برق منطقه‌ای و ستاد

omoorepeyman.ir

۳- سال: در این بخش سال وقوع حادثه نوشته می‌شود.

۴- شماره واحد: با توجه به اینکه در یک نیروگاه معمولاً بیش از یک واحد نصب و راه‌اندازی می‌گردد، در این قسمت شماره واحد حادثه‌دیده باید نوشته شود.

۵- کد نیروگاه: هر یک از نیروگاه‌های شبکه سراسری دارای یک کد اختصاصی بوده و در شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی با آن کد خاص شناسایی می‌شوند. برای ورود اطلاعات هر حادثه در بانک اطلاعاتی، وجود این کد و یا نام نیروگاه الزامی می‌باشد.

۶- کد پایایی: یکی از مهم‌ترین اقلام اطلاعاتی که در این فرم پر می‌شود، کد پایایی و یا همان کد عملکرد واحد است. در شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی از سالیان قبل یک سیستم کدگذاری استاندارد برای عملکرد واحدهای تولید بر اساس استانداردهای بین‌المللی به وجود آمده است که در شکل (۲-۴) می‌توان این سیستم کدگذاری را مشاهده نمود. در این قسمت باید متناسب با حادثه به وقوع پیوسته، کد پایایی نوشته شود. توضیحات تکمیلی در پیوست ۲ نوشته شده است.

۷- زمان شروع حادثه: در پی وقوع هر حادثه در نیروگاه، زمان مورد نظر با لحاظ کردن سال، ماه، روز، ساعت و دقیقه مربوط به آن باید در این بخش وارد گردد.

۸- زمان پایان حادثه: طبیعتاً پس از برطرف شدن مشکل واحد و آماده بهره‌برداری شدن آن، زمان به مدار آمدن آن نیز باید در این قسمت وارد گردد.

۹- قدرت عملی فصلی (MW): در این بخش نیز با توجه به اینکه در هر فصل قدرت عملی هر واحد متفاوت است، قدرت عملی آن در فصل وقوع حادثه باید نوشته شود.

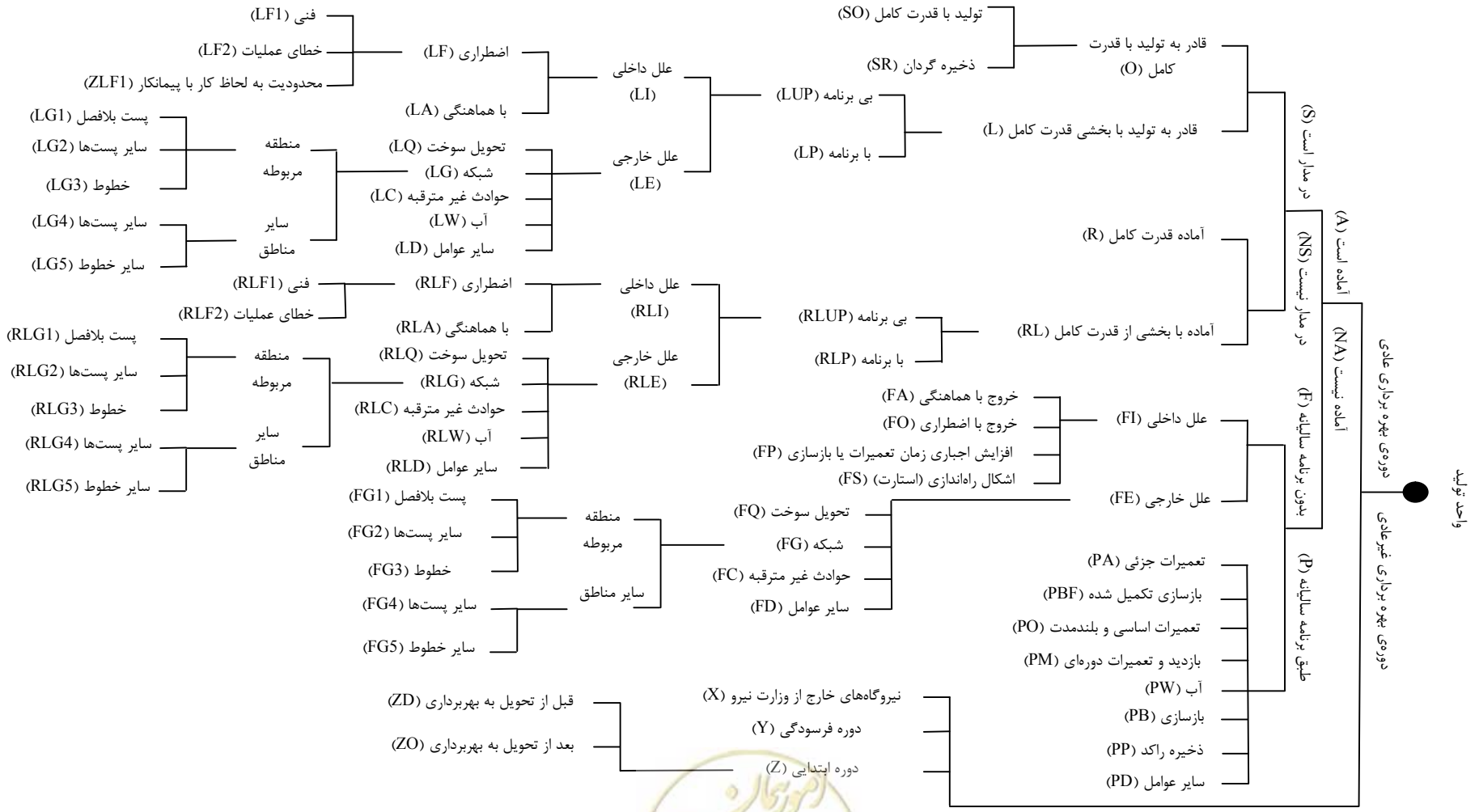
۱۰- قدرت قبل از حادثه (MW): در این قسمت توان تولیدی واحد قبل از وقوع حادثه باید نوشته شود.

۱۱- قدرت قابل تولید (MW): در این بخش میزان توان قابل تولید واحد پس از وقوع حادثه باید نوشته شود. در برخی موارد مشاهده می‌شود که واحد عملاً پس از وقوع یک حادثه نیز قادر به تولید بخشی از توان خود می‌باشد که لازم است آن مقدار در این قسمت وارد شود. در مطالعات قابلیت اطمینان واحدهای تولید این مقدار از اهمیت بالایی برخوردار است. به این وضعیت واحدهای تولید، حالت Derated واحد گفته می‌شود. در این حالت واحد می‌تواند، توانی بین حداقل توان قابل تولید و قدرت عملی فصلی را داشته باشد.

۱۲- شرح حادثه: در این بخش نیز شرح مختصری از حادثه باید نوشته شود. طبیعتاً با توجه به اینکه این بخش به صورت یک فایل متنی (Text) آورده می‌شود، چندان قابل استفاده در بخش‌های گزارش‌گیری و مطالعات قابلیت اطمینان واحدها نمی‌باشد. لیکن این بخش به عنوان یک سابقه برای حادثه فوق ذخیره شده و در مواقع لزوم می‌تواند مورد بررسی قرار گیرد.

۱۳- علت حادثه: در این بخش نیز شرح علت وقوع حادثه باید نوشته شود.

omoorepeyman.ir



شکل ۲-۴: نمایش درخت‌واره‌ای کدهای پایایی

omoorepeyman.ir

۱۴- اقدامات انجام‌شده: پس از وقوع هر حادثه لازم است تا تیم بهره‌بردار یک سری اقدامات را جهت برطرف‌سازی خطای واقع‌شده انجام دهند که این موارد در این بخش نوشته می‌شود. طبیعتاً این بخش نیز می‌تواند به عنوان یک تجربه و سابقه در حوادث بعد مورد استفاده قرار گیرد.

۱۵- اشکالاتی که قبل از وقوع حادثه وجود داشته است: در این قسمت اگر قبل از وقوع حادثه (یعنی رفتن واحد به یکی دیگر از کدهای عملکرد) مشکلی در واحد تولید مورد نظر وجود داشته است، باید ذکر گردد تا ارتباط حادثه جدید با اشکالات گوناگون به خوبی مشخص گردد. اطلاعات این بخش نیز می‌تواند به عنوان یک تجربه و سابقه در حوادث بعدی مورد استفاده قرار گیرد.

۱۶- پیشنهادها جهت پیشگیری: در این بخش نیز پیشنهادهایی که ممکن است جهت جلوگیری از تکرار این حادثه مفید باشند توسط کارشناس واحد بهره‌برداری ثبت می‌گردد تا پس از رفع حادثه، برای جلوگیری از حوادث مشابه بعدی به کار برده شود. این بخش نیز می‌تواند به عنوان یک تجربه و سابقه در حوادث بعدی مورد استفاده قرار گیرد.

۱۷- شماره پرمیت: در این قسمت شماره اجازه‌نامه نیروگاه برای انجام امور تعمیراتی بر روی واحد باید ثبت گردد. این داده، یک شماره قراردادی در هر نیروگاه است. لذا در صورتی که حادثه رخ داده باعث آسیب به تجهیزات شود و نیاز به تعمیرات و یا تعویض باشد آن‌گاه باید برای آن درخواست پرمیت (PERMIT) و اجازه تعمیرات را تهیه کرد. لذا برای چنین حوادثی یک یا چند فرم پرمیت جهت تعمیرات تکمیل خواهد شد. در این هنگام پرمیتِ اصلی‌ترین و مهم‌ترین تجهیز در این بخش ثبت می‌گردد.

۱۸- کد AKS/KKS: در این قسمت نیز کد دستگاه حادثه‌دیده با استفاده از کدهای استاندارد KKS/AKS که برای تجهیزات گوناگون نیروگاه تهیه شده‌اند، وارد می‌شود. KKS مخفف عبارت آلمانی " Kraftwerk Kennzeicen System" به معنای سیستم شناسایی نیروگاه می‌باشد. KKS به منظور شناسایی اجزاء نیروگاه و سیستم‌های کمکی به کار می‌رود. این روش کدگذاری توسط بهره‌برداران نیروگاه‌های آلمان و کارخانه‌های سازنده، ایجاد شده و اینک برای تمامی نیروگاه‌ها به‌کار گرفته می‌شود. سیستم شناسایی KKS مشتمل بر حروف و اعداد می‌باشد. مفاهیم حروف استفاده شده از سیستم KKS استخراج شده و اعداد توسط آنسالدو تعریف شده‌اند.

۱۹- کد دستگاه حادثه‌دیده (کد شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی): در این بخش نیز جهت شناسایی بهتر تجهیز آسیب‌دیده از یک سری کدهای استاندارد که در پیوست ۳ برای تجهیزات گوناگون آورده شده است باید استفاده شود. با ورود این کد به راحتی می‌توان اطلاعات آماری خرابی تجهیزات مختلف یک نیروگاه را تجزیه و تحلیل نمود. تا وقتی که این قسمت تکمیل نشود، فرم مربوطه تأیید نخواهد شد و فقط در حالاتی که نیاز به تکمیل این قسمت نیست، باید از قسمت ویرایش، گزینه "حادثه نقش تجهیزاتی ندارد" را انتخاب نمود.

این فیلد دارای چهار بخش زیر می‌باشد (این فیلد از فهرست موجود به صورت درخت‌واره‌ای انتخاب می‌شود).

**	**		**
SYS	FU	S.FU	EU

omoorepeyman.ir

بخش اول SYS: یک کد دو رقمی است که سیستم اصلی دستگاه حادثه دیده را مشخص می‌کند مانند سیستم توربین که با 02 نشان داده می‌شود. دسته‌بندی کلی سیستم‌های موجود در نیروگاه همراه با کد آن‌ها در پیوست ۳ نوشته شده است.

بخش دوم FU (functional unit): که به نام واحد عملیاتی معروف شده است و از دو کاراکتر تشکیل شده است و زیرمجموعه سیستم اصلی خود می‌باشد. مانند کندانسور که با CO نشان داده می‌شود.

بخش سوم S.FU (SPECIFIC FUNCTIONAL UNIT): که به نام مشخصه ویژه معروف می‌باشد و از یک عدد یک رقمی تشکیل شده است. این عدد شماره واحد عملیاتی موردنظر می‌باشد. به عنوان مثال اگر حادثه مربوط به سوپرهیترها که تعداد زیادی از آن‌ها در نیروگاه نصب شده، در نظر گرفته شود آن‌گاه شماره سوپرهیتر را (۸-۱) در این فیلد به صورت دستی ثبت می‌کنیم و اگر واحد عملیاتی فقط یک مورد باشد مانند (اپراتور، درام و غیره) عدد صفر را درنظر می‌گیریم.

بخش چهارم EU (ELEMENTRY UNIT): که به نام واحد اولیه معروف می‌باشد و زیرمجموعه FU (واحد عملیاتی می‌باشد) مانند لوله‌های کندانسور. این بخش، از دو کاراکتر تشکیل شده است که با CY نمایش داده می‌شود.

بنابراین کد شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی (کد دستگاه حادثه دیده) حادثه سوراخ شدن لوله‌های کندانسور واحد به صورت زیر خواهد شد.

02	CO	0	CY

۲۰- کد اداره تعمیرات: در این قسمت نیز با توجه به اینکه تعمیرات توسط کدام یک از واحدهای اداره تعمیرات صورت می‌پذیرد، کد مربوط به آن واحد ثبت می‌شود. لیست کدهای تخصیص داده شده به اداره‌های مختلف در پیوست ۴ نوشته شده است.

۲۱- کد طبیعت حادثه: با توجه به اینکه حادثه دارای چه طبیعتی بوده و باید سریعاً برطرف شده و یا اینکه می‌توان آن را با تاخیر برطرف نمود در این بخش یکی از کدهای پیوست ۵ باید ثبت شود.

۲۲- کد نوع حادثه: در این بخش نیز نوع حادثه از لحاظ وقوع بر روی تجهیزات اصلی واحد و یا تاثیر آن بر عملکرد واحد مورد توجه قرار گرفته و یکی از چهار کد موجود در پیوست ۵ باید وارد گردد.

۲۳- کد وضعیت حادثه: در این قسمت نیز با توجه به وقوع حادثه، در مورد در سرویس قرار گرفتن و یا خارج از سرویس بودن واحد به ترتیب کدهای ۱ و ۲ مطابق با پیوست ۵ وارد می‌شوند.

۲۴- مسئول تهیه گزارش: در این بخش نیز نام کارشناس ثبت‌کننده حادثه در واحد مربوطه (واحد بهره‌برداری) باید ثبت گردد. البته این داده نیز فقط به عنوان یک سابقه در نیروگاه ثبت می‌گردد.

۲۵- تأییدکننده: نام مسئول تأیید گزارش ثبت حادثه در واحد مربوطه (واحد بهره‌برداری) نیز در این قسمت آورده می‌شود.

۲۶- تاریخ ارسال: در این بخش نیز تاریخ ارسال نهایی گزارش از واحد بهره‌برداری ثبت می‌گردد.

omoorepeyman.ir

در ادامه‌ی این فرم نوبت به بخش دوم یعنی واحد تعمیرات نیروگاه رسیده و باید اطلاعات زیر توسط این واحد در فرم‌ها ثبت گردد.

۲۷- کارهای تعمیراتی انجام‌شده: در این بخش شرحی از کارهای لازم انجام‌شده بر روی واحد جهت بر طرف نمودن حادثه پیش‌آمده به صورت یک گزارش متنی باید ارائه گردد. این بخش نیز به عنوان یک تجربه و سابقه در حوادث بعد مورد استفاده قرار خواهد گرفت.

۲۸- پیشنهادها جهت پیشگیری: این بخش همانند بند ۱۶ تنظیم می‌گردد.

۲۹- ساعت کارکرد دستگاه: در این بخش کل ساعت کارکرد دستگاه حادثه‌دیده از زمان حادثه قبل تا حادثه جاری باید ثبت گردد.

۳۰- تاریخ آخرین بازدید از دستگاه: در این قسمت نیز با توجه به تعمیرات دوره‌ای دستگاه‌ها، تاریخ آخرین بازدید از دستگاه، قبل از وقوع حادثه جاری بیان می‌گردد. از این داده و داده بند ۲۹ می‌توان در بررسی نقش تعمیرات و نگهداری بر روی خرابی تجهیزات استفاده نمود.

۳۱- زمان شروع تعمیرات: در این بخش زمان دقیق شروع به کار واحد تعمیرات برای برطرف کردن حادثه جاری بیان می‌گردد.

۳۲- زمان پایان تعمیرات: در این قسمت نیز زمان دقیق پایان عملیات واحد تعمیرات برای برطرف کردن حادثه جاری بیان می‌گردد.

۳۳- نفر ساعت: در این بخش کل نفر ساعت مورد استفاده در واحد تعمیرات برای بر طرف ساختن حادثه جاری در واحد مورد نظر بیان می‌گردد.

۳۴- تاریخ ارسال: این بخش همانند بند ۲۶ تنظیم می‌گردد.

۳۵- مسئول تهیه گزارش: این بخش همانند بند ۲۴ تنظیم می‌گردد.

۳۶- تأییدکننده: این بخش همانند بند ۲۵ تنظیم می‌گردد.

در ادامه این فرم نوبت به بخش سوم یعنی واحد مهندسی و برنامه‌ریزی نیروگاه رسیده و باید اطلاعات زیر توسط این واحد در فرم‌ها ثبت گردد.

۳۷- خلاصه/شرح حادثه: این بخش همانند بند ۱۲ تنظیم می‌گردد.

۳۸- پیشنهادها جهت پیشگیری: این بخش همانند بند ۱۶ تنظیم می‌گردد.

۳۹- کد پایایی: این بخش همانند بند ۶ تنظیم می‌گردد، لیکن کد واردشده در بند ۶ مورد بازنگری قرارگرفته و ممکن است در این قسمت تصحیح شود.

۴۰- کد علت حادثه: با توجه به اینکه علت حادثه ناشی از عوامل داخلی، خارجی، توقف بابرنامه، حوادث ویژه و یا در رزرو بودن واحد باشد، یکی از ۲۳ کد اشاره‌شده در پیوست ۶ باید وارد گردد.

omoorepeyman.ir

۴۱- کد تکرار حادثه: در این بخش با توجه به اینکه امکان بروز دوباره حادثه وجود دارد و یا اینکه حادثه بر روی تجهیز دیگری امکان دارد واقع شود، یک از کدهای پیوست ۷ باید ثبت می‌شود.

۴۲- کد اهمیت فنی حادثه: در این قسمت با توجه به اهمیت حادثه از جهات مختلف، مانند: تأثیر بر نیروی انسانی و یا میزان خرابی حادثه، یکی از کدهای پیوست ۷ باید ثبت شود. البته با توجه به اینکه در این بخش هیچ‌گونه بند اطلاعاتی جدیدی نسبت به موارد ذکرشده اضافه نمی‌گردد، از بیان تک‌تک این اقلام صرف‌نظر می‌شود. ذکر این نکته لازم است که اطلاعات مشاهده‌شده در بخش سوم فرم مذکور، همانند بخش‌های قبل و توسط کارشناسان واحد مهندسی و برنامه‌ریزی تکمیل می‌گردد.

در انتها نیز در حوزه مدیریت عامل نیروگاه اقلام اطلاعاتی زیر آورده می‌شود:

۴۳- تهیه گزارش: در این بخش مشخص می‌شود که آیا گزارش جامع‌تری از این حادثه مورد نیاز می‌باشد و یا همین میزان کافی است.

۴۴- طرح در کمیته‌ی فنی حوادث: در این قسمت نیز مطرح‌شدن و یا نشدن حادثه در کمیته فنی حوادث نیروگاه تعیین می‌گردد.

۴۵- ارسال به دفتر فنی نظارتی منطقه و ستاد: در این بخش نیز تعیین می‌شود که آیا لازم است گزارش به دفاتر فنی نظارتی منطقه و ستاد ارسال گردد و یا گزارش در نیروگاه بایگانی شود.

۴۶- تاریخ ارسال: نهایتاً در انتهای فرم نیز زمان نهایی ارسال گزارش به منطقه و ستاد در صورت لزوم ذکر می‌گردد.

همان‌گونه که مشاهده می‌شود، اقلام اطلاعاتی زیادی در فرم ثبت حوادث- نسخه نیروگاه جمع‌آوری می‌گردد. طبیعتاً برخی از این اطلاعات به دلیل ماهیت ثبت آن‌ها که به صورت اطلاعات توصیفی و به صورت متن‌های نوشته‌شده می‌باشند، در گزارش‌های نهایی تهیه‌شده موثر نبوده و فقط به صورت گزارشی از عملکرد واحد ذخیره می‌شوند. لیکن برخی از داده‌ها که در ادامه لیست آن‌ها ارائه می‌گردد، در تهیه گزارش‌های نهایی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

اقلام اطلاعاتی ذکرشده در بندهای ۱ الی ۱۱ و ۱۹ الی ۲۳ و همچنین ۴۰ الی ۴۲، داده‌هایی می‌باشند که در گزارش‌های نهایی تهیه‌شده مورد استفاده قرار خواهند گرفت. البته ذکر این نکته لازم است که با استفاده از پردازش‌های صورت گرفته بر روی این داده‌ها می‌توان اطلاعات بیشتری در خصوص نحوه عملکرد واحد و شاخص‌های پایایی آن به دست آورد.

پس از ثبت و تأیید اطلاعات توسط گروه بهره‌برداری نیروگاه، یکی دیگر از بخش‌هایی که باید نظرات خود را در مورد حادثه ثبت نماید بخش برق منطقه‌ای می‌باشد، لذا گزارش حادثه به منظور پایش آن باید در کارتابل گروه برنامه‌ریزی برق منطقه‌ای قرار بگیرد. پس از ثبت و تأیید اطلاعات توسط گروه برنامه‌ریزی با توجه به کد پایایی حادثه، مسیر بعدی مشخص می‌شود. بدین صورت که اگر کد پایایی حادثه شامل کدهای LD , LP , LQ , LC , LG , LW, LG2 , LG1 FG2 , FG1 , FW , FQ , FD , FC , FG , FP , LG5 , LG4 , LG3 , FG5 , FG4 , FG3 باشد و یا اولین حرف آن شامل P و یا R باشد، حادثه باید به کارتابل مدیریت منتقل شود و در غیر این صورت حادثه به کارتابل گروه نظارت

omoorepeyman.ir

منتقل می‌شود. این سبک پایش، حوادث را به دو سطح کارشناسی و مدیریتی تقسیم می‌کند تا هر کدام نظرات کارشناسی خود را درباره حادثه اعلام و اقدامات لازم را انجام دهند. گروه نظارت شامل سه کارتابل آبی، بخاری و گازی می‌باشد که با توجه به نوع واحد نیروگاه حادثه‌دیده در کارتابل مربوطه قرار می‌گیرد. پس از ثبت و تأیید اطلاعات توسط گروه نظارت، حادثه به کارتابل مدیریت منتقل می‌شود. مدیریت می‌تواند اقدامات لازم برای حادثه را ثبت و تأیید نماید. همچنین واحد مدیریت می‌تواند برای هر حادثه یک گروه تخصصی را مسئول چند گروه تخصصی نماید. هر گروه تخصصی می‌تواند با مراجعه به کارتابل خود، نظرات خود را در مورد حادثه ثبت و تأیید نماید [۲].

پس از ثبت و تأیید اطلاعات توسط گروه بهره‌برداری نیروگاه، یکی دیگر از بخش‌هایی که باید نظرات خود را در مورد حادثه ثبت نماید بخش ستاد می‌باشد، در نتیجه حادثه باید در کارتابل گروه برنامه‌ریزی ستاد قرار گیرد. در ستاد، گروهی متشکل از سه گروه برنامه‌ریزی، نظارت و گروه‌های تخصصی، حوادث را پایش و بررسی و تصمیمات لازم را اتخاذ می‌کنند.

در بخش برنامه‌ریزی بندهای زیر با فرم قبل متفاوت است:

۴۷- علت حادثه (استخراج‌شده از گزارش دیسپاچینگ): در این بخش با توجه به داده‌های دریافتی از دیسپاچینگ در خصوص حادثه مورد نظر، شرحی از علت وقوع حادثه توسط کارشناس برنامه‌ریزی ثبت می‌گردد. علت وقوع حادثه نیز می‌تواند به صورت متن نگارش شود.

۴۸- علت حادثه (برابر اعلام نظر نیروگاه): در این بخش با توجه به داده‌های دریافتی از نیروگاه در خصوص حادثه مورد نظر، شرحی از علت وقوع حادثه توسط کارشناس برنامه‌ریزی ثبت می‌گردد. طبیعتاً با استفاده از دو داده فوق می‌توان به علت دقیق وقوع اکثر حوادث پی‌برد.

۴۹- گزارش صحیح: در این بخش کارشناس گروه برنامه‌ریزی تشخیص می‌دهد که کدامیک از گزارش‌های ارسالی توسط دیسپاچینگ و یا نیروگاه صحیح می‌باشد. در صورت صحت هر دو گزارش باید گزینه سوم انتخاب شود.

۵۰- ارجاع به گروه نظارت: در این بخش در صورت لزوم تعیین می‌شود که فرم حادثه به کدامیک از بخش‌های نظارتی مربوط به واحدهای بخاری، گازی و یا آبی ارسال شود.

۵۱- منبع اطلاعات در نیروگاه: در این قسمت گاهی لازم است تا با تماس با نیروگاه علت حادثه مورد توجه بیشتری قرار گیرد. در این صورت لازم است تا کارشناس گروه برنامه‌ریزی نام منبع دریافت اطلاعات از نیروگاه را ذکر کند.

در بخش دوم که گروه نظارت می‌باشد، هیچ‌گونه بند اطلاعاتی جدید که قبلاً توضیح داده نشده باشد وجود ندارد.

در ادامه فرم ثبت حوادث به گروه‌های تخصصی ارسال می‌گردد. بندهای اطلاعاتی جدیدی که در این بخش تکمیل می‌گردند در ذیل معرفی شده است.

۵۲- علت و عوامل قبل از وقوع: در این بخش کارشناس تخصصی بخش مربوطه مانند بخش برق یا مکانیک و یا غیره، با توجه به شرح حادثه و دریافت علل آن از قسمت‌های قبل، علل و عوامل وقوع حادثه را در زمان قبل از وقوع آن بیان می‌نماید.

omoorepeyman.ir

۵۳- نحوه رفع اشکال: در این قسمت نیز با توجه به فعالیت انجام‌شده جهت برطرف کردن حادثه موردنظر، شرحی بر چگونگی رفع مشکل به وجود آمده بیان می‌شود.

۵۴- تاریخ آخرین تعمیر اساسی: در واحدهای تولید، با توجه به اینکه تعمیر اساسی از اهمیت خاصی برخوردار است و تمام بخش‌های واحد، مورد بررسی قرار می‌گیرد، لازم است تا فاصله زمانی حادثه مورد نظر و تاریخ آخرین تعمیر اساسی واحد ذکر گردد. در این قسمت نیز تاریخ آخرین تعمیر اساسی باید آورده شود.

۵۵- تأیید نظر گروه نظارت: در این بخش نیز کارشناس گروه تخصصی، نظر ارائه‌شده توسط گروه نظارت را مورد بررسی قرار داده و آن را تصویب و یا رد می‌نمایند.

۵۶- نحوه استفاده از نظر گروه تخصصی: در این قسمت بیان می‌شود که نظر نهایی ارائه‌شده توسط گروه‌های تخصصی، مورد استفاده قرار بگیرد و یا اینکه فقط جهت اطلاع ارائه شده است.

در انتهای فرم نیز نوبت به مدیر دفتر فنی می‌رسد. در این قسمت از فرم، مدیر دفتر فنی در مورد هر یک از بندهای زیر باید تصمیم گرفته و بند مورد نظر را در صورت صلاح دید انتخاب نماید.

- تهیه گزارش
- جهت اطلاع
- حادثه بسیار مهم است
- طرح در جلسه هماهنگی
- اخذ گزارش فنی از نیروگاه
- بایگانی شود.

۵۷- گروه مسئول گزارش: در این بخش نیز مدیر دفتر فنی تعیین می‌کند که کدامیک از گروه‌های تخصصی مسئول تنظیم گزارش می‌باشند. کد این گروه‌ها در پیوست ۸ نوشته شده است.

در دفتر فنی شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی، مجموعه‌ای متشکل از گروه‌های زیر حوادث را بررسی و تصمیمات لازم را اتخاذ می‌کنند:

الف: گروه برنامه‌ریزی

مسئولیت برنامه‌ریزی تعمیرات دوره‌ای و اساسی واحدهای نیروگاه‌های مختلف با توجه به شرایط شبکه و واحدهای نیروگاهی بر عهده گروه برنامه‌ریزی است. این گروه، تعمیرات بدون برنامه (در اثر حادثه) را نیز برای خروج واحدها برنامه‌ریزی می‌کند.

ب: گروه‌های نظارت

برای هر یک از انواع نیروگاه‌ها اعم از بخاری، گازی و آبی یک گروه نظارت وجود دارد. نظارت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به گروه‌های بخاری و یا گازی ارجاع می‌شود.

omoorepeyman.ir

ج: گروه‌های تخصصی

گروه‌های تخصصی عبارتند از:

❖ برق

فعالیت این گروه در رابطه با تجهیزات الکتریکی نیروگاه مانند: کلیدخانه‌ها، تجهیزاتDC، ژنراتور و ترانسفورماتورها و غیره می‌باشد.

❖ مکانیک

تجهیزات مکانیکی نیروگاه از جمله بویلر، توربین، تجهیزات دوار، پمپ‌ها، دیزل‌ها و غیره زیر نظر این گروه می‌باشد.

❖ ابزار دقیق

مسئولیت تجهیزات ابزار دقیق، سیستم‌های کنترلی و اندازه‌گیری مانند: تجهیزات اندازه‌گیری فشار و دما و وایبریشن[1] را این گروه بر عهده دارد.

❖ شیمی

تهیه آب مقطر، آب خام، آب صنعتی، روغن‌ها و مواد مصرفی بر عهده این گروه است.

❖ محیط زیست

حوادثی که باعث آلودگی محیط زیست می‌شود به این گروه ارجاع داده می‌شود.

❖ خوردگی و مواد

بررسی عوامل خوردگی و متالوژی تجهیزات نیروگاهی و روش‌های جلوگیری و مقابله با آن بر عهده این گروه است.

❖ راه‌اندازی

مسئولیت بررسی و پیگیری حوادث واحدهای تازه تأسیس با گروه راه‌اندازی است و تا زمانی که واحد تحویل موقت نشده است به فعالیت‌های زیر می‌پردازد:

- جمع‌آوری اطلاعات حوادث واحدهای تازه تأسیس
- برنامه‌ریزی تعمیرات واحدهای جدید
- برنامه‌ریزی تهیه سوخت برای واحدهای جدید
- تحویل واحدهای جدید: گروه راه‌اندازی پس از نصب و راه‌اندازی اولیه یک واحد، (سنکرون شدن با شبکه، تغییرات بار واحد و راه‌اندازی آزمایشی واحد) طی مراحلی آن را از پیمانکار تحویل می‌گیرد.
- راه‌اندازی آزمایشی: این گروه با بررسی حوادث دوره راه‌اندازی اولیه، اجازه راه‌اندازی واحد را به پیمانکار می‌دهد. این واحد به مدت ۳۰ روز در اختیار دیسپاچینگ قرار می‌گیرد تا با نوسان‌های بار، آن را تست

[1] Vibration

omoorepeyman.ir

نماید. اگر مقدار محدودیت در این مدت کمتر از شرایط قراردادی باشد این واحد به طور موقت تحویل گرفته می‌شود و در غیر این صورت واحد مجدداً به مدت ۳۰ روز به طور آزمایشی راه‌اندازی می‌شود.

- تحویل موقت: در صورت موفقیت واحد در مرحله راه‌اندازی آزمایشی و در صورت عدم وجود اشکال عمده، این واحد به صورت موقت و با ضمانت یک ساله تحویل گرفته می‌شود. باید در مورد دستگاه‌هایی که در این مدت دچار حادثه می‌شوند، بحث شود و دوباره از ابتدا ضمانت گردند.
- تحویل دائم: پس از طی دوره موقت واحد به طور دائم توسط این گروه تحویل گرفته می‌شود.

❖ بهینه‌سازی

گروه بهینه‌سازی مسئولیت بهینه‌سازی و تعویض تجهیزات نیروگاه‌ها را بر عهده دارد و به بررسی حوادث نیروگاه می‌پردازد تا:

- زمانی که قطعه‌ای (مثل هیتر کهنه‌شده) نیاز به تعویض داشته باشد برای تعویض آن بودجه تخصیص داده و آن را خریداری کند.
- در صورت تکراری بودن حوادث، قطعات را بهینه‌سازی نماید.
- در صورت نیاز، طرح نیروگاه‌ها را (حتی نیروگاه‌های تازه تأسیس) بهینه‌سازی و اصلاح نماید.

همان‌گونه که مشاهده می‌شود، ۵۷ بند اطلاعاتی در این فرم‌ها وجود دارد که باید در یک حادثه مورد توجه قرارگرفته و اطلاعات آن‌ها تکمیل گردد. طبیعتاً با استفاده از این داده‌ها می‌توان گزارش‌های آماری متفاوتی را ارائه داد.

۲-۵-گزارش‌گیری بر اساس کاربرد اطلاعات ثبت شده برای حادثه

یکی از مهم‌ترین کارها پس از جمع آوری و ثبت حوادث تولید، پردازش اطلاعات بدست آمده و ارائه گزارش‌های گوناگون از آن‌ها می‌باشد. ثبت کامل اطلاعات حادثه در بررسی‌های بعدی و تحلیل حادثه بسیار مفید می‌باشد. یکی از مهم‌ترین مزایای ثبت کامل اطلاعات حادثه، تهیه گزارش‌های آماری- مدیریتی و فنی است. با تهیه این گزارش‌ها، عملکرد نیروگاه در طول بازه زمانی دلخواه بررسی می‌شود و پیشنهادهای مناسب برای جلوگیری از رخداد حادثه‌های مشابه داده می‌شود. لذا سیستم ثبت حوادث تولید باید به گونه‌ای باشد که امکان گزارش‌گیری بر اساس شاخص‌های مختلف قابل استخراج باشد. لازم به ذکر است که قالب گزارش باید به صورت یک فایل متنی باشد که قابلیت چاپ و همچنین قالب مناسب برای تحلیل آماری توسط نرم‌افزار اکسل را داشته باشد.

به طور کلی دو دسته گزارش از اطلاعات جمع‌آوری شده به دست می‌آید. دسته اول تحت عنوان گزارش‌های مدیریتی، گزارش‌هایی هستند که مستقیماً از روی داده‌های جمع‌آوری شده به دست می‌آید. دسته دوم این گزارش‌ها تحت عنوان شاخص‌های عملکرد، با انجام یک‌سری پردازش‌ها بر روی اطلاعات و تجزیه و تحلیل آن‌ها به دست می‌آید [۷]. در استاندارد IEEE-726 اصطلاحات فنی و شاخص‌های عملکرد که در گزارش‌گیری و ارزیابی قابلیت‌اطمینان

omoorepeyman.ir

(پایایی)، در دسترس بودن و توانایی تولید واحدهای تولید برق به کار می‌رود معرفی شده است. توضیحات مربوط به این استاندارد در پیوست ۹ نوشته شده است.

از بین گزارش‌های مختلف، گزارش‌های مربوط به کد پایایی و کد دستگاه حادثه دیده از مهم‌ترین و کاربردی‌ترین گزارش‌ها هستند. زیرا مطالعات پایایی نیروگاه بر اساس این اطلاعات باید انجام شود. یکی دیگر از مهم‌ترین گزارش‌ها، گزارش جامع حوادث هر نیروگاه بر اساس کدهای پایایی است که می‌توان آن را تهیه نمود. مثلاً تعداد حادثه کد پایایی FO و توضیحاتش که مربوط به خروج اضطراری است را می‌توان در بازه زمانی دلخواه و برای هر نیروگاه تعیین کرده و وضعیت قابلیت اطمینان آن نیروگاه را بررسی نمود. همچنین از طریق کد دستگاه ثبت شده در گزارش حادثه، می‌توان تعیین نمود که چه تجهیزاتی بیشتر دچار حادثه شده و بدین ترتیب دوره تعمیرات و نگهداری آن را تعیین کرد. ضریب خروج واحدها شاخص مهم دیگری است که گزارش آن کمک شایانی در مطالعات پایایی خواهد کرد.

۲-۵-۱- گزارش‌های مدیریتی

با توجه به داده‌های جمع‌آوری شده، گزارش‌های مدیریتی متنوعی در خصوص عملکرد واحدهای تولید می‌توان تهیه نمود که برخی از آن‌ها در ادامه معرفی می‌شود [۷].

۲-۵-۱-۱- خلاصه گزارش حوادث نیروگاه

در این گزارش با توجه به انتخاب بازه زمانی مورد نیاز برای گزارش و همچنین نام نیروگاه مورد نظر، می‌توان لیست کلیه حوادث را مشاهده کرد. سپس با انتخاب هرکدام از این حوادث، می‌توان شرح کاملی از مطالب یادداشت شده توسط بخش‌های مختلف را مطابق با فرم‌های جمع‌آوری اطلاعات مشاهده نمود. این گزارش‌ها برای تعیین شاخص‌های پایایی نیروگاه مانند FOR بسیار مناسب هستند.

۲-۵-۱-۲- گزارش مغایرت‌های دیسپاچینگ با نیروگاه

در این گزارش نیز با توجه به شماره حادثه مورد نظر، می‌توان نظرات ارائه شده توسط واحد دیسپاچینگ، نیروگاه و همچنین گروه نظارت را مشاهده نمود و سپس با مقایسه آن‌ها، مغایرت‌های بین این نظرات را تعیین نمود. این گزارش‌ها برای رفع ابهاماتی مانند اختلافاتی که بین نیروگاه و معاونت بازار برق در اثر حادثه رخداده به وجود آمده، بسیار مفید هستند. بدین منظور از این گزارش‌ها باید استفاده نمود تا حساب‌های مالی به صورت دقیق محاسبه شوند.

۲-۵-۱-۳- گزارش نقش تجهیزات نیروگاه‌ها در ایجاد حوادث

در این گزارش نیز می‌توان بر حسب تجهیزات گوناگون، حوادث به وقوع پیوسته در یک نیروگاه و یا کل نیروگاه‌ها را تعیین نمود. با استفاده از این گزارش نقش تجهیزات گوناگون در حوادث نیروگاه‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد.

omoorepeyman.ir

۲-۵-۱-۴- گزارش برگ شناسه حوادث نیروگاه

با استفاده از این گزارش می‌توان با انتخاب هر حادثه، آخرین وضعیت حادثه و فعالیت‌های انجام شده مرتبط با آن را تعیین نمود.

۲-۵-۱-۵- گزارش حوادث نیروگاه‌ها به تفکیک واحد

در این گزارش به بررسی وضعیت نسبی عملکرد واحدهای مختلف یک نیروگاه پرداخته می‌شود. با انتخاب نیروگاه مربوطه و دوره گزارش‌گیری می‌توان واحدهای مختلف را از لحاظ تعداد حوادث، زمان خروج معادل و همچنین میزان انرژی تولید نشده مورد مقایسه قرار داد. این گزارش برای محاسبه شاخص‌های پایایی هر واحد نیروگاهی مانند شاخص FOR بسیار مفید است.

۲-۵-۱-۶- گزارش انرژی غیر قابل تولید به تفکیک کد پایایی

در این گزارش نیز با انتخاب یک یا چند کد پایایی خاص، میزان انرژی غیر قابل تولید برای یک و یا چند نیروگاه خاص در یک بازه زمانی مشخص تعیین می‌شود.

۲-۵-۱-۷- گزارش انرژی تولید نشده ناشی از سیستم‌ها

در این گزارش میزان انرژی تولید نشده واحدها به تفکیک سیستم‌های حادثه دیده تعیین می‌گردد. با استفاده از این گزارش می‌توان تعیین نمود که کدامیک از سیستم‌ها بیشترین تاثیر را بر میزان انرژی غیر قابل تولید داشته‌اند.

۲-۵-۱-۸- گزارش انرژی غیر قابل تولید به تفکیک نام نیروگاه (به ازای واحد)

در این گزارش میزان انرژی تامین نشده توسط واحدهای مختلف هر نیروگاه تعیین می‌شود. تفاوت این گزارش و گزارش "انرژی تولید نشده ناشی از سیستم‌ها" این است که در جدول‌های این گزارش امکان مشاهده عملکرد هر واحد باید وجود داشته باشد و می‌توان واحدهای مختلف را با یکدیگر مقایسه نمود، لیکن در گزارش "انرژی تولید نشده ناشی از سیستم‌ها" عملکرد کل نیروگاه مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

۲-۵-۱-۹- جدول مجموع انرژی غیر قابل تولید ناشی از سیستم‌ها به تفکیک واحد

در این گزارش نیز همانند گزارش "انرژی تولید نشده ناشی از سیستم‌ها" میزان انرژی غیر قابل تولید ناشی از سیستم‌ها تعیین می‌گردد با این تفاوت که در این گزارش می‌توان به تفکیک سیستم‌های مختلف، میزان این انرژی را تعیین کرد. در این‌حالت با انتخاب نوع سیستم‌ها می‌توان میزان انرژی غیر قابل تولید را برای نیروگاه‌ها و یا مجموعه‌ای از آن‌ها محاسبه کرد.

omoorepeyman.ir

۲-۵-۲- گزارش شاخص‌های عملکرد واحدهای نیروگاهی

این شاخص‌ها همانند آنچه که در مراجع بین‌المللی آورده شده است، به سه بخش اصلی تقسیم می‌شوند. بخش اول شاخص‌های مربوط به زمان عملکرد واحد یا کل نیروگاه است. بخش دوم شاخص‌های مربوط به نحوه عملکرد واحدهای تولید یا کل نیروگاه بوده و نهایتاً در بخش سوم شاخص‌های مربوط به توان و انرژی واحد یا کل نیروگاه تعریف می‌شود. طبیعتاً با انتخاب یک یا چند واحد و یا یک یا چند نیروگاه، شاخص موردنظر و همچنین بازه زمانی منتخب، گزارش موردنظر بدست می‌آید [۷].

۲-۵-۲-۱- شاخص‌های زمان عملکرد

۲-۵-۲-۱-۱- کل زمان خروج اضطراری (ساعت)

این شاخص نشان‌دهنده کل زمان‌هایی می‌باشد که واحد تولید در یک دوره زمانی مشخص (مانند سال) دارای کدهای عملکرد FE، FP، FO، RLE، RLF، LE و LF بوده است.

۲-۵-۲-۱-۲- کل زمان خروج بابرنامه (ساعت)

این شاخص نشان‌دهنده کل زمان‌هایی می‌باشد که واحد تولید در یک دوره زمانی مشخص (مانند سال) دارای کدهای عملکرد RLP، LP و P بوده است.

۲-۵-۲-۱-۳- کل زمان خروج بدون برنامه (ساعت)

این شاخص نشان‌دهنده کل زمان‌هایی می‌باشد که واحد تولید در یک دوره زمانی مشخص (مانند سال) دارای کدهای عملکرد شاخه های RLUP، LUP و F بوده است.

۲-۵-۲-۱-۴- کل زمان عملکرد واحد (ساعت)

این شاخص نشان‌دهنده مجموع زمان‌هایی می‌باشد که واحد تولید در یک دوره زمانی مشخص (مانند سال) در مدار دارای عملکرد بوده و دارای کدهای عملکرد شاخه S شامل SO, SR, LF1 ,LF2, LA, LQ, LG1, LG2, LG3 LG4, LG5, LC, LW, LD, LP باشد. طبیعتاً با جمع کردن زمان عملکرد واحد در این کدهای عملکرد، کل زمان عملکرد واحد تعیین می‌گردد.

۲-۵-۲-۱-۵- کل زمان خروج واحد (ساعت)

این شاخص نشان‌دهنده مجموع زمان‌هایی می‌باشد که واحد تولید در یک دوره زمانی مشخص (مانند سال) از مدار خارج بوده و دارای کدهای عملکرد شاخه NA شامل FG5, FC, FW, FA, FO, FP, FS, FQ, FG1, FG2, FG3, FG4

omoorepeyman.ir

FD, PO, PM, PW, PB, PP, PD باشد. طبیعتاً با جمع کردن زمان خروج واحد با این کدهای عملکرد، کل زمان خروج واحد تعیین می‌گردد.

۲-۵-۲-۱-۶- کل زمان عملکرد معادل واحد (ساعت)

این شاخص نیز نشان‌دهنده مجموع زمان‌هایی می‌باشد که واحد تولید در یک دوره زمانی مشخص (مانند سال) در مدار دارای عملکرد باشد. لیکن در محاسبه این زمان، در تمام حالاتی که واحد با بخشی از توان خود در مدار بوده است، از زمان عملکرد معادل برای لحاظ نمودن زمان عملکرد استفاده می‌شود.

۲-۵-۲-۱-۷- کل زمان خروج معادل واحد (ساعت)

این شاخص نیز نشان‌دهنده مجموع زمان‌هایی می‌باشد که واحد تولید در یک دوره زمانی مشخص (مانند سال) از مدار خارج بوده و یا محدودیت تولید داشته است.

۲-۵-۲-۲- شاخص‌های نحوه عملکرد

۲-۵-۲-۲-۱- نرخ خرابی

این عدد بیان‌کننده‌ی نرخ ورود واحد به حالات خروج اضطراری می‌باشد که با تقسیم تعداد حالات ورود به کد FO از کدهای شاخه S، تقسیم بر کل زمان عملکرد واحد با کدهای شاخه S بدست می‌آید و در نهایت در عدد ۸۷۶۰ (برای یک سال) ضرب می‌گردد.

۲-۵-۲-۲-۲- نرخ خروج اضطراری (FOR)

این شاخص بیان‌کننده نرخ خروج واحد تولید در حالات اضطراری می‌باشد.

۲-۵-۲-۲-۳- نرخ خروج اضطراری عملی اصلاح شده به واسطه محدودیت بار (DAPFOR)

این شاخص بیان‌کننده نرخ خروج عملی واحد تولید می‌باشد که زمان‌های مربوط به آن با توجه به محدودیت بار اصلاح شده‌اند.

۲-۵-۲-۲-۴- ضریب عدم توانایی واحد

این ضریب نشان‌دهنده نسبت کل زمان خروج معادل یک واحد برحسب ساعت بر تعداد کل ساعات عملکرد واحد می‌باشد.

omoorepeyman.ir

۲-۵-۲-۲-۵- ضریب خروج ناشی از تعمیرات

این ضریب نشان‌دهنده میزان تعمیرات انجام شده بر روی واحد می‌باشد. طبیعتاً هرچه مقدار این ضریب کوچک‌تر باشد، نشان می‌دهد که واحد در سلامت بیشتری بوده است. البته این به شرطی است که برنامه تعمیرات در نظر گرفته شده برای واحدهای تولید به موقع اجرا شود.

۲-۵-۲-۲-۶- ضریب خروج با هماهنگی

این ضریب نشان‌دهنده درصد خروج با هماهنگی یک واحد در طول دوره عملکرد آن می‌باشد.

۲-۵-۲-۳- شاخص‌های توان و انرژی

شاخص‌های توان و انرژی به تعداد هشت شاخص و به شرح زیر می‌باشند [۷]:

- حداکثر توان قابل تولید
- متوسط توان تولیدی
- انرژی تولید شده
- متوسط انرژی تولید شده
- انرژی تامین نشده به دلیل عوامل اضطراری
- انرژی تامین نشده به دلیل خروج بابرنامه
- انرژی تامین نشده به دلیل خروج بدون برنامه
- انرژی تامین نشده در حالت رزرو

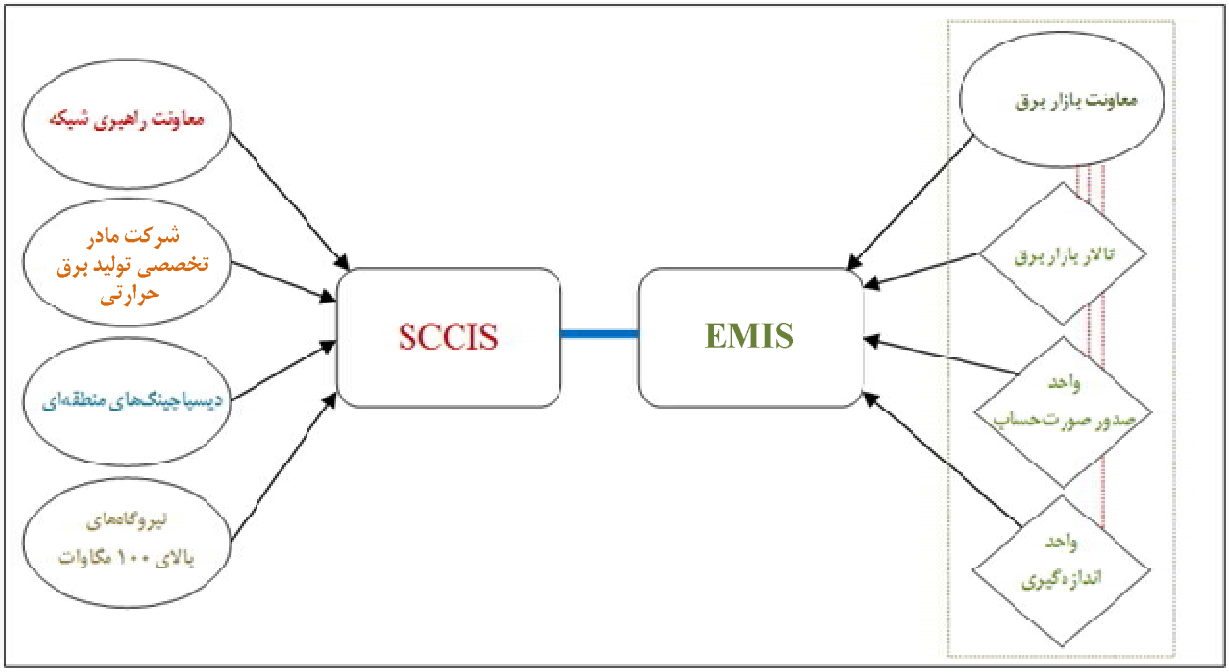
۲-۶- ثبت اطلاعات و گزارش حادثه از دیدگاه بازار برق

رخدادهای بهره‌برداری شامل حوادث و وقایع را می‌توان بر اساس معیارهای متفاوت دسته‌بندی نمود ولی عموماً از دیدگاه بازار، بررسی آثار مالی این وقایع از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. لذا چنانچه آثار مالی این رخدادها در صورت‌حساب‌های بازیگران به دقت لحاظ نشود، موجب اعمال سودها و ضررهای تحمیلی و ناخواسته شده و چه بسا در برخی موارد منجر به اعتراض بازیگران گردد.

در این بخش، نحوه تبادل اطلاعات بین معاونت راهبری شبکه برق (مرکز دیسپاچینگ ملی ایران) و معاونت بازار و تعاملات آن‌ها با شرکت‌های مدیریت تولید برق با ظرافت بیشتری مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته است. از آنجایی که در حال حاضر نرم‌افزار SCCIS محوریت تبادل اطلاعات این دو معاونت را بر عهده دارد لذا مطالب این بخش بر نوع اطلاعات ثبت شده در این نرم‌افزار و همچنین داده‌های موجود در گزارش‌های خروجی آن تکیه دارد. عمده اهداف استفاده از نرم‌افزار SCCIS در مرکز دیسپاچینگ ملی را می‌توان ثبت اطلاعات عملکرد و خروجی‌ها بر شمرد [۹].

omoorepeyman.ir

در حال حاضر نرم‌افزار SCCIS محوریت تبادل اطلاعات بین مرکز دیسپاچینگ ملی و معاونت بازار و همچنین دیگر بازیگران فعال در بازار برق را بر عهده دارد. این نرم‌افزار هیچگونه قابلیت تحلیل و آنالیز اطلاعات ورودی خود را نداشته و اصولاً با این هدف نیز طراحی نشده است. بلکه تنها به عنوان یک پایگاه داده توسط معاونت راهبری شبکه برق ایران به منظور تسهیل در ثبت اطلاعات وقایع بهره‌برداری و نهایتاً تهیه گزارش‌های اتفاقات و در نتیجه افزایش رؤیت‌پذیری شبکه به‌کار گرفته شده است. در مقابل معاونت بازار نیز به منظور کسب داده‌های ورودی مورد نیاز نرم‌افزار تعیین آرایش تولید خود به طور غیر مستقیم از این پایگاه اطلاعاتی استفاده می‌نماید. علت بیان واژه غیرمستقیم به این دلیل است که معاونت بازار از پایگاه داده دیگری تحت عنوان EMIS استفاده می‌کند که علاوه بر ذخیره اطلاعات دریافتی از واحد اندازه‌گیری، با برقراری ارتباط نرم‌افزاری با SCCIS کلیه داده‌های آن را نیز به پایگاه ذخیره‌سازی خود منتقل نموده و آن را در اختیار بخش‌های مختلف بازار از جمله تالار بازار برق، واحد صدور صورت‌حساب‌های بازار برق و همچنین دفتر رسیدگی به اعتراضات قرار می‌دهد. شکل (۲-۵) نحوه دسترسی مرکز (بهره‌بردار سیستم) و بازار (بهره‌بردار بازار) و دیگر نهادهای مرتبط به اطلاعات ثبت شده به روشنی نشان می‌دهد.



شکل ۲-۵: نحوه دسترسی اعضای مختلف بازار به اطلاعات ثبت شده

همانطور که در این شکل نشان داده شده است نهادهایی که علاوه بر معاونت راهبری شبکه مستقیماً به پایگاه اطلاعاتی SCCIS دسترسی دارند عبارتند از: دفتر فنی تولید شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی، دیسپاچینگ‌های منطقه‌ای و تمامی نیروگاه‌های با ظرفیت بیش از ۱۰۰ مگاوات. پس از انتقال اطلاعات مورد نیاز بازار به پایگاه داده EMIS، تنها سه بخش تالار بازار برق، واحد صدور صورت‌حساب و واحد اندازه‌گیری که زیرمجموعه معاونت مخابرات

omoorepeyman.ir

شرکت مدیریت شبکه برق ایران محسوب می‌شوند به آن دسترسی داشته و اطلاعات مورد نظر خود را تنها با توجه به نیاز خود از آن اکتساب می‌نمایند. علت استفاده از پایگاه داده EMIS انطباق نرم‌افزاری آن با نرم‌افزار اجرای بازار می‌باشد چرا که به راحتی با این نرم‌افزار سازگار بوده و تمامی داده‌های ورودی آن را مطابق با فرمت مورد نیاز آن در اختیار برنامه بازار قرار می‌دهد.

در یک دسته‌بندی کلی انواع گزارش‌های دریافتی از نرم‌افزار SCCIS عبارتند از [۹]:

- گزارش‌های مرکز کنترل
- نمودار بار مناطق
- خلاصه گزارش
- گزارش‌های آمار
- اطلاعات اجزای شبکه
- گزارش‌های برنامه‌ریزی تولید
- گزارش لحظه پیک
- گزارش بار مناطق
- گزارش ۱۲ برگی
- واحدهای خارج از مدار
- گزارش اتفاقات
- اطلاعات پایه شبکه
- گزارش هفتگی
- گزارش روزانه‌ی تولید
- گزارش لحظه پیک (فرمت قدیمی)

لازم به ذکر است که نیروگاه‌های بالای ۱۰۰ مگاوات و دیسپاچینگ‌های منطقه‌ای به منظور ارسال درخواست‌های خروج و تعمیرات خود و همچنین درج اطلاعات تولید و تبادل، به نرم‌افزار SCCIS دسترسی داشته و موظف می‌باشند تا درخواست تعمیرات خود را بنا بر ضرورت و اطلاعات مربوط به تولید و تبادل انرژی را هر ۶ ساعت در نرم‌افزار SCCIS ثبت نمایند این در حالی است که کارشناسان مرکز کنترل در هر لحظه از زمان بهره‌برداری که با واقعه‌ای قابل توجه مواجه شوند موظف خواهند بود تا در همان زمان، گزارش اتفاق را در این نرم‌افزار ثبت نمایند. توضیحات تکمیلی در رابطه با نحوه ثبت و انتشار گزارش حوادث تولید در شرکت مدیریت شبکه برق ایران در پیوست ۱۰ ارائه شده است.

۲-۷-جمع‌بندی

در حال حاضر در کشور ایران، نهادهای شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی، معاونت‌های مختلف شرکت مدیریت شبکه برق ایران، شرکت‌های برق منطقه‌ای و نیروگاه‌ها وظیفه ثبت و گزارش حوادث تولید را برعهده و در طی وقوع یک حادثه باید با یکدیگر ارتباط داشته باشند. اولین مرحله در هنگام وقوع یک حادثه، ارائه گزارش شفاهی از طریق تلفن است که توسط اپراتور مسئول نیروگاه انجام می‌شود. همچنین لازم است که بستر مخابراتی برای اطلاع‌رسانی پیامکی هم فراهم شود. در گزارش اولیه حادثه باید اطلاع کلی درباره مشاهدات و شرایط قبل و بعد از حادثه به دیسپاچینگ ملی ارائه شود. بعد از ارائه گزارش شفاهی باید اطلاعات کامل حادثه در سامانه"ثبت حوادث نیروگاه‌های کشور" ثبت شود و

omoorepeyman.ir

مراحل کامل گزارش حادثه در سه مسیر نیروگاه، برق منطقه‌ای و ستاد طی شود. از طرفی در شرکت مدیریت شبکه برق ایران، نرم‌افزار SCCIS به منظور ثبت وقایع بهره‌برداری در معاونت راهبری تهیه شده و ثبت اطلاعات شرکت‌کنندگان در بازار و همچنین وقایع بهره‌برداری شبکه انتقال و تولید، در این نرم‌افزار انجام می‌شود. این نرم‌افزار دارای یک بخش ثبت اطلاعات حوادث تولید و گزارش‌گیری از آن‌ها است. از آنجایی که این نرم‌افزار با هدفی کلی طراحی شده لذا به دقت سامانه "ثبت حوادث نیروگاه‌های کشور" اطلاعات حوادث تولید را ثبت نمی‌کند. به همین دلیل پیشنهاد می‌شود که طبق توضیحات داده شده در این فصل، همه نهادهای مسئول در ثبت و گزارش حادثه که در رویه حاضر معرفی شده‌اند، اطلاعات کامل حادثه را در سامانه "ثبت حوادث نیروگاه‌های کشور" ثبت نمایند و با یکدیگر تعامل داشته باشند. همچنین به منظور جلوگیری از موازی کاری، پیشنهاد می‌شود که این دو سامانه با یکدیگر ترکیب شوند. بدین معنی که یک سامانه جامع‌تر تهیه شود که همه بخش‌های هر دو نرم‌افزار را در بر می‌گیرد و قابل استفاده برای کارشناسان همه بخش‌های مرتبط در شرکت‌های مدیریت شبکه برق ایران، شرکت مادرتخصصی تولید برق حرارتی و معاونت هماهنگی انتقال توانیر باشد. لذا بدین وسیله یک سامانه جامع تهیه شده که جایگزین سامانه‌های بعضاً ناقص فعلی می‌شود تا یک بانک اطلاعاتی کامل از حوادث تولید و گزارش آن‌ها در صنعت برق کشور تهیه شود.

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

فصل ۳

رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه انتقال

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

مقدمه

با توجه به روند رو به رشد مصرف انرژی الکتریکی، شبکه انتقال برق کشور روز به روز گسترده‌تر شده و لذا احتمال بروز خطا در آن افزایش می‌یابد. نظر به اینکه تحویل انرژی الکتریکی با کیفیت مناسب و بدون وقفه از جمله مهم‌ترین وظایف و اهداف وزارت نیرو و شرکت‌های برق منطقه‌ای می‌باشد، بنابراین بررسی حوادث شبکه به منظور شناسایی عوامل به وجود آورنده خطا و جلوگیری از تکرار حوادث مشابه، امری اجتناب‌ناپذیر است. امروزه بررسی و تحلیل حوادث با استفاده از سیستم‌های مکانیزه و هوشمند ثبت خطا، با دقت و سهولت بیشتری انجام می‌پذیرد. موضوع بررسی و تحلیل حوادث از سال‌ها قبل توسط شرکت‌های برق منطقه‌ای و معاونت هماهنگی انتقال توانیر انجام و این مسئله با رویکرد جدید از سال ۸۵ در شرکت مدیریت شبکه برق ایران پیگیری و دنبال شده است.

شرکت مدیریت شبکه برق ایران مسئول بهره‌برداری از شبکه انتقال و حفظ امنیت آن بوده و مهم‌ترین نهاد در بررسی حوادث شبکه انتقال محسوب می‌شود. معاونت راهبری شبکه برق و معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه در این شرکت از بخش‌های مسئول در پایش و تهیه گزارش‌های حوادث شبکه هستند. هر یک از این دو معاونت با توجه به شرح وظایفشان، گزارش‌های حوادث شبکه را تهیه می‌نمایند. تهیه گزارش‌های روزانه حوادث شبکه نیز از جمله وظایف مراکز دیسپاچینگ است. این گزارش‌ها شامل شرح کوتاه حادثه، زمان وقوع و خاتمه گزارش حادثه و اطلاعاتی از این قبیل می‌باشند. در بخش معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه، حوادث مهم شبکه مورد مطالعه و بررسی قرار می‌گیرند تا علت وقوع آن‌ها به طور دقیق تعیین شود. در طی فرایند پایش و تحلیل حادثه ممکن است که جلسات متعددی با کارشناسان شرکت‌های برق منطقه‌ای مربوطه برگزار گردد تا بررسی و تجزیه و تحلیل مناسبی از حادثه صورت بگیرد و گزارش حادثه تکمیل گردد. بنابراین روند ثبت اولیه حادثه، پایش حادثه و در نهایت گزارش آن امری بسیار مهم است که در بهره‌برداری هرچه بهتر شبکه برق کمک می‌کند. بدین منظور معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه شرکت مدیریت شبکه برق ایران هر ساله یک گزارش از بررسی حوادث شبکه انتقال ارائه می‌دهد که در آن، شاخص‌های پایایی شبکه، عمکرد برق‌های منطقه‌ای و تعداد و علل حوادث رخ داده در هر منطقه را بررسی می‌نماید.

۳-۱- تعاریف

تعاریف ارائه شده در بند ۲-۱ فصل دوم که مربوط به سطح تولید بود، در سطح شبکه انتقال که در این فصل توضیح داده می‌شود، صادق هستند. با این تفاوت که تعریف حادثه در سطح انتقال متفاوت است و باید توضیح داده شود [۱۰].

۳-۱-۱- تعریف حادثه

حادثه عبارت است از خروج ناخواسته تجهیز پست یا خط انتقال به صورت خودکار یا اضطراری یا بر اثر خطای عامل انسانی.

omoorepeyman.ir

۳-۱-۲- نوع حادثه

حوادث شبکه اصلی برق کشور در ۲ گروه حوادث عادی و حوادث عمده دسته‌بندی می‌گردند.

۳-۱-۲-۱- حوادث عادی

در گزارش‌های ادواری، حوادث شبکه از نظر بروز خاموشی، گسترش یا عدم گسترش آن‌ها به ۴ دسته ذیل تقسیم می‌شوند.

- حادثه نوع اول: قطع ناخواسته تجهیزات بدون ایجاد خاموشی
- حادثه نوع دوم: حادثه گسترش یافته بدون ایجاد خاموشی
- حادثه نوع سوم: قطع ناخواسته تجهیزات همراه با ایجاد خاموشی
- حادثه نوع چهارم: حادثه گسترش یافته همراه با ایجاد خاموشی

۳-۱-۲-۱-۱- حادثه گسترش یافته

به حادثه‌ای که در اثر خروج یک تجهیز، واحد نیروگاهی و یا بروز شرایط غیر عادی شبکه، تجهیزات یا واحدهای نیروگاهی دیگری از مدارخارج شوند، حادثه گسترش یافته اطلاق می‌شود.

۳-۱-۲-۲- حوادث عمده

این دسته از حوادث، شامل حوادث عمده نیروگاهی و حوادث عمده شبکه‌ی انتقال سراسری یا ناحیه‌ای می‌گردد.

۳-۱-۲-۲-۱- حادثه عمده نیروگاهی

حادثه عمده نیروگاهی، حادثه‌ای است که خروج خودکار یا اضطراری یک یا چند واحد نیروگاهی منجر به بروز حداقل یکی از شرایط ذیل گردد.

- عملکرد پله اول رله‌های حذف بار فرکانسی شبکه (۴۹/۴ هرتز)
- از دست رفتن حداقل ۱۰۰۰ مگاوات تولید

۳-۱-۲-۲-۲- حادثه عمده شبکه سراسری یا ناحیه‌ای

الف: حادثه عمده ناحیه‌ای

حادثه‌ای است که جزیره‌ای شدن یا قطع بخش بزرگی از شبکه انتقال و نیروگاه‌های شبکه در محدوده چند دیسپاچینگ منطقه‌ای، منجر به بروز یکی از شرایط ذیل گردد.

- خروج ناگهانی حداقل ۲ درصد بار یا تولید شبکه
- عملکرد رله‌های فرکانسی (تغییرات فرکانس خارج از بازه ۴۹/۴ تا ۵۰/۵ هرتز)

omoorepeyman.ir

ب: حادثه عمده سراسری

حوادث حادی که بخش عمده‌ای از شبکه (بیش از ۵۰٪) یا تمامی شبکه تحت تاثیر و شدت حادثه بی‌برق شوند، حادثه عمده سراسری گفته می‌شود.

۳-۱-۲-۳- داده

اطلاعات خام بدست آمده از منابع مختلف را داده می‌نامند.

۳-۱-۲-۴- اطلاعات

با توجه به اینکه داده‌های به دست آمده از منابع مختلف برای تحلیل حوادث کافی نمی‌باشند، لازم است عملیات و پردازش‌های لازم بر روی داده‌های مذکور صورت پذیرد تا این داده‌ها در بررسی و تحلیل حادثه قابل استفاده گردند. خروجی این فرآیند، اطلاعات نامیده می‌شود.

۳-۲-فرآیند بررسی و تحلیل حادثه

در زمان بروز حادثه در شبکه اصلی برق کشور، دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای ذیربط با کمک و همکاری معاونت‌های بهره‌برداری شرکت‌های برق منطقه‌ای، نیروگاه‌ها و واحدهای مسئول و ذیربط در ستاد هر ناحیه موظف می‌باشند در مرحله نخست با انجام بررسی‌های اولیه و شناخت علت بروز حادثه، در اسرع وقت شبکه را به حالت عادی درآورده و در مرحله بعد، بررسی‌های جامعی به منظور ریشه‌یابی علت شروع حادثه و رفع عواقب حادثه توسط واحدهای ذیربط به شرح ذیل به عمل آورده و گزارش‌های لازم را تهیه نمایند [۱۰].

- شناخت دقیق و جامع حادثه
- بررسی و شناخت علت و یا علل توسعه‌ی حادثه
- راه‌حل‌های موقت رفع آثار حادثه
- راه‌حل‌های دائمی رفع آثار حادثه
- بررسی و شناخت راه‌های جلوگیری از تکرار حادثه مشابه
- پیگیری جهت انجام اصلاحات پیشنهادی و مورد نیاز در نیروگاه‌ها و شبکه

برای انجام مراحل فوق الذکر، انجام اقدامات ذیل ضروری است:

- جمع‌آوری داده‌ها
- تبدیل داده‌ها به اطلاعات
- آنالیز اطلاعات و تجزیه و تحلیل حادثه

omoorepeyman.ir

۳-۲-۱- منابع جمع‌آوری داده‌ها و تجهیزات پایش حوادث

منابع مختلفی برای جمع‌آوری داده‌های مورد نیاز و پایش حوادث وجود دارند که عبارتند از [۱۰]:

- گزارش‌های دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای و واحدهای بهره‌برداری
- سیستم SCADA[1]
- واحدهای اندازه‌گیری فازوری[2]
- سیستم ثبات وقایع[3]
- ثبات خطا[4]
- رله‌های جدید نوع نیومریک مجهز به ثبات خطا
- نقشه‌های تک خطی (SLD) و حفاظتی[5] (PSLD) تجهیزات پست و نیروگاه
- فایل تنظیمات رله‌های حفاظتی
- سایر منابع

از این تجهیزات و منابع موجود باید به مقتضی شرایط برای پایش حوادث استفاده کرد. لازم به ذکر است که نصب تجهیزات جدید پایش حوادث و تنظیمات مربوط به آن‌ها باید با هماهنگی شرکت مدیریت شبکه برق ایران انجام شود. توضیحات تکمیلی و الزامات مربوط به تجهیزات پایش حوادث در فصل ۵ نوشته شده است.

۳-۳- عوامل بروز حادثه

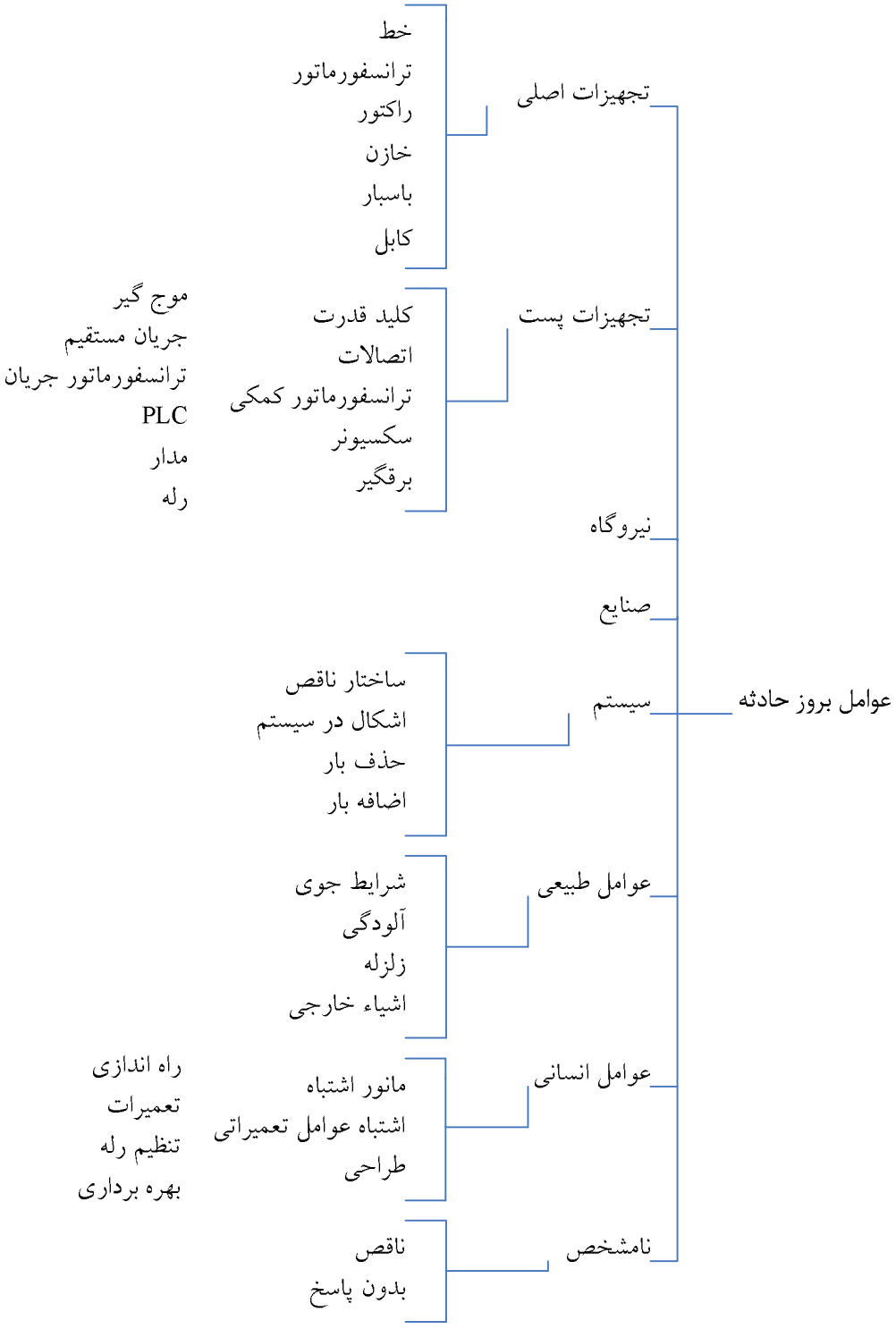
عوامل مختلف فنی و غیر فنی منجر به بروز حادثه در شبکه انتقال خواهد شد. دفتر مطالعات و حفاظت معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه شرکت مدیریت شبکه برق ایران در گزارش‌های سالیانه‌ی خود از حوادث شبکه سراسری، برخی از مهم‌ترین و شایع‌ترین عوامل بروز حوادث و همچنین تجهیزاتی را که حادثه ممکن است بر روی آن‌ها رخ دهد و یا از عملکرد نادرست آن‌ها نشات بگیرد، معرفی نموده که در شکل (۳-۱) نشان داده شده است [۱۱].

۳-۴-گزارش اولیه حادثه

گزارش اولیه و سریع حادثه نقش به سزایی در حفظ پایداری شبکه و همچنین اقدامات اصلاحی در هنگام وقوع حادثه و بعد از آن دارد. به همین دلیل اطلاعات مختصر و در عین حال جامعی درباره حادثه باید هرچه سریع‌تر در اختیار نهادهای مربوط به بهره‌برداری شبکه انتقال برسد.

[1] Supervisory Control and Data Acquisition
[2] Phasor Measurement Unit
[3] Sequence of Event Recorder
[4] Fault Recorder
[5] Protection Single Line Diagram

omoorepeyman.ir



شکل ۳-۱: عوامل بروز حادثه طبق گزارش حوادث دفتر مطالعات و حفاظت معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه شرکت مدیریت شبکه برق ایران

omoorepeyman.ir

۳-۴-۱- گزارش اولیه حادثه خطوط انتقال

۳-۴-۱-۱- گزارش تلفنی

دیسپاچینگ مناطق و همچنین دیسپاچینگ ملی، شبکه انتقال را به صورت برخط پایش می‌کنند و لذا به محض وقوع حادثه در روی خطوط انتقال، از آن اطلاع می‌یابند. سریع‌ترین سازوکار برای گزارش اولیه حادثه استفاده از ارتباط تلفنی است. لذا اپراتورهای دیسپاچینگ باید از طریق ارتباط مکالماتی وقوع حادثه را به شرکت برق منطقه‌ای مربوطه اطلاع دهند تا تیم‌های تعمیرات اعزام شوند. در مکالمه تلفنی باید حداقل مطالب زیر گفته شود:

- نام تماس‌گیرنده و دریافت‌کننده
- تاریخ و زمان
- نام خط انتقال حادثه دیده
- محل حادثه
- وضعیت شبکه قبل و بعد از وقوع حادثه
- عملکرد رله‌ها و سیستم‌های حفاظتی در زمان حادثه و تنظیمات نقطه کار و قطع رله‌های فوق‌الذکر
- اقدامات به عمل آمده و یا مانورهای مورد نیاز

گزارش عملکرد رله‌ها و سیستم‌های حفاظتی باید مطابق با بند ۲-۴-۱-۱ فصل دوم همین رویه باشد.

یکی از حوادثی که ممکن است در ایستگاه و مراکز دیسپاچینگ اتفاق بیافتد، قطع ارتباط مکالماتی است. روش عملیات در هنگام وقوع قطع ارتباط مکالماتی در "دستورالعمل ثابت بهره‌برداری" معرفی و در پیوست ۱ این رویه نوشته شده است. لذا همه مراکز و ایستگاه‌ها موظف به انجام این رویه در هنگام وقوع حادثه قطع ارتباط مکالماتی هستند.

۳-۴-۱-۲- گزارش پیامکی

برای این منظور باید با همکاری شرکت مخابرات سازوکاری اندیشیده شود تا یک سیستم پیامکی مناسب راه‌اندازی شده و شماره تلفن‌هایی که باید به آن‌ها پیامک زده شود در آن سامانه ثبت گردد. هم‌اکنون چنین سامانه‌ای در کشور وجود دارد که حداقل الزامات محتویات پیامک و افراد گیرنده آن در ذیل نوشته شده است.

پیامک خلاصه گزارش حادثه باید شامل موارد زیر باشد:

- تاریخ و زمان
- نام خط انتقال حادثه دیده
- محل حادثه
- مقدار توان قطع شده
- علت حادثه

omoorepeyman.ir

- وضعیت کلیدها قبل و بعد از وقوع حادثه
- خلاصه اتفاقات به وقوع پیوسته
- اقدامات به عمل آمده و یا مانورهای مورد نیاز جهت ایزوله کردن دستگاه حادثه دیده

این پیامک باید حداقل به افراد حقوقی زیر ارسال شود. البته محدوده دریافت‌کنندگان پیامک می‌تواند متناسب با نوع و گسترش حادثه و همچنین بنا به نیاز افزایش یابد.

- مسئول مربوطه در شرکت برق منطقه‌ای
- مسئول مربوطه در شرکت‌های برق منطقه‌ای مجاور و تحت تاثیر قرار گرفته
- مسئول مربوطه در نیروگاه‌های مجاور و تحت تاثیر قرار گرفته
- مسئول مربوطه در دیسپاچینگ منطقه‌ای
- مسئول مربوطه در دیسپاچینگ ملی
- مسئول مربوطه در شرکت‌های توزیع تحت تاثیر قرار گرفته
- مسئول مربوطه در معاونت بازار برق شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- مسئول مربوطه در معاونت برنامه‌ریزی شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- مسئول مربوطه در دفتر فنی و نظارت انتقال شرکت مادر تخصصی توانیر
- و... در صورت نیاز

۳-۴-۲- گزارش اولیه حادثه پست‌های انتقال

۳-۴-۲-۱- گزارش تلفنی

در لحظات اولیه پس از وقوع حادثه باید اپراتور شیفت پست انتقال، هرچه سریع‌تر خلاصه گزارش حادثه را از طریق تماس تلفنی به اپراتور دیسپاچینگ ملی گزارش دهد. محتویات مکالمه تماس تلفنی باید شامل موارد زیر باشد:

- نام پست: تماس گیرنده باید نام پست را در ابتدای مکالمه بیان نماید.
- نام تماس‌گیرنده و دریافت‌کننده: تماس‌گیرنده و دریافت‌کننده باید نام و نام خانوادگی خود را بیان نمایند.
- تاریخ و زمان دقیق شروع حادثه
- نام دستگاه حادثه‌دیده و یا دستگاهی که در وضعیت غیرعادی قرار گرفته است.
- شماره دستگاه (مطابق کدگذاری دیسپاچینگ)
- شرح مختصر و جامع از شرایط ظاهری دستگاه
- علت حادثه: در صورتی که علت حادثه معلوم باشد.
- خلاصه وضعیت پس از وقوع حادثه
- وضعیت کلیدها قبل و بعد از وقوع حادثه

omoorepeyman.ir

- اقدامات به عمل آمده و یا مانورهای مورد نیاز جهت ایزوله‌کردن دستگاه حادثه دیده
- شرایط فرکانس، سطح ولتاژ و دیگر متغیرهای مهم مانند توان حقیقی و راکتیو قبل و بعد از وقوع حادثه
- درجه حرارت ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورها، خازن‌ها و تجهیزات کنترل نظیر دایورتور سوئیچ‌ها، سیستم‌های کنترل تیک آپ در زمان حادثه و تنظیمات آلارم و تریپ آن‌ها.
- عملکرد رله‌ها و سیستم‌های حفاظتی در زمان حادثه و تنظیمات نقطه کار و قطع رله‌های فوق‌الذکر

گزارش عملکرد رله‌ها و سیستم‌های حفاظتی باید مطابق با بند ۲-۴-۱-۱ فصل دوم همین رویه باشد.

درصورتی که در لحظات اولیه وقوع حادثه امکان برقراری ارتباط با دیسپاچینگ ملی نبود، آن‌گاه می‌بایست فوراً تمامی اطلاعات فوق از طریق تماس تلفنی به دیسپاچینگ منطقه‌ای داده شود. برای جلوگیری از قطع احتمالی ارتباط تلفنی، می‌بایست یک خط ارتباطی ویژه بین پست‌ها با دیسپاچینگ ملی برقرار شود. البته این امر نیاز به سرمایه‌گذاری و تهیه بسترهای مخابراتی دارد که باید در آینده‌ای نزدیک محقق شود.

با توجه به مسئولیت مراکز کنترل دیسپاچینگ ملی و مناطق در حفظ ایمنی و پایداری شبکه در زمان بروز حوادث و یا شرایط غیرعادی، این مراکز باید بلافاصله به منظور انجام مانورهای لازم جهت محدود نمودن عواقب و دامنه حادثه و یا استقرار مجدد سیستم، در جریان کلیات حادثه قرار گیرند. لذا ضرورت مطلع نمودن مرکز کنترل دیسپاچینگ از نوع حادثه، شدت و میزان خسارت‌های وارده و یا احتمالی ایجاب می‌نماید که تحت هر شرایطی همواره مسئول بهره‌برداری پست، مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه را بلافاصله در جریان حادثه و یا وضعیت غیرعادی قرار دهد. در صورتی که قبل از اقدامات ضروری، مسئول بهره‌برداری پست امکان و یا فرصت کافی جهت مطلع نمودن مرکز کنترل دیسپاچینگ را نداشته باشد، مسئول پست باید بلافاصله پس از انجام اقدامات ضروری، مراتب را به اطلاع مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه برساند. گزارش عملکرد رله‌ها باید مطابق با بند ۲-۴-۱-۱ در فصل دوم همین رویه باشد. یکی از حوادثی که ممکن است در ایستگاه و مراکز دیسپاچینگ اتفاق بیفتد، قطع ارتباط مکالماتی است. روش عملیات در هنگام وقوع قطع ارتباط مکالماتی در "دستورالعمل ثابت بهره‌برداری" معرفی و در پیوست ۱ این رویه نوشته شده است. لذا همه مراکز و ایستگاه‌ها موظف به انجام این رویه در هنگام وقوع حادثه قطع ارتباط مکالماتی هستند.

۳-۴-۲-۲- گزارش پیامکی

حوادث در پست‌های انتقال ممکن است منجر به محدودیت در بهره‌برداری سیستم قدرت شوند لذا باید بهره‌برداران و نهادهایی که تحت تاثیر حادثه قرار گرفته از این امر مطلع شوند. بهترین و سریع‌ترین راهکار برای این امر استفاده از اطلاع‌رسانی پیامکی است. برای این منظور باید با همکاری شرکت مخابرات سازوکاری اندیشیده شود تا یک سیستم پیامکی مناسب راه‌اندازی شده و شماره تلفن‌هایی که باید به آن‌ها پیامک زده شود در آن سامانه ثبت شود. هم‌اکنون چنین سامانه‌ای در کشور وجود دارد که حداقل الزامات محتویات پیامک و افراد گیرنده آن در ذیل نوشته شده است.

پیامک خلاصه گزارش حادثه باید شامل موارد زیر باشد:

omoorepeyman.ir

- تاریخ و زمان
- نام پست انتقال حادثه دیده
- محل حادثه
- مقدار توان قطع شده
- علت حادثه
- خلاصه اتفاقات به وقوع پیوسته

این پیامک باید حداقل به افراد حقوقی زیر ارسال شود. البته محدوده دریافت‌کنندگان پیامک می‌تواند متناسب با نوع و گسترش حادثه و همچنین بنا به نیاز افزایش یابد.

- مسئول مربوطه در شرکت برق منطقه‌ای
- مسئول مربوطه در شرکت‌های برق منطقه‌ای مجاور و تحت تاثیر قرار گرفته
- مسئول مربوطه در نیروگاه‌های مجاور و تحت تاثیر قرار گرفته
- مسئول مربوطه در پست‌های مجاور
- مسئول مربوطه در دیسپاچینگ منطقه‌ای
- مسئول مربوطه در دیسپاچینگ ملی
- مسئول مربوطه در شرکت‌های توزیع تحت تاثیر قرار گرفته
- مسئول مربوطه در معاونت بازار برق شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- مسئول مربوطه در معاونت برنامه‌ریزی شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- مسئول مربوطه در دفتر فنی و نظارت انتقال شرکت مادر تخصصی توانیر
- و... در صورت نیاز

۳-۵- گزارش کامل حادثه

گزارش کامل حادثه نیاز به جمع‌آوری تمامی اطلاعات مهم حادثه مانند: علت حادثه، اقدامات انجام شده، شرایط شبکه قبل و بعد از وقوع حادثه و... دارد. در صورتی که یک چارچوب یکسان برای جمع‌آوری این اطلاعات نباشد آن‌گاه نمی‌توان یک گزارش کامل از حوادث تهیه نمود. لذا باید با تهیه یک فرم ثبت حادثه و همچنین دستورالعمل تکمیل آن، روند گزارش حادثه را برای همه نهادهای مسئول یکسان‌سازی نمود.

مهم‌ترین اجزای شبکه انتقال، خطوط و پست‌های انتقال می‌باشند. هر کدام از این اجزا باید متناسب با ویژگی‌هایشان، فرم ثبت و گزارش حادثه مخصوص به خود را داشته باشند. بدین منظور در جدول‌های (۳-۱) و (۳-۲) فرم‌های ثبت و گزارش حادثه برای این اجزا نشان داده شده است. به منظور یکپارچه‌سازی گزارش‌های حوادث شبکه انتقال، همه بهره‌برداران و نهادهای مسئول باید از این فرم‌ها برای ثبت و گزارش حادثه استفاده نمایند و به نهادهای

omoorepeyman.ir

نظارتی شرکت مدیریت شبکه برق ایران و همچنین معاونت انتقال شرکت مادرتخصصی توانیر ارسال نمایند.

جدول ۳-۱: فرم ثبت و گزارش حادثه خطوط انتقال

شرکت برق منطقه‌ای: **ناحیه:**

گزارش حادثه خط:				
نام خط:	**کد دیسپاچینگی:**	**سطح ولتاژ:**	**آیا خط از نوع کابل است:**	
زمان خروج:			**زمان وصل مجدد:**	
سال:	**ماه:**	**روز:**	**سال:**	**ماه:** **روز:**
ساعت:	**دقیقه:**		**ساعت:**	**دقیقه:**
نوع خروج	☐ **خروج اجباری خودکار**	☐ **خروج اجباری دستی**	☐ **خروج اختیاری**	

۱- گزارش شرح مختصر و لیست خروج کلیه تجهیزات مرتبط با حادثه توسط شرکت برق منطقه‌ای:

۲-گزارش شرح مختصر و لیست خروج کلیه تجهیزات مرتبط با حادثه توسط دیسپاچینگ ملی و یا منطقه‌ای:

omoorepeyman.ir

۳- وضعیت شرایط جوی قبل از حادثه:

شرایط جوی	وضعیت هوا	☐ عادی	☐ بارانی	☐ برفی	☐ بارانی توأم با صاعقه
		☐ مه شدید	☐ طوفان	☐ صاعقه	☐ شرجی شدید
	وضعیت باد	☐ عادی		☐ شدید	
	درجه حرارت	☐ زیر صفر درجه	☐ صفر تا ۲۵ درجه	☐ ۲۵ تا ۴۰ درجه	☐ بالای ۴۰ درجه

۴- وضعیت شرایط بهره‌برداری شبکه قبل از حادثه: (به انضمام بار قبل از حادثه، وضعیت کلیدها، وضعیت ولتاژ و ... به همراه رسم دیاگرام تک‌خطی در صورت نیاز)

۵- محدودیت‌ها و اشکالات موجود در شبکه و تجهیزات حفاظتی قبل از وقوع حادثه :

omoorepeyman.ir

۶- مشخصات حادثه:

محل خطا	☐ دکل کششی ☐ دکل آویزی (میانی) ☐ مقره ☐ یراق‌آلات ☐ سیم‌فاز ☐ سیم گارد ☐ سیستم زمین ☐ سرکابل ☐ کابل ☐ سایر / ناشناخته					
	مشخصات تجهیز	شماره دکل:	فاصله از ابتدای خط (km):	تیپ:	سازنده:	سال نصب (یا ساخت):

نوع خطا	☐ اتصال کوتاه	☐ تکفاز به زمین ☐ دوفاز به هم ☐ دوفاز به زمین ☐ سه فاز به هم ☐ سه فاز به زمین ☐ بین مداری (دو خطوط دو و چند مداره)
	☐ مدار باز	☐ تکفاز ☐ دوفاز
	☐ اضافه‌بار	
	☐ سایر موارد (با توضیحات)	
فاز خطا	☐ فاز A ☐ فاز B ☐ فاز C ☐ نوترال (N)	

علت بروز خطا	☐ خطای تجهیز	☐ آتش‌سوزی	☐ خطای انسانی	☐ برخورد جسم خارجی	☐ سیل
	☐ زلزله	☐ حیوانات	☐ شرایط جوی	☐ اضافه بار	☐ آلودگی
	☐ نوسانات فرکانس	☐ نوسانات ولتاژ	☐ گالوپینگ	☐ سایر / ناشناخته	
عوامل ایجاد خطای تجهیز	☐ پارگی سیم	☐ پارگی سیم گارد	☐ شکستن مقره	☐ صدمه به دکل	☐ افتادن دکل
	☐ پارگی کابل	☐ ترکیدن سر کابل	☐ خرابی فونداسیون دکل	☐ سایر / ناشناخته	

۷- عامل (عوامل) گسترش حادثه :

omoorepeyman.ir

۸– چگونگی عملکرد تجهیزات حفاظتی: (به انضمام نحوه عملکرد و نوع رله‌های اصلی و پشتیبان، تایید ارسال و دریافت سیگنال‌های سیستم تله پروتکشن، محل وقوع خطا، تنظیمات رله‌های حفاظتی درگیر در حادثه به جز رله دیستانس و دیفرانسیل و نمودارهای ولتاژ و جریان در صورت نیاز)

ردیف	نام پست	نام تجهیز	تیپ رله	تابع حفاظتی	فاز خطا	زون خطا	فاصله خطا	ارسال سیگنال	دریافت سیگنال	تنظیمات	ثبات خطا
								☐ بلی ☐ خیر	☐ بلی ☐ خیر	☐ در پیوست موجود است. ☐ در پیوست موجود نیست.	☐ دارد ☐ ندارد
								☐ بلی ☐ خیر	☐ بلی ☐ خیر	☐ در پیوست موجود است. ☐ در پیوست موجود نیست.	☐ دارد ☐ ندارد

۹– لیست تجهیزاتی که در حادثه آسیب دیده‌اند و شرح علت صدمه دیدن آن‌ها :

omoorepeyman.ir

۱۰– میزان تولید قطع شده (MW) : **میزان خاموشی ایجاد شده (MW):**

۱۱–اطلاعات خاموشی مشترکین به تفکیک پست‌ها (در صورت بروز خاموشی):

نام پست بار بی‌برق شده در اثر خروج خط انتقال	مدت زمان خاموشی (ساعت)	توان قطع شده (MW)

۱۲– تجزیه و تحلیل حادثه :

omoorepeyman.ir

۱۳– نتیجه‌گیری و بررسی در مورد عملکرد صحیح یا ناصحیح رله‌های مرتبط با حادثه :

نام پست	نام تجهیز	نحوه عملکرد	سطح ولتاژ	توضیحات
		عملکرد حفاظت اصلی ۱: ☐ صحیح ☐ اشتباه ☐ بدون عملکرد		
		عملکرد حفاظت اصلی ۲: ☐ صحیح ☐ اشتباه ☐ بدون عملکرد		
		عملکرد حفاظت پشتیبان: ☐ صحیح ☐ اشتباه ☐ بدون عملکرد		

۱۴– نتیجه‌گیری و بررسی در مورد عملکرد رله وصل مجدد (در صورت عملکرد رله‌های وصل مجدد، ارسال ثبات الزامی است):

نام پست	نام خط	وضعیت وصل مجدد	نحوه عملکرد	توضیحات
		☐ فعال ☐غیر فعال ☐ فاقد رله وصل مجدد	☐ موفق ☐ ناموفق	
		☐ فعال ☐غیر فعال ☐ فاقد رله وصل مجدد	☐ موفق ☐ ناموفق	

۱۵– اقدامات اصلاحی انجام شده پس از حادثه(به انضمام زمان وصل تجهیزات):

omoorepeyman.ir

طریقه وصل م دد برق و رفع خطا	☐ وصل بلافاصله و خودکار ☐ وصل دستی با تعمیر یا تعویض تجهیز معیوب ☐ وصل مجدد با جداکردن بخش معیوب و سرویس‌دهی به مصرف‌کنندگان از مسیر دیگر یا انجام مانور	☐ وصل دستی بدون تعمیر یا تعویض تجهیز ☐ وصل مجدد پس از رفع شرایط نامناسب سیستم
نحوه عملکرد تجهیز وصل‌کننده در حین وصل مجدد	سطح ولتاژ تجهیز:	☐ با فرمان وصل، کلید وصل کرده است. ☐ فرمان وصل به کلید داده شده ولی کلید وصل نکرده است.

۱۶- پیشنهادات:

۱۷- سوابق حوادث مشابه در یک سال گذشته:

۱۸- ضمائم

☐ گزارش مربوط به بازدیدها و اقدامات انجام شده توسط بهره‌بردار
☐ گزارش مربوط به موارد مشاهده شده در حین به مدار آمدن تجهیزات
☐ گزارش تجهیزات ثبات خطا، ثبات وقایع و هر نوع ثبات دیگر
☐ گزارش مربوطه به میزان آلودگی مقره‌ها و دیگر تجهیزات عایقی
☐ گزارش مربوطه به اقدامات موردنیاز برای جلوگیری از تکرار حادثه مشابه
☐ فایل الکترونیکی مربوط به تنظیمات ثبات خطا و ثبات وقایع در رله‌های دیجیتال (درصورت نیاز)
☐ گزارش تجزیه و تحلیل دقیق حادثه همراه با شبیه‌سازی‌های انجام شده و پیشنهادات ارائه شده

تهیه کننده : **تائیدکننده :**

omoorepeyman.ir

جدول ۳-۲: فرم ثبت و گزارش حادثه پست‌های انتقال

شرکت برق منطقه‌ای: ناحیه:

گزارش حادثه پست:					
نام پست:		**کد دیسپاچینگی:**		**سطوح ولتاژ:**	
زمان خروج:			**زمان وصل مجدد:**		
سال:	**ماه:**	**روز:**	**سال:**	**ماه:**	**روز:**
ساعت:	**دقیقه:**		**ساعت:**	**دقیقه:**	
نوع خروج	**☐ خروج اجباری خودکار**	**☐ خروج اجباری دستی**	**☐ خروج اختیاری**		

۱- گزارش شرح مختصر و لیست خروج کلیه تجهیزات مرتبط با حادثه توسط شرکت برق منطقه‌ای:

۲-گزارش شرح مختصر و لیست خروج کلیه تجهیزات مرتبط با حادثه توسط دیسپاچینگ ملی و یا منطقه‌ای:

omoorepeyman.ir

۳- وضعیت شرایط جوی قبل از حادثه: (به انضمام بار قبل از حادثه، وضعیت کلیدها، وضعیت ولتاژ و ... به همراه رسم دیاگرام تک‌خطی در صورت نیاز)

شرایط جوی	وضعیت هوا	☐ عادی ☐ مه شدید	☐ بارانی ☐ طوفان	☐ برفی ☐ صاعقه	☐ بارانی توأم با صاعقه ☐ شرجی شدید
	وضعیت باد	☐ عادی		☐ شدید	
	درجه حرارت	☐ زیر صفر درجه	☐ صفر تا ۲۵ درجه	☐ ۲۵ تا ۴۰ درجه	☐ بالای ۴۰ درجه

۴- وضعیت شرایط بهره‌برداری شبکه قبل از حادثه: (به انضمام بار قبل از حادثه، وضعیت کلیدها، وضعیت ولتاژ و ... به همراه رسم دیاگرام تک‌خطی در صورت نیاز)

۵- محدودیت‌ها و اشکالات موجود در شبکه و تجهیزات حفاظتی قبل از وقوع حادثه :

omoorepeyman.ir

۶- مشخصات حادثه:

سطح ولتاژ خطا	☐ 400kv	☐ 230kv	☐ 132 kv	☐ 66kv	☐ 63kv	☐ 20kv
نوع خطا	☐ اتصال کوتاه	☐ تکفاز به زمین ☐ دوفاز به هم ☐ دوفاز به زمین ☐ سه فاز به هم ☐ سه فاز به زمین ☐ بین مداری (دو خطوط دو و چند مداره)				
	☐ مدار باز	☐ تکفاز ☐ دوفاز				
	☐ اضافه‌بار					
	☐ سایر موارد (با توضیحات)					
فاز خطا	☐ فاز A ☐ فاز B ☐ فاز C ☐ نوترال (N)					

محل خطا	بی خط	☐ برقگیر ☐ سکسیونر ☐ کلید قدرت ☐ تله موج ☐ ارتباطات بین تجهیزات ☐ CV (PT) ☐ CT ☐ خازن ☐ راکتور ☐ سایر / ناشناخته				
	باس‌بار	☐ سکسیونر ☐ کلید قدرت ☐ CVT (PT) ☐ CT ☐ باس‌بار ☐ ارتباطات بین تجهیزات ☐ سایر / ناشناخته				
	بی ترانس	☐ برقگیر ☐ سکسیونر ☐ CT ☐ کلید قدرت ☐ ارتباطات بین تجهیزات ☐ ترانسفورماتور قدرت (نسبت تبدیل: ☐ ترانسفورماتور تغذیه داخلی و / یا زمین ☐ سایر / ناشناخته				
	مشخصات تجهیز	کد تجهیز:	تیپ:	سازنده:	سال نصب (یا ساخت):	
علت بروز خطا	☐ خطای تجهیز ☐ آتش‌سوزی ☐ خطای انسانی ☐ برخورد جسم خارجی ☐ سیل ☐ زلزله ☐ حیوانات ☐ شرایط جوی ☐ اضافه بار ☐ آلودگی ☐ نوسانات فرکانس ☐ نوسانات ولتاژ ☐ گسترش خطای توزیع ☐ سایر / ناشناخته					
عوامل ایجاد خطای تجهیز	☐ هسته ترانسفورماتور ☐ بازشدن ناخواسته و خودبه‌خود کلیدقدرت بر اثر دریافت فرمان اشتباه ☐ ایراد رله ☐ سیم‌پیچ ترانسفورماتور ☐ بسته‌شدن ناخواسته و خودبه‌خود کلیدقدرت بر اثر دریافت فرمان اشتباه ☐ ایراد مدارات رله ☐ شکستگی باس‌بار ☐ قطع ارتباط بین تجهیزات ☐ روغن ترانسفورماتور ☐ مکانیزم عمل‌کننده کلید ☐ خرابی سیستم تغذیه DC پست ☐ بوشینگ ☐ خرابی ساپورت نگهدارنده تجهیزات و گنتری‌ها ☐ خرابی سیستم تغذیه AC پست ☐ تپ‌چنجر ☐ مقره‌های اتکایی ☐ سایر / ناشناخته					

۷- عامل (عوامل) گسترش حادثه :

omoorepeyman.ir

۸– چگونگی عملکرد تجهیزات حفاظتی: (به انضمام نحوه عملکرد و نوع رله‌های اصلی و پشتیبان، تایید ارسال و دریافت سیگنال‌های سیستم تله پروتکشن، محل وقوع خطا، تنظیمات رله های حفاظتی درگیر در حادثه به جز رله دیستانس و دیفرانسیل و نمودارهای ولتاژ و جریان در صورت نیاز)

ردیف	نام پست	نام تجهیز	تیپ رله	تابع حفاظتی	فاز خطا	زون خطا	فاصله خطا	ارسال سیگنال	دریافت سیگنال	تنظیمات	ثبات خطا
								☐ بلی ☐ خیر	☐ بلی ☐ خیر	☐ در پیوست موجود است. ☐ در پیوست موجود نیست.	☐ دارد ☐ ندارد
								☐ بلی ☐ خیر	☐ بلی ☐ خیر	☐ در پیوست موجود است. ☐ در پیوست موجود نیست.	☐ دارد ☐ ندارد

۹– لیست تجهیزاتی که در حادثه آسیب دیده‌اند و شرح علت صدمه دیدن آن‌ها :

۱۰– میزان تولید قطع شده (MW) : **میزان خاموشی ایجاد شده (MW):**

۱۱–اطلاعات خاموشی مشترکین به تفکیک پست‌ها (در صورت بروز خاموشی):

نام پست بار بی‌برق شده در اثر حادثه در پست دیگر	مدت زمان خاموشی (ساعت)	توان قطع شده (MW)

omoorepeyman.ir

۱۲- تجزیه و تحلیل حادثه :

۱۳- نتیجه‌گیری و بررسی در مورد عملکرد صحیح یا ناصحیح رله‌های مرتبط با حادثه :

نام پست	نام تجهیز	نحوه عملکرد	سطح ولتاژ	توضیحات
		عملکرد حفاظت اصلی ۱: ☐ صحیح ☐ اشتباه ☐ بدون عملکرد		
		عملکرد حفاظت اصلی ۲: ☐ صحیح ☐ اشتباه ☐ بدون عملکرد		
		عملکرد حفاظت پشتیبان: ☐ صحیح ☐ اشتباه ☐ بدون عملکرد		

۱۴- نتیجه‌گیری و بررسی در مورد عملکرد رله وصل مجدد (در صورت عملکرد رله‌های وصل مجدد، ارسال ثبات الزامی است):

نام پست	نام خط	وضعیت وصل مجدد	نحوه عملکرد	توضیحات
		☐ فعال ☐ غیر فعال ☐ فاقد رله وصل مجدد	☐ موفق ☐ ناموفق	
		☐ فعال ☐ غیر فعال ☐ فاقد رله وصل مجدد	☐ موفق ☐ ناموفق	

omoorepeyman.ir

۱۵- اقدامات اصلاحی انجام شده پس از حادثه (به انضمام زمان وصل تجهیزات):

طریقه وصل مجدد برق و ر ع خطا	☐ وصل بلافاصله و خودکار ☐ وصل دستی با تعمیر یا تعویض تجهیز معیوب ☐ وصل مجدد با جداکردن بخش معیوب و سرویس‌دهی به مصرف‌کنندگان از مسیر دیگر یا انجام مانور	☐ وصل دستی بدون تعمیر یا تعویض تجهیز ☐ وصل مجدد پس از رفع شرایط نامناسب سیستم
نحوه عملکرد تجهیز وصل‌کننده در حین وصل مجدد	سطح ولتاژ تجهیز:	☐ با فرمان وصل، کلید وصل کرده است. ☐ فرمان وصل به کلید داده شده ولی کلید وصل نکرده است.

۱۶- پیشنهادات:

۱۷- سوابق حوادث مشابه در یک سال گذشته :

omoorepeyman.ir

۱۸- ضمائم

- ☐ گزارش مربوط به بازدیدها و اقدامات انجام شده توسط بهره‌بردار
- ☐ گزارش مربوط به موارد مشاهده شده در حین به مدار آمدن تجهیزات
- ☐ گزارش تجهیزات ثبات خطا، ثبات وقایع و هر نوع ثبات دیگر
- ☐ گزارش مربوطه به اقدامات موردنیاز برای جلوگیری از تکرار حادثه مشابه
- ☐ فایل الکترونیکی مربوط به تنظیمات ثبات خطا و ثبات وقایع در رله‌های دیجیتال (درصورت نیاز)
- ☐ گزارش تجزیه و تحلیل دقیق حادثه همراه با شبیه‌سازی‌های انجام شده و پیشنهادات ارائه شده
- ☐ گزارش مربوط به دما، سطح روغن و آنالیز گاز مربوط به ترانسفورماتورهای از مدار خارج شده (برای حوادث ترانسفورماتور و راکتور)
- ☐ گزارش مربوط به طول بازشدن کنتاکت فازهای بریکرها (برای حوادث کلید)
- ☐ گزارش مربوط به بررسی همزمان بودن باز و بسته شدن پل‌های بریکرها (برای حوادث کلید)
- ☐ گزارش مربوط به فشار هوا، گاز و یا وضعیت سطح روغن در بریکرهای عمل کرده (برای حوادث کلید)
- ☐ گزارش مربوط به آلودگی تجهیزات عایقی در پست‌ها
- ☐ نقشه تک‌خطی حفاظتی (PSLD) به روز شده تجهیزات پست‌ها

تهیه کننده : **تائیدکننده :**

omoorepeyman.ir

تجهیزات خروج اختیاری												
الف ـ محدوده خروج اختیاری در پست:												
☐ کل پست ☐ بخشی از پست (نام بی‌های خارج‌شده: .....)												
ب ـ مشخصات تجهیزات خارج‌شده برای تعمیرات												
سطح ولتاژ	نسبت تبدیل ترانسفورماتور قدرت	ترانسفورماتور قدرت	برقگیر	تله‌موج	راکتور	خازن	سکسیونر	اتصالات بین تجهیزات	CT	CVT (PT)	کلید قدرت	باس بار	ترانسفورماتور تغذیه داخلی و / یا زمین
		کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز

ادامه جدول ۳-۲: فرم گزارش خروج اختیاری تجهیزات پست‌های انتقال

۳-۵-۱- توضیحات مربوط به فرم ثبت حادثه و گزارش حادثه خطوط انتقال

خطوط انتقال وظیفه انتقال توان در شبکه را برعهده دارند و حادثه در آن‌ها می‌تواند منجر به ناپایداری شبکه سراسری گردد. به همین دلیل گزارش حوادث آن‌ها و ثبت کامل اطلاعات حادثه امری مهم و حیاتی است. در جدول (۳-۱) فرم ثبت و گزارش حادثه خطوط انتقال نشان داده شده است. این فرم، از ۱۸ بخش تشکیل شده است که باید تمامی آن‌ها طبق رویه ذیل با همکاری کارشناسان شرکت برق منطقه‌ای و دیسپاچینگ ملی و مناطق تکمیل شود.

بندهای فرم ثبت حادثه خطوط انتقال عبارتند از:

omoorepeyman.ir

مشخصات کلی: در این قسمت باید مشخصات عمومی حادثه مانند: تاریخ و زمان دقیق شروع و خاتمه حادثه و مکان آن تعیین شود. طبیعتاً با انتخاب نوع خروج اختیاری نیاز نیست که بخش‌هایی مانند: مشخصات حادثه، عوامل گسترش حادثه، چگونگی عملکرد تجهیزات حفاظتی، تجزیه و تحلیل حادثه، میزان خاموشی ایجادشده و مشترکینی که دچار خاموشی شده‌اند و دیگر بخش‌هایی که مربوط به خروج اجباری خودکار و یا دستی است، تکمیل شوند [۱۰ و ۱۲-۱۴].

بخش ۱: در این قسمت باید شرکت برق منطقه‌ای که حادثه خط انتقال در محدوده تحت نظارت آن رخ داده، نظرات و توضیحات کلی خود را درباره حادثه اعلام نماید.

بخش ۲: در این قسمت باید نهاد نظارتی دیسپاچینگ ملی و یا منطقه‌ای، نظر خود را درباره حادثه اعلام نماید تا مشخص شود اگر اختلاف نظری با شرکت برق منطقه‌ای وجود دارد، به چه دلیل است.

بخش ۳: در این قسمت باید شرایط جوی در محل حادثه در زمان رخداد آن تعیین شود.

بخش ۴: در این قسمت باید شرایط بهره‌برداری سیستم در زمان قبل از وقوع حادثه نوشته شود. این بخش برای تحلیل حادثه و ارزیابی علت وقوع آن بسیار مفید می‌باشد. لذا باید اطلاعات دقیق و کاملی در این بخش نوشته شود.

بخش ۵: در این قسمت باید با مشورت کارشناسان دیسپاچینگ ملی (منطقه‌ای) و همچنین برق‌منطقه‌ای، محدودیت‌ها و اشکالات موجود در شبکه و در نزدیکی محل وقوع حادثه نوشته شود تا بتوان برای تحلیل حادثه این موارد را درنظر گرفت.

بخش ۶: مشخصات حادثه: این قسمت مهم‌ترین بخش فرم و گزارش حوادث خطوط شبکه انتقال است. در این قسمت باید مشخصات کامل حادثه مانند: محل خطا، نوع خطا، علت وقوع خطا و غیره به طور دقیق تعیین شود. به منظور یکپارچه‌سازی گزارش حوادث، این بخش به صورت گزینه‌ای می‌باشد. مزیت انتخاب گزینه‌ای این است که از نوشتن جملات توصیفی خودداری شده و استخراج اطلاعات حادثه بسیار آسان‌تر و دقیق‌تر می‌شود.

بخش ۷: بعضی حوادث شبکه ممکن است که گسترش یابند و بخش وسیعی از شبکه را تحت تاثیر قرار داده و منجر به خاموشی زیادی شوند. در این حالت باید علت وقوع چنین رخدادی توضیح داده شوند تا برای اقدامات اصلاحی موردنیاز، مدنظر قرار گیرند.

بخش ۸: به منظور تحلیل حادثه و همچنین نحوه عملکرد تجهیزات حفاظتی در هنگام رخداد حادثه، باید عملکرد آن‌ها مورد ارزیابی قرار گیرد که در این بخش نوشته می‌شود.

بخش ۹: بعضی حوادث ممکن است منجر به ایجاد خرابی بر روی تجهیزات شوند. در این قسمت لیست این تجهیزات نوشته می‌شود تا اینکه هم به گروه تعمیرات ارجاع داده شود و همچنین میزان خرابی تجهیزات مختلف در شبکه ارزیابی شده و تجهیزات و نقاط حساس شبکه تعیین شود.

بخش ۱۰: در این قسمت باید مقدار خاموشی ایجاد شده در اثر وقوع حادثه تعیین شود تا برای ارزیابی شاخص‌های پایایی شبکه استفاده شود.

بخش ۱۱: این قسمت در ادامه بخش ۱۰ است و به تفکیک مشترکینی را که دچار خاموشی شده تعیین می‌نماید.

omoorepeyman.ir

بخش ۱۲: یکی دیگر از بخش‌های مهم فرم گزارش حادثه این بخش است. در این بخش باید برای حوادث مهم به وقوع پیوسته، شبیه‌سازی‌های لازم انجام شده و سیستم قدرت مورد ارزیابی قرار بگیرد. این بخش با برگزاری جلسات کارشناسی بین کارشناسان شرکت مدیریت شبکه برق ایران و همچنین برق منطقه‌ای مربوطه باید تکمیل شود و در نهایت یک گزارش کامل پیوست شود.

بخش ۱۳: در این قسمت با کمک نتایج حاصل از بخش ۸ و ۱۲، درباره نحوه عملکرد رله‌های حفاظتی قضاوت می‌شود تا تنظیمات احتمالی نادرست رله‌های حفاظتی تعیین شود.

بخش ۱۴: در این بخش نحوه عملکرد رله‌های وصل مجدد تعیین می‌شود.

بخش ۱۵: هنگام وقوع حادثه و بعد از آن، اقدامات زیادی توسط اپراتورها انجام می‌شود که در بهره‌برداری شبکه بسیار مهم و موثر هستند. لذا در این بخش باید تمامی این اقدامات به طور دقیق مشخص شوند.

بخش ۱۶: پس از تکمیل تمامی بخش‌های فوق، یک دید جامع از حادثه و علت وقوع آن به دست می‌آید که نتیجه آن، نکات و موارد بسیار مهمی برای بهره‌برداری هر چه بهتر سیستم قدرت است که باید به عنوان پیشنهادات در این قسمت مطرح شوند.

بخش ۱۷: در این بخش، تمامی حوادث مشابه در یک سال گذشته نوشته می‌شود تا بررسی شود آیا پیشنهادات مطرح شده در گزارش حوادث مشابه گذشته، مفید بوده است و یا خیر.

بخش ۱۸: در این بخش باید تمامی پیوست‌های موردنیاز برای گزارش حادثه ضمیمه شوند.

۳-۵-۲- توضیحات مربوطه به فرم ثبت حادثه و گزارش حادثه پست‌های انتقال

پست‌های انتقال شامل انواع کلیدهای قدرت، ترانسفورماتور و دیگر اجزای مهمی هستند که حادثه در آن‌ها می‌تواند منجر به ناپایداری شبکه سراسری گردد. به همین دلیل گزارش حوادث آن‌ها و ثبت کامل اطلاعات امری مهم و حیاتی است. در جدول (۳-۲) فرم ثبت و گزارش حادثه پست‌های انتقال نشان داده شده است. این فرم همانند فرم گزارش حوادث خطوط انتقال می‌باشد و فقط بخش ۸ و ۱۸ که مشخصات حادثه و پیوست‌های موردنیاز را تعیین می‌نماید متفاوت است. همچنین در صورتی که خروج اختیاری انتخاب شود آن‌گاه باید فرم خروج اختیاری تجهیزات که در ادامه فرم ثبت حوادث پست‌های انتقال در جدول (۳-۲) است، تکمیل شود [۱۰ و ۱۲-۱۴].

۳-۵-۳- نحوه آنالیز اطلاعات و تحلیل حادثه

این قسمت مهم‌ترین بخش فرآیند بررسی حادثه می‌باشد. تجربه کارشناسان متخصص و همچنین استفاده از نرم‌افزارهای مناسب جهت شبیه‌سازی حادثه از عوامل مؤثر در دقت و سرعت تحلیل حادثه به شمار می‌روند. با توجه به اطلاعات جمع‌آوری شده، آنالیز حادثه به منظور مشخص نمودن موارد ذیل انجام می‌گردد [۱۰]:

- شرح دقیق و کامل روند تدوین حادثه

omoorepeyman.ir

- علت شروع حادثه
- دلیل و یا دلایل گسترش حادثه
- ارائه راهکار مناسب جهت کاهش احتمال وقوع حوادث مشابه و یا کاهش اثرات نامطلوب حوادث مشابه احتمالی در آینده

مراحل انجام کار به شرح ذیل می باشد [۱۰]:

۳-۵-۳-۱- انجام بررسی‌های اولیه و شناخت دقیق علت اولیه وقوع حادثه

در این بخش علت شروع حادثه (بروز اتصال کوتاه، مدار باز، شرایط جوی، افزایش ناگهانی بار، اشکال در رله‌های حفاظتی، ضعف تجهیزات شبکه و غیره) و محل وقوع آن بررسی می‌گردد. در تعیین عامل اولیه، مشخص نمودن ترتیب زمانی خروج تجهیزات بسیار مفید می‌باشد.

۳-۵-۳-۲- بررسی ترتیب خروج‌های متوالی و دلایل آن‌ها

در این قسمت دلیل گسترش حادثه مورد بررسی قرار گرفته و با توجه به ترتیب زمانی خروج تجهیزات، علت خروج هر یک از تجهیزات به صورت جداگانه بررسی می‌شود.

۳-۵-۳-۳- نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادها

در خاتمه راه‌کارهای مناسب جهت جلوگیری از توسعه‌ی حادثه، جلوگیری از تکرار موارد مشابه و همچنین چگونگی کاهش اثرات زیان‌بار و نامطلوب مربوط به حوادث مشابه احتمالی در آینده ارائه می‌گردد. فرآیند بررسی و تحلیل حادثه از دیدگاه شورای پایایی وزارت نیرو در شکل (۳-۲) نشان داده شده است [۱۰].

۳-۶-وظایف و ماموریت‌ها

۳-۶-۱- دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای

دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای نقش مهمی در کنترل حادثه و جلوگیری از گسترش آن بر عهده دارند. وظایف مراکز مذکور در زمان بروز حوادث شبکه عبارتند از:

الف: اخذ اطلاعات اولیه حادثه

اخذ اطلاعات اولیه حادثه از طریق دریافت گزارش‌های شفاهی یا کتبی (در صورت بروز حوادث عمده) از مسئولین بهره‌برداری پست‌ها مطابق دستورالعمل‌های شماره ۵ و ۷ ثابت بهره‌برداری است. طبق دستورالعمل ثابت بهره‌برداری هرگونه تغییرات بدون برنامه در ساختار سیستم و یا در کمیت‌های الکتریکی آن که بتواند شرایط بهره‌برداری سیستم را تغییر دهد حادثه نامیده می‌شود. بنابراین از مدار خارج شدن یک کلید قدرت در یک پست، اضافه‌بار و یا قطع خودکار

omoorepeyman.ir

یک ترانسفورماتور قدرت و یا خط انتقال و یا تریپ یک مولد تا مجزا شدن یک یا چند بخش از شبکه و در نهایت خاموشی کامل در سطح شبکه هر کدام یک حادثه تلقی می‌گردند.

شکل ۳-۲: فرایند تحلیل حادثه

omoorepeyman.ir

- حوادث در پست‌ها و خطوط انتقال

- با توجه به اینکه مسئولیت ایمنی و بهره‌برداری اصولی و بهینه از کلیه تجهیزات انتقال نیرو در پست‌ها مستقیماً مطابق دستورالعمل‌های داخلی بهره‌برداری و نگهداری به عهده مسئول بهره‌برداری پست می‌باشد، لذا مسئولین بهره‌برداری پست‌ها موظفند هرگونه شرایط غیرعادی مانند: افزایش درجه حرارت تجهیزات، جرقه، صدای غیرعادی، دود، لرزش، آلارم‌ها و... را که ممکن است به نحوی بهره‌برداری از یک یا بخشی از تجهیزات پست را محدود یا آن را غیرقابل بهره‌برداری نماید، در اسرع وقت به اطلاع مرکز کنترل مربوطه رسانیده و مانورها و یا اقدامات ضروری را با هماهنگی و اطلاع مرکز کنترل انجام دهند. بدیهی است که در شرایطی که وضعیت هر یک از تجهیزات پست توسط مسئول بهره‌برداری پست، اضطراری تشخیص داده شود، با توجه به مسئولیت سرپرست پست، وی موظف است ضمن هماهنگی با مرکز کنترل مربوطه در جهت رفع عیب و پیشگیری از گسترش نقص فنی، مانورهای لازم را انجام و در صورت اضطراری بودن شرایط، اقدام به خروج تجهیزات آسیب دیده بنماید.

- خروج خودکار تجهیزات در پست‌ها

- در صورت خروج خودکار هر یک از تجهیزات در یک پست مانند: خط، ترانسفورماتور قدرت، خازن، راکتور، بازشدن کلیدها و...، مسئول بهره‌برداری پست باید ضمن اعلام خروج تجهیزات، اطلاعات کامل در مورد عملکرد رله‌های حفاظتی، شرایط پست قبل و بعد از حادثه، میزان بار قطع شده در مورد خطوط، میزان بار خط، ولتاژها، شرایط فیزیکی تجهیزات حادثه دیده و هرگونه محدودیت در برق‌دار نمودن و بهره‌برداری مجدد از این تجهیزات را در اختیار مرکز کنترل مربوطه قرار داده و جهت اقدامات و مانورهای بعدی کسب تکلیف نماید.
- در صورت خروج خودکار یک خط انتقال نیروی ارتباطی بین دو منطقه، برق‌دار نمودن مجدد خط باید با هماهنگی و مجوز مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی انجام گیرد. تحت چنین شرایطی مراکز کنترل مناطق دو انتهای خط باید پس از فراهم نمودن شرایط لازم جهت برق‌دار نمودن مجدد خط، تنها پس از هماهنگی و کسب مجوز از مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی اقدام به برقرار نمودن خط ارتباطی بین دو منطقه بنمایند.
- در صورت خروج خودکار خطوط انتقال، مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و یا مناطق می‌توانند یک‌بار به برق‌دار نمودن خط، از هر یک از پست‌های دو انتها اقدام نمایند.

omoorepeyman.ir

- در مواقع بروز حادثه در شبکه، در صورتی که پستی کاملاً بی‌برق گردد مسئول بهره‌برداری پست پس از حصول اطمینان از بی‌برقی کامل پست موظف است، کلیه کلیدهای قدرت را باز و جهت کسب تکلیف با مرکز کنترل مربوطه تماس حاصل نماید.

- حوادث در شبکه- جداشدن بخشی از شبکه

- حوادث خطوط انتقال نیرو بعضاً منجر به جداشدن بخش یا بخش‌هایی از شبکه سراسری می‌گردند. گستردگی بخش جداشده و شرایط و امکانات آن از لحاظ میزان مصرف، توان تولیدی و خاموشی به شرایط و نحوه قطع خطوط بستگی دارد.

  - بخش جداشده تماماً در حوزه یک دیسپاچینگ منطقه‌ای قرار دارد

در صورتی که بخش جداشده در محدوده جغرافیایی یک دیسپاچینگ منطقه‌ای قرار گرفته باشد، مرکز کنترل مربوطه باید ضمن مطلع ساختن مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی از گستردگی شبکه جداشده، کلیه اقدامات و مانورهای اولیه در جهت برق‌دار نمودن خطوط و پست‌های بی‌برق شده و شرایط لازم (فرکانس و ولتاژ) جهت موازی نمودن بخش جداشده را انجام داده و پس از هماهنگی با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و کسب اطلاعات لازم در مورد شرایط تولید و انتقال در شبکه به هم پیوسته، اقدام به موازی نمودن بخش جدا شده بنماید. در زمینه کنترل فرکانس هرگونه اقدامی باید با مجوز و هماهنگی مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی انجام گیرد.

  - بخش جداشده شامل محدوده چند دیسپاچینگ منطقه‌ای می‌باشد

در صورتی که بخش جداشده از نظر گستردگی شامل بخش‌هایی از حوزه جغرافیایی دو یا چند دیسپاچینگ منطقه‌ای باشد، کلیه عملیات عادی‌سازی، برق‌دار نمودن پست‌های نیروگاهی، برق‌دار نمودن خطوط ارتباطی بین مناطق و موازی نمودن مولدها و یا بخش جدا شده با شبکه به هم پیوسته باید از طریق هماهنگی مستقیم بین مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی، مراکز کنترل مناطق و نیروگاه‌ها انجام گیرد.

- بی‌برق شدن سیستم

- در حوادث حاد و در شرایطی که بخش عمده و یا تمامی شبکه تحت تاثیر و شدت حادثه بی‌برق شوند مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی باید کلیه اطلاعات لازم و ضروری را که در راه‌اندازی مولدها و برق‌دار نمودن مجدد شبکه موثر می‌باشد جمع‌آوری کند و پس از بررسی و آنالیز اطلاعات دریافتی و اتخاذ روش اجرایی مناسب، با هماهنگی مراکز کنترل مناطق اقدام به برگرداندن شبکه به حالت عادی بنماید. در این شرایط مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی مرکزیت و رهبری کلیه عملیات را عهده‌دار می‌باشد. برق‌دار نمودن نیروگاه‌های حادثه دیده در درجه اول اولویت قرار دارد.

omoorepeyman.ir

ب: انجام بررسی‌های اولیه حادثه، انجام مانورهای مورد نیاز جهت ایزوله‌کردن تجهیزات حادثه دیده و عادی نمودن شبکه مطابق دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری

ج: تهیه و تنظیم گزارش بررسی حادثه شامل مواردی از قبیل زمان شروع حادثه، شرح مختصر وقوع حادثه، زمان برگرداندن شبکه به حالت عادی، ثبت میزان بارهای قطع شده، میزان تولید از دست رفته، تغییرات فرکانس، ولتاژ و اطلاعات ثبت شده در سیستم اسکادا در صورت نیاز

د: ارسال اطلاعات جمع‌آوری شده به معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه حداکثر طی مدت ۴۸ ساعت از زمان بروز حادثه

۳-۶-۲- شرکت‌های برق منطقه‌ای

معاونت‌های بهره‌برداری در هر شرکت برق منطقه‌ای موظف می‌باشند پس از وقوع حادثه و ضمن دریافت اطلاعات مندرج در بندهای الف و ج از مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای، نسبت به جمع‌آوری اطلاعات و انجام موارد ذیل اقدام نمایند [۱۰].

الف: جمع‌آوری داده‌های مربوط به تجهیزات شبکه مطابق موارد مندرج در تبدیل اطلاعات

ب: ارسال اطلاعات فوق‌الذکر به همراه ارائه گزارش اولیه وقوع حادثه به معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه حداکثر طی مدت ۷۲ ساعت از زمان بروز حادثه. ارسال اطلاعات و گزارش اولیه فقط در صورت بروز حوادث عمده در شبکه ضرورت دارد.

ت: بررسی دقیق، تهیه و تنظیم گزارش تجزیه و تحلیل حادثه، شرح اقدامات انجام شده به منظور رفع حادثه و اقدامات اصلاحی مورد نیاز برای جلوگیری از تکرار حوادث مشابه در آینده، تکمیل فرم‌های ثبت حوادث در جدول‌های (۳-۱) و (۳-۲) و ارسال آن‌ها به معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه شرکت مدیریت شبکه - مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه حداکثر طی مدت ۷ روز برای حوادث عمده و برای حوادث عادی طی مدت ۱۵ روز.

ج: شرکت در جلسات مشترک با حضور نمایندگان و مسئولین نیروگاه‌ها، شرکت مدیریت شبکه برق ایران و معاونت هماهنگی انتقال توانیر جهت رفع ابهامات احتمالی گزارش تهیه شده و ارائه گزارش‌های تکمیلی در صورت نیاز. تشکیل جلسه فقط در صورت بروز حوادث عمده در شبکه و نیروگاه ضرورت دارد.

ح: پیگیری و انجام اصلاحات مورد نیاز در شبکه تحت پوشش

۳-۶-۳- معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- شرکت مدیریت شبکه برق ایران

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه - مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه دارای وظایفی به شرح ذیل می‌باشد [۱۰]:

omoorepeyman.ir

الف: دریافت و جمع‌آوری اطلاعات و گزارش‌های اولیه و همچنین اطلاعات ثبت‌شده در سیستم اسکادا از معاونت راهبری شبکه، دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای

ب: پیگیری جهت دریافت گزارش‌ها شامل نتایج بررسی‌ها و مطالعات انجام شده در شرکت‌های برق منطقه‌ای و نیروگاه‌ها، شامل اطلاعات مربوط به فرم‌های تکمیل شده، ثبات‌های وقایع و خطا و نحوه عملکرد رله‌های حفاظتی

ت: تهیه گزارش اولیه مدیریتی در صورت نیاز و ارسال آن به معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو و معاونت هماهنگی انتقال توانیر در مورد حوادث عمده شبکه و نیروگاه حداکثر طی مدت یک هفته از تاریخ بروز حادثه

ج: بررسی گزارش‌ها و اطلاعات دریافتی، ریشه‌یابی و شناخت علل شروع و گسترش حادثه، بررسی صحت عملکرد سیستم‌های حفاظتی مرتبط با حادثه در شبکه، بررسی صحت عملکرد سیستم های حفاظت الکتریکی نیروگاه مرتبط با شبکه حداکثر طی مدت ۱۰ روز پس از دریافت گزارش نیروگاه‌ها و شرکت‌های برق منطقه‌ای

ح: هماهنگی با شرکت‌های برق منطقه‌ای و نیروگاه‌ها و برگزاری جلسات مشترک با حضور معاونین بهره‌برداری شرکت‌های برق منطقه‌ای و نیروگاه‌های ذیربط، نمایندگان معاونت راهبری شبکه و دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای، معاونت هماهنگی انتقال توانیر و شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی و معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه شرکت مدیریت شبکه برق ایران به منظور رفع موارد ابهام و تکمیل نقایص احتمالی. برگزاری جلسه مشترک در صورت بروز حوادث عمده شبکه و نیروگاه ضرورت دارد.

د: تهیه و تنظیم گزارش نهایی حوادث عمده شبکه و نیروگاه با توجه به گزارش‌های دریافت شده از معاونت راهبری شبکه (دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای)، شرکت‌های برق منطقه‌ای و نیروگاه‌ها طی مدت یک هفته پس از برگزاری جلسه و ارسال آن به مراجع مربوطه (معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو، معاونت هماهنگی انتقال شرکت توانیر، شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی و شورای پایایی) به طوری که حداکثر طی مدت تقریبی یک ماه از زمان بروز حادثه گزارش نهائی تهیه گردد.

omoorepeyman.ir

جدول ۳-۳: مدت زمان ارسال گزارش‌ها توسط هر یک از واحدهای متولی

واحد متولی	نوع حادثه	عنوان فعالیت	حداکثر زمان ارسال گزارش*
دیسپاچینگ ملی و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای	حوادث عادی	تهیه و تنظیم گزارش حادثه و ارسال آن به معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه	۴۸ ساعت
	حوادث عمده		
شرکت‌های برق منطقه‌ای	حوادث عادی	تهیه و تنظیم گزارش حادثه و ارسال آن به معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه	۱۵ روز
	حوادث عمده	تهیه و تنظیم گزارش حادثه و ارسال آن به معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه	۷۲ ساعت
		تهیه و تنظیم گزارش حادثه و ارسال آن به معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه	۷ روز
شرکت مدیریت شبکه برق ایران	حوادث عمده	تنظیم گزارش اولیه و ارسال آن به معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو و معاونت هماهنگی انتقال توانیر و شرکت مادرتخصصی تولید برق حرارتی (در صورت لزوم)	۱ هفته
		تهیه و تنظیم گزارش نهائی حادثه و ارسال آن به مراجع مربوطه: معاونت امور برق وزارت نیرو، معاونت هماهنگی انتقال شرکت مادر تخصصی توانیر و شورای پایائی وزارت نیرو و شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی	۱ ماه
	حوادث عادی	تجزیه و تحلیل کلیه حوادث، تهیه و تنظیم گزارش‌های ادواری حوادث شبکه	

*: **حداکثر زمان ارسال گزارش از زمان وقوع حادثه محاسبه می‌شود.**

ر: ابلاغ و پیگیری موارد اصلاحی به منظور جلوگیری از تکرار حادثه

س: بایگانی نمودن کلیه گزارش‌ها در بانک اطلاعاتی حوادث و تهیه گزارش‌های ادواری حوادث

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

فصل ۴

رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه توزیع

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

مقدمه

سیستم توزیع دارای گستردگی زیادی است. لذا برای ثبت حوادث و پایش آن‌ها به یک سیستم جامع نیاز می‌باشد. سیستم ثبت حوادث ENOX[1] سامانه‌ای است که حوادث شبکه توزیع در آن ثبت می‌شود. فرآیند ثبت حادثه بدین صورت انجام می‌شود که گزارش‌های اعلام حادثه، قطعی و یا خرابی توسط مشترکین از طریق سامانه تلفنی ۱۲۱ دریافت شده و سپس اپراتور بر اساس آن، حادثه گزارش دریافت‌شده را در سامانه ENOX ثبت می‌نماید. لذا با کمک این سامانه می‌توان به راحتی حوادث شبکه توزیع را ثبت و پایش نمود و در نهایت گزارش‌های حوادث را در سطح‌های مدیریتی و فنی تهیه کرد. از طرفی‌دیگر دستورالعمل "روش ثبت حوادث و برآورد انرژی تامین نشده" معاونت هماهنگی توزیع توانیر، یک سند جامع برای معرفی حوادث شبکه توزیع است که باید از آن برای شناسایی حوادث شبکه توزیع استفاده و سپس مشخصات حادثه را در نرم‌افزار ثبت حوادث ثبت نمود [۱۵و ۱۶].

در این فصل رویه ثبت و گزارش‌دهی حوادث شبکه توزیع شرح داده می‌شود. به منظور یکپارچه‌سازی ثبت و حوادث شبکه توزیع، همه شرکت‌های توزیع، مراکز دیسپاچینگ، مراکز عملیات و اتفاقات و دیگر نهادهای مربوطه ملزم به اجرای این رویه می‌باشند.

۴-۱- تعاریف

۴-۱-۱- حادثه

هر نوع اشکال در شبکه توزیع مانند: اشکال در سمت مشترکین و یا در پست‌های توزیع که منجر به خاموشی شود، حادثه نامیده می‌شود.

۴-۱-۲- اشکال در شبکه داخلی مشترکین (فشار متوسط و فشار ضعیف)

به اشکالاتی مانند پیدایش اتصالی در شبکه داخلی مشترکین اشاره دارد که در آن، حفاظت‌های منظور شده عمل نکرده و باعث قطع فیدر فشار متوسط می‌شود.

۴-۱-۳- اشکال در شبکه فشار متوسط هوایی

عبارت است از کلیه خاموشی‌های شبکه فشار متوسط هوایی که به دلیل نبود حفاظت لازم و یا تنظیم نامناسب حفاظت موجود و عمل نکردن آن، باعث قطع فیدر فشار متوسط می‌شود.

omoorepeyman.ir

[1] Electric Network Operator expert (ENOX)

۴-۱-۴- اشکال در شبکه فشار متوسط زمینی

عبارت است از کلیه خاموشی‌های شبکه فشار متوسط زمینی که به دلیل نبود حفاظت لازم و یا تنظیم نامناسب حفاظت موجود و عمل نکردن آن، باعث قطع فیدر فشار متوسط می‌شود.

۴-۱-۵- اشکال در شبکه فشار ضعیف هوایی

به پیدایش اشکال در شبکه فشار ضعیف هوایی که به دلیل نبود حفاظت لازم و یا تنظیم نامناسب حفاظت موجود و عمل نکردن آن، باعث قطع فیدر فشار متوسط می‌شود، گفته می‌شود.

۴-۱-۶- اشکال در شبکه فشارضعیف زمینی

به پیدایش اشکال در شبکه فشارضعیف زمینی که به دلیل نبود حفاظت لازم و یا تنظیم نامناسب حفاظت موجود و عمل نکردن آن، باعث قطع فیدر فشار متوسط می‌شود، گفته می‌شود.

۴-۱-۷- اشکال در پست هوایی

به پیدایش اشکال در طرف فشارضعیف و یا فشار متوسط پست‌های توزیع هوایی که به دلیل نبود حفاظت و یا تنظیم نامناسب حفاظت‌های موجود و عمل نکردن آن‌ها، باعث قطع فیدر فشار متوسط می‌شود، گفته می‌شود.

۴-۱-۸- اشکال در پست زمینی

به پیدایش اشکال در طرف فشار ضعیف و یا فشار متوسط پست زمینی اشاره دارد که به دلیل نبود حفاظت لازم و یا تنظیم نامناسب حفاظت‌های موجود و عمل نکردن آن‌ها، باعث قطع فیدر فشار متوسط شده‌اند.

۴-۲-قطع فیدر فشار متوسط

۴-۲-۱- عوامل موثر در قطع فیدر فشار متوسط

این عوامل عبارتند از:

- اشکال در شبکه فشار متوسط هوایی
- اشکال در شبکه فشار متوسط زمینی
- اشکال در شبکه فشار ضعیف هوایی
- اشکال در شبکه فشار ضعیف زمینی
- اشکال در پست هوایی
- اشکال در پست زمینی
- اشکال در انشعابات مشترکین

omoorepeyman.ir

- اشکال در شبکه داخلی مشترکین

توضیح ۱:

با توجه به تقسیم‌بندی بالا، کلیه خاموشی‌های منجر به قطع فیدر فشار متوسط، می‌بایست به صورت جداگانه به همراه علت و زمان قطع و وصل، ثبت و در روند محاسبه خاموشی‌ها منظور شوند.

توضیح ۲:

بررسی خاموشی‌های به وجود آمده در رابطه با هر یک از بخش‌های مربوط به سیستم ثبت و گردآوری اطلاعات، می‌بایست به درستی روشن نماید که آیا عامل بروز خاموشی منجر به قطع فیدر فشار متوسط شده است و یا اینکه تنها منجر به قطع بخشی از شبکه تغذیه شونده از این فیدر شده است.

۴-۳-عوامل موثر در قطع خطوط زمینی فشار متوسط

عوامل مطرح‌شده در این قسمت به دو بخش بی‌برنامه و بابرنامه تقسیم‌بندی می‌شوند [۱۵ و ۱۶].

۴-۳-۱- علل خاموشی بی‌برنامه خطوط زمینی فشار متوسط

این عوامل عبارتند از:

۱) عیب‌دار شدن سرکابل

انواع اشکالات به وجود آمده عبارتند از:

❖ عیب‌دار شدن سرکابل هوایی فشار متوسط

اشکال به وجود آمده:

- آسیب‌دیدن شیشه روغن‌نما در سرکابل‌های روغنی
- آسیب‌دیدن مقره سرکابل
- آسیب‌دیدن چدنی سرکابل‌های روغنی
- آسیب‌دیدن سرکابل خشک

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- نشتی روغن
- عدم سرویس به موقع

omoorepeyman.ir

- عدم کیفیت مناسب
- رعد و برق
- نصب نادرست سرکابل
- برخورد اجسام خارجی
- نفوذ آب
- اتصالات سست
- عدم استفاده از کلمپ بی‌متال یا اتصال نامناسب از آن
- کمبود روغن

❖ عیب دار شدن سرکابل داخلی فشار متوسط

اشکال به وجود آمده:

- آسیب‌دیدن شیشه روغن‌نما در سرکابل‌های روغنی
- آسیب‌دیدن مقره سرکابل
- آسیب‌دیدن چدنی سرکابل‌های روغنی
- آسیب‌دیدن سرکابل خشک

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- نشتی روغن
- عدم سرویس به موقع
- عدم کیفیت مناسب
- رعد و برق
- نصب نادرست سرکابل
- برخورد اجسام خارجی
- اتصالات سست
- عدم استفاده از کلمپ بی‌متال یا اتصال نامناسب
- کمبود روغن

❖ عیب دار شدن سرکابل داخلی خروجی پست فوق توزیع یا انتقال

اشکال به وجود آمده:

- آسیب‌دیدن شیشه روغن نما در سرکابل‌های روغنی
- آسیب‌دیدن مقره سرکابل

omoorepeyman.ir

- آسیب‌دیدن چدنی سرکابل‌های روغنی
- آسیب‌دیدن سرکابل خشک

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- نشتی روغن
- عدم سرویس به موقع
- عدم کیفیت مناسب
- رعد و برق
- نصب نادرست سرکابل
- برخورد اجسام خارجی
- اتصالات سست
- عدم استفاده از کلمپ بی‌متال یا اتصال نامناسب
- کمبود روغن

❖ اتصالی کابل فشار متوسط

اشکال به وجود آمده:

- اتصالی یک فاز به زمین
- اتصالی دو فاز به زمین
- اتصالی سه فاز
- بریدگی یک فاز
- بریدگی دو فاز و بیشتر

علت اشکال به وجود آمده:

- ناشی از حفاری
- ناشی از فرسودگی
- ناشی از اضافه بار
- ناشی از پیدایش عیب در مفصل
- ناشی از اتصال کابل همجوار
- ناشی از طراحی و اجرای نادرست
- ناشی از فشار ریشه‌ی درختان

omoorepeyman.ir

- ناشی از سرقت
- عیب نامشخص

۲) اشکال در شبکه داخلی مشترکین

۳) خطای نیروی انسانی

۴) سرقت تجهیزات

۵) عیب گذرا

۶) اتصالی یا اشکال در شبکه فشار ضعیف

۷) عیب در تجهیزات فوق توزیع

اشکال به وجود آمده:

- اشکال در ترانسفورماتور جریان موجود در خروجی پست‌های فوق توزیع
- اشکال در ترانسفورماتور ولتاژ موجود در خروجی پست‌های فوق توزیع
- اشکال در تنظیم نامناسب رله‌های نصب شده در خروجی پست‌های فوق توزیع
- عیب‌دارشدن رله در خروجی پست‌های فوق توزیع
- اشکال یا عدم وصل دژنکتور خروجی پست‌های فوق توزیع
- تاثیر قطع خطوط همجوار

۸) عیب در تجهیزات انتقال

اشکال به وجود آمده:

- اشکال در ترانسفورماتور جریان موجود در خروجی پست‌های انتقال
- اشکال در ترانسفورماتور ولتاژ موجود در خروجی پست‌های انتقال
- اشکال در تنظیم نامناسب رله‌های نصب شده در خروجی پست‌های انتقال
- عیب‌دار شدن رله در خروجی پست‌های انتقال
- اشکال یا عدم وصل دژنکتو خروجی پست‌های انتقال
- تاثیر قطع خطوط همجوار

۹) برق‌گرفتگی

۴-۳-۲- علل خاموشی بابرنامه خطوط زمینی فشار متوسط

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) سرویس و تعمیر سرکابل فشار متوسط

omoorepeyman.ir

- ❖ سرویس و تعمیر سرکابل هوایی فشار متوسط
- ❖ سرویس و تعمیر سرکابل داخلی فشار متوسط
- ❖ سرویس و تعمیر سرکابل داخلی خروجی پست فوق توزیع یا انتقال
- ❖ اصلاح سیم ارت (زمین) سرکابل

۲) خاموشی بابرنامه جهت هم‌فاز کردن

۳) خاموشی بابرنامه جهت اجرای طرح

۴) خاموشی بابرنامه جهت جابجایی بار

۵) خاموشی بابرنامه بنا به درخواست واحدهای فوق توزیع و بالاتر

۶) خاموشی بابرنامه جهت سرویس و تعمیر شبکه

۴-۴-عوامل موثر در قطع خطوط هوایی فشار متوسط

۴-۴-۱- علل خاموشی بی‌برنامه خطوط هوایی فشار متوسط

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) اشکال در پایه (سیمانی – چوبی – فلزی)

اشکال به وجود آمده:

- شکستگی پایه فشار متوسط
- کج شدن پایه فشار متوسط

علت اشکال به وجود آمده:

- برخورد خودرو
- فرسودگی و خوردگی
- عوامل جوی (باد و طوفان و قطر زیاد یخ و غیره)
- پارگی سیم
- سیل و آب گرفتگی
- پاره شدن سیم مهار
- حفاری درکنار پایه
- آتش‌سوزی
- سقوط درختان
- طراحی واجرای نامناسب

omoorepeyman.ir

- رانش زمین
- سستی زمین
- سوختن پایه ناشی از نشت جریان الکتریکی
- نامناسب بودن کیفیت پایه
- سایر موارد با ذکر توضیحات

۲) پارگی سیم

اشکال به وجود آمده:

- پاره شدن سیم
- پاره شدن کابل خودنگهدار

علت اشکال به وجود آمده:

- برخورد اشیای خارجی
- فرسوده بودن سیم
- عدم تنظیم شکم (فلش) خط
- اضافه بار
- عوامل جوی
- برخورد با درختان مزاحم
- اتصالات سست
- نامناسب بودن اتصالات
- نامناسب بودن کیفیت مصالح مصرفی
- خوردگی ناشی از آلودگی محیط
- خطای نیروی انسانی
- طراحی و اجرای نامناسب
- فرسوده بودن کابل خودنگهدار
- خوردگی عایق کابل خودنگهدار به دلیل سایش با درختان یا اشیاء خارجی

۳) برخورد درختان مزاحم

۴) برخورد اشیای خارجی

۵) برخورد پرندگان

۶) اشکال در جمپر

اشکال به وجود آمده:

omoorepeyman.ir

- جداشدن ارتباط سرکابل از شبکه
- جداشدن ارتباط فیوز کات اوت از شبکه
- جداشدن ارتباط برق‌گیر از شبکه
- جداشدن جمپر سکشن (سیم ارتباط دهنده دو بخش از خط)
- جداشدن جمپر تجهیزات شبکه مانند: ریکلوزر- خازن - سکشنالایزر (ناحیه‌بندی‌کننده خط یا شبکه) - اتوبوستر
- جداشدن جمپر تیغه‌ی جداساز
- جداشدن ارتباط کابل خودنگهدار از شبکه

علت اشکال به وجود آمده:

- نامناسب بودن کیفیت کلمپ‌ها و اتصالات
- شل‌بودن اتصالات
- کم‌بودن مقطع سیم جمپر
- آرایش نامناسب جمپرها
- اضافه بار
- بالابودن سطح اتصال کوتاه در طول کوتاه سیم جمپر

۷) اشکال در مقره (بشقابی، سوزنی)

اشکال به وجود آمده:

- شکستن مقره سرامیکی
- شکستن مقره شیشه‌ای
- پانچ (سوراخ‌شدن) در مقره سرامیکی
- جرقه‌ی سطحی مقره

علت اشکال به وجود آمده:

- پرتاب اشیاء خارجی
- کیفیت نامناسب
- طراحی نادرست
- آلودگی مقره سرامیکی
- آلودگی مقره شیشه‌ای
- آلودگی مقره سلیکون رابر
- کم‌بودن فاصله خزشی مقره سرامیکی

omoorepeyman.ir

- کم‌بودن فاصله خزشی مقره شیشه‌ای
- کم‌بودن فاصله خزشی مقره سلیکون رابر
-

۸) اشکال در یراق‌آلات

اشکال به وجود آمده:

- کج‌بودن میل مقره
- سوختگی الکتریکی کنسول چوبی
- شکستگی مکانیکی کنسول چوبی
- شکستگی کنسول پلیمری
- شکستگی کنسول‌های بتونی
- پیچیدگی در کنسول‌های فلزی
- اشکال در یراق الات کابل خودنگهدار

علت اشکال به وجود آمده:

- فرسودگی
- کوتاه بودن یراق آلات
- کیفیت نامناسب
- طراحی نادرست
- اجرای نامناسب
- شرایط نامناسب آب و هوا

۹) عیب در قطع‌کننده‌ها

اشکال به وجود آمده:

- عیب در ریکلوزر
- عیب در سکسیونر هوایی
- عیب در سکشنالایزر
- عیب در جداسازهای تیغه‌ای

علت اشکال به وجود آمده:

- فرسودگی
- سرویس نکردن به موقع
- جداشدن ارتباطات

omoorepeyman.ir

- نامناسب بودن طول ارتباطات
- اشکال در سیستم مخابراتی
- اشکال در سیستم میکروسوییچ
- خراب‌شدن قفل مربوطه

۱۰) عیب در اتوبوستر

۱۱) عیب در خازن

۱۲) عیب در برق‌گیر

اشکال به وجود آمده:

- اتصالی برق‌گیر سرامیکی
- ترکیدگی یا سوختگی برق‌گیر سرامیکی
- اتصالی برق‌گیر سیلیکونی
- ترکیدگی یا سوختگی برق‌گیر سیلیکونی

علت اشکال به وجود آمده:

- کیفیت نامناسب
- طراحی نادرست
- رعد و برق
- افزایش مقاومت چاه زمین (ارت) برق‌گیر
- نصب نادرست

۱۳) عملکرد یا اشکال در کات اوت فیوز

اشکال به وجود آمده:

- سوختن المان کات اوت فیوز
- ترکیدگی و شکستن پایه کات اوت فیوز
- سوختن تیوب (غلاف)کات اوت فیوز
- سوختن کات اوت فیوز

علت اشکال به وجود آمده:

- نامناسب بودن فیوز لینک
- معیوب شدن فیوز کات اوت
- کیفیت نامناسب فیوز لینک
- کیفیت نامناسب فیوز کات اوت

omoorepeyman.ir

- اضافه بار
- اشکال در تجهیزات شبکه
- اتصالی در شبکه
- عیب گذرا (مواردی که در اولین وصل جریان آشکار می‌گردد)
- برخورد شاخه درخت با شبکه
- برخورد پرندگان
- برخورد اشیای خارجی
- شرایط نامساعد جوی
- مه و رطوبت بالا
- باد و طوفان
- رعد و برق
- باران و برف و تگرگ
- قطر یخ (گالوپینگ)
- اشکال در سیستم لوازم اندازه‌گیری مشترکین
- برخورد هادی‌های شبکه
- عیب نامشخص (مواردی که پس از وصل مرحله به مرحله در شبکه، عیبی نمایان نمی‌شود)
- سرقت تجهیزات شبکه
- مانور اشتباه
- رعایت نکردن بار مانور شده
- ناهمفازی و هم‌گروه نبودن دو فیدر
- بی‌دقتی در شیوه کار با قطع‌کننده (مثلا قطع تیغه جداساز زیر بار)
- حوادث ناگهانی و پیش‌بینی نشده
- سیل
- زلزله
- رانش زمین
- آتش‌سوزی
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- اشکال در پست‌ها
- اتصالی در بخش فشار ضعیف

omoorepeyman.ir

- معیوب شدن خازن فشار متوسط
- خطای نیروی انسانی
- سایر موارد با توضیح کامل

۱۴) سرقت تجهیزات شبکه

۱۵) شرایط نامساعد جوی

۱۶) مانور اشتباه

- رعایت نکردن بار مانور شده
- ناهم‌فازی و هم‌گروه نبودن دو فیدر
- بی‌دقتی در شیوه کار با قطع‌کننده (مثلا قطع تیغه‌ی جداساز زیر بار)

۱۷) حوادث غیرمترقبه

۱۸) اشکال در شبکه داخلی مشترکین

۱۹) اشکال در پست‌ها

۲۰) اتصال کوتاه در بخش فشار ضعیف

۲۱) برخورد هادی‌های شبکه به هم یا به بدنه

اشکال به وجود آمده:

- برخورد سیم‌های شبکه به هم یا به بدنه (پایه)
- اتصال کوتاه کابل خودنگهدار

علت اشکال به وجود آمده:

- زیاد بودن شکم (فلش) سیم
- جداشدن سیم اصلی‌کننده (باندینگ) از مقره
- اضافه بار
- خوردگی عایق کابل خودنگهدار در اثر سایش با درختان یا اشیاء خارجی

۲۲) خطای نیروی انسانی

۲۳) عیب نامشخص

۲۴) خاموشی ناشی از عملیات به طریقه خط گرم

- شستشوی مقره به طریقه خط گرم
- شاخه‌زنی به طریقه خط گرم
- تزریق روغن سرکابل به طریقه خط گرم
- سایر موارد (با ذکر توضیحات)

omoorepeyman.ir

۲۵) برخورد هادی شبکه فوق توزیع به شبکه توزیع

۲۶) برخورد هادی شبکه انتقال به شبکه توزیع

۲۷) عیب در تجهیزات فوق توزیع

اشکال به وجود آمده:

- اشکال در ترانسفورماتور جریان موجود در خروجی پست‌های فوق توزیع
- اشکال در ترانسفورماتور ولتاژ موجود در خروجی پست‌های فوق توزیع
- اشکال در تنظیم نامناسب رله‌های نصب شده در خروجی پست فوق توزیع
- عیب‌دار شدن رله در خروجی پست‌های فوق توزیع
- اشکال یا عدم وصل دژنکتور خروجی پست فوق توزیع
- تاثیر قطع خطوط همجوار

۲۸) عیب در تجهیزات انتقال

اشکال به وجود آمده:

- اشکال در ترانسفورماتور جریان موجود در خروجی پست‌های انتقال
- اشکال در ترانسفورماتور ولتاژ موجود در خروجی پست‌های انتقال
- اشکال در تنظیم نامناسب رله‌های نصب شده در خروجی پست‌های انتقال
- عیب‌دار شدن رله در خروجی پست‌های انتقال
- اشکال یا عدم وصل دژنکتور خروجی پست‌های انتقال
- تاثیر قطع خطوط همجوار

۲۹) پاره شدن کابل خودنگهدار

۳۰) برق‌گرفتگی

۴-۴-۲- علل خاموشی بابرنامه خطوط هوایی فشار متوسط

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) خاموشی بابرنامه جهت کار در حریم شبکه

- شاخه‌زنی
- اجرای طرح
- هم‌فازی
- نصب داربست
- سرویس و تعمیر شبکه

omoorepeyman.ir

- عبور بارهای بلند با خودروهای سنگین از زیر خط
- کار بر روی مدار مجاور

۲) خاموشی بابرنامه جهت تعمیر یا تعویض تجهیزات
- تعمیر یا تعویض برق‌گیر
- تعمیر یا تعویض نشان‌گر خطا
- تعمیر یا تعویض ریکلوزر
- تعمیر یا تعویض اتوبوستر
- تعمیر یا تعویض جداکننده‌ها
- تعمیر یا تعویض خازن‌ها
- تعمیر یا تعویض کات اوت فیوز
- تعویض تیوب یا المان یا پایه کات اوت فیوز
- نصب تجهیزات سرقت شده

۳) خاموشی بابرنامه جهت مانور شبکه

۴) خاموشی بابرنامه جهت اصلاح و بهینه‌سازی شبکه
- تعویض سیم
- تعویض مقره
- تعویض جمپرها و اتصالات و اصلی کردن‌ها (باندینگ)
- تعویض پایه‌ها
- تعویض کنسول و یراق آلات
- اصلاح شکم (فلش) هادی‌ها
- اصلاح آرایش شبکه (اجرای طرح)
- اصلاح سیستم زمین (ارت) برق‌گیر
- اصلاح کابل، اتصالات و یا یراق‌آلات کابل خودنگهدار

۵) خاموشی بابرنامه جهت نصب یا تعویض خازن فشار متوسط

۶) خاموشی بابرنامه بنا به درخواست واحدهای فوق توزیع و بالاتر

۷) خاموشی بابرنامه به درخواست مشترکین یا ارگان‌ها و سازمان‌ها

۸) خاموشی بابرنامه جهت احداث کابل خودنگهدار

omoorepeyman.ir

۴-۵-عوامل موثر در قطع طرف فشار متوسط پست‌های توزیع

این عوامل به دو بخش عملیات بی‌برنامه و بابرنامه تقسیم‌بندی شده‌اند [۱۵و ۱۶]:

۴-۵-۱- علل خاموشی بی‌برنامه طرف فشار متوسط پست‌های توزیع زمینی

این عوامل عبارتند از:

۱) عملکرد یا اشکال در دژنکتور

اشکال به وجود آمده:

- قطع دژنکتور
- عیب در دژنکتور
- عیب در رله پرایمری
- عیب در رله ثانویه

علت اشکال به وجود آمده:

- کیفیت نامناسب رله پرایمری
- کیفیت نامناسب رله ثانویه
- کیفیت نامناسب دژنکتور
- اشکال در ترانسفورماتور
- اشکال در بانک خازنی فشار متوسط
- اشکال در بانک خازنی فشار ضعیف
- اتصالی در شبکه فشار ضعیف
- اضافه بار
- عملکرد رله حرارتی
- تنظیم نادرست رله پرایمری
- تنظیم نادرست رله ثانویه
- عیب در دژنکتور
- عملکرد یا عیب در رله بوخهلتس
- عیب در مقره اتکایی
- عیب در فیدر همجوار
- عیب در ترانسفورماتور ولتاژ
- عیب در ترانسفورماتور جریان (ترانسفورماتور کوران)

omoorepeyman.ir

- عیب در سرکابل پروتولین ارتباط ترانسفورماتور به دژنکتور
- آب چکه کردن سقف پست
- خطای نیروی انسانی
- برخورد اجسام خارجی
- عبور حیوانات
- سایر عوامل پیش‌بینی نشده با ذکر توضیحات
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- معیوب شدن کابل ارتباط ترانسفورماتور به تابلوی فشار ضعیف

۲) عملکرد یا عیب در سکسیونر فیوزدار

اشکال به وجود آمده:

- سوختن المان فیوز
- عیب در سکسیونر فیوزدار

علت اشکال به وجود آمده:

- کیفیت نامناسب المان فیوز
- کیفیت نامناسب سکسیونر فیوزدار
- اشکال در ترانسفورماتور
- اشکال در بانک خازنی فشار متوسط
- اشکال در بانک خازنی فشار ضعیف
- اتصالی در شبکه فشار ضعیف
- اضافه بار
- عیب در مقره اتکایی
- عیب در سکسیونر همجوار
- عیب در ترانسفورماتور ولتاژ
- عیب در ترانسفورماتور جریان (ترانسفورماتور کوران)
- عیب در سرکابل پروتولین ارتباط ترانسفورماتور به سکسیونر فیوزدار
- آب چکه کردن سقف پست
- خطای نیروی انسانی
- برخورد اجسام خارجی
- عبور حیوانات

omoorepeyman.ir

- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- معیوب شدن کابل ارتباط ترانسفورماتور به تابلو فشار ضعیف

۳) عیب در سکسیونر

۴) عیب در ترانسفورماتور اختلاف پتانسیل الکتریکی

۵) عیب در ترانسفورماتور جریان (ترانسفورماتور کوران)

۶) عیب در سرکابل یا کابل پروتولین ارتباط ترانسفورماتور به دژنکتور

۷) اشکال در ترانسفورماتور

اشکال به وجود آمده:

- عیب در بوشینگ یا اتصالات
- عیب در ترانسفورماتور
- سوراخ شدن بدنه ترانسفورماتور

علت اشکال به وجود آمده:

- نامناسب بودن حفاظت
- اضافه بار
- عدم تعادل بار
- برخورد خودرو
- تیراندازی
- نشتی روغن
- اشکال در بوشینگ فشار متوسط
- اشکال در اتصالات بوشینگ فشار متوسط
- اشکال در بوشینگ فشار ضعیف
- اشکال در اتصالات بوشینگ فشار ضعیف
- اشکال در جرقه‌گیر
- اتصالی در داخل سیم پیچ‌های ترانسفورماتور
- نفوذ آب و رطوبت
- نامناسب بودن سیستم زمین
- آتش‌سوزی
- عبور حیوانات و پرندگان
- حوادث پیش‌بینی ناپذیر (ناگهانی)

omoorepeyman.ir

- سرقت تجهیزات پست
- اتصالی در شبکه فشار ضعیف
- انشعاب غیرمجاز
- عیب در تپ چنجر
- اشکال در بانک خازنی فشار متوسط
- اشکال در بانک خازنی فشار ضعیف

۸) اشکال در بانک خازنی فشار متوسط

۹) اشکال در بانک خازنی فشار ضعیف

۱۰) آب چکه کردن سقف پست

۱۱) خطای نیروی انسانی

۱۲) عبور حیوانات

۱۳) عیب در مقره اتکایی

۱۴) سرقت تجهیزات پست

اشکال به وجود آمده:

- سرقت تجهیزات

علت اشکال به وجود آمده:

- سرقت رله پرایمری (اولیه)
- سرقت رله سکندری (ثانویه)
- سرقت دژنکتور
- سرقت ترانسفورماتور ولتاژ
- سرقت ترانسفورماتور جریان
- سرقت سکسیونر
- سرقت کابل‌های ارتباطی
- سرقت لوازم اندازه‌گیری

۱۵) آتش‌سوزی در پست

۱۶) اتصال کوتاه در شبکه فشار ضعیف

۱۷) اشکال در شبکه داخلی مشترکین

۱۸) اشکال در جرقه‌گیر

۱۹) عیب گذرا

omoorepeyman.ir

۲۰) برق‌گرفتگی

۴-۵-۲- علل خاموشی بابرنامه طرف فشار متوسط پست‌های توزیع زمینی

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) پست
- سرویس
- تجهیز
- راه اندازی (اجرای طرح)

۲) تعویض، سرویس و تعمیر دژنکتور یا سکسیونر فیوزدار

۳) تعویض و تعمیرات سکسیونر

۴) تعویض ترانسفورماتور اختلاف پتانسیل الکتریکی

۵) تعویض ترانسفورماتور جریان (ترانسفورماتور کوران)

۶) رله پرایمری
- تعویض و تعمیرات
- نصب مجدد رله
- تنظیم رله

۷) رله ثانویه
- تعویض و تعمیرات
- نصب مجدد رله
- تنظیم رله

۸) سرویس، تعمیر یا تعویض بوشینگ فشار متوسط

۹) سرویس، تعمیر یا تعویض بوشینگ فشار ضعیف

۱۰) ترانسفورماتور
- تزریق روغن
- رفع نشتی روغن
- تعمیر
- تعویض
- جمع‌آوری
- تست (آزمون‌گیری)

omoorepeyman.ir

- تعویض و یا اصلاح ارتباطات

۱۱) سرویس، تعمیر ترانسفورماتور

۱۲) تعمیر تپ چنجر ترانسفورماتور

۱۳) نصب و تعویض فیوز

۱۴) تعویض مقره اتکایی باس‌بار

۱۵) اضافه کردن سلول فشار متوسط

۱۶) تعویض یا نصب نشان‌گر خطا

۱۷) نصب یا تعویض خازن فشار متوسط

۱۸) اندازه‌گیری یا اصلاح سیستم زمین

۱۹) تست لوازم اندازه‌گیری

۲۰) تعمیر و یا تعویض باس

۲۱) سرویس دوره‌ای

۲۲) تعمیر ساختمان پست

۲۳) رفع روغن‌ریزی یا سرریز روغن ترانسفورماتور

۲۴) تعمیر یا تعویض تابلوی فشار ضعیف و یا تجهیزات داخلی آن

۲۵) تعویض بوشینگ‌های معیوب و تعمیرات جزیی ترانسفورماتور

۲۶) اصلاح و تعویض کابل‌های ارتباطی و باس بارها

۲۷) خاموشی بابرنامه بنا به درخواست واحدهای فوق توزیع و بالاتر

۴-۵-۳- علل خاموشی بی‌برنامه طرف فشار متوسط پست‌های توزیع هوایی

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) اشکال در جمپرهای پست هوایی

اشکال به وجود آمده:

- جدا شدن جمپر شبکه از برق‌گیر
- جدا شدن جمپر برق‌گیر یا شبکه از کات اوت فیوز
- جدا شدن جمپر کات اوت فیوز از ترانسفورماتور

علت اشکال به وجود آمده:

- نامناسب بودن کیفیت کلمپ‌ها و اتصالات
- شل بودن اتصالات

omoorepeyman.ir

- پایین بودن مقطع سیم جمپر

۲) معیوب شدن برق‌گیر

اشکال به وجود آمده:

- اتصالی برق‌گیر سرامیکی
- ترکیدگی یا سوختگی برق‌گیر سرامیکی
- اتصالی برق‌گیر سیلیکونی
- ترکیدگی یا سوختگی برق‌گیر سیلیکونی

علت اشکال به وجود آمده:

- کیفیت نامناسب
- طراحی ناصحیح
- رعد و برق
- بالا بودن مقاومت زمین

۳) عملکرد یا اشکال در کات اوت فیوز

اشکال به وجود آمده:

- سوختن المان کات اوت فیوز
- ترکیدگی و شکستن پایه کات اوت فیوز
- سوختن غلاف (تیوب) کات اوت فیوز

علت اشکال به وجود آمده:

- نامناسب بودن فیوز لینک
- معیوب شدن فیوز کات اوت
- کیفیت نامناسب فیوز لینک
- کیفیت نامناسب فیوز کات اوت
- اضافه بار
- اشکال در ترانسفورماتور
- سوختگی تابلو فشار ضعیف
- قطع یا اشکال در کلید فشار ضعیف
- عیب در باس‌بار فشار ضعیف
- اشکال در کابل ارتباط ترانسفورماتور به تابلو فشار ضعیف یا باس‌بار (شینه)
- سوختن کابلشو کابل ارتباط ترانسفورماتور به تابلو فشار ضعیف یا باس‌بار (شینه)

omoorepeyman.ir

- اشکال در برق‌گیر
- اشکال در جمپرها
- سیم پارگی یا برخورد هادی‌های خطوط هوایی فشار ضعیف
- اتصالی در خطوط زمینی فشار ضعیف
- سرقت تجهیزات
- عبور حیوانات
- برخورد اشیای خارجی
- شرایط نامساعد جوی
- باد و طوفان
- مه و رطوبت بالا
- رعد و برق
- باران و برف و تگرگ
- قطر یخ (گالوپینگ)
- اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- حوادث پیش‌بینی ناپذیر (ناگهانی)
- سیل
- زلزله
- رانش زمین
- خطای نیروی انسانی
- معیوب شدن کابل ارتباط ترانسفورماتور به تابلو فشار ضعیف

۴) اشکال در ترانسفورماتور

اشکال به وجود آمده:

- عیب در بوشینگ یا اتصالات
- عیب در ترانسفورماتور
- سوراخ شدن بدنه ترانسفورماتور

علت اشکال به وجود آمده:

- نامناسب بودن حفاظت
- اضافه بار

omoorepeyman.ir

- عدم تعادل بار
- برخورد خودرو
- تیراندازی
- نشتی روغن
- اشکال در بوشینگ فشار متوسط
- اشکال در اتصالات بوشینگ فشار متوسط
- اشکال در بوشینگ فشار ضعیف
- اشکال در اتصالات بوشینگ فشار ضعیف
- اشکال در جرقه‌گیر
- اتصال کوتاه در میان سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور
- عوامل جوی
- نامناسب بودن سیستم زمین
- آتش سوزی
- عبور حیوانات و پرندگان
- انشعاب غیرمجاز
- عیب در تپ چنجر
- پرتابه
- خطای نیروی انسانی
- سرویس نکردن به موقع
- نفوذ آب و رطوبت
- شکستگی پایه ترانسفورماتور هوایی
- حوادث پیش بینی ناپذیر (ناگهانی)
- سرقت تجهیزات پست
- اتصالی در شبکه فشار ضعیف

۵) اشکال در خازن فشار ضعیف

۶) برخورد اجسام خارجی

۷) عبور حیوانات

۸) آتش‌سوزی در پست

۹) اشکال در کابل ارتباط ترانسفورماتور به تابلوی فشار ضعیف یا باس‌بار

omoorepeyman.ir

۱۰) سوختن کابلشو کابل ارتباط ترانسفورماتور به تابلوی فشار ضعیف یا باس‌بار

۱۱) اشکال در جرقه‌گیر

۱۲) عیب در کلید اصلی یا تابلوی فشار ضعیف

۱۳) اشکال در شبکه داخلی مشترکین

۱۴) عوامل جوی

۱۵) اشکال در سکوی ترانسفورماتور

۱۶) حوادث پیش‌بینی ناپذیر (ناگهانی)

۱۷) سرقت تجهیزات پست

- سرقت ترانسفورماتور
- سرقت تابلو
- سرقت برق‌گیر
- سرقت کات اوت فیوز
- سرقت کلید فشار ضعیف
- سرقت کابل‌های ارتباطی
- سرقت لوازم اندازه‌گیری

۱۸) اتصال کوتاه در شبکه فشار ضعیف

۱۹) خطای نیروی انسانی

۲۰) عیب گذرا

۲۱) اشکال در MOF [۱]

۲۲) برق‌گرفتگی

۴-۵-۴- علل خاموشی بابرنامه طرف فشار متوسط پست‌های توزیع هوایی

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) نصب یا جابجایی ترانسفورماتور

۲) جمع‌آوری ترانسفورماتور

۳) تعدیل ظرفیت ترانسفورماتور

۴) سرویس سالیانه

[۱] MOF (Metering OutFit) تجهیزی است در برگیرنده ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ که ولتاژ و جریان با مقادیر زیاد را در خطوط توزیع به ولتاژ و جریان با محدوده مناسب جهت استفاده در کنتورهای اندازه‌گیری تبدیل می‌کند.

omoorepeyman.ir

۵) اصلاح سیم زمین برق‌گیر یا ترانسفورماتور
۶) تعویض بوشینگ‌های عیب دار
۷) تعویض برق‌گیر یا کات اوت فیوزهای عیب دار
۸) رفع روغن‌ریزی یا تعویض روغن ترانسفورماتور
۹) تعمیر یا تعویض تابلوی فشار ضعیف و یا تجهیزات داخلی آن
۱۰) اصلاح و تعویض ارتباطات
۱۱) تعویض پایه‌ی ترانسفورماتور
۱۲) اصلاح یراق‌آلات
- تعویض کلمپ‌های ارتباط
- اصلاح سکوی برقگیر
- اصلاح سکوی کات اوت فیوز
- اصلاح سکوی ترانسفورماتور
- اصلاح یا تعویض کنسول
- اصلاح یا تعویض میل مقره

۴-۶-عوامل موثر در قطع خطوط هوایی فشار ضعیف

عوامل مطرح‌شده در این قسمت به دو بخش بی‌برنامه و بابرنامه تقسیم‌بندی می‌شود [۱۵و ۱۶].

۴-۶-۱- علل خاموشی بی‌برنامه خطوط هوایی فشار ضعیف

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) اشکال در پایه (سیمانی، چوبی، فلزی)

اشکال به وجود آمده:
- شکستگی پایه فشار ضعیف
- شکستگی پایه فشار متوسط حامل شبکه فشار ضعیف
- کج شدن پایه

علت اشکال به وجود آمده:
- برخورد خودرو
- فرسودگی و خوردگی
- عوامل جوی (باد و طوفان و قطر زیاد یخ و غیره)

omoorepeyman.ir

- پارگی سیم
- سیل و آب گرفتگی
- پاره شدن سیم مهار
- حفاری درکنار پایه
- آتش سوزی
- سقوط درختان
- طراحی و اجرای نامناسب
- رانش زمین
- سستی زمین
- زلزله
- سوختن پایه چوبی ناشی از نشت جریان و یا آتش سوزی در اطراف پایه
- نامناسب بودن کیفیت پایه
- به صورت عمدی
- ناشی از انشعاب‌های غیرمجاز
- سایر موارد با ذکر توضیحات

۲) پارگی سیم

اشکال به وجود آمده:

- پاره شدن سیم
- پاره شدن کابل خودنگهدار

علت اشکال به وجود آمده:

- برخورد اشیای خارجی
- فرسوده بودن سیم
- خوردگی ناشی از آلودگی محیط
- عدم تنظیم شکم (فلش) خط
- اضافه بار
- عوامل جوی
- برخورد درختان مزاحم
- اتصالات سست
- طراحی واجرای نامناسب

omoorepeyman.ir

- نامناسب بودن کیفیت مصالح مصرفی
- ناشی از خطوط هوایی فشار متوسط
- ناشی از انشعاب‌های غیرمجاز
- خطای نیروی انسانی
- فرسوده بودن کابل خودنگهدار
- خوردگی عایق کابل خودنگهدار به دلیل سایش با درختان یا اشیاء خارجی

۳) برخورد درختان مزاحم

۴) برخورد اشیاء خارجی

۵) برخورد پرندگان

۶) اشکال در جمپر

اشکال به وجود آمده:

- سوختگی سیم جمپر
- جدا شدن جمپر سکشن
- جدا شدن ارتباط کابل خودنگهدار از شبکه

علت اشکال به وجود آمده:

- فرسوده بودن سیم جمپر
- نامناسب بودن کیفیت کلمپ‌ها و اتصالات
- شل بودن اتصالات
- پایین بودن مقطع سیم جمپر
- آرایش نامناسب جمپرها
- اضافه بار
- بالا بودن سطح اتصال کوتاه در طول کوتاه سیم جمپر

۷) اشکال در مقره

اشکال به وجود آمده:

- شکستن مقره
- جرقه سطحی مقره

علت اشکال به وجود آمده:

- برخورد اشیای خارجی
- کیفیت نامناسب

omoorepeyman.ir

- طراحی ناصحیح
- آلودگی مقره

۸) اشکال در یراق‌آلات

اشکال به وجود آمده:

- کج شدن راک یا جلوبر(براکت)
- اشکال در پین و یا اشپیل
- بریدن پیچ
- معیوب شدن یراق آلات کابل خودنگهدار

علت اشکال به وجود آمده:

- فرسودگی
- عدم کیفیت مناسب
- اجرای نامناسب
- طراحی ناصحیح
- شرایط نامناسب آب و هوا
- برخورد اشیای خارجی

۹) عیب در خازن فشار ضعیف هوایی

۱۰) برخورد هادی‌های شبکه به هم یا به بدنه

اشکال به وجود آمده:

- برخورد سیم‌های شبکه به هم یا به بدنه
- اتصال کوتاه کابل خودنگهدار

علت اشکال به وجود آمده:

- زیاد بودن شکم (فلش) سیم
- جدا شدن سیم اصلی‌کننده (باندینگ) از مقره
- اضافه بار
- خوردگی عایق کابل خودنگهدار در اثر سایش با درختان یا اشیای خارجی

۱۱) سرقت شبکه

۱۲) خطای نیروی انسانی

۱۳) برق غیرمجاز

۱۴) اشکال در شبکه داخلی مشترکین

omoorepeyman.ir

۱۵) سوختگی سرخط هوایی فشار ضعیف

اشکال به وجود آمده:

- سوختگی سرخط هوایی

علت اشکال به وجود آمده:

- اتصال نامناسب سرخط به شبکه
- نامناسب بودن کیفیت مصالح مصرفی
- اضافه بار
- سایر موارد با توضیح کامل

۱۶) عیب گذرا

۱۷) اشکال در جعبه انشعاب هوایی

۱۸) پاره شدن کابل خودنگهدار پنج رشته

۱۹) پاره شدن کابل خودنگهدار شش رشته

۲۰) اتصالی کابل خودنگهدار پنج رشته

۲۱) اتصالی کابل خودنگهدار شش رشته

۲۲) برق‌گرفتگی

۴-۶-۲- علل خاموشی بابرنامه خطوط هوایی فشار ضعیف

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) خاموشی بابرنامه جهت کار در حریم شبکه

- شاخه‌زنی
- اجرای طرح
- هم‌فازی
- نصب داربست
- اصلاح سرخط هوایی
- کار بر روی مدار مجاور
- رفع لاشگی خط
- تنظیم شکم (فلش) خط
- کلمپ‌کردن سرخط هوایی

۲) خاموشی بابرنامه جهت مانور شبکه

omoorepeyman.ir

۳) خاموشی بابرنامه جهت نصب تجهیزات سرقت شده

۴) خاموشی بابرنامه جهت تعادل بار

۵) خاموشی بابرنامه جهت تقلیل بار

۶) خاموشی بابرنامه به منظور عملیات بر روی خطوط هوایی فشار متوسط

۷) خاموشی بابرنامه جهت اصلاح و بهینه‌سازی شبکه

- تعویض سیم
- تعویض مقره
- تعویض جمپرها و اتصالات و اصلی‌کردن هادی‌ها (باندینگ)
- تعویض پایه
- تعویض راک و اتریه
- اصلاح شکم (فلش) هادی
- اصلاح آرایش شبکه
- نصب جلوبر(براکت)
- اصلاح کابل،اتصالات ویا یراق آلات کابل خودنگهدار

۸) خاموشی بابرنامه جهت احداث کابل خودنگهدار

۴-۷-عوامل موثر در بروز قطع خطوط زمینی فشار ضعیف

عوامل مطرح‌شده در این قسمت به دو بخش بی‌برنامه و بابرنامه تقسیم‌بندی می‌شوند [۱۵و ۱۶].

۴-۷-۱- علل خاموشی بی‌برنامه خطوط زمینی فشار ضعیف

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) عیب دار شدن سرخط (سرکابل)

اشکال به وجود آمده:

- عیب‌دار شدن سرکابل چدنی هوایی
- سوختگی یک فاز کلمپ سرخط هوایی
- سوختگی دو فاز کلمپ سرخط هوایی
- سوختگی سه فاز کلمپ سرخط هوایی
- سوختگی نول سرخط هوایی
- جدا شدن یک فاز سرخط هوایی

omoorepeyman.ir

- جدا شدن دو فاز سرخط هوایی
- جدا شدن سه فاز سرخط هوایی
- جدا شدن نول سرخط هوایی
- سوختگی یک فاز کابلشو سرکابل داخلی فشار ضعیف
- سوختگی دو فاز کابلشو سرکابل داخلی فشار ضعیف
- سوختگی سه فاز کابلشو سرکابل داخلی فشار ضعیف
- سوختگی نول کابلشو سرکابل داخلی فشار ضعیف
- سوختگی کابل در سرخط هوایی یا داخلی

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- سرویس نکردن به موقع
- کیفیت نامناسب
- نصب ناصحیح
- برخورد اجسام خارجی
- اتصالات سست
- به کار نبردن کلمپ بی‌متال یا وجود اتصال نامناسب

۲) اتصالی کابل فشار ضعیف

اشکال به وجود آمده:

- اتصالی یک فاز به زمین
- اتصالی دو فاز به زمین
- اتصالی سه فاز
- بریدگی یک فاز
- بریدگی دو فاز و بیشتر

علت اشکال به وجود آمده:

- در اثر حفاری
- در اثر فرسودگی
- در اثر اضافه بار
- در اثر پیدایش عیب در مفصل
- در پی اتصال کوتاه در کابل همجوار

omoorepeyman.ir

- ناشی از طراحی و اجرای ناصحیح
- در اثر فشار ریشه درختان
- ناشی از سرقت
- ناشی از عدم کیفیت کابل یا مفصل و تجهیزات آن
- در اثر جوندگی حیوانات زیرزمین زیست
- ناشی از انشعاب غیرمجاز
- عیب نامشخص

۳) اشکال در جعبه انشعاب زمینی یا هوایی

اشکال به وجود آمده:

- سوختن یک فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- سوختن دو فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- سوختن سه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- سوختن یک پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- سوختن دو پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- سوختن سه پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- قطع یک فاز از جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- قطع دو فاز از جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- قطع سه فاز از جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- سوختن یک فیوز از جعبه انشعاب ۳×۶۳ آمپر
- سوختن دو فیوز از جعبه انشعاب ۳×۶۳ آمپر
- سوختن سه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۶۳ آمپر
- سوختن یک پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۶۳ آمپر
- سوختن دو پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۶۳ آمپر
- سوختن سه پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۶۳ آمپر
- اتصالی و یا قطع یک فاز کابل ۳×۶۳ آمپر
- اتصالی و یا قطع دو فاز کابل ۳×۶۳ آمپر
- اتصالی و یا قطع سه فاز کابل ۳×۶۳ آمپر
- سوختن یک فیوز از جعبه انشعاب ۳×۱۰۰ آمپر
- سوختن دو فیوز از جعبه انشعاب ۳×۱۰۰ آمپر

omoorepeyman.ir

- سوختن سه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۱۰۰ آمپر
- سوختن یک پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۱۰۰ آمپر
- سوختن دو پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۱۰۰ آمپر
- سوختن سه پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۱۰۰ آمپر
- اتصالی و یا قطع یک فاز کابل از جعبه انشعاب ۳×۱۰۰ آمپر
- اتصالی و یا قطع دو فاز کابل از جعبه انشعاب ۳×۱۰۰ آمپر
- اتصالی و یا قطع سه فاز کابل از جعبه انشعاب ۳×۱۰۰ آمپر
- سوختن یک فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۰۰ آمپر
- سوختن دو فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۰۰ آمپر
- سوختن سه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۰۰ آمپر
- سوختن یک پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۰۰ آمپر
- سوختن دو پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۰۰ آمپر
- سوختن سه پایه فیوز از جعبه انشعاب ۳×۲۰۰ آمپر
- اتصالی و یا قطع یک فازکابل از جعبه انشعاب ۳×۲۰۰ آمپر
- اتصالی و یا قطع دو فاز کابل از جعبه انشعاب ۳×۲۰۰ آمپر
- اتصالی و یا قطع سه فاز کابل از جعبه انشعاب ۳×۲۰۰ آمپر
- سوختن جعبه انشعاب ۲۵×۳ آمپر
- سوختن جعبه انشعاب ۲۵×۶ آمپر
- سوختن جعبه انشعاب ۲۵×۱۲ آمپر
- سوختن جعبه انشعاب ۶۳×۳ آمپر
- سوختن جعبه انشعاب ۱۰۰×۳ آمپر
- سوختن جعبه انشعاب ۲۰۰×۳ آمپر
- اتصالی یا جدا شدن یک فاز کابل ورودی جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- اتصالی یا جدا شدن دو فاز کابل ورودی جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر
- اتصالی یا جدا شدن سه فاز کابل ورودی جعبه انشعاب ۳×۲۵ یا ۶×۲۵ یا ۱۲×۲۵ آمپر

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار

omoorepeyman.ir

- فرسودگی
- کنده‌شدن جعبه از دیوار فرسوده
- نفوذ آب و باران
- دست‌کاری
- اتصالات سست
- طراحی و نصب نامناسب
- انشعاب غیرمجاز
- برخورد اجسام خارجی
- ناشی از سرقت
- کیفیت نامناسب
- خطای نیروی انسانی
- عیب نامشخص
- ورود حیوانات

۴) اشکال در جعبه شالتر

اشکال به وجود آمده:

- سوختن یک فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در یک فاز از جعبه شالتر با فیوز ۱۰۰ آمپر
- سوختن دو فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در دو فاز از جعبه شالتر با فیوز ۱۰۰ آمپر
- سوختن سه فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در سه فاز از جعبه شالتر با فیوز ۱۰۰ آمپر
- سوختن یک فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در یک فاز از جعبه شالتر با فیوز ۱۶۰ آمپر
- سوختن دو فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در دو فاز از جعبه شالتر با فیوز ۱۶۰ آمپر
- سوختن سه فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در سه فاز از جعبه شالتر با فیوز ۱۶۰ آمپر
- سوختن یک فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در یک فاز از جعبه شالتر با فیوز ۲۰۰ آمپر
- سوختن دو فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در دو فاز از جعبه شالتر با فیوز ۲۰۰ آمپر
- سوختن سه فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در سه فاز از جعبه شالتر با فیوز ۲۰۰ آمپر
- سوختن یک فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در یک فاز از جعبه شالتر با فیوز ۲۵۰ آمپر
- سوختن دو فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در دو فاز از جعبه شالتر با فیوز ۲۵۰ آمپر
- سوختن سه فیوز یا پایه فیوز یا پدیده کابلشو سوختگی در سه فاز از جعبه شالتر با فیوز ۲۵۰ آمپر
- سوختن جعبه شالتر ۳×۱۰۰ آمپر
- سوختن جعبه شالتر ۳×۱۶۰ آمپر

omoorepeyman.ir

- سوختن جعبه شالتر ۲۰۰×۳ آمپر
- سوختن جعبه شالتر ۲۵۰×۳ آمپر
- سوختن باس‌بار (شینه) مسی شالتر

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- فرسودگی
- نفوذ آب و باران
- دست‌کاری
- اتصالات سست
- طراحی و نصب نامناسب
- انشعاب غیرمجاز
- برخورد اجسام خارجی
- ورود حیوانات
- ناشی از سرقت
- کیفیت نامناسب
- خطای نیروی انسانی
- عیب نامشخص

۵) اشکال در خروجی فیدر تابلوی فشار ضعیف پست

اشکال به وجود آمده:

- کابل یا کابلشو سوختگی

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- فرسودگی
- اتصالات سست
- طراحی و نصب نامناسب
- انشعاب غیرمجاز
- برخورد اجسام خارجی
- ورود حیوانات
- ناشی از سرقت

omoorepeyman.ir

- کیفیت نامناسب
- خطای نیروی انسانی
- عیب نامشخص

۶) اشکال در خازن فشار ضعیف

۷) اشکال در شبکه داخلی مشترکین

۸) خطای نیروی انسانی

۹) عیب گذرا

۱۰) سرقت تجهیزات

۴-۷-۲- خاموشی بابرنامه خطوط زمینی فشار ضعیف

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) سرویس و تعمیر سرکابل فشار ضعیف
- هوایی
- داخلی
- داخل جعبه شالتر
- داخل جعبه انشعاب

۲) خاموشی بابرنامه جهت اجرای طرح

۳) خاموشی بابرنامه جهت نصب و تعویض مفصل

۴) خاموشی بابرنامه جهت اصلاح جعبه شالتر

۵) خاموشی بابرنامه جهت جایگزین نمودن لوازم سرقت شده

۶) خاموشی بابرنامه جهت تعویض یا تعمیر جعبه انشعاب زمینی یا هوایی:
- ۳×۲۵ آمپر
- ۶×۲۵ آمپر
- ۱۲×۲۵ آمپر
- ۳×۶۳ آمپر
- ۳×۱۰۰ آمپر
- ۳×۲۰۰ آمپر

۷) خاموشی بابرنامه جهت هم‌فاز کردن

۸) خاموشی بابرنامه جهت رفع نوسان برق

omoorepeyman.ir

۹) خاموشی بابرنامه جهت بستن سرکابل داخلی یا هوایی

۱۰) خاموشی بابرنامه جهت اصلاح لوله سرکابل

۱۱) خاموشی بابرنامه جهت اعمال خاموشی اضطراری در فیدر یا کلید فیدر

۱۲) خاموشی بابرنامه جهت اعمال خاموشی اضطراری در کلید اصلی

۴-۸- عوامل موثر در بروز قطع طرف فشار ضعیف پست‌های توزیع

عوامل مطرح‌شده در این قسمت به دو بخش بی‌برنامه و بابرنامه تقسیم‌بندی می‌شوند [۱۵و ۱۶].

۴-۸-۱- علل خاموشی بی‌برنامه طرف فشار ضعیف پست‌های توزیع

این عوامل عبارتند از:

۱) عملکرد یا اشکال در کلید اصلی

اشکال به وجود آمده:

- قطع حفاظتی کلید
- عیب دار شدن کلید خودکار
- سوختن فیوز یک فاز کلید فیدر اصلی
- سوختن فیوز دو فاز کلید فیدر اصلی
- سوختن فیوز سه فاز کلید فیدر اصلی
- سوختگی فک کلید فیدر اصلی
- سوختن پایه فیوز کلید فیدر اصلی
- سوختن کلید فیدر اصلی

علت اشکال به وجود آمده:

- تنظیم نامناسب کلید
- اضافه بار
- اشکال در تجهیزات فشار ضعیف
- سرقت تجهیزات
- عیب گذرا
- بروز عیب در شبکه هوایی فشار ضعیف
- اشکال در کلید
- نامناسب بودن حفاظت کلید فیوزدار

omoorepeyman.ir

- عیب در مقره اتکایی
- عیب‌دار شدن ترانسفورماتور جریان (ترانسفورماتور کوران)
- آب چکه کردن سقف پست
- خطای نیروی انسانی
- برخورد اجسام خارجی
- ورود حیوانات
- اتصالی کابل فشار ضعیف
- عدم تعادل بار
- سستی اتصالات
- آب گرفتگی و نفوذ آب
- دما یا رطوبت بیش از حد
- عیب دار شدن بانک خازنی یا کابل ارتباطی
- اشکال در سیستم روشنایی
- اشکال در تجهیزات تهویه پست
- انشعاب غیرمجاز
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- اشکال در لوازم اندازه‌گیری تابلو فشار ضعیف
- اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین
- عیب‌دار شدن باس‌بار

۲) عملکرد یا اشکال در کلید فیدر)فیوز دار(فشار ضعیف

اشکال به وجود آمده:

- سوختن فیوز یک فاز کلید فیدر (فیوزدار)
- سوختن فیوز دو فازکلید فیدر (فیوزدار)
- سوختن فیوز سه فازکلید فیدر (فیوزدار)
- عملکرد حفاظتی کلید فیدرهای خودکار
- سوختن پایه فیوز کلید فیدر (فیوزدار)
- سوختگی فک فیدر
- سوختن کلید فیدر (فیوزدار)

علت اشکال به وجود آمده:

omoorepeyman.ir

- نامناسب بودن حفاظت
- اضافه بار یا عدم تعادل
- بروز عیب در شبکه زمینی فشار ضعیف
- بروز عیب در شبکه هوایی فشار ضعیف
- سستی اتصالات
- کیفیت نامناسب
- معیوب شدن ترانسفورماتور جریان (ترانسفورماتور کوران)
- آب چکه کردن سقف پست
- خطای نیروی انسانی
- برخورد اجسام خارجی
- ورود حیوانات
- سرقت تجهیزات
- عیب گذرا
- آب گرفتگی و نفوذ آب
- دما یا رطوبت بیش از حد
- عیب‌دار شدن خازن فشار ضعیف در شبکه
- انشعاب غیرمجاز
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین

۳) اشکال در تابلوی فشار ضعیف

اشکال به وجود آمده:

- سوختن تابلو
- عیب‌دار شدن باس بار
- تغییر شکل ظاهری تابلو
- عیب‌دار شدن پایه فیوز
- عیب‌دارشدن مقره اتکایی
- سرقت

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار

omoorepeyman.ir

- تنظیم نامناسب کلید
- بروز عیب در شبکه زمینی فشار ضعیف
- بروز عیب در شبکه هوایی فشار ضعیف
- سستی اتصالات
- عدم تعادل بار
- کیفیت نامناسب
- نامناسب بودن حفاظت کلید
- عیب دار شدن ترانسفورماتور جریان
- آب چکه پست
- خطای نیروی انسانی
- برخورد اجسام خارجی
- ورود حیوانات
- اشکال در تجهیزات فشار ضعیف
- سرقت تجهیزات
- عیب‌های گذرا
- آب گرفتگی و یا نفوذ رطوبت
- عیب‌دار شدن بانک خازنی و یا کابل ارتباطی
- اشکال در سیستم روشنایی
- اشکال در تجهیزات تهویه پست
- انشعاب غیرمجاز
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- اشکال در لوازم اندازه‌گیری تابلوی فشار ضعیف
- اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین

۴) خطای نیروی انسانی

۵) سرقت تجهیزات

۶) اشکال در شبکه داخلی مشترکین

۷) عیب‌دار شدن کابل ارتباط ترانسفورماتور به تابلوی فشار ضعیف

۸) عیب گذرا

۹) اتصالی یا اشکال در شبکه فشار ضعیف

omoorepeyman.ir

۱۰) برق‌گرفتگی

۴-۸-۲- علل خاموشی بابرنامه طرف فشار ضعیف پست‌های توزیع

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) خاموشی به دلیل تعدیل بار

۲) خاموشی به دلیل تعمیرات

- قطع ترانسفورماتور یا کلید اصلی
- قطع کلید فیدر (فیوزدار) خروجی

۳) خاموشی به دلیل سرویس دوره‌ای

- قطع ترانسفورماتور یا کلید اصلی
- قطع کلید فیدر (فیوزدار) خروجی

۴) خاموشی به دلیل اجرای طرح

- قطع ترانسفورماتور یا کلید اصلی
- قطع کلید فیدر (فیوزدار) خروجی

۵) تعویض و اصلاح جریان نامی فیوزها

تبصره: بعضی از عیب‌های مطرح شده‌ای که نیازی به اعمال خاموشی ندارند را می‌توان به شرح زیر نام برد:

- تعمیر یا تعویض قفل درب پست
- تعمیر یا تعویض قفل درب شالتر
- اصلاح سیستم روشنایی پست
- تعمیر یا تعویض هواکش پست (وانتیلاتور)

۴-۹- عوامل موثر در قطع انشعابات مشترکین

عوامل مطرح‌شده در این قسمت به دو بخش بی‌برنامه و بابرنامه تقسیم‌بندی می‌شود [۱۵و ۱۶].

۴-۹-۱- علل خاموشی بی‌برنامه در انشعابات مشترکین

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین غیردیماندی تک فاز

اشکال به وجود آمده:

- سوختگی فیوز کنتور

omoorepeyman.ir

- سوختگی پایه فیوز کنتور
- سوختگی یا قطع سیم ارتباط فیوز به کنتور
- سوختگی سوکت کنتور
- سوختگی تخته کنتور
- عیب در کنتور (آنالوگ، دیجیتالی)
- سوختن کلید محدودکننده
- سوختن تابلوی مشترک
- سوختن فیوز، پایه فیوز، قطع سیم ارتباط و یا قطع کلید محدودکننده ورودی کنتور

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- برخورد خودرو
- برخورد اجسام خارجی
- فرسودگی
- اتصالات سست
- نفوذ آب و باران
- کیفیت نامناسب
- طراحی و نصب ناصحیح
- واژگون شدن تابلوی لوازم اندازه‌گیری
- کنده‌شدن مقره‌های فرسوده از دیوارهای فرسوده
- انشعاب غیر مجاز
- شرایط نامساعد جوی
- حوادث پیش‌بینی ناپذیر (ناگهانی)
- آتش‌سوزی
- سرقت کنتور و لوازم اندازه‌گیری
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- خطای نیروی انسانی
- انتخاب نامناسب جریان قطع فیوز
- اشکال در لوازم اندازه‌گیری
- دست‌کاری در لوازم اندازه‌گیری

omoorepeyman.ir

۲) اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین غیردیماندی سه فاز

اشکال به وجود آمده:

- سوختگی فیوز کنتور
- سوختگی پایه فیوز کنتور
- سوختگی یا قطع سیم ارتباط فیوز به کنتور
- سوختگی سوکت کنتور
- سوختگی تخته کنتور
- عیب در کنتور (آنالوگ، دیجیتالی)
- سوختن کلید محدودکننده
- سوختن تابلو

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- برخورد خودرو
- برخورد اجسام خارجی
- فرسودگی
- اتصالات سست
- نفوذ آب و باران
- کیفیت نامناسب
- طراحی و نصب ناصحیح
- واژگون شدن تابلوی لوازم اندازه‌گیری
- واژگون شدن دستک
- کنده‌شدن مقره‌های فرسوده از دیوارهای فرسوده
- انشعاب غیرمجاز
- شرایط نامساعد جوی
- حوادث غیرمترقبه
- آتش سوزی
- سرقت
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- خطای نیروی انسانی

omoorepeyman.ir

- انتخاب نامناسب جریان قطع فیوز

۳) اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین دیماندی فشار ضعیف

اشکال به وجود آمده:

- سوختگی فیوز کنتور
- سوختگی پایه فیوز کنتور
- سوختگی سیم ارتباط فیوز به کنتور
- سوختگی یا قطع ارتباطات داخلی تابلو
- سوختگی سوکت کنتور
- سوختگی تخته کنتور
- عیب در کنتور (آنالوگ، دیجیتالی)
- سوختن کلید محدودکننده
- قطع کلید خودکار
- سوختن کلید خودکار
- سوختگی باس‌های تابلو
- سوختن تابلو
- عیب در ترانسفورماتور جریان

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- برخورد خودرو
- برخورد اجسام خارجی
- فرسودگی
- اتصالات سست
- نفوذ آب و باران
- کیفیت نامناسب
- طراحی و نصب ناصحیح
- واژگون شدن تابلوی لوازم اندازه‌گیری
- انشعاب غیرمجاز
- شرایط نامساعد جوی
- حوادث پیش‌بینی ناپذیر (ناگهانی)

omoorepeyman.ir

- آتش‌سوزی
- سرقت
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- خطای نیروی انسانی
- انتخاب نامناسب جریان قطع فیوز

۴) اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین دیماندی فشار متوسط

اشکال به وجود آمده:

- سوختگی یا قطع ارتباطات داخلی تابلو
- سوختگی سوکت کنتور
- عیب در کنتور (آنالوگ، دیجیتالی)
- سوختگی باس‌های تابلو
- سوختن تابلو
- عیب در ترانسفورماتور جریان
- عیب در ترانسفورماتور ولتاژ
- قطع دژنکتور
- سوختن فیوز سکسیونر فیوزدار
- عیب در دژنکتور
- عیب‌دار شدن سکسیونر فیوزدار
- عملکرد یا عیب در کات اوت فیوز

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- برخورد خودرو
- برخورد اجسام خارجی
- فرسودگی
- اتصالات سست
- نفوذ آب و باران
- کیفیت نامناسب
- طراحی و نصب ناصحیح
- انشعاب غیر مجاز

omoorepeyman.ir

- شرایط نامساعد جوی
- حوادث پیش‌بینی ناپذیر (ناگهانی)
- آتش‌سوزی
- سرقت
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- خطای نیروی انسانی
- انتخاب نا مناسب جریان قطع فیوز

۵) اشکال در کابل سرویس

اشکال به وجود آمده:

- قطع سیم یا کابل از دستک
- سوختگی پایه فیوز دستک
- سوختگی فیوز دستک
- قطع نول
- قطع یک فاز
- قطع دو فاز
- قطع سه فاز
- سوختن کابلشو
- واژگون شدن دستک
- دو فاز شدن مشترکین

علت اشکال به وجود آمده:

- اضافه بار
- برخورد خودرو
- برخورد اجسام خارجی
- سقوط درخت روی کابل سرویس
- فرسودگی سیم یا کابل انشعاب
- اتصالات سست
- عیب در مفصل
- کیفیت نامناسب
- طراحی و نصب ناصحیح

omoorepeyman.ir

- واژگون شدن دستک
- کنده‌شدن مقره‌های فرسوده از دیوارهای فرسوده
- انشعاب غیر مجاز
- شرایط نامساعد جوی
- حوادث پیش‌بینی ناپذیر (ناگهانی)
- آتش‌سوزی
- سرقت
- اشکال در شبکه داخلی مشترکین
- خطای نیروی انسانی

۶) خطای نیروی انسانی در بخش فشار متوسط

۷) خطای نیروی انسانی در بخش فشار ضعیف

۸) اشکال در شبکه داخلی مشترکین فشار متوسط

۹) اشکال در شبکه داخلی مشترکین فشار ضعیف

۱۰) سرقت تجهیزات

۱۱) برق‌گرفتگی

۴-۹-۲- علل خاموشی بابرنامه در انشعابات مشترکین فشار ضعیف

این عوامل عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

۱) اصلاح انشعاب یا کابل سرویس

۲) پیاده‌شدن کنتور

۳) جابجایی فاز و نول از شبکه

۴) قطع به علت درخواست مشترک

۵) اصلاح یا تعویض پایه‌ی فیوز

۶) اصلاح و یا تعویض کامل تخته کنتور

۷) جابجایی کنتور

۸) قطع بر اساس آیین‌نامه‌های تکمیلی تعرفه‌های برق

۹) قطع به علت سرویس و اصلاح شبکه

۱۰) قطع به علت اجرای طرح

omoorepeyman.ir

۴-۱۰- فرم‌های ثبت و گزارش‌گیری حوادث شبکه توزیع (خاموشی)

برای ثبت و محاسبه خاموشی‌های بابرنامه و بی‌برنامه می‌بایست موارد زیر از واحدهای ذیربط اخذ و ثبت شود [۱۵و ۱۶].

- نام پست فوق توزیع/ انتقال
- نام فیدر یا فیدرهای قطع شده
- ساعت قطع فیدر یا فیدرها یا پست فوق توزیع/ انتقال
- ساعت وصل فیدر یا فیدرها یا پست فوق توزیع/ انتقال
- مدت زمان قطع
- آمپر یا مگاوات قطع شده
- سطح ولتاژ فیدر فشار متوسط / پست فوق‌توزیع / پست انتقال
- مقدار انرژی تامین نشده

در جدول‌های (۴-۱) الی (۴-۳)، نمونه فرم‌های گزارش حادثه در شبکه توزیع نشان داده شده است. همچنین در جدول (۴-۴) نمونه‌ی فرم ثبت حادثه که در شرکت‌های توزیع می‌تواند مورد استفاده قرار بگیرد نشان داده شده است.

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

جدول ۴-۱: خلاصه گزارش انرژی‌های تامین نشده ناشی از حوادث و قطعی‌ها در شبکه‌های توزیع در سال ..... از تاریخ ..... تا تاریخ ..... خاموشی در شبکه فشار ضعیف و فشار متوسط هوایی و قطع فیدر فشار ضعیف و فشار متوسط

شرکت توزیع:		منطقه:		پست فوق‌توزیع تغذیه‌کننده:		شماره گزارش:					
ولتاژ خط (فیدر) (kV):		نام خط (فیدر):		کد خط (فیدر):							
نوع خروج	☐ خروج اجباری خودکار		☐ خروج اجباری دستی		☐ خروج اختیاری						
اطلاعات زمانی خروج	زمان خروج					زمان وصل مجدد					
	دقیقه	ساعت	روز	ماه	سال	دقیقه	ساعت	روز	ماه	سال	
نوع و محل تجهیز ایجادکننده خطا	☐ کراس آرم	☐ پایه (☐ سیمانی ☐ چوبی)		☐ سیم فاز	☐ سیم گارد	☐ مقره (☐بشقابی ☐سوزنی)				☐ اتصالات	
	☐ جمپر	☐ یراق‌آلات خط (فیدر)		☐ کابل	☐ سرکابل هوایی	☐ سرکابل داخلی				☐ سکسیونر	
	☐ CT ☐ PT			☐ ریکلوزر	☐ اتوبوستر	☐ خازن				☐ برق‌گیر	
	☐ کات اوت فیوز	☐ سکشنالایزر			☐ سرکابل داخلی خروجی پست	☐ سایر				☐ ناشناخته	
	☐ جعبه شالتر	☐ جعبه انشعابات هوایی		☐ کابلشو	☐ کابل خودنگهدار						
مشخصات تجهیز	تیپ:	سازنده:		سال ساخت:		شماره تجهیز:				شماره سریال تجهیز:	
شرایط جوی	وضعیت هوا	☐ عادی	☐ بارانی		☐ برفی		☐ بارانی توأم با صاعقه				
		☐ مه شدید	☐ طوفان		☐ صاعقه		☐ شرجی شدید				
	وضعیت باد	☐ عادی			☐ شدید						
	درجه حرارت	☐ زیر صفر درجه	☐ صفر تا ۲۵ درجه		☐ ۲۵ تا ۴۰ درجه		☐ بالای ۴۰ درجه				
علت بروز خطا	☐ خطای تجهیز	☐ برخورد درختان		☐ برخورد جسم خارجی		☐ حیوانات				☐ سرقت	
	☐ آتش‌سوزی	☐ سیل		☐ اضافه بار		☐ آلودگی				☐شرایط جوی	
	☐ خطای انسانی	☐ زلزله		☐ عیب گذرا		☐ عملیات به طریقه خط گرم					
	☐ پاره شدن خط (کابل)	☐ برق‌گرفتگی		☐ اشکال در شبکه داخلی مشترکین						☐ برق‌گرفتگی	
	☐ پاره‌شدن کابل خودنگهدار	☐ برخورد هادی‌ها به هم یا به بدنه (پایه)				☐ سوختگی سر خط هوایی فشار ضعیف					
	☐ اشکال در خروجی فیدر فشار ضعیف پست			☐ برق غیرمجاز		☐ سایر				☐ ناشناخته	
عوامل ایجاد خطای تجهیز	☐ پارگی سیم فاز	☐ پارگی سیم گارد		☐ شکستن مقره		☐ پارگی کابل				☐ بازشدن جمپر	
	☐ شکستگی یراق‌آلات خط	☐ ترکیدن سرکابل		☐ صدمه به پایه		☐ سایر				☐ ناشناخته	
نحوه عملکرد اولین تجهیز قطع‌کننده نسبت به محل خطا	سطح ولتاژ اولین تجهیز قطع‌کننده:.....	نوع اولین تجهیز قطع‌کننده: ☐ سکشنالایزر ☐ کلید قدرت	☐ اولین تجهیز قطع‌کننده عمل کرده است.								
			☐ اولین تجهیز قطع‌کننده عمل نکرده است:	☐ تجهیز با دریافت فرمان قطع قفل شده است. ☐ تجهیز قطع‌کننده به ازای خطاهای خارج از زون حفاظتی قطع کرده است.							
طریقه وصل مجدد	☐ وصل بلافاصله و خودکار										
	☐ وصل مجدد پس از رفع شرایط نامناسب سیستم			☐ وصل دستی بدون تعمیر یا تعویض تجهیز							
	☐ وصل دستی با تعویض تجهیز معیوب			☐ وصل دستی با تعمیر تجهیز معیوب							
انجام مانور در شبکه فشارمتوسط قبل از وصل مجدد	استفاده از سکسیونرهای مانوری ☐ بلی ☐ خیر	تعداد سکسیونرهای بسته شده:				تعداد سکسیونرهای باز شده:					
		تعداد سکسیونرهایی که فرمان بسته‌شدن را نگرفتند:				تعداد سکسیونرهایی که فرمان بازشدن را نگرفتند:					
نحوه عملکرد تجهیز وصل‌کننده در حین وصل مجدد	سطح ولتاژ تجهیز وصل‌کننده:	نوع تجهیز وصل‌کننده: ☐ سکشنالایزر ☐ کلید قدرت	☐ با فرمان وصل، تجهیز وصل کرده است.								
			☐ فرمان وصل به تجهیز داده شده، ولی تجهیز قفل کرده است.								

omoorepeyman.ir

اطلاعات خاموشی مشترکین	☐ خروج فیدر موجب خاموشی مشترکین نشده است.					
	☐ خروج فیدر موجب خاموشی مشترکین شده است:	نام فیدرهای بی‌برق شده در اثر خروج پست توزیع				
		نام فیدر بی‌برق شده در اثر خروج	مدت زمان خاموشی (ساعت)	توان قطع شده (MW)	تعداد مشترکین بی‌برق شده	مانور دارد؟
						☐
		پست‌های بار خاموش‌شده بر روی فیدر				
		نام پست توزیع خاموش شده	مدت زمان خاموشی (ساعت)	توان قطع شده (MW)	تعداد مشترکین بی‌برق شده	مانور دارد؟
						☐
سایر توضیحات						
مشخصات تکمیل‌کننده	گزارش‌کننده:	سمت گزارش‌کننده:	واحد گزارش‌کننده:	تاریخ گزارش:	امضاء:	
	تأییدکننده:	سمت تأییدکننده:	واحد تأییدکننده:	تاریخ تأیید:	امضاء:	

omoorepeyman.ir

جدول ۴-۲: خلاصه گزارش انرژی‌های تامین نشده ناشی از حوادث و قطعی‌ها در شبکه‌های توزیع در سال ..... از تاریخ ..... تا تاریخ ..... علل قطع فیدر یا خاموشی در انشعابات مشترکین

شرح	تعداد	مدت زمان قطع(دقیقه)	انرژی تامین نشده (MWh)
اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین غیردیماندی تک فاز			
اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین غیردیماندی سه فاز			
اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین دیماندی فشار ضعیف			
اشکال در لوازم اندازه‌گیری مشترکین دیماندی فشار متوسط			
اشکال در کابل سرویس			
خطای نیروی انسانی در بخش فشار متوسط			
خطای نیروی انسانی در بخش فشار ضعیف			
اشکال در شبکه داخلی مشترکین فشار متوسط			
اشکال در شبکه داخلی مشترکین فشار ضعیف			
جمع			
سرقت تجهیزات			
جمع کل			

omoorepeyman.ir

جدول ۴-۳: خلاصه گزارش حوادث و قطعی‌ها در پست‌های توزیع و فوق توزیع در سال ..... از تاریخ..... تا تاریخ .

شرکت توزیع:	منطقه:	نام پست فوق‌توزیع تغذیه‌کننده:	شماره گزارش:
ولتاژ پست (kV):	نام پست:	نام فیدر تغذیه‌کننده:	کد پست:

نوع پست:	☐ هوایی ☐ زمینی									
نوع خروج	☐ خروج اجباری خودکار		☐ خروج اجباری دستی			☐ خروج اختیاری				
اطلاعات زمانی خروج	زمان خروج					زمان وصل مجدد				
	دقیقه	ساعت	روز	ماه	سال	دقیقه	ساعت	روز	ماه	سال
سطح ولتاژ خطا	☐ 33kV	☐ 20kV	☐ 11kV	☐ 0.4kV						

نوع و محل تجهیز ایجادکننده خطا	فیدر	☐ برقگیر ☐ CT ☐ خازن ☐ کلید قدرت (☐روغنی ☐خلا ☐ SF6) ☐ اتصالات بین تجهیزات ☐ سکسیونر ☐ PT ☐ کابلشو ☐ ناشناخته ☐ سایر
	ترانس	☐ کات اوت فیوز ☐ برقگیر ☐ ترانسفورماتور: نسبت تبدیل .../.... ☐ کلید قدرت (☐روغنی ☐خلا ☐ SF6) ☐ CT ☐ PT ☐ اتصالات بین تجهیزات ☐ سایر ☐ ناشناخته ☐ مقره اتکایی ☐ سکوی ترانسفورماتور ☐ برق‌گرفتگی
	☐ بانک خازنی (☐ فشار ضعیف ☐ فشار متوسط) ☐ تابلوی فشار ضعیف ☐ تابلوی فشار متوسط ☐ جمپر پست هوایی	
	مشخصات تجهیز	تیپ: سازنده: سال ساخت: شماره تجهیز: شماره سریال تجهیز:

شرایط جوی	وضعیت هوا	☐ عادی ☐ بارانی ☐ برفی ☐ بارانی توأم با صاعقه ☐ مه شدید ☐ طوفان ☐ صاعقه ☐ شرجی شدید
	وضعیت باد	☐ عادی ☐ شدید
	درجه حرارت	☐ زیر صفر درجه ☐ صفر تا ۲۵ درجه ☐ ۲۵ تا ۴۰ درجه ☐ بالای ۴۰ درجه

علت بروز خطا	☐ خطای تجهیز	☐ حیوانات	☐ سیل	☐ زلزله	☐ خطای انسانی	☐شرایط جوی
	☐ برخورد درختان	☐ سرقت	☐ اضافه بار	☐ برخورد جسم خارجی	☐ آتش‌سوزی	☐ سایر
	☐ آلودگی	☐ گسترش خطای فشارضعیف		☐ عیب گذرا	☐ اشکال در MOF	☐ آتش‌سوزی
	☐ اشکال در شبکه داخلی مشترکین		☐ عیب در کابل اتصال ترانسفورماتور به تابلو		☐ خطای نیروی انسانی	☐ ناشناخته

عوامل ایجاد خطای تجهیز	☐ شکستگی بوشینگ	☐ بازشدن ناخواسته و خودبه‌خود کلیدقدرت بر اثر دریافت فرمان اشتباه	
	☐ تپ چنجر	☐ بسته‌شدن ناخواسته و خودبه‌خود کلیدقدرت بر اثر دریافت فرمان اشتباه	
	☐ هسته ترانسفرماتور	☐ سیستم زمین	☐ قطع ارتباط بین تجهیزات
	☐ سیم‌پیچ ترانسفورماتور	☐ آسیب کابل یا سرکابل	☐ مکانیزم عمل‌کننده کلید
	☐ روغن ترانسفورماتور	☐ آب چکه‌کردن سقف پست زمینی	☐ اتصال کوتاه
	☐ اشکال در جرقه‌گیر	☐ سایر	☐ ناشناخته

نحوه عملکرد اولین تجهیز قطع‌کننده نسبت به محل خطا	سطح ولتاژ اولین تجهیز قطع‌کننده:	نوع اولین تجهیز قطع‌کننده: ☐ سکشنالایزر ☐ کلید قدرت ☐ کات‌اوت فیوز	☐ اولین تجهیز قطع‌کننده عمل کرده است. ☐ اولین تجهیز قطع‌کننده عمل نکرده است: ☐ تجهیز با دریافت فرمان قطع قفل شده است. ☐ تجهیز قطع‌کننده به ازای خطاهای خارج از زون حفاظتی قطع کرده است.

omoorepeyman.ir

طریقه وصل مجدد	☐ وصل بلافاصله و خودکار ☐ وصل مجدد پس از رفع شرایط نامناسب سیستم ☐ وصل دستی بدون تعمیر یا تعویض تجهیز ☐ وصل دستی با تعویض تجهیز معیوب ☐ وصل دستی با تعمیر تجهیز معیوب			
انجام مانور در شبکه فشارمتوسط قبل از وصل مجدد	استفاده از سکسیونرهای مانوری ☐ بلی ☐ خیر	تعداد سکسیونرهای بسته شده:	تعداد سکسیونرهای باز شده:	
		تعداد سکسیونرهایی که فرمان بسته‌شدن را نگرفتند:	تعداد سکسیونرهایی که فرمان بازشدن را نگرفتند:	
نحوه عملکرد تجهیز وصل‌کننده در حین وصل مجدد	سطح ولتاژ تجهیز وصل‌کننده:	نوع تجهیز وصل‌کننده: ☐ سکشنالایزر ☐ کات‌اوت فیوز ☐ کلید قدرت	☐ با فرمان وصل، تجهیز وصل کرده است. ☐ فرمان وصل به تجهیز داده شده، ولی تجهیز قفل کرده است.	

اطلاعات خاموشی مشترکین

☐ خروج پست موجب خاموشی مشترکین نشده است.

☐ خروج پست موجب خاموشی مشترکین شده است:

نام فیدرهای بی‌برق شده در اثر خروج پست فوق‌توزیع

نام فیدر بی‌برق شده در اثر خروج	مدت زمان خاموشی (ساعت)	توان قطع شده (MW)	تعداد مشترکین بی‌برق شده	مانور دارد؟
				☐
				☐

پست‌های بار خاموش‌شده بر روی فیدر

نام پست توزیع خاموش شده	مدت زمان خاموشی (ساعت)	توان قطع شده (MW)	تعداد مشترکین بی‌برق شده	مانور دارد؟
				☐
				☐

سایر توضیحات	

مشخصات تکمیل‌کننده	گزارش‌کننده:	سمت گزارش‌کننده:	واحد گزارش‌کننده:	تاریخ گزارش:	امضاء:
	تأییدکننده:	سمت تأییدکننده:	واحد تأییدکننده:	تاریخ تأیید:	امضاء:

omoorepeyman.ir

تجهیزات خروج اختیاری

الف ـ محدوده خروج اختیاری در پست

☐ **کل پست** ☐ **بخشی از پست (نام بی‌های خارج‌شده:.....)**

ب ـ جمع کل تجهیزات خارج شده برای تعمیرات:

سطح ولتاژ	نسبت تبدیل ترانسفورماتور قدرت	ترانسفورماتور قدرت	برقگیر	تله‌موج	راکتور	خازن	سکسیونر	اتصالات بین تجهیزات	CT	CVT (PT)	کلید قدرت	باس بار	ترانسفورماتور تغذیه داخلی و / یا زمین

ج ـ مشخصات تجهیزات خارج‌شده برای تعمیرات

سطح ولتاژ	نسبت تبدیل ترانسفورماتور قدرت	ترانسفورماتور قدرت	برقگیر	تله‌موج	راکتور	خازن	سکسیونر	اتصالات بین تجهیزات	CT	CVT (PT)	کلید قدرت	باس بار	ترانسفورماتور تغذیه داخلی و / یا زمین
	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز	کد تجهیز

omoorepeyman.ir

جدول ۴-۴: نمونه دیگری از فرم ثبت حادثه در شبکه فشار ضعیف

	وضعیت آب و هوایی صبح :بعدازظهر شب تاریخ:																														
ردیف	تاریخ	نام مشترک	تلفن تماس	زمان اطلاع	پاسخگوی تلفن	نام مامور	زمان بازدید	زمان اتمام کار	شماره اجاز کار	شرح حادثه	علت قطع اصلی									گروه علت قطع								علت قطع فرعی	لوازم مصرفی	نام و کد پست	شماره فیدر	تعداد فاز قطع شده	آمپر قطع
											ازدیاد بار	تعداد سرویس، نوسازی	خطای نیروی انسانی	شاخه درخت	شرایط نامساعد جوی	عوامل خارج از شبکه	علت خرابی تجهیزات	کمبود تولید	نامعلوم	انشعابات	خطوطو هوایی فشار ضعیف	خطوط زمینی فشار ضعیف	خطوطو هوایی ۲۰ kV	خطوط زمینی ۲۰ kV	پست طرف ۲۰kV	پست طرف ف ض					

omoorepeyman.ir

۴-۱۰-۱- گزارش‌گیری

همان‌طور که در بندهای قبل مشاهده گردید، حوادث شبکه توزیع دارای گستردگی بسیار زیادی هستند و به دلیل این گستردگی، گزارش‌های بسیار متنوع مدیریتی- آماری و فنی تهیه می‌شود. پس از ثبت حادثه (خاموشی) در نرم‌افزار تهیه شده برای ثبت حادثه آن‌گاه می‌بایست گزارش‌های حوادث تهیه شود. برخی از مهم‌ترین گزارش‌های حوادث با توجه به کاربرد، علت و دیگر قیود عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

- گزارش آماری علت قطع

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- علت قطع
- دائم: اگر مامور حوادث بتواند به صورت دائم مشکل مشترک را رفع کند.
- موقت: اگر مامور حوادث بتواند به صورت موقت مشکل مشترک را رفع کند.
- انجام‌نشده: اگر مامور حوادث به هر دلیلی نتواند مشکل مشترک را رفع کند.
- جمع: مجموع تعداد دائم و موقت و انجام نشده.

- مدت زمان تعمیر

این گزارش مدت زمان تعمیر برای رفع خاموشی و یا به عبارتی متوسط زمان رفع خاموشی را نمایش می‌دهد.
اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- نوع خاموشی: تکی یا کلی
- مجموع زمان خاموشی
- تعداد حوادث: تعداد حوادثی که در بازه زمانی مشخص شده واقع شده است.
- زمان تعمیر بر حسب ساعت
- انرژی تأمین نشده
- حداقل انرژی تأمین نشده
- حداکثر انرژی تأمین نشده
- میانگین انرژی تأمین نشده
- حداقل زمان خاموشی
- حداکثر زمان خاموشی
- میانگین زمان خاموشی

omoorepeyman.ir

- قطعی پست‌ها و فیدرهای توزیع

این گزارش آمار قطعی پست‌ها و فیدرهای توزیع را جهت مشخص شدن مقدار انرژی توزیع نشده با توجه به شرایط اعمال شده نشان می‌دهد.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- نام پست
- آدرس پست
- قدرت: نشان دهنده‌ی قدرت ترانسفورماتور پست مربوطه می‌باشد.
- تعداد قطعی
- انرژی توزیع نشده: که بر حسب MWh (مگاوات ساعت) می‌باشد.
- شماره فیدر: شماره فیدری که قطع شده است.
- تعداد: تعداد دفعات قطعی فیدر

- متوسط زمان رفع خاموشی به تفکیک علت قطع

این گزارش زمان رفع خاموشی، متوسط زمان خاموشی و تعداد حوادث را به تفکیک علت قطع ارائه می‌دهد. ضمناً گروه‌بندی این گزارش بر اساس گروه علت قطع می‌باشد و در نهایت مجموع زمان خاموشی (بر حسب دقیقه)، متوسط زمان خاموشی (بر حسب دقیقه) و تعداد حوادث اتفاق افتاده را بر اساس گروه علت قطع نمایش می‌دهد.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- گروه قطع
- منطقه
- علت قطع
- مجموع زمان خاموشی (بر حسب دقیقه): که با توجه به علت قطع موجود محاسبه می‌شود.
- تعداد حوادث: تعداد حوادث ناشی از علت قطع موجود را نشان می‌دهد.
- متوسط زمان خاموشی (بر حسب دقیقه)
- مجموع: در این قسمت همان‌طور که در قبل متذکر شدیم مجموع کل زمان خاموشی، تعداد حوادث و مجموع متوسط زمان خاموشی را برای هر گروه علت قطع مشخص می‌کند.

- تعداد و انرژی توزیع نشده به تفکیک علت قطع

این گزارش تعداد علت قطع، میزان و مدت زمان انرژی توزیع نشده را به تفکیک علت قطع نشان می‌دهد.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- نام منطقه

omoorepeyman.ir

- سطح ولتاژ
- نوع خاموشی
- گروه قطع
- علت قطع
- اشکال به وجودآمده
- علت اشکال
- تعداد: به ازای هر علت قطع می‌باشد.
- انرژی توزیع نشده: که بر حسب MWh (مگاوات ساعت) می باشد و نشان‌دهنده میزان انرژی است که بر اثر هر علت قطع توزیع نشده است.

- آمار تعداد قطعی و انرژی تامین نشده به تفکیک روز

این گزارش آماری از تعداد قطعی و انرژی تامین نشده در هر روز را بر اساس اشکال به وجود آمده نشان می‌دهد.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- تاریخ اطلاع
- تعداد: بیان‌گر تعداد قطعی‌ها در یک روز بر اساس مشکلی خاص است.
- انرژی تامین نشده بر حسب MWh (مگاوات ساعت): بیان‌گر میزان انرژی تامین نشده بر اساس اشکال به وجود آمده در یک روز می‌باشد.
- نوع خاموشی
- سطح ولتاژ
- گروه قطع
- علت قطع
- اشکال به وجود آمده
- علت اشکال

- گزارش پست و فیدرهای بحرانی فشار ضعیف

پست و فیدرهای بحرانی، پر حادثه‌ترین و پر مخاطره‌ترین پست‌ها و فیدرها است.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- منطقه
- نام پست
- تعداد فیدر

omoorepeyman.ir

- جداکننده
- تاریخ اطلاع
- نوع خاموشی: ۱)بابرنامه ۲)بی‌برنامه
- تعداد خاموشی
- انرژی توزیع نشده بر حسب MWh (مگاوات ساعت)
- مدت زمان خاموشی بر حسب دقیقه
- تعداد بابرنامه: تعداد خاموشی‌هایی که از نوع بابرنامه (از پیش تعیین شده) می‌باشند.
- تعداد بی‌برنامه: تعداد خاموشی‌هایی که از نوع بی‌برنامه (پیش‌بینی نشده) می‌باشند

- آمار قطعی خطوط به تفکیک سطح ولتاژ در ماه‌های سال

این گزارش آمار تعداد قطعی خطوط به همراه مدت زمان خاموشی و میزان انرژی تامین نشده را به تفکیک سطح ولتاژ در ماه‌های مختلف سال ارائه می‌دهد. همچنین در این گزارش مجموع موارد فوق (تعداد قطعی‌ها، مدت زمان خاموشی‌ها، انرژی تامین‌نشده) در کل ماه‌ها نشان داده می‌شود.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- ماه
- تعداد (بر اساس سطح ولتاژ)
- زمان خاموشی (بر اساس سطح ولتاژ)
- انرژی تامین نشده (بر اساس سطح ولتاژ)
- جمع کل

- آمار قطعی خطوط به تفکیک سطح ولتاژ برای هر منطقه

این گزارش آمار تعداد قطعی خطوط به همراه مدت زمان خاموشی و میزان انرژی تامین نشده را به تفکیک سطح ولتاژ به ازای هر منطقه ارائه می‌دهد.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- نام منطقه
- تعداد (بر اساس سطح ولتاژ)
- زمان خاموشی (بر اساس سطح ولتاژ)
- انرژی تامین نشده (بر اساس سطح ولتاژ)

omoorepeyman.ir

- آمار قطعی خطوط بر اساس اشکال به وجود آمده

این گزارش آمار تعداد قطعی خطوط به همراه مدت زمان خاموشی و میزان انرژی تامین نشده را به تفکیک سطح ولتاژ بر اساس اشکال به وجود آمده ارائه می‌دهد.

- آمار قطعی خطوط به تفکیک ولتاژ برای هر فیدر

این گزارش آمار تعداد قطعی خطوط به همراه مدت زمان خاموشی و میزان انرژی تامین نشده را به تفکیک سطح ولتاژ برای هر فیدر ارائه می‌دهد.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- نام پست فوق توزیع
- فیدر فشار متوسط
- تعداد (بر اساس سطح ولتاژ)
- زمان خاموشی (بر اساس سطح ولتاژ)
- انرژی تامین نشده (بر اساس سطح ولتاژ)
- جمع کل

- نرخ خرابی پست و شبکه

این گزارش بیشترین نرخ خرابی پست و شبکه را با نمایش تعداد قطعی، درصد بارگذاری، انرژی تامین نشده و غیره ارائه می‌دهد.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- نام پست
- ظرفیت ترانسفورماتور
- تعداد قطعی
- انرژی تامین نشده بر حسب MWh (مگاوات ساعت)
- درصد بارگذاری
- تاریخ بارگیری

- لیست قطعی‌های دژنکتور- ریکلوزر- سکسیونر- سکشنالایزر- قطع کننده

این گزارش نشان‌دهنده آن دسته از قطعی‌های خطوط ۲۰ کیلوولت است که به علت قطع شدن دژنکتور، ریکلوزر، سکسیونر، سکشنالایزر و یا قطع کننده رخ داده است.

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- نام پست
- شماره فیدر

omoorepeyman.ir

- علت قطع
- تاریخ قطع
- تاریخ وصل
- زمان قطع
- زمان وصل
- مدت زمان خاموشی
- جریان (آمپر)
- انرژی توزیع نشده
- فیدر تغذیه کننده
- بار جابجا شده
- زمان شروع جابجایی
- زمان اتمام جابجایی
- شرح حادثه
- ردیف خاموشی
- سطح ولتاژ

- لیست قطعی‌های فیدر ۲۰ کیلوولت از پست ۶۳ به ۲۰ کیلوولت

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- نام پست
- شماره فیدر
- علت قطع
- تاریخ قطع
- تاریخ وصل
- زمان قطع
- زمان وصل
- مدت زمان خاموشی
- جریان (آمپر)
- انرژی توزیع نشده
- فیدر تغذیه کننده

omoorepeyman.ir

- بار جابجا شده
- زمان شروع جابجایی
- زمان اتمام جابجایی
- شرح حادثه
- ردیف خاموشی
- سطح ولتاژ

- قطع حفاظتی فیدر فشار متوسط

اطلاعات بدست آمده از گزارش:

- نام منطقه
- نام پست
- نام فیدر
- تعداد گذرا
- تعداد اتصالی سر کابل داخلی
- تعداد اتصالی سر کابل هوایی
- تعداد اتصالی کابل
- تعداد شکستگی تیر برق
- تعداد اتصالی شبکه هوایی
- جمع انرژی

- سایر موارد

همان طور که در ابتدا ذکر گردید، گزارش‌های متنوعی را بر اساس شروط مختلف از فرم‌های ثبت حوادث تهیه نمود که هر کدام از آن‌ها کاربرد مخصوص به خود را دارند. به منظور جلوگیری از پیچیده شده مطالب از ذکر کردن بقیه گزارش‌ها خودداری شده و مهم‌ترین نوع گزارش‌ها در بندهای پیشین ذکر گردید.

برخی از شروط متعدد دیگر برای گزارش‌گیری حوادث شبکه توزیع عبارتند از [۱۵و ۱۶]:

- آمارهای علت قطع برای سطوح مختلف ولتاژ
- مدت زمان تعمیر (متوسط زمان تعمیر)

omoorepeyman.ir

- میزان انرژی قطع‌شده به ازای هر علت قطع
- میزان انرژی توزیع نشده ناشی از کمبود تولید برای هر منطقه از شرکت توزیع
- نام پست قطع‌شده و مکان آن، قدرت پست، تعداد قطعی آن پست در طول مدت زمان انتخابی توسط کاربر، مقدار ENS حاصل از قطع پست، فیدر/ فیدرهای قطع‌شده از آن پست و تعداد قطعی‌ها
- گزارش‌هایی شامل پست و فیدرهای بحرانی فشار ضعیف، چگالی خاموشی بر شیت (تعداد خاموشی و مساحت هر شیت در هر منطقه و نسبت تعداد خاموشی بر مساحت آن شیت)
- گزارش‌های نموداری که برای انجام مقایسه بین مناطق یا معاونت‌ها تهیه شده است. نظیر نمودار ENS، نمودار تعداد خاموشی بر اساس منطقه، نمودار مدت زمان خاموشی و غیره
- شاخص تعداد قطعی به ازاء هر ۱۰ فیدر فشار ضعیف
- شاخص تعداد قطعی به ازاء هر فیدر فشار متوسط
- فیدرهای با بیش از ۳ بار قطعی بی‌برنامه در روز
- فیدرهای با زمان قطعی بیش از ۱۲۰ دقیقه در روز
- فیدرهای با بیش از ۵ بار قطعی در ماه
- انرژی تامین نشده بر اساس معاونت‌های مختلف شرکت توزیع
- و...

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

فصل ۵

الزامات نرم‌افزاری و سخت‌افزاری پایش حوادث شبکه برق

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

مقدمه

حوادث سیستم برق امری اجتناب ناپذیر است لذا نحوه عملکرد در هنگام وقوع حوادث و پس از آن مطلب مهمی است که باید مورد توجه قرار بگیرد. یکی از مهمترین فعالیت‌ها در هنگام رخداد حوادث، پایش، ثبت و گزارش حوادث است. لذا یک امر بسیار مهم برای گزارش حوادث، استفاده از طریق تجهیزات مناسب برای پایش حادثه است. این تجهیزات باید در مکان‌های مناسب نصب شده و همچنین دارای مشخصات فنی مناسب برای پایش حادثه و ثبت سیگنال‌های موردنیاز در هنگام رخداد حادثه باشند.

در این فصل، تجهیزات مهم و متعارفی که در شبکه‌های برق برای پایش حادثه استفاده می‌شوند توضیح داده شده و مشخصات فنی لازم برای هر یک از آن‌ها و همچنین کاربردهایشان معرفی می‌شود.

تجهیزاتی که جهت ثبت و ضبط وقایع و پایش حوادث به کار می‌روند و به طور کلی منابع جمع‌آوری داده در هنگام رخداد حادثه هستند عبارتند از:

- دستگاه‌های ثبات خطا[1]
- دستگاه‌های ثبات ترتیب وقایع[2] یا ثبات وقایع[3]
- دستگاه‌های ثبت اغتشاشات دینامیکی[4]
- سیستم SCADA[5]
- سیستم اندازه‌گیری ناحیه گسترده و واحدهای اندازه‌گیری فازوری[6] (PMU)
- رله‌های جدید نوع نیومریک مجهز به ثبات خطا
- نقشه‌های تک خطی (SLD) و حفاظتی[7] (PSLD) تجهیزات پست و نیروگاه
- فایل تنظیمات رله‌های حفاظتی
- سایر منابع

لازم به ذکر است که همه نهادهای مربوطه باید از تجهیزاتی استفاده نمایند که دارای حداقل مشخصات فنی توضیح داده شده در این رویه هستند.

[1] Fault Recorder (FR)
[2] Sequence of Event Recorder (SER)
[3] Event Recorder (ER)
[4] Dynamic Disturbance Recording equipment (DDR)
[5] Supervisory Control and Data Acquisition
[6] Phasor Measurement Unit (PMU)
[7] Protection Single Line Diagram

omoorepeyman.ir

۵-۱- ثبات خطا و ثبات وقایع

۵-۱-۱- ثبات خطا

ثبات خطا دستگاهی است که وظیفه ثبت اطلاعات مورد نیاز را جهت بررسی و تحلیل عملکرد شبکه در هنگام بروز خطا به عهده دارد. این اطلاعات شامل مقادیر لحظه‌ای و شکل موج‌های کمیت‌های مختلف سیستم قدرت از قبیل: جریان‌های سه فاز، ولتاژهای سه فاز، ولتاژهای خط به زمین و ولتاژ نوترال به زمین در زمان قبل، دوره وقوع و زمان بعد از وقوع یک اغتشاش و خطا در سیستم و ... می باشد. این اطلاعات جهت تحقیق در مورد عملکرد صحیح سیستم حفاظتی از جمله رله‌ها، کلیدها و سکسیونرها و نشان‌دادن خرابی تجهیزات و یا بازسازی اغتشاشی که باعث تغییرات دینامیکی کمیت‌های مختلف شبکه شده است، به کار می‌رود [۱۷- ۲۱].

ثبت خطا کمی قبل از بروز اغتشاش یا خطا شروع شده و تا چند ثانیه بعد از آن نیز ادامه می‌یابد. مقادیر لحظه‌ای برای مدت زمانی از چند سیکل تا چند ثانیه و با دوره تناوب نمونه‌برداری مناسب توسط یک حافظه و بدون از دست رفتن هیچ‌گونه سیگنال اطلاعاتی جمع‌آوری و ثبت می‌شوند. ثبات خطا شامل تعدادی کانال آنالوگ و تعدادی کانال دیجیتال است. به جهت جلوگیری از بروز خطا در هنگام نمونه‌برداری از داده‌ها، باید در ورودی کانال‌های آنالوگ از فیلتر استفاده نمود. این تجهیزات برای تحلیل پدیده‌های فرکانس بالا از جمله: پدیده ولتاژ استقرار[1] و امواج سیار به کار نمی‌روند.

اولین نوع ثبات‌های خطا که در پست‌های فشار قوی به کار گرفته شد ثبات‌های الکترومکانیکی بودند. در این نوع ثبات‌ها برای ثبت وقایع قبل از وقوع خطا، از یک حافظه که بر اساس روش‌های مکانیکی (استفاده از یک استوانه‌ی جوهری از جنس فولاد) استوار بود، بهره گرفته می‌شد. این‌گونه ثبات‌ها دارای محدودیت‌هایی شامل مشکل بودن نگهداری و بهره‌برداری، کم‌بودن نسبی کانال‌های ثبات و ضعیف بودن کیفیت ثبت از نظر نمایش اطلاعات ثبت شده بود. در نسل بعدی ثبات‌ها استفاده از استوانه‌های مغناطیسی به جای استوانه‌های جوهری مدنظر قرار گرفت. در نسل بعد از آن حافظه‌های دیجیتالی در ثبات‌های خطا مورد استفاده قرار گرفت. در این نوع ثبات‌ها با استفاده از یک مبدل آنالوگ-دیجیتال داده‌های ورودی به صورت آنالوگ نمونه‌برداری شده و سپس به صورت دیجیتال در آمده و روی یک حافظه ذخیره می‌شوند. هر زمان که به این داده‌ها احتیاج بود اطلاعات ثبت شده در حافظه با استفاده از یک مبدل دیجیتال-آنالوگ تبدیل شده و روی کاغذهای حساس به نور ثبت می‌گردند [۱۷- ۲۸].

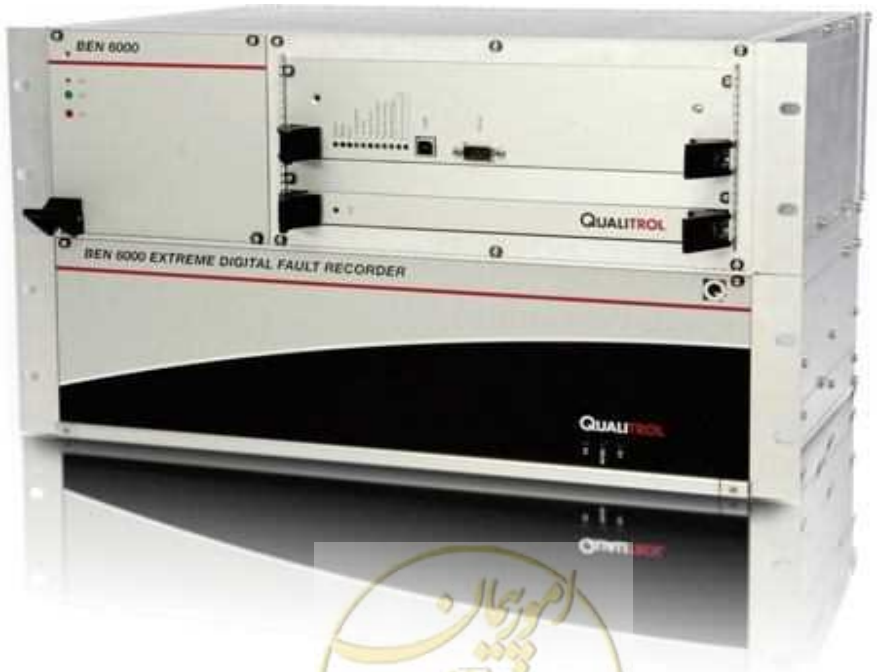
آخرین نوع از ثبات‌های خطا، نوع میکروپروسسوری است که مزایای فراوانی نسبت به سایر ثبات‌های خطا دارا هستند. این گونه ثبات‌ها از یک میکروکامپیوتر استفاده کرده که به این وسیله، کلیه داده‌های آنالوگ و دیجیتال در یک حافظه ذخیره می‌شود. هنگامی که خطایی در سیستم رخ می‌دهد ثبات راه‌اندازی شده و داده‌های موجود به حافظه یا چاپگر انتقال پیدا می‌کند. به طور کلی مزایای این نوع ثبات‌ها را می‌توان به شرح زیر ارائه نمود [۱۷- ۲۸]:

[1] Recovery voltage

omoorepeyman.ir

- ثبات‌های اولیه دارای پاسخ فرکانسی کمتر از ۱۰۰ هرتز بودند، اما واحدهای جدید میکروپروسسوری می‌توانند پاسخ‌های تا ۲۰ کیلوهرتز را نمایش دهند. اگر چه فرکانس‌های بیش از ۱۰۰۰ هرتز توسط وسایل حفاظتی قابل رویت نیستند، اما سطح پاسخ فرکانسی فوق به بهره‌بردار این اجازه را می‌دهد که هارمونیک‌های مهم سیستم را نیز تحلیل کند.
- دقت ثبت در این نوع ثبات‌ها بسیار بالا است.
- قابلیت انعطاف بالا در زمان ثبت یکی از مزایای مهم ثبات‌های جدید است. به طوری‌که با این نوع ثبات‌ها می‌توان دو خطا به فاصله زمانی کمتر را با دقت بیشتری نسبت به ثبات‌های قبلی ثبت نمود و از هم تشخیص داد.
- یکی دیگر از مزایای ثبات‌های جدید امکانات گرافیکی بیشتر آن می‌باشد. به این ترتیب که در هر عمل ثبت نمودن، زمان و تاریخ ثبت، علت ثبت شدن و کلیه شکل موج‌های ولتاژ و جریان به صورت گرافیکی در یک گزارش کامل ثبت می‌شوند.
- مشخصه ارتباط از راه دور نیز یکی از مزایای این نوع ثبات‌ها است (این مشخصه اکنون به صورت استاندارد درآمده است). کلیه داده‌ها به یک کامپیوتر مرکزی (ازطریق یک خط ارتباطی) انتقال می‌یابد. این کامپیوتر مرکزی می‌تواند با تعدادی از ثبات‌های توزیع شده در سیستم ارتباط برقرار کند. هنگامی که چندین ثبات خطا در چند پست مورد نیاز باشد کلیه واحدهای ثبات باید به صورت همزمان راه‌اندازی شده و مقایسه زمانی دقیق بین چارت‌های هرکدام از آن‌ها انجام گیرد. این عمل توسط کامپیوتر مرکزی امکان پذیر است.

در شکل (۵-۱) یک نمونه دستگاه ثبات خطای دیجیتال نشان داده شده است.



شکل ۵-۱: یک نمونه ثبات خطا

omoorepeyman.ir

۵-۱-۲- مشخصات عمومی ثبات‌های وقایع و خطا

مشخصات عمومی ثبات خطا و یا وقایع عبارتند از [۱۷- ۲۸]:

- اساس عملکرد (نحوه اتصال به دستگاه‌های جانبی، برنامه نویسی، نحوه راه‌اندازی و غیره)
- پاسخ فرکانسی
- مشخصات چاپ‌گر (اعم از نوع کاغذ، سرعت کاغذ و غیره)
- نحوه تبادل اطلاعات با تجهیزات جانبی (از طریق فیبر نوری، پورت سریال، مودم، شبکه و غیره)
- ایزولاسیون کانال‌های ورودی و خروجی (ایزولاسیون ورودی و خروجی معمولاً از طریق اپتوکوپلر انجام می‌شود. همچنین ایزولاسیون ورودی - ورودی با استفاده از ماژول اضافی میسر است)
- تعداد کانال‌های آنالوگ و دیجیتال (این ثبات‌ها بایستی به تعداد کافی، ورودی‌های آنالوگ و دیجیتال برای ثبت وقایع و خطا داشته باشند)
- قدرت تفکیک زمانی[1] بالا و قابلیت انعطاف بیشتر در زمان ثبت. تا بتوان دو خطا یا واقعه به فاصله زمانی کم را با دقت بالا ثبت نموده و از هم تشخیص داد.
- مقدار حافظه دستگاه (حافظه سیستم با تعداد ورودی‌های دستگاه رابطه دارد، معمولاً حافظه سیستم را حدوداً دو برابر تعداد ورودی‌ها در نظر می‌گیرند و در نتیجه می‌توان چندین هزار واقعه یا خطا را ثبت نمود.
- منبع تغذیه مورد نیاز (دستگاه‌ها اغلب قابلیت تغذیه از منابع AC و DC را دارا هستند. مثلاً AC ۲۴۵-۱۹۰ ولت و یا DC ۴۸ ولت و DC ۱۱۰ ولت (۲۰٪ ±).
- این دستگاه‌ها دارای یک واحد پردازش‌گر اصلی هستند که وظیفه جمع‌آوری، ذخیره‌سازی و نمایش (از طریق چاپگر، LCD و غیره) داده‌ها را دارد.
- ساعت این دستگاه‌ها بایستی قابلیت سنکرون‌شدن با ساعت سایر دستگاه‌ها (از طریق سیگنال GPS موجود در پست، پالس سنکرون‌کننده و غیره) را داشته باشد تا ثبت همزمان و دقیق وقایع و خطاها امکان‌پذیر گردد.

این تجهیزات دارای یک نرم‌افزار واسط کاربر هستند که امکان تنظیم نحوه ثبت وقایع و خطاها و سایر تنظیمات را میسر می‌سازد.

۵-۱-۳- ثبات ترتیب وقایع

دستگاه ثبات ترتیب وقایع، سیستمی است که کلیه عملکردها و تغییر وضعیت‌های تجهیزات فشارقوی از جمله: کلیدها و سکسیونرها و همچنین عملکرد تمامی رله‌ها را با زمان اتفاق آن‌ها و به ترتیب وقوع ثبت و ضبط می‌کند. این دستگاه باید دارای قابلیت تفکیک زمانی مناسب باشد. اطلاعات بدست آمده از دستگاه ثبات ترتیب وقایع برای آنالیز و بازسازی واقعه لازم خواهد بود. با ورود تکنولوژی دیجیتال به حوزه سیستم‌های قدرت، دستگاه‌های ثبات ترتیب وقایع کمتر به طور مجزا

[1] Rsolution

omoorepeyman.ir

ساخته می‌شوند و اطلاعاتی که به وسیله این دستگاه‌ها قابل دسترسی است، معمولاً از طریق دیگر دستگاه‌های ثبات خطا یا گزارش‌های کامپیوتری زمان حقیقی نیز بدست می‌آید. در واقع دستگاه‌های مدرن ثبات خطا خود به تنهایی شامل دستگاه ثبات ترتیب وقایع و ثبات وقایع نیز هستند [۱۷- ۲۸]. در شکل (۵-۲) یک نمونه ثبات ترتیب وقایع نشان داده شده است.

شکل ۵-۲: ثبات ترتیب وقایع

۵-۱-۴- ملزومات فنی انتخاب ثبات خطا و ثبات وقایع و ثبات ترتیب وقایع

انتخاب صحیح یک سیستم ثبت خطا و وقایع از اهمیت ویژه‌ای برخوردار بوده و مستلزم داشتن اطلاعات کافی از شبکه‌ای است که در آن نصب می‌گردد. در این بخش اطلاعات مورد نیاز جهت انتخاب صحیح و دقیق ثبات خطا و وقایع معرفی گردیده و نحوه تعیین هر یک بیان می‌گردد [۱۷].

اطلاعات مورد نیاز طراحی، نحوه طراحی و انتخاب و مشخصات فنی و تخصصی ثبات وقایع و خطا در پیوست ۱۱ نوشته شده است. استفاده از این تجهیزات در ایستگاه‌ها و پست‌های فشارقوی ملزم به رعایت اصول طراحی و مشخصات فنی و تخصصی این تجهیزات بر طبق رویه ارائه شده در این فصل و پیوست ۱۱ می‌باشد.

۵-۲-دستگاه ضبط اغتشاش دینامیکی

این تجهیز مقادیر لحظه‌ای مربوط به سیستم قدرت را با نرخ چندین نمونه در سیکل و برای مدتی که ممکن است

omoorepeyman.ir

حداقل چند ثانیه و حداکثر به صورت پیوسته باشد نمونه‌برداری می‌کنند. اطلاعات جمع‌آوری شده توسط این دستگاه‌ها معمولاً برای بررسی اغتشاشات بلندمدت در سیستم قدرت به کار می‌رود. استفاده از این تجهیز تنها در صورتی توصیه می‌شود که نیاز به بررسی‌های بلندمدت بر روی شبکه باشد.

تجهیز ثبت اغتشاشات دینامیکی برای ثبت اطلاعات مربوط به وقایعی که فرکانس آن‌ها حداکثر تا حدود ۵ هرتز است، مورد استفاده قرار می‌گیرند. بعضی از الزامات فنی مورد نیاز برای این تجهیزات عبارتند از [۱۷- ۲۸]:

۱. زمان تداوم ثبت واقعه‌ی دینامیکی
۲. قابلیت ثبت و ذخیره اطلاعات سیستم، قبل از واقعه
۳. قابلیت همزمانی با سایر دستگاه‌های ثبت وقایع دینامیکی

سیگنال‌های مهمی که لازم است توسط این دستگاه‌ها ثبت و نمایش داده شود، عبارتند از:

- اندازه و زاویه‌ی ولتاژ شین‌ها (توجه شود که برای معنی‌دار شدن اندازه‌گیری زاویه‌ها، بایستی این دستگاه‌ها از پالس سنکرون کننده GPS موجود، استفاده کنند تا کمیت‌های ثبت شده دارای برچسب زمانی مشخص باشند)
- فرکانس شین‌ها (این کمیت برای مطالعه‌ی نوسانات الکترومکانیکی فرکانس پائین بسیار مفید است)
- جریان، MW و MVAR خطوط انتخاب شده
- داده‌های ورودی مربوط به کنترل‌های آنالوگ (نظیر کنترلر V/HZ و AVR OEL های آنالوگ داده‌های) تجهیزات سیستم قدرت
- داده‌های ورودی مربوط به کنترل‌های دیجیتال تجهیزات سیستم قدرت (نظیر کنترل‌های دیجیتال سوئیچ شونده از یک حالت به حالت دیگر)

مهمترین مسائلی که در ارتباط با این تجهیزات مطرح می‌شود به شرح زیر است:

- مکان‌یابی نصب دستگاه ضبط اغتشاش دینامیکی.
- قابلیت‌های دستگاه ضبط اغتشاش دینامیکی
- مستندسازی و گزارش‌دهی اطلاعات دستگاه ضبط اغتشاش دینامیکی
- تذکر خارج از سرویس بودن دستگاه ضبط اغتشاش دینامیکی

۵-۳- سیستم اسکادا[1]

همواره در کنار هر شبکه قدرت از ساده‌ترین تا پیچیده‌ترین نمونه‌های آن، یک یا چند مرکز کنترل موجود است که عمل راهبری آن را انجام می‌دهد. این سیستم کنترل را سیستم دیسپاچینگ[2] می‌نامند. سیستم‌های فعلی دیسپاچینگ از تکنولوژی اسکادا جهت جمع‌آوری اطلاعات و اعمال فرامین استفاده می‌کنند [۲۹- ۳۱]. واژه اسکادا (SCADA) از

[1] Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)

[2] کلمه دیسپاچینگ از واژه Dispatch به معنای پخش‌کردن (توزیع‌کردن) می باشد. ولی در شبکه‌های انتقال منظور از دیسپاچینگ، مرکز سیستم اسکادا می باشد.

omoorepeyman.ir

ترکیب کلمات supervisory control And Data Acquisition به معنای کنترل متمرکز و جمع‌آوری اطلاعات به وجود آمده است. کنترل متمرکز را به صورت اعمال کنترل روی یک وسیله خاص برای تأیید عملکرد آن در جهت صحیح (از پیش برنامه‌ریزی شده) تعریف می‌کنند و عموماً کنترل متمرکز در مورد سیستم‌هایی به کار می‌رود که عمل «کنترل از فاصله دور»[1] صورت گیرد. کنترل متمرکز همیشه با یک سیستم جمع‌آوری اطلاعات توأم است [۲۹- ۳۱]. در اصطلاح هر جا یک مرکز از تعدادی «پایانه‌ی دوردست»[2] اطلاعات را دریافت کند و به آن‌ها فرمان‌هایی ارسال کند، یک سیستم اسکادا وجود خواهد داشت [۲۹- ۳۱].

کلی‌ترین تقسیم‌بندی که برای یک سیستم اسکادا می‌توان در نظر گرفت به شرح زیر می‌باشد [۲۹- ۳۱]:

- «سیستم محلی» [3]
- «سیستم ارتباطی» [4]
- «سیستم مرکزی» [5]

۵-۳-۱- سیستم محلی

تجهیزاتی که در محل ایستگاه‌ها یعنی پست‌ها و نیروگاه‌ها نصب می‌شوند و وظیفه جمع‌آوری اطلاعات و اجرای فرامین را به عهده دارند، به طور کلی سیستم محلی نامیده می‌شوند. سیستم مذکور این امکان را فراهم می‌آورد که داده‌ها و مقادیر جمع‌آوری شده و فرامین مرکز دیسپاچینگ به اجرا درآید. به علاوه وظیفه گزارش دادن وضعیت‌ها و تغییرات آن‌ها را به عهده دارد. سیستم محلی، بخشی از سیستم اسکادا است که ارتباط فیزیکی با سیستم قدرت در آنجا برقرار می‌شود و تجهیزاتی که بایستی کنترل و سیگنال‌هایی که بایستی پایش شوند، همه به بخش‌های مختلف این سیستم اتصال دارند. همانند اینکه که وضعیت‌ها، مقادیر و اطلاعات از طریق گوش و چشم دریافت شده، سپس فرامین توسط دست به اجرا در می‌آید.

سیستم محلی به دو بخش اساسی تقسیم می‌شود [۲۹- ۳۱]:

- «تجهیزات واسط فشار قوی»[6] (HVI)
- «پایانه راه دور» یا به طور کلی پایانه

۵-۳-۱-۱- تجهیزات واسط فشار قوی

برای معرفی بخش HVI به عنوان مقدمه اشاره می‌شود که تمامی داده‌ها از قسمت فشارقوی پست و یا نیروگاه منشاء

[1] Remot
[2] RTU (Remote Terminal Unit)
[3] Local System
[4] Communication System
[5] Central System
[6] High Voltage Interpose

omoorepeyman.ir

می‌گیرند. تبادل داده‌ها و فرامین در محیطی مملو از نویز، با میدان‌های الکتریکی و مغناطیسی بسیار قوی صورت می‌گیرد. همچنین این داده‌ها از نظر سطح ولتاژ و جریان بایستی قابل اتصال به بخش‌های حساس الکترونیکی پایانه باشند. فرامین پایانه نیز در نهایت توسط تجهیزات الکترومکانیکی این بخش به اجرا در می‌آید. با این مقدمه، ضرورت استفاده از تجهیزاتی که نقش واسطه را بین تجهیزات فشارقوی و پایانه داشته باشد، احساس می‌شود. به ترکیب تجهیزات فوق به طور کلی سیستم HVI گفته می‌شود که:

- اولاً بایستی ایزولاسیون را در حد قابل قبولی انجام دهد.
- ثانیاً مقادیر را از نظر سطح و دامنه به حد قابل قبول رسانده و توانایی اجرای فرامین را داشته باشد.

۵-۳-۱-۱-۱- پایانه

پایانه به عنوان بخش اصلی در سیستم محلی و از طرفی به عنوان یکی از عناصر مهم سیستم اسکادا، وظیفه جمع‌آوری اطلاعات از نیروگاه و پست و همچنین کار هدایت و کنترل آن‌ها را برعهده دارد. همان‌طور که گفته شد کار ارتباط پایانه با محیط پروسه را بخش HVI انجام می‌دهد. پایانه از طریق مودم با سیستم ارتباطی و از آنجا با سیستم مرکزی در ارتباط است.

۵-۳-۱-۱-۲- سیستم ارتباطی

سیستم ارتباطی بخش مهمی از سیستم اسکادا است که بدون آن تصور داشتن کنترل از راه دور را غیر ممکن می‌نماید. این بخش وظیفه ایجاد ارتباط بین «سیستم محلی» و «سیستم مرکزی» را به عهده دارد. این بخش، نقش شبکه عصبی بدن را بازی می‌کند، بدین صورت که اطلاعات را از گوش و چشم (سیستم محلی) به مغز (سیستم مرکزی) مخابره کرده و از آنجا فرامین را به دست‌ها (سیستم محلی) ارسال می‌نماید.

اولین ابزاری که برای ارسال اطلاعات ممکن است به ذهن برسد استفاده از کابل است. ولی امروزه سیستم‌های مایکروویو، «PLC»[1]، سیستم‌های رادیویی و حتی شبکه‌های ماهواره‌ای نقش «رسانه»[2] را در «سیستم ارتباطی» بازی می‌کنند.

شبکه‌های مخابراتی و مسیرهای موجود بین مراکز و پایانه‌ها، می‌تواند شکل‌های فیزیکی مختلفی داشته باشد. هر ساختار خواص ویژه‌ای دارد که به نوبه‌ی خود روی عملکرد سیستم مخابراتی می‌تواند موثر واقع شود. در ادامه به بررسی ساختارهای فوق پرداخته شده است.

۵-۳-۲- ساختار سلسله مراتبی

در این ساختار، پایین‌ترین سطح، سطح DC است که مسئول جمع‌آوری اطلاعات و همچنین نظارت و کنترل

[1] Power Line Carrier
[2] Media

omoorepeyman.ir

پایانه‌هاست. این اطلاعات سپس به سطح کنترل بعدی در سیستم اسکادا ارسال می‌شود و این روند ادامه پیدا می‌کند.

در این ساختار کنترل و تقسیم وظایف بین مراکز در سطوح مختلف کنترلی به خوبی امکان‌پذیر است. همچنین به علت تطابق ظاهری آن با ساختار شبکه قدرت توجیه اقتصادی مناسبی می‌تواند داشته باشد.

۵-۳-۲-۱- ساختار «مستقل»[1]

در این ساختار، هر سطح کنترلی به کلیه اطلاعات مورد نیاز و همچنین تجهیزات در محدوده کنترلی پایین‌دست، به طور مستقیم دسترسی دارد. عمل کنترل می‌تواند مستقل از سایر سطوح صورت پذیرد. در این روش به منظور عملکرد دقیق و بهتر، بین مراکز نیز تبادل داده صورت می‌پذیرد. مزیت اصلی این روش قابلیت اطمینان بالا و از طرفی از معایب آن بالا بودن هزینه‌ها را می توان برشمرد.

۵-۳-۲-۲- ساختار «شبکه‌ای»[2]

بهترین نوع و قابل انعطاف‌ترین روش برای «سیستم ارتباطی» استفاده از «ساختار شبکه‌ای» است ولی در سیستم قدرت به دلایل مختلف فنی و اقتصادی استفاده از آن غیر معمول است. در این روش اطلاعات هر پایانه، برای تمامی مراکز در هر سطح و در هر زمان قابل دستیابی است. تمامی مراکز و پایانه‌ها با هم مرتبط می باشند[3]، به‌طوری که داده‌ها از طریق دلخواه قابل جمع‌آوری است.

اگر چه سه نوع ساختار مختلف برای شبکه‌های مخابراتی در بالا ذکر شد ولی در اینکه در هر شبکه از چه روشی استفاده می‌شود عوامل مختلفی موثر هستند که در ذیل به آن‌ها اشاره شده است:

- ساختار موجود و در دسترس بودن لینک‌های مخابراتی
- وضعیت کنونی تقسیم وظایف بین شرکت‌های تابعه
- ساختار موجود مراکز کنترل
- محدودیت‌های اقتصادی
- تکنیک‌های انتقال داده‌ها
- خطاگیری داده‌ها
- ارسال و دریافت داده‌ها
- و ...

[1] Dedicated Structure
[2] Net work Structure
[3] Interconnert

omoorepeyman.ir

۵-۳-۳- سیستم مرکزی یا مرکز کنترل

قلب یک سیستم اسکادا در واقع تجهیزاتی هستند که مرکز کنترل را به وجود می‌آورند. این قلب شامل یک اتاق کنترل مرکب از تجهیزات ارتباط انسان و ماشین "HMI"، سیستم کامپیوتر مرکزی و ... است. به راحتی می‌توان دید که شبکه‌های مخابراتی که از «سیستم محلی» شروع می‌شوند، به مرکز کنترل خاتمه می‌یابند. «سیستم مرکزی» را می‌توان به دو بخش سخت‌افزار و نرم‌افزار تقسیم کرد که وظایف مربوطه را انجام می‌دهند. عمده وظیفه یک مرکز کنترل را می‌توان بدین صورت بیان داشت: «جمع‌آوری داده‌ها و اطلاعات دریافتی از شبکه قدرت، سپس آنالیز داده‌ها و ارائه نتایج به اپراتور و در صورت نیاز ارسال به سطوح بالاتر کنترلی، همچنین ارسال فرامین اپراتور به پایانه‌ها» چرا که تصمیم‌گیرنده‌ی نهایی و قطعی و مسئول در برابر عملکرد سیستم، اپراتور است. وی بایستی قادر به تصمیم‌گیری بر اساس اطلاعات دریافتی از شبکه باشد.

اسکادا با در اختیار گذاشتن اطلاعات وسیعی از سیستم قدرت که لحظه به لحظه با توجه به وضعیت شبکه، تجدید می‌شود کمک بسیار بزرگی به سیستم‌های مدیریت انرژی و مدیریت بار می‌نماید. سیستم‌های اسکادا، داده‌ها را که شامل وضعیت دستگاه‌ها و کمیت‌های آنالوگ می‌باشند، در سطح وسیع، از نقاط مختلف و مورد نیاز شبکه جمع‌آوری کرده و به مرکز ارسال می‌نمایند و در مرکز بر روی این اطلاعات ارسالی، پردازش‌های لازم، انجام شده و فرمان‌های لازم به قسمت‌های مختلف داده می‌شود.

اسکادا از سه بخش عمده تشکیل شده است [۳۰]:

الف) ایستگاه مرکزی یا Master Station

ب) پایانه‌های دور دست یا RTU

ج) خطوط ارتباطی برای ارسال و دریافت اطلاعات و فرمان‌ها یا Data Link

روش کار به این ترتیب است که اطلاعات با پایانه‌های راه‌دور، جمع‌آوری شده و از طریق خطوط، داده‌ها به کامپیوتر مرکزی، برای پردازش و انجام عملیات لازم فرستاده می‌شوند و پس از پردازش‌ها و تصمیم‌گیری؛ کامپیوتر مرکزی با خطوط داده‌ها، فرمان‌ها را به پایانه‌های راه دور ابلاغ می‌کند و آن‌ها سیستم‌ها را مطابق فرمان رسیده تنظیم می‌کنند. ارتباط بین پایانه‌ها و کامپیوتر مرکزی می‌تواند از راه‌های مختلف مانند تلفن شهری، سیستم‌های VHF، UHF، فیبر نوری، ارتباط رادیویی و به خصوص PLC باشد.

تغییرات کلیدها، در مدار بودن یا نبودن واحدها، وضعیت خطوط و ترانسفورماتورها و نمایش تغییرات آن‌ها، هشدارهای فشار قوی و فشار ضعیف و نقض قیود و محدودیت‌های بهره‌برداری از طریق سیستم اسکادا ثبت می‌شود [۳۰].

به طور معمول دو روش برای برقراری ارتباط با RTU ها وجود دارد که عبارتند از:

الف) خطوط زمینی مانند، فیبر نوری، کابل، خط تلفن اختصاصی.

ب) ارتباط رادیویی

omoorepeyman.ir

سیستم اسکادا در تاسیسات الکتریکی نیاز به ارسال اطلاعات با سرعت بیشتر از bps ۲۴۰۰ دارد، لذا سرعت کار مودم‌ها باید مناسب باشد. هر پایانه راه‌دور باید قابلیت دریافت پیام، رمزگشایی، پردازش پیام و ارسال پاسخ لازم و برگشت به حالت انتظار پیام جدید را داشته باشد. پردازش یک پیام ممکن است کار پیچیده‌ای باشد. این‌کار ممکن است شامل بررسی وضعیت فعلی تجهیزات ایستگاه، مقایسه وضعیت فعلی با وضعیت مطلوب، ارسال سیگنال لازم جهت تغییر وضعیت، چک‌کردن سوئیچ‌ها جهت اطمینان از انجام فرامین ارسالی و اطلاع وضعیت جدید به پایانه مرکزی باشد. به خاطر پیچیدگی عمل پایانه‌های دور در اکثر آن‌ها از کامپیوترها یا ریزکامپیوترها استفاده می‌شود. اتصال بین پایانه‌های دور و تجهیزات ایستگاه معمولاً از طریق کابل صورت می‌گیرد و تغذیه محرک‌ها و سنسورها نیز از طریق پایانه راه‌دور تأمین می‌شود. با توجه به اهمیت فرایند، جهت اطمینان بیشتر ممکن است UPS نیز در سیستم نصب شود تا قطع جریان برق اشکالی در سیستم ایجاد نکند. همان‌طور که پایانه مرکزی هرکدام از پایانه‌های راه‌دور را نظارت می‌کند، هر پایانه راه‌دور نیز سنسورها و محرک‌های متصل به خود را تحت پوشش دارد. این نظارت در زمان‌بندی خیلی سریع‌تر نسبت به زمان‌بندی پایانه مرکزی صورت می‌گیرد [۳۰].

۵-۳-۳-۱- شرح کلی وظایف در پایانه (RTU)

پایانه به عنوان یکی از عناصر مهم سیستم اسکادا در کنترل سیستم قدرت، وظیفه جمع‌آوری اطلاعات از نیروگاه‌ها و پست‌های شبکه برق و همچنین کار هدایت و کنترل آن‌ها را بر عهده دارد. پایانه از یک طرف به عنوان یک سیستم فرمان‌پذیر در مقابل مرکز عمل می‌کند و از طرف دیگر وظیفه جمع‌آوری اطلاعات از محیط ایستگاه را بر عهده دارد. بدین ترتیب، پایانه به عنوان یک محیط میانی برای عبور اطلاعات بین دو قطب مرکز و ایستگاه به حساب می‌آید [۳۰].

به طور کلی در پایانه، دو پروسه عمده قابل تفکیک می باشد:

- جمع‌آوری اطلاعات و کنترل[1] (DAC)
- ارسال داده ها به سطوح بالاتر کنترلی

۵-۳-۳-۱-۱- جمع آوری اطلاعات و کنترل (DAC)

این بخش از یک سو به طبقه HVI و نهایتاً به فیلد و از طرف دیگر با مرکز کنترل ارتباط دارد. در این‌جا منظور از اطلاعات به طور کلی، مقادیر، وضعیت‌ها، آلارم‌ها و ... از فیلد و فرامین ارسالی از مرکز کنترل می‌باشد که بر روی این اطلاعات عملیات زیر صورت می‌گیرد [۳۰].

- **ذخیره داده‌ها[2]**

قدم اول در جمع‌آوری و تحلیل داده‌ها، ذخیره آن‌ها می‌باشد. این عمل در مورد فرامین ارسالی از مرکز نیز انجام می‌گیرد.

[1] Data Acquistion & Control
[2] Data Storage

omoorepeyman.ir

- **اولویت‌بندی و ترتیب داده‌ها**

اولویت‌بندی و ترتیب در ارسال، ذخیره و اجرای داده‌ها در پایانه‌ها قابل تنظیم و تغییر است. با تخصیص این ویژگی، می‌توان پایانه‌هایی قوی و با ظرفیت متغیر داشت که سازگار با کاربردهای ویژه و همچنین I/0 های متفاوت باشد. اولویت‌بندی داده‌ها، امکان جمع‌آوری اطلاعات را به طور همزمان هم از سیستم قدرت و هم از مرکز کنترل فراهم می‌کند. این ساختار با بهره‌گیری از بافرهای مختلف امکان دریافت حجم زیادی از تغییرات را در کانال‌های I/0 فراهم می‌نماید. جمع‌آوری اطلاعات می‌تواند مستقل از تبادلات مرکز و پایانه صورت گیرد.

با این دو روش می‌توان بسیاری از مقاصد اسکادا را در پایانه خلاصه کرد و قدرت عملکرد سیستم اسکادا را بالا برد. از جمله عملکردهای پیشرفته در پایانه که با تخصیص ویژگی‌های ذخیره اطلاعات و اولویت بندی اطلاعات می‌توان به آن‌ها دست یافت عبارتند از:

- دریافت مطمئن و دقیق تغییر وضعیت‌های گذرا
- ثبت وقایع با ترتیب زمانی تشخیص رخداد حوادث و وقایع با برچسب زمانی
- «PMR» [1] که نمونه‌برداری از داده‌ها در هنگام اختلالات به منظور ضبط منحنی‌های خطا می‌باشد.
- کنترل اتوماتیک نقطه کار

با گسترش ذخیره اطلاعات و پردازش آن‌ها، می‌توان به عملکردهای پیشرفته تری در پایانه دست یافت. از این نمونه می‌توان نمایش داده‌ها، تهیه گزارش‌های مختلف و چاپ آن‌ها را برشمرد.

۵-۳-۳-۱-۲- ارسال داده ها به سطوح بالاتر کنترلی

مفهوم کنترل از راه دور در اسکادا، مستلزم این امر است که داده و اطلاعات از پایانه‌ها به مسافتی دورتر- یعنی مرکز کنترل – منتقل شود. بنابراین «ارتباطات» [2] جزء لاینفک سیستم اسکادا است. در سیستم محلی عملیات و پردازش‌های مربوط به ارسال داده‌ها، در پایانه صورت می‌پذیرد [۳۰].

معمولا کانال‌های مخابراتی موجود، دارای ظرفیت محدودی هستند، با استفاده از قدرت میکروپروسسور در پایانه‌ها، می‌توان محدودیت‌های ناشی از سیستم مخابراتی را تا حدی جبران نمود که این عمل با کاهش بار کانال‌های مخابراتی انجام می‌گیرد.

در پایانه به منظور کاهش بار کانال‌های مخابراتی و همچنین استفاده‌ی بهینه از ظرفیت موجود روش‌های زیر مورد استفاده قرار می‌گیرد:

- فیلتر دیجیتالی مقادیر اندازه‌گیری شده
- انتقال مقادیر آنالوگ بعد از فیلتر «باند مرده» [3]

[1] Post Modern Review
[2] Communication
[3] Dead Band

omoorepeyman.ir

- و اولویت بندی در ارسال آن‌ها در مواقع تراکم سیگنال‌ها

۵-۳-۳-۲- اجزای تشکیل دهنده‌ی پایانه

پایانه بایستی«بخش‌های»[۱] مختلفی برای انجام وظایف خود داشته باشد. این ماژول‌ها شامل انواع بردهای سخت‌افزاری (هوشمند و غیرهوشمند) و نرم‌افزارهای مختلف کاربردی می باشند. که با هم، وظایف پایانه را به انجام می‌رسانند. این ماژول‌ها به طور کلی شامل موارد زیر هستند [۳۰]:

۵-۳-۳-۲-۱- ماژول ورودی دیجیتال «DI» [۲]

ورودی دیجیتال، به عنوان مثال می‌تواند از باز و بسته شدن یک کنتاکت ناشی شود که این باز و بسته شدن‌ها از طریق ماژول DI به پایانه منتقل می‌شوند. هرگونه تغییر وضعیت این ورودی‌ها بایستی به دقت شناسایی شده و با برچسب زمانی ۱۰ms ذخیره شوند. تعدادی از ورودی‌ها می‌توانند با کدهای باینری و یا «گری»[۳] تشکیل یک کلمه دیجیتال را داده و ارسال شوند [۳۰].

از جمله وظایف مهم ماژول DI، عمل «حذف نوسان»[۴] ورودی‌هاست. اکثر ورودی‌ها دارای «نوسان»[۵] می‌باشند. پس از اینکه اولین تغییر وضعیت شناسایی شد، تغییرات بعدی، تا مدت زمانی که به عنوان «نوسان» در نظر گرفته می‌شود، به عنوان تغییر وضعیت واقعی در نظر گرفته نمی‌شود. این روند مرتباً تکرار شده و در واقع «حذف نوسان» صورت می‌پذیرد. این عمل را می‌توان انواع فیلترهای پسیو و اکتیو یا تراشه‌های «حذف نوسان» به انجام رساند.

همچنین این ماژول باید بتواند حداقل سه مورد از تغییر وضعیت‌های معتبر هر ورودی را، جهت ارسال به ماژول اصلی، در بافرهای جداگانه ذخیره نماید. استفاده از این بافرها این امکان را فراهم می‌کند تا در هنگام بروز حوادثی که باعث تغییر وضعیت‌های پیاپی می‌شود، همواره تغییر وضعیت‌های پیش‌آمده در هنگام شروع حادثه، به علاوه وضعیت فعلی ورودی مربوطه گزارش شود.

به طور کلی ماژول ورودی دیجیتال از بخش‌های اصلی زیر تشکیل شده است:

بخش واسط بین ماژول اصلی و دنیای خارج، وظیفه آماده‌سازی سیگنال‌های ورودی به منظور نمونه‌برداری و ایزولاسیون را بر عهده دارد. در این بخش ورودی‌ها پس از عبور از فیلترهای نویزگیر، پل‌های دیودی یکسوساز (به منظور از بین حساسیت مدار به جهت ولتاژ ورودی) آماده‌ی نمونه‌برداری می‌شود. عمل ایزولاسیون بایستی به طور کامل در این ماژول صورت گیرد که این عمل توسط «ایزولاتورهای نوری»[۶] معمولاً با قدرت عایقی ۱۰۰۰ تا ۳۰۰۰ ولت انجام می‌گیرد.

---

[۱] این بخش‌ها مدول (module) گفته می‌شود.

[2] Digital Input
[3] Gray
[4] Debouncing
[5] Bounce
[6] opto-coopter

omoorepeyman.ir

بخش زمان‌بندی دو وظیفه مهم زیر را انجام می‌دهد:

الف– تولید پالس ساعت به منظور اندازه‌گیری زمان و استفاده از آن برای زدن برچسب زمانی به ورودی‌های تغییر وضعیت یافته

ب– تعیین دوره تناوب لازم برای نمونه‌برداری اطلاعات ورودی

بخش درگاه ورودی که در آن، ورودی‌های دیجیتال به گروه‌های مختلف تقسیم می‌شوند و از طریق بافرهای سه حالته که هر یک به عنوان یک درگاه ورودی تلقی می‌شود مورد دستیابی قرار می‌گیرند.

۵-۳-۳-۲-۲- ماژول ورودی آنالوگ «AI»[1]

ورودی‌های آنالوگ از دستگاه‌هایی نظیر ترانسدیوسر، ترانسمیتر، ترموکوپل و .. می‌تواند تولید شود که خروجی آن‌ها معمولاً در حد ولت و میلی‌آمپر هستند. تکنیک جمع‌آوری این متغیرهای آنالوگ، در ماژول ورودی آنالوگ قرار داده شده است. وظیفه این ماژول، نمونه‌گیری از سیگنال‌های آنالوگ، تبدیل آن‌ها به مقادیر دیجیتال، انجام عمل ایزولاسیون و در نهایت بافر کردن آن‌ها می‌باشد. ورودی‌های آنالوگ از تقویت‌کننده‌های تفاضلی عبور کرده و به گروه‌های مختلف تقسیم می‌شوند و هر گروه از طریق یک سری تراشه‌های «MUX»[2] به تراشه مبدل «ADC»[3] موجود در برد وصل می‌شوند. به طور کلی این ماژول شامل بخش‌های زیر است [۳۰]:

- بخش ورودی

ابتدا توسط فیلترهای پایین گذر، نویزهای با فرکانس بالا حذف می‌شوند. سپس به وسیله نرم‌افزار سیستم و با استفاده از تراشه‌های MUX عمل انتخاب ورودی‌ها انجام گرفته و ورودی‌ها به تقویت‌کننده تفاضلی و سپس به قسمت ADC متصل می‌شوند. هر ورودی در یک دوره تناوب ثابت نمونه‌برداری می‌شوند و مقادیر متناظر دیجیتال آن‌ها محاسبه می‌شود. سپس با استفاده از تزویج کننده‌های نوری، عمل ایزولاسیون صورت می‌گیرد.

- بخش نمونه‌برداری

در این قسمت عمل تبدیل سیگنال آنالوگ به دیجیتال توسط ADC صورت می‌گیرد. به منظور دیجیتال‌کردن ورودی‌های آنالوگ روش‌های متفاوتی وجود دارد که هر یک دارای مشخصات ویژه خود می‌باشند که در جدول (۵-۱) نوشته شده است.

با توجه به اینکه زمان تبدیل A/D در رنج میلی‌ثانیه کافیست و از طرفی امنیت در مقابل نویز به وسیله شیلدکردن کابینت پایانه و استفاده از تقویت‌کننده تفاضلی حاصل می‌گردد. لذا الزامی به استفاده از روش‌هایی مانند انتگرال‌گیری با flash نمی‌باشد و می‌توان از روش ترتیب متوالی نیز استفاده نمود.

[1] Analog Input
[2] Miltiplexing
[3] Analog To Digital Converter

omoorepeyman.ir

جدول ۵-۱: ویژگی‌های انواع روش‌های دیجیتال کردن

نوع ADC	سرعت	دقت	امنیت در مقابل نویز	هزینه
V/F Counting	کم	۱۴ تا ۱۲ بیتی	خیلی خوب	متوسط
انتگرال‌گیر	کم	۱۲ تا ۱۸ بیتی	خیلی خوب	کم
تقریب متوالی	متوسط	۱۰ تا ۱۶ بیتی	کم	کم
Flash	خیلی زیاد	۴ تا ۸ بیتی	ندارد	زیاد

۵-۳-۳-۲-۳- ماژول خروجی آنالوگ «AO»[1]

وظیفه ماژول خروجی آنالوگ، تبدیل مقادیر دیجیتال صادره از ماژول اصلی پایانه به سیگنال آنالوگ و اعمال آن‌ها به محیط خارج است. این سیگنال‌ها برای تنظیم نقطه کار تجهیزات کنترلی پست و یا نیروگاه می‌توانند به کار روند [۳۰]. به منظور تبدیل مقادیر دیجیتال به آنالوگ لازم است که به تعداد نقاط خروجی از تراشه‌های DAC استفاده گردد. از آنجایی که این ماژول جهت اعمال فرامین کنترلی مورد استفاده قرار می‌گیرد، لازم است که کلیه تمهیدات سخت‌افزاری جهت اطلاع از درستی ارسال و اعمال فرامین، همان‌گونه که در ماژول خروجی دیجیتال ذکر خواهد شد در آن پیش‌بینی گردد.

۵-۳-۳-۲-۴- ماژول خروجی دیجیتال «DO»[2]

وظیفه ماژول خروجی دیجیتال، اعمال فرمان‌های صادره از ماژول اصلی پایانه به محیط خارج است. عملکرد صحیح این ماژول مستلزم تحریک انتخاب بدون خطا و به موقع یک سری رله می‌باشد. بنابراین روش طراحی این ماژول باید به‌گونه‌ای باشد که خطاهای رایج در سیستم‌های کامپیوتری، اعم از نرم‌افزاری و سخت‌افزاری، به حداقل ممکن برسد. صحت ارسال و انجام فرامین در تمامی مراحل چک می‌شود و در صورت مشاهده هرگونه سازگاری، از ادامه‌ی فعالیت کنترلی این ماژول جلوگیری به عمل خواهد آمد. بدین جهت این ماژول دارای دو بخش اساسی زیر خواهد بود [۳۰]:

- سخت‌افزاری که فرمان‌های لازم را به رله‌ها اعمال نماید.
- مدارهای که سخت‌افزار فوق را بررسی و کنترل نماید تا بدین وسیله نرم‌افزار از صحت ارسال و انجام فرامین مطلع گردد.

به طور کلی فرایند ارسال وکنترل یک فرمان در یک DO نمونه به قرار زیر می‌باشد:

- ارسال آدرس برای انتخاب یک گروه از رله‌ها
- ارسال داده برای انتخاب یک رله از میان رله‌های یک گروه
- چک‌کردن اطلاعات فوق قبل از تحریک‌شدن رله‌ها (اطلاعات ارسالی می‌تواند بر اثر خراب بودن عناصر سخت‌افزاری نظیر قفل‌ها، مدارهای منطقی و ... به اشتباه حمل شوند)

[1] Analog output
[2] Digital output

omoorepeyman.ir

- چنان‌چه اطلاعات به درستی ارسال شده باشند، فرمان تحریک رله اعمال می‌گردد و در غیر این‌صورت فعالیت کنترلی متوقف می‌شود.
- تست مدار جریان به منظور اطمینان از صحت کارکرد رله‌ها

۵-۳-۳-۲-۵- ماژول واسطه مخابراتی «CIU»

وظیفه CIU برقراری ارتباط بین مرکز و پایانه می‌باشد. این ماژول از یک طرف با مودم و از طرف دیگر با ماژول اصلی یا ماژولی که ترجمه‌ی پیغام‌ها در آن صورت می‌گیرد، در ارتباط است. این ماژول با برقراری ارتباط با مودم و ارسال و دریافت پیغام به آن، اجازه می‌دهد که ماژول اصلی از پرداختن به جزئیات مربوط به انتقال پیغام‌ها آزاد شده و به کارهای مهم‌تر بپردازد [۳۰].

۵-۳-۳-۲-۶- ماژول اصلی

ماژول اصلی پایانه به عنوان ماژول تصمیم گیرنده و راهبر پایانه، ایفای نقش می‌کند. در واقع این ماژول از یک سو توسط ماژول‌های I/O interface یعنی DI و DO و AI و AO و ... با محیط پروسه در ارتباط است و از سوی دیگر به‌وسیله ماژول واسطه مخابراتی (CIU) با مرکز کنترل ارتباط برقرار می‌نماید. همچنین این ماژول بایستی به منظور راهبری صحیح پایانه بر کارکرد صحیح ماژول‌های مختلف نظارت نماید. بدین ترتیب می‌توان عملکرد ماژول اصلی پایانه را در موارد ذیل ذکر کرد [۳۰]:

- جمع‌آوری و پردازش اطلاعات ورودی
- اعمال فرمان‌های خروجی
- نظارت بر عملکرد صحیح پایانه
- تبادل پیام با مرکز
- امکانات نظارت و کنترل محلی

۵-۳-۳-۲-۷- ماژول «PCI» [1]

به منظور شمارش و ثبت پالس‌های خروجی کنتورهای پست‌ها و نیروگاه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد [۳۰].

۵-۳-۳-۲-۸- «LTE» [2]

به منظور درهم آمیختن و نیز جداسازی سیگنال‌های صحبت و داده مورد استفاده قرار می‌گیرد [۳۰].

[1] Pulse Code Input
[2] Line Terminal Equipment

omoorepeyman.ir

۵-۳-۳-۲-۹- ماژول «AGC» [1]

به منظور اجرای فرامین «AGC» در واحدهای تولیدی نیروگاه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد [۳۰].

۵-۳-۳-۲-۱۰- نرم‌افزار پایانه

ماژول‌ها شامل سخت‌افزار و نرم‌افزار مربوطه می‌باشند. در واقع کارگردان و راهبر یک پایانه، نرم‌افزارهای آن می‌باشند و به طور کلی می‌تواند شامل ماژول‌های نرم‌افزاری ذیل باشند [۳۰]:

- **ماژول نرم افزاری «DAC»**

این ماژول برای جمع‌آوری اطلاعات از فیلد و قراردادن آن ها در یک پایگاه داده مورد استفاده قرار می‌گیرد و از چندین «روند»[2] تشکیل شده است.

- **DI task**

وظیفه این روند جمع‌آوری اطلاعات دیجیتال و پردازش‌های لازم روی آن‌ها می‌باشد.

- **Do task**

اعمال فرامین به کانال‌های خروجی دیجیتال، نظارت بر «اجرای صحیح فرمان»[3]، نگهداری زمان فعال بودن هر خروجی و غیرفعال‌کردن آن‌ها در زمان مورد نظر و ... از وظایف این روند می‌باشد.

- **AI Task**

خواندن ورودی‌های آنالوگ و پردازش‌های اولیه‌ی آن، چک‌کردن مبدل‌های آنالوگ به دیجیتال در فاصله زمانی مشخص، تشخیص تغییرات انجام شده در باند مرده تعریف شده و ... وظایف این روند را در بر می‌گیرند.

- **AO Task**

برای اعمال خروجی‌های آنالوگ به فیلد می‌باشد.

- **PCI Task**

خواندن ورودی‌های دیجیتال که به عنوان PCI تعریف شده‌اند و کنترل شمارنده مورد نظر از وظایف این بخش است.

- **ماژول نرم‌افزاری «TSL»**[4]

وظیفه این بخش از نرم‌افزار ارتباط با مرکز بر اساس پروتکل تعریف شده است. این نرم‌افزار پیام‌های مرکز را تفسیر کرده و پاسخ مناسب را به آن‌ها ارسال می‌کند. همچنین فرمان‌های مرکز را به منظور اجرای آن‌ها، در اختیار بخش‌های دیگر (DAC) قرار می‌دهد. در صورت تغییر پروتکل ارتباطی با مرکز، در پایانه تنها این ماژول نرم‌افزاری تغییر می‌کند.

- **ماژول نرم‌افزاری «SPV»**[5]

وظیفه این ماژول نرم‌افزاری، چک کردن سخت‌افزار پایانه و «به‌روز» کردن «پایگاه داده» بر مبنای خطاهای تشخیص

[1] Automatic Genarating Controller
[2] Task
[3] Check Back
[4] Translator
[5] Supervisor

omoorepeyman.ir

داده شده می‌باشد. چک کردن EPROM و RAM و ... وضعیت اجرای «روندهای » مختلف مثال‌هایی از وظایف این ماژول می‌باشد.

- **ماژول نرم‌افزاری «SUC»[1]**

این ماژول در زمان راه‌اندازی پایانه «عملیات اولیه» را انجام می‌دهد. این عملیات به طور کلی عبارتند از: ایجاد «پایگاه داده» در حافظه RAM بر اساس پیکربندی ذخیره‌شده در EPROM، چک‌کردن بخش‌های مختلف سخت‌افزار و مقایسه آن با پیکره‌بندی موجود در «پایگاه داده» و... .

- **ماژول «پایگاه داده» «DBT»[2]**

به طورکلی پایگاه داده در پایانه، متشکل از تمامی جدول‌هایی است که به منظور بازیابی، پیکره‌بندی و پردازش اطلاعات به‌کار گرفته می‌شود و به عنوان فصل مشترک تمامی فرایندهای پایانه، مسیری را ایجاد می‌کند که به‌وسیله آن شار اطلاعاتی از فیلد به مرکز و بر عکس جریان می‌یابد. «مدیر پایگاه داده»[3]، یک لایه نرم‌افزاری است که از طریق آن دست‌یابی به جدول‌ها میسر می‌شود. برای دسترسی به اطلاعات مختلف، در این نرم‌افزار یک‌سری «روتین‌های دسترسی»[4] طراحی می‌شوند. این روتین‌ها باید امکان دسترسی همزمان چند «روند» به پایگاه داده را فراهم نمایند.

- **ماژول نرم افزاری «نگهبان»[5]**

گاهی اوقات ممکن است در اثر بروز خطا در عملکرد یک «روند»، پردازش‌گر ماژول اصلی، از سرویس دادن به دیگر «روندها» باز بماند. به منظور جلوگیری از این امر از یک تایمر سخت‌افزاری استفاده می‌شود. در حالت کار عادی، «سیستم نگهبان» به طور تناوبی به «بازنشانده»[6] کردن این تایمر می‌پردازد. بنابراین چنانچه خللی در عملکرد طبیعی پایانه پیش بیاید، «سیستم نگهبان» اجرا نخواهد شد و پردازش‌گر پس از مدتی «بازنشانده» می‌شود. سپس مجدداً پایانه توسط SUC راه‌اندازی شده و از ابتدا شروع به کار می‌کند.

یکی دیگر از وظایف «سیستم نگهبان» نظارت بر ولتاژ تغذیه است، بدین ترتیب که:

- هنگام شروع به کار پایانه و وصل تغذیه، پردازش‌گر را برای مدت کوتاهی در حالت بازنشانده نگه می‌دارد تا اینکه ولتاژ به حالت پایدار برسد.
- در صورت پایین آمدن ولتاژ از حد معینی، پردازش‌گر را «بازنشانده» می‌کند.

[1] Start up Code
[2] Data Base Tables
[3] Data Base Manager
[4] Access Routines
[5] Watchdog
[6] Reset

omoorepeyman.ir

- هسته «RTMTK»[1]

«هسته چندکاره‌ی زمان حقیقی» از جمله اساسی‌ترین فاکتورهای نرم‌افزار پایانه می‌باشد که معماری نرم‌افزار پایانه باید بر اساس آن بنا گردد.

۵-۳-۳-۲-۱۱- مودم

مودم یکی از تجهیزات جانبی پایانه است که ارتباط پایانه با مرکز از طریق آن انجام می‌گیرد. تبادل اطلاعات در مودم‌های بایستی به طور صحیح و بدون خطا صورت پذیرد. ماژولاسیون FSK در مقابل تأثیرات نویز و اغتشاشات از ویژگی‌های خوب این نوع مودم‌ها است. در نصب مودم‌ها، بایستی ایزولاسیون کامل از خط به منظور جلوگیری از وارد آمدن ولتاژهای زیاد به پایانه و مودم انجام گیرد. مودم‌ها قادر به ارسال همزمان صوت و داده جهت برقراری ارتباط اپراتور با مرکز می‌باشند. در این حالت محدوده فرکانسی ۳۰۰ هرتز تا حداقل ۱۸۰۰ مرکز به صورت و محدوده فرکانسی ۲۱۰۰ تا حداکثر ۳۴۰۰ هرتز به انتقال داده‌ها اختصاص می‌یابد که این انتقال داده‌ها، در مودهای سنکرون و آسنکرون قابل انجام است [۳۰].

۵-۳-۳-۲-۱۲- منبع تغذیه

منبع تغذیه پایانه، بخش اساسی و حساس در یک پایانه می‌باشد. به‌طوری‌که عملاً با بروز خطا در منبع تغذیه، پایانه از سرویس خارج می‌شود. بنابراین منبع تغذیه در قابلیت اطمینان و دسترس‌پذیری یک پایانه مستقیماً تأثیر می‌گذارد [۳۰].

منبع تغذیه از نوع تثبیت شده با ولتاژ ثابت با ولتاژهای ورودی ۴۸ VDC با محدوده ۹۰٪ تا ۱۱۰٪ و ۲۲۰ VAC با محدوده ۸۵٪ تا ۱۱۵٪ می‌باشد. منبع تغذیه دارای حفاظت‌های مختلف از جمله: حفاظت اضافه ولتاژ خروجی، حفاظت در مقابل اتصال کوتاه ورودی، حفاظت در مقابل اضافه ولتاژ ورودی، حفاظت در مقابل ولتاژ معکوس در خروجی، حفاظت اضافه جریان و اضافه دما و ... را دارا می‌باشد.

۵-۳-۴- معیارهای ارزیابی سیستم اسکادا

جهت عملکرد صحیح دقیق و مناسب سیستم اسکادا معیارهایی باید در نظر گرفته شوند. برخی از این معیارها عبارتند از [۳۰]:

omoorepeyman.ir

[1] Real Time Multi Tasking Kernel

۵-۳-۴-۱- قابلیت دسترسی (دستیابی)

قابلیت دسترسی، معیاری از احتمال عملکرد صحیح سیستم است که پیش از نصب برای سیستم محاسبه شده و قابلیت اطمینان آن را محاسبه می‌نماید. روش بررسی این معیار با استفاده از اصول احتمالات بوده و پایه‌های ریاضی دارد، به‌گونه‌ای که قابلیت دسترسی کل سیستم را از روی قابلیت دسترسی اجزایش به دست می‌آورند. از آنجا که شبکه قدرت، یک سیستم بزرگ و پیچیده و حفظ آن در بسیاری موارد جنبه حیاتی دارد، کنترل آن نیز بایستی به‌وسیله مرکزیتی مطمئن هوشیار و بلادرنگ صورت گیرد و حتماً بایستی احتمال خرابی سیستم کنترل به مراتب کمتر از شبکه تحت پوشش باشد تا بتواند خرابی‌های شبکه قدرت را دریافت و در جهت رفع آن‌ها عمل کند. بنابراین می‌بایست قابلیت دسترسی سیستم کنترل عددی بزرگ بوده (نزدیک به یک) و احتمال خرابی آن نیز ناچیز باشد. برای رسیدن به یک قابلیت دسترسی مطلوب با عدد نزدیک به یک، تعداد تجهیزات و کیفیت آن‌ها به شدت بالا می‌رود. به گونه‌ای که قیمت کل سیستم گران خواهد بود. یک عدد مناسب که معمولاً در طراحی سیستم‌های دیسپاچینگ از آن به عنوان قابلیت دسترسی استفاده می‌شود ۰/۹۹۸ می‌باشد.

۵-۳-۴-۲- پاسخ زمانی

زمان پاسخ‌گویی سیستم‌ها معیاری از سرعت اجزاء سیستم (شامل قسمت‌های مختلف نظیر کامپیوتر، کانال مخابراتی و...) بوده و به لحاظ فلسفه بهره‌برداری اهمیت به سزایی دارد. در واقع آنچه اپراتور حین کار با سیستم با آن مواجه است همین سرعت است و اگر این زمان پاسخ‌گویی جواب‌گوی نیاز بهره‌بردار نباشد، علیرغم تمام امتیازات دیگر، سیستم کارایی مناسبی نخواهد داشت.

همان‌طور که گفته شد پاسخ زمانی در سیستم های اسکادا از اهمیت وافری برخوردار است. برای درک این موضوع، فرض کنید که به علت خرابی در یک واحد تولید انرژی، آن واحد به طور ناگهانی از شبکه خارج شود و در نتیجه فرکانس شبکه کاهش یابد. حال چنانچه به سرعت عمل قطع مصرف (افزایش تولید) به وسیله اپراتورهای مرکز دیسپاچینگ صورت نگیرد، این کاهش تولید منجر به نقصان بیشتر فرکانس شده و رله‌های فرکانسی واحدهای تولیدی آن‌ها را یکی پس از دیگری از شبکه خارج می‌کنند و بدین ترتیب کاهش فرکانس شدیدتر شده و در نهایت با یک روند فیدبک مثبت، کل شبکه از دست خواهد رفت. پدیده‌ای که به آن Black-out گویند و منجر به خسارات مهم مالی و بعضاً جانی می‌گردد. در مثال فوق سرعت عملکرد اپراتورها در حفظ شبکه نقش حیاتی دارد.

۵-۳-۴-۳- توسعه پذیری

به معنای امکان گسترش سیستم همراه با افزایش حجم شبکه قدرت می باشد. از آنجائی که عمر متوسط سیستم‌های دیسپاچینگ حدود ۲۰ سال است و شبکه برق دائماً در حال توسعه است، لذا نمی‌توان سیستم اسکادا را از ابتدا برای آخرین مراحل عمر خود مجهز نمود. اصولاً این کار حتی در مواردی که توسعه شبکه برق نیز از پیش

omoorepeyman.ir

برنامه‌ریزی شده باشد معقول و منطقی نیست زیرا تکنولوژی به سرعت در حال پیشرفت بوده و دائماً وسائل و تجهیزات بهتری را وارد بازار می‌کند. بنابراین سیستم اسکادا می‌بایست دارای قابلیت توسعه‌پذیری باشد تا بتوان همزمان با رشد و گسترش شبکه، آن را نیز گسترش داد. این قابلیت می‌بایست از لحاظ سخت‌افزاری و نرم‌افزاری موجود باشد تا گسترش سیستم به سهولت انجام گیرد.

۵-۳-۴-۴- قابلیت انعطاف

قابلیت انعطاف یک سیستم معیاری از تطابق این سیستم با استانداردهای جهانی است. هر چه قابلیت انعطاف سیستم بیشتر باشد یافتن قطعات یدکی آن ساده‌تر بوده و هزینه کمتری در برخواهد داشت. در مقابل سیستمی از قابلیت انعطاف کمی برخوردار است که از استانداردهای کاملاً خاص تبعیت نموده و تنها به وسیله یک یا چند کمپانی ساخته می‌شوند این سیستم‌ها را همیشه خارج‌شدن اجناس یدکی از خط تولید کمپانی یا ورشکستگی کمپانی‌های خاص و ... تهدید می‌نماید و گاه بهره‌بردار را به پرداخت بهائی سنگین وادار می‌نماید.

در واقع دو پارامتر توسعه‌پذیری و انعطاف‌پذیری را باید در طراحی سیستم و خرید تجهیزات مورد توجه قرار داد.

۵-۳-۴-۵- قابلیت اطمینان

به دلیل اهمیت کار این سیستم تعیین درجه اطمینان و یا درصد در دسترس بودن و قادر به ادامه کار سیستم برای استفاده‌کننده از اولویت خاصی برخوردار است. بنابراین تولیدکنندگان سعی دارند با به کارگیری پیکربندی مناسب و استفاده از تکنولوژی بالا این درصد را به بالاترین حد ممکن برسانند. استفاده‌پذیری یک موضوع و پارامتر مهم در سیستم‌های اسکادا می‌باشد که معیاری از کیفیت و قابلیت اطمینان آن می‌باشد. تعریف استفاده‌پذیری عبارت است از مدت زمان در حال کار سیستم (Time up) به مجموع مدت زمان کار و مدت خرابی (Time Down یا fail)، که در واقع سابقه‌ی کار سیستم مذکور می‌باشد.

۵-۳-۵- الزامات طراحی سیستم اسکادا

برای طراحی یک سیستم اسکادا باید موارد ذیل مورد نظر قرار بگیرند [۳۰]:

- آمادگی ایستگاه‌ها جهت نصب سیستم
- لینک مخابراتی مرکز و پایانه‌ها
- ظرفیت نقاط پردازش سیستم

۵-۳-۵-۱- آمادگی ایستگاه‌ها جهت نصب سیستم

در ایستگاه‌ها جهت جمع‌آوری اطلاعات نقاط و اعمال کنترل بر آن‌ها، یک‌سری تجهیزات (مانند C.V.T یا CT، PT، رله‌ها و غیره) مورد نیاز می‌باشد که بایستی توسط پیمانکار سازنده پست، طراحی و اجرا شوند. برای این منظور باید از

omoorepeyman.ir

تمامی رله‌های حفاظتی که به بریکرهای فرمان می‌دهند و نیز از کنتاکت‌های کمکی تمامی کلیدهای پست، سیم‌بندی مناسب انجام شده و این سیم‌بندی، به صورت‌های مناسب دسته‌بندی شده و در کابینت مخصوص نصب و متصل شوند. به عبارت دیگر این آمادگی در ایستگاه‌ها وجود داشته باشد که نیازی به انجام وایرینگ در طرف فیلد نباشد [۳۰].

۵-۳-۵-۲- لینک مخابراتی مرکز و پایانه‌ها

این لینک می‌تواند به یکی از روش‌های ذیل باشد [۳۰]:

- خط اختصاصی
- رادیویی
- مایکروویو
- PLC
- فیبر نوری
- کابل‌ها[1]
- کابل هم‌محور یا کابل هم مرکز[2]
- ارتباط ماهواره‌ای[3]

از بین این روش‌ها، فیبر نوری و مایکروویو، از بهترین آن‌ها می‌باشد ولی به دلیل هزینه بالای آن‌ها کمتر مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۵-۳-۵-۳- ظرفیت نقاط پردازش سیستم

برآورد و محاسبه تعداد نقاط تحت کنترل سیستم، از مهم‌ترین و حساس‌ترین مراحل طراحی یک سیستم دیسپاچینگ و اسکادا می‌باشد. این نقاط، شامل اطلاعات ذیل می‌باشند [۳۰]:

- نقاط کنترلی
- وضعیت‌های کلیدها
- مقادیر اندازه‌گیری
- آلارم‌ها

[1] Cables and Wires
[2] Coaxial cable
[3] Satellite Links

omoorepeyman.ir

۵-۴-واحد اندازه‌گیر فازوری[1] و سیستم اندازه‌گیری ناحیه گسترده[2]

اطلاعات فازورهای همزمان PMU ها شامل: فرکانس، تغییرات فرکانس بر حسب زمان (df/dt)، فازور ولتاژ و فازور جریان است. واحد اندازه‌گیری فازوری (PMU) یک دستگاه نمایش‌دهنده بوده که در اواخر دهه‌ی ۱۹۸۰ میلادی ابداع شد. این واحد با استفاده از سیگنال سنکرون‌کننده که غالباً از طرف سیستم موقعیت‌یاب جهانی (GPS) صادر می‌شود، قادر به اندازه‌گیری فازور ولتاژ و فازور جریان خطوط در یک شین است. کاربرد این دستگاه تنها در مقیاس محلی نبوده بلکه در بعد سراسری سیستم نیز دارای کاربردهای فراوان و رو به گسترش است [۳۲- ۳۴].

در کنار سیستم اسکادا، به تازگی سیستم دیگری به نام سیستم اندازه‌گیری گسترده (WAMS) مطرح شده است که هدف آن جبران کاستی‌های موجود در سیستم اسکادا است. ستون‌های اصلی این سیستم جدید، واحدهای اندازه‌گیری فازوری هستند.

ایده رله‌های دیستانس مولفه متقارن[3] با ایده استفاده از کامپیوتر در حفاظت سیستم‌های قدرت در دهه‌ی ۱۹۶۰ میلادی مطرح گردید، ولی با توجه به امکانات موجود در آن زمان، این ایده چه ازنظر اقتصادی و چه ازنظر فنی امکان‌پذیر نبود [۳۴]. در دهه‌های ۱۹۷۰ و ۱۹۸۰ میلادی کامپیوترها سریع‌تر و ارزان‌تر شدند و برخی الگوریتم‌های حفاظتی برای کامپیوترهای آن زمان طراحی شد. یکی از تلاش‌ها ابداع رله دیستانس مولفه متقارن برای حفاظت خطوط انتقال فشارقوی بود. در این نوع رله، ولتاژ و مولفه‌های مثبت و منفی و صفر جریان اندازه‌گیری می‌شد و برای تشخیص محل خطا فقط نیاز به محاسبات کمی بود که با توجه به ضعف کامپیوترهای آن زمان، امکان **محاسبه** آن مزیت بزرگی محسوب می‌شد. یکی از نتایج این توسعه، ابداع الگوریتم سری فوریه گسترده‌ی مولفه‌های متقارن بود. استفاده از این الگوریتم نشان داد که اندازه‌گیری دقیق یک کمیت الکتریکی در فرکانس پایه و توالی مثبت و در صورت سنکرون‌بودن در کل سیستم قدرت، تا چه اندازه مفید است. در آن زمان امکان همزمان‌سازی دستگاه‌های اندازه‌گیری در یک منطقه جغرافیایی وسیع وجود نداشت و طبیعی بود که قدم بعدی همزمان‌سازی نمونه‌برداری‌ها باشد.

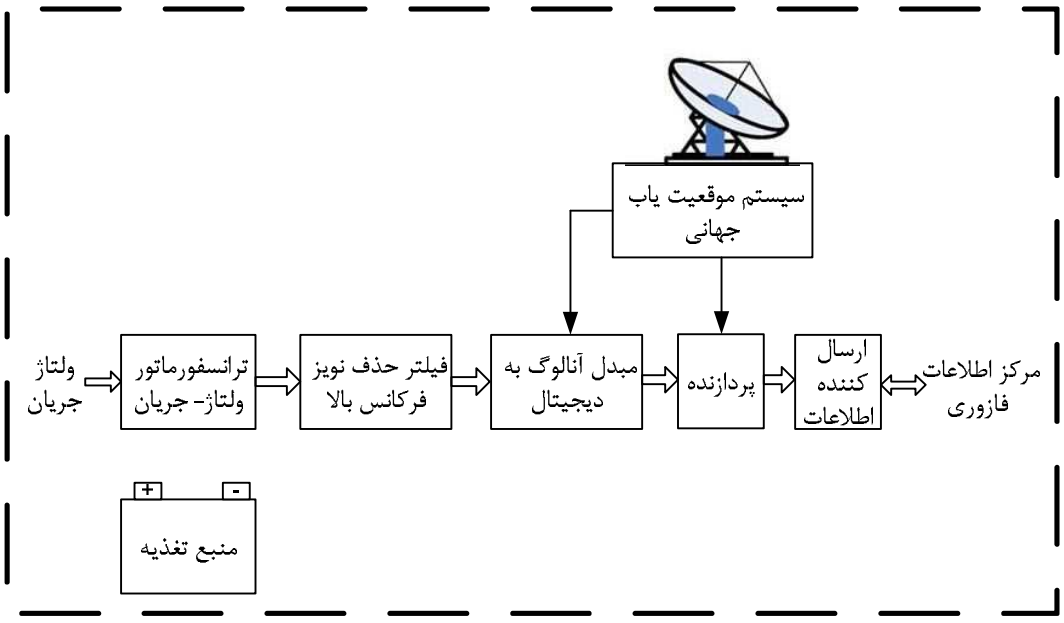
در صورتی که اندازه‌گیری کمیت‌ها در سیستم قدرت با یک برچسب زمانی[4] همراه شود، آن‌گاه می‌توان مقدار کمیت‌ها را در هر لحظه خاص در اختیار داشت. جهت تحقق این امر، کافی است اطلاعات جمع‌آوری شده با توجه به برچسب زمانی آن‌ها مرتب شوند. امکان همزمان‌سازی لحظه‌های نمونه‌برداری یا الصاق برچسب زمانی به اطلاعات، با راه‌اندازی سیستم موقعیت‌یاب جهانی فراهم شد. دقت این سیستم در سال‌های ابتدایی به مقدار کافی نبود ولی اکنون سیستم موقعیت‌یاب جهانی امکان همزمان‌سازی اندازه‌گیری‌ها با دقت یک میکروثانیه یا بهتر را فراهم کرده است [۳۲-۳۴].

[1] Phasor Measurement Unit (PMU)
[2] Wide Area Measurement System (WAMS)
[3] Symmetric Component Distance Relay (SCDR)
[4] Time Tag

omoorepeyman.ir

با توجه به الگوریتم استفاده شده در رله‌های دیستانس مولفه‌ی متقارن و امکان همزمان‌سازی اندازه‌گیری، نمونه‌ی تحقیقاتی اولیه‌ی واحدهای اندازه‌گیری فازوری در دانشگاه Virginia Techدر سال ۱۹۸۸ میلادی ساخته شد و پس از آن، شرکت‌های ABB و Macrodyne دست به تولید نمونه‌های تجاری از این واحدها زدند. در سال ۱۹۹۵ میلادی نیز اولین استاندارد جهت واحدهای اندازه‌گیری فازوری ایجاد شد.

ساختار اصلی یک واحد اندازه‌گیری فازوری (PMU) از یک پردازش‌گر سیگنال دیجیتال تشکیل شده است. این پردازش‌گر دیجیتالی از سیگنال‌های ولتاژ و جریان با نرخ بالا نمونه‌برداری می‌کند. کمیت‌های آنالوگ ولتاژ و جریان قبل از نمونه‌برداری از یک فیلتر ضد تداخل عبور داده می‌شود تا به این ترتیب فرکانس‌های گذرا از اطلاعات اصلی سیگنال‌های ولتاژ و جریان حذف شود. سپس توسط A/D ۱۶ بیتی اطلاعات آنالوگ به داده‌های دیجیتال تبدیل می‌شود. سایر کمیت‌های الکتریکی از قبیل توان اکتیو و راکتیو و غیره توسط پردازش‌گر دیجیتال محاسبه می‌شود و از طریق مودم به پردازش‌گر محلی و یا منطقه‌ای ارسال می‌شود. از سیگنال سنکرون‌کننده‌ی GPS برای همزمان کردن اطلاعات ارسال شده توسط واحدهای PMU استفاده می‌شود. در شکل (۵-۳) شماتیک عملکردی یک PMU نمونه نشان داده شده است. در شکل (۵-۴) یک نمونه واحد اندازه‌گیری فازوری صنعتی نشان داده شده است [۳۲- ۳۴].



شکل ۵-۳: ساختار یک واحد اندازه‌گیری فازوری نمونه

پیام‌های ارسالی و یا دریافتی توسط واحدهای اندازه‌گیری فازوری به چهار بخش تقسیم می‌شوند که عبارتند [۳۲-۳۴]:

omoorepeyman.ir

- پیکربندی[1]: پیامی کامپیوتری شامل توضیحاتی در مورد اطلاعات ارسال، ضرایب کالیبره، شماره شناسایی واحد اندازه‌گیر فازوری و غیره است.
- داده[2]: اطلاعات اندازه‌گیری شده توسط واحد اندازه‌گیری فازوری است.
- فرمان[3]: پیامی جهت مدیریت و کنترل است.
- سربرگ[4]: بخش توضیحی در مورد کل اطلاعات ارسالی، الگوریتم‌ها و فیلترهای آنالوگ است.

پیام‌های داده، پیکربندی و سربرگ توسط PMU ارسال می‌شوند در حالی که پیام فرمان توسط این واحد دریافت می‌شود.

شکل ۵-۴: یک نمونه دستگاه واحد اندازه‌گیری فازوری

۵-۴-۱- ملزومات فنی طراحی واحد اندازه‌گیری فازوری

واحد اندازه‌گیری فازوری نیاز به ترانسفورماتور جریان و ولتاژ برای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان خط دارد. مقدار نامی طرف ثانویه‌ی این ترانسفورماتورها باید متناسب با مقدار نامی سیگنال ورودی به واحد اندازه‌گیری فازوری باشد. همچنین واحد اندازه‌گیری فازوری باید مجهز به GPS باشد تا بتواند داده‌های اندازه‌گیری شده را با برچسب زمانی به مرکز کنترل ارسال نماید. لذا میکروپروسسور آن باید دارای کانال‌های آنالوگ و دیجیتال لازم برای ورودی جریان، ولتاژ و کارت GPS باشد. این تجهیز باید متناسب با استاندارد IEEE C37.118، اطلاعات را ارسال و دریافت کنند. این استاندارد یک پروتکل مخابراتی است که برای تبادل اطلاعات به کار برده می‌شود [۳۲- ۳۴].

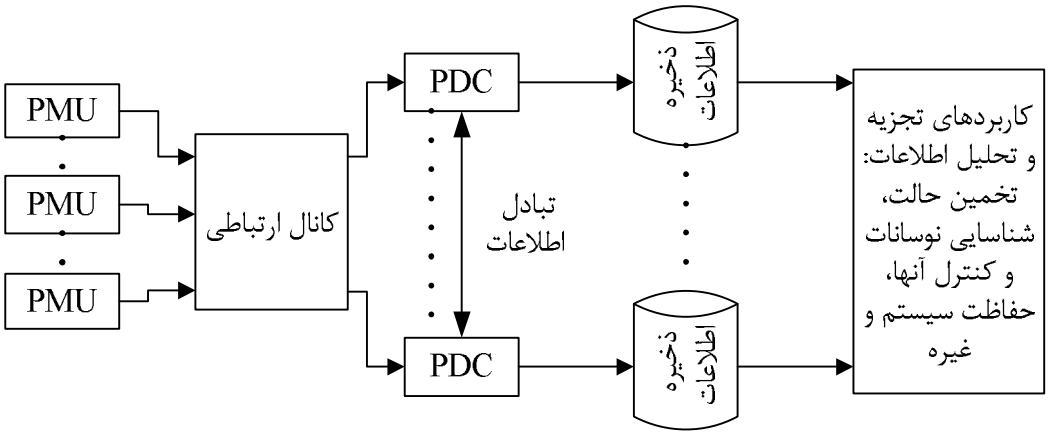
[1] Configuration
[2] Data
[3] Command
[4] Header

omoorepeyman.ir

۵-۴-۲- ساختار سیستم اندازه‌گیری ناحیه گسترده

ایده اصلی سیستم‌های اندازه‌گیری گسترده، جمع‌آوری داده‌ها از نقاط مختلف سیستم قدرت است که به‌صورت همزمان و همگام‌شده نمونه‌برداری شده‌اند. استفاده از تجهیزاتی مانند واحد اندازه‌گیری فازوری در نقاط مختلف سیستم قدرت که از متغیرهای سیستم به‌صورت همزمان نمونه‌برداری کرده و اطلاعات لازم را به مرکز کنترل ارسال می‌نمایند، بستر سیستم‌های اندازه‌گیری و کنترل ناحیه گسترده را فراهم نموده است. هدف از تحلیل این داده‌ها، ارزیابی شرایط بهره‌برداری واقعی سیستم در هر لحظه و مقایسه متغیرهای شبکه (مقادیر ولتاژ، جریان و زوایای آن‌ها، توان اکتیو و راکتیو) با حدود استاندارد یا مقادیر از پیش تعیین شده است. همچنین به کمک الگوریتم‌های معینی، حاشیه امنیت پایداری یا فاصله سیستم از مرز پایداری، تخمین زده شده و به‌طورکلی همه شاخص‌های موردنیاز جهت ارزیابی سیستم تعیین می‌شود [۳۲- ۳۴].

شکل (۵-۵) ساختار کلی سیستم اندازه‌گیری گسترده را نشان می‌دهد. در ساختار نشان داده‌شده از چندین متمرکزکننده فازوری استفاده شده است. به این ساختار اصطلاحاً ساختار غیرمتمرکز می‌گویند. علاوه بر ساختار غیرمتمرکز، ساختار دیگری به نام متمرکز وجود دارد که در آن، همه داده‌های اندازه‌گیری شده توسط واحدهای اندازه‌گیری فازوری به یک متمرکزکننده فازوری ارسال می‌شود که وظیفهی پردازش اطلاعات را هم دارد.



شکل ۵-۵: ساختار کلی سیستم اندازه‌گیری گسترده (WAMS)

به‌طور کلی هر سیستم اندازه‌گیری گسترده مشتمل بر فرآیندهای زیر است:

- اندازه‌گیری و جمع‌آوری داده‌ها
- تبادل و تحویل داده‌ها
- تجزیه و تحلیل داده‌ها

به همین دلیل این سیستم باید دارای اجزای زیر باشد [۳۲- ۳۴]:

- واحدهای اندازه‌گیری فازوری

omoorepeyman.ir

- سیستم سنکرون‌کننده
- سیستم مخابراتی انتقال داده‌ها
- متمرکز کننده داده‌های فازوری

واحدهای اندازه‌گیری فازوری به عنوان رکن اصلی سیستم‌های پایش فراگیر، همانند RTU هایی هستند که با سیگنال سنکرون‌کننده موقعیت‌یاب جهانی مجهز شده‌اند تا همزمانی در انجام اندازه‌گیری‌ها را فراهم آورند. واحدهای اندازه‌گیری فازوری همچنین قادرند بر روی داده‌های اندازه‌گیری شده، تجزیه و تحلیل اولیه‌ای هم داشته باشند (نظیر تبدیل فوریه سریع و غیره) و نتایج این تحلیل را به‌صورت داده‌های آماده برای مرکز کنترل ارسال کنند. این روش منجر به کاهش بار محاسباتی در مرکز کنترل و سرعت بخشیدن به عملیات متعاقب آن می‌شود [۳۲- ۳۴].

از دیدگاه محل کاربرد، کاربردهای سیستم اندازه‌گیری گسترده به دو دسته کلی تقسیم‌بندی می‌شود:

- کاربردهای محلی
- کاربردهای قابل به‌کارگیری در کل سیستم

۵-۴-۲-۱- کاربردهای محلی

از دیرباز تاکنون کاربردهای کنترلی و نظارتی زیادی به‌صورت محلی در پست‌ها و به منظور حفظ شرایط و قیود بهره‌برداری صورت گرفته است. به عنوان نمونه می‌توان به تنظیم ولتاژ، جبران توان راکتیو، حذف بار ولتاژی و فرکانسی اشاره کرد. به منظور دست‌یابی به اهداف مذکور، مقادیر مربوطه در پست، اندازه‌گیری شده و در صورت وجود مقادیر خارج از محدوده مجاز، اعمال اصلاحی خودکار صورت می‌گیرد. همچنین بسته به شرایط سیستم ممکن است توابع کنترلی پست‌ها توسط مرکز کنترل فعال یا غیرفعال شود. به کمک واحدهای اندازه‌گیری فازوری و فازورهای اندازه‌گیری شده توسط آن، امکان هماهنگی موثر بین اعمال محلی با شرایط کلی سیستم به‌منظور اداره کردن بهتر اغتشاش‌های گستردهی سیستم وجود دارد. تعدادی از توابع نظارتی که می‌توانند در پست‌ها و با استفاده از اطلاعات واحدهای اندازه‌گیری فازوری برای پایش به هنگام حوادث به کار برده شوند، عبارتند از [۳۲- ۳۴]:

- تغییرات فرکانس
- افت و اضافه ولتاژ
- اضافه جریان
- و غیره

۵-۴-۲-۲- کاربردهای سراسری سیستمی از اندازه‌گیری ناحیه گسترده

کاربردهای سیستمی، کاربردهایی هستند که در آن‌ها با استفاده از اطلاعات کامل سیستم در یک کامپیوتر مرکزی، تصمیمات لازم صورت می‌گیرد.کاربردهای موجود می‌تواند تنها شامل یک محل خاص در سیستم شده و یا اینکه مربوط

omoorepeyman.ir

به کل سیستم شود. همزمان با ایجاد سیستم‌های اندازه‌گیری ناحیه گسترده که به‌صورت یک‌طرفه اطلاعات المان‌ها را برداشت کرده و به مرکز کنترل می‌فرستاد، ایده استفاده از این امکانات فراگیر جهت کنترل از راه دور المان‌های کنترلی توزیع‌شده در سراسر شبکه برای انجام اقدامات لازم جهت حفظ پایداری سیستم مطرح شد که با توجه به مزایای این روش کنترلی سریعاً موردتوجه محققان و بهره‌برداران سیستم قرار گرفت. به این ترتیب ایده سیستم‌های اندازه‌گیری، حفاظت و کنترل ناحیح گسترده[1] (WAMPAC) جهت کنترل هماهنگ ادوات حفاظتی، کنترلی و کلیدزنی بار و تولید در کاربردهای مختلف شکل گرفت [۳۵و ۳۶] تعدادی از این کاربردها که اساس آن‌ها استفاده از اطلاعات فازوری است، عبارتند از:

- پایش سراسری شبکه
- ثبت و ضبط سیگنال‌های راه‌دور در نقاط مختلف شبکه در هنگام رخداد حادثه
- تخمین حالت به هنگام شبکه
- تصحیح و معتبرسازی پارامترهای اجزای سیستم
- نمایش به‌هنگام وضعیت پایداری دینامیکی شبکه
- نمایش به‌هنگام وضعیت بارگذاری خطوط
- تشخیص سریع خطا و محل آن
- اجرای الگوریتم‌های حفاظت‌های خاص[2]

۵-۵- الزامات مورد نیاز در رابطه با تکمیل دستگاه‌های پایش حوادث برق

- کلیه نیروگاه‌ها و پست‌هایی که به تازگی احداث شده‌اند، قبل از دریافت مجوز اتصال به شبکه، باید به دستگاه‌های ثبات خطا و وقایع مجهز شوند.
- کلیه پست‌های انتقال شبکه و نیروگاه‌هایی که قبل از ابلاغ این دستورالعمل احداث شده‌اند، باید پس از ابلاغ این دستورالعمل، به امکانات ثبات خطا و وقایع (رله نیومریک یا ثبات خطا و وقایع دیجیتال) مجهز گردند.
- همزمان‌کردن ساعت کلیه ثبات‌های خطا و وقایع، رله‌ها، PMU ها و همچنین ثبات مراکز کنترل با استفاده از دستگاه GPS تا یک سال پس از ابلاغ این دستورالعمل الزامی می‌باشد.
- سیگنال تریپ رله‌های فاقد ثبات در یک فیدر، بایستی دستگاه‌های ثبات خطا و وقایع موجود یا ثبات رله‌های نیومریک موجود همان فیدر را فعال نماید.

[1] Wide Area Measurement, Protection and Control (WAMPAC)
[2] Special Protection System (SPS)

omoorepeyman.ir

- جهت سهولت دسترسی سریع به سیگنال‌های ذخیره شده در رله‌ها و ثبات‌های خطا و وقایع، در صورت امکان این سیگنال‌ها به مرکز یا ستاد آن ناحیه منتقل شوند.
- دقت زمانی ثبات وقایع بایستی حداقل یک میلی‌ثانیه و فرکانس نمونه‌برداری ثبات خطا باید حداقل یک کیلوهرتز باشد.

۵-۶-الزامات نرم‌افزارهای ثبت و پایش حوادث

بعد از نصب تجهیزات موردنیاز برای ثبت و پایش حوادث، استفاده از نرم‌افزار مناسب به منظور بایگانی اطلاعات حادثه و همچنین پایش بر خط حادثه اهمیت زیادی پیدا می‌کند. در صورتی که نرم‌افزار مناسبی تهیه نشود آنگاه نمی‌توان از همه قابلیت‌های تجهیزات و سخت‌افزارهای پایش حوادث استفاده نمود. لذا مراکز پایش حوادث شبکه مانند: مرکز دیسپاچینگ، مرکز کنترل نیروگاه‌ها، دفاتر فنی تولید و انتقال باید دارای نرم‌افزارهای مناسب ثبت و پایش حوادث باشند. این نرم‌افزار باید دارای حداقل ویژگی‌های زیر باشد:

- شامل فرم‌های ثبت حوادث پیشنهاد شده در رویه حاضر باشد.
- یک نرم‌افزار تحت شبکه اینترنت باشد تا نهادهای مختلف بتوانند به آن دسترسی داشته باشند.
- دارای امنیت سایبری بالایی باشد.
- فرم‌های ثبت و پایش حادثه در این نرم‌افزار باید گویا و به صورت گزینه‌ای باشند تا از نوشتن عبارت‌های توصیفی جلوگیری شود.
- همانند سیستم ثبت حوادث نیروگاهی که در فصل اول توضیح داده شد، رویه ثبت هر حادثه دارای یک روند باشد و تکمیل اطلاعات حادثه از پایین‌ترین سطح مدیریتی آغاز شده و با تایید اطلاعات هر سطح، به سطح مدیریتی بالاتر برود.
- سطح دسترسی برای افراد مختلف، تعیین شده باشد. بدین گونه که هر فردی فقط در حوزه مربوط به خود بتواند، اطلاعات حادثه را ثبت و ویرایش نماید.
- باید قابلیت سازگاری با تجهیزات ثبت حادثه را داشته باشد.
- باید قابلیت ارائه گزارش‌های مدیریتی و آماری حوادث برق در بازه‌های زمانی مشخص و همچنین بر اساس شاخص‌های مختلف مانند: علت وقوع حادثه، نوع حادثه، مکان حادثه، تجهیز آسیب‌دیده، شاخص‌های پایایی و... باشد.

هم‌اکنون در صنعت برق کشور، چنین نرم‌افزارهایی موجود است که توسط نهادهای مختلف مانند شرکت مدیریت شبکه برق ایران، شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی، شرکت‌های برق منطقه‌ای استفاده می‌شوند. اما این نرم‌افزارها، جامع نیستند و معمولاً بدین گونه است که هر نهاد، نرم‌افزار مخصوص به خود را دارد و به همین دلیل، اطلاعات یکسان و یکپارچه‌ای از حوادث تهیه نمی‌شود. لذا لازم است که یک نرم‌افزار جامع که بتواند برای ثبت حادثه در هر سه سطح

omoorepeyman.ir

تولید، انتقال و توزیع مورد استفاده قرار بگیرد، تهیه شده و در اختیار نهادهای مسئول ثبت، گزارش و پایش حوادث قرار بگیرد. این نرم‌افزار باید تحت شبکه اینترنت کارکند تا اطلاعات حادثه به صورت به‌هنگام ثبت شود و همچنین میزان دسترسی همه افراد و نهادها باید به طور دقیق مشخص شود. با انجام این کار یک سیستم یکپارچه ثبت و گزارش حوادث تهیه می‌شود و همه نهادها به یک شکل اطلاعات حادثه را ثبت می‌کنند.

omoorepeyman.ir

پیوست ۱

روش عملیات در صورت قطع ارتباط مکالماتی

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

مقدمه

هدف از تدوین این دستورالعمل تعیین روش عملیات در شرایط احتمالی قطع ارتباط مکالماتی بین مراکز کنترل دیسپاچینگ ملی و دیسپاچینگ مناطق و یا بین ایستگاه‌ها با هر یک از مراکز فوق‌الذکر می‌باشد. تعاریف دیسپاچینگ و ایستگاه در فصل دوم همین رویه نوشته شده است.

پ-۱-۱- حالات احتمالی و قابل پیش‌بینی

در شرایط فعلی کنترل و بهره‌برداری از شبکه تولید و انتقال توسط مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و از طریق هماهنگی با مراکز کنترل دیسپاچینگ مناطق انجام می‌پذیرد. در صورت بروز هر گونه اختلال در امکانات مخابراتی و یا سیستم‌های کامپیوتری و در صورتی که مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی غیرقابل بهره‌برداری گردد، مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه مرکزی که به عنوان مرکز پشتیبان در شرایط اضطراری طراحی گردیده است، قادر به انجام وظایف مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی به صورت محدود می‌باشد. در شرایط فوق‌الذکر مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه‌ای مرکزی به مرکز کنترل ملی اضطراری (مرکز کنترل اضطراری) تبدیل می‌گردد.

با توجه به ساختار شبکه تولید و انتقال، شبکه مخابراتی و مراکز کنترل دیسپاچینگ ملی و مناطق، وقوع هر یک از حالات ذیل محتمل می‌باشد [۳۷]:

پ-۱-۱-۱- شبکه در شرایط عادی

أ) قطع امکانات مخابراتی یک یا چند ایستگاه به طور کامل (با دیسپاچینگ مربوطه)

ب) قطع امکانات مخابراتی یکی از مراکز کنترل دیسپاچینگ مناطق با ایستگاه‌های حوزه عملیاتی، مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و یا هر دو به طور همزمان

ج) قطع ارتباطات و یا غیرقابل بهره‌برداری بودن مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی

د) قطع ارتباطات مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و مرکز کنترل اضطراری با ایستگاه‌های تحت پوشش به طور همزمان

پ-۱-۱-۲- در شرایط بروز حادثه

به دنبال بروز حوادث، امکان جداشدن بخش یا بخش‌هایی از شبکه وجود دارد. تحت چنین شرایطی احتمال قطع مخابرات و امکان تماس بین ایستگاه‌ها در بخش‌های حادثه‌دیده با مراکز کنترل مربوطه و یا ایستگاه‌های مجاور وجود دارد. حالت‌های مختلفی که وقوع آن‌ها محتمل است عبارتند از:

ه) قطع مخابرات یک ایستگاه حادثه دیده

omoorepeyman.ir

و) قطع مخابرات بخش حادثه دیده (شامل چند ایستگاه)

ز) قطع مخابرات در کل شبکه (گستردگی کامل حادثه)

پ-۱-۲- روش عملیات در هر یک از حالات

با توجه به حالات مختلف، هر یک از مراکز کنترل در مناطق و مسئولین بهره‌برداری ایستگاه‌ها باید به شرح ذیل عمل نمایند [۳۷]:

پ-۱-۲-۱- روش عملیات در حالت أ

در صورت وقوع حالت أ، یعنی قطع کامل امکانات مخابراتی و تماس یکی از ایستگاه‌ها با مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه و ایستگاه‌های مجاور، مسئول بهره‌برداری ایستگاه باید طبق دستورالعمل‌های کنترل فرکانس و کنترل ولتاژ و تعاریف شرایط عادی و با توجه به شرایط و ضوابط بهره‌برداری از تجهیزات ایستگاه مربوطه، عمل کرده و نسبت به برقراری تماس با نزدیک‌ترین ایستگاه یا مرکز کنترل به هر طریق ممکن اقدام نماید. لازم به توضیح است که در این حالت، شرایط ایستگاه عادی و هیچگونه حادثه‌ای رخ نداده است.

در صورتی که تماس ایستگاهی تنها با مرکز کنترل مربوطه به طور کامل قطع گردد مسئول ایستگاه باید تا برقراری مجدد امکان تماس، هماهنگی عملیاتی را از طریق ایستگاه‌های مجاور با مرکز کنترل مربوطه انجام دهد.

در صورت قطع تماس نیروگاه‌های با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات یا بیشتر با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی، مسئول بهره‌برداری نیروگاه باید در درجه اول از طریق مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه مربوطه و در صورت برقرار نبودن این ارتباط از طریق نزدیک‌ترین ایستگاه با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی تماس و عملیات را هماهنگ نماید.

پ-۱-۲-۲- روش عملیات در حالت ب

در صورت وقوع حالت ب، یعنی قطع کامل ارتباط مکالماتی و غیرفعال شدن یکی از مراکز کنترل در مناطق، مسئولین بهره‌برداری مرکز کنترل فوق‌الذکر باید ضمن انجام کلیه اقدامات لازم در جهت فعال‌سازی مجدد مرکز کنترل، شرایط را به هر طریق ممکن به اطلاع مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی در درجه اول و یا مرکز کنترل اضطراری (در صورت عدم امکان تماس) برسانند.

لازم به توضیح است که در این حالت هیچ‌گونه حادثه‌ای در شبکه رخ نداده و شرایط شبکه عادی است. تحت این شرایط مسئولین بهره‌برداری ایستگاه‌های تحت پوشش مرکز کنترلی که در وضعیت قطع تماس قرار گرفته باید از طریق P.L.C، بی‌سیم یا تلفن شهری با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و یا از طریق یکی از مراکز کنترل دیسپاچینگ منطقه‌ای و بر حسب اولویت‌های ذیل جهت کسب تکلیف و هماهنگی عملیات با دیسپاچینگ ملی تماس برقرار نمایند. اولویت‌های تماس به شرح ذیل می‌باشد:

omoorepeyman.ir

- مرکز کنترل اضطراری
- یکی از مراکز کنترل در مناطق مجاور
- یکی از ایستگاه‌های مجاور

تا زمان برقراری مجدد تماس با مرکز کنترل مربوطه، مسئولین بهره‌برداری ایستگاه‌ها در منطقه باید با توجه به دستورالعمل‌های کنترل فرکانس و کنترل ولتاژ و تعاریف شرایط عادی و ضوابط بهره‌برداری از تجهیزات در ایستگاه مربوطه عمل نمایند.

پ-۱-۲-۳- روش عملیات در حالت ج

در صورت وقوع حالت ج، یعنی قطع کامل ارتباط مکالماتی مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و غیرفعال شدن این مرکز، امکانات این مرکز به طور خودکار به مرکز کنترل اضطراری (مرکز کنترل دیسپاچینگ ناحیه مرکزی) منتقل می‌گردد. تحت این شرایط و تا زمان فعال شدن مجدد مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی، کلیه عملیات کنترل شبکه و هماهنگی‌های لازم توسط مرکز کنترل اضطراری انجام می‌گیرد.

پ-۱-۲-۴- روش عملیات در حالت د

در صورتی که امکانات مخابراتی و تماس مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و مرکز کنترل اضطراری با کلیه ایستگاه‌ها به طور همزمان و کامل قطع گردد تا زمان رفع مشکل، کلیه عملیات بهره‌برداری و هماهنگی توسط مراکز کنترل دیسپاچینگ مناطق صورت می‌گیرد. بدیهی است در شرایط فوق‌الذکر ایستگاه‌های تحت پوشش دیسپاچینگ ناحیه مرکز باید مطابق بند پ-۱-۲-۲ عمل نمایند.

کلیه نیروگاه‌های با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات و یا بیشتر باید با توجه به دستورالعمل کنترل فرکانس و ولتاژ و تعاریف شرایط عادی و ضوابط بهره‌برداری از تجهیزات نیروگاه و تا زمان برقراری امکانات ارتباط مکالماتی با مرکز دیسپاچینگ ملی و یا مرکز کنترل اضطراری، عملیات کنترل فرکانس و تنظیم تولید را با توجه به اولویت‌ها، با یکی از مراکز کنترل دیسپاچینگ مناطق هماهنگ نمایند. چهار اولویت اول تماس و هماهنگی در این شرایط به شرح ذیل می‌باشند:

اولویت ۱ - مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه تهران

اولویت ۲- مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه جنوب غرب

اولویت ۳- مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه جنوب شرق

اولویت ۴- مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه شمال غرب

هر یک از مراکز فوق‌الذکر موظف هستند قبل از هر گونه اقدام در زمینه کنترل فرکانس به هر طریق ممکن با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و یا مرکز کنترل اضطراری تماس برقرار نمایند. این مراکز تنها در صورت عدم امکان برقراری

omoorepeyman.ir

تماس با مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی و یا مرکز کنترل اضطراری و پس از هماهنگی با سایر مراکز کنترل دیسپاچینگ مناطق و رعایت اولویت‌های فوق‌الذکر، می‌توانند در زمینه کنترل فرکانس اقدام نمایند.

پ-۱-۲-۵- روش عملیات در حالات ه الی و

حادثه در یک ایستگاه می‌تواند شامل یکی از موارد ذیل باشد:

۱) خروج یکی از تجهیزات (مانند تریپ یک مولد، خروج یک خط یا ترانسفورماتور قدرت)

۲) بی‌برق شدن و یا خروج خودکار تعدادی از تجهیزات در ایستگاه

۳) بی‌برقی کامل ایستگاه

با توجه به هر یک از حوادث فوق‌الذکر و در صورت قطع کامل ارتباط و عدم امکان تماس با مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه و ایستگاه‌های مجاور، مسئول ایستگاه با توجه به هر یک از موارد فوق‌الذکر باید به شرح ذیل اقدام نماید:

- در صورت خروج خودکار یک مولد در نیروگاه، مسئول بهره‌برداری نیروگاه پس از بررسی شرایط واحد، نسبت به راه‌اندازی واحد اقدام نموده و در صورت استمرار قطع مخابرات و عدم امکان برقراری تماس با مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه و یا ایستگاه‌های مجاور باید اقدام به سنکرون نمودن واحد نموده و با توجه به فرکانس و ولتاژ و شرایط بهره‌برداری نیروگاه، تولید واحد را تدریجاً تا حد تولید قبل از خروج واحد افزایش دهد، به گونه‌ای که جمع تولید مولدهای نیروگاه برابر کل تولید قبل از حادثه باشد. شایان ذکر است که در اولین فرصت ممکن جمع تولید مولدهای نیروگاه پس از حادثه باید در حد تولید قبل از حادثه تنظیم گردد.
- با توجه به اهمیت موضوع، پیگیری و جدیت در برقراری تماس با مرکز کنترل مربوطه قبل از اقدام به سنکرون نمودن واحد از هر طریق ممکن، از وظایف مسئول بهره‌برداری نیروگاه بوده و قصور در این زمینه غیرقابل قبول می‌باشد.
- در صورت قطع یک ترانسفورماتور ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت، مسئول پست باید ضمن بررسی وضعیت ترانسفورماتور و آماده‌سازی آن جهت برقرار شدن مجدد، با استفاده از کلیه امکانات ممکن جهت برقراری تماس با مرکز کنترل مربوطه چه به طور مستقیم و یا از طریق ایستگاه‌ها و یا سایر تأسیسات مجاور اقدام نماید. در صورت استمرار وضعیت عدم امکان برقراری تماس و تنها در صورت غیرعادی بودن شرایط بارگیری سایر ترانسفورماتورهای قدرت و یا خطوط از نظر اضافه بار مجاز و در صورت حصول اطمینان از سلامت ترانسفورماتورهای خارج شده، مسئول پست می‌تواند با توجه به ولتاژ و فرکانس و شرایط سنکرون نسبت به برق‌دار نمودن آن اقدام نماید. با توجه به اهمیت موضوع، پیگیری و جدیت در برقراری تماس با مرکز کنترل مربوطه قبل از برق‌دار نمودن ترانسفورماتور از وظایف مسئول پست بوده و قصور در این زمینه غیرقابل قبول می‌باشد.

omoorepeyman.ir

- در صورت خروج خودکار یک خط و یا بی‌برقی بخشی از پست، مسئول بهره‌برداری پست باید کلیه اقدامات ممکن جهت برقراری تماس با مرکز کنترل مربوطه، چه به طور مستقیم و چه از طریق سایر ایستگاه‌ها را به عمل آورده و تنها در صورت استمرار وضعیت عدم امکان برقراری تماس می‌تواند به ترتیب ذیل به برق‌دار نمودن و یا وصل مجدد خطوط اقدام نماید:
  - در مورد خطوط بی‌برق که در نقشه تک خطی با علامت(⟶) در ایستگاه مشخص گردیده‌اند پس از آماده ساختن خط با توجه به کنترل ولتاژ اقدام به برق‌دار نمودن خط (تانسیون) نماید.
  - در مورد خطوطی که در پست، قطع ولی انتهای خط در همان پست ولتاژ داشته و در نقشه تک خطی با علامت (X) مشخص گردیده‌اند، پس از آماده‌سازی تجهیزات نسبت به بستن کلید خط از طریق سیستم سنکروچک اقدام نماید.
  - در صورت قطع یک ترانسفورماتور ۲۳۰/۶۳ کیلوولت، مسئول پست باید ضمن بررسی وضعیت ترانسفورماتور و آماده‌سازی آن جهت برق‌دار شدن مجدد، با استفاده از کلیه امکانات ممکن جهت برقراری تماس با مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه اقدام نماید. در صورت تداوم وضعیت قطع ارتباط مکالماتی و تنها در صورت غیرعادی بودن شرایط بارگیری سایر ترانسفورماتورهای قدرت (اضافه‌بار) و یا در صورتی که ترانسفورماتور از مدار خارج شده بخشی از بار مصرفی را به صورت شعاعی تغذیه می‌کرده است و از مدار خارج ماندن آن منجر به تداوم خاموشی‌ها می‌گردد، مسئول پست در صورت حصول اطمینان از سلامت ترانسفورماتور می‌تواند با توجه به ولتاژ و فرکانس و شرایط سنکرون نسبت به برق‌دار نمودن آن اقدام نماید. این دستورالعمل در مورد کلیه ترانسفورماتورهای قدرت که سمت ثانویه آن‌ها به شبکه فوق توزیع یا توزیع متصل می‌باشند صادق است (ولتاژهای ۱۳۲و ۶۳ کیلوولت).

پ-۱-۳- بی‌برقی کامل ایستگاه

پ-۱-۳-۱- نیروگاه‌ها

در صورتی که کلیه واحدهای نیروگاهی در اثر حادثه از مدار خارج گردند و مسئول بهره‌برداری نیروگاه نتواند از هیچ طریقی با مرکز کنترل مربوطه و یا ایستگاه‌های مجاور تماس برقرار نماید، مسئول بهره‌برداری نیروگاه باید پس از بررسی وضعیت واحدها و حصول اطمینان از قابل بهره‌برداری بودن مولدها با استفاده از کلیه امکانات و در اسرع وقت اقدام به راه‌اندازی مولدها نموده و در صورت استمرار وضعیت قطع ارتباط مکالماتی و با توجه به دستورالعمل‌های کنترل فرکانس، کنترل ولتاژ و روش عملیات در مواقع اضطراری و بروز حوادث، واحدها را به شبکه متصل و تولید را تدریجاً افزایش دهد.

omoorepeyman.ir

در صورتی که پست بلافصل نیروگاه نیز بی‌برق شده باشد، مسئول نیروگاه پس از برق‌دار شدن پست، باید نسبت به راه‌اندازی مولدها اقدام نماید.

در صورتی که در نیروگاهی امکانات لازم جهت تأمین برق مصرف داخلی مولدها وجود داشته باشد (مانند دیزل راه‌انداز) مسئول نیروگاه باید با استفاده از این امکانات اقدام به تأمین برق مصرف داخلی و راه‌اندازی مولدها نموده و پست بلافصل نیروگاه را برق‌دار نماید [۳۷].

پ-۱-۳-۲- پست‌ها

در صورتی که پستی کاملاً بی‌برق گردد مسئول بهره‌برداری پست باید به ترتیب ذیل عمل نماید:

الف) پس از حصول از بی‌برقی کامل پست، کلیه کلیدهای قدرت خطوط و ترانسفورماتورها را به صورت دستی قطع نماید.

ب) پس از دریافت تانسیون از هر طریق، پست را برق‌دار نماید.

توضیح: به منظور ایجاد هماهنگی در مانور پست‌ها در شرایط قطع کامل تماس و عدم امکان برقراری ارتباط با مرکز کنترل و یا ایستگاه‌های مجاور، اولویت‌های عملیاتی در هر پست توسط علائم پیکان(⟶) و ضربدر (X) بر روی نقشه (شماره ۱۰۰۲) مشخص گردیده است. در یک پست حادثه دیده و در شرایط عدم امکان برقراری تماس، تنها خطوطی که با علامت پیکان(⟶) در آن پست مشخص گردیده‌اند باید با توجه به دستورالعمل کنترل ولتاژ برق‌دار گردند. خطوطی که در پست با علامت ضربدر (X) مشخص گردیده‌اند، تنها در صورت بی‌برقی کامل پست و در صورت مشاهده ولتاژ در انتهای خط، در پست وصل می‌شوند.

ج) با استفاده از امکانات و منابع راکتیو در پست و با توجه به دستورالعمل کنترل ولتاژ، ولتاژ پست را تنظیم نماید.

در این مرحله در صورت بالا بودن ولتاژ از حد طبیعی، مسئول پست می‌تواند تا حداکثر ۵۰ درصد بار مصرفی را به طور تدریجی و با توجه به شرایط ولتاژ و فرکانس برق‌دار نماید.

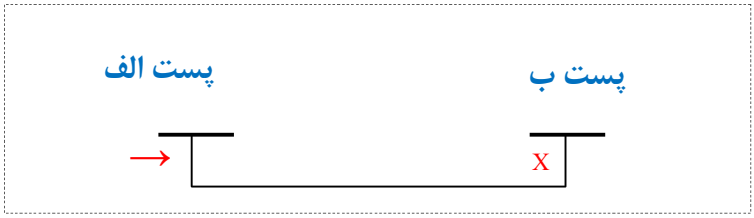
پ-۱-۳-۳- علائم پیکان و ضربدر

در زمان قطع کامل ارتباط مکالماتی بین یک پست با مرکز کنترل دیسپاچینگ مربوطه و ایستگاه‌های مجاور و در صورت خروج خودکار خط یا خطوطی در همان پست، به منظور هماهنگی عملیات تحت شرایط فوق‌الذکر کلیه خطوط ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت بر روی نقشه تک خطی شبکه سراسری (شماره ۱۰۰۲) با علائم پیکان و یا ضربدر مشخص گردیده‌اند. اولویت عملیات برق‌دار نمودن (تانسیون دادن) و موازی نمودن توسط این علائم مشخص می‌گردد. با توجه به دیاگرام ساده شکل (پ ۱-۱)، در صورت خروج خطی بین دو پست (الف) و (ب) در شرایط عدم امکان برقراری تماس و هماهنگی با مرکز کنترل و یا پست مقابل، پستی که خط بی‌برق شده در آن با علامت پیکان (⟶) مشخص گردیده

omoorepeyman.ir

(پست الف) ابتدا اقدام به برق‌دار نمودن خط کرده و پست مقابل که خط در آن با علامت ضربدر (X) مشخص گردیده (پست ب) پس از دریافت ولتاژ در انتهای خط اقدام به برق‌دار نمودن خط می‌نماید.

در انجام این اقدامات توجه به موارد زیر حائز اهمیت است:



شکل پ ۱-۱: نمایش علائم پیکان و ضربدر بر روی نقشه تک خطی

۱) در زمان انجام عملیات تحت شرایط عدم امکان برقراری تماس با مرکز کنترل مربوطه یا ایستگاه‌های مقابل، فرمان وصل و برق‌دار نمودن خطوط (تانسیون) فقط یک بار مجاز بوده و برق‌دار نمودن باید با توجه به شرایط ولتاژ و فرکانس و از طریق سیستم سنکروچک انجام گیرد.

۲) اگر در یک پست، خطی با عملکرد حفاظت‌های اصلی راکتور خط و یا ترانسفورماتورهایی که مستقیماً به خط متصل می‌باشند از مدار خارج گردد، مسئول پست قبل از برطرف نمودن عیب و یا ایزوله کردن دستگاه معیوب، مجاز به در مدار آوردن خط نمی‌باشد.

۳) چنانچه خطی با دریافت سیگنال DIRECT TRIP از مدار خارج گردد، مسئول پست قبل از حصول اطمینان از برطرف شدن عیب در پست مقابل، مجاز به در مدار آوردن خط نمی‌باشد.

۴) پس از برقراری امکانات مخابراتی و تماس با مرکز کنترل مربوطه، مسئول بهره‌برداری ایستگاه موظف است گزارش کاملی از شرایط ایستگاه و کلیه عملیات انجام شده در مدت زمان قطع تماس را به مرکز کنترل مربوطه ارائه نماید.

۵) نقشه تک خطی شبکه سراسری به شماره ۱۰۰۲ ضمن مشخص نمودن اولویت‌های عملیاتی در شرایط عدم امکان برقراری تماس، محدوده عملیاتی هر یک از دیسپاچینگ‌های منطقه‌ای را نیز نشان می‌دهد.

۶) در شرایط عدم امکان برقراری تماس و در صورت خروج خطوطی که فاقد علامت‌های ضربدر و پیکان هستند، تا زمان برقراری امکان تماس و هماهنگی لازم این خطوط خارج از مدار باقی می‌مانند.

با توجه به لزوم رعایت مسائل ایمنی تجهیزات و افراد بخصوص در زمان قطع تماس و بروز حوادث قبل از هر گونه اقدام به قطع و یا وصل کلیدهای قدرت، مسئول ایستگاه باید از بی‌برق بودن تجهیزات مربوطه و قطع ارتباطات با مرکز کنترل دیسپاچینگ و یا ایستگاه‌های مجاور اطمینان حاصل نموده و هیچ‌گونه اقدام شتاب‌زده‌ای به عمل نیاورد.

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۲

توضیحات تکمیلی کدهای پایایی

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

۱. واحد تولیدی[1]:

مجموعه تجهیزاتی که وظیفه تولید انرژی الکتریکی را عهده‌دار هستند (تا ترمینال‌های خروجی ترانسفورماتور واحد به جز کلیدهای فشار قوی واحد).

۲. دوره بهره‌برداری عادی[2]:

به فاصله زمانی بین دوره بهره‌برداری ابتدایی* تا دوره فرسودگی¤ اطلاق می‌شود.

۳. دوره بهره‌برداری غیرعادی[3]:

به دوره شامل بهره‌برداری ابتدایی و دوره فرسودگی اطلاق می‌شود.

۴. آماده است[4] (A):

وضعیت واحدی که در حال تولید قدرت عملی است یا آماده‌ی راه‌اندازی برای تولید قدرت عملی می‌باشد (با در نظر گرفتن زمان راه‌اندازی عادی).

۵. در مدار است[5] (S):

حالت واحد آماده‌ای که با شبکه سنکرون شده و به شبکه وصل می‌باشد.

۶. قادر به تولید با قدرت کامل[6] (O):

حالت واحدی که در مدار است و می‌تواند تمام قدرت عملی خود را تولید کند.

۷. تولید با قدرت کامل(SO):

---

[1] Generating Unit
[2] Normal Operating Period

* دوره بهره‌برداری ابتدایی:
الف) قبل از تحویل به بهره‌برداری
برای واحدهای بخار دو هزار ساعت کارکرد پس از اولین سنکرون شدن با شبکه می‌باشد.
برای واحدهای گازی هفتصد ساعت کارکرد پس از اولین سنکرون شدن با شبکه می‌باشد.
برای واحدهای آبی پانصد ساعت کارکرد پس از اولین سنکرون شدن با شبکه می‌باشد.
ب) بعد از تحویل به بهره‌برداری
دوره ابتدایی بعد از تحویل به بهره‌برداری برای کلیه انواع واحدها (بخاری، گازی، آبی) یکسال پس از تحویل به بهره‌برداری می‌باشد.
تذکر:
واحدهای سیکل ترکیبی دوره ابتدایی ندارند و عنوان سیکل ترکیبی به این‌گونه واحدها پس از انقضای دورهی ابتدایی واحدهای بخاری و گازی با توجه به تعاریف فوق، اطلاق می‌شود.
کلیه حالات واحدها در این دوره با پیش کُد Z نشان داده شده‌اند.

¤ دوره فرسودگی:
چنانچه واحدی در طول ارزیابی یک سال دارای ناآمادگی بدون برنامه سالیانه و به دلایل داخلی (با کُدهای L1 ، RL1 و F1) به میزان بیش از ۲۰٪ باشد، (مشروط بر اینکه ناشی از حوادث نباشد) در صورت تأیید دفتر فنی تولید واحد مذکور در دوره‌ی فرسودگی قرار می‌گیرد و کلیه حالات واحد در این دوره با پیش کُد Y نشان داده می‌شوند.

[3] Abnormal Operating Period
[4] Availability
[5] Service
[6] Operating

omoorepeyman.ir

حالت واحدی که در مدار است و تمام قدرت عملی خود را تولید می‌کند.

۸. ذخیره گردان[1] (SR):

حالت واحدی که قادر به تولید با قدرت کامل یا بخشی از قدرت می‌باشد لیکن به علت محدودیت نیاز مصرف شبکه تمام قدرت عملی خود را تولید نمی‌کند.

۹. قادر به تولید با بخشی از قدرت کامل[2] (L):

حالت واحدی که درمدار است لیکن به دلایلی، توانایی تولید تمام قدرت عملی خود را ندارد.

۱۰. محدودیت بابرنامه[3] (LP):

حالت واحدی که در مدار است لیکن طبق برنامه سالیانه محدودیت در قابلیت تولید دارد.

۱۱. محدودیت بی‌برنامه[4] (LUP):

حالت واحدی که در مدار است لیکن بدون پیش‌بینی در برنامه سالیانه محدودیت در قابلیت تولید دارد.

۱۲. علل داخلی محدودیت[5] (LI):

مجموعه عواملی که تحت کنترل مدیریت واحد تولیدی بوده و موجب محدودیت در قابلیت تولید می‌شوند.

۱۳. اضطراری[6] (LF):

حالت واحدی که بدون برنامه سالیانه یا بدون هماهنگی با دیسپاچینگ محدودیت در قابلیت تولید دارد.

۱۴. محدودیت فنی[7] (LF1):

بخشی از علل داخلی بی‌برنامه که مربوط به خرابی یا عملکرد نامطلوب تجهیزات و منجر به محدودیت در قابلیت تولید واحد می‌گردد.

۱۵. خطای عملیات[8] (LF2):

هر نوع خطا در عملیات کلیدزنی و دیگر عملیات بهره‌برداری یا هر نوع خطا در عملیات سرویس که در حین کار موجب محدودیت در قابلیت تولید شود.

۱۶. محدودیت به لحاظ کار پیمان‌کار (ZLF1)

هر نوع عملیات توسط پیمان‌کار که موجب محدودیت تولید شود.

۱۷. محدودیت با هماهنگی[1] (LA):

[1] Spinning Reserve
[2] Limited
[3] Limited Planned
[4] Limited UnPlanned
[5] Limited Internally
[6] Limited Forced
[7] Technical Reason
[8] Mal operation

omoorepeyman.ir

حالت واحدی که محدودیت در قابلیت تولید آن در برنامه سالیانه دیده نشده ولی بنا به ضرورت و با مجوز دیسپاچینگ محدود می‌شود.

۱۸. علل خارجی محدودیت[۲] (LE):

مجموعه عواملی که از اختیار مدیریت واحد تولیدی خارج بوده و موجب محدودیت در قابلیت تولید می‌شوند.

۱۹. محدودیت تحویل سوخت[۳] (LQ):

محدودیت در قابلیت تولیدی که ناشی از عدم تحویل سوخت به میزان معین یا در زمان مشخص باشد.

۲۰. شبکه[۴] (LG):

محدودیت در قابلیت تولیدی که ناشی از اشکالات شبکه (خطوط و پست‌ها) باشد.

۲۱. منطقه مربوطه:

اشکالاتی که در شبکه تحت پوشش شرکت بهره‌برداری نیروگاه (برق منطقه‌ای یا سازمان مربوطه) حادث شده و موجب محدودیت در قابلیت تولید واحد می‌شوند.

۲۲. پست بلافصل[۵] (LG1):

اشکالاتی که در پست نیروگاهی حادث شده و موجب محدودیت در قابلیت تولید واحد می‌شود.

۲۳. سایر پست‌ها[۶] (LG2):

مجموعه اشکالاتی که در سایر پست‌های واقع در منطقه مربوطه واحد تولیدی به وجود آمده و موجب محدودیت در قابلیت تولید واحد شود.

۲۴. خطوط[۷] (LG3):

مجموعه اشکالاتی که در خطوط واقع در منطقه مربوطه واحد تولیدی به وجود آمده و موجب محدودیت در قابلیت تولید واحد شوند.

۲۵. سایر مناطق[۸]

مجموعه اشکالاتی که در خارج از شبکه منطقه مربوطه واقع شده و موجب محدودیت در قابلیت تولید واحد می‌شود.

۲۶. سایر پست‌ها[۹] (LG4):

مجموعه اشکالاتی که در پست‌های سایر مناطق واحد تولیدی به وجود آمده و موجب محدودیت در قابلیت تولید واحد شوند.

---

[1] Limited Arranged
[2] Limited Externally
[3] Limited due to Lack of Fuel
[4] Limited due to Grid
[5] Plant Substation
[6] Other Substations
[7] Lines
[8] Other Regions
[9] Other Region's Substations

omoorepeyman.ir

۲۷. سایر خطوط[1] (LG5):

مجموعه اشکالاتی که در خطوط واقع در سایر مناطق واحد تولیدی به وجود آمده و موجب محدودیت در قابلیت تولید واحد شوند.

۲۸. حوادث غیرمترقبه[2] (LC):

هر نوع حادثه غیرمترقبه نظیر طوفان، سیل، زلزله، جنگ و ... که موجب محدودیت در قابلیت تولید واحد شود.

۲۹. آب[3] (LW):

هر نوع کمبود یا محدودیت طبیعی تأمین آب که منجر به محدودیت در قابلیت تولید واحد شود.

(این مورد برای واحدهای آبی صدق می‌کند).

۳۰. سایر عوامل[4] (LD):

محدودیت تولید که ناشی از عواملی جز آنچه ذکر شد باشد مثل اصطلاحات و رفع نواقصی که توسط پیمان‌کار انجام می‌شود.

۳۱. در مدار نیست[5] (NS):

حالت واحد آماده‌ای که با شبکه سنکرون نشده باشد.

۳۲. آماده با قدرت کامل (ذخیره غیرگردان)[6] (R):

حالتی که واحد خارج از مدار بوده ولی در صورت تمایل می‌تواند با تمام قدرت عملی حداکثر در فاصله زمان راه‌اندازی عادی وارد مدار شود.

۳۳. آماده با بخشی از قدرت کامل[7] (RL):

حالتی که واحد خارج از مدار بوده ولی در صورت نیاز تنها می‌تواند با بخشی از قدرت حقیقی عملی خود حداکثر در فاصله زمانی راه‌اندازی عادی وارد مدار شود.

۳۴. آماده با بخشی از قدرت کامل با برنامه[8] (RLP):

حالتی که واحد خارج از مدار بوده ولی در صورت نیاز تنها می‌تواند با بخشی از قدرت حقیقی عملی خود حداکثر در فاصله زمانی راه‌اندازی عادی وارد مدار شود و این محدودیت در برنامه سالیانه پیش‌بینی شده است.

۳۵. آماده با بخشی از قدرت کامل بدون برنامه[1] (RLUP):

[1] Other Region's Lines
[2] Limited due to Catastrophe
[3] Limited due to Water
[4] Limited due to Different Causes
[5] Not in Service
[6] Reserve
[7] Reserve Limited
[8] Reserve Limited Planned

omoorepeyman.ir

حالت واحدی که خارج از مدار بوده ولی در صورت نیاز تنها می‌تواند با بخشی از قدرت حقیقی عملی خود حداکثر در فاصله زمانی راه‌اندازی عادی وارد مدار شود و این محدودیت در برنامه سالیانه پیش‌بینی نشده است.

۳۶. علل داخلی[۲] (RLI):

حالت واحد آماده با بخشی از قدرت کامل (ذخیره غیرگردان) که محدودیت تولید آن ناشی از علل داخلی باشد.

۳۷. اضطراری[۳] (RLF):

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت آن پیش‌بینی نشده باشد.

۳۸. فنی[۴] (RLF1):

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید پیش‌بینی نشده آن ناشی از نقض تجهیزات باشد.

۳۹. خطای عملیات[۵] (RLF2):

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید پیش‌بینی نشده آن ناشی از خطای عملیات باشد.

۴۰. با هماهنگی[۶] (RLA):

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن با هماهنگی صورت پذیرد.

۴۱. علل خارجی[۷] (RLE):

حالت واحد آماده با بخشی از قدرت کاملی (ذخیره غیرگردان) که محدودیت تولید آن ناشی از علل خارجی باشد.

۴۲. محدودیت تولید سوخت[۸] (RLQ):

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از عدم تأمین سوخت باشد.

۴۳. شبکه[۹] (RLG):

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از اشکال‌های شبکه (خطوط و پست‌ها) باشد.

۴۴. منطقه مربوطه[۱۰]:

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از اشکالات شبکه در منطقه مربوطه واحد باشد.

۴۵. پست بلافصل (RLG1)[۱۱]:

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از پست نیروگاه آن واحد باشد.

۴۶. سایر پست‌ها (RLG2)[۱]:

---

[1] Reserve Limited UnPlanned
[2] Reserve but Limited Internally
[3] Reserve but Forced Limited
[4] Reserve but Forced Limited Technically
[5] Reserve Limited due to Maloperation
[6] Reserve Limitation but Arranged
[7] Reserve but Limited Externally
[8] Reserve Limitation due to Fuel Lack
[9] Reserve Limitation due to Grid
[10] Reserve Limitation due to Related Region Grid
[11] Reserve Limitation due to Plant Substation

omoorepeyman.ir

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از سایر پست‌های منطقه مربوطه باشد.

۴۷. خطوط (RLG3)[۲]:

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از خطوط منطقه مربوطه باشد.

۴۸. سایر مناطق[۳]:

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از اشکالات شبکه در سایر مناطق است.

۴۹. سایر پست‌ها (RLG4)[۴]:

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از اشکالات پست‌ها در سایر مناطق است.

۵۰. سایر خطوط (RLG5)[۵]:

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از اشکالات خطوط در سایر مناطق است.

۵۱. حوادث غیرمترقبه (RLC)[۶]:

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از حوادث غیرمترقبه باشد.

۵۲. آب (RLW)[۷]:

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از کمبود آب باشد.

۵۳. سایر عوامل (RLD)[۸]:

حالت واحد ذخیره غیرگردانی که محدودیت تولید آن ناشی از عواملی جز آنچه ذکر شده باشد مثل اصلاحات و رفع نواقصی که توسط پیمان‌کار انجام می‌شود.

۵۴. آماده نیست (NA)[۹]:

وضعیت واحدی که بنا به دلایلی نمی‌تواند تمام یا قسمتی از قدرت عملی خود را تولید نماید.

۵۵. بدون برنامه سالیانه (UP=F)[۱۰]:

خروج واحد از مدار بدون پیش‌بینی در برنامه سالیانه.

۵۶. علل داخلی (FI)[۱۱]:

[1] Reserve Limitation due to Substations
[2] Reserve Limitation due to Lines in the Region
[3] Reserve Limitation due to other Regions
[4] Reserve Limitation due to Substations in other Regions
[5] Reserve Limitation due to Lines in other Regions
[6] Reserve Limitation due to Catastrophe
[7] Reserve Limitation due to Lack of Water
[8] Reserve Limitation due to Different Causes
[9] Not Available
[10] UnPlanned
[11] Forced Outage Internally

omoorepeyman.ir

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه بنا به دلایل داخلی.

۵۷. خروج با هماهنگی (FA)[۱]:

خروج اضطراری واحد از مدار بدون برنامه سالیانه و با هماهنگی دیسپاچینگ.

۵۸. خروج اضطراری (FO)[۲]:

خروج واحد تولیدی به دلیل وقوع خرابی یا شرایط دیگری که در برنامه سالیانه پیش‌بینی نشده باشد.

۵۹. افزایش اجباری زمان تعمیرات یا زمان بازسازی (FP)[۳]:

طولانی‌تر شدن دوره تعمیرات بابرنامه یا طولانی‌تر شدن دوره بازسازی بابرنامه.

۶۰. اشکال راه‌اندازی (استارت) (FS)[۴]:

عدم موفقیت در راه‌اندازی واحدهای ذخیره غیرگردان که منجر به افزایش زمان راه‌اندازی بیش از مقدار عادی گردد.

۶۱. علل خارجی (FE)[۵]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه بنا به دلایل خارجی.

۶۲. تحویل سوخت (FQ)[۶]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل عدم تأمین سوخت.

۶۳. شبکه (FG)[۷]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل اشکالات شبکه.

۶۴. منطقه مربوطه

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل اشکالات شبکه در منطقه مربوطه.

۶۵. پست بلافصل (FG1)[۸]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل اشکالات پست نیروگاه.

۶۶. سایر پست‌ها (FG2)[۹]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل اشکالات سایر پست‌ها در منطقه مربوطه.

۶۷. خطوط (FG3)[۱۰]:

[1] Forced Outage but Arranged
[2] Forced Outage
[3] Forced extension of Planned outage
[4] Starting Failure
[5] Forced outage Externally
[6] Forced outage due to Fuel Lack
[7] Forced outage due to Grid
[8] Forced outage due to Plant Substation
[9] Forced outage due to other Substations
[10] Forced outage due to Lines in the Region

omoorepeyman.ir

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل اشکالات خطوط در منطقه.

۶۸. سایر مناطق[1]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل اشکالات شبکه در سایر مناطق.

۶۹. سایر پست‌ها (FG4)[2]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل اشکالات پست‌ها در سایر مناطق.

۷۰. سایر خطوط (FG5)[3]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل اشکالات خطوط در سایر مناطق.

۷۱. حوادث غیرمترقبه (FC)[4]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل حوادث غیرمترقبه.

۷۲. آب (FW)[5]:

خروج واحد از مدار بدون برنامه سالیانه به دلیل محدودیت یا عدم تأمین آب (این مورد برای واحدهای آبی صدق می‌کند).

۷۳. سایر عوامل(FD)[6]:

خروج واحد از مدار که به دلیل عواملی جز آنچه ذکر شده باشد. نظیر اصلاحات و رفع نواقصی که توسط پیمان‌کار انجام شود.

۷۴. برنامه سالیانه[7]:

برنامه تولید و خروجی‌های مصوب دیسپاچینگ ملی که معمولاً برای شش ماهه‌ی دوم تجدید نظر می‌شود.

توجه: کلیه حالات واحدهای تولیدی با این برنامه سنجیده می‌شود.

۷۵. طبق برنامه سالیانه (P)[8]:

خروج واحد از مدار بر اساس برنامه سالیانه که قبل از شروع هر سال از طرف دیسپاچینگ تعیین و به تصویب می‌رسد.

۷۶. تعمیرات بلندمدت و تعمیرات اساسی (PO)[9]:

خروج یک واحد تولیدی از مدار برای بازرسی و یا تعمیرات اساسی یک یا چند گروه از تجهیزات اصلی واحد که مدت

[1] Forced outage due to Non-Regional Grid
[2] Forced outage due to Substations in other Regions
[3] Forced outage due to Lines in other Regions
[4] Catastrophic Forced outage
[5] Forced outage due to Water Limitation
[6] Forced outage due to Different Causes
[7] Annual Plan
[8] Planned
[9] Planned Maintenance & Overhaul

omoorepeyman.ir

آن بیش از تعمیرات دوره‌ای است.

۷۷. بازدید و تعمیرات دوره‌ای (PM)[1]:

خروج واحد از مدار برای بازدید قسمت‌های مختلف یا انجام تعمیرات دوره‌ای که بر اساس برنامه سالیانه انجام شود و مدت آن طبق استاندارد ابلاغ شده به شرکت‌های بهره‌بردار می‌باشد.

۷۸. آب (PW)[2]:

خروج واحد از مدار به دلیل محدودیت یا عدم تأمین آب که در برنامه سالیانه پیش‌بینی شده باشد.

(این مورد برای واحدهای آبی صدق می‌کند).

۷۹. بازسازی (PB)[3]:

خروج واحد جهت انجام مجموعه اقداماتی که برای رفع فرسودگی و یا آسیب‌دیدگی تجهیزات عمده واحد، ضروری بوده و در برنامه سالیانه پیش‌بینی شده باشد.

۸۰. ذخیره راکد (PP)[4]:

خروج واحد از مدار بر اساس برنامه سالیانه و به لحاظ صرفه و صلاح شبکه و به منظور حفظ واحد برای مدت طولانی.

۸۱. سایر عوامل (PD)[5]:

خروج واحد از مدار طبق برنامه که بنا به دلایلی جز آنچه ذکر شده باشد نظیر اصلاحات و رفع نواقصی که توسط پیمانکار انجام می‌شود.

۸۲. تعمیرات جزئی (PA):

خروج واحد از مدار بر اساس برنامه سالیانه برای انجام تعمیرات جزئی.

۸۳. بازسازی تکمیل شده (PBF):

خروج واحد از مدار بر اساس برنامه سالیانه برای انجام و تکمیل بازسازی واحد.

در ادامه نیز سعی شده است تا کدهای بهره‌برداری به صورت دسته‌بندی شده و به اختصار در قالب جدول‌هایی ارائه شوند تا بدین صورت نحوه ارتباط کدها با یکدیگر و همچنین علت اختصاص این کدها به وقایع مختلف در شبکه به صورت کاملاً واضح قابل استنتاج باشد.

جدول پ ۲-۱: دسته‌بندی کدهای به‌کار رفته در حالات مختلف بهره‌برداری واحد تولیدی و مقایسه با کدهای بین‌المللی

عنوان در سیستم ارائه شده	کد	عنوان در سیستم بین‌المللی	کد
قادر به تولید با قدرت کامل	O	Operation	O

[1] Maintenance
[2] Planned Water outage
[3] Planned Rehabilitation
[4] Planned Preserved
[5] Planned outage for Different Causes

omoorepeyman.ir

عنوان در سیستم ارائه شده	کد	عنوان در سیستم بین‌المللی	کد
تولید با قدرت کامل	SO		
ذخیره گردان	SR		
قادر به تولید با بخشی از قدرت کامل	L	Derated	D
قادر به تولید با بخشی از قدرت کامل بدون برنامه	LUP		
علل داخلی	LI		
علل خارجی	LE		
بی‌برنامه	LF	Forced Derated	FD
فنی	LF1		
خطای عملیات	LF2		
بابرنامه (با هماهنگی)	LA		
تحویل سوخت	LQ		
شبکه	LG		
منطقه مربوطه (پست بلافصل)	LG1		
منطقه مربوطه (سایر پست‌ها)	LG2		
منطقه مربوطه (خطوط)	LG3		
سایر مناطق (سایر پست‌ها)	LG4		
منطقه مربوطه (سایر خطوط)	LG5		
حوادث غیر مترقبه	LC		
آب	LW		
سایر عوامل	LD		
قادر به تولید با بخشی از قدرت کامل طبق برنامه	LP	Scheduled Derated	SD
آماده با قدرت کامل یا ذخیره غیرگردان	R	Available But Not Operated or Derated	ABNO
آماده با بخشی از قدرت کامل	RL	Available But Not Operated and Derated	ABNO (D)
آماده با بخشی از قدرت کامل بدون برنامه	RLUP		
علل داخلی	RLI		
علل خارجی	RLE		
بی‌برنامه	RLF	Available But Not Operated and (Forced Derated)	ABNO (FD)
فنی	RLF1		
خطای عملیات	RLF2		
طبق برنامه سالیانه	P	Planned	P
تعمیرات اساسی و بلندمدت	PO	Planned Outage	PO

omoorepeyman.ir

عنوان در سیستم ارائه شده	کد	عنوان در سیستم بین‌المللی	کد
بازدید و تعمیرات دوره‌ای	PM	Maintenance Outage	MO
آب	PW		
بازسازی	PB		
ذخیره راکد	PP		
سایر عوامل	PD		
دوره فرسودگی	Y	Wear out	
دوره ابتدایی	Z		
قبل از تحویل به بهره‌برداری	ZD	Infant	
بعد از تحویل به بهره‌برداری	ZO		
بدون برنامه سالیانه	F=UP	UN Planned	UP
علل داخلی	FI		
علل خارجی	FE		
خروج با هماهنگی	FA	Forced Outage	FO
خروج اضطراری	FO		
افزایش اجباری زمان تعمیرات یا زمان بازسازی	FP	Forced Extension of Maintenance or Planned Outage	FEMO or FEPO
اشکال راه‌اندازی (استارت)	FS	Starting Failure	SF
تحویل سوخت	FQ		
شبکه	FG		
منطقه مربوطه (پست بلافصل)	FG1		
منطقه مربوطه (سایر پست‌ها)	FG2		
منطقه مربوطه (خطوط)	FG3		
سایر مناطق (سایر پست‌ها)	FG4		
منطقه مربوطه (سایر خطوط)	FG5		
حوادث غیر مترقبه	FC		
آب	FW		
سایر عوامل	FD		
بابرنامه (با هماهنگی)	RLA	Available But Not Operated and (Scheduled Derated)	ABNO (SD)
تحویل سوخت	RLQ		
شبکه	RLG		
منطقه مربوطه (پست بلافصل)	RLG1		
منطقه مربوطه (سایر پست‌ها)	RLG2		

omoorepeyman.ir

عنوان در سیستم ارائه شده	کد	عنوان در سیستم بین‌المللی	کد
منطقه مربوطه (خطوط)	RLG3		
سایر مناطق (سایر پست‌ها)	RLG4		
منطقه مربوطه (سایر خطوط)	RLG5		
حوادث غیر مترقبه	RLC		
آب	RLW		
سایر عوامل	RLD		
آماده با بخشی از قدرت کامل طبق برنامه	RLP		

omoorepeyman.ir

پیوست ۳

کد دستگاه آسیب دیده در فرم ثبت حوادث نیروگاه (کد شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی)

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

جدول پ ۳-۱: دسته‌بندی کلی سیستم‌های موجود در نیروگاه همراه با کد آن‌ها

ردیف	دسته‌بندی کلی	نام سیستم	کد سیستم
۱	بویلر و تجهیزات جانبی	سیستم بویلر	۰۷
		سیستم تجهیزات کمکی بویلر	۰۸
		سیستم مشعل‌ها	۱۴
		سیستم هوا و دود	۱۵
۲	توربین‌های بخار	سیستم توربین بخاری	۰۲
۳	توربین گاز و تجهیزات جانبی	سیستم توربین گاز	۴۰
		سیستم کنترل توربین گاز	۴۱
		سیستم تجهیزات کمکی توربین گاز	۴۲
۴	تجهیزات الکتریکی و ژنراتور	سیستم ژنراتور	۱۹
		سیستم ترانسفورماتورها	۲۰
		سیستم ولتاژ متوسط	۲۱
		سیستم ولتاژ پایین	۲۲
		سیستم جریان مستقیم	۲۴
	آب تغذیه و هیترها	سیستم کندانسه، آب تغذیه- هیترها و دهیترها	۰۱
۵	ابزار دقیق	سیستم کنترل آنالوگ	۲۵
		سیستم لاجیک و اینترلاک	۲۶
		سیستم سوپروایزری واحد	۲۷
		سیستم اتاق فرمان تجهیزات کمکی	۲۸
۶	آب خنک‌کن و برج‌های خنک‌کن	سیستم آب خنک‌کن اصلی	۰۳
		سیستم آب خام، خنک‌کن آب و روغن و آب بدون یون	۰۴
		سیستم برج‌های خنک‌کن	۳۴
۷	سوخت	سیستم تجهیزات سوخت سنگین (مازوت)	۱۰
		سیستم گاز و گازوییل	۱۱
		سیستم تجهیزات سوخت گاز	۱۲
		سیستم تجهیزات سوخت گازوئیل	۱۳
۸	سایرین	سیستم آتش‌نشانی	۰۵
		سیستم تصفیه‌خانه	۰۶
		سیستم بخار کمکی	۰۹
		سیستم هوای سرویس و اینسترومنت	۱۶
		سیستم پست انتقال	۲۳
		سیستم کنترل محیط زیست	۳۰
		سیستم ایرکاندیشن‌ها	۵۲
		سیستم سرویس‌های عمومی	۵۳
		سیستم ارتباطات داخلی	۵۴
		سیستم خانه‌های سازمانی	۵۵
		سیستم ابزار مکانیکی و کارگاه‌ها	۵۶

omoorepeyman.ir

ردیف	دسته‌بندی کلی	نام سیستم	کد سیستم
		سیستم ساختمان‌ها	۵۷
		سیستم فاضلاب	۵۸
		سیستم تصفیه‌خانه آب‌های آلوده	۵۹
		سیستم بازیابی آب‌های کشاورزی	۶۰
		سیستم انبارها	۹۹

omoorepeyman.ir

پیوست ۴

کد قسمت‌ها و اداره‌های تعمیرات

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

جدول پ ۴-۱: کد قسمت‌های تعمیرات

ردیف	قسمت تعمیراتی	کد قسمت تعمیراتی
۱	الکترونیک	EE
۲	ابزار دقیق و کنترل	IC
۳	مکانیک	ME

جدول پ ۴-۲: کد ادارات تعمیرات

ردیف	اداره تعمیرات	کد اداره تعمیرات
۱	سیستم‌های ولتاژ پایین	EL
۲	سیستم‌های ولتاژ بالا	EH
۳	اداره کارگاه‌های عمومی و تأسیسات ساختمان	MG
۴	توربوژنراتور	MT
۵	بویلرها و مبدل‌ها	MB
۶	سیستم‌های آنالوگ و اندازه‌گیری	IA
۷	سیستم‌های دیجیتال و ارتباطات	ID
۸	سیستم‌های کامپیوتری	IK
۹	اداره مکانیک	IM
۱۰	اداره الکترونیک	IE

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۵

کد طبیعت، نوع و وضعیت حادثه

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

جدول پ ۵-۱: کد طبیعت حادثه

ردیف	طبیعت حادثه	کد طبیعت حادثه
۱	سریعاً باید با حادثه برخورد نمود (مانند خروج خودکار واحد)	۱
۲	بدون تاخیر باید با حادثه برخورد نمود	۲
۳	با تأخیر می‌توان با حادثه برخورد کرد	۳

جدول پ ۵-۲: کد وضعیت واحد

ردیف	وضعیت واحد	کد وضعیت واحد
۱	واحد در سرویس است	۱
۲	واحد در سرویس نمی‌باشد	۲

جدول پ ۵-۳: کد نوع حادثه

ردیف	نوع حادثه	کد نوع حادثه
۱	واحد در مدار قرار نمی گیرد و باید رزرو باشد	۰
۲	واحد در دسترس نمی باشد	۱
۳	تجهیزات مهم واحد در دسترس نمی‌باشد	۲
۴	حادثه روی تجهیزات مهم رخ داده است	۳

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۶

کد علت و نام حادثه تولید

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

جدول پ ۶-۱: کد علت حادثه

ردیف	علت حادثه	کدعلت حادثه
در اثر توقف‌های بابرنامه		
۱	تعمیرات دوره‌ای	۱۰
۲	تعمیرات اساسی	۱۱
۳	تعمیرات متوسط همراه با اسیدشویی بویلر	۱۲
۴	تعمیرات با هدف خاص	۱۳
حوادث اتفاقی ناشی از عوامل داخل نیروگاه		
۵	شروع حوادث و تعمیرات مربوطه	۲۰
۶	خطا یا عملکرد بهره‌برداری	۳۰
۷	عملکرد خطای تعمیرات	۳۱
۸	عملکرد خطای سایر قسمت‌ها	۳۲
۹	تست‌های بهره‌برداری	۴۰
حوادث داخلی که باعث طولانی‌تر شدن تعمیرات بابرنامه می‌شوند		
۱۰	اضافه شدن زمان تعمیرات مصوب	۴۱
۱۱	عوامل فنی غیر قابل پیش‌بینی در تعمیرات که زمان تعمیرات را طولانی‌تر می‌کنند	۴۲
حوادث ناشی از عوامل خارجی		
۱۲	حوادث شبکه	۵۰
۱۳	حوادث مربوط به طرح	۶۰
۱۴	عوامل خارجی متفرقه	۷۰
۱۵	عوامل پرسنلی	۷۱
۱۶	عوامل محیطی	۷۲
۱۷	حوادث غیرمترقبه مانند طغیان رودخانه یا زلزله	۷۳
۱۸	کمبود سوخت	۷۴
حوادث ویژه		
۱۹	بهره‌برداری با بازده پایین	۸۲
۲۰	سایر موارد	۸۹
رزرو بودن واحدها		
۲۱	رزرو در دسترس	۰۰
۲۲	رزرو بابرنامه (زمان راه‌اندازی توافق شده است)	۰۱
۲۳	رزرو بی‌برنامه (زمان راه‌اندازی توافق نشده است)	۰۲

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۷

کد تکرار حادثه و کد اهمیت فنی حادثه تولید

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

جدول پ ۷-۱: کد تکرار حادثه

ردیف	نوع حادثه	کد تکرار حادثه
۱	حادثه تکرارشدنی است	Y
۲	احتمال تکرارین حادثه از نظرآماری نیست	N
۳	امکان تکرار این حادثه روی دستگاه حادثه دیده وجود ندارد و اما امکان تکرار آن روی دستگاه‌های دیگر وجود دارد.	S

جدول پ ۷-۲: کد اهمیت فنی حادثه

ردیف	اهمیت حادثه	کد اهمیت فنی حادثه
۱	حوادثی که می‌توان از تکرار آن‌ها روی دستگاه‌های دیگر جلوگیری نمود.	۱
۲	حوادثی که روی پرسنل یا محیط زیست تاثیر دارد.	۲
۳	حوادثی که ناشی از اشکال در طرح و ساخت می‌باشد.	۳
۴	حوادثی که در اثر عملکرد بهره‌برداری به وجود آمده است.	۴
۵	حوادثی که ناشی از تعمیرات قبلی است.	۵
۶	حوادثی که منجر به تعمیرات مهم می‌شود.	۶
۷	حوادثی که منجر به خارج کردن واحد از مدار می‌شود.	۷
۸	حوادثی که در اثر عوامل خارج از واحد ایجاد می‌شوند.	۸
۹	حوادثی که خسارت اقتصادی زیادی به بار می‌آورد.	۹
۱۰	حوادثی که از نظر فنی مهم نمی‌باشند.	N

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۸

کد گروه‌های تخصصی و نظارت حوادث تولید

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

جدول پ ۸-۱: کد گروه‌های تخصصی

ردیف	عنوان گروه تخصصی	کد گروه تخصصی
۱	بهینه‌سازی	RE
۲	محیط زیست	EN
۳	برنامه‌ریزی	PR
۴	شیمی	CM
۵	راه‌اندازی	CO
۶	برق	EL
۷	مکانیک	M
۸	ابزار دقیق	IC
۹	خوردگی و متالوژی	CM

جدول پ ۸-۲: کد گروه‌های نظارت

ردیف	عنوان گروه نظارت	کد قسمت تعمیراتی
۱	بخار	ST
۲	گاز	GT
۳	آب	HY

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۹

استاندارد بین‌المللی IEEE-726

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

مقدمه

این استاندارد کلیه اصطلاحات فنی و شاخص‌هایی را دربر می‌گیرد که در گزارش‌گیری و ارزیابی قابلیت‌اطمینان، در دسترس بودن و توانایی تولید واحدهای تولید برق به‌کار برده می‌شوند [۳۸].

پ-۹-۱- تعاریف اولیه

- یک واحد تولیدی شامل کلیه تجهیزات نیروگاهی بوده که نهایتاً به ترمینال فشار قوی ترانسفورماتور افزاینده‌ی ژنراتور منتهی می‌گردد.
- قابلیت اطمینان نشان‌دهنده میزان توانایی واحدهای تولید جهت ایفای نقش مورد نظرشان می‌باشد.
- میزان آمادگی واحد، مربوط به مدت زمانی است که یک واحد قادر به ارائه سرویس می‌باشد. این میزان با توجه به تعداد خروج‌ها و زمان هر خروج بدست می‌آید.
- میزان توانایی تولید هر واحد عبارت است: از نسبت کل توان تولیدشده به کل ظرفیت قابل تولید آن نیروگاه. بنابراین برای بدست آوردن میزان توانایی تولید، تعداد خروج‌ها و مدت زمان هر خروج مدنظر قرار می‌گیرد.

پ-۹-۲- حالت‌های یک واحد تولیدی

حالت یک واحد تولیدی عبارت از وضعیت یا شرایط بهره‌برداری آن واحد بوده، به طوری که بر اساس آن جمع‌آوری اطلاعات عملکرد واحد صورت می‌پذیرد. در ادامه سعی می‌شود تا کلیه حالت‌های عملکرد در نظر گرفته شده در این استاندارد برای یک واحد تولید ارائه شود.

- **فعال**[1]

به حالتی گفته می‌شود که در آن یک واحد در میان مجموعه واحدهای دیگر در حال کار کردن است.

نکته: معمولاً به حالتی که واحد در زمان سرویس‌دهی خود می‌باشد "دوره فعال" اطلاق می‌شود.

❖ **۱- آماده**[2]

حالتی که در آن یک واحد تولیدی توانایی ارائه سرویس را داراست. چه عملاً در مدار باشد و چه نباشد و صرف نظر از میزان ظرفیتی که می‌تواند تولید کند.

❖ **۱-۱- در مدار**[3]

حالتی که در آن یک واحد تولیدی از لحاظ الکتریکی به سیستم وصل است.

[1] Active
[2] Available
[3] In Service

omoorepeyman.ir

❖ **۱-۲- رزرو خارج از مدار[1]**

حالتی که در آن یک واحد تولیدی در دسترس و آماده است ولی در مدار نیست.

نکته: این حالت گاهی به دلیل صرفه اقتصادی انجام می‌شود.

❖ **۲- آماده نیست[2]**

حالتی که در آن یک واحد تولیدی به دلایل: خطا در عملکرد، بروز خطا در تجهیزات، محدودیت خارجی، تست، یا شرایط نامناسب دیگر قابل بهره‌برداری نباشد. واحد در حالت "آماده نیست" باقی می‌ماند تا وقتی که واحد قابل بهره‌برداری شود، چه واحد با سیستم سنکرون شود (حالت "در مدار") یا در حالت "ذخیره خارج از مدار" قرار گیرد.

❖ **۲-۱- خروج برنامه‌ریزی شده[3]**

حالتی که در آن یک واحد تولیدی به دلیل بازدید، تست، سوخت‌گیری هسته‌ای یا تعمیرات دوره‌ای آماده بهره‌برداری نباشد. برنامه خروج برنامه‌ریزی شده پیشاپیش تعیین می‌شود.

❖ **۲-۱-۱- خروج برنامه‌ریزی شده اولیه[4]**

این نوع خروج، طبق برنامه سالیانه، از ابتدا برنامه‌ریزی شده و مدت زمان خروج از پیش تعیین می‌گردد.

❖ **۲-۱-۲- خروج برنامه‌ریزی شده گسترش یافته[5]**

حالتی است که مدت زمان خروج، بیش از مدت زمان از پیش تعیین شده به طول بیانجامد.

نکته: حالت خروج برنامه‌ریزی شده‌ی گسترش یافته، فقط شامل مواقعی می‌گردد که انجام کاری که برای آن برنامه‌ریزی شده بیش از مدت زمان پیش‌بینی شده به طول بیانجامد. ولی در مواقعی که عامل پیش‌بینی نشده‌ای در حین "خروج طبق برنامه" باعث طول کشیدن مدت زمان خروج شود، می‌بایست به عنوان نوع ۱ (قسمت ❖۲-۲-۲) زیرمجموعه "خروج بدون برنامه سالیانه"[6] محسوب شود. اشکال راه‌اندازی[7] نیز به عنوان نوع صفر (قسمت ❖۲-۲-۱) زیرمجموعه "خروج بدون برنامه سالیانه" محسوب می‌شود.

❖ **۲-۲- خروج "بدون برنامه‌ریزی"**

حالتی که در آن یک واحد تولیدی آماده نبوده و این عدم آمادگی نیز طبق برنامه‌ریزی قبلی نباشد.

نکته (۱): وقتی خروج "بدون برنامه‌ای" پیش می‌آید جزء یکی از پنج نوع کلاسی که در بخش‌های ❖۲-۲-۱ تا ❖۲-۲-۵ دسته‌بندی شده‌اند خواهد بود. خروج بدون برنامه نوع صفر شامل اشکال راه‌اندازی می‌شود و نوع ۱ شامل شرایطی می‌شود که باید بلافاصله خروج داده شود (نیاز به خروج فوری است). علاوه بر

[1] Reserve Shutdown
[2] Unavailable
[3] Planned Outage
[4] Basic Planned Outage
[5] Extended planned outage
[6] Unplanned Outage
[7] Start-up Failure

omoorepeyman.ir

این، خروج بدون برنامه موقعی شروع می‌شود که مدت زمان تعیین شده برای خروج طبق برنامه پایان یافته اما به دلیل کارهای پیش‌بینی نشده به طول انجامیده است. خروج‌های نوع ۲، ۳ و ۴ شامل خروج‌هایی می‌شود که در آن‌ها ممکن است کمی تاخیر در زمان قطع واحد از سرویس پیش آید. خروج‌های نوع ۲، ۳ یا ۴ شرایط بحرانی را ایجاد نخواهند کرد به شرط آن‌که در طول مدت زمان قطع واحد، توان قطع شده توسط با سیستم ذخیره مناسب یا جایگزینی تامین شود.

نکته (۲): در طول مدتی که واحد در حالت خروج "بدون برنامه سالیانه" قرار دارد، حالت خروج با توجه به نوع خروجی که رخ داده است تعیین می‌گردد.

نکته (۳): در بعضی موارد، در طول مدت خروج بدون برنامه، فرصتی پیش می‌آید تا بعضی تعمیرات که قرار بوده است در "خروج طبق برنامه" بعدی صورت پذیرد انجام گیرد. اگر کارهای اضافه‌تری باعث شود مدت زمان خروج بیش از زمان مورد نیاز خروج "بدون برنامه" طول بکشد، مدت زمان باقیمانده از خروج به عنوان خروج "طبق برنامه سالیانه" ثبت می‌گردد.

نکته (۴): برخلاف خروج "طبق برنامه"، مدت زمان خروج‌های بدون برنامه را نمی‌توان به صورت سالیانه تخمین زد.

❖ ۲-۲-۱- خروج برنامه‌ریزی نشده نوع صفر (اشکال راه‌اندازی)

عملکرد ناموفق واحد برای وارد مدار شدن منجر به خروج نوع صفر می‌شود.

❖ ۲-۲-۲- خروج برنامه‌ریزی نشده نوع ۱ (آنی[1])

خروجی است که در آن باید واحد سریعا از حالت کنونی خود خارج شود.

نکته: خروج بدون برنامه نوع ۱ ممکن است هم در زمانی که واحد "در مدار" است به وقوع بپیوندد و هم در زمانی که "در مدار نیست". همچنین خروج نوع ۱ ممکن است در زمانی که واحد در حالت خروج "طبق برنامه" به سر می‌برد نیز ایجاد شود، به بخش ❖۲-۱-۲ مراجعه شود.

❖ ۲-۲-۳- خروج برنامه‌ریزی نشده نوع ۲ (با تاخیر[2])

خروجی که در آن نیاز به خروج فوری واحد تولید از مدار نبوده ولی می‌بایست حداکثر ظرف ۶ ساعت از مدار خارج شود.

❖ ۲-۲-۴- خروج برنامه‌ریزی نشده نوع ۳ (تعویق افتاده[3])

خروجی که زمان آن بتواند بیش از ۶ ساعت به تعویق بیافتد ولی نیاز باشد که واحد قبل از پایان هفته از مدار خارج شود.

نکته: خروج‌های نوع ۲ و ۳ فقط از حالتی که واحد "در مدار" است، می‌توانند اتفاق بیافتند.

[1] Immediate
[2] Delayed
[3] Postponed

omoorepeyman.ir

❖ **۲-۲-۵- خروج برنامه‌ریزی نشده نوع ۴ (معوق یا مدت‌دار[1])**

حالتی که بتواند زمان خروج به پس از آخر هفته به تعویق بیافتد اما نیاز باشد که واحد تولید قبل از خروج "طبق برنامه" بعدی از مدار خارج شود.

❖ **۲-۳- تعمیر اضطراری[2]**

در صورت وقوع هر نوع خروج اعم از "طبق برنامه" و یا "بدون برنامه"، اضطراری بودن تعمیرات مطابق یکی از سه بخش تعریف شده در ❖۲-۳-۱ تا ❖۲-۳-۳ دسته‌بندی می‌شود.

❖ **۲-۳-۱- حداکثر تلاش در راه‌اندازی[3]**

تعمیرات در کوتاه‌ترین زمان ممکن صورت می‌گیرد.

❖ **۲-۳-۲- تلاش معمولی در راه‌اندازی[4]**

عملیات تعمیر به طور معمول و مطابق نوبت کاری تعمیرکاران انجام می‌گیرد.

❖ **۲-۳-۳- تلاش در راه‌اندازی با اهمیت کم[5]**

عملیات تعمیر با تلاشی کمتر از تلاش‌های معمول انجام می‌گیرد.

- **راه‌اندازی[6]**

به مجموعه عملیات فنی گفته می‌شود که برای وارد کردن یک واحد تولیدی از حالت خاموش به مدار صورت پذیرد. در این راستا، کلیه تعداد دفعاتی که عملیات راه‌اندازی اولیه بدون موفقیت تا زمان راه‌اندازی موفقیت‌آمیز واحد تکرار می‌گردند، تنها یک تلاش محسوب می‌شود.

❖ **۱- اشکال راه‌اندازی**

عدم توانایی در آوردن یک واحد تولیدی از برخی از حالت‌های "عدم آمادگی" یا "در مدار نبودن" به حالت "در مدار"، در ظرف مدت تعیین شده، اشکال راه‌اندازی نامیده می‌شود. این مدت زمان، برای راه‌اندازی هر واحد متفاوت می‌باشد. در صورت تکرار مشکل راه‌اندازی در یک بازه زمانی مشخص راه‌اندازی، کلیه دفعات تکرار به عنوان یک مرتبه "اشکال راه‌اندازی" در نظر گرفته می‌شود.

❖ **۲- راه‌اندازی موفقیت‌آمیز**

آوردن واحد از حالت "عدم آمادگی" و یا در "مدار نبودن"، به حالت "در مدار"، در مدت زمان مشخص، راه‌اندازی موفقیت‌آمیز نامیده می‌شود. طبیعتاً مدت زمان مشخص اعلام شده برای هر واحد ممکن است فرق داشته باشد.

---

[1] Deferred
[2] Repair Urgency
[3] Maximum Effort
[4] Normal Effort
[5] Low-Priority Effort
[6] Starting Attempt

omoorepeyman.ir

- **خاموش غیرفعال[1] (بهره‌برداری غیرعادی)**

حالتی که در آن یک واحد تولیدی به مدت طولانی آماده بهره‌برداری نبوده و دلیل این عدم آمادگی بنا به مصالح اقتصادی بوده و ربطی به وجود اشکال در تجهیزات نداشته باشد. تحت این شرایط، چند هفته به طور معمول وقت لازم است تا واحد دوباره آماده بهره‌برداری شود.

نهایتاً به طور کلی حالات عملکرد در نظر گرفته شده برای یک واحد تولید در استاندارد IEEE ۷۶۲ در شکل (پ ۹-۱) نشان داده شده است.

پ-۹-۳- اصطلاحات مربوط به ظرفیت[2]

اصطلاحات مرتبط با ظرفیت را می‌توان به عنوان کمیت‌های خالص یا ناخالص بیان داشت. ارتباط بین تعاریف ظرفیت و زمان‌های مربوطه در شکل (پ ۹-۲) مشاهده می‌شود. نکته لازم به ذکر این است که کلیه ظرفیت‌ها و کاهش ظرفیت‌های ارائه شده بر پایه ظرفیت خالص و ناخالص می‌باشند.

- **حداکثر ظرفیت عملی واحد (MC) [3]**

حداکثر ظرفیتی که یک واحد تولیدی در مدت زمان معینی تولید می‌کند. این اصطلاح هم به حداکثر ظرفیت خالص (NMC)[4] و هم به حداکثر ظرفیت ناخالص (GMC)[5] طلاق می‌گردد. برای بدست آوردن مقدار این ظرفیت نیاز به انجام تست کارآیی می‌باشد. این تست باید به صورت دوره‌ای تکرار شود. سطح ظرفیت نشان داده شده می‌بایست براساس شرایط تولیدی که شامل حداقل محدودیت‌های محیطی است، اصلاح گردد. وقتی تست کارایی انجام نمی‌گیرد، حداکثر ظرفیت تخمینی واحد می‌بایست مورد استفاده قرار گیرد.

- **ظرفیت عملی فصلی[6]**

حداکثر ظرفیت واحد که به دلیل محدودیت‌های محیطی، در مدت زمان مشخصی مثل یک ماه یا یک فصل تغییر می‌کند.

- **ظرفیت قابل تولید[7]**

تغییر در ظرفیت عملی فصلی است که براساس محدودیت تجهیزات در هر زمانی صورت می‌گیرد.

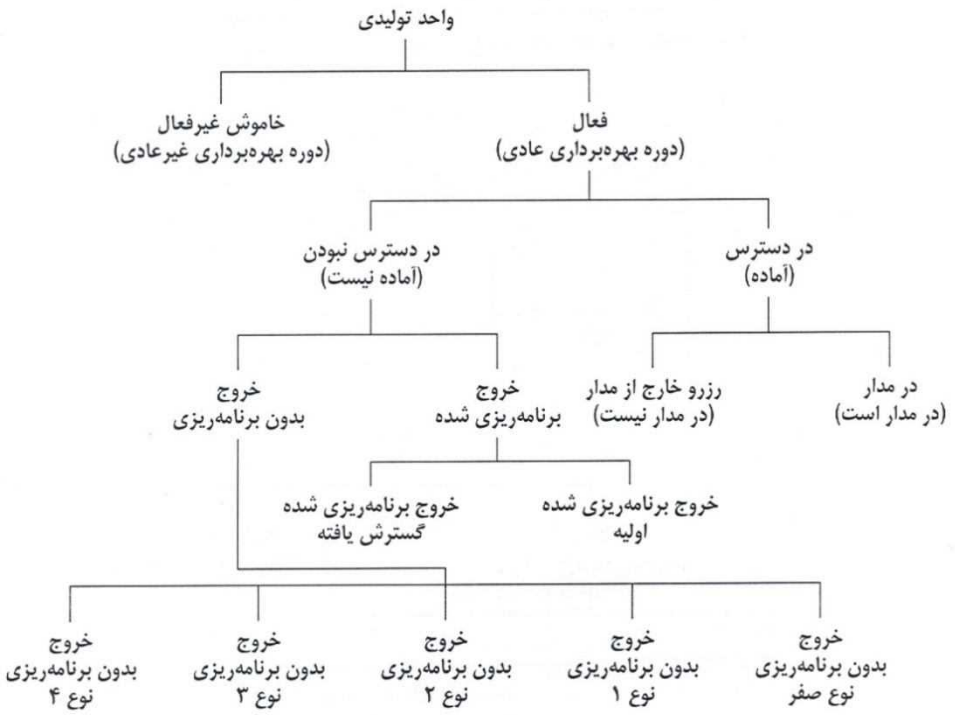
- **کاهش ظرفیت فصلی[8]**

اختلاف بین حداکثر ظرفیت عملی و ظرفیت عملی فصلی است.

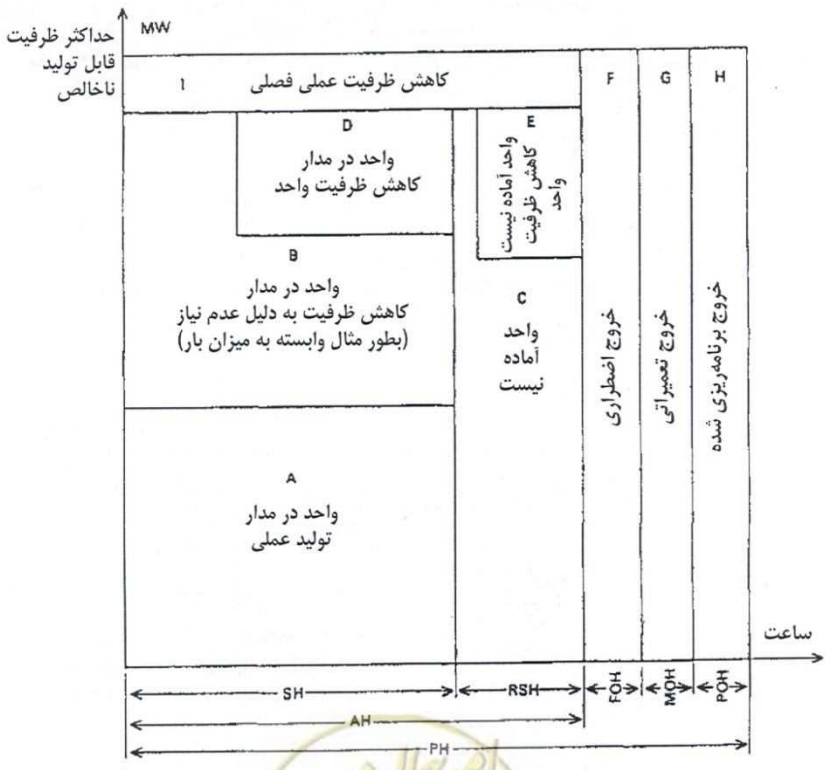
---

[1] Deactivated Shutdown
[2] Capacity
[3] Maximum Capacity
[4] Net Maximum Capacity
[5] Gross Maximum Capacity
[6] Dependable Capacity
[7] Available Capacity
[8] Seasonal Derating

omoorepeyman.ir



شکل پ ۹-۱: حالات عملکرد واحدهای تولید در استاندارد IEEE ۷۲۶



شکل پ ۹-۲: رابطه‌ی بین اصطلاحات زمانی و ظرفیت‌های نیروگاه

omoorepeyman.ir

- **کاهش ظرفیت واحد[1]**

اختلاف بین ظرفیت عملی فصلی و ظرفیت قابل تولید است.

- **کاهش ظرفیت طبق برنامه[2]**

کاهش ظرفیت بخشی از واحد مطابق با برنامه از پیش تعیین شده است.

❖ **کاهش ظرفیت طبق برنامه اولیه[3]**

کاهش ظرفیتی که از قبل پیش‌بینی شده و مدت زمان آن نیز مشخص شده باشد.

❖ **کاهش ظرفیت طبق برنامه گسترش یافته[4]**

کاهش ظرفیتی که مدت زمان آن بیش از مدت زمان پیش‌بینی شده در برنامه اولیه طول بکشد.

- **کاهش ظرفیت بدون برنامه [5]**

کاهش ظرفیت بخشی از واحد که بدون برنامه از پیش تعیین شده اتفاق بیافتد. این کاهش ظرفیت براساس درجه اهمیت آن در بخش‌های زیر دسته‌بندی شده است.

❖ **کاهش ظرفیت بدون برنامه نوع ۱ (آنی[6])**

کاهش ظرفیتی که نیاز به اقدام فوری جهت برطرف کردن آن می‌باشد.

❖ **کاهش ظرفیت بدون برنامه نوع ۲ (تاخیر[7])**

کاهش ظرفیتی که نیاز به اقدام فوری جهت برطرف کردن آن نبوده ولی ظرف ۶ ساعت باید برطرف گردد.

❖ **کاهش ظرفیت بدون برنامه نوع ۳ (تعویق[8])**

کاهش ظرفیتی که اقدام به برطرف کردن آن را می‌توان بیش از ۶ ساعت به تعویق انداخته ولی تا آخر هفته بعد باید برطرف گردد.

❖ **کاهش ظرفیت بدون برنامه نوع ۴ (مدت‌دار[9])**

کاهش ظرفیتی که اقدام به برطرف کردن آن را می‌توان به بیش از یک هفته آتی به تعویق انداخته ولی تا پیش از خروج طبق برنامه بعدی باید برطرف گردد.

[1] Unit Derating
[2] Planned Derating
[3] Basic Planned Derating
[4] Extended Planned Derating
[5] Unplanned Derating
[6] Immediate
[7] Delayed
[8] Post poned
[9] Deferred

omoorepeyman.ir

- **ظرفیت نامی نصب شده[1]**

حداکثر ظرفیت پیوسته قابل تولید توسط واحد در شرایط تعریف شده که با استفاده از مقادیر نامی ژنراتور در ضریب توان نامی بدست می‌آید.

نکته: در مواقعی که سایر موارد یا تجهیزات (مثل توربین) خروجی واحد را محدود کرده باشند، ظرفیت نامی ژنراتور نشان دهنده‌ی حداکثر عملی یا ظرفیت عملی فصلی واحد نخواهد بود.

پ-۹-۴- اصطلاحات زمان عملکرد

در این بخش نیز همانند بخش قبل می‌توان زمان‌های عملکرد هر واحد تولید در بخش‌های مختلف را به شرح زیر بیان کرد.

- **ساعت‌های آماده[2] (AH)**

تعداد ساعاتی که یک واحد در حالت "آماده" است.

نکته: "ساعت‌های آماده" جمع ساعاتی است که یک واحد در حالت‌های "سرویس‌دهی" و یا "ذخیره خاموش" بوده است. به عبارت دیگر "ساعت‌های آماده" از تفریق ساعاتی که یک واحد در حالت "آماده نیست" می‌باشد، از کل ساعت‌های دوره مورد مطالعه بدست می‌آید.

- **ساعت‌های سرویس‌دهی[3] (SH)**

عبارت از تعداد ساعاتی است که یک واحد در حالت "در مدار" باشد.

- **ساعت‌های رزرو خاموش[4] (RSH)**

عبارت از تعداد ساعاتی است که یک واحد در حالت "در مدار نیست" باشد.

- **ساعت‌های حالت "آماده نیست" (UH[5])**

عبارت از تعداد ساعاتی است که یک واحد در حالت "آماده نیست" قرار دارد.

نکته: ساعت‌های مربوط به این حالت که واحد عدم دسترسی دارد عبارت از جمع ساعت‌های خروج "طبق برنامه" و خروج "بدون برنامه" است، یا به عبارت دیگر این ساعات حاصل جمع ساعت‌های خروج "طبق برنامه"، "خروج اجباری" و "خروج تعمیراتی" است.

- **ساعت‌های خروج "طبق برنامه"[6] (POH)**

[1] Installed Nameplate Capacity
[2] Available Hours
[3] Service Hours
[4] Reserve Shutdown Hours
[5] Unavailable Hours
[6] Planned Outage Hours

omoorepeyman.ir

عبارت از کل ساعاتی است که یک واحد در حالت خروج "طبق برنامه" اصلی یا تمدید شده باشد.

- **ساعت‌های خروج "بدون برنامه سالیانه"[1] (UOH)**

عبارت از کل ساعاتی است که یک واحد در حالت خروج "بدون برنامه" اعم از نوع صفر، ۱، ۲، ۳ و ۴ باشد.

- **ساعات خروج اجباری[2] (FOH)**

عبارت از کل ساعاتی است که یک واحد در حالت خروج "بدون برنامه" اعم از نوع صفر، ۱، ۲ و یا ۳ باشد.

- **ساعات خروج اختیاری[3] (MOH)**

عبارت از کل ساعاتی است که یک واحد در حالت خروج "بدون برنامه" نوع ۴ باشد.

- **ساعات بهره‌برداری غیرعادی[4] (DSH)**

عبارت از کل ساعاتی است که یک واحد در حالت "بهره‌برداری غیرعادی" باشد.

- **ساعات بهره‌برداری عادی[5] (PH)**

عبارت از کل ساعاتی است که یک واحد در حالت "بهره‌برداری عادی" باشد.

- **ساعات کاهش ظرفیت واحد[6] (UNDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت "آماده" کاهش ظرفیت پیدا کند.

❖ **ساعات کاهش ظرفیت واحد در مدار[7] (IUNDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد "در مدار" کاهش ظرفیت پیدا کند.

❖ **ساعات کاهش ظرفیت واحد در حالت ذخیره خاموش[8] (RSUNDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت "ذخیره خاموش"، کاهش ظرفیت پیدا کند.

- **ساعات کاهش ظرفیت "طبق برنامه"[9] (PDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت آماده، کاهش ظرفیتی طبق برنامه اولیه و یا گسترش‌یافته پیدا کند.

❖ **ساعات کاهش ظرفیت "طبق برنامه" _ واحد در مدار[10] (IPDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد "در مدار" بوده و کاهش ظرفیتی طبق برنامه اولیه و یا گسترش یافته پیدا کند.

---

[1] Unplanned Outage Hours
[2] Forced Outage Hours
[3] Maintenance Outage Hours
[4] Deactivated Shutdown Hours
[5] Period Hours
[6] Unit Derating Hours
[7] Inservice Unit Derating Hours
[8] Reserve Shutdown Unit Derating Hours
[9] Planned Derated Hours
[10] Inservice Planned Derated Hours

omoorepeyman.ir

❖ **ساعات کاهش ظرفیت "طبق برنامه"_ واحد ذخیره خاموش (RSPDH[1])**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت "ذخیره خاموش" بوده و کاهش ظرفیتی طبق برنامه اولیه و یا گسترش‌یافته پیدا کند.

- **ساعات کاهش ظرفیت "بدون برنامه"[2] (UDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت آماده بوده و کاهش ظرفیتی بدون برنامه پیدا کند.

❖ **ساعات کاهش ظرفیت "بدون برنامه" _ واحد در مدار[3] (IUDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در مدار بوده و کاهش ظرفیتی بدون برنامه پیدا کند.

❖ **ساعات کاهش ظرفیت "بدون برنامه" _ واحد ذخیره خاموش[4] (RSUDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت ذخیره خاموش بوده و کاهش ظرفیتی بدون برنامه پیدا کند.

- **ساعات کاهش ظرفیت اضطراری[5] (FDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت آماده بوده و کاهش ظرفیت بدون برنامه‌ای از نوع ۱، ۲ و یا ۳ پیدا کند.

❖ **ساعات کاهش ظرفیت اضطراری_ واحد در مدار[6] (IFDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت در مدار بوده و کاهش ظرفیت بدون برنامه‌ای از نوع ۱، ۲ و یا ۳ پیدا کند.

❖ **ساعات کاهش ظرفیت اضطراری_ واحد ذخیره خاموش[7] (RSFDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت ذخیره خاموش بوده و کاهش ظرفیت بدون برنامه‌ای از نوع ۱، ۲ و یا ۳ پیدا کند.

- **ساعات کاهش ظرفیت در زمان خروج ناشی از تعمیرات[8] (MDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت آماده بوده و کاهش ظرفیت بدون برنامه‌ای از نوع ۴ پیدا کند.

❖ **ساعات کاهش ظرفیت در زمان خروج ناشی از تعمیرات_ واحد در مدار[9] (IMDH)**

[1] Reserve Shutdown Planned Derated Hours
[2] Unplanned Derated Hours
[3] Inservice Unplanned Derated Hours
[4] Reserve Shutdown Unplanned Derated Hours
[5] Forced Derated Hours
[6] Inservice Forced Derated Hours
[7] Reserve Shutdown Forced Derated Hours
[8] Maintenance Derated Hours
[9] Inservice Maintenance Derated Hours

omoorepeyman.ir

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت در مدار بوده و کاهش ظرفیت بدون برنامه‌ای از نوع ۴ پیدا کند.

❖ **ساعات کاهش ظرفیت در زمان خروج ناشی از تعمیرات_ واحد ذخیره خاموش[1] (RSMDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت ذخیره خاموش بوده و کاهش ظرفیت بدون برنامه‌ای از نوع ۴ پیدا کند.

- **ساعات کاهش ظرفیت فصلی[2] (SDH)**

عبارت از ساعاتی است که واحد در حالت آماده بوده و کاهش ظرفیت فصلی پیدا کند.

- **ساعات معادل[3] (E)**

کل ساعاتی که واحد کاهش ظرفیت پیدا کرده باشد می‌تواند برحسب ساعات معادل بیان گردد به طوری که برابر با خروج کامل واحد با حداکثر ظرفیت رخ داده باشد. در این محاسبه هم مقدار ظرفیت کاهش یافته و هم حداکثر ظرفیت واحد باید همسان بیان شوند یعنی یا براساس مقدار خالص یا ناخالص. ساعات معادل می‌تواند برای هر یک از دسته‌بندی‌های زمانی "ساعات کاهش ظرفیت واحد" الی " ساعات کاهش ظرفیت فصلی" محاسبه شود. تخصیص علامت ساعات معادل با اضافه کردن حرف E به ابتدای علامت زمان مربوطه امکان‌پذیر می‌باشد. (به طور مثال "ساعات کاهش ظرفیت معادل" با EUNDH نشان داده می‌شود) ساعات معادل به صورت رابطه (پ ۹-۱) محاسبه می‌گردد:

$$E(\ ) = \frac{\sum D(\ )_i T_i}{MC} \qquad \text{(پ ۹-۱)}$$

E( ): ساعات معادل مربوط به دسته‌بندی زمانی مشخص شده در داخل پرانتز که می‌تواند مربوط به یکی از دسته‌بندی‌های آمده در بخش‌های "ساعات کاهش ظرفیت واحد" الی " ساعات کاهش ظرفیت فصلی" باشد.

$D(\ )_i$: میزان کل i امین ظرفیت کاهش یافته (شامل کاهش ظرفیت عملی فصلی و کاهش ظرفیت عملی قابل تولید) مربوط به دسته‌بندی زمانی مشخص شده در داخل پرانتز.

T_i: تعداد ساعات مربوط به i امین ظرفیت کاهش یافته (شامل کاهش ظرفیت عملی فصلی و کاهش ظرفیت عملی قابل تولید).

MC: حداکثر ظرفیت عملی .

- **تاریخ شروع بهره‌برداری غیرعادی[4]**

[1] Reservice Shutdown Maintenance Derated Hours
[2] Seasonal Derated Hours
[3] Equivalnt Hours
[4] Deactivation Date

omoorepeyman.ir

تاریخی که یک واحد وارد دوره بهره‌برداری غیرعادی شده و خاموش می‌باشد.

- **تاریخ شروع مجدد بهره‌برداری عادی[1]**

تاریخی که یک واحد از دوره بهره‌برداری غیرعادی خاموش به دوره بهره‌برداری عادی باز می‌گردد.

پ-۹-۵- اصطلاحات انرژی

همانند اصطلاحات ظرفیت، اصطلاحات انرژی را نیز می‌توان هم برحسب مقادیر ناخالص و هم برحسب مقادیر خالص بیان کرد.

- **تولید عملی[2] (AAG)**

عبارت است از انرژی که توسط یک واحد در مدت زمان مشخصی تولید می‌شود. تولید عملی را می‌توان هم به صورت ناخالص[3] (GAAG)و هم خالص[4] (NAAG) بیان کرد.

- **حداکثر انرژی قابل تولید[5] (MG)**

مقدار انرژی که یک واحد می‌تواند در مدت زمان مشخصی به طور مداوم و با حداکثر ظرفیت عملی تولید کند. حداکثر انرژی قابل تولید را نیز می‌توان هم براساس مقادیر ناخالص (GMG) و هم براساس مقادیر خالص (NMG) بیان نمود.

(پ ۹-۲) حداکثر ظرفیت عملی * ساعات بهره‌برداری عادی = MG
= PH. MC

- **انرژی قابل تولید[6] (AG)**

مقدار انرژی که یک واحد در مدت زمان مشخصی به طور مداوم و با ظرفیت قابل تولید خود بتواند تولید کند.

- **انرژی غیرقابل تولید[7] (UG)**

عبارت است از اختلاف بین مقدار انرژی که یک واحد در مدت زمان مشخصی به طور مداوم و با حداکثر ظرفیت عملی تولید می‌کند نسبت به مقدار انرژی که همان واحد در مدت زمان مشخصی به طور مداوم و با ظرفیت قابل تولید خود تولید کرده باشد. یا به عبارت دیگر، این انرژی مربوط به مواقعی است که واحد به علت خروج با برنامه و یا بی‌برنامه قادر به تولید نبوده و یا کاهش ظرفیت تولید پیدا کرده باشد.

[1] Reactivation Date
[2] Actual Generation
[3] Gross Actual Generation
[4] Net Actual Generation
[5] Maximum Generation
[6] Available Generation
[7] Unavailable Generation

omoorepeyman.ir

(پ ۹-۳) UC= (ساعات خروج با برنامه + ساعات خروج بی‌برنامه + ساعات کاهش ظرفیت معادل) × حداکثر ظرفیت عملی

= (POH + UOH + EUNDH). MC

- **انرژی غیرقابل تولید فصلی[1] (SUG)**

اختلاف بین مقدار انرژی تولیدی در صورت کار مداوم واحد در حداکثر ظرفیت عملی تولید نسبت به مقدار انرژی تولیدی در صورت کار مداوم واحد در ظرفیت عملی فصلی تولید، آن هم فقط در مدت زمان حالت آماده واحد می‌باشد.

(پ ۹-۴) SUG= ساعات معادل کاهش ظرفیت فصلی × حداکثر ظرفیت عملی

= ESDH. MC

- **انرژی قابل تولید رزرو[2] (RG)**

انرژی که یک واحد توانایی تولید آن را در مدت زمان مشخصی دارد ولی آن را تولید نمی‌کند، زیرا سیستم به آن انرژی نیاز ندارد. انرژی قابل تولید ذخیره، تفاضل بین انرژی قابل تولید و تولید عملی است.

- **انرژی کاهش یافته[3] (DG)**

آن بخش از انرژی که به دلیل کاهش ظرفیت واحد، قابل دسترس نباشد.

(پ ۹-۵) DG = ساعات معادل کاهش ظرفیت واحد × حداکثر ظرفیت عملی

= EUNDH. MC

پ-۹-۶- شاخص‌های کارآیی

در این بخش به ارائه برخی شاخص‌های کارآیی واحدهای تولید پرداخته می‌شود. این شاخص‌ها به نوعی نشان‌دهنده نحوه عملکرد واحد و قابلیت اطمینان آن در دوره بهره‌برداری از آن می‌باشد. کلیه شاخص‌های کارآیی پریونیت شده برحسب درصد (٪) بیان شده‌اند.

- **ضریب ساعات خروج با برنامه[4] (POF)**

(پ ۹-۶)
$$POF = \frac{\text{ساعات خروج بابرنامه}}{\text{ساعات بهره‌برداری عادی}} \times 100$$

- **ضریب ساعات خروج بی‌برنامه [5] (UOF)**

(پ ۹-۷)
$$UOF = \frac{\text{ساعات خروج بی‌برنامه}}{\text{ساعات بهره‌برداری عادی}} \times 100$$

[1] Seasonal Unavailable Generation
[2] Reserve Generation
[3] Derated Generation
[4] Planned Outage Factor
[5] Unplanned Outage Factor

omoorepeyman.ir

- **ضریب ساعات خروج اضطراری [1] (FOF)**

$$FOF = \frac{\text{ساعات خروج اضطراری}}{\text{ساعات بهره‌برداری عادی}} \times 100 \quad \text{(پ ۹-۸)}$$

- **ضریب ساعات خروج تعمیرات [2] (MOF)**

$$MOF = \frac{\text{ساعات خروج تعمیرات}}{\text{ساعات بهره‌برداری عادی}} \times 100 \quad \text{(پ ۹-۹)}$$

- **ضریب ناآمادگی [3] (UF)**

$$UF = \frac{\text{ساعات ناآمادگی}}{\text{ساعات بهره‌برداری عادی}} \times 100 \quad \text{(پ ۹-۱۰)}$$

- **ضریب آمادگی [4] (AF)**

$$AF = \frac{\text{ساعات آمادگی}}{\text{ساعات بهره‌برداری عادی}} \times 100 \quad \text{(پ ۹-۱۱)}$$

- **ضریب بهره‌برداری [5] (SF)**

$$SF = \frac{\text{ساعات سرویس‌دهی}}{\text{ساعات بهره‌برداری عادی}} \times 100 \quad \text{(پ ۹-۱۲)}$$

- **ضریب کاهش ظرفیت فصلی [6] (SDF)**

کسری از حداکثر انرژی قابل تولید که به دلیل کاهش ظرفیت فصلی، واحد امکان تولید آن را ندارد.

$$SDF = \frac{\text{انرژی غیرقابل تولید فصلی}}{\text{حداکثر انرژی قابل تولید}} \times 100 \quad \text{(پ ۹-۱۳)}$$

- **ضریب کاهش ظرفیت واحد [7] (UDF)**

کسری از حداکثر انرژی قابل تولید که به دلیل کاهش ظرفیت واحد، امکان تولید آن نمی‌باشد.

$$UDF = \frac{\text{انرژی کاهش یافته واحد}}{\text{حداکثر انرژی قابل تولید}} \times 100 \quad \text{(پ ۹-۱۴)}$$

- **ضریب ناآمادگی معادل [8] (EUF)**

[1] Forced Outage Factor
[2] Maintenance Outage Factor
[3] Unavailability Factor
[4] Availability Factor
[5] Service Factor
[6] Seasonal Derating Factor
[7] Unit Derating Factor
[8] Equivalent Unavailability Factor

omoorepeyman.ir

کسری از حداکثر انرژی قابل تولید که به دلایل کاهش ظرفیت واحد، کاهش ظرفیت با برنامه و یا بی‌برنامه امکان تولید آن نمی‌باشد.

$$EUF = \frac{\text{انرژی غیر قابل تولید واحد}}{\text{حداکثر انرژی قابل تولید}} \times 100 \qquad \text{(پ ۹-۱۵)}$$

- **ضریب آماگی واحد [1] (EAF)**

کسری از حداکثر انرژی قابل تولید که به دلایل وقوع هر یک از خروج‌ها و یا کاهش ظرفیت‌ها امکان تولید آن نمی‌باشد.

$$EAF = \frac{\text{انرژی قابل تولید}}{\text{حداکثر انرژی قابل تولید}} \times 100 \qquad \text{(پ ۹-۱۶)}$$

- **ضریب ظرفیت ناخالص [2] (GCF)**

$$GCF = \frac{\text{تولید عملی ناخالص}}{\text{حداکثر انرژی قابل تولید ناخالص}} \times 100 \qquad \text{(پ ۹-۱۷)}$$

- **ضریب ظرفیت خالص [3] (NCF)**

$$NCF = \frac{\text{تولید عملی خالص}}{\text{حداکثر انرژی قابل تولید خالص}} \times 100 \qquad \text{(پ ۹-۱۸)}$$

نکته: در این فرمول، ضریب ظرفیت خالص می‌تواند منفی درآید اگر واحد خاموش باشد. جهت معنادار بودن این اطلاعات در مورد واحدهای متعدد، ضریب ظرفیت خالص را می‌تواند وقتی واحد خاموش باشد صفر تعریف گردد.

- **ضریب تولید عملی ناخالص [4] (GOF)**

$$GOF = \frac{\text{تولید عملی ناخالص}}{\text{ساعات سرویس‌دهی} \times \text{حداکثر ظرفیت عملی ناخالص}} \times 100 \qquad \text{(پ ۹-۱۹)}$$

- **ضریب تولید عملی خالص [5] (NOF)**

$$NOF = \frac{\text{تولید عملی خالص}}{\text{حداکثر ظرفیت عملی خالص} \times \text{ساعات سرویس‌دهی}} \times 100 \qquad \text{(پ ۹-۲۰)}$$

- **نرخ خروج اضطراری [6] (FOR)**

$$FOR = \frac{\text{ساعات خروج اضطراری}}{\text{ساعات سرویس‌دهی} + \text{ساعات خروج اضطراری}} \times 100 \qquad \text{(پ ۹-۲۱)}$$

[1] Equivalent Availability Factor
[2] Gross Capacity Factor
[3] Net Capacity Factor
[4] Gross Output Factor
[5] Net Output Factor
[6] Forced Outage Rate

omoorepeyman.ir

- **نرخ خروج اضطراری معادل [1] (EFOR)**

$$EFOR = \frac{\text{مجموع ساعات معادل کاهش ظرفیت اضطراری} + \text{ساعات خروج}}{\text{مجموع ساعات معادل کاهش ظرفیت واحد در حالت ذخیره‌ی خاموش} + \text{ساعات خروج اضطراری} + \text{ساعات سرویس‌دهی}} \times 100 \qquad \text{(پ ۹-۲۲)}$$

- **متوسط مدت زمان سرویس‌دهی به خروج اضطراری [2] (MSTFO)**

(پ ۹-۲۳)

$$MSTFO = \frac{\text{ساعاتی سرویس‌دهی}}{\text{تعداد خروج‌های بی‌برنامه نوع‌های ۱، ۲ و ۳ که در زمانی که واحد در حالت در مدار است رخ داده‌اند}}$$

- **متوسط مدت زمان سرویس‌دهی به خروج تعمیراتی [3] (MSTMO)**

(پ ۹-۲۴)

$$\text{MSTMO} = \frac{\text{ساعات سرویس‌دهی}}{\text{تعداد خروج‌های بی‌برنامه نوع ۴ که در زمانی که واحد در حالت در مدار است رخ داده‌اند}}$$

- **متوسط مدت زمان سرویس‌دهی به خروج بابرنامه [4] (MSTPO)**

$$\text{MSTPO} = \frac{\text{ساعات سرویس‌دهی}}{\text{تعداد خروج‌های با برنامه رخ داده در حالت در مدار واحد}} \qquad \text{(پ ۹-۲۵)}$$

- **متوسط مدت زمان خروج اضطراری [5] (MFOD)**

$$\text{MFOD} = \frac{\text{ساعات خروج اضطراری}}{\text{تعداد خروج‌های بی‌برنامه از نوع‌های ۱، ۲ و ۳}} \qquad \text{(پ ۹-۲۶)}$$

- **متوسط مدت زمان خروج تعمیراتی [6] (MMOD)**

$$\frac{\text{ساعات خروج تعمیراتی}}{\text{تعداد خروج‌های بی‌برنامه نوع ۴}}$$

[1] Equivalent Forced Outage Rate
[2] Mean Service Time to Forced Outage
[3] Mean Service Time to Maintenance Outage
[4] Mean Service Time To Planned Outage
[5] Mean Forced Outage Duration
[6] Mean Maintenance Outage Duration

omoorepeyman.ir

$$MMOD = \text{———————————}$$ (پ ۹-۲۷)

- **متوسط مدت زمان خروج بابرنامه [1] (MPOD)**

$$MPOD = \frac{\text{ساعات خروج با برنامه}}{\text{تعداد خروج‌های با برنامه}}$$ (پ ۹-۲۸)

- **پایایی راه‌اندازی [2] (SR)**

$$SR = \frac{\text{تعداد راه‌اندازی‌های موفقیت‌آمیز}}{\text{تعداد راه‌اندازی‌های ناموفق + تعداد راه‌اندازی‌های موفقیت‌آمیز}} \times 100$$ (پ ۹-۲۹)

- **نرخ راه‌اندازی [3] (SCR)**

$$CR = \frac{\text{راه‌اندازی‌های موفقیت‌آمیز}}{\text{ساعات سرویس‌دهی}}$$ (پ ۹-۳۰)

[1] Mean Planned Outage Duration
[2] Starting Reliability
[3] Cycling Rate

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۱۰

جمع آوری و ثبت اطلاعات حوادث تولید در شرکت مدیریت شبکه برق ایران

omoorepeyman.ir

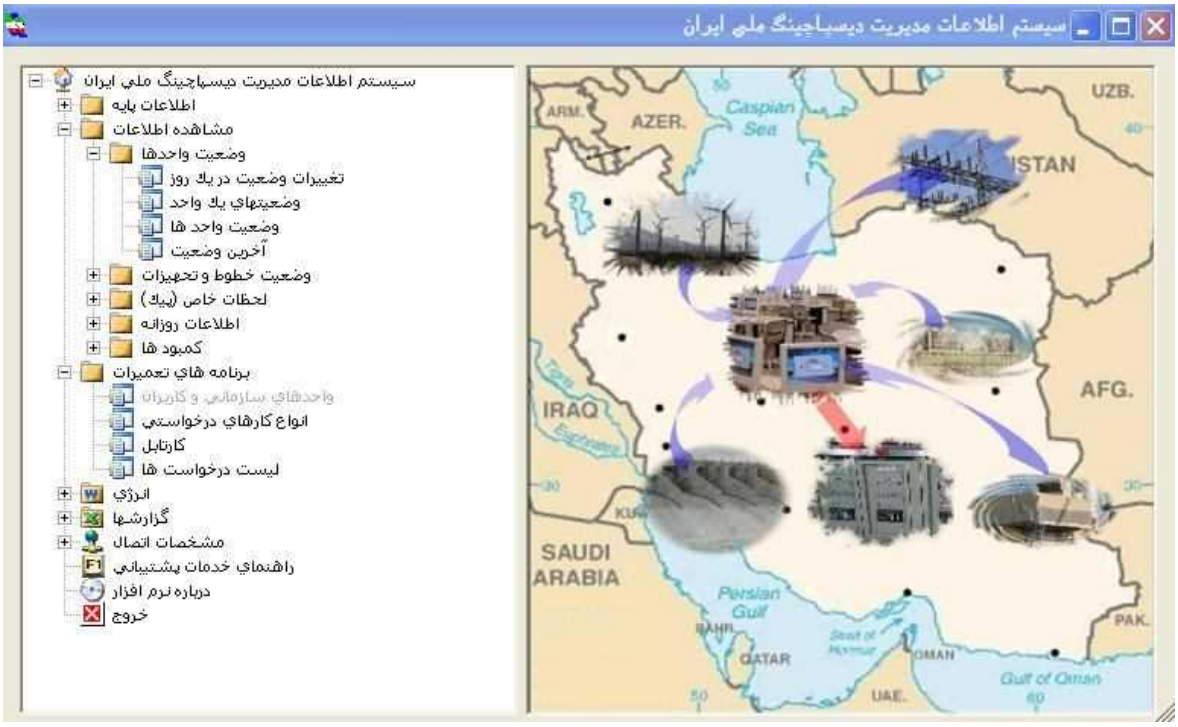
omoorepeyman.ir

مقدمه

در این قسمت سعی شده است تا نحوه تبادل اطلاعات بین معاونت راهبری شبکه برق (مرکز دیسپاچینگ ملی ایران) و معاونت بازار در شرکت مدیریت شبکه برق ایران و تعاملات آن‌ها با شرکت‌های مدیریت تولید برق با ظرافت بیشتری مورد مطالعه و بررسی قرار گیرد. از آنجایی که در حال حاضر نرم‌افزار SCCIS محوریت تبادل اطلاعات این دو معاونت را بر عهده دارد لذا مطالب این قسمت بر نوع اطلاعات ثبت شده در این نرم‌افزار و همچنین داده‌های موجود در گزارش‌های خروجی آن تکیه دارد. در این فصل نیز، سطح دسترسی به اطلاعات این نرم‌افزار نیز توسط نهادهای مختلف نیز مورد بررسی قرار خواهد گرفت. نحوه ارتباطات متقابل بین مرکز دیسپاچینگ ملی و شرکت‌های مدیریت تولید و نحوه ثبت و گزارش‌دهی این تعاملات به طور حتم نقش مهمی را در تعیین صورت‌حساب‌های بازار برق ایفا خواهد نمود [۹].

پ-۱۰-۱- نرم‌افزار ثبت وقایع بهره‌برداری SCCIS در سطح تولید

عمده اهداف استفاده از نرم‌افزار SCCIS در مرکز دیسپاچینگ ملی را می‌توان ثبت اطلاعات عملکرد و خروجی‌ها بر شمرد. شکل (پ ۱۰-۱) شمای کلی از محیط نرم‌افزار SCCIS را نشان می‌دهد [۹].



شکل پ ۱۰-۱: محیط نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

همانطور که مشاهده می‌شود در نرم‌افزار SCCIS، به منظور ثبت وقایع مختلف بهره‌برداری شبکه برق ایران و همچنین نحوه گزارش‌گیری این وقایع توسط نهادهای مختلف شرکت مدیریت شبکه برق ایران، بخش‌های گوناگونی در نظر گرفته شده است که در این قسمت سعی شده است تا به طور مختصر و جامع به آن‌ها اشاره شود [۹].

این بخش‌ها شامل موارد زیر می‌باشند:

قسمت اول- شامل:

- منوی اصلی
- اطلاعات پایه و مرجع

قسمت دوم – شامل:

- وضعیت واحدها
- لحظات خاص (پیک)
- اطلاعات روزانه
- کمبودها
- وضعیت خطوط و تجهیزات

قسمت سوم – شامل:

- پیکربندی
- اجزای شبکه

قسمت چهارم – شامل:

- گزارش

قسمت پنجم – شامل:

- خروجی‌ها [۱]

نرم‌افزار SCCIS در زمان نصب به منظور پیکربندی خود و تعیین سطح دسترسی به اطلاعات آن، از کارشناس واحد فن‌آوری اطلاعات که مسئول نصب و راه‌اندازی این نرم‌افزار برای نهادهای مختلف که مجوز دسترسی به نرم‌افزار SCCIS را دارا می‌باشند، خواسته می‌شود تا حالت نصب را برای هر کاربر تعیین نماید. جدول (پ ۱۰-۱) گروه‌های استفاده‌کننده از این نرم‌افزار را مشخص نموده است.

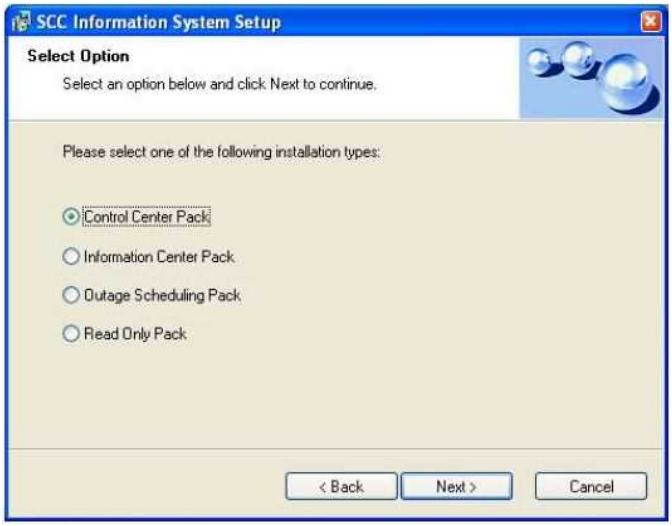
همچنین شکل (پ ۱۰-۲) پنجره مربوط به تعیین سطح دسترسی به نرم‌افزار SCCIS را که در حین نصب این برنامه می‌بایست تعیین شود، نشان می‌دهد.

[۱] در این بخش لیست کاربران و واحدهاي سازماني که براي ثبت و مشاهده اطلاعات به نرم‌افزار SCCIS دسترسي دارند، نشان داده خواهد شد.

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۰-۱: تعیین سطح دسترسی نهادهای مختلف به نرم‌افزار SCCIS

ردیف	گروه استفاده‌کننده	حالت نصب
۱	مرکز کنترل	Control Center Pack
۲	واحد آمار	Information Center Pack
۳	واحد برنامه‌ریزی خروجی‌ها	Outage Scheduling Pack
۴	سایر کاربران	Read Only Pack



شکل پ ۱۰-۲: تعیین سطح دسترسی کاربر در حین نصب نرم‌افزار SCCIS

به دلیل اینکه هنگام طراحی این نرم‌افزار (سال ۸۰) گمان نمی‌رفت تعداد کاربران قسمت‌های مختلف شرکت مدیریت شبکه و حتی خارج از این شرکت به طور چشم‌گیر افزایش یابد، قسمت گزارشات برای تمام کسانی که نرم‌افزار را بر روی سیستم خود نصب شده دارند قابل دسترسی است که شامل کاربران دیسپاچینگ، بازار برق، معاونت برنامه‌ریزی، معاونت هماهنگی انتقال توانیر، شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی و دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارتخانه می‌شود.

لازم به ذکر است که برای نیروگاه‌های با ظرفیت بیش از ۱۰۰ مگاوات و دیسپاچینگ‌های منطقه‌ای به منظور ثبت اطلاعات تعمیر و نگهداری واحدها و تجهیزات تحت پوشش خود و همچنین بیان میزان تولید و تبادل انرژی منطقه تحت پوشش خود، امکان دسترسی به نرم‌افزار SCCIS فراهم شده است. به طوری که تمامی گزارش‌ها از طریق وبگاه شرکت به صورت روزانه در اختیار دیسپاچینگ‌های مناطق، نیروگاه‌ها قرار می‌گیرد [۹].

پ-۱۰-۱-۱- منوی اصلی

در بخش مربوط به اطلاعات عملکرد، یک نمای کلی از مجموعه داده‌هایی که در نرم‌افزار SCCIS ثبت می‌شوند در اختیار کاربر قرار می‌گیرد. (شکل (پ ۱۰-۳)).

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۳: پنجره اطلاعات عملکرد در نرم‌افزار SCCIS

پ-۱۰-۱-۲- اطلاعات پایه و مرجع

این بخش از اطلاعات، خود شامل زیر مجموعه‌های زیر می‌شود [۹]:

- علت‌ها
- سرپرست‌های شیفت
- چرخه حیات واحدها
- قدرت عملی واحدها
- پیش‌بینی و درجه حرارت

پ-۱۰-۱-۲-۱- علت‌ها

این قسمت به کاربر امکان تعریف کلیه اتفاقات و علت‌هایی که در بهره‌برداری از واحدها، خطوط و یا تجهیزات ممکن است بهره‌بردار با آن‌ها روبرو شود را فراهم می‌نماید.

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۴: تعریف، اصلاح و مشاهده علت‌ها (واحد، انتقال و تجهیز) در نرم‌افزار SCCIS

شکل (پ ۱۰-۵) نیز پنجره مربوط به تعریف و درج یک علت جدید که می‌تواند مربوط به یک واحد نیروگاهی، خط انتقال و یا هر یک از تجهیزات تولید و یا انتقال باشد، را نشان می‌دهد. البته لازم است برای علت مورد نظر، کد مشخصی را منظور نمود.

شکل پ ۱۰-۵: تعریف علت جدید

پ-۱۰-۱-۲-۲- سرپرست‌های شیفت

این قسمت به کاربر امکان تعریف، حذف، اصلاح و مشاهده سرپرست‌های شیفت را می‌دهد.

شکل پ ۱۰-۶: تعیین سرپرست‌های شیفت

omoorepeyman.ir

پ-۱۰-۱-۲-۳- چرخه حیات واحدها

در این قسمت با مشاهده لیست کامل نیروگاه‌های شبکه برق ایران، امکان انتخاب واحدهای یک نیروگاه مشخص و تعریف چرخه حیات آن‌ها را میسر می‌سازد. شکل‌های (پ ۱۰-۷) تا (پ ۱۰-۹) به روشنی این موضوع را نشان داده‌اند.

شکل پ ۱۰-۷: پنجره لیست نیروگاه‌های شبکه برق ایران در نرم‌افزار SCCIS

شکل پ ۱۰-۸: پنجره دسترسی و مشاهده واحدهای تولیدی یک نیروگاه

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۹: پنجره ورود، مشاهده و اصلاح اطلاعات چرخه حیات واحدها

همانطور که در شکل (پ ۱۰-۹) نشان داده شده است، چرخه عمر واحدهای نیروگاهی به طور کلی به دو دسته قابل تقسیم می‌باشند که عمده اطلاعات مورد نظر واحدهای نیروگاهی مربوط به روز شروع به بهره‌برداری واحد، زمان فرسودگی واحد و نهایتا آغاز تعمیرات اساسی آن می‌باشد.

پ-۱۰-۱-۲-۴- قدرت عملی واحدها

در این قسمت برای هر یک از واحدهای نیروگاهی امکان ورود، اصلاح و مشاهده اطلاعات یک دوره فراهم می‌شود. شکل (پ ۱۰-۱۰) فهرستی از دوره‌های بهره‌برداری واحدها را نشان می‌دهد. در نرم‌افزار SCCIS برای هر واحد نیروگاهی یک کد شناسایی در نظر گرفته شده است و این قابلیت را برای کاربر مربوطه فراهم می‌آورد تا برای هر فصل یا دوره زمانی مشخصی از سال، قدرت عملی واحد تولیدی را در مقایسه با قدرت نامی آن معرفی نماید. در شکل (پ ۱۰-۱۱) این موضوع به روشنی نشان داده شده است.

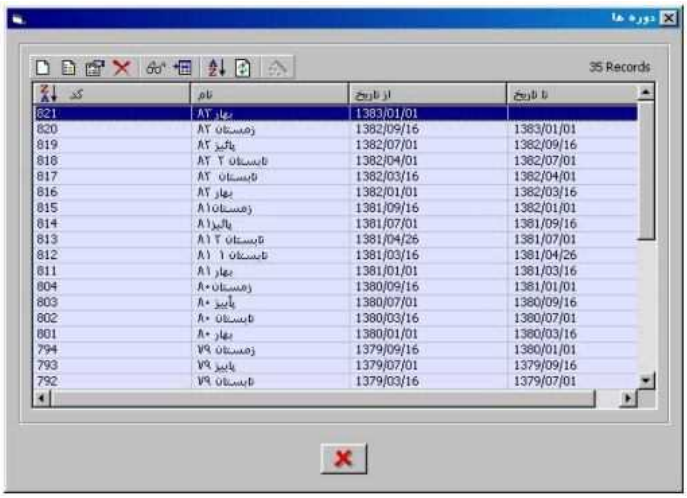
به منظور درج اطلاعات جدید در خصوص معرفی قدرت عملی واحدها در یک دوره[1] مشخص، با استفاده از قسمت ویرایش دوره و با معرفی کد دوره، نام دوره و تاریخ شروع می‌توان امکان ویرایش و تغییرات لازم مهیا می‌شود.

از آنجایی‌که اطلاعات قدرت عملی فصلی واحدها جز اطلاعات پایه این سیستم می‌باشد، اجازه ورود اطلاعات و ویرایش آن با واحد آمار دیسپاچینگ ملی است و منبع این اطلاعات نامه‌های رسمی از شرکت مادر تخصصی تولید برق

[1] در حال حاضر دوره‌ها به صورت فصلی در نظر گرفته شده‌اند اما این نرم‌افزار، قابلیت ثبت این اطلاعات در دوره‌های روزانه را نیز دارا می‌باشد.

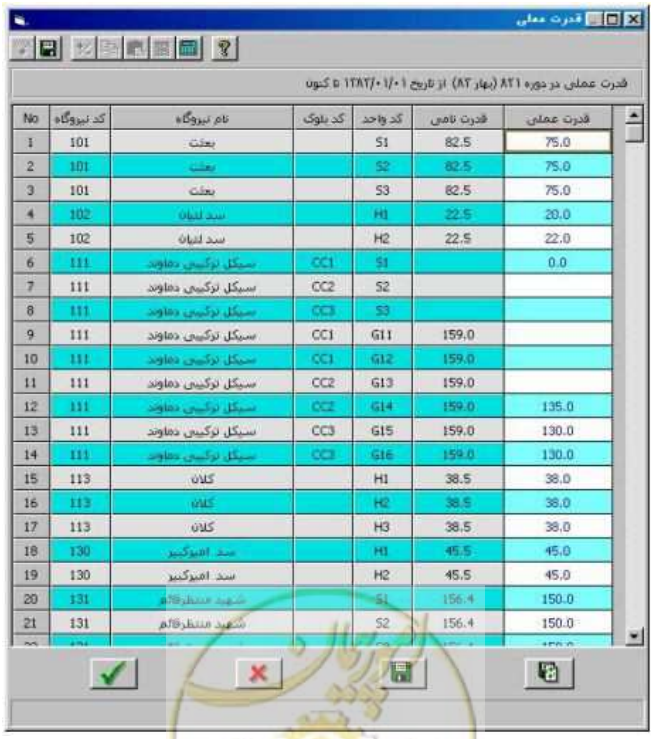
omoorepeyman.ir

حرارتی می‌باشد.



شکل پ ۱۰-۱۰: مشاهده لیست دوره‌های بهره‌برداری واحدها

شکل پ ۱۰-۱۱: ویرایش دوره‌های بهره‌برداری واحدهای نیروگاهی



شکل پ ۱۰-۱۲: مشاهده و ثبت اطلاعات مربوط به قدرت عملی واحدها

omoorepeyman.ir

پ-۱۰-۱-۲-۵- پیش‌بینی تولید و درجه حرارت

در این قسمت اطلاعات پیش‌بینی پیک تولید، پیک مصرف و همچنین درجه حرارت شهرهای مختلف، به صورت روزانه، هفتگی و سالانه قرار داده می‌شود. [۱] (شکل پ ۱۰-۱۳).

شکل پ ۱۰-۱۳: پیش‌بینی پیک تولید و پیک مصرف

لازم به ذکر است که در جدول اطلاعات پیش‌بینی تولید و مصرف، حرف "ک" نشانه کمترین مقدار و حرف "ب" بیان‌گر بزرگترین مقدار می‌باشد. (شکل پ ۱۰-۱۴)

شکل پ ۱۰-۱۴: اطلاعات کمترین و بیشترین درجه حرارت شهرهای مختلف ایران

پ-۱۰-۱-۳- وضعیت واحدها

این بخش از اطلاعات، خود شامل زیر مجموعه‌های زیر می‌شود:

- تغییرات وضعیت در یک روز
- وضعیت‌های یک واحد

[۱] اطلاعات دما به صورت هفتگي و اطلاعات پيش‌بيني به صورت روزانه در سيستم به‌روز رساني مي‌شود. اطلاعات دما از سازمان هواشناسي دريافت مي‌گردد كه در برگيرنده اطلاعات آب و هوايي شهرها مي‌باشد.

omoorepeyman.ir

- وضعیت واحدها
- آخرین وضعیت

پ-۱۰-۱-۳-۱- تغییرات وضعیت در یک روز

این قسمت امکان تعریف، حذف، اصلاح و مشاهده تغییرات وضعیت واحدها را فراهم می‌کند. همانطور که در شکل (پ ۱۰-۱۵) نیز آورده شده است، فرم تغییرات وضعیت کلیه واحدهای نیروگاهی برای یک روز و یا تاریخ مشخصی از سال که توسط کاربر تعیین می‌گردد، شامل اطلاعاتی نظیر نام و کد شناسایی واحد تولیدی، وضعیت بهره‌برداری واحد در بازه زمانی مورد نظر به همراه کد بهره‌برداری آن که کارشناسان اتاق مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی بدان اختصاص داده‌اند، قابلیت تولید واحد در این بازه زمانی و علت ثبت چنین وضعیتی می‌باشد.

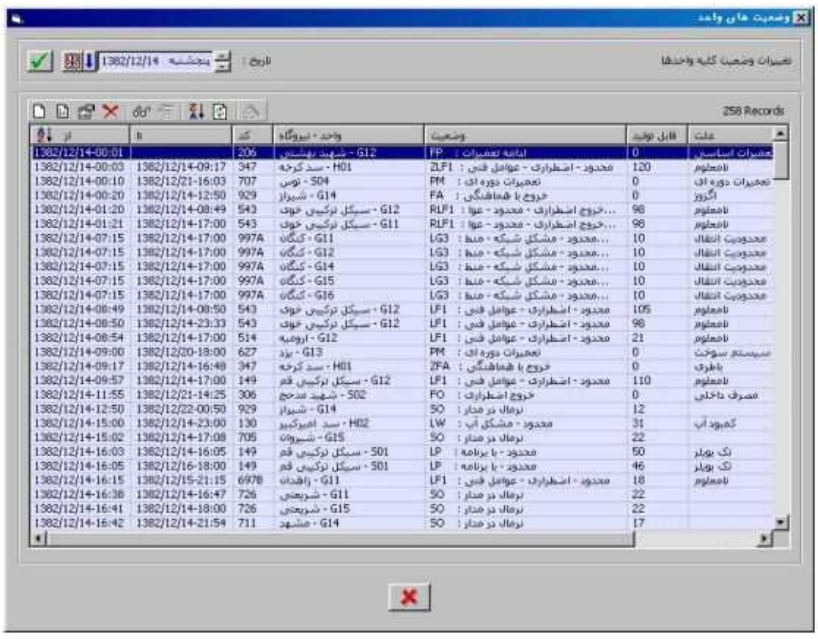
به منظور ورود و اصلاح اطلاعات این فرم بایستی از قسمت ویرایش و تغییر وضعیت جدید واحد اقدام شود. ثبت این اطلاعات توسط مرکز کنترل صورت می‌گیرد به طوری که هر شیفت در مرکز کنترل، وقایعی که در مدت زمان شیفت خود اتفاق افتاده را ثبت می‌کند.

در شکل (پ ۱۰-۱۶) جزئیات کامل اطلاعاتی که قابل تغییر و ویرایش می‌باشند، نشان داده شده است. این اطلاعات شامل موارد زیر می‌باشد:

- تاریخ مورد نظر
- ساعت مورد نظر
- کد نیروگاه مورد نظر
- نام نیروگاه مورد نظر
- دوره حیات فعلی واحد مورد نظر
- قدرت عملی فعلی واحد مورد نظر
- وضعیت فعلی (شامل: تاریخ، ساعت، کد وضعیت، قابل تولید، روزهای برنامه، علت)
- کد وضعیت جدید
- عنوان وضعیت جدید
- ورود
- خروج
- مقدار قابل تولید جدید
- روزهای برنامه
- وضعیت تریپ
- کد علت وضعیت جدید

omoorepeyman.ir

- عنوان علت وضعیت جدید
- شرح وضعیت جدید



شکل پ ۱۰-۱۵: وضعیت بهره‌برداری کلیه واحدهای نیروگاهی به همراه کد و علت[1] وقوع آن

شکل پ ۱۰-۱۶: پنجره ثبت وضعیت جدید واحدها

[1] لازم به ذکر است که علت‌ها از لیستی که قبلا تهیه شده است، انتخاب می‌گردند.

omoorepeyman.ir

همچنین باید توجه داشت که:

دکمه ورود، در صورت امکان، واحدی که با کد R یا RLF1 خارج شده باشد را به ترتیب با کدهای SO و LF1 وارد می‌کند.

دکمه خروج، در صورت امکان، واحدی که با کد SO و LF1 خارج شده باشد را به ترتیب با کدهای R یا RLF1 وارد می‌کند.

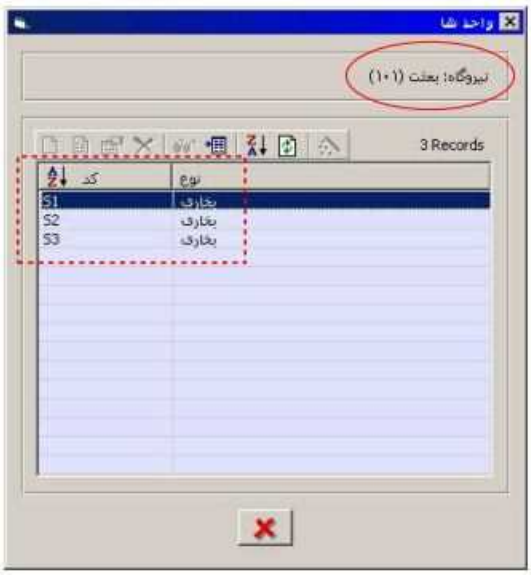
پ-۱۰-۱-۳-۲- وضعیت‌های یک واحد

در این قسمت با انتخاب یک نیروگاه مورد نظر، امکان مشاهده و تغییر وضعیت‌های واحدهای آن نیروگاه مهیا می‌شود. به منظور تعریف، حذف، اصلاح و مشاهده تغییرات وضعیت یک واحد نیروگاهی ابتدا کافیست نیروگاهی را که واحد مورد نظر تحت مالکیت آن قرار دارد، از فهرست نیروگاه‌های شبکه برق ایران که یک نمونه‌ی آن در شکل (پ ۱۰-۱۷) نشان داده شده است، انتخاب شود. سپس با کلیک بر روی نام نیروگاه، پنجره دیگری که شامل لیست واحدهای تولیدی آن نیروگاه می‌باشد، باز خواهد شد. شکل (پ ۱۰-۱۸) به طور نمونه، واحدهای تولیدی نیروگاه بخاری بعثت را که با کدهای S_1، S_2، S_3 معرفی شده‌اند، نشان می‌دهد.

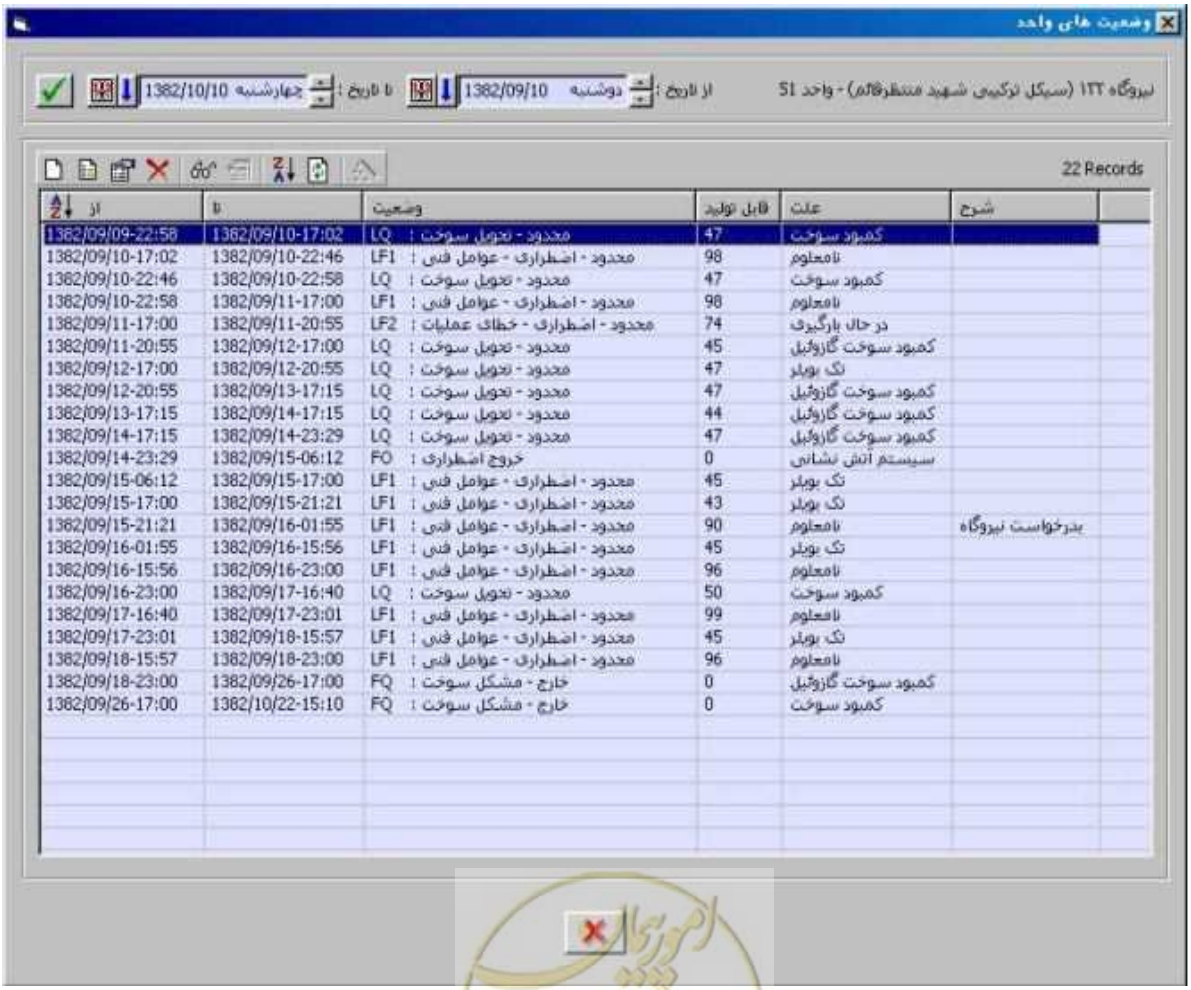
با کلیک بر روی یک واحد مشخص، به عنوان مثال واحد S1 نیروگاه بخاری بعثت، تمامی اطلاعات مربوط به وضعیت بهره‌برداری واحد مورد نظر در هر بازه زمانی تعیین شده، در اختیار کاربر قرار می‌گیرد. این موضوع در شکل (پ ۱۰-۱۹) نشان داده شده است.

شکل پ ۱۰-۱۷: انتخاب یک نیروگاه مشخص از مجموعه لیست نیروگاه‌ها

omoorepeyman.ir



شکل پ ۱۰-۱۸: مشاهده تمامی واحدهای تولیدی یک نیروگاه مشخص



شکل پ ۱۰-۱۹: جزئیات اطلاعات مربوط به وضعیت بهره‌برداری واحدهای نیروگاهی

omoorepeyman.ir

پ-۱۰-۱-۳-۳- وضعیت واحدها

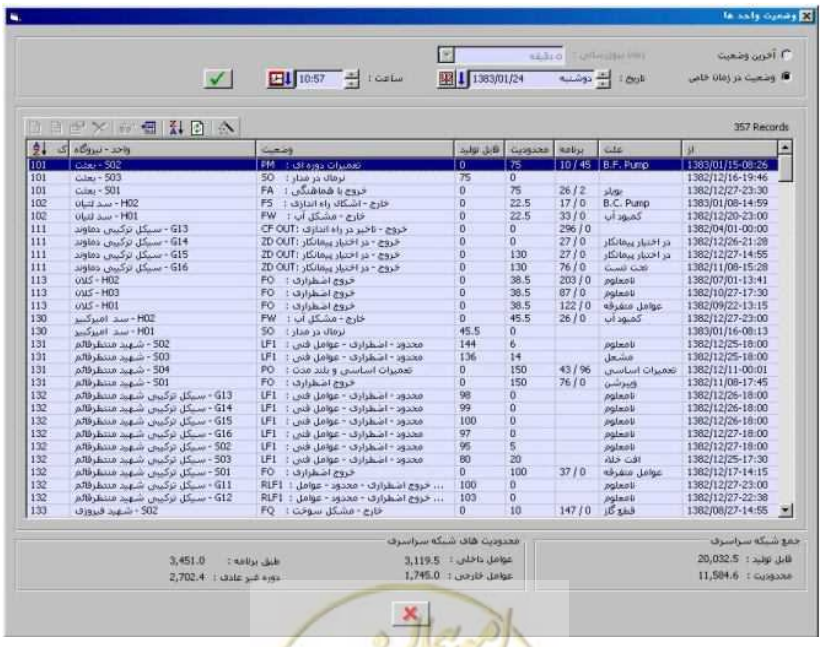
در این قسمت، مطابق شکل (پ ۱۰-۲۰) امکان مشاهده و تغییر وضعیت واحدهای نیروگاهی امکان‌پذیر می‌باشد. در این خصوص ذکر نکات زیر مفید خواهد بود:

- وضعیت واحدها در دو حالت قابل نمایش می‌باشد:

۱. آخرین وضعیت: در این حالت نمایش وضعیت واحدها به صورت خودکار در فاصله‌های زمانی که توسط کاربر تعریف می‌شود، به‌روزرسانی[1] می‌شود. در این حالت، تاریخ و زمان وضعیت‌های نمایش داده شده در لیست، در قسمت‌های تاریخ و زمان نمایش داده می‌شود. چنان‌چه کاربر در لحظه خاصی مایل به به‌روزرسانی لیست وضعیت‌ها باشد، می‌تواند از دکمه Refresh مربوط به لیست استفاده نماید.

۲. وضعیت در زمان‌خاص: در این حالت به‌روزرسانی لیست وضعیت واحدها پس از تعیین تاریخ و ساعت توسط کاربر صورت می‌گیرد. در این حالت کاربر می‌تواند وضعیت واحدها را در هر زمانی که مایل باشد، مشاهده نماید.

- با انتخاب هر یک از واحدها، آخرین وضعیت‌های بهره‌برداری آن واحد نمایش داده خواهد شد.
- در صورت نیاز، کاربران می‌توانند به صورت مستقیم وضعیت جدیدی را برای واحد خاص تعریف نمایند. برای این منظور کافیست سطر مربوطه را تعیین کرده و بر روی دکمه Wizard از لیست وضعیت واحدها کلیک نمایند.



شکل پ ۱۰-۲۰: نمایش وضعیت واحدها

[1] Update

omoorepeyman.ir

نوع اطلاعاتی که در این فرم قابل دست‌یابی می‌باشند، عبارتند از:

- نمایش آخرین وضعیت واحدها
- نمایش وضعیت واحدها در زمان خاص
- زمان به‌روزرسانی نمایش وضعیت واحدها
- تاریخ مورد نظر
- ساعت مورد نظر
- وضعیت واحدها
- جمع شبکه سراسری (شامل: قابل تولید و محدودیت)
- محدودیت‌های شبکه سراسری (شامل: عوامل داخلی، عوامل خارجی، طبق برنامه و دوره غیرعادی)

پ-۱۰-۱-۳-۴- آخرین وضعیت

این قسمت برای کاربر امکان مشاهده آخرین وضعیت تولید و تبادل و همچنین پیش‌بینی تغییرات آینده را فراهم می‌نماید. با کلیک بر روی گزینه قابل تولید، امکان مشاهده اطلاعاتی نظیر قابل تولید فعلی و قابل تولید در پیک نیروگاه‌ها و همچنین اصلاح مقادیر پیش‌بینی کاهش یا افزایش فراهم می‌شود.

این اطلاعات تنها مربوط به داده‌های تولید توان اکتیو نیروگاه‌ها می‌باشد و بنابراین در این نرم‌افزار اطلاعات توان راکتیو ثبت نمی‌شود.

به طور خلاصه داده‌هایی که در این فرم قابل مشاهده می‌باشند عبارتند از:

- به‌روزرسانی خودکار[1]
- زمان به‌روزرسانی خودکار
- قابل تولید
- پیک روز قبل، شامل:
  - اطلاعات تولید
  - S ،P ،T (Serviced ،Pressure ،Tempreture)
  - ذخیره گردان
  - ذخیره غیرگردان
  - قابل تولید در پیک روز قبل
- پیک روز جاری، شامل:

[1] منظور این است که اطلاعاتی که در فرم نمایش داده می‌شوند هر چند دقیقه یک‌بار به‌روز رسانی می‌شوند. از آن جهت که ممکن است فرم بر روی کامپیوتر سرپرست شیفت باز باشد و نفرات دیگر شیفت اطلاعات را به‌روز نمایند. اطلاعات به‌روز رسانی شده در فرمی که باز است نمایش داده می‌شود (این قابلیت از امکانات نرم‌افزار محسوب می‌شود).

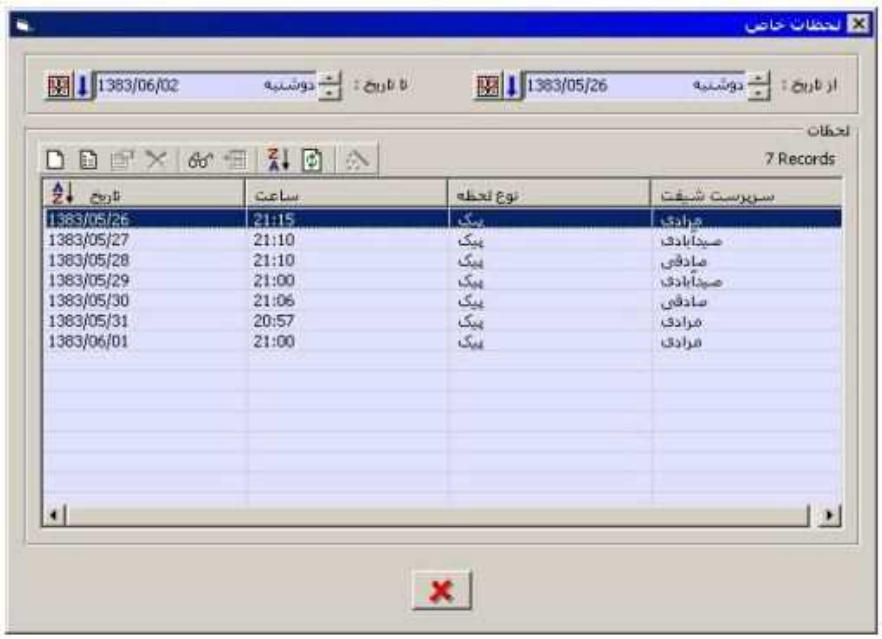
omoorepeyman.ir

- اطلاعات قابل تولید فعلی
- پیش‌بینی کاهش[۱]
- پیش‌بینی افزایش
- قابل تولید نرمال در پیک روز جاری

با کلیک بر روی گزینه سایر، امکان مشاهده اطلاعاتی نظیر انرژی دریافتی برون مرزی مناطق در لحظه پیک و اصلاح مقادیر پیش‌بینی کاهش و یا افزایش را فراهم می‌شود.

پ-۱۰-۱-۴- لحظات خاص (پیک)

این بخش امکان مشاهده، اصلاح، حذف و حتی تعریف لحظات خاص بهره‌برداری از شبکه برق ایران را برای کاربر فراهم می‌نماید. (شکل (پ ۱۰-۲۱)).



شکل پ ۱۰-۲۱: پنجره مشاهده و اصلاح لحظات خاص

شکل (پ ۱۰-۲۲) پنجره‌ای از نرم‌افزار SCCIS را در بخش لحظات خاص نشان می‌دهد که امکان مشاهده تولید واحدها و فرکانس متوسط شبکه در لحظه خاص که عموماً لحظه پیک مصرف مدنظر است، را برای کاربر مهیا می‌سازد.

[۱] منظور اطلاعاتی است که گروه پیش‌بینی بار، پیش‌بینی نموده است. علاوه بر آن به علت محدودیت‌های شبکه و یا مثلاً تریپ یک واحد که ممکن است پس از پیش‌بینی‌ها اتفاق افتاده باشد (همیشه پیش‌بینی‌ها با واقعیت مطابقت ندارند)، مقادیر پیش‌بینی افزایش و کاهش در سیستم ثبت می‌شود. همان‌طور که گفته شد این داده‌ها توسط گروه پیش بینی بار تهیه و ارائه می‌شود.

omoorepeyman.ir

به منظور مشاهده تبادل خطوط اصلی[1] در لحظه پیک، کافی است گزینه تبادل در لحظه خاص انتخاب شود. (شکل (پ ۱۰-۲۳)).

شکل پ ۱۰-۲۲: مشاهده تولید واحدها و فرکانس شبکه در لحظه پیک

شکل پ ۱۰-۲۳: تبادل خطوط در لحظه پیک

[1] در دیسپاچینگ ملی اطلاعات تبادل در سطح خطوط انتقال در سیستم ثبت می‌شوند که در بیش‌تر موارد خطوط ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت هستند اما بنا به دلایلی ممکن است اطلاعات خطوط ۱۳۲ یا حتی ۶۳ کیلوولت هم ثبت شوند. به عنوان مثال اطلاعات تعدادی از خطوط ۱۳۲ کیلوولت شبکه خراسان در این نرم‌افزار ثبت می‌شود.

omoorepeyman.ir

پ-۱۰-۱-۵- اطلاعات روزانه

در نرم‌افزار SCCIS شرایطی فراهم شده است تا در صورت نیاز به مشاهده و دسترسی به اطلاعات روزانهی انرژی تولیدی نیروگاه‌ها، سوخت مصرفی آن‌ها و فرکانس متوسط شبکه در بازه‌های زمانی کم‌باری، میان باری و پیک، به راحتی و تنها با درج تاریخ مورد نظر این امر میسر گردد. (شکل (پ ۱۰-۲۴)).

این اطلاعات به طور نمونه برای یک تاریخ مشخص در شکل (پ ۱۰-۲۵) نشان داده شده‌اند.

شکل پ ۱۰-۲۴: درج تاریخ و بازه زمانی مورد نظر برای مشاهده اطلاعات روزانه نیروگاه‌ها

No	کد	نام	نوع	ساعت ۱	ساعت ۲	ساعت ۳	ساعت ۴	ساعت ۵	ساعت ۶
1	131	شهید منتظرقائم	S	217.9	219.1	218.2	217.4	217.1	236
2	132	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	CS	233.3	233.2	233.0	232.1	230.0	230
3	132	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	CG	431.8	432.7	432.8	433.2	433.2	433
4	111	سیکل ترکیبی دماوند	CG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
5	138	رک	G	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
6	149	سیکل ترکیبی قم	CS	133.7	123.1	120.3	118.8	116.5	118
7	149	سیکل ترکیبی قم	CG	314.1	307.9	307.9	307.5	307.6	307
8	101	بعثت	S	202.0	163.0	163.2	164.1	164.0	163
9	133	شهید فیروزی	S	30.2	30.3	30.3	30.4	30.2	30
10	179B	سهند	G	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
11	130	سد امیرکبیر	H	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
12	113	کلان	H	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
13	102	سد کلیان	H	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
14	179A	نیروگاه سهند	D	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
15	257	شهید سلیمی	S	1,202.6	1,156.3	1,082.0	1,025.6	1,023.7	1,16
16	257	شهید سلیمی	G	107.5	70.9	70.0	70.8	70.8	70
17	144	شهید رجایی	S	547.3	383.0	385.5	386.1	386.4	386

شکل پ ۱۰-۲۵: اطلاعات ساعت به ساعت نیروگاه‌ها در یک تاریخ مشخص

omoorepeyman.ir

این اطلاعات شامل موارد زیر می‌شود:

- انرژی تولید شده
- کارکرد کنتور
- مصرف داخلی
- مصرف گاز
- مصرف مازوت
- مصرف گازوئیل
- پیش‌بینی نیاز مصرف
- فرکانس شبکه

به منظور دریافت این اطلاعات از VAX [1]، مطابق شکل (پ ۱۰-۲۶) عمل می‌شود. همچنین مطابق شکل (پ ۱۰-۲۷)، اطلاعات ساعت به ساعت انرژی تبادلی خطوط شبکه انتقال نیز قابل مشاهده خواهند بود. این اطلاعات نیز از VAX قابل دریافت می‌باشد.

شکل پ ۱۰-۲۶: دریافت اطلاعات از VAX

پ-۱۰-۱-۵-۱- خلاصه گزارش

در بخش اطلاعات روزانه، امکان ثبت گزارش وقایع بهره‌برداری فراهم شده است که مطابق شکل (پ ۱۰-۲۸) توسط کارشناسان مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی تهیه و ثبت می‌شود.

پ-۱۰-۱-۶- کمبودها

پ-۱۰-۱-۶-۱- خاموشی‌ها

در این قسمت امکان تعریف، مشاهده و اصلاح اطلاعات خاموشی‌های شبکه برای کاربر فراهم شده است. در این قسمت با درج تاریخ مورد نظر می‌توان به نوع و علت خاموشی‌های رخ داده در مناطق مختلف و همچنین میزان بار قطع

[1] Vritual Address Extension

omoorepeyman.ir

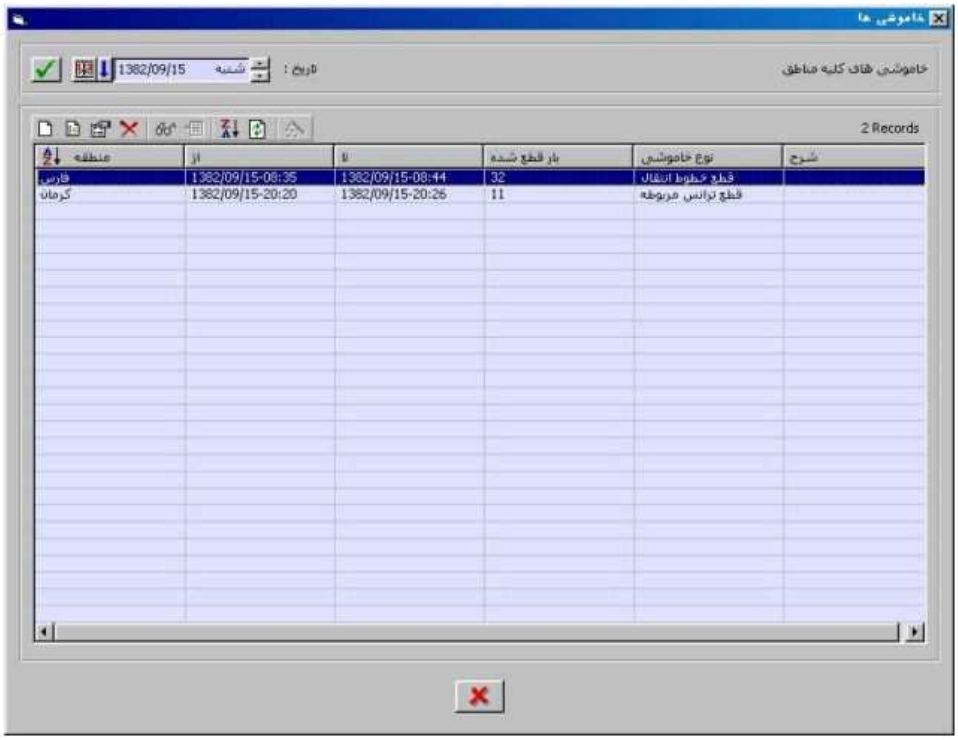
شده در این مناطق پی برد. همچنین برای یک خاموشی مشخص می‌توان اطلاعات دقیق‌تری را تنها با درج تاریخ وقوع حادثه و تعیین منطقه مورد نظر مشاهده نمود. شکل‌های (پ ۱۰-۲۹) تا (پ ۱۰-۳۲) نحوه ثبت و گزارش‌دهی خاموشی‌ها را به روشنی نشان می‌دهند.

شکل پ ۱۰-۲۷: تبادلات ساعت به ساعت انرژی در خطوط انتقال

شکل پ ۱۰-۲۸: ثبت خلاصه گزارش وقایع بهره‌برداری سطح تولید در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

به منظور مشاهده خاموشی‌های یک منطقه، پس از انتخاب منطقه مورد نظر از فهرست کلیه برق منطقه‌ای‌های تحت نظارت مرکز دیسپاچینگ ملی و مشخص نمودن تاریخ واقعه، می‌توان جزئیات کامل انواع خاموشی‌های رخ داده در نواحی تحت پوشش برق منطقه‌ای مورد نظر را مشاهده نمود. (شکل (پ ۱۰-۳۱)).

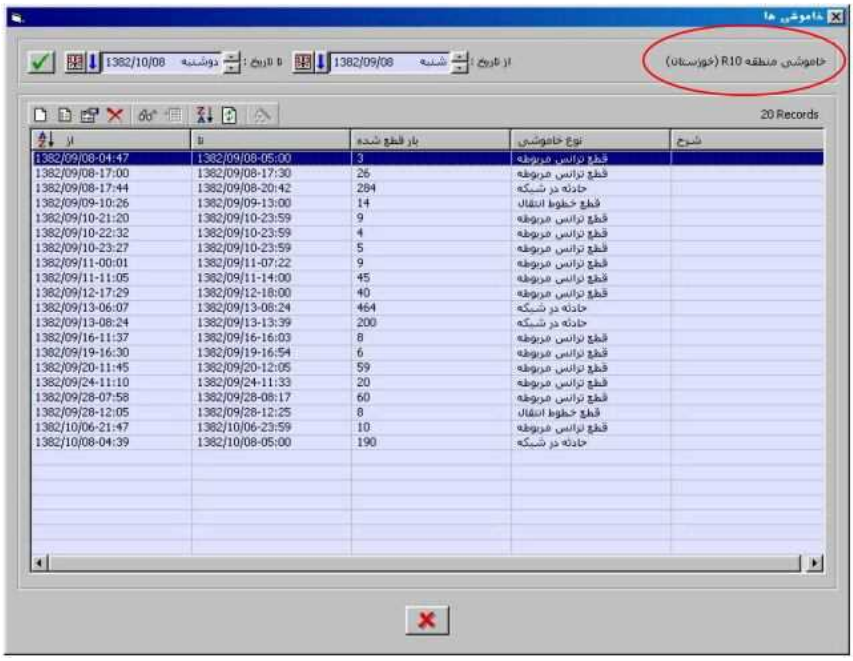


شکل پ ۱۰-۲۹: مشاهده خاموشی‌های کلیه مناطق در نرم‌افزار SCCIS

شکل پ ۱۰-۳۰: مشاهده نوع خاموشی‌های یک منطقه در ساعات مشخص در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۳۱: انتخاب برق منطقه‌ای مورد نظر به منظور مشاهده انواع خاموشی‌های آن در نرم‌افزار SCCIS



شکل پ ۱۰-۳۲: مشاهده جزئیات کامل انواع خاموشی‌های یک منطقه در یک تاریخ مشخص در نرم‌افزار SCCIS

همچنین فرم‌های مشابه‌ای برای مشاهده محدودیت‌های صنایع مختلف (مانند شرکت فولاد مبارکه، شرکت سهامی ذوب‌آهن اصفهان، فولاد اهواز، نورد اهواز، مجتمع مس سرچشمه کرمان، فولاد خراسان و غیره) وجود دارد که در این جا از ذکر جزئیات ثبت و گزارش‌دهی آن‌ها صرفنظر شده است.

پ-۱۰-۱-۷- گزارش

این بخش از نرم‌افزار SCCIS به دلیل اینکه دارای این قابلیت است که تمامی اطلاعات ثبت شده در نرم‌افزار را به

omoorepeyman.ir

طور دسته‌بندی شده و مشخص در اختیار کاربران[۱] مختلف قرار می‌دهد و به عبارت دیگر خروجی پایگاه اطلاعاتی این نرم‌افزار محسوب می‌شود، می‌توان یکی از مهم‌ترین قسمت‌های این نرم‌افزار برشمرد.

در یک دسته‌بندی کلی می‌توان انواع گزارش‌های دریافتی از نرم‌افزار SCCIS را بدین شکل بیان نمود:

- گزارش‌های مرکز کنترل
- گزارش ۱۲ برگی
- نمودار بار مناطق
- واحدهای خارج از مدار
- خلاصه گزارش
- گزارش اتفاقات
- گزارش‌های آمار
- اطلاعات پایه شبکه
- اطلاعات اجزای شبکه
- گزارش هفتگی
- گزارش‌های برنامه‌ریزی تولید
- گزارش روزانه‌ی تولید
- گزارش لحظه پیک
- گزارش لحظه پیک (فرمت قدیمی)
- گزارش بار مناطق

در ادامه به بررسی و تشریح هر یک از این بخش‌ها پرداخته می‌شود.

پ-۱۰-۱-۷-۱- گزارش‌های مرکز کنترل

همانطور که در شکل (پ ۱۰-۳۳) نشان داده شده است، گزارش‌هایی که از طرف مرکز کنترل در نرم‌افزار SCCIS ثبت می‌شوند عموما شامل گزارش ۱۲ برگی، نمودار بار مناطق، واحدهای خارج از مدار، خلاصه گزارش و نهایتاً گزارش اتفاقات می‌باشد.

[۱] به دلیل اینکه هنگام طراحی این نرم افزار (سال۸۰) گمان نمی‌رفت که تعداد کاربران در قسمت‌های مختلف شرکت مدیریت شبکه برق ایران و حتی خارج از این شرکت به طور چشم‌گیري افزایش یابد، از واژه کاربران استفاده شد. اما به طور کلي، قسمت گزارشات برای تمام کسانی که نرم‌افزار را بر روی سیستم خود نصب شده دارند قابل دسترسی است که شامل کاربران دیسپاچینگ، معاونت بازار برق، معاونت برنامه‌ریزی، شرکت مادر تخصصي توانیر (دفتر فنی شبکه، دفتر فنی تولید.) و دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارتخانه مي‌شود. البته قابل ذکراست که تمامی گزارش‌ها از طریق وبگاه شرکت به صورت روزانه در اختیار دیسپاچینگ‌های مناطق، نیروگاه‌ها قرار مي‌گیرد. همچنین نمونه گزارش اتفاقات بهره برداري از وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران قابل دریافت و مشاهده مي‌باشد.

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۳۳: گزارش‌های مرکز کنترل دیسپاچینگ ملی در نرم‌افزار SCCIS

پ-۱۰-۱-۷-۲- گزارش ۱۲ برگی

این فرم، نمونه‌ای از گزارش مورد نظر را در محیط Excel نمایش می‌دهد. بـه منظـور دریافـت گـزارش لازم اسـت تـا تاریخ روز مورد نظر در ابتدا توسط کاربر مشخص شود. شکل (پ ۱۰-۳۴) نمونه‌ای از این گزارش را به نشان می‌دهد.

پ-۱۰-۱-۷-۳- نمودار بار مناطق

پس از درج تاریخ یک روز مشخص، امکان مشاهده بار مناطق مختلف در آن روز فراهم می‌شود. این موضـوع در شـکل (پ ۱۰-۳۵) نشان داده شده است که در آن تبادل خطوط در پیک به عنوان اطلاعات خروجی مشخص شده است.

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

وضعیت تولید نیروگاهها در لحظه پیک منطقه تهران

تاریخ: دوشنبه ۱۳۸۳/۰۵/۱۹ ساعت پیک: ۲۱:۲۵

نام نیروگاه	نوع واحد	کد واحد	ظرفیت اسمی	حین برنامه	قابل تولید	تولید شده	د. خاموشی	د. کردان	محدودیت	علت	برنامه	کد
بعثت	بخاری	1	75	75	75	73			2	قطع خلاء		LF1
	بخاری	2	75	75	75	73			2	قطع خلاء		LF1
	بخاری	3	75	75	75	74			1	قطع خلاء		LF1
جمع نیروگاه			225	225	225	220	0	0	5			
سد لتیان	آبی	1	22	22	22	23			0			SO
	آبی	2	22	22	22	23			0			SO
جمع نیروگاه			44	44	44	46	0	0	0			
سیکل ترکیبی دماوند	گازی	11	122	122	122	110			12	در اختیار پیمانکار		ZD IN
	گازی	12	122	122	122	55			67	در اختیار پیمانکار		ZD IN
	گازی	13	122	122	122	115			7	در اختیار پیمانکار		ZD IN
	گازی	14	122	122	122	114			8	در اختیار پیمانکار		ZD IN
	گازی	15	122	122	122	113			9	در اختیار پیمانکار		ZD IN
	گازی	16	122	122	122	113			9	در اختیار پیمانکار		ZD IN
جمع نیروگاه			732	732	732	620	0	0	112			
کلان	آبی	1	38	38	38	0			38	عوامل متفرقه	241 / 0	FO
	آبی	2	38	38	38	33			5	کمبود آب		LW
	آبی	3	38	38	38	33			5	کمبود آب		LW
جمع نیروگاه			114	114	114	66	0	0	48			
سد امیرکبیر	آبی	1	45	45	45	40			5	کمبود آب		LW
	آبی	2	45	45	45	40			5	کمبود آب		LW

شکل پ ۱۰-۳۴: نمونه‌ای از گزارش ۱۲ برگی در قالب فایل Excel در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تبادل خطوط در پیک

تاریخ: سه‌شنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۳

کد خط	نام خط	تبادل در پیک
AB800	سیکل ترکیبی گیلان - اردبیل	57
AB802	آبادان - نیروگاه آبادان	
AB803	آبادان - نیروگاه آبادان	
AB813	بندرعباس - مرستانو	
AB814	بندرعباس - مرستانو	
AB816	سیکل ترکیبی گیلان - اردبیل	
AB827	سیکل ترکیبی منظرغالب - فیروز بهرام	
AB830	انرژی امنی - نوشهر	
AB831	انرژی امنی - نوشهر	
AD805	اراک - ملایر	
AD828	تبریز - سهرورد	
AD829	تبریز - سهرورد	
AD916	یزد - ۲ - یزد - ۱	610
AD917	یزد ۲ به یزد ۱	
AE811	فیروزآباد - شهاب	
AE819	اراک - ساوه	
AE822	بندرعباس - شرق بندرعباس	
AE833	نجف آباد - ذوب آهن	
AE834	نجف آباد - ذوب آهن	
AE900	سیکل ترکیبی گیلان - شهیدرجایی	0
AE902	تبریز - شهیدرجایی	-158
AE803	اندیمشک - هفت تپه	

شکل پ ۱۰-۳۵: نمونه‌ای از گزارش تبادل خطوط در پیک در قالب فایل Excel در نرم‌افزار SCCIS

شکل (پ ۱۰-۳۶) نمونه‌ای از گزارش مورد نظر را در بخش صنایع در محیط Excel نشان می‌دهد.

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تولید و مصرف در پیک به تفکیک مناطق دیسپاچینگی

تاریخ: سه‌شنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۳

کد	نام	تولید	دریافت	مصرف	اعمال مدیریت	نیاز مصرف اصلاح شده
IND01	شرکت فولاد مبارکه	183	246	429	0	429
IND02	شرکت سهامی ذوب آهن اصفهان	74	80	154	0	154
IND03	فولاد اهواز	0	48	48	0	48
IND04	فولاد اهواز	0	76	76	0	76
IND05	فروسیلیس ارنا	0	48	48	0	48
IND06	فروسیلیس سمنان	0	30	30	0	30
IND07	مجتمع صنعتی معدنی چادرملو	0	52	52	0	52
IND08	ایرالکو	0	258	258	0	258
IND09	فجهدی	0	188	188	0	188
IND10	مجتمع مس سرچشمه کرمان	53	82	135	0	135
IND11	فولاد خراسان	0	53	53	0	53
IND12	تراکتورسازی ایران	0	0	0	0	0
IND13	پتروشیمی رازی	0	0	0	0	0
IND14	پتروشیمی تبریز	0	0	0	0	0
IND15	پتروشیمی اراک	0	0	0	0	0
IND16	شرکت گل گهر	0	10	10	0	10
IND17	شرکت فولاد خیا	0	33	33	0	33

شکل پ ۱۰-۳۶: نمونه‌ای از گزارش صنایع در قالب فایل Excel در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

شکل (پ ۱۰-۳۷) نمونه‌ای از گزارش مورد نظر را در خصوص تولید و مصرف در پیک به تفکیک شرکت‌های برق‌منطقه‌ای در محیط Excel نشان می‌دهد.

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

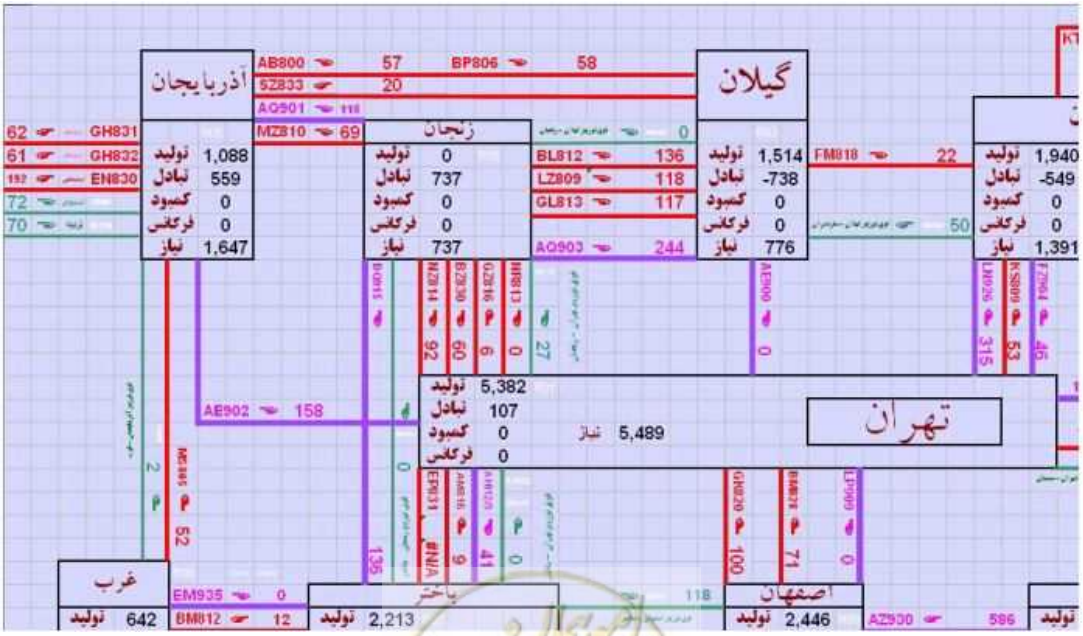
تولید و مصرف در پیک به تفکیک برق منطقه ای (بدون احتساب تولید و مصرف صنایع منطقه)

تاریخ: سه‌شنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۳

کد	نام	ظرفیت عملی	قابل تولید	تولید در پیک	تبادل	مصرف	خاموشی	معادل قطعی فرکانس	نیاز مصرف
R01	تهران	5,976	5,367	5,382	107	5,489	0	0	5,489
R02	مازندران	1,962	1,940	1,940	-549	1,391	0	0	1,391
R03	گیلان	1,513	1,438	1,514	-738	776	0	0	776
R04	سیستان	27	0	0	283	283	0	0	283
R05	زنجان	0	0	0	737	737	0	0	737
R06	آذربایجان	1,564	1,087	1,088	559	1,647	0	0	1,647
R07	باختر	2,312	2,213	2,213	-454	1,759	0	0	1,759
R08	غرب	675	642	642	261	903	0	0	903
R09	اصفهان	2,541	2,443	2,446	-128	2,318	0	0	2,318
R10	خوزستان	6,639	5,437	5,312	-1,838	3,474	0	0	3,474
R11	فارس	1,857	1,600	1,608	761	2,369	0	0	2,369
R12	یزد	344	327	332	153	485	0	0	485
R13	کرمان	1,027	930	930	38	968	0	0	968
R14	هرمزگان	1,294	1,039	1,036	-28	1,008	0	0	1,008
R15	خراسان	2,330	2,229	2,247	-139	2,108	0	0	2,108
R16	سیستان و بلوچستان	530	390	396	109	505	0	0	505
	جمع کل (بدون صنایع)	30,591	27,082	27,086	866	26,220	0	0	26,220

شکل پ ۱۰-۳۷: نمونه‌ای از گزارش وضعیت تولید و مصرف در پیک به تفکیک شرکت‌های برق‌منطقه‌ای در نرم‌افزار SCCIS

و در نهایت در این بخش از نرم‌افزار SCCIS، نمودار بار مناطق به طور خلاصه و خوانا در قالب فایل Excel به صورت شکل (پ ۱۰-۳۸) قابل مشاهده خواهد بود.



شکل پ ۱۰-۳۸: گزارش نمودار بار مناطق در قالب فایل Excel در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

پ-۱۰-۱-۷-۴- واحدهای خارج از مدار

با درج یک تاریخ مشخص، امکان مشاهده گزارش واحدهای خارج از مدار در لحظه پیک فراهم خواهد شد. شکل (پ ۱۰-۳۹) نمونه‌ای از این گزارش را نشان می‌دهد.

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

گزارش واحدهای خارج از مدار در لحظه پیک

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴ ساعت: ۲۱:۲۵ سرپرست شیفت: صیدآبادی

ردیف	کد نیروگاه	نام نیروگاه	نوع واحد	شماره واحد	ظرفیت عملی	خالص برداشت	علت	برداشت / مدت خروج	کد توقف
1	520	شهید	S	1	325	325	بویلر	19 / 0	ZD OUT
2	309	رامین	S	2	305	305	سیستم تحریک	2 / 0	FO
3	131	شهید مفتح‌نیا	S	4	150	150	تعمیرات اساسی	1 / 0	FP
4	306	شهید مدنی	S	1	145	145	لوله بوعه‌ای	38 / 0	FO
5	111	سیکل ترکیبی دماوند	G	12	122	122	اعث خشار گاز	10 / 0	ZD OUT
6	336	سیکل ترکیبی آبادان	G	14	100	100	در اختیار پیمانکار	124 / 0	ZD OUT
7	426	نیروگاه سازمانی	G	11	95	95	در اختیار کارخانه	37 / 0	ZD OUT
8	923	سیکل ترکیبی فارس	G	15	89	89	گیربکس	27 / 0	FO
9	350	سد شاروند	H	1	75	75	در اختیار پیمانکار	7 / 0	ZD OUT
10	397B	پتروشیمی رازی	G	11	63	63	در اختیار کارخانه	388 / 0	X OUT
11	397B	پتروشیمی رازی	G	12	63	63	در اختیار کارخانه	1761 / 0	X OUT
12	397B	پتروشیمی رازی	G	13	63	63	در اختیار کارخانه	1761 / 0	X OUT
13	397B	پتروشیمی رازی	G	14	63	63	در اختیار کارخانه	1761 / 0	X OUT
14	423	ذوب آهن	S	3	60	60	در اختیار کارخانه	96 / 0	X OUT
15	697C	ایرانشهر	S	2	60	60	چیپرتن	92 / 0	FO
16	711	شهید	S	2	60	60	سوراخ شدن بویلر	4 / 0	FO
17	206	شهید بهشتی	G	12	48	48	تعمیرات اساسی	162 / 8	FP

شکل پ ۱۰-۳۹: گزارش واحدهای خارج از مدار در لحظه پیک مصرف در نرم‌افزار SCCIS

پ-۱۰-۱-۷-۵- خلاصه گزارش

این بخش از گزارش مرکز کنترل اطلاعات کاملی از شبکه را در اختیار کاربر قرار می‌دهد. این اطلاعات شامل موارد زیر می‌شود که عموما توسط نرم‌افزار SCCIS به صورت فایل‌های Excel تهیه و ارائه می‌شوند:

- تولید نیروگاه‌ها در لحظه پیک
- تبادل خطوط در لحظه پیک
- گزارش روزانه‌ی وضعیت سدها
- تولید و مصرف در پیک به تفکیک صنایع
- تبادل برون مرزی در پیک به تفکیک مناطق خارجی
- تولید و مصرف در پیک به تفکیک مناطق دیسپاچینگی
- تولید و مصرف در پیک به تفکیک برق منطقه‌ای (بدون احتساب تولید و مصرف صنایع منطقه)
- تولید و مصرف مناطق مجزا در پیک
- گزارش تولید و محدودیت شبکه سراسری در پیک به تفکیک کد وضعیت
- تولید شبکه سراسری در پیک به تفکیک نوع واحد
- انرژی تولید شده نیروگاه‌ها به تفکیک نوع واحد
- تولید و مصرف شبکه سراسری در پیک

omoorepeyman.ir

- تولید و مصرف انرژی شبکه سراسری
- خلاصه گزارش[۱]

در ادامه به منظور گویایی مطلب در خصوص نحوه نمایش گزارش‌های بدست آمده از اطلاعات شبکه برق ایران، تصاویری از نمونه گزارش‌های فوق که همگی با فرمت Excel توسط نرم‌افزار SCCIS تهیه و ارائه می‌شوند، نشان داده خواهد شد.

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تولید نیروگاهها در لحظه پیک

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴			ساعت: ۲۱:۲۵		سرپرست شیفت: صیدآبادی		
کد نیروگاه	نام نیروگاه	ظرفیت عملی	قابل تولید	تولید در پیک	تعداد و نوع واحد	ذخیره کردان	ذخیره غیر کردان
101	بعثت	225	220	220	3S	0	0
102	سد لتیان	44	22	23	1H	0	0
111	سیکل ترکیبی دماوند	732	553	553	5G	0	0
113	کلان	114	66	66	2H	0	0
130	سد امیرکبیر	90	80	80	2H	0	0
131	شهید منتظرقائم	600	402	402	3S	0	0
132	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	822	737	737	6G + 3S	0	0
133	شهید فیروزی	40	40	40	4S	0	0
138	ری	879	811	821	37G	0	0
144	شهید رجایی	1,000	1,000	1,000	4S	0	0
145	سیکل ترکیبی شهید رجایی	846	812	813	6G + 3S	0	0
149	سیکل ترکیبی قم	584	582	587	4G + 2S	0	0
179A	دیزل سمنان	9	0	0	----	0	0
179B	سمنان	18	0	0	----	0	0
203	سد سفید رود	85	85	88	5H	0	0
206	شهید بهشتی	336	258	258	1G + 2S	0	0
232	سیکل ترکیبی گیلان	1,092	1,086	1,153	6G + 3S	0	0
257	شهید مفتاحی	1,962	1,942	1,942	2G + 4S	0	0

شکل پ ۱۰-۴۰: خلاصه گزارش (۱): تولید نیروگاه‌ها در لحظه پیک در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

[۱] خلاصه گزارش، تمامي اطلاعات ذكر شده در بندهاي قبلي را به طور مختصر و جامع در قالب يك جدول در دسترس كاربر قرار مي‌دهد.

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تبادل خطوط در لحظه پیک

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴

کد خط	نام خط	تبادل در پیک
AB800	سیکل ترکیبی گیلان - اردبیل	47
AB802	آبادان - نیروگاه آبادان	
AB803	آبادان - نیروگاه آبادان	
AB813	بندرعباس - بوستانو	
AB814	بندرعباس - بوستانو	
AB816	سیکل ترکیبی گیلان - اردبیل	
AB827	سیکل ترکیبی منتظرقائم - فیروز بهرام	
AB830	انرژی اتمی - بوشهر	
AB831	انرژی اتمی - بوشهر	
AD805	اراک - مشح	
AD828	تبریز - سردرود	
AD829	تبریز - سردرود	
AD916	یزد - ۲ - یزد - ۱	642
AD917	یزد۲ - یزد۱	
AE811	عنبرآباد - شهاب	
AE819	اراک - ساوه	
AE822	بندرعباس - شرق بندرعباس	
AE833	تحف آباد - ذوب آهن	
AE834	تحف آباد - ذوب آهن	
AE900	سیکل ترکیبی گیلان - شهیدرجایی	33
AE902	تبریز - شهیدرجایی	-123
AE803	اندیشک - هفت تپه	

شکل پ ۱۰-۴۱: خلاصه گزارش (۲): تبادل خطوط در لحظه پیک در نرم‌افزار SCCIS

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

گزارش روزانه وضعیت سدها

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴

کد نیروگاه	نام نیروگاه	ارتفاع (M)	ورودی (M3/sec)	خروجی توربین (M3/sec)	خروجی سرریز (M3/sec)	خروجی آبیاری (M3/sec)	جمع خروجی (M3/sec)
305	سد دز	348	104	224	0		224
307	سدشهید عباسپور	511	123	497	0		497
346	سد سجد سلیمان	370	497	428	0		428
347	سد کرخه	204	52	110	5		115

شکل پ ۱۰-۴۲: خلاصه گزارش (۳): گزارش روزانه وضعیت سدها در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تولید و مصرف در پیک به تفکیک صنایع

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴

کد	نام	تولید	دریافت	مصرف	اضافه مدیریت	نیاز مصرف اصلاح شده
IND01	شرکت فولاد مبارکه	186	200	386	101	487
IND02	شرکت سهامی ذوب آهن اصفهان	70	85	155	0	155
IND03	فولاد اهواز	0	0	0	0	0
IND04	نورد اهواز	0	94	94	0	94
IND05	فروسیلیس ارنا	0	47	47	0	47
IND06	فروسیلیس سمنان	0	31	31	0	31
IND07	مجتمع صنعتی معدنی چادر ملو	0	84	84	0	84
IND08	ایرالکو	0	258	258	0	258
IND09	الیهدی	0	189	189	0	189
IND10	مجتمع مس سرچشمه کرمان	53	89	142	0	142
IND11	فولاد خراسان	0	10	10	0	10
IND12	تراکتورسازی ایران	0	0	0	0	0
IND13	پتروشیمی رازی	0	0	0	0	0
IND14	پتروشیمی تبریز	0	0	0	0	0
IND15	پتروشیمی اراک	0	0	0	0	0
IND16	شرکت گل گهر	0	20	20	0	20
IND17	شرکت فولاد صبا	0	19	19	0	19

شکل پ ۱۰-۴۳: خلاصه گزارش (۴): تولید و مصرف در پیک به تفکیک صنایع در نرم‌افزار SCCIS

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تبادل برون مرزی در پیک به تفکیک مناطق خارجی

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴

کد	نام	واردات	صادرات	تبادل خالص
ARM	ارمنستان	167	0	167
AZE	جمهوری آذربایجان	185	0	185
IRQ	عراق	0	0	0
NKH	نخجوان	0	72	-72
PAK	پاکستان	0	19	-19
TKM	ترکمنستان	186	0	186
TUK	ترکیه	0	68	-68
	جمع کل	538	159	379

تذکر: کلیه مقادیر برحسب MW می باشند

شکل پ ۱۰-۴۴: خلاصه گزارش (۵): تبادل برون مرزی در پیک به تفکیک مناطق خارجی در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تولید و مصرف در پیک به تفکیک مناطق دیسپاچینگی

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴

کد	نام	ظرفیت اسمی	قابل تولید	تولید در پیک	تبادل	مصرف	خاموشی	تعادل لغت فرکانس	نیاز مصرف
TE	تهران	6,003	5,325	5,342	1,158	6,500	0	0	6,500
NO	شمال	3,475	3,371	3,441	-1,301	2,140	0	0	2,140
SW	جنوبغرب	6,891	5,345	5,355	-1,755	3,600	0	0	3,600
CE	مرکزی	3,003	2,639	2,641	129	2,770	0	0	2,770
NW	شمالغرب	1,578	1,115	1,115	534	1,649	0	0	1,649
SE	جنوبشرق	3,324	2,697	2,693	773	3,466	0	0	3,466
NE	شمالشرق	2,330	2,179	2,189	-39	2,150	0	0	2,150
WE	غرب	2,987	2,857	2,857	166	3,023	0	0	3,023
SO	جنوب	1,857	1,594	1,603	714	2,317	0	0	2,317
	جمع کل مناطق	31,448	27,122	27,236	379	27,615	0	0	27,615

تذکر: کلیه مقادیر برحسب MW می باشند

شکل پ ۱۰-۴۵: خلاصه گزارش (۶): تولید و مصرف در پیک به تفکیک مناطق دیسپاچینگی در نرم‌افزار SCCIS

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تولید و مصرف در پیک به تفکیک برق منطقه ای (بدون احتساب تولید و مصرف صنایع منطقه)

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴

کد	نام	ظرفیت اسمی	قابل تولید	تولید در پیک	تبادل	مصرف	خاموشی	تعادل لغت فرکانس	نیاز مصرف
R01	تهران	5,976	5,325	5,342	119	5,461	0	0	5,461
R02	مازندران	1,962	1,942	1,942	-540	1,402	0	0	1,402
R03	گیلان	1,513	1,429	1,499	-761	738	0	0	738
R04	سمنان	27	0	0	264	264	0	0	264
R05	زنجان	0	0	0	744	744	0	0	744
R06	آذربایجان	1,564	1,115	1,115	534	1,649	0	0	1,649
R07	باختر	2,312	2,213	2,213	-400	1,813	0	0	1,813
R08	غرب	675	644	644	261	905	0	0	905
R09	اصفهان	2,541	2,383	2,385	-175	2,210	0	0	2,210
R10	خوزستان	6,639	5,345	5,355	-1,867	3,488	0	0	3,488
R11	فارس	1,857	1,594	1,603	713	2,316	0	0	2,316
R12	یزد	344	313	314	185	499	0	0	499
R13	کرمان	1,027	928	928	61	989	0	0	989
R14	هرمزگان	1,294	1,025	1,014	7	1,021	0	0	1,021
R15	خراسان	2,330	2,179	2,189	-49	2,140	0	0	2,140
R16	سیستان و بلوچستان	530	378	384	138	522	0	0	522
	جمع کل (بدون صنایع)	30,591	26,813	26,977	-766	26,161	0	0	26,161

شکل پ ۱۰-۴۶ : خلاصه گزارش (۷): تولید و مصرف در پیک به تفکیک برق‌منطقه‌ای (بدون احتساب تولید و مصرف صنایع منطقه) در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تولید و مصرف مناطق مجزا در پیک

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴

کد	نام	قدرت عملی	قابل تولید	تولید در پیک	تبادل	مصرف	خاموشی	معادل افت فرکانس	نیاز مصرف
D01	منطقه آزاد کیش	50	50	60	0	60	0	0	60
	جمع کل (بدون صنایع)	50	50	60	0	60	0	0	60

یادگیر: کلیه مقادیر برحسب MW می باشند

شکل پ ۱۰-۴۷: خلاصه گزارش (۸): تولید و مصرف مناطق مجزا در پیک در نرم‌افزار SCCIS

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

گزارش تولید و محدودیت شبکه سراسری در پیک به تفکیک کد وضعیت

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴

کد	نام	قدرت عملی	قابل تولید	محدودیت	تولید در پیک
CF OUT	خروج - تاخیر در راه اندازی	0	0	0	-
D IN	ورود - در اختیار برق منطقه ای	312	163	149	163
D OUT	خروج - در اختیار برق منطقه ای	76	0	76	0
FA	خروج با هماهنگی	0	0	0	0
FC	خارج - حادثه	0	0	0	0
FD	خارج - عوامل متفرقه	0	0	0	0
FG1	خارج - مشکل شبکه - منطقه مربوط - پست بالادست	0	0	0	0
FG2	خارج - مشکل شبکه - منطقه مربوط - سایر پستها	0	0	0	0
FG3	خارج - مشکل شبکه - منطقه مربوط - خطوط	0	0	0	0
FG4	خارج - مشکل شبکه - سایر مناطق - سایر پستها	0	0	0	0
FG5	خارج - مشکل شبکه - سایر مناطق - سایر خطوط	0	0	0	0
FO	خروج اضطراری	716	0	716	0
FP	ادامه تعمیرات	330	0	330	0
FQ	خارج - مشکل سوخت	0	0	0	0
FS	خارج - اشکال راه اندازی	55	0	55	0
FW	خارج - مشکل آب	49	0	49	0
LA	محدود - بی برنامه - با هماهنگی	0	0	0	0

شکل پ ۱۰-۴۸: خلاصه گزارش (۹): گزارش تولید و محدودیت شبکه سراسری در پیک به تفکیک کد وضعیت در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تولید شبکه سراسری در پیک به تفکیک نوع واحد

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴ ساعت: ۲۱:۲۵ سرپرست شیفت: صیدآبادی

کد	نوع واحد	قدرت عملی	قابل تولید	محدودیت				تولید در پیک	ذخیره	
				داخلی	خارجی	تنش برنامه	دوره غیر عادی	جمع عوامل	گردان	غیر گردان
C	سیکل ترکیبی	5,568	5,200	363	0	0	5	368	0	0
D	دیزل	388	163	0	0	0	149	149	0	0
G	گازی	6,128	4,852	513	0	8	429	950	0	11
H	آبی	4,473	3,842	166	257	0	208	631	0	0
S	بخاری	14,891	13,065	1,410	0	0	356	1,766	0	0
	جمع	31,448	27,122	2,452	257	8	1,147	3,864	0	11
								27,236	0	11

تذکر: کلیه مقادیر قدرت برحسب MW می باشند

شکل پ ۱۰-۴۹: خلاصه گزارش (۱۰): تولید شبکه سراسری در پیک به تفکیک نوع واحد در نرم‌افزار SCCIS

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

انرژی تولید شده نیروگاهها به تفکیک نوع واحد

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴

کد نیروگاه	نام نیروگاه	نوع	انرژی تولید شده
101	بعثت	S	4,773
102	سد لتیان	H	274
111	سیکل ترکیبی دماوند	G	8,911
113	کلان	H	1,194
130	سد امیرکبیر	H	420
131	شهید منتظرقائم	S	9,029
132	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	CG	11,418
132	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	CS	5,648
133	شهید فیروزی	S	980
138	ری	G	14,248
144	شهید رجایی	S	24,043
145	سیکل ترکیبی شهید رجایی	CG	11,554
145	سیکل ترکیبی شهید رجایی	CS	6,343
149	سیکل ترکیبی قم	CG	9,042
149	سیکل ترکیبی قم	CS	4,574
179A	دیزل سمنان	D	0
179B	سمنان	G	0
203	سد سفید رود	H	1,879

شکل پ ۱۰-۵۰: خلاصه گزارش (۱۱): انرژی تولید شده نیروگاه‌ها به تفکیک نوع واحد در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تولید و مصرف شبکه سراسری در پیک

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۲ ساعت: ۲۱:۲۵ سریرحسـ

	مدرت عملی	تادل تولید	محدودیت	تولید	ذخیره گردان	ذخیره غیر گردان	T	F	S	واردات	صادرات	تبادل خالص	مصرف	خاموشی	معادل قلت نرکاتس	
جمع کل	31,448	27,122	4,326	27,236	0	11	114	0	11	538	159	379	27,774	0	0	

یذکر: کلیه مقادیر برحسب MW می باشند

شکل پ ۱۰-۵۱: خلاصه گزارش (۱۲) : تولید و مصرف شبکه سراسری در پیک در نرم‌افزار SCCIS

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

تولید و مصرف انرژی شبکه سراسری

تاریخ: چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۲

ساعت	تولید	واردات	صادرات	تبادل خالص	مصرف	خاموشی	معادل قلت نرکاتس	نیاز مصرف
۱	23,069	322	124	198	23,391	0	-35	23,355
۲	21,801	310	116	193	22,110	0	-33	22,077
۳	21,001	301	108	193	21,302	0	-11	21,291
۴	20,477	329	99	230	20,807	0	0	20,807
۵	20,231	311	102	209	20,541	0	-21	20,521
۶	19,776	304	109	195	20,080	0	-10	20,070
۷	18,836	308	121	187	19,144	0	-29	19,115
۸	18,951	318	135	183	19,269	0	-10	19,259
۹	20,116	320	139	181	20,436	0	0	20,436
۱۰	21,382	325	138	188	21,707	0	-11	21,696
۱۱	22,130	314	139	175	22,443	0	11	22,455
۱۲	23,037	320	140	179	23,357	0	0	23,357
۱۳	23,918	325	152	174	24,243	0	24	24,267
۱۴	24,265	329	151	178	24,594	0	0	24,594
۱۵	24,709	321	143	179	25,030	0	63	25,093
۱۶	24,799	337	137	200	25,136	6	25	25,167
۱۷	24,542	352	135	216	24,894	0	-13	24,881

شکل پ ۱۰-۵۲: خلاصه گزارش (۱۳): تولید و مصرف انرژی شبکه سراسری در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

وزارت نیرو — شرکت توانیر — معاونت هماهنگی و نظارت بر بهره برداری — مدیریت دیسپاچینگ ملی — دفتر بهره برداری و کنترل سیستم

خلاصه گزارش روزانه شبکه در روز چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴ — ساعت پیک : ۲۱:۲۵

نیاز مصرف در پیک (MW)	27,774											
تولید در پیک (MW)	27,236											
درمانی برون مرزی (MW)	538	شهید رجایی	1,000	4S	زرند	46	2S	کلان	66	2H		
معادل افت فرکانس (MW)	0	س ت رجائی	813	6G + 3S	س ت یزد	251	4G	سد امیرکبیر	80	2H		
ذخیره گردان منفی (MW)	0	شهید منتظرقائم	402	3S	یزد	63	4G	سد نیلان	23	1H		
ذخیره (MW)	گردان مثبت	0	س ت منتظرقائم	737	6G + 3S	ابرانشهر	186	3S	سد سفید رود	88	5H	
	غیر گردان	11	س ت شاهوند	553	5G	زاهدان	62	4G	سد ساروق	0	----	
برون مرزی (MW)	ارمنستان	-167	س ت قم	587	4G + 2S	جابهار	75	5G	سد زاینده رود	55	3H	
	ترکیه	68	ری	821	37G	نوشن	600	4S	سد ارس	22	2H	
	نخجوان	72	پعنت	220	3S	مشهد	217	4G + 1S	سد مهاباد	6	2H	
	ایمپلی	-185	شهید فیروزی	40	4S	شریعتی	374	8G + 1S	سد جیرفت	12	1H	
	ترکمنستان	-186	سمنان	0	----	س ت نیشابور	813	6G + 3S	سفان	12	2H	
	پاکستان	19	شهید سلیمی	1,942	2G + 4S	شیروان	90	5G	سد دروه‌زن	10	2H	
			س ت گیلان	1,153	6G + 3S	قائن	54	3G	سد ساوه	0	----	
			شهید بهشتی	258	1G + 2S	شازند اراک	1185	4S	فولاد مبارکه	186	3S	
	جمع ارسالی	159	رامین	1,415	5S	منتج غرب	1,000	4S	ذوب آهن	70	1G + 3S	
	جمع کل تبادل	-379	شهید مدحج	192	3G + 1S	بیستون	640	2S	سرچشمه	39	3G	
محدودیت (MW)	انتقال گردان	0	س ت آبادان	275	3G	مرودشت	28	2G	مس سرچشمه	14	2S	
	انتقال غیرگردان	0	اصفهان	830	5S	س ت فارس	634	5G + 3S	د آذربایجان	14	1D	
	سوخت گردان	0	شهید منتظری	1,480	4S + 4S	س ت کازرون	672	6G	د زاهدان	61	1D	
	سوخت غیرگردان	0	هسا	20	1G	شیراز	103	6G	د قائن	41	1D	
صنایع بزرگ (MW)	تولید	309	نیریز	726	2G + 2S	بوشهر	46	3G	د فارس	27	1D	
	مصرف	1,454	شهید	0	----	کنگان	111	7G	د غرب	4	1D	
	احتمال مدیریت	*****	س ت خوی	268	2G + 1S				د سمنان	0	----	
		545.213	صدرقان	31	2G				د اصفهان	0		

شکل پ ۱۰-۵۳: خلاصه گزارش (۱۴) : خلاصه گزارش روزانه شبکه برق ایران در نرم‌افزار SCCIS

صفحات اول و دوم از گزارش مورد نظر نیز به ترتیب در شکل‌های (پ ۱۰-۵۴) و (پ ۱۰-۵۵) نشان داده شده‌اند:

بسمه تعالی

وزارت نیرو — شرکت توانیر — معاونت هماهنگی و نظارت بر بهره برداری — مدیریت د

وضعیت تولید و مصرف پیک و انرژی در روز چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴ — ساعت پ

تولید و مصرف به تفکیک مناطق (داخل کشور)

منطقه		مدیریت صلی	طبق برنامه	قابل تولید	انحراف ازبرنامه	تولید پیک	تبادل	بار مصرفی	خاموشی	معادل افت	نیاز
تهران	TE	6,003	6,003	5,325	-11%	5,342	1,158	6,500	0	0	6,500
شمالغرب	NW	1,578	1,578	1,115	-29%	1,115	534	1,649	0	0	1,649
مرکزی	CE	3,003	3,003	2,639	-12%	2,641	129	2,770	0	0	2,770
جنوبغرب	SW	6,891	6,891	5,345	-22%	5,355	-1,755	3,600	0	0	3,600
جنوبشرق	SE	3,324	3,324	2,697	-19%	2,693	773	3,466	0	0	3,466
شمالشرق	NE	2,330	2,330	2,179	-6%	2,189	39	2,150	0	0	2,150
غرب	WE	2,987	2,987	2,857	-4%	2,857	166	3,023	0	0	3,023
جنوب	SO	1,857	1,857	1,594	-14%	1,603	714	2,317	0	0	2,317
شمال	NO	3,475	3,475	3,371	-3%	3,441	-1,301	2,140	0	0	2,140
کل شبکه		31,448	31,448	27,122	-14%	27,236	379	27,615	0	0	27,615

تولید و مصرف به تفکیک برق منطقه ای (بدون احتساب تولید و مصرف صنایع منطقه)

برق منطقه ای	مدیریت صلی	طبق برنامه	قابل تولید	انحراف از برنامه	تولید پیک	تبادل	بار مصرفی	خاموشی	معادل افت	نیاز
تهران	5,976	5,976	5,325	-11%	5,342	119	5,461	0	0	5,461

مصرف صنایع در لحظهٔ پیک

صنایع	بارمصرفی	تولید
فولاد مبارکه	386	386
فولاد خراسان	10	-
ذوب آهن اصفهان	155	70
فولاد اهواز	0	-
نورد اهواز	94	-
فروسیلیس ارنا	47	-
فروسیلیس سمنان	31	-
چادرملو	84	-
ایرالکو	258	-
المهدی	189	-
مس سرچشمه	142	53
گل گهر	20	-
فولاد صبا	19	-

شکل پ ۱۰-۵۴: خلاصه گزارش (۱۵) : صفحه اول- وضعیت تولید و مصرف پیک و انرژی در یک روز خاص در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

بسمه تعالی

وزارت نیرو | شرکت توانیر | معاونت هماهنگی و نظارت بر بهره برداری | مدیریت دیسپاچینگ ملی | دفتر بهره برداری و کنترل سیستم

وضعیت شاخص های عملکرد درلحظهٔ پیک روز چهارشنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۴ ساعت پیک: ۲۱:۲۵

قابلیت تولید واحدها به تفکیک کد عملکرد

عوامل	کد	قابل تولید	درصد از قدرت عملی	غیر قابل تولید	درصد از قدرت عملی	درصد ناآمادگی عوامل
درمدار با قدرت کامل	SO	10,247	32.6%	-	-	-
ذخیره با قدرت کامل	R	0	0.0%	-	-	-
درمدار و محدود	Lx	14,315	45.5%	1,553	4.9%	9.8%
ذخیره و محدود	RLx	11	0.0%	6	0.0%	35.3%
بهره‌برداری آزمایشی	ZO	1,710	5.4%	181	0.6%	9.6%
راه اندازی اولیه	ZD	553	1.8%	774	2.5%	58.3%
خارج از سیستم	X, D	286	0.9%	654	2.1%	69.6%
فرسوده	Y	0	0.0%	0	0.0%	0.0%
خارج با برنامه	Px	-	-	8	0.0%	-
خارج بدون برنامه	Fx	-	-	1,150	3.7%	-
جمع کل		27,122	86.2%	4,326	13.8%	

محدودیت واحدها به تفکیک کد عملکرد عوامل خارجی

شکل پ ۱۰-۵۵: خلاصه گزارش (۱۶) : صفحه دوم- وضعیت شاخص‌های عملکرد در لحظه پیک یک روز خاص در نرم‌افزار SCCIS

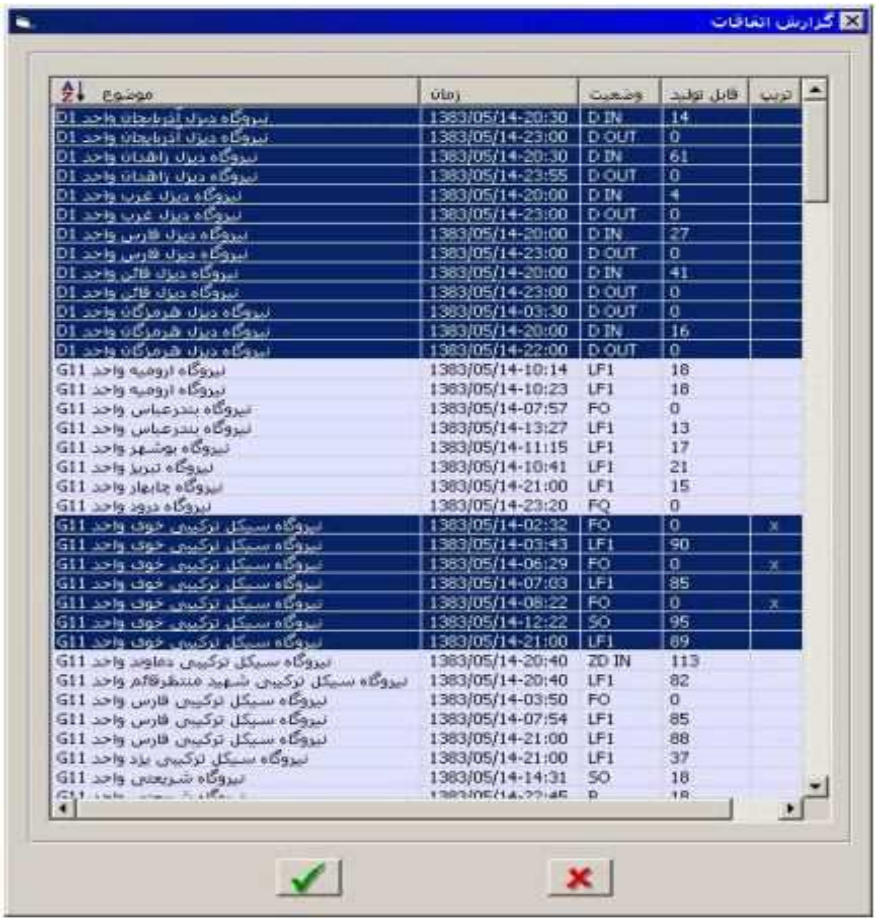
پ-۱۰-۱-۷-۶- گزارش اتفاقات

یکی از مهم‌ترین اطلاعاتی که از نرم‌افزار SCCIS قابل دریافت بوده و در تهیه صورت‌حساب‌های بازار برق نقش به‌سزایی دارد، گزارش کلیه اتفاقاتی است که شبکه برق در روز بهره‌برداری کم و بیش با آن مواجه می‌شود. لذا در این بخش سعی شده است تا این دسته از اطلاعات مورد بررسی بیشتری قرار گیرد.

برای دریافت گزارش اتفاقات لازم است که ساعت و تاریخ بازه زمانی مورد نظر مطابق شکل (پ ۱۰-۵۶) توسط کاربر معرفی شود. همانطور که در شکل (پ ۱۰-۵۸) دیده می‌شود در این پنجره امکان مشاهده وضعیت واحدها در بازه زمانی مورد نظر به تفکیک ساعت به ساعت اطلاعاتی همچون کدهای وضعیت بهره‌برداری واحد تولیدی در زمان‌های مختلف، قابلیت تولید در زمان بهره‌برداری و وضعیت تریپ آن در اختیار کاربر قرار خواهد گرفت.

شکل پ ۱۰-۵۶: درج ساعت و تاریخ شروع و خاتمه یک بازه زمانی خاص به منظور مشاهده اتفاقات در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir



شکل پ ۱۰-۵۷: مشاهده اتفاقات رخ داده در بخش تولید به تفکیک واحدهای نیروگاهی در نرم‌افزار SCCIS

سازمان توانیر - معاونت برنامه ریزی - دفتر برنامه ریزی تولید

گزارش اتفاقات خاص

از : 1383/05/14-00:00 تاریخ : 1383/05/15-00:00

ردیف	موضوع	زمان	وضعیت	قابل تولید	ترپ
1	نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجایی واحد G12	1383/05/14-00:02	FO	0	X
2	نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجایی واحد G12	1383/05/14-00:55	SO	93	
3	نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجایی واحد G12	1383/05/14-20:40	LF1	91	
4	نیروگاه سیکل ترکیبی خوی واحد G11	1383/05/14-02:32	FO	0	X
5	نیروگاه سیکل ترکیبی خوی واحد G11	1383/05/14-03:43	LF1	90	
6	نیروگاه سیکل ترکیبی خوی واحد G11	1383/05/14-06:29	FO	0	X
7	نیروگاه سیکل ترکیبی خوی واحد G11	1383/05/14-07:03	LF1	85	
8	نیروگاه سیکل ترکیبی خوی واحد G11	1383/05/14-08:22	FO	0	X
9	نیروگاه سیکل ترکیبی خوی واحد G11	1383/05/14-12:22	SO	95	
10	نیروگاه سیکل ترکیبی خوی واحد G11	1383/05/14-21:00	LF1	89	
11	نیروگاه یزد واحد G11	1383/05/14-03:30	R	17	
12	نیروگاه یزد واحد G11	1383/05/14-10:15	SO	17	
13	نیروگاه یزد واحد G12	1383/05/14-03:30	R	17	
14	نیروگاه یزد واحد G12	1383/05/14-10:24	LF1	16	
15	نیروگاه یزد واحد G12	1383/05/14-21:00	SO	17	
16	نیروگاه یزد واحد G18	1383/05/14-03:30	RLF1	13	
17	نیروگاه یزد واحد G18	1383/05/14-10:24	LF1	16	
18	نیروگاه یزد واحد G18	1383/05/14-21:00	LF1	13	
19	نیروگاه دیزل هرمزگان واحد D1	1383/05/14-03:30	D OUT	0	
20	نیروگاه دیزل هرمزگان واحد D1	1383/05/14-20:00	D IN	16	

شکل پ ۱۰-۵۸: گزارش اتفاقات خاص در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

پ-۱۰-۱-۷-۷- گزارش‌های آمار

در این بخش نیز اطلاعات پایه‌ای در خصوص شبکه و تجهیزات تولید و انتقال در اختیار کاربر قرار می‌گیرد که در ادامه به برخی از آن‌ها اشاره می‌شود. (شکل (پ ۱۰-۵۹))

شکل پ ۱۰-۵۹: گزارش‌های آمار در نرم‌افزار SCCIS

تقریبا تمام اطلاعاتی که در مطالب قبلی ارائه شد در زیر مجموعه‌های اطلاعات پایه شبکه و اطلاعات اجزای شبکه نیز قابل دسترسی است. در زیرمجموعه گزارش هفتگی، اطلاعات آماری قابل توجهی قابل حصول می‌باشد که به ترتیب اهمیت در شکل‌های (پ ۱۰-۶۰) الی (پ ۱۰-۶۴) آورده شده‌اند.

معاونت هماهنگی و نظارت بر بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - دفتر برنامه ریزی

محدودیت ها در قابلیت تولید به تفکیک کد عملکرد - عوامل خارجی و داخلی

از تاریخ ۱۳۸۳/۰۵/۲۴ لغایت ۱۳۸۳/۰۵/۳۰

روز هفته	تاریخ	محدودیت ناشی از عوامل خارجی						محدودیت ناشی از عوامل داخلی					
		در مدار و محدود			خارج از مدار و محدود			در مدار و محدود			خارج از مدار و محدود		
		LW	LQ	Lx	RLW	RLQ	RLx	LA	LF	LPx	RLA	RLF	RLP
شنبه	1383/05/24	316	84	0	0	0	0	0	1256	0	0	0	0
یکشنبه	1383/05/25	466	0	0	0	0	0	0	1521	0	0	0	0
دوشنبه	1383/05/26	365	0	0	0	0	0	0	1586	0	0	0	0
سه‌شنبه	1383/05/27	334	0	0	0	0	0	0	1591	0	0	0	0
چهارشنبه	1383/05/28	344	0	0	0	0	0	0	1335	0	0	0	0
پنجشنبه	1383/05/29	537	0	0	0	0	0	0	1291	0	0	0	0
جمعه	1383/05/30	418	0	87	0	0	0	132	1225	0	0	0	0
	حداکثر	537	84	87	0	0	0	132	1591	0	0	0	0
	حداقل	316	0	0	0	0	0	0	1225	0	0	0	0

معاونت هماهنگی و نظارت بر بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - دفتر برنامه ریزی

قدرت غیرقابل بهره برداری و خارج از مدار به تفکیک کد عملکرد - عوامل خارجی و داخلی

از تاریخ ۱۳۸۳/۰۵/۲۴ لغایت ۱۳۸۳/۰۵/۳۰

شکل پ ۱۰-۶۰: گزارش محدودیت‌های ناشی از عوامل داخلی و عوامل خارجی در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت هماهنگی و نظارت بر بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - دفتر برنامه ریز

تغییرات قدرت تولیدی نیروگاههای شبکه سراسری در زمان پیک بار

از تاریخ ۱۳۸۳/۰۵/۲۴ لغایت ۱۳۸۳/۰۵/۳۰

قدرت آماده بهره برداری											قدرت غیرآماده بهره بر			
تولید شده	ذخیره گردان	ذخیره غیر گردان	ضریب آمادگی	خاموشی	معادل افت فرکانس	اعمال مدیریت صنایع	تبادل برون مرزی		نیاز مصرف	مطابق برنامه مالیانه	بدون برنامه مالیانه			
							ارسالی	دریافتی			علل داخلی	علل خارجی	جمع
27,000	14	0	85.52%	170	280	311	163	446	27,896	8	2,702	512	3,214
27,154	1	0	85.97%	0	0	547	166	490	27,644	8	2,446	566	3,012
27,040	1	0	85.61%	402	421	539	164	456	28,319	8	2,653	443	3,096
27,320	0	0	86.49%	0	567	504	172	475	28,362	8	2,456	452	2,908
27,362	10	0	86.65%	0	0	512	172	578	27,940	8	2,505	462	2,967
26,754	0	0	84.70%	0	0	0	169	600	27,354	8	2,698	672	3,370
25,518	300	200	82.37%	0	0	0	175	719	26,237	8	3,021	1,186	4,207
27,362	*300*	*200*	*86.65%*	*402*	*567*	*547*	*175*	*719*	*28,362*	*8*	*3,021*	*1,186*	*4,207*
25,518	*0*	*0*	*82.37%*	*0*	*0*	*0*	*163*	*446*	*26,237*	*8*	*2,446*	*443*	*2,908*

شکل پ ۱۰-۶۱: گزارش تغییرات قدرت تولیدی نیروگاه‌ها در زمان پیک بار در نرم‌افزار SCCIS

معاونت هماهنگی و نظارت بر بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - دفتر برنامه ریزی

شاخصهای ضریب خروجی اضطراری نیروگاهها در پیک بار روز ۱۳۸۳/۰۵/۳۰

با احتساب کدهای A

کد نیروگاه	نام نیروگاه	عوامل داخلی						عوامل خارجی		کل عوامل			
		بدون هماهنگی		با هماهنگی		جمع عوامل داخلی		بدون هماهنگی		بدون هماهنگی		با هماهنگی	
		مقدار	ضریب (٪)	مقدار	ضریب (٪)	مقدار	ضریب (٪)	مقدار	ضریب (٪)	مقدار	ضریب (٪)	مقدار	ضریب (٪)
610	بندرعباس	150.0	12.10%	310.0	25.00%	460.0	37.10%	0.0	0.00%	150.0	12.10%	310.0	25.00%
521	تبریز	356.0	50.86%	0.0	0.00%	356.0	50.86%	0.0	0.00%	356.0	50.86%	0.0	0.00%
309	رامین	230.0	12.57%	0.0	0.00%	230.0	12.57%	0.0	0.00%	230.0	12.57%	0.0	0.00%
306	شهید مدحج	168.0	57.93%	0.0	0.00%	168.0	57.93%	0.0	0.00%	168.0	57.93%	0.0	0.00%
923	سیکل ترکیبی فارس	87.0	30.21%	0.0	0.00%	87.0	30.21%	0.0	0.00%	87.0	30.21%	0.0	0.00%
132	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	84.0	29.17%	0.0	0.00%	84.0	29.17%	0.0	0.00%	84.0	29.17%	0.0	0.00%
844	شازند	75.0	5.95%	0.0	0.00%	75.0	5.95%	0.0	0.00%	75.0	5.95%	0.0	0.00%
405	اصفهان	0.0	0.00%	60.0	7.23%	60.0	7.23%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	60.0	7.23%
697C	ایرانشهر	60.0	25.00%	0.0	0.00%	60.0	25.00%	0.0	0.00%	60.0	25.00%	0.0	0.00%
149	سیکل ترکیبی قم	0.0	0.00%	46.0	23.96%	46.0	23.96%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	46.0	23.96%
131	شهید منتظرقائم	45.0	7.50%	0.0	0.00%	45.0	7.50%	0.0	0.00%	45.0	7.50%	0.0	0.00%
257	شهید سلیمی	26.0	1.51%	0.0	0.00%	26.0	1.51%	0.0	0.00%	26.0	1.51%	0.0	0.00%
422	شهید منتظری ۱	24.0	3.13%	0.0	0.00%	24.0	3.13%	0.0	0.00%	24.0	3.13%	0.0	0.00%
206	شهید بهشتی	13.0	5.42%	0.0	0.00%	13.0	5.42%	0.0	0.00%	13.0	5.42%	0.0	0.00%

شکل پ ۱۰-۶۲: شاخص‌های ضریب خروجی اضطراری نیروگاه‌ها در زمان پیک بار یک روز خاص در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت هماهنگی و نظارت بر بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - دفتر برنامه ریزی

مقایسهٔ پیش بینی با عملکرد قدرت در پیک همزمان شبکه سراسری

از تاریخ ۱۳۸۳/۰۵/۲۴ لغایت ۱۳۸۳/۰۵/۳۰

تاریخ	قابلیت تولید خالص				خروج اضطراری		نیاز مصرف				
	پیش بینی		واقعی (MW)	اختلاف واقعی با پیش بینی		پیش بینی سالانه (٪)	واقعی با کد A (٪)	پیش بینی			واقعی (MW)	اختلاف واقعی با پیش بینی (٪)
	سالانه (MW)	هفتگی (MW)		سالانه (٪)	هفتگی (٪)			سالانه (MW)	هفتگی (MW)	روزانه (MW)		
1383/05/24	27527	27064	27014	-1.9٪	-0.2٪	10.1٪	10.17٪	29474	28150	28150	27891.4	-1.9٪
1383/05/25	27527	27154	27155	-1.4٪	0.0٪	10.1٪	9.54٪	29474	28400	28400	27644	-2.7٪
1383/05/26	27527	27154	27041	-1.8٪	-0.4٪	10.1٪	9.80٪	29474	28400	28500	28311.71	-0.7٪
1383/05/27	27527	27154	27320	-0.8٪	0.6٪	10.1٪	9.21٪	29474	28400	28850	28352.33	-1.7٪
1383/05/28	27527	27154	27372	-0.6٪	0.8٪	10.1٪	9.39٪	29474	28400	28850	27940	-3.2٪
1383/05/29	27527	27154	26754	-2.8٪	-1.5٪	10.1٪	10.67٪	29474	27500	27400	27354	-3.2٪
1383/05/30	27527	27154	26018	-5.5٪	-4.2٪	10.1٪	13.32٪	29474	26100	26000	26237	-0.9٪
حداکثر	27527	27154	27372	5.5٪	4.2٪	10.1٪	13.32٪	29474	28400	28850	28352.33	-2.2٪
حداقل	27527	27064	26018	0.6٪	0.0٪	10.1٪	9.21٪	29474	26100	26000	26237	-2.2٪

شکل پ ۱۰-۶۳: گزارش مقایسه پیش‌بینی با عملکرد قدرت در پیک همزمان شبکه سراسری در نرم‌افزار SCCIS

معاونت هماهنگی و نظارت بر بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - دفتر برنامه ریزی

مقایسه پیش بینی با عملکرد انرژی تولیدی و نیاز مصرف روزانه

از تاریخ ۱۳۸۳/۰۵/۲۴ لغایت ۱۳۸۳/۰۵/۳۰

شبکه سراسری

تاریخ	پیش بینی(مگاواتساعت)		عملکرد(مگاواتساعت)		انرژی تأمین نشده(مگاواتساعت)				اعمال مدیریت	دریاف
	تولید	نیاز مصرف	تولید	نیاز مصرف	خاموشی هماهنگ شده	معادل افت فرکانس	خاموشی ناشی از کمبود	خاموشی ناشی از حادثه	صنایع	برو
1383/05/24	544,259	547,250	539,765	548,907	196	807.463	0	4	622	5.1
1383/05/25	549,545	553,445	546,558	555,365	799	795.823	0	0	1,094	2.9
1383/05/26	549,545	553,445	549,878	560,512	1172	1,917.826	0	16	1,078	3.6
1383/05/27	549,545	553,445	551,931	563,297	1516	2,057.507	0	145	1,008	7.2
1383/05/28	549,545	553,445	553,102	563,412	58	1,613.927	0	1	730	5.9
1383/05/29	545,545	545,645	539,776	549,970	318	661.725	0	369	0	5.9
1383/05/30	514,514	514,514	502,056	510,602	0	-442.710	0	54	0	4.7
جمع دوره	3,802,498	3,821,189	3,783,066	3,852,066	4058	7,411.56	0	589	4,532	1.3
سال قبل	0	0	3,433,421	3,433,541	0	119.87	0	0	0	)
به سال قبل	100.00	100.00	10.18	12.19	100.00	-100.00	0.00	100.00	100.00	00

درصد تغییرات

خاموشی هماهنگ شده = کمبود تولید + محدودیت انتقال + محدودیت ترانس + افت ولتاژ + محدودیت آب

خاموشی ناشی از حادثه = عملکرد در نه فرکانسی (کمبود تولید - قطع تولید) + حادثه گسترده + قطع خطوط انتقال + قطع ترانس

شکل پ ۱۰-۶۴: گزارش مقایسه پیش‌بینی با عملکرد انرژی تولیدی و نیاز مصرف روزانه در نرم‌افزار SCCIS

پ-۱۰-۱-۷-۸- گزارش‌های برنامه‌ریزی تولید

در این بخش، اطلاعات مفیدی نظیر گزارش روزانه انرژی، گزارش لحظه پیک، گزارش بار مناطق در قالب فایل‌های Excel قابل دستیابی است که در ادامه به برخی از آن‌ها اشاره خواهد شد. شکل‌های (پ ۱۰-۶۵) الی (پ ۱۰-۷۱).

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۶۵: گزارش‌های برنامه‌ریزی تولید در نرم‌افزار SCCIS

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - دفتر برنامه ریزی

تولید و مصرف انرژی

روزا شنبه

تاریخ: 1383/05/17

کد نیروگاه	نام نیروگاه	بخش	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	جمع
101	بعثت	S	214	213	213	212	212	213	213	213	213	214	217	218	218	219	219	4,657
102	سد لتیان	H	18	18	18	18	0	0	0	0	0	0	22	28	38	23	22	265
111	سیکل ترکیبی دماوند	G	0	0	60	227	371	440	445	483	540	471	448	480	563	569	535	5,632
113	کلان	H	43	43	42	45	45	45	45	45	45	45	47	71	72	72	72	1,185
130	سد امیرکبیر	H	0	25	27	28	28	27	27	27	27	27	27	80	81	27	30	487
131	شهید منتظرقائم	S	481	483	483	484	483	483	481	475	472	472	478	485	481	480	481	11,550
132	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	CG	537	526	510	495	485	478	470	465	460	460	469	488	493	494	498	11,796
132	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	CS	270	266	259	247	236	225	214	210	206	202	205	237	244	242	212	5,715
133	شهید فیروزی	S	42	42	41	41	42	42	41	41	41	41	41	41	41	41	40	983
138	ری	G	602	769	779	759	756	753	744	729	720	623	401	634	785	787	766	13,602
144	شهید رجایی	S	1,005	1,005	1,004	1,003	1,004	1,003	1,004	1,000	983	964	995	1,000	1,001	1,000	1,001	24,020
145	سیکل ترکیبی شهید رجایی	CG	560	547	531	517	511	501	496	493	495	500	505	517	534	529	543	12,452
145	سیکل ترکیبی شهید رجایی	CS	308	300	289	277	270	266	269	266	264	264	267	268	286	286	295	6,790
149	سیکل ترکیبی قم	CG	389	387	383	372	369	367	362	359	358	361	363	386	388	390	392	9,043
149	سیکل ترکیبی قم	CS	196	196	195	191	189	188	186	184	182	183	184	187	189	189	190	4,555
179A	دیزل سمنان	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
179B	سمنان	G	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
203	سد سفید رود	H	76	76	76	76	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	1,814
206	شهید بهشتی	G	50	49	48	48	48	47	47	48	48	48	48	48	48	48	50	1,166
206	شهید بهشتی	S	200	201	200	195	194	197	205	204	204	203	207	211	210	211	211	4,961
232	سیکل ترکیبی گیلان	CG	743	743	733	726	725	722	720	720	720	720	733	755	764	771	773	17,741
232	سیکل ترکیبی گیلان	CS	405	407	403	403	403	402	400	401	398	397	402	416	419	420	420	9,721

شکل پ ۱۰-۶۶:گزارش روزانه‌ی (ساعت به ساعت) تولید و انرژی نیروگاه‌ها در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - مقدر برنامه زمزی

تولید و مصرف انرژی

شنبه 1383/05/17

کد حد	نام حد	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	جمع
AB800	سیکل ترکیبی گیلان - اردبیل	37	33	30	28	22	15	17	18	18	19	15	43	41	24	638
AD916	برق - ۲ - برق - ۱	400	456	585	683	672	699	698	598	502	487	670	683	714	723	14,596
JQ300	جلفا - اردوباد(تبادل تخصیص)	66	67	70	67	65	60	63	70	73	74	74	73	63	51	1,335
JR815	جناح - لار	-1	-9	-30	-46	-37	-36	-27	-13	0	-37	-37	-41	-47	-51	-664
KN816	کهنرج - دوراهی میناب	-57	-54	-52	-52	-36	-41	-42	-50	-66	-82	-78	-62	-57	-50	-1,196
KR809	کهنرج - ایرانشهر	22	24	28	39	18	21	14	13	19	41	58	51	47	41	639
KR836	خرم آباد - ۱ - کنکاور	30	43	46	54	59	61	60	55	42	34	21	0	15	40	1,060
KS809	سدکلان - عالیه شهر	-111	-110	-107	-116	-122	-124	-124	-129	-131	-120	-83	-80	-90	-86	-2,335
KT805	گنبد کاووس - بالاخان	-61	-70	-34	-37	-36	-25	-23	-72	-122	-132	-124	-138	-154	-158	-1,940
KU920	کاروان ۳ - جهلستون	121	174	224	203	176	146	148	138	115	95	252	241	226	150	2,114
LN926	جلال - شهید سلیمی	-490	-485	-464	-480	-484	-486	-478	-503	-515	-488	-397	-412	-456	-444	-10,627
LP909	جلال - کلیابگان	194	182	184	246	257	280	277	311	281	242	156	126	209	330	6,474
LV927	جلال - آهران سمنان	-237	-228	-211	-221	-224	-225	-220	-240	-252	-231	-159	-167	-199	-196	-4,902
LZ809	شهیدبهشتی - زنجان	154	132	131	134	126	120	121	128	142	140	134	161	159	144	3,581
MP837	خرم آباد - ۲ - سد در	68	84	119	191	227	232	234	200	222	86	97	44	140	234	4,607
MR825	کرمسار - ری شمالی	25	26	27	32	34	33	33	39	44	42	20	23	31	26	545
MS805	میانه‌واب-۲- سفر	27	28	29	29	28	27	28	28	28	28	37	51	48	40	686
MZ810	میانه - زنجان	-52	-48	-50	-47	-34	-16	-14	-17	-14	-12	-21	-65	-57	-30	-834
MZ833	بم - زاهدان	31	35	38	44	34	38	36	33	29	32	43	44	45	43	829
MZ834	بم - زاهدان	29	32	35	43	31	36	34	31	25	29	43	44	43	42	772
NR813	برین زهرا-مستظرعالم	0	0	-3	-5	-4	-3	-5	-7	-8	-8	-6	-6	-7	-5	-104
NV931	شهید سلیمی - آهران سمنان	400	397	385	396	399	400	395	410	415	397	343	352	379	369	8,781

شکل پ ۱۰-۶۷: گزارش روزانه‌ی (ساعت به ساعت) تبادل توان و انرژی خطوط در نرم‌افزار SCCIS

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - بهره برداری مرکز کنترل

وضعیت واحدها در لحظه پیک

تاریخ: شنبه - ۱۳۸۳/۰۵/۱۷ ساعت: ۲۱:۲۸ سرپرست شیفت: هرادی

ردیف	کد نیروگاه	نام نیروگاه	نوع واحد	شماره واحد	ظرفیت عملی	قابل تولید	محدودیت	تولید در پیک	علت	برنامه / مدت	کد وضعیت
1	101	بعثت	S	1	75	73	2	73	خارج خلاء		LF1
2	101	بعثت	S	2	75	73	2	73	خارج خلاء		LF1
3	101	بعثت	S	3	75	75	0	75			SO
4	102	سد قیان	H	1	22	22	0	23			SO
5	102	سد قیان	H	2	22	20	2	20	کمبود آب		LW
6	111	سیکل ترکیبی دماوند	G	11	122	109	13	109	در اختیار پیمانکار		ZD IN
7	111	سیکل ترکیبی دماوند	G	12	122	0	122	0	خارج عنار کار	13 / 0	ZD OUT
8	111	سیکل ترکیبی دماوند	G	13	122	111	11	111	در اختیار پیمانکار		ZD IN
9	111	سیکل ترکیبی دماوند	G	14	122	111	11	111	در اختیار پیمانکار		ZD IN
10	111	سیکل ترکیبی دماوند	G	15	122	110	12	110	در اختیار پیمانکار		ZD IN
11	111	سیکل ترکیبی دماوند	G	16	122	113	9	113	در اختیار پیمانکار		ZD IN
12	113	کلان	H	1	38	0	38	0	عوامل متفرقه	239 / 0	FO
13	113	کلان	H	2	38	33	5	33	کمبود آب		LW
14	113	کلان	H	3	38	33	5	33	کمبود آب		LW
15	130	سد امیرکبیر	H	1	45	40	5	40	کمبود آب		LW
16	130	سد امیرکبیر	H	2	45	40	5	40	کمبود آب		LW
17	131	شهید مستظرعالم	S	1	150	140	10	140	خارج خلاء		LF1
18	131	شهید مستظرعالم	S	2	150	134	16	134	خارج خلاء		LF1
19	131	شهید مستظرعالم	S	3	150	134	16	134	خارج خلاء		LF1
20	131	شهید مستظرعالم	S	4	150	80	70	80	تورین		LF1
21	132	سیکل ترکیبی شهید مستظرعالم	S	1	96	83	13	83	محدودیت واحد گازی		LF1
22	132	سیکل ترکیبی شهید مستظرعالم	S	2	96	80	16	80	محدودیت واحد گازی		LF1

شکل پ ۱۰-۶۸: گزارش وضعیت واحدها در لحظه پیک در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - مقدر برنامه ریزی

نیاز مصرف مناطق

روز: شنبه

تاریخ: 1383/05/17

کد منطقه	نام منطقه	عنوان	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	جمع
R01	تهران	تولید بدون صنایع	4,818	4,833	4,916	5,002	5,031	4,996	4,988	5,005	4,825	4,669	5,120	5,414	5,349	5,295	112,733
		دریافتی	1,199	1,284	1,239	1,272	1,316	1,354	1,333	1,371	1,358	1,281	969	882	1,022	1,071	26,985
		ارسالی	995	892	892	1,061	1,064	1,096	1,088	1,201	1,181	1,021	761	767	995	1,312	28,554
		دریافتی صنایع	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		خاموشی	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		تعادل لغت عرکاس	0	11	51	40	46	54	48	8	-10	-3	11	20	0	-3	248
		بار مصرف	5,022	5,235	5,314	5,253	5,329	5,308	5,281	5,183	4,991	4,927	5,338	5,549	5,376	5,052	111,413
R02	مازندران	تولید بدون صنایع	1,915	1,912	1,910	1,909	1,910	1,907	1,908	1,908	1,909	1,913	1,921	1,922	1,923	1,922	44,536
		دریافتی	322	335	295	364	365	346	324	408	434	359	270	396	471	289	6,238
		ارسالی	1,308	1,296	1,260	1,309	1,337	1,345	1,327	1,399	1,425	1,342	1,062	1,097	1,221	1,177	28,486
		دریافتی صنایع	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		خاموشی	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		تعادل لغت عرکاس	0	2	9	7	8	9	8	1	-2	0	2	4	0	-1	44
		بار مصرف	929	954	954	971	946	918	913	918	916	930	1,132	1,226	1,173	1,033	22,332
R03	گیلان	تولید بدون صنایع	1,476	1,459	1,447	1,445	1,442	1,447	1,448	1,445	1,444	1,466	1,505	1,517	1,526	1,528	35,403
		دریافتی	10	10	21	12	31	39	39	30	20	39	53	20	20	34	499
		ارسالی	974	942	906	905	915	935	940	944	957	970	894	855	883	923	23,544
		دریافتی صنایع	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		خاموشی	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		تعادل لغت عرکاس	0	1	5	4	5	6	5	1	-1	0	1	2	0	0	26
		بار مصرف	512	528	568	555	563	557	552	531	506	535	665	684	663	639	12,384
R04	سمنان	تولید بدون صنایع	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

شکل پ ۱۰-۶۹: گزارش ساعت به ساعت نیاز مصرف بار مناطق در نرم‌افزار SCCIS

معاونت بهره برداری - مدیریت دیسپاچینگ ملی - مقدر برنامه ریزی

تبادل برون مرزی

روز: شنبه

تاریخ: 1383/05/17

کد منطقه	عنوان و نام منطقه	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	جمع
ARM	ارسالی ایران به ارمنستان	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	دریافتی ایران از ارمنستان	3	2	2	3	3	2	3	4	3	5	4	4	9	11	189	190	190	167	819
AZE	ارسالی ایران به جمهوری آذربایجان	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	دریافتی ایران از جمهوری آذربایجان	191	195	194	193	192	192	192	190	191	191	191	190	190	188	189	190	190	190	4,562
IRQ	ارسالی ایران به عراق	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	دریافتی ایران از عراق	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NKH	ارسالی ایران به نخجوان	45	60	63	66	66	67	70	67	65	60	63	70	73	74	74	73	63	51	1,335
	دریافتی ایران از نخجوان	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAK	ارسالی ایران به پاکستان	16	15	14	14	13	12	14	15	16	16	14	13	14	16	18	16	15	15	344
	دریافتی ایران از پاکستان	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TKM	ارسالی ایران به ترکمنستان	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	دریافتی ایران از ترکمنستان	80	0	0	0	61	70	34	37	36	25	23	72	122	132	124	138	154	158	1,940
TUK	ارسالی ایران به ترکیه	59	60	64	67	72	71	72	78	72	64	61	60	59	59	59	73	70	69	1,583
	دریافتی ایران از ترکیه	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

شکل پ ۱۰-۷۰: گزارش ساعت به ساعت تبادلات برون مرزی در نرم‌افزار SCCIS

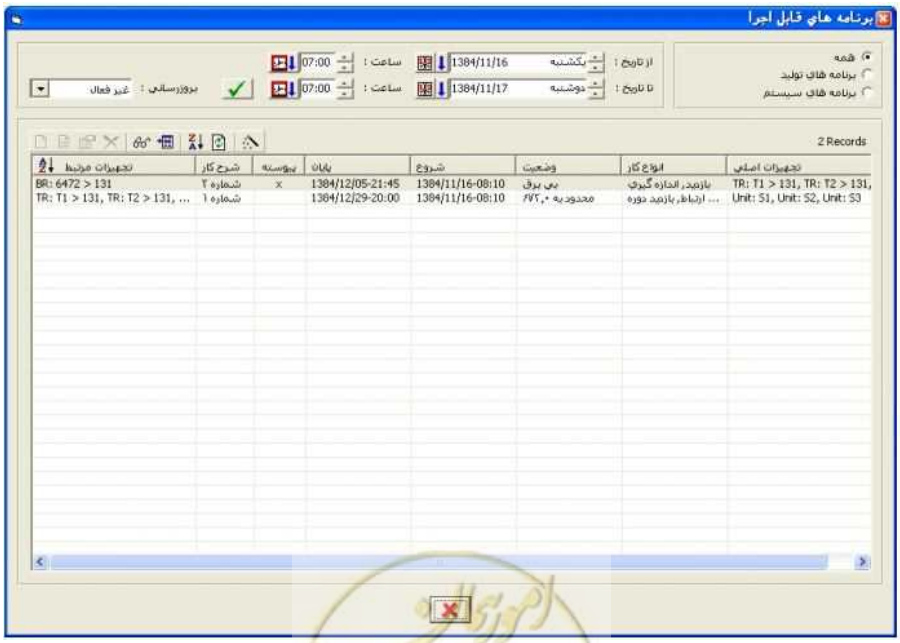
omoorepeyman.ir

کد صنعت	نام صنعت	عنوان	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	جمع
IND01	شرکت فولاد مبارکه	تولید	155	154	154	153	153	153	153	154	156	155	155	157	184	184	183	141	3,689
		تبادل	337	341	320	321	303	349	283	253	344	307	294	316	193	121	226	340	7,064
		اضافی مدیریت	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	121	61	0	242
		نیاز مصرف	492	495	473	475	457	503	438	409	500	462	448	472	438	426	470	482	11,002
IND02	شرکت سهامی ذوب آهن اصفهان	تولید	71	70	70	69	68	68	70	69	70	70	68	69	69	69	68	69	1,680
		تبادل	78	79	85	81	83	84	82	75	75	75	82	78	82	83	80	79	1,929
		اضافی مدیریت	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		نیاز مصرف	149	149	155	150	152	152	152	145	146	145	149	147	151	152	148	148	3,612
IND03	فولاد اهواز	تولید	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		تبادل	199	142	163	47	109	189	209	95	161	127	178	16	204	7	86	194	3,242
		اضافی مدیریت	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131	262	175	0	568
		نیاز مصرف	199	142	163	47	109	189	209	95	161	127	178	16	335	269	261	194	3,810
IND04	نورد اهواز	تولید	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		تبادل	76	80	81	85	88	85	102	103	102	107	94	39	83	95	102	102	2,138
		اضافی مدیریت	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		نیاز مصرف	76	80	81	85	88	85	102	103	102	107	94	39	83	95	102	102	2,138
IND05	نورد لوله	تولید	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		تبادل	44	49	42	33	36	42	40	39	43	43	43	45	46	46	46	46	1,032
		اضافی مدیریت	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		نیاز مصرف	44	49	42	33	36	42	40	39	43	43	43	45	46	46	46	46	1,032
IND06	فروسیلیس سمنان	تولید	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		تبادل	30	30	30	30	31	31	31	31	31	31	31	29	29	31	31	31	728

شکل پ ۱۰-۷۱: گزارش ساعت به ساعت نیاز مصرف صنایع در نرم‌افزار SCCIS

پ-۱۰-۱-۷-۹- اجرای برنامه‌های تعمیرات

این بخش به کاربر امکان مشاهده و تغییر وضعیت واحدها و تجهیزاتی را که برای آن‌ها برنامه تعمیر و نگهداری صادر شده است مهیا می‌سازد. شکل‌های (پ ۱۰-۷۲) و (پ ۱۰-۷۳).

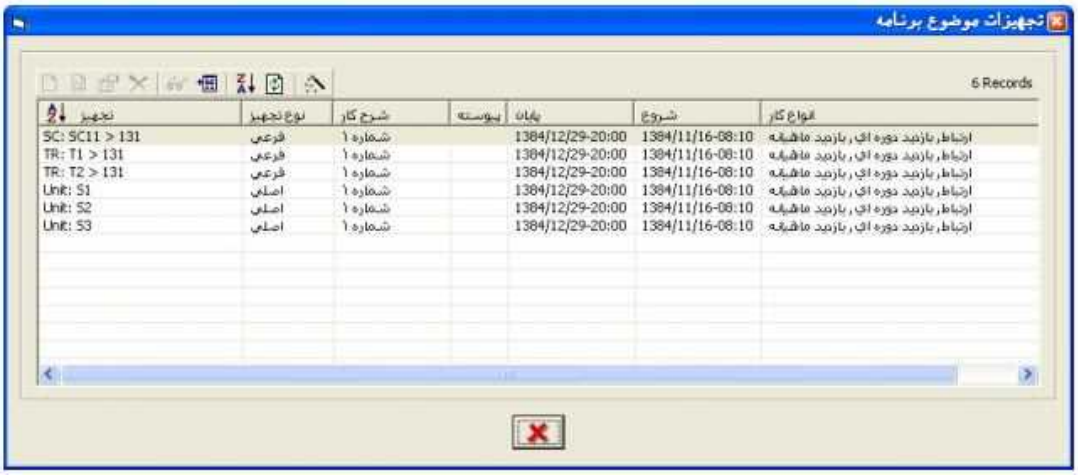


شکل پ ۱۰-۷۲: گزارش برنامه‌های تعمیراتی قابل اجرا در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

این اطلاعات شامل موارد زیر می‌شود:

- نمایش برنامه‌های تعمیرات
- تاریخ و ساعت شروع محدوده زمانی مورد نظر
- تاریخ و ساعت پایان محدوده زمانی مورد نظر
- زمان به‌روزرسانی خودکار
- لیست برنامه‌های تعمیراتی قابل اجرا
- لیست تجهیزات کاندید
- نوع تجهیزات (اصلی یا فرعی)
- انواع اقدامات درخواستی جهت تعمیر و نگهداری تجهیزات کاندید



شکل پ ۱۰-۷۳: تجهیزات موضوع برنامه تعمیرات در نرم‌افزار SCCIS

پ-۱۰-۱-۷-۱۰- واحدهای سازمانی و کاربران

در این فرم لیست کلیه نهادهایی که به نرم‌افزار SCCIS دسترسی داشته و بنا به وظیفه خود امکان مشاهده و یا ثبت اطلاعات را دارند، نشان داده می‌شود. شکل (پ ۱۰-۷۴) فرم مربوطه را نشان می‌دهد.

نیروگاه‌های با ظرفیت بیش از ۱۰۰ مگاوات و شرکت‌های برق منطقه‌ای به منظور درخواست انجام تعمیرات تجهیزات خود لازم است تا مطابق شکل (پ ۱۰-۷۵) به وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران مراجعه نموده و پس از ورود به صفحه مربوطه، زمان مورد نظر خود را به همراه نوع تعمیرات مشخص نمایند.

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۷۴: لیست واحدهای سازمانی و کاربران نرم‌افزار SCCIS

شکل پ ۱۰-۷۵: مشاهده میزان دسترسی کاربران در نرم‌افزار SCCIS

شکل پ ۱۰-۷۶: درخواست تعمیرات نیروگاه‌ها از طریق وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۷۷: صفحه ورود به منظور ثبت درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

شکل پ ۱۰-۷۸: صفحه ثبت و پیگیری درخواست‌های تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

برای درخواست نوع تعمیرات، لیستی از انواع کارهای درخواستی در اختیار کاربر قرار می‌گیرد که در شکل (پ ۱۰-۷۹) نمونه‌ای از آن نشان داده شده است.

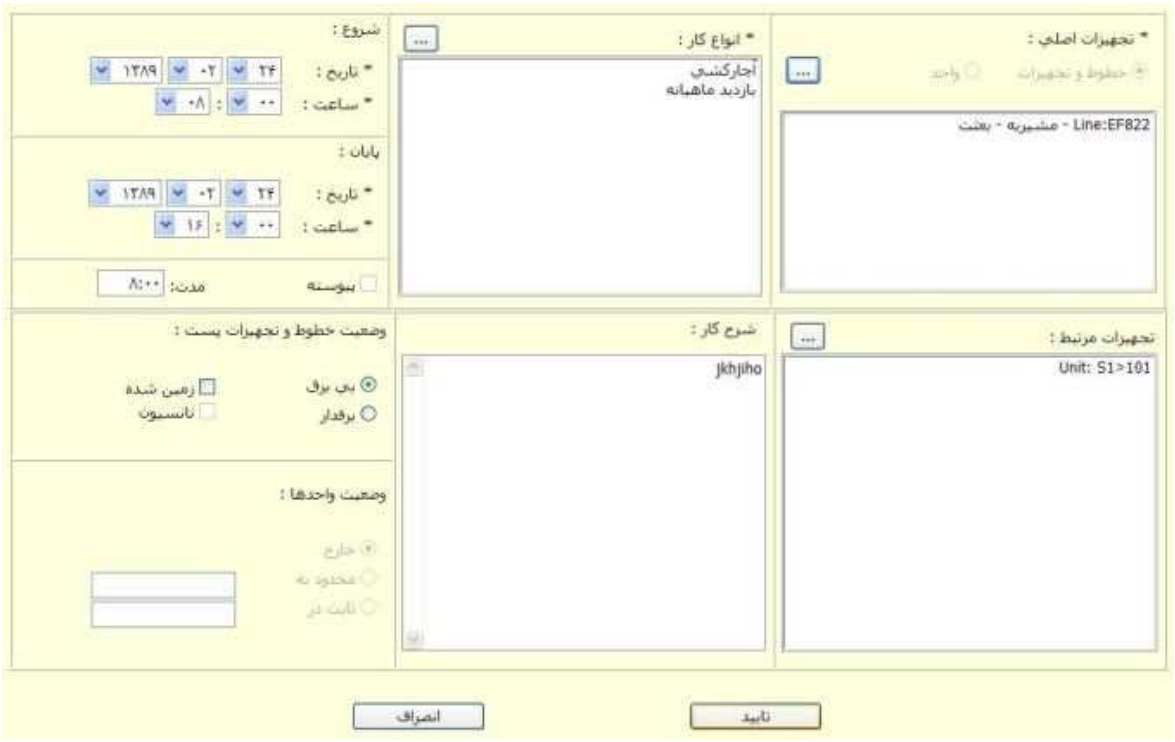
omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۷۹: انواع کارهای درخواستی در ثبت تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

شکل پ ۱۰-۸۰: فرم برخط درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

omoorepeyman.ir

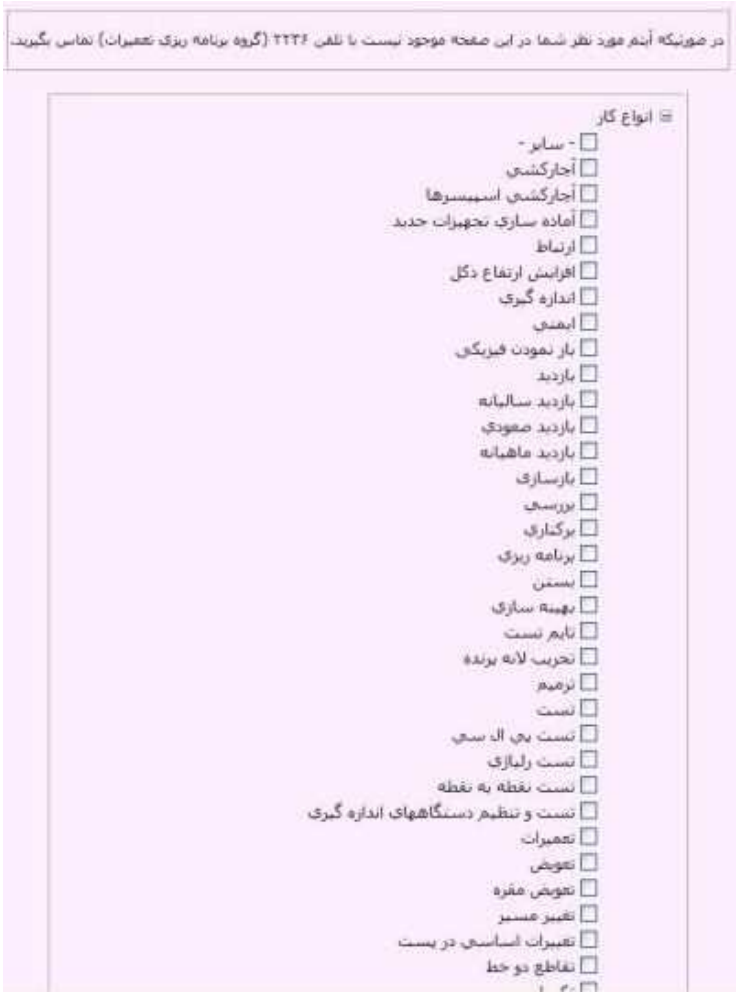
شکل پ ۱۰-۸۱: تعیین ایستگاه کنترل‌کننده در فرم برخط درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)



شکل پ ۱۰-۸۲: گزارش‌دهی و شرح انجام خدمات تعمیر و نگهداری (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۸۳: تعیین تجهیزات منتخب در فرم برخط درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)



شکل پ ۱۰-۸۴: تعیین نوع کار درخواستی در فرم برخط درخواست تعمیرات (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

با درج تاریخ شروع و پایان یک دوره زمانی مشخص امکان مشاهده و پیگیری کلیه درخواست‌های ارسالی و وضعیت کنونی آن‌ها فراهم می‌شود. شکل‌های (پ ۱۰-۸۵) و (پ ۱۰-۸۶) این موضوع را به روشنی نشان می‌دهد.

omoorepeyman.ir

درخواست های ذخیره شده

تاریخ شروع از : ۲۰ ۲ ۱۳۸۸ تا : ۲۳ ۲ ۱۳۸۹ تایید

شماره درخواست	تاریخ شروع	درخواست کننده	کنترل کننده	تجهیزات		
۸۸۰۷۱۷۳/۲	۱۳۸۸/۱۲/۱۰	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۹۴ - البرز	TR:T1 230.0/63.0	انتخاب	حذف
۸۸۰۱۶۲۶/۱	۱۳۸۷/۰۳/۲۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۳۷ - فیروز بهرام	TR:T3 400.0/230.0	انتخاب	حذف
۸۷۰۲۹۸۴/۱	۱۳۸۷/۰۵/۲۸	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۴۷ - فورجانه	Line:GH801	انتخاب	حذف
۸۷۰۷۱۴۶/۲	۱۳۸۷/۱۲/۰۶	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۰۹ - ری شمالی	Line:DR802	انتخاب	حذف
۸۷۰۷۲۵۹/۱	۱۳۸۷/۱۲/۱۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۰۹ - ری شمالی	Line:ER807	انتخاب	حذف
۸۷۰۷۶۵۶/۰	۱۳۸۷/۱۲/۲۸	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۴۱ - کمال آباد	Line:DR828	انتخاب	حذف
۸۸۰۰۷۹۹/۲	۱۳۸۸/۰۲/۲۲	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۱۴ - پردیس	Line:CV911	انتخاب	حذف
۸۸۰۰۹۰۴/۲	۱۳۸۸/۰۲/۱۴	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۲۴ - وردآورد	Line:NV832	انتخاب	حذف
۸۸۰۰۹۵۷/۲	۱۳۸۸/۰۲/۱۵	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۹۷ - آبادانا سرام	TR:T2 230.0/20.0	انتخاب	حذف
۸۸۰۱۵۹۷/۱	۱۳۸۸/۰۲/۱۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۹۲ - قزوین	Line:GZ816	انتخاب	حذف
۸۸۰۲۲۱۹/۲	۱۳۸۸/۰۶/۰۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۰۹ - ری شمالی	TR:T2 230.0/63.0, TR:T3 230.0/63.0	انتخاب	حذف
۸۸۰۲۹۹۹/۱	۱۳۸۸/۰۷/۰۴	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۰۲ - کرج	Line:KV805, Line:KV807	انتخاب	حذف
۸۸۰۴۰۶۶/۱	۱۳۸۸/۰۷/۰۷	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۰۹ - ری شمالی	Line:RY834	انتخاب	حذف
۸۸۰۴۲۲۶/۱	۱۳۸۸/۰۷/۱۴	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۱۲ - جلال	Line:LR908	انتخاب	حذف
۸۸۰۴۲۹۲/۲	۱۳۸۸/۰۷/۱۴	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۰۹ - ری شمالی	TR:T5 230.0/63.0	انتخاب	حذف
۸۸۰۴۲۹۵/۲	۱۳۸۸/۰۷/۱۵	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۲۵ - نمایشگاه	BR:6442, BR:H8822, BR:H8812, BR:6422, BR:H8812, BR:6432, BR:H8822	انتخاب	حذف

شکل پ ۱۰-۸۵: درخواست‌های تعمیر و نگهداری ذخیره شده (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

درخواست های ارسال شده

تاریخ شروع از : ۲۰ ۲ ۱۳۸۹ تا : ۲۳ ۲ ۱۳۸۹ همه ویرایشها تایید

شماره درخواست	تاریخ شروع	درخواست کننده	کنترل کننده	تجهیزات	وضعیت				
۸۹۰۰۷۰۱/۰	۱۳۸۹/۰۲/۲۲	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۱۵ - جمکران	Line:HK820		ویرایش	---	پیگیری	لغو
۸۹۰۰۹۱۶/۰	۱۳۸۹/۰۲/۲۰	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۲۶ - معوی	Line:AM818	✓	---	برنامه	پیگیری	---
۸۹۰۰۹۷۷/۰	۱۳۸۹/۰۲/۲۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۹۵ - یوئین زهرا	Line:KN834		ویرایش	---	پیگیری	لغو
۸۹۰۱۱۴۸/۰	۱۳۸۹/۰۲/۲۰	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۱۴ - پردیس	Line:CV809	✓	---	برنامه	پیگیری	---
۸۹۰۱۱۴۹/۰	۱۳۸۹/۰۲/۲۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۰۹ - ری شمالی	Line:LR908		ویرایش	---	پیگیری	لغو
۸۹۰۱۱۵۱/۰	۱۳۸۹/۰۲/۲۲	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۰۹ - ری شمالی	Line:AR929		ویرایش	---	پیگیری	لغو
۸۹۰۱۲۰۵/۱	۱۳۸۹/۰۲/۲۰	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۲۳ - شهیدفیروزی	Line:NT816, BU:82	✓	---	برنامه	پیگیری	---
۸۹۰۱۲۰۹/۲	۱۳۸۹/۰۲/۲۰	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۹۲ - ابهر	Line:HQ838, Line:HQ839	✓	---	برنامه	پیگیری	---
۸۹۰۱۲۱۱/۱	۱۳۸۹/۰۲/۲۰	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۹۱ - عابدی	Line:DQ915	✓	---	برنامه	پیگیری	---
۸۹۰۱۲۲۷/۱	۱۳۸۹/۰۲/۲۲	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۱۲ - جلال	Line:AL907		ویرایش	---	پیگیری	لغو
۸۹۰۱۲۳۰/۱	۱۳۸۹/۰۲/۲۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۴۵ - سیکل ترکیبی شهیدرجایی	Line:CE930		ویرایش	---	پیگیری	لغو
۸۹۰۱۲۳۱/۱	۱۳۸۹/۰۲/۲۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۹۰ - زنجان	TR:T5 230.0/63.0		ویرایش	---	پیگیری	لغو
۸۹۰۱۲۳۲/۱	۱۳۸۹/۰۲/۲۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۷۲ - آهوان سمنان	Line:LV928		ویرایش	---	پیگیری	لغو
۸۹۰۱۲۳۴/۱	۱۳۸۹/۰۲/۲۱	AOC01 - دیسپاچینگ منطقه ای تهران	۱۱۹ - شوش(تهران)	TR:T2 230.0/63.0		ویرایش	---	پیگیری	لغو

بازگشت به صفحه اصلی

شکل پ ۱۰-۸۶: درخواست‌های تعمیر و نگهداری ارسال شده (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

omoorepeyman.ir

شکل پ ۱۰-۸۷: پیگیری سوابق درخواست (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

شکل پ ۱۰-۸۸: درخواست‌های مرتبط با تعمیر و نگهداری (وبگاه شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

شکل پ ۱۰-۸۹: تنظیم برنامه درخواست تعمیرات در نرم‌افزار SCCIS

omoorepeyman.ir

لازم به ذکر است که نیروگاه‌های بالای ۱۰۰ مگاوات و دیسپاچینگ‌های منطقه‌ای به منظور ارسال درخواست‌های خروج و تعمیرات خود و همچنین درج اطلاعات تولید و تبادل به نرم‌افزار SCCIS دسترسی داشته و موظف می‌باشند تا درخواست تعمیرات خود را بنا بر ضرورت و اطلاعات مربوط به تولید و تبادل انرژی را هر ۶ ساعت در نرم‌افزار SCCIS ثبت نمایند این در حالی است که کارشناسان مرکز کنترل در هر لحظه از زمان بهره‌برداری که با واقعه‌ای قابل توجه مواجه شوند موظف خواهند بود تا در همان زمان گزارش اتفاق را در این نرم‌افزار ثبت نمایند.

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۱۱

اطلاعات مورد نیاز طراحی، نحوه طراحی، انتخاب و مشخصات فنی و تخصصی ثبات وقایع و خطا

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پ-۱۱-۱- اطلاعات مورد نیاز طراحی

برای تعیین پارامترهای انتخاب ثبات، داشتن اطلاعات زیر در مورد پست محل نصب ضروری است [۱۷].

- نقشه تک خطی پست (شامل تعداد فیدرهای خط و ترانسفورماتور، تعداد راکتورها، تعداد باس کوپلر و باس سکشن)
- نقشه تک خطی حفاظتی
- مشخصات سیستم حفاظت
- مشخصات سیستم کنترل
- نسبت تبدیل ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ
- جریان اتصال کوتاه
- ولتاژ نامی پست

پ-۱۱-۲- نحوه طراحی و انتخاب

پ-۱۱-۲-۱- ثبات خطا

ثبات خطا دارای تعدادی کانال ورودی آنالوگ و دیجیتال است که برای تعیین تعداد آن‌ها باید پارامترهای ورودی مربوطه مشخص گردند. پارامترهای ورودی ثبات خطا عبارتند از [۱۷] :

پ-۱۱-۲-۱-۱- ورودی‌های آنالوگ

- فیدر خط: شامل جریان و ولتاژهای سه فاز و جریان و ولتاژ مؤلفه صفر
- فیدر ترانسفورماتور قدرت: جریان و ولتاژ مؤلفه صفر سمت فشار قوی
- راکتور: جریان و ولتاژ مؤلفه صفر

پ-۱۱-۲-۱-۲- ورودی دیجیتال

- رله‌ها: تریپ رله‌های حفاظت اصلی و پشتیبان به طور جداگانه، عملکرد رله‌های تریپ و استارت رله دیستانس برای هر فاز و تمام خطوط به طور جداگانه
- PLC: ارسال و دریافت سیگنال‌های حامل PLC برای هر خط به طور جداگانه شامل: تریپ تسریع عملکرد رله دیستانس، Aided Trip و تریپ مستقیم (DTT)
- فرمان وصل مجدد
- کلید: بوبین قطع (تریپ کویل) شماره یک و دو هرسه فاز کلید و عمل وصل کلید

omoorepeyman.ir

- حالت تست: استارت ورودی در حالت تست، به صورت دستی

پ-۱۱-۲-۱-۳- تعداد کانال‌های ورودی

- برای هر فیدر خط باید سیگنال‌های جریان‌ها و ولتاژهای سه فاز و جریان و ولتاژ مؤلفه صفر به ورودی ثبات خطا وارد گردد. در نتیجه از هر فیدر خط، هشت سیگنال به ثبات خطا وارد می‌شود.
- از هر فیدر ترانسفورماتور و راکتور بایستی سیگنال‌های جریان و ولتاژ مؤلفه صفر به ثبات وارد شوند و در نتیجه دو سیگنال از هر فیدر ترانسفورماتور و دو سیگنال از هر فیدر راکتور به ورودی ثبات خطا وارد می‌شود.
- باتوجه به مجموع تعداد کانال‌های آنالوگ مورد نیاز و مشخصه‌های ثبات‌های خطا و تعداد کانال‌های ورودی آن‌ها که توسط سازنده مشخص می‌گردد، نوع و تعداد کارت‌های ثبات‌های خطای مورد نیاز تعیین می‌شود.

پ-۱۱-۲-۲- ثبات وقایع

از آنجا که ثبات وقایع می‌تواند عملکرد هر یک از وسایل حفاظتی نظیر: رله، کلید و سکسیونر را ثبت کند، به شکل‌های مختلف می‌تواند طراحی و انتخاب گردد. در پست‌های فشار قوی یک ثبات وقایع باید قادر به ثبت حداقل رویدادهای زیر باشد [۱۷]:

پ-۱۱-۲-۱-۱- حفاظت main II , main I خط

- حفاظت دیستانس، Zone-1 ، تریپ فاز R
- حفاظت دیستانس، Zone-1 ، تریپ فاز S
- حفاظت دیستانس، Zone-1 ، تریپ فاز T
- حفاظت دیستانس، Zone-1 ، تریپ سه فاز
- حفاظت دیستانس، Zone-2 ، تریپ
- حفاظت دیستانس، Zone-3 ، تریپ
- ارسال سیگنال تسریع دیستانس
- دریافت سیگنال تسریع دیستانس
- تریپ رله اتصال زمین جهت‌دار
- ارسال سیگنال رله اتصال زمین جهت‌دار
- دریافت سیگنال رله اتصال زمین جهت‌دار

omoorepeyman.ir

لازم بذکر است که سیگنال‌های فوق‌الذکر برای هر دسته حفاظتی (main I , main II) به صورت جداگانه باید ثبت گردند.

- ارسال سیگنال اشکال کلید
- دریافت سیگنال اشکال کلید
- قطع منبع تغذیه DC رله‌های main I
- قطع منبع تغذیه DC رله‌های main II
- اشکال فیوز ثانویه‌ی ترانسفورماتور ولتاژ
- رله وصل مجدد خارج از سرویس یا در حال آزمایش
- رله وصل مجدد main I شروع به کار کرده است.
- رله وصل مجدد، بستن کلید را قفل کرده است.
- عملکرد رله‌های OV/UV، DOC/DEF برای هر فاز و هر SUB به صورت جداگانه
- عملکرد STUB، P.S.B،S.O.T.F رله دیستانس
- بروز اشکال در رله‌های حفاظتی
- اشکال در کانال‌های ارتباطی ۱، ۲، ۳ و ۴
- ارسال و دریافت DTT

پ-۱۱-۲-۲-۲- کلید

- وضعیت کلید LOCAL/REMOTE
- عملکرد TCS
- عملکرد Short Zone در آرایش‌های مربوطه
- عملکرد Loctout و Reset شدن آن
- عملکرد A/R
- عملکرد رله اشکال کلید
- اطلاعات مختلف مربوط به کلید و مکانیزم آن
- عدم همزمانی بسته‌شدن فازهای کلید
- خرابی بوبین‌های ۱ و ۲ کلید
- بسته‌شدن کلید
- بازشدن کلید
- کلید در حال تعمیرات است.

omoorepeyman.ir

پ-۱۱-۲-۲-۳- سکسیونر

- قطع موتور سکسیونر
- قطع منبع تغذیه AC
- بسته‌نشدن کامل سکسیونر
- بازنشدن کامل سکسیونر

پ-۱۱-۲-۲-۴- ترانسفورماتور

- فرمان‌های قطع ناشی از رله‌های حفاظتی
- فرمان‌های قطع ناشی از سیستم‌های حفاظتی روی ترانسفورماتور
- عملکرد کلیه وسایل حفاظتی که باید آلارم بدهند
- اشکال در فن
- اشکال در رله‌های حفاظتی
- اشکال در پمپ روغن
- قطع ناشی از سیستم تپ چنجر قابل تغییر در زیر بار
- قفل‌شدن سیستم تپ‌چنجر قابل تغییر در زیر بار توسط رله جریان زیاد
- آلارم‌های مربوط به حریق
- آلارم‌های مربوط به دمای سیم‌پیچی و روغن
- آلارم‌های مربوط به شیر یک‌طرفه و P.R.V
- قطع منبع تغذیه DC حفاظت اصلی
- قطع منبع تغذیه DC حفاظت پشتیبان

پ-۱۱-۲-۲-۵- راکتورها

- فرمان‌های تریپ ناشی از رله‌های حفاظتی
- فرمان‌های تریپ ناشی از سیستم‌های حفاظتی روی راکتور
- عملکرد کلیه وسایل حفاظتی که باید آلارم بدهند.
- اشکال در سیستم خنک‌کن
- قطع منبع تغذیه DC حفاظت اصلی
- قطع منبع تغذیه DC حفاظت پشتیبان

omoorepeyman.ir

پ-۱۱-۲-۲-۶- شینه‌ها

- عملکرد رله‌های حفاظت شینه
- عملکرد رله اضافی ولتاژ شینه
- قطع ناشی از عملکرد رله‌های حفاظت شینه
- قطع منبع تغذیه DC حفاظت شینه

پ-۱۱-۲-۲-۷- سیستم‌های LVDC و LVAC و کمکی

- سیستم DC زمین شده است.
- باطری شارژر ۱ اشکال دارد.
- باطری شارژر ۲ اشکال دارد.
- ولتاژ باطری گروه I پائین / بالا
- ولتاژ باطری گروه II پائین / بالا
- ولتاژ باطری ۴۸ ولت پائین / بالا
- سیستم سنکرون اشکال دارد.
- قطع ورودی از ترانسفورماتور تغذیه I
- قطع ورودی از ترانسفورماتور تغذیه II
- قطع ورودی از دیزل ژنراتور
- سیستم LVAC در تعویض اتوماتیک است.
- خطاهای دیزل ژنراتور اضطراری
- اشکال در سیستم آتش‌نشانی
- اشکال در سیستم تهویه مطبوع

باتوجه به نقشه‌های تک خطی و حفاظت پست، تعداد هر یک از تجهیزات شامل: رله‌های دیستانس، رله‌های اتصال زمین جهت‌دار، فیوزهای ثانویه ترانسفورماتور ولتاژ، رله‌های وصل مجدد، کلید، سکسیونر، ترانسفورماتور، راکتور، رله‌های حفاظت شینه و باتری و شارژر مربوط به سیستم کمکی LVDC مشخص می‌گردد. به این ترتیب تعداد ورودی‌های لازم جهت ثبات وقایع تعیین خواهد شد.

omoorepeyman.ir

پ-۱۱-۳- مشخصات فنی ثبات خطا و ثبات وقایع

پ-۱۱-۳-۱- ثبات خطا

مقادیر شکل موج‌های جریان و ولتاژ و توالی زمانی عملکرد تجهیزات حفاظتی مختلف باید به صورت ماندگار توسط ثبات خطا برای بررسی و آنالیز ثبت گردند. نمایش مقادیر ثبت شده باید به صورتی باشد که خروجی، تمام سیگنال‌ها را با زمان وقوع در برگیرد. ثبات خطا باید توسط یک سیستم زمانی الکتریکی، حدود ۰/۵ ثانیه قبل از حس کردن خطا را ثبت کرده و بدون در نظر گرفتن مدت زمان حضور اتصالی، در حدود ۵ ثانیه پس از آشکارسازی خطا، شکل موج‌ها را ثبت نماید [۱۷]. لذا:

- یک حافظه داخلی باید وجود داشته باشد تا تمام سیگنال‌ها یا حوادث ظاهر شده در ۰/۵ ثانیه قبل از حس‌کردن خطا را بدون از دست دادن اطلاعات ضبط کند و دقت نمونه‌برداری از سیگنال‌ها می‌بایست حداکثر ۱ میلی ثانیه لحاظ شود.
- ثبات باید قابلیت بازبینی خود را به صورت دستی و اتوماتیک برای زمان‌های تنظیم شده داشته باشد و در صورت وجود اشکال در هر قسمت، آن را نمایش دهد. در صورتی که در هنگام تست، یک ورودی تحریک (Trigger) شود، دستگاه باید مراحل تست را متوقف نموده و به ثبت وضعیت ادامه دهد.
- تشخیص وقوع خطا (Fault) باید از طریق مقایسه سیگنال ورودی با یک سطح آستانه انجام گیرد. علاوه بر مقایسه سخت‌افزاری، باید بتوان این مقایسه را به صورت نرم‌افزاری نیز انجام داد. همچنین هر یک از ورودی‌های دیجیتال یا ترکیبی از آن‌ها نیز می‌تواند به عنوان تحریک (Trigger) در نظر گرفته شود.
- آخرین اطلاعات باید بر روی قدیمی‌ترین اطلاعات ذخیره گردد و در صورت پرشدن ظرفیت حافظه، هشدار داده شود.
- ثبات خطا باید به تعداد کافی کانال‌های AC داشته باشد که به طور پیوسته پارامترهای مختلف (عموماً سینوسی) را ثبت کند و تعداد کافی اسلات[1] اضافی داشته باشد. همچنین باید به تعداد کافی کانال‌های DCداشته باشد.
- کلیه اطلاعات قبل از نمایش بر روی صفحه نمایش، ارسال به چاپگر یا مرکز کنترل راه دور، می‌بایست در حافظه دستگاه ثبت گردد.
- عملکرد ثبات خطا نباید از مدارات دیگر تأثیر پذیرد. هشدار مناسبی برای «نزدیک شدن انتهای کاغذ» باید فراهم شود. استفاده از کاغذهای نوع حرارتی، شیمیایی و کاغذهای نوع خاص مورد قبول نمی‌باشد. تعویض کاغذ نباید نیاز به خاموش‌کردن دستگاه یا خارج شدن آن از سرویس داشته باشد. سازگاری کامل ثبات

[1] Slot

omoorepeyman.ir

خطا با ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان، تجهیزات حفاظتی، ولتاژ تغذیه پست و دیگر متعلقات ضروری، باید تضمین شود. در صورت برروز اشکال باید دستگاه به طور اتوماتیک به حالت اولیه بازگردد (Reset)شود. این دستگاه‌ها باید امکان سنکرونیزاسیون با سایر سیستم‌های ثبت خطا و وقایع را داشته باشند.

- باتوجه به ورودی‌های آنالوگ و دیجیتال، بایستی فیلترهای سخت‌افزاری و نرم‌افزاری مناسب تعبیه نمود تا داده‌های ورودی معتبر را از نویزهای گذرا تشخیص داد.
- دستگاه باید حداقل دارای رله خطای چاپ‌گر، رله بروز خطا در عملکرد داخلی سیستم، رله قطع تغذیه، رله نشان‌دهنده از دسترفتن سنکرونیزم دستگاه باشد. خروجی این رله‌ها باید به سیستم هشدار دستگاه متصل و بروز هر نوع خطائی را در ورودی و خروجی دستگاه آشکار سازند.
- دامنه سیگنال‌های آنالوگ ضبط شده می‌بایست مطابق با تغییرات دامنه ورودی‌ها قابل تنظیم باشد
- تمهیدات لازم برای تست‌های تزریق ثانویه به همان روشی که برای رله‌های حفاظتی ذکر می‌گردد اندیشیده شود.
- نرم‌افزار نمایش‌گر خطا و امکان به‌روز شدن و اجرای آن در سیستم‌های عامل جدید نظیر windows یا linux وجود داشته باشد.
- ثبات خطا باید توسط پالس‌هایی از کنتاکت‌های تمام رله‌های حفاظتی و از کنتاکت‌های رله حس‌کننده خطا و همچنین از حس‌کننده سطح جریان و ولتاژ، راه‌اندازی شود (سیگنال‌های ورودی آنالوگ از CT و CVT گرفته می‌شود).
- در صورت نیاز، برای نشانه‌گذاری صحیح زمانی[1]، مولد سیگنال زمانی (GPS) باید توسط پیمانکار تأمین گردد.

مقادیر زیر باید در پست‌ها ثبت شوند:

الف) کانال‌های آنالوگ (مقادیر AC):

- فیدر خط: I0, IC, IB, IA, V0, VC, VB, VA
- ترانسفورماتور قدرت: V0 و I0 سمت فشار قوی
- راکتورها: V0 و I0

ب) علامت‌گذاری حوادث (مقادیرDC)

- فرمان قطع از رله‌های حفاظتی مختلف Main-I و Main-II یا اصلی و پشتیبان برای هر دستگاه به طور جداگانه (کنتاکت‌های رله جداگانه)

[1] Time tag

omoorepeyman.ir

- عملکرد رله قطع‌کننده یا رله قفل‌کننده مستقل برای هر مجموعه حفاظتی به طور جداگانه
- واحد راه‌اندازی رله دیستانس خطوط به طور جداگانه
- سیگنال‌های حامل خطوط (ارسال یا دریافت) به طور جداگانه
- فرمان‌های وصل مجدد برای خطوط
- فرمان بستن کلید
- خرابی کلید

ج) کانال‌های آنالوگ (مقادیر DC)

- جریان بوبین ۱ قطع کلید برای تمام کلیدها (برای هر کنتاک)
- جریان بوبین ۲ قطع کلید برای تمام کلیدها (برای هر کنتاکت)
- جریان بوبین بستن کلید برای تمام کلیدها

پ-۱۱-۳-۲- ثبات وقایع

- ثبات وقایع، باید دارای حافظه حائل (بافر) باشد تا تغییرات زمانی سیگنال‌ها را با ذکر سال، ماه، روز و ساعت با قدرت تفکیک زمانی خوب و دقت کافی ذخیره نماید و نمایش وقایع به صورت چاپ و یا نمایش با ذکر دقیق تاریخ واقعه انجام گردد [۱۷].
- ثبات وقایع پست باید قادر به عملکرد با ولتاژ DC مشخص شده باشد. پیمانکار با توافق مهندس طراح، باید لیست موارد قابل ثبت در پست را تهیه و ارائه کند.
- ساختار سخت‌افزار ثبات باید مناسب و مطمئن بوده و ورودی‌های ثبات دارای ایزولاسیون مناسب باشد. ثبات وقایع باید در برابر نویز حفاظت شده باشد و امکان سنکرونیزاسیون با سایر سیستم‌های ثبت خطا و وقایع را داشته باشد.
- در صورت لرزش کنتاکت‌های رله‌های حفاظتی و سایر تجهیزات، دستگاه ثبات وقایع نبایستی عملکرد نادرست داشته باشد. در این رابطه، زمان تأخیر مجاز تحریک از ۱۵ میلی ثانیه نباید بیشتر باشد.
- در حالت استفاده دستی، می‌بایست امکان گزارش‌گیری، چاپ و یا نمایش موارد زیر وجود داشته باشد:
  - تمام ورودی‌ها
  - تمام ورودی‌هائی که در حالت صفر هستند
  - تمام ورودی‌هائی که در حالت یک هستند
  - نمایش هر ورودی انتخاب شده

omoorepeyman.ir

- ثبات باید قابلیت بازبینی خود را به صورت دستی و اتوماتیک برای زمان‌های تنظیم شده داشته باشد و در صورت وجود اشـکال در هر قسمت، آن‌را نمایش دهد. در صورتی‌که در هنگام تست، یک ورودی تحریک (Triger) شود، دستگاه باید مراحل تست را متوقف نموده و به ثبت وضعیت ادامه دهد.
- ثبات وقایع بایستی امکان سنکرونیزاسیون با سایر سیستم‌های مشابه خود و ثبات خطا را داشته باشد.
- باتوجه به ورودی‌های آنالوگ و دیجیتال، بایستی فیلترهای سخت‌افزاری و نرم‌افزاری مناسب تعبیه نمود تا داده‌هـای ورودی معتبر را از نویزهای گذرا تشخیص داد.
- دستگاه باید حداقل دارای رله خطای چاپگر، رله بروز خطا در عملکرد داخلی سیستم، رله قطـع تغذیـه، رله نشـان‌دهنـده از دسترفتن سنکرونیزم دستگاه باشد. خروجی این رله‌ها می‌بایستی به سیستم آلارم دستگاه متصل و بروز هر نوع خطائی را در ورودی و خروجی دستگاه، آشکار سازند.

در جدول (پ ۱۱-۱) مشخصات و ویژگی‌های فنی ثبات خطا و ثبـات وقـایع و در جـدول (پ ۱۱-۲) اطلاعـات فنـی ضمانت‌شده این تجهیزات نوشته شده است.

جدول پ ۱۱-۱: مشخصات و ویژگی‌های فنی ثبات خطا و وقایع

ردیف	شرح		مشخصات فنی
۱	مشخصات سیستم		
۱-۱	ولتاژ نامی سیستم	کیلوولت	۶۶(۶۳)/۱۳۲/۲۳۰/۴۰۰
۲-۱	حداکثر ولتاژ سیستم	کیلولت	۷۲/۱۴۵/۲۴۵/۴۲۰
۳-۱	تعداد فازها		۳
۴-۱	فرکانس نامی سیستم	هرتز	۵۰
۵-۱	نوع زمین شدن نوترال سیستم		مستقیما زمین شده/ به طور غیرمؤثر زمین شده
۶-۱	حداکثر مدت زمان اتصال کوتاه	ثانیه	۱ یا ۳
۷-۱	جریان نامی در مدار ثانویه	آمپر	۱ یا ۵
۸-۱	ولتاژ نامی در مدار ثانویه (فاز به فاز)	ولت	$\frac{110}{\sqrt{3}}/\frac{100}{\sqrt{3}}$
۹-۱	مقدار نامی ولتاژ کمکی DC		۱۱۰/۱۲۵
۱۰-۱	تغییرات مجاز ولتاژ DC		۲۰- درصد تا ۱۰+ درصد
۱۱-۱	سطح اتصال کوتاه	مگاولت آمپر	*
۲	ثبات خطا		
۱-۲	تعداد کانال‌های ثبات		
۱-۱-۲	تعداد کانال‌های آنالوگ		*
۲-۱-۲	تعداد کانال‌های دیجیتال		*
۲-۲	مدت زمان ثبت پس از وقوع خطا	ثانیه	۵
۳-۲	مدت زمان ثبت قبل از وقوع خطا	ثانیه	۰/۵
۴-۲	آیا ثبت تاریخ و زمان (ساعت، دقیقه و ثانیه) مورد نیاز است ؟	بله / خیر	بله

omoorepeyman.ir

ردیف	شرح		مشخصات فنی
۲-۵	کنتاکت هشدار انتهای کاغذ	بله / خیر	بله
۲-۶	نشان دهنده عملکرد ثبات	بله / خیر	بله
۳	ثبات وقایع		
۳-۱	تعداد کانال‌ها		*
۳-۲	آیا کانال ثبت مجزا برای هر ورودی باید در نظر گرفته شود؟	بله / خیر	بله
۳-۳	روش ثبت برای نشان دادن:		
۳-۳-۱	تابع		به شکل خطوط
۳-۳-۲	زمان		به شکل نقاط

***: این مقادیر توسط مهندس طراح تعیین می‌گردد.**

جدول پ ۱۱-۲: اطلاعات فنی ضمانت شده (گارانتی شده) ثبات خطا و وقایع

ردیف	شرح	
۱	کلیات	
۱-۱	فرکانس نامی	هرتز
۱-۲	جریان نامی در مدار ثانویه	آمپر
۱-۳	ولتاژ نامی در مدار ثانویه	ولت
۱-۴	درجه حرارت مجاز محیط برای عملکرد صحیح	درجه سانتیگراد
۱-۵	درجه حرارت مجاز محیط برای ذخیره‌سازی	درجه سانتیگراد
۱-۶	حداکثر رطوبت نسبی مجاز	درصد
۱-۷	مقدار نامی ولتاژ DC کمکی	ولت
۱-۸	تغییرات مجاز ولتاژ DC	درصد
۲	**ثبات خطا:**	
۲-۱	نام سازنده و کشور ساخت	
۲-۲	مشخصه اختصاری سازنده	
۲-۳	مدل دستگاه (نام اختصاری)	
۲-۴	ولتاژ نامی ورودی کانال آنالوگ	ولت
۲-۵	جریان نامی ورودی کانال آنالوگ	آمپر
۲-۶	اضافه ولتاژ پیوسته مجاز	ولت
۲-۷	اضافه جریان پیوسته مجاز	آمپر
۲-۸	مقدار نامی ولتاژ ورودی دیجیتال	ولت DC
۲-۹	آزمون عایقی فرکانس قدرت، برای یک دقیقه	kVpeak
۲-۱۰	آزمون موج ضربه (۱/۲ µs / ۵۰)	kVpeak
۲-۱۱	آزمون فرکانس بالا (۱ MHz)	کیلوولت
۲-۱۲	حداکثر جریان ورودی	
۲-۱۳	دقت دستگاه	درصد
۲-۱۴	مصرف برای هر کانال ولتاژ آنالوگ	ولت آمپر
۲-۱۵	مصرف مدار DC	

omoorepeyman.ir

ردیف	شرح	
۲-۱۵-۱	هنگام کارکردن دستگاه	وات
۲-۱۵-۲	در شرایط عادی	وات
۲-۱۶	بازه زمانی ثبت قبل از شروع بکار ثبات	ثانیه
۲-۱۷	بازه زمانی ثبت پس از شروع بکار ثبات	ثانیه
۲-۱۸	مصرف	ولت- آمپر
۲-۱۹	منبع تغذیه	
۲-۱۹-۱	ولتاژ نامی و حد مجاز	ولت
۲-۱۹-۲	مصرف	ولت - آمپر
۲-۱۹-۳	نظارت بر خرابی	بله / خیر
۲-۲۰	موقعیت نصب	
۲-۲۱	آیا نشان‌دهنده عملکرد ثبات فراهم شده است؟	بله / خیر
۲-۲۲	آزمون خودی (self test)	بله / خیر
۲-۲۳	صفحه نمایش ظرفیت حافظه بافر	بله / خیر
۲-۲۴	نحوه ارتباط با دستگاه	
۲-۲۴-۱	از طریق مودم	بله / خیر
۲-۲۴-۲	ارتباط مستقیم	بله / خیر
۲-۲۴-۲۲-۳	از طریق شبکه	بله / خیر
۲-۲۵	نحوه هشدار	
۲-۲۶	ماژولاربودن سیستم	
۲-۲۶-۱	آیا قابلیت‌های سیستم گسترش می‌یابد؟	بله / خیر
۲-۲۶-۲	امکان اضافه کردن DI ها وجود دارد؟	بله / خیر
۲-۲۶-۳	امکان شبکه‌شدن چند دستگاه با هم وجود دارد؟	بله / خیر
۲-۲۷	حداکثر ترافیک ورودی (Avalanche)	تعداد در میلی ثانیه
۲-۲۸	تعداد کانال‌های آنالوگ (AC) برای هر واحد جمع‌آوری اطلاعات	
۲-۲۹	تعداد کانال‌های دیجیتال (DC) برای هر واحد جمع‌آوری اطلاعات	
۲-۳۰	تعداد کل کانال‌های AC	
۲-۳۱	تعداد کل کانال‌های DC	
۲-۳۲	نرخ نمونه‌برداری برای هرکانال	کیلوهرتز
۲-۳۳	تفکیک‌پذیری (دقت) ورودی آنالوگ	
۲-۳۴	کل زمان ثبت	ثانیه
۲-۳۵	زمان ثبت قبل از خطا	ثانیه
۲-۳۶	ظرفیت ذخیره‌سازی برای حافظه بافر (هر کانال)	
۲-۳۷	تفکیک زمانی وقایع	میلی ثانیه
۲-۳۸	نوع واحد پردازش مرکزی (c.p.u)	
۲-۳۹	فرکانس cpu	مگاهرتز
۲-۴۰	نوع ایزولاسیون از محیط	
۲-۴۱	تغییر سطح ورودی باینری (۱-،۰ ،۰- ۱)	
۲-۴۲	تحریک خارجی امکان‌پذیر است؟	بله/ خیر

omoorepeyman.ir

ردیف	شرح	
۲-۴۳	نشانگر ایراد داخلی دستگاه در نظر گرفته شده است؟	بله/ خیر
۲-۴۴	دوره زمانی آزمون خودی	ثانیه
۲-۴۵	محدوده ثبت تاریخ و ساعت	
۲-۴۶	نوع و دقت ساعت	
۲-۴۷	تنظیم زمان (ساعت) و تاریخ، از طریق واحد جمع‌آوری داده‌ها امکان‌پذیر است؟	بله/ خیر
۲-۴۸	قابلیت ارسال اطلاعات به خارج وجود دارد؟	بله/ خیر
۲-۴۹	آیا مرکز جمع‌آوری داده‌ها، قابلیت‌های دیگری هم دارد؟	بله/ خیر
۲-۵۰	مشخصات واحد ارزیابی داده‌ها:	
۲-۵۰-۱	کامپیوتر	
۲-۵۰-۲	نمایشگر	
۲-۵۰-۳	چاپگر	
۲-۵۱	نوع طراحی:	
۲-۵۱-۱	کامپیوتر	
۲-۵۱-۲	نمایشگر	
۲-۵۱-۳	چاپگر	
۲-۵۲	ظرفیت هارد دستگاه	مگابایت
۲-۵۳	ظرفیت فلاپی درایو	مگابایت
۲-۵۴	کامپیوتر سازگار با IBM است؟	بله/ خیر
۲-۵۵	مشخصات چاپگر:	
۲-۵۵-۱	روش چاپ	
۲-۵۵-۲	سرعت چاپ	
۲-۵۵-۳	نوع کاغذ	
۲-۵۶	ارتباط بین حافظهٔ سیستم و تعداد ورودی‌های دستگاه	
۲-۵۷	کارت‌های ورودی DI قابلیت پشتیبانی چند ورودی را دارند؟	
۲-۵۸	حجم حافظه از نظر تعداد رخدادهای اخیر ذخیره شده	
۲-۵۹	ایزولاسیون:	
۲-۵۹-۱	ایزولاسیون ورودی- خروجی صورت گرفته است؟	بله/ خیر
۲-۵۹-۲	ایزولاسیون ورودی- ورودی صورت گرفته است؟	بله/ خیر
۲-۶۰	ساعت دستگاه قابلیت سنکرون شدن با ساعت خارجی از طریق GPS را داراست؟	بله/ خیر
۲-۶۱	مشخصات نرم‌افزار	
۲-۶۱-۱	سیستم عامل	بله/ خیر
۲-۶۱-۲	زبان محاوره‌ای نرم‌افزار	بله/ خیر
۲-۶۱-۳	کدام یک از امکانات زیر لحاظ شده است؟	بله/ خیر
۲-۶۱-۳-۱	بزرگ‌نمایی شکل	بله/ خیر
۲-۶۱-۳-۲	تغییر مقیاس	بله/ خیر
۲-۶۱-۳-۳	چاپ هر کانال مجزا	بله/ خیر

omoorepeyman.ir

ردیف	شرح	
۲-۶۱-۳-۴	امکان چاپ رنگی	بله/ خیر
۲-۶۱-۳-۵	لیست وقایع ثبت شده	بله/ خیر
۳	**ثبات وقایع:**	
۳-۱	نام سازنده و کشور ساخت	
۳-۲	مشخصه اختصاری سازنده	
۳-۳	مدل دستگاه (نام اختصاری)	
۳-۴	ولتاژ نامی ورودی کانال آنالوگ	ولت
۳-۵	جریان نامی ورودی کانال آنالوگ	آمپر
۳-۶	اضافه ولتاژ پیوسته‌ی مجاز	ولت
۳-۷	اضافه جریان پیوسته‌ی مجاز	آمپر
۳-۸	مقدار نامی ولتاژ ورودی دیجیتال	ولت DC
۳-۹	آزمون عایقی فرکانس قدرت، برای یک دقیقه	kVpeak
۳-۱۰	آزمون موج ضربه (۱/۲ µs / ۵۰)	kVpeak
۳-۱۱	آزمون فرکانس بالا (۱ MHz)	کیلوولت
۳-۱۲	حداکثر جریان ورودی	
۳-۱۳	دقت دستگاه	درصد
۳-۱۴	مصرف برای هر کانال ولتاژ آنالوگ	ولت آمپر
۳-۱۵	مدار مصرف DC	
۳-۱۵-۱	هنگام کارکردن دستگاه	وات
۳-۱۵-۲	در شرایط عادی	وات
۳-۱۶	تعداد کانال‌های کنتاکت	
۳-۱۷	کانال‌های ثبت مجزا برای هر ورودی حادثه در نظر گرفته شده است؟	بله / خیر
۳-۱۸	ثبت زمان در چاپگر حوادث در نظر گرفته شده است؟	بله / خیر
۳-۱۹	طول مدت ثبت زمان	بله / خیر
۳-۲۰	آیا صفحه نمایش دیجیتال در نظر گرفته شده است؟	بله / خیر
۳-۲۱	جزئیات مشخصات عملکرد	
۳-۲۱-۱	اطلاعات کسب:	
۳-۲۱-۱-۱	ورودی	
۳-۲۱-۱-۲	زمان تحلیل حوادث	میلی ثانیه
۳-۲۱-۱-۳	حافظه ترتیبی (چاپ کردن)	
۳-۲۱-۱-۴	چاپ کردن حالت سیگنالینگ در خاتمه‌ی حوادث	بله / خیر
۳-۲۱-۲	امکان ثبت دستی برای	
۳-۲۱-۲-۱	تمام ورودی‌ها	بله / خیر
۳-۲۱-۲-۲	تمام ورودی‌هایی که درحالت صفر هستند	بله / خیر
۳-۲۱-۲-۳	تمام ورودی‌هایی که درحالت یک هستند	بله / خیر
۳-۲۱-۲-۴	همه ورودی‌های انتخاب شده	بله / خیر
۳-۲۱-۳	منبع تغذیه	
۳-۲۱-۳-۱	ولتاژ نامی و حد مجاز	

omoorepeyman.ir

ردیف	شرح	
۳-۲۱-۳-۲	مصرف	
۳-۲۱-۳-۳	نظارت بر خرابی (self test)	
۳-۲۱-۴	جزئیات تاریخ گذاری	
۳-۲۱-۴-۱	تاریخ / زمان	
۳-۲۱-۴-۲	دقت	
۳-۲۱-۴-۳	قابلیت همزمانی	بله / خیر
۳-۲۲	آزمون خودی به صورت دوره‌ای انجام می‌گیرد؟	بله / خیر
۳-۲۳	آزمون اپراتور فراهم شده است؟	بله / خیر
۳-۲۴	ماژولاربودن سیستم	
۳-۲۴-۱	آیا قابلیت‌های سیستم گسترش می‌یابد؟	بله / خیر
۳-۲۴-۲	امکان اضافه کردن DI ها وجود دارد؟	بله / خیر
۳-۲۴-۳	امکان شبکه شدن چند دستگاه با هم وجود دارد؟	بله / خیر
۳-۲۵	نحوه ارتباط با دستگاه	
۳-۲۵-۱	به طور مستقیم	بله / خیر
۳-۲۵-۲	از طریق مودم	بله / خیر
۳-۲۵-۳	از طریق شبکه	بله / خیر
۳-۲۶	نحوه آلارم	
۳-۲۷	قدرت تفکیک زمانی (resolution) وقایع	میلی ثانیه
۳-۲۸	حداکثر ترافیک ورودی (Avalanche)	تعداد در میلی ثانیه
۳-۲۹	ارتباط بین حافظه سیستم و تعداد ورودی‌های دستگاه	
۳-۳۰	کارت‌های ورودی DI قابلیت پشتیبانی چند ورودی را دارند؟	
۳-۳۱	حجم حافظه از نظر تعداد رخدادهای اخیر ذخیره شده	
۳-۳۲	ایزولاسیون	
۳-۳۲-۱	ایزولاسیون ورودی- خروجی صورت گرفته است؟	بله / خیر
۳-۳۲-۲	ایزولاسیون ورودی- ورودی صورت گرفته است؟	بله / خیر
۳-۳۳	ساعت دستگاه قابلیت سنکرون شدن با ساعت خارجی از طریق GPS را داراست؟	بله / خیر
۳-۳۴	جزئیات نصب	
۳-۳۵	نرخ نمونه‌برداری	کیلوهرتز
۳-۳۶	زمان فیلترینگ	میلی ثانیه
۳-۳۷	ظرفیت حافظه بافر	کیلوبایت
۳-۳۸	مشخصات چاپگر	
۳-۳۸-۱	روش چاپ کردن	
۳-۳۸-۲	سرعت چاپ	
۳-۳۸-۳	نوع کاغذ	

omoorepeyman.ir

پیوست ۱۲

بررسی روند پایش و گزارش‌دهی حوادث در شبکه برق امریکا

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

مقدمه

شبکه برق ایالات متحده آمریکا بخشی از شبکه به هم پیوسته شبکه برق آمریکای شمالی است. دپارتمان انرژی آمریکا[1] به عنوان بالاترین نهاد نظارتی صنعت برق این کشور، وظیفه نظارت و قانون‌گذاری کلان را بر عهده دارد. لذا برای حفظ امنیت شبکه برق دارای رویه‌های مختلف ثبت و پایش حوادث است که در این فصل توضیح داده می‌شود. همچنین رویه‌های NERC به عنوان نهاد نظارتی در منطقه آمریکای شمالی نیز مورد بررسی قرار می‌گیرد و در ادامه برای تکمیل مطالب، نمونه‌هایی از رویه‌های بهره‌برداران بازارهای برق آمریکا به منظور ثبت حوادث بهره‌برداری ارائه می‌گردد.

پ-۱۲-۱- رویه گزارش‌دهی دپارتمان انرژی ایالات متحده آمریکا- فرم OE-417

پ-۱۲-۱-۱- بررسی اجمالی

طبق دستورالعمل این نهاد، اطلاعات مربوط به حوادث شبکه برق در رویه‌ها و فرم‌های گزارش حوادث و اغتشاشات اضطراری الکتریکی جمع‌آوری می‌شود. دپارتمان انرژی آمریکا از این اطلاعات برای تحقق امنیت ملی و سایر مسئولیت‌های مدیریت اضطراری انرژی مانند کسب اطلاعات مربوط به شرایط اضطراری سیستم‌های تامین انرژی و همچنین اهداف تحلیلی حوادث و اغتشاشات استفاده می‌کند. اداره اطلاعات انرژی[2] دپارتمان انرژی آمریکا این اطلاعات را به صورت گزارش ماهیانه حوادث اضطراری و اغتشاشات سیستم الکتریکی گزارش می‌کند. به همین دلیل فرم‌های ثبت حوادث باید در زمان مجاز تکمیل شود [۳۹].

پ-۱۲-۱-۲- فرم ثبت حوادث

این فرم شامل دو بخش می‌باشد. بخش اول یا جدول زمان‌بندی اول به‌عنوان اطلاعات عمومی در نظر گرفته می‌شود و ممکن است به صورت عمومی منتشر شود. بخش دوم یا جدول زمان‌بندی دوم به صورت عمومی پخش نخواهد شد و جزئی از اسناد محرمانه محسوب می‌شود. اطلاعات این فرم‌ها همچنین ممکن است در امور غیر آماری مانند تنظیم مقررات حکومتی استفاده شود. فرم‌های مذکور در جدول‌های (پ ۱۲-۱) و (پ ۱۲-۲) نشان داده شده‌اند [۴۰ و ۴۱].

[1] U.S Department Of Energy (DOE)
[2] Energy Information Administration (EIA)

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۲-۱: فرم ثبت حوادث دپارتمان انرژی آمریکا- جدول زمان‌بندی ۱ [۴۰ و ۴۱]

زمان‌بندی ۱			
ملاحظات حادثه و اعلان وضعیت			
نحوه تکمیل فرم‌ها: اگر یکی از بندهای ۱ تا ۸ اتفاق افتاده باشد آن‌گاه باید در ساعت اول حادثه، جدول (پ ۱۲-۱) و بندهای ۱۳ تا ۱۷ جدول (پ ۱۲-۲) به عنوان گزارش وضعیت اضطراری تکمیل گردد. اگر بندهای ۹ تا ۱۲ مشاهده شود آن‌گاه باید در شش ساعت اول حادثه، جدول (پ ۱۲-۱) و بندهای ۱۳ تا ۱۷ جدول(پ ۱۲-۲) به عنوان گزارش عادی تکمیل گردد. در صورت نیاز، نسخه نهایی شامل تمامی بندهای جدول (پ ۱۲-۱) و جدول (پ ۱۲-۲) باید در ۷۲ ساعت پس از رخداد حادثه تکمیل شود.			
اگر حداقل یکی از موارد (معیار) ۱ تا ۸ اتفاق افتاده است، این جدول باید در بازه یک ساعت پس از رخداد حادثه تکمیل شود.	۱-	[ ]	حمله فیزیکی که منجر به قطعی وسیع و یا تأثیر شدید بر روی عملکرد سازمان و زیرساخت‌های حیاتی شود.
	۲-	[ ]	حمله سایبری که منجر به اختلال وسیع در عملکرد سیستم برق شود.
	۳-	[ ]	وقوع خطای سراسری در عملکرد سیستم و یا خاموشی سیستم الکتریکی انتقال و توزیع.
	۴-	[ ]	جزیره‌ای شدن بخش و بخش هایی از سیستم الکتریکی که در حالت کارکرد باقی می‌مانند در زمانی که یک خاموشی بزرگ ناحیه‌ای رخ دهد.
	۵-	[ ]	از مدار خارج شدن ناخواسته بارهای بزرگ‌تر از ۳۰۰MW برای بیش از ۱۵ دقیقه ناشی از وقوع یک حادثه در سیستم.
	۶-	[ ]	قطع بار مصرفی بیش از ۱۰۰MW در شرایط اضطراری و مورد نیاز.
	۷-	[ ]	کاهش ولتاژ بیش از ۳٪ در منطقه وسیعی از سیستم.
	۸-	[ ]	درخواست عمومی برای کاهش مصرف برق برای حفظ پایداری در عملکرد سیستم بدون اعمال خاموشی.
اگر حداقل یکی از موارد (معیار) ۹ تا ۱۲ اتفاق افتاده و هیچ یک از موارد (معیار) ۱ تا ۸ اتفاق نیفتاده است، این قسمت باید تا حداکثر ۶ ساعت پس از رخداد حادثه تکمیل شود.	۹-	[ ]	حمله فیزیکی که پایایی و امنیت سیستم را به خطر می‌اندازد.
	۱۰-	[ ]	حادثه سایبری که امنیت و پایایی شبکه را بتواتند تحت تأثیر قرار بدهد.
	۱۱-	[ ]	از دست دادن بیش از پنجاه هزار مشترک برای بیش از یک ساعت.
	۱۲-	[ ]	شرایط اضطراری تأمین سوخت نیروگاه که امنیت و پایایی شبکه را بتواتند تحت تأثیر قرار بدهد.
اگر تغییرات عمده‌ای پس از تکمیل اولیه گزارش فوق اتفاق افتاد؛ می‌بایست یک گزارش جدید دوباره تکمیل شود و گزینه به‌روزرسانی شده در جدول زیر علامت زده شود. این جدول می‌بایست تا ۷۲ ساعت پس از وقوع حادثه تکمیل و گزارش نهایی تهیه و برای مراجع ذیربط ارسال گردد.			

omoorepeyman.ir

زمان‌بندی ۱				
بایگانی سازمان مربوطه				
۱- اعلان وضعیت	وضعیت اضطراری ۱ ساعت [ ]	وضعیت عادی ۶ ساعت [ ]	به‌روزرسانی شده [ ]	نسخه نهایی ۷۲ساعت [ ]
۲- نام سازمان مربوطه				
۳- آدرس				
اطلاعات اغتشاش و حادثه				
۴- محدوده جغرافیایی تحت تاثیر				نامعلوم [ ]
۵- تاریخ و زمان شروع حادثه				
۶- تاریخ و زمان پایان حادثه				
۷- آیا اغتشاش/ حادثه از درون ناحیه تحت کنترل خود نشأت گرفته است.	بلی [ ]	خیر [ ]		نامعلوم [ ]
۸- تخمین حداکثر بارمصرفی که تحت تأثیر قرار گرفته است.				نامعلوم [ ]
۹- تخمین تعداد مشترکینی که تحت تأثیر قرار گرفته‌اند.				نامعلوم [ ]
۱۰- نوع اضطرار	۱۱- علت حادثه			۱۲- اقدامات صورت گرفته
حمله فیزیکی [ ] حادثه سایبری [ ] قطعی وسیع در سیستم انتقال [ ] کمبود بسیار زیاد در تولید [ ] قطعی وسیع در سیستم توزیع [ ] غیره [ ]	خطای کلی در سیستم الکتریکی [ ] جزیره‌ای شدن بخشی از سیستم [ ] کمبود منابع تولید برای تأمین بار مصرفی [ ] حمله و یا حادثه حقیقی و بالقوه حمله فیزیکی [ ] حادثه سایبری [ ] خرابکاری [ ] تجهیزات سیستم انتقال [ ] از دست دادن همه و یا بخشی از پست انتقال [ ] آب و هوا و یا حوادث طبیعی [ ] عملکرد اپراتور سیستم [ ] کمبود منابع سوخت (آب و غیره) [ ] عوامل نامعلوم [ ]			قطع بارهای قراردادی[1] [ ] کاهش ولتاژ [ ] اجرای درخواست عمومی [ ] اعمال طرح خطر، هشدار و یا حادثه محتمل [ ] قطع بارهای قابل قطع [ ] تعمیر و بازیابی [ ] اقدامات بهبود وضعیت سیستم و کاهش وضعیت اضطراری [ ] غیره [ ]
توضیحات تکمیلی	توضیحات تکمیلی			توضیحات تکمیلی

[1] Firm load

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۲-۲: فرم ثبت حوادث دپارتمان انرژی امریکا- جدول زمان‌بندی ۲

زمان‌بندی ۲			
۱۳- نام			
۱۴- عنوان			
۱۵- شماره تلفن			
۱۶- شماره فاکس			
۱۷- آدرس ایمیل			
۱۸- شرح حادثه			
۱۹- تخمین زمان بازیابی تمامی مصرف‌کننده‌ها			
۲۰- تجهیزات حادثه دیده			

پ-۱۲-۱-۲-۱- توضیحات جدول زمان‌بندی ۱

در مرحله اول باید بررسی شود آیا حادثه نیاز به تکمیل فرم دارد یا نه؟ در صورت نیاز، بندهای این فرم بر اساس شرایط زیر باید تکمیل شود [۳۹ و ۴۰].

بند ۱: اعلان وضعیت: در صورتی که حداقل یکی از معیارهای ۱ الی ۸ رخ داده باشد گزینه "اعلان اضطراری" باید علامت زده شود. در صورت رخداد یکی از معیارهای ۹ الی ۱۲ گزینه "اعلان وضعیت عادی" و در صورتی که به دلیل تغییرات مهم یا اصلاحات، فرم مجدداً ارسال شود گزینه "به‌روزرسانی" باید علامت زده شود و برای ارائه گزارش نهایی که بعد از ۷۲ ساعت باید تسلیم شود گزینه "وضعیت نهایی" علامت خواهد خورد.

بند ۲ و ۳: نام و سازمان مربوطه در این قسمت وارد می‌شود.

بند ۴: منطقه جغرافیایی تحت تاثیر؛ نام شهرها و منطقه‌های ایالتی که تحت تاثیر حادثه قرار گرفته‌اند باید نوشته شود. در صورتی که در زمان ارائه فرم اولیه اطلاعات کافی در این زمینه وجود نداشته باشد، آن‌گاه گزینه "نامعلوم" علامت زده می‌شود و در فرم "نهایی" یا "به‌روزرسانی" مناطق تحت تاثیر حادثه مشخص می‌شود.

بند ۵ و ۶: زمان آغاز حادثه و زمان پایان حادثه؛ یعنی زمانی که دیگر هیچ‌یک از معیارهای ۱ الی ۱۲ دیده نمی‌شود

omoorepeyman.ir

در این ۲ بند به صورت "سال- ماه - روز/ ساعت: دقیقه" وارد می‌شود.

بند ۷: آیا اغتشاش/ حادثه از درون ناحیه تحت کنترل خود نشأت گرفته است؟ در صورت مطمئن نبودن، گزینه نامعلوم را علامت زده و رویه مشابه بند ۴ است.

بند ۸: تخمین حداکثر باری که تحت تأثیر قرار گرفته بر حسب مگاوات در این بند باید نوشته شود. در صورت مطمئن نبودن گزینه نامعلوم را علامت زده و رویه مشابه بند ۴ است.

بند ۹: تخمین تعداد مشترکینی که تحت تأثیر قرار گرفته در این بند باید نوشته شود. در صورت مطمئن نبودن گزینه نامعلوم را علامت زده و رویه مشابه بند ۴ است.

بند ۱۰: نوع اضطرار؛ بر اساس تعاریف زیر یک گزینه باید علامت زده شود.

- حمله فیزیکی: حمله عمدی یا خرابکاری به قسمتی از سیستم که عملکرد سیستم را مختل می‌کند و یا قصد آسیب به امنیت ملی را دارد. در صورت رخداد دزدی یا تخریب دارائی‌های عمومی، آن‌گاه بند ۱۱ و گزینه "خرابکاری" علامت زده می‌شود.
- حادثه سایبری: یک وقفه در سیستم الکتریکی و یا سیستم‌های ارتباطی و یا تجهیزات شبکه که به موجب دسترسی بدون مجوز به تجهیزات فوق ناشی شده است.
- قطعی وسیع در سیستم انتقال: حادثه‌ای که رخ داده است و برای بهبود ولتاژ یا شرایط بارگذاری یا قطع خطوط انتقال و جزیره‌ای شدن نیازمند اقدامات مناسب است.
- کمبود بسیار زیاد در تولید: زمانی که تولید ناکافی برای تامین بار وجود دارد و یا حوادث غیرمترقبه‌ای که عملکرد و پایایی سیستم را تحت تاثیر قرار می‌دهد.
- قطعی وسیع در سیستم توزیع: زمانی که یک بار بزرگ کنترل نشده از دست می‌رود و یا بار کنترل شده غیرمنتظره از دست می‌رود.
- غیره: زمانی که نوع حادثه مشخص است ولی هیچ‌کدام از موارد فوق نیست و یا زمانی که نوع حادثه مشخص نیست باید این گزیته علامت زده شود.

اطلاعات و اظهار نظر تکمیلی: شامل توضیحاتی در مورد نوع حادثه که می‌تواند آزادانه منتشر شود.

بند ۱۱: علت حادثه؛ بر اساس تعاریف زیر یک گزینه باید علامت زده شود.

- خطای کلی در سیستم الکتریکی: در صورتی که خاموشی کامل رخ داده است این گزینه باید علامت زده شود.
- جزیره‌ای شدن بخشی از سیستم: در صورتی که سیستم جزیره‌ای شده است این گزینه باید علامت زده شود.
- کمبود منابع تولید برای تأمین بار مصرفی: در صورتی که منابع الکتریکی در دسترس نیست و یا محدودیت منابع شناسایی شده است، این گزینه باید علامت زده شود.
- حمله و یا حادثه حقیقی و بالقوه: زمانی که دلیل رخداد حادثه حمله فیزیکی، حمله سایبری و یا خرابکاری شناسایی شود این گزینه باید علامت زده شود.

omoorepeyman.ir

- تجهیزات سیستم انتقال: در صورتی که خرابی و یا آسیب تجهیزات سیستم انتقال موجب اختلال در سرویس یا پایایی شود این گزینه باید علامت زده شود.
- از دست دادن همه و یا بخشی از پست انتقال: در صورتی که خرابی و یا آسیب تجهیزات پست انتقال موجب اختلال در سرویس یا پایایی شود این گزینه باید علامت زده شود.
- آب و هوا و یا حوادث طبیعی: در صورتی که شرایط سخت آب و هوایی (رعد و برق، کولاک و غیره) و یا بلایای طبیعی (سیل، طوفان و گردباد) موجب اختلال در سرویس شود، این گزینه باید علامت زده شود.
- عملکرد اپراتور سیستم: در صورتی که عملکرد اپراتور موجب اختلال در سرویس یا پایایی شود، این گزینه باید علامت زده شود.
- کمبود منابع سوخت: در صورتی که شرایط اضطراری برای منابع سوخت موجود و یا پیش‌بینی شده رخ داده است، این گزینه باید علامت زده شود.
- علت نامعلوم: در صورتی که علت اختلال مشخص نیست، این گزینه علامت زده می‌شود.
- غیره: زمانی که نوع حادثه مشخص است ولی هیچ‌کدام از موارد فوق نیست.

اطلاعات و اظهار نظر تکمیلی: شامل توضیحاتی در مورد نوع حادثه که می‌تواند آزادانه منتشر شود.

بند ۱۲: اقدامات صورت گرفته

- قطع بارهای قراردادی: در صورتی که اپراتورها برای حفظ سیستم درخواست قطع بار تا ۱۰۰ مگاوات را داده‌اند، این گزینه باید علامت زده شود.
- کاهش ولتاژ: در صورتی که افت ولتاژ ۳ درصد و یا بیشتر رخ داده است، این گزینه باید علامت زده شود.
- اجرای درخواست عمومی (جامعه): در صورتی که اکثر بهره‌برداران و واحدهای کنترلی برای پیوستگی عملکرد سیستم برق درخواست کاهش مصرف را داده باشد، این گزینه باید علامت زده شود.
- اعمال طرح خطر، هشدار و یا رخداد حادثه: در صورتی که طرح‌های کوتاه مدت رخدادهای محتمل برای کاهش مصرف یا حداکثر کردن تولید اعمال شده باشد، این گزینه باید علامت زده شود.
- قطع بارهای قابل قطع: در صورتی که در زمان رخداد حادثه، اپراتور درخواست قطع ۱۰۰ مگاوات یا بیشتر از مصرف بارهای قابل قطع از پیش تعیین شده را کرده است، این گزینه باید علامت زده شود. در صورتی که در زمان حادثه، بار تحت قرارداد توافق قطع باشد این گزینه نباید علامت زده شود.
- تعمیر یا بازیابی: در صورتی که سیستم تعمیر یا بازیابی شده است، این گزینه باید علامت زده شود.
- اقدامات بهبود وضعیت سیستم و کاهش وضعیت اضطراری: در صورتی که اقدامات کاهشی انجام شده است، این گزینه باید علامت زده شود.
- غیره: در صورتی که اقدام دیگری صورت گرفته است، این گزینه باید علامت زده شود.

اطلاعات و اظهار نظر تکمیلی: شامل توضیحاتی در مورد نوع حادثه که می‌تواند آزادانه منتشر شود.

omoorepeyman.ir

پ-۱۲-۱-۲-۲- توضیحات جدول زمان‌بندی ۲

بندهای ۱۳ الی ۱۷ این جدول باید حداکثر ۱ تا ۶ ساعت بعد از وقوع حادثه و یا اغتشاش تکمیل و ارسال شود. نسخه نهایی جدول زمان‌بندی در هنگامی که گزینه ویرایش جدول زمان‌بندی ۱ زده می‌شود، باید همراه با این ویرایش ارسال شود [۳۹ و ۴۰].

بندهای ۱۳ الی ۱۷: مشخصات و اطلاعات تماس سازمانی که فرم را تکمیل کرده در این بندها باید نوشته شود.

بند ۱۸: تهیه گزارشی از توصیف حادثه و اقدامات انجام شده برای رفع آن. این گزارش باید شامل: مقتضیات، عوامل حادثه و یا اغتشاش، تغییرات فرکانس، اقدامات انجام شده برای کاهش پیامدهای حادثه، تجهیزات آسیب دیده، سازمان‌های حیاتی قطع شده از سیستم، تأثیرات بر روی دیگر سیستم‌ها و نتایج اولیه تحقیقات و شناسایی موارد: تخمین زمان بازیابی سیستم، تعیین دقیق پست‌های قطع شده در سیستم انتقال، باشند [۳۹ و ۴۰].

بند ۱۹: زمانی که مصرف‌کنندگان برق‌دار شوند باید تخمین زده شده و در این بند نوشته شود [۳۹ و ۴۰].

بند۲۰: نام تجهیزات حادثه دیده از جمله: خطوط، ترانسورماتورها و غیره در این بند باید نوشته شود [۳۹ و ۴۰].

همزمان با تکمیل جدول زمان‌بندی ۲، می‌بایست نسخه نهایی جدول زمان‌بندی ۱ تکمیل شود و گزینه نسخه نهایی در بند ۱ علامت زده شده و ارسال گردد.

پ-۱۲-۱-۳- نحوه ارائه

این فرم‌ها باید از طریق سیستم به‌هنگام و اینترنتی ارسال شود. در صورت هرگونه مشکل و عدم امکان ارسال فرم از طریق اینترنت باید این فرم‌ها توسط فاکس و در وهله‌ی بعدی از طریق تلفن ارسال شود [۳۹ و ۴۰]

پ-۱۲-۱-۴- نهادهای مرتبط

در صورت بروز حادثه، نهادهای زیر موظف به تکمیل و تسلیم فرم هستند [۳۹]:

۱. نهادهای مسئول تعادل بخشی[۱]، هماهنگ‌کننده‌های پایایی[۲]، برخی از شرکت‌های تولید[۳]، شرکت‌های برق[۴].

تبصره:

تمام شرکت‌ها باید اطلاعات لازم را برای نهادهای مسئول تعادل بخشی در زمانی که می‌بایست گزارش حادثه را تنظیم نمایند مهیا سازند.

---

[۱] نهادهاي مسئول تعادل‌بخشي يا Balancing Authorities(BA) مسئول مجتمع كردن توليد واحدها، متعادل نگه داشتن بار- تبادلات و توليد در ناحيه تحت اختيار و پشتيباني به‌هنگام فركانس بين‌ناحيه‌اي هستند.

[۲] هماهنگ‌كننده‌هاي پايايي يا Reliability Coordinators بالاترين سطح اختيار را دارند و مسئول حفظ بهره‌برداري قابل‌اطمينان از سيستم مي‌باشند ضمن اينكه دستورالعمل‌ها و رويه‌هاي مشخصي براي عملكردهاي زمان واقعي و تصميم‌گيري‌هاي روز قبل دارند.

[3] Generating Entities

[4] Electric Utilities

omoorepeyman.ir

شرکت‌های خارجی می‌توانند به طور داوطلبانه، فرم‌های ثبت حوادث دپارتمان انرژی آمریکا را تکمیل نمایند. شرکت‌های خارجی، شرکت‌هایی هستند که ملزم به رعایت قوانین دپارتمان انرژی آمریکا نیستند. به عنوان مثال شرکتی که در یک منطقه از کشور کانادا باشد که ناحیه تحت کنترلش تحت نظارت دپارتمان انرژی امریکا نباشد. آن‌گاه می‌تواند به طور داوطلبانه برای بهره‌برداری هرچه بهتر ناحیه تحت کنترلش با دپارتمان انرژی آمریکا همکاری نماید ولی ملزم به این همکاری نیست.

۲. دپارتمان‌های امنیت فیزیکی و مراکز کامپیوتر شرکت‌های برق.

قبل از ارسال فرم فوق به دپارتمان انرژی آمریکا، امکان ارسال فرم اطلاعات توسط مسئولین نهادهای فوق به NERC[1] با علامت زدن یک گزینه که در صفحه اینترنتی تعبیه شده، امکان‌پذیر می‌باشد.

پ-۱۲-۱-۴-۱- وظایف نهادهای مرتبط در ثبت حادثه و یا اغتشاش

شرکت‌های برق: تمامی بندهای جدول‌های زمان‌بندی باید به‌موقع و به درستی تکمیل و ارسال شوند.

نهادهای مسئول تعادل بخشی: می‌بایست در گزارش نهایی، تعداد مشترکین و در صورت لزوم مقدار بار مصرفی را که در اثر حادثه و یا اغتشاش تحت تاثیر قرار گرفته‌اند، به درستی تعیین نمایند.

هماهنگ‌کننده‌های پایایی: باید تعداد مشترکینی که به لحاظ پایایی دچار قطعی شده‌اند را تعیین نماید.

شرکت‌های تولید: شرکت‌هایی که تولید اختصاصی ۳۰۰ مگاوات و یا بیش‌تر برای یک یا چند مشترک برق دارند، باید تحت ضابطه ۵ که در ادامه معرفی می‌شود، گزارش حادثه را ارائه دهند.

شرکت‌های توزیع محلی[2]: در آلاسکا، هاوایی، پورتوریکو و برخی مناطق دیگر، اگر سیستم الکتریکی محلی کمتر از ۳۰۰ مگاوات باشد آن‌گاه فقط درصورتی که یکی از ضوابط ۱، ۲، ۳ و یا ۴ مشاهده شود، گزارش حادثه و یا اغتشاش ارائه خواهد شد.

اداره‌های کامپیوتر، ارتباطات و امنیت فیزیکی که به شرکت‌های تنظیم و هماهنگ‌کننده‌های پایایی و شرکت‌های برق سرویس ارائه می‌دهند، می‌توانند اطلاعات درون گزارش حادثه یا پیشامد را تحت ضوابط ۱، ۲، ۹ و یا ۱۰ تکمیل نمایند و مستقیماً به دپارتمان انرژی امریکا ارسال نمایند.

پ-۱۲-۱-۴-۱-۱- ضوابط

در یک ساعت اول پس از رخداد حادثه: جدول زمان‌بندی ۱ و بندهای ۱۳ الی ۱۷ جدول زمان‌بندی ۲ می‌بایست تکمیل شوند اگر حداقل یکی از ضوابط زیر مشاهده شود:

۱. حمله فیزیکی که منجر به قطع و یا تاثیر بر روی دستگاه‌های مهم و یا شرایط بهره‌برداری شود.

[1] North American Electric Reliability Corporation (NERC)
[2] Local Utility

omoorepeyman.ir

۲. حمله سایبری که منجر به قطع عملکرد بهره‌برداری سیستم شود.

۳. خاموشی سراسری شبکه برق و یا قطع کامل شبکه انتقال

۴. جزیره‌ای شدن شبکه انتقال، به گونه‌ای قسمت‌های جزیره‌ای شده به طور مستقل به فعالیت خود ادامه بدهند.

۵. قطع کنترل‌نشده حداقل ۳۰۰ مگاوات بار مصرفی برای بیش از ۱۵ دقیقه ناشی از یک حادثه و یا اغتشاش

۶. قطع عمد حداقل ۱۰۰ مگاوات بار مصرفی تحت شرایط اضطراری

۷. کاهش سراسری ولتاژ به میزان حداقل ۳ درصد

۸. درخواست عمومی برای کاهش مصرف به منظور حفظ پایداری سراسری سیستم برق.

در شش ساعت اول پس از وقوع حادثه و یا اغتشاش: جدل زمان‌بندی ۱ و بندهای ۱۳ الی ۱۷ از جدول زمان‌بندی ۲ می‌بایست تکمیل شوند، اگر حداقل یکی از ضوابط زیر مشاهده شود و هیچ یک از موارد ۱ الی ۸ رخ ندهد.

۹. حمله فیزیکی که امکان تاثیر بر روی پایایی و کفایت سیستم دارد و یا خرابکاری عمدی تجهیزات سیستم‌های امنیتی

۱۰. حادثه سایبری که امکان تاثیر بر روی پایایی و کفایت سیستم داشته است.

۱۱. قطع سرویس‌رسانی به حداقل بیش از ۵۰۰۰۰ مشترک برق برای بیش از یک ساعت

۱۲. شرایط اضطراری تامین سوخت که امکان تاثیر بر روی پایایی و کفایت سیستم دارد.

به روزرسانی گزارش: جدول زمان‌بندی ۱ و بندهای ۱۳ الی ۱۷در جدول زمان‌بندی ۲ در صورتی که نیاز به تغییرات اساسی در اطلاعات گزارش اولیه باشد، می‌بایست با اطلاعات جدید و صحیح تکمیل شده و مجدداً ارسال شوند.

گزارش نهایی در طی ۷۲ ساعت پس از وقوع حادثه و یا اغتشاش: نسخه نهایی جدول زمان‌بندی ۱ و همچنین تمام بندهای جدول زمان‌بندی ۲ می‌بایست طی ۷۲ ساعت تکمیل شوند و اطلاعات زیر را دربرگیرند:

- تکمیل و اصلاح جدول زمان‌بندی ۱ و علامت‌زدن نسخه نهایی در این جدول
- جدول ۲ می‌بایست توصیف حادثه و اقدامات صورت‌گرفته، تغییرات شرایط بهره‌برداری، علت حادثه و دیگر اطلاعات مهم و ضروری را ارائه دهد.

پ-۱۲-۱-۵- زمان ارائه

با توجه به شرایط و نوع حادثه این فرم باید در ۱ الی ۶ ساعت پس از رخداد حادثه تکمیل و تسلیم شود. اگر یکی از بندهای ۱ تا ۸ اتفاق افتاده باشد، در ساعت اول حادثه، جدول زمان‌بندی ۱و بندهای ۱۳ تا ۱۷ جدول زمان‌بندی ۲ تکمیل و گزینه "اعلان اضطراری" را از بند اعلان وضعیت فرم علامت زده و فرم ارسال می‌شود. اگر فقط بندهای ۹ تا

omoorepeyman.ir

۱۲ مشاهده شود در شش ساعت اول حادثه باید، جدول زمان‌بندی ۱ و بندهای ۱۳ تا ۱۷ جدول زمان‌بندی ۲ تکمیل و گزینه "اعلان عادی" را از بند اعلان وضعیت فرم علامت زده و فرم ارسال می‌شود [۳۹ و ۴۰].

اگر تغییرات عمده‌ای پس از تکمیل اولیه گزارش فوق اتفاق افتاد؛ می‌بایست یک گزارش جدید دوباره تکمیل و گزینه "به‌روزشده" از بند اعلان وضعیت فرم علامت زده شود. جدول زمان‌بندی ۱ می‌بایست تا ۷۲ ساعت پس از وقوع حادثه تکمیل و گزارش نهایی تهیه و ارسال گردد.

در صورت نیاز، نسخه نهایی شامل تمامی بندهای جدول زمان‌بندی ۱و جدول زمان‌بندی ۲ در ۷۲ ساعت پس از رخداد حادثه تکمیل و گزینه "نهایی" را از بند اعلان وضعیت فرم علامت زده و سپس تحویل داده شود.

پ-۱۲-۲- روال ثبت حوادث در NERC

سازمان NERC یک نهاد مستقل غیرانتفاعی در منطقه آمریکای شمالی است. این نهاد در سال ۲۰۰۶ تاسیس شده و وظیفه حفظ پایایی شبکه برق در منطقه آمریکای شمالی را بر عهده دارد. یکی از وظایف مهم این نهاد، بررسی حوادث شبکه است و به همین دلیل تمامی بازیگران شبکه برق باید با این نهاد در ارتباط باشند و حوادث الکتریکی مهمی را که در محدوده تحت نظارت آن‌ها رخ می دهد به این نهاد گزارش دهند. NERC در زمینه ثبت و گزارش حوادث الکتریکی دارای یک دستورالعمل مهم به نام EOP-004 است که دارای چندین شماره است که در ادامه معرفی می‌شود.

پ-۱۲-۲-۱- استاندارد EOP-004-1

طبق این استاندارد، نهادهای زیر باید این فرایند گزارش‌دهی حوادث را رعایت کنند [۴۱]:

- هماهنگ‌کننده پایایی سیستم
- اپراتور حفظ تعادل تولید و مصرف (نهادهای مسئول تعادل بخشی)
- مالکان سیستم انتقال[1]
- بهره‌بردار سیستم انتقال[2]
- مالکان سیستم تولید[3]
- بهره‌برداران سیستم تولید[4]
- تولیدکنندگان کوچک محلی[5]
- تغذیه‌کنندگان بارهای مصرفی[6]

[1] Transmission Owner (TO)
[2] Transmission Operator (TOP)
[3] Generator Owner (GO)
[4] Generator Operator (GOP)
[5] Distributed Provider (DP)
[6] Load Serving Entities

omoorepeyman.ir

- سازمان‌های حفظ پایایی منطقه‌ای[1]

پ-۱۲-۲-۱-۱- الزامات

هر سازمان منطقه‌ای حفظ پایایی، می‌بایست روال گزارش‌دهی خود را برای تسریع در امر گزارش ابتدایی و انتهایی حوادث تعیین کنند.

هماهنگ‌کننده پایایی، نهادهای مسئول تعادل بخشی، اپراتور خطوط انتقال، اپراتور تولید و یا تغذیه‌کنندگان بارمصرفی می‌بایست، بی‌درنگ اغتشاش به وجود آمده در سیستم خود را تجزیه و تحلیل نمایند.

هماهنگ‌کننده پایایی، نهادهای مسئول تعادل‌بخشی، اپراتور خطوط انتقال، اپراتور تولید و یا تغذیه‌کنندگان بار مصرفی که دچار حوادث قابل گزارش می‌شوند، می‌بایست سریعاً یک گزارش اولیه به نهاد حفظ پایایی منطقه مربوط به خود و نهاد NERC ارائه دهند.

هماهنگ‌کننده‌های پایایی، نهادهای مسئول تعادل‌بخشی، اپراتور خطوط انتقال، اپراتور تولید و یا تغذیه‌کنندگان بارمصرفی که از حادثه ایجاد شده تأثیر پذیرفته‌اند، می‌بایست در کمتر از ۲۴ ساعت پس از شناسایی آن، یک گزارش به نهاد حفظ پایایی منطقه مربوط به خود و نهاد NERC و دپارتمان انرژی آمریکا (DOE) ارائه دهند. این نهادها می‌تواند از فرم‌های گزارش استاندارد EOP-004 استفاده نمایند.

در مواقعی که امکان ارزیابی خسارت ناشی از حادثه و یا امکان نوشتن گزارش نیست، می‌بایست هماهنگ‌کننده‌های پایایی، نهادهای مسئول تعادل‌بخشی، اپراتور خطوط انتقال، اپراتور تولید و یا تغذیه‌کنندگان بار مصرفی فوراً به سازمان منطقه‌ای پایایی مربوط به خود و NERC اطلاع دهند و از طریق ارتباط صوتی به طور مداوم گزارش وضعیت را بدهند تا زمانی که امکان نگارش گزارش کتبی کامل فراهم شود.

اگر سازمان منطقه‌ای حفظ پایایی پس از دریافت گزارش، تشخیص داد که نیاز به تهیه گزارش نهایی از حادثه می‌باشد، آن‌گاه می‌بایست هماهنگ‌کننده‌های پایایی، نهادهای مسئول تعادل‌بخشی، اپراتور خطوط انتقال، اپراتور تولید و یا تغذیه‌کنندگان بار مصرفی در کمتر از ۶۰ روز گزارش نهایی حادثه که شامل تحلیل حادثه و علت رخداد آن، نتایج و توصیه‌های لازم برای جلوگیری از رخداد مجدد حادثه است را تهیه و ارسال نمایند.

اگر حادثه بزرگی در منطقه وسیعی از سیستم سراسری اتقال بیافتد، آن‌گاه سازمان‌های منطقه‌ای حفظ پایایی باید نماینده خود را به نهادهای هماهنگ‌کننده‌های پایایی، نهادهای مسئول تعادل‌بخشی، اپراتور خطوط انتقال، اپراتور تولید و یا تغذیه‌کنندگان بار مصرفی بفرستند تا در تحقیقات برای تهیه گزارش نهایی مشارکت داشته باشند.

سازمان‌های منطقه‌ای حفظ پایایی باید حداقل دو مرتبه در سال، گزارش‌های ارسال شده به آن‌ها و توصیه‌های موجود در آن را مطالعه و بررسی نمایند. اگر توصیه‌های تایید شده در گزارش‌ها پس از دو سال اجرایی نشدند، آن‌گاه سازمان‌های منطقه‌ای حفظ پایایی جهت تسریع در عملیاتی کردن آن‌ها باید به کمیته بهره‌برداری و برنامه‌ریزی NERC

[1] Regional Reliability Organizations

omoorepeyman.ir

اطلاع دهند.

بر طبق این دستورالعمل، سازمان NERC مسئول بازرسی سازمان‌های منطقه‌ای حفظ پایایی و سازمان‌های منطقه‌ای حفظ پایایی، مسئول بازرسی نهادهای هماهنگ‌کننده‌های پایایی، نهادهای مسئول تعادل‌بخشی، اپراتور خطوط انتقال، اپراتور تولید و یا تغذیه‌کنندگان بار مصرفی هستند.

فرم گزارش حواث NERC در جدول (پ ۱۲-۳) ارائه شده است. این فرم ثبت حوادث به کلیه شرکت‌های هماهنگ‌کننده پایایی سیستم، تعادل سیستم، اپراتورهای تولید، انتقال، توزیع و تغذیه‌کننده بارهای مصرفی به منظور یکسان‌سازی قالب گزارش‌های ارائه شده به سازمان NERC تنظیم شده است. برای ارسال گزارش از یک رایانامه که امنیت بالایی دارد استفاده می‌شود. علاوه بر فرم ثبت حوادث نشان داده شده در جدول (پ ۱۲-۳) از فرم ثبت حوادث دپارتمان انرژی امریکا (DOE) می‌توان استفاده نمود مشروط بر اینکه یک رونوشت از فرمی که به DOE ارسال می‌شود به سازمان NERC هم ارسال گردد.

گزارش مقدماتی اغتشاشات و عامل محدودیت پایایی اتصالات که فرم گزارش آن در جدول (پ ۱۲-۳) آمده است، برای وقایع زیر باید تهیه شوند:

۱. از دست دادن قسمت عظیمی از شبکه انتقال که تأثیر قابل توجهی بر روی عملکرد کلی سیستم می‌گذارد. به طور کلی، یک گزارش اغتشاش زمانی موردنیاز است که رخداد یک حادثه منجر به هریک از اقدامات زیر شود:
   - اصلاح روال بهره‌برداری سیستم
   - اصلاح تجهیزات (مانند: سیستم‌های کنترلی و سیستم‌های حفاظتی خاص) به منظور جلوگیری از رخداد مجدد حادثه
   - بدست آورن تجارب و اطلاعات ارزشمند برای بهره‌برداری مناسب‌تر از سیستم
   - شناسایی سیاست‌ها و دستورالعمل‌ها و استانداردهای غیرقابل اجرای NERC
   - شناسایی اغتشاشاتی که اثراتی فراتر از انتظار دارد. به عنوان مثال: اتصال کوتاه یک فاز یا شکست کلید مدارشکن
   - ولتاژ و فرکانس از محدوده مجاز خارج شوند.
۲. جداشدن بخشی از سیستم و یا جزیره‌ای شدن آن و یا هر دوی آن‌ها
۳. از دست دادن ۲۰۰۰ مگاوات و یا بیش‌تر از ظرفیت تولید در سیستم شبکه غرب و شرق
۴. خرابی (شکست) تجهیزات و یا عملکرد سیستم که منجر به قطع بارهای ثابت سیستم برای بیش از ۱۵ دقیقه به صورت زیر شود:
   - نهادهای مصرف‌کننده‌ای که در سال گذشته حداکثر بار بیش از ۳۰۰۰ مگاوات داشته‌اند، اگر بیش از ۳۰۰ مگاوات از بارمصرفی‌شان قطع شود، باید گزارش شود.

omoorepeyman.ir

- تمام نهادهای مصرف‌کننده‌ی دیگر، اگر بیش از ۲۰۰ مگاوات و یا بیش از ۵۰٪ بارشان قطع شود باید گزارش شود.

۵. قطع بیش از ۱۰۰ مگاوات از بارهای ثابت شبکه به منظور حفظ عملکرد پایدار سیستم الکتریکی

جدول پ ۱۲-۳: فرم گزارش اولیه اغتشاشات و عامل محدودیت پایایی اتصالات سیستم- NERC

۱	نام سازمان ارائه‌کننده‌ی گزارش		
۲	نام شخص نویسنده‌ی گزارش		
۳	شماره تماس		
۴	تاریخ، زمان و محل حادثه		
۵	آیا اغتشاش از درون سیستم شما نشات گرفته است؟	بلی □ خیر □	
۶	توضیح حادثه شامل: علت وقوع حادثه، میزان خرابی ناشی از حادثه، رخدادهای سلسله مراتبی در حین حادثه و پس از آن (عملکرد رله‌ها، کلیدها و غیره)، اقدامات انجام شده در حین حادثه و پس از آن		
۷	مقدار توان قطع شده و لیست واحدهای از مدار خارج شده		
۸	فرکانس فرکانس نامی قبل از حادثه بیشینه فرکانس در حین وقوع حادثه کمینه فرکانس در حین وقوع حادثه		
۹	لیست خطوط انتقال و سطح ولتاژ آن‌ها که از مدار خارج شده‌اند		
۱۰		بارهای غیر قابل قطع	بارهای قابل قطع
	مقدار بار قطع شده (MW):		
	تعداد مصرف‌کننده‌هایی که قسمتی و یا همه بارشان قطع شده:		
	مدت زمان		
۱۱	زمان بازیابی	ابتدا	انتها
	شبکه انتقال		
	تولید		
	بار مصرفی		

omoorepeyman.ir

۶. هر نوع اقدام از سوی اپراتور تولید، انتقال، پایایی شبکه و تغذیه‌کننده بارهای مصرفی که منجر به موارد زیر شود:
- ولتاژ بیش از ۱۰٪ تغییر کند.
- آسیب عمده به تجهیزات شبکه برسد.
- شکست و یا کاهش عملکرد مناسب سیستم حفاظتی، طرح‌های حفاظتی خاص، طرح‌های عملیاتی بهبود وضعیت سیستم و یا دیگر سیستم‌های عامل که نیاز به مداخله‌ی انسان ندارند و منجر می‌شود اغتشاشات ذکر شده در موارد ۱ تا ۵ به وجود آید.

۷. هرگونه تخطی از محدودیت‌های پایایی استاندارد TOP-007

۸. هر حادثه‌ای که کمیته بهره‌برداری برای ارائه به گروه تحلیل وقایع، به منظور انجام مطالعات بر روی علت رخداد حادثه انتخاب می‌کند.

پ-۱۲-۲-۲- استاندارد EOP-004-2

در این مرجع، الزامات گزارش‌دهی همراه با نهادهای مسئولی که باید گزارش حادثه را ارائه دهند و حد آستانه گزارش‌دهی معرفی شده است. نهادهای مسئول، در واقع همان نهادهایی هستند که در بخش قبل در استاندارد EOP-004-1 معرفی شده‌اند [۴۲].

طبق این استاندارد در صورتی که امکان نگارش و ارسال گزارش کتبی وجود ندارد باید نهادهای مسئول از طریق تلفن و یا رایانامه و یا هر طریقی که ممکن است یک گزارش اولیه به صورت صوتی، الکترونیکی و یا کتبی بدهند. حد آستانه و نهادهایی که باید بر اساس این آستانه گزارش دهند در جدول (پ ۱۲-۴) نوشته شده است.

طبق این استاندارد، اقدامات خرابکارانه باید سریعاً به پلیس FBI گزارش شوند و برای این منظور استاندارد CIP-001 [۴۳] را معرفی نموده است.

فرم ثبت حوادث و ارائه گزارش آن در جدول (پ ۱۲-۵) نشان داده است. همچنین ذکر شده است که بجای این فرم، می‌توان فرم DOE-OE-417 که مربوط به دپارتمان انرژی امریکا است را به سازمان NERC ارسال نمود.

پ-۱۲-۳- بهره‌بردار مستقل میانی آمریکای شمالی[1]

این بهره‌بردار مستقل مسئول شبکه انتقال و پایش آن در ایالت‌های میانی کشور امریکا و ایالت Monitoba در کشور کانادا است. حوادثی که در شبکه تحت نظر این بهره‌بردار مستقل اتفاق می‌افتد باید طبق جدول (پ ۱۲-۶) گزارش شوند. در این جدول، نهادهایی که باید گزارش را ارائه دهند و نهادی که گزارش حادثه را دریافت می‌کند مشخص شده‌اند [۴۴].

[1] Midcontinent Independent System Operator (MISO)

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۲-۴: حد آستانه برای گزارش‌دهی و نهادهای مسئول ارائه دهنده‌ی گزارش طبق استاندارد EOP-004-2

نوع حادثه	نهاد مسئول ارائه‌دهنده‌ی گزارش	حد آستانه برای گزارش‌دهی
تهدید فیزکی به مرکز کنترل	RC, BA, TOP	تهدیدهای فیزیکی به مرکز کنترل که فعالیت آن را مختل می‌کند. به جز تهدیدهای فیزیکی طبیعی و آب و هوایی
نیاز ضروری برای کاهش مصرف	اولین نهادی که درخواست عمومی را می‌دهد	درخواست عمومی برای کاهش مصرف
نیاز ضروری برای کاهش ولتاژ در منطقه وسیع	اولین نهادی که درخواست عمومی را می‌دهد	ولتاژ منطقه وسیعی از سیستم بیش از ۳٪ کاهش می‌یابد
نیاز ضروری برای قطع بارهای ثابت شبکه	اولین نهادی که درخواست عمومی را می‌دهد	قطع بیش از ۱۰۰ مگاوات بار مصرفی به صورت دستی
شرایط اضطراری که منجر به قطع خودکار بارهای مصرفی ثابت شبکه می‌شود	DP, TOP	قطع خودکار بیش از ۱۰۰ مگاوات بار مصرفی توسط برنامه‌های قطع بار خودکار در شرایط کاهش ولتاژ و فرکانس
انحرافات ولتاژ از مقدار نامی	TOP	مقدار انحرافات ولتاژ بیش از ۱۰٪ از مقدار نامی برای بیش از ۱۵ دقیقه به طور مداوم رخ دهد.
از دست دادن بارهای ثابت	BA, TOP, DP	از دست دادن بارهای ثابت برای بیش از ۱۵ دقیقه: • بیش از ۳۰۰ مگاوات برای بارهایی که درسال‌های گذشته بیش از ۳۰۰۰ مگاوات مصرف کرده‌اند. • بیش از ۲۰۰ مگاوات برای دیگر بارهای مصرفی
جزیره‌ای شدن سیستم	RC, BA, TOP	جزیره‌ای شدن بیش از ۱۰۰ مگاوات
از دست دادن ژنراتور	BA, GOP	از دست دادن تولید برای یک دقیقه: • بیش از ۲۰۰۰ مگاوات برای ناحیه غرب و شرق • بیش از ۱۰۰۰ مگاوات برای منطقه ERCOT و Quebec
از دست دادن خطوط انتقال	TOP	قطع شدن خطوط انتقال
تخلیه برنامه‌ریزی نشده مرکز کنترل	RC, BA, TOP	تخلیه‌ی برنامه‌ریزی نشده مرکز کنترل برای بیش از ۳۰ دقیقه
قطع کامل امکان تماس تلفنی	RC,BA, TOP	قطع کامل امکان تماس تلفنی برای بیش از ۳۰ دقیقه به طور مداوم که فعالیت مرکز کنترل را مختل می‌کند
قطع کامل امکان پایش سیستم	RC, BA, TOP	قطع کامل امکان پایش سیستم برای بیش از ۳۰ دقیقه به طور مداوم که فعالیت مرکز کنترل را مختل می‌کند

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۲-۵: فرم ثبت حوادث طبق استاندارد EOP-004-2

ردیف	وظیفه	توضیحات
۱	نهاد تکمیل‌کننده گزارش نام سازمان نام و نام خانوادگی نویسنده گزارش پست الکترونیکی شماره تلفن نام و نام خانوادگی شخص ارائه‌کننده (تحویل دهنده) گزارش	
۲	زمان و تاریخ رخداد حادثه	
۳	آیا حادثه از داخل سیستم مربوطه به خود نشات می‌گیرد؟	بلی □ خیر□
توضیحات مربوط به حادثه		
۴	□ خرابی و یا اشکال در عملکرد تجهیزات □ تهدید فیزیکی به تجهیزات □ تهدید فیزکی به مرکز کنترل □ شرایط اضطراری بهره‌برداری □ درخواست کلی برای کاهش مصرف □ کاهش سراسری ولتاژ □ قطع بار مصرفی بصورت دستی □ قطع بار مصرفی بصورت خودکار □ خارج شدن ولتاژ از محدوده مجاز □ خارج شدن دیگر متغیرهای سیستم از محدوده مجاز □ جزیره‌ای شدن سیستم □ ازدست دادن تولید □ از دست دادن خط انتقال □ از دست دادن امکان برقرار تماس صوتی □ از دست دادن امکان پایش سیستم	توضیحات تکمیلی:

زمانی که رخداد غیر معمولی مانند خروج اجباری تجهیزات، قطع کنترل شده بارهای و غیره مشاهده می‌شود، هماهنگ‌کننده پایایی بهره‌بردار مستقل باید مدیر شیفت بهره‌بردار مستقل را با خبر کند.

در صورتی که دیسپاچینگ منطقه‌ای، تماسی از یکی از اعضای بهره‌بردار مستقل مبنی بر گزارش حادثه دریافت نکند بایستی هماهنگ‌کننده پایایی را در جریان قرار دهد.

اعضای بهره‌بردار مستقل باید بی‌درنگ حادثه مشاهده شده را به هماهنگ‌کننده پایایی و دیسپاچینگ منطقه‌ای گزارش کنند.

omoorepeyman.ir

بعد از این امر مدیر شیفت بهره‌بردار مستقل باید اثرات حادثه سیستم قدرت را روی سیستم و تجهیزات خود، تحلیل و گزارش کند.

جدول پ ۱۲-۶: قوانین گزارش‌دهی حوادث شبکه تحت نظر بهره‌بردار مستقل MISO

حادثه	شرح حادثه	نهاد گیرنده و زمان ارسال گزارش	نهادی که باید گزارش را تکمیل و ارسال کند							
			MISO	نهادهای مسئول تعادل‌بخشی (BA)	هیئت تنظیم محلی (LBA)[1]	بهره‌بردار سیستم انتقال (TOP)	مالکان سیستم انتقال (TO)	بهره بردار سیستم تولید (GOP)	مالکان سیستم تولید (GO)	تولیدکنندگان کوچک محلی (DP)
جزیره‌ای و جدا شدن سیستم	جزیره‌ای شدن - بیش از ۱۰۰ مگاوات	DOE ۱ ساعت		×	×	×				
	جدا شدن سیستم به هم پیوسته - بیش از ۱۰۰ مگاوات	NERC ۲۴ ساعت		×	×	×				
از دست دادن بارهای قراردادی بیش از ۱۵ دقیقه	از دست دادن کنترل‌نشده‌ی بیش از ۳۰۰ مگاوات بارقراردادی در یک حادثه	DOE ۱ ساعت		×	×	×				×
	سیستمی که بار پیک سال گذشته‌ی آن بیش‌تر از ۳۰۰۰ مگاوات بوده از دست دادن بارهای قراردادی با مجموع بیش از ۳۰۰ مگاوات	NERC ۲۴ ساعت		×	×	×				×
	برای سایر شرکت‌ها از دست دادن بارهای قراردادی بیش از ۲۰۰ مگاوات	NERC ۲۴ ساعت	×	×	×	×				×

[1] Local Balancing Authority (LBA)

omoorepeyman.ir

حادثه	شرح حادثه	نهاد گیرنده و زمان ارسال گزارش	نهادی که باید گزارش را تکمیل و ارسال کند						
			MISO	نهادهای مسئول تعادل‌بخشی (BA)	هیئت تنظیم محلی (LBA)[1]	بهره‌بردار سیستم انتقال (TOP)	مالکان سیستم انتقال (TO)	بهره بردار سیستم تولید (GOP)	مالکان سیستم تولید (GO)	تولیدکنندگان کوچک محلی (DP)
قطع خدمت رسانی	قطع خدمت رسانی به بیش از ۵۰۰۰۰ مشترک برای بیش از ۱ ساعت	DOE ۱ ساعت		×	×	×				×
تجاوز از حدود قابلیت اطمینان بهره برداری	نقض قیود قابلیت اطمینان در بهره‌برداری از شبکه به هم پیوسته	NERC ۲۴ ساعت	×							
خرابی یا خاموشی سیستم	خاموشی سراسری در سیستم انتقال یا توزیع	NERC ۲۴ ساعت	×							
از دست دادن تولید	از دست دادن اپراتور تولید، با تولید بیش از ۲۰۰۰ مگاوات	NERC ۲۴ ساعت	×	×	×			×		
از دست رفتن بار پایه نیروگاه اتمی	از دست رفتن کامل بار پایه نیروگاه اتمی	NERC ۲۴ ساعت				×	×			
از دست رفتن خط انتقال	از دست رفتن غیر منتظره خط انتقال به موجب یک اختلال یا حادثه	NERC ۲۴ ساعت				×				
	از دست رفتن غیر منتظره خط انتقال به موجب یک خرابکاری یا حمله فیزیکی	DOE ۱ ساعت	×	×	×	×	×	×	×	×
از دست دادن کامل	از دست دادن کامل سیستم ارتباط صوتی	NERC ۲۴ ساعت	×	×	×	×				

omoorepeyman.ir

حادثه	شرح حادثه	نهاد گیرنده و زمان ارسال گزارش	نهادی که باید گزارش را تکمیل و ارسال کند						
			MISO	نهادهای مسئول تعادل‌بخشی (BA)	هیئت تنظیم محلی (LBA)[1]	بهره‌بردار سیستم انتقال (TOP)	مالکان سیستم انتقال (TO)	بهره بردار سیستم تولید (GOP)	مالکان سیستم تولید (GO)	تولیدکنندگان کوچک محلی (DP)
سیستم ارتباط صوتی	برای بیش از ۳۰ دقیقه									
از دست دادن کامل سیستم پایش	از دست دادن کامل سیستم پایش بیش از ۳۰ دقیقه	NERC ۲۴ ساعت	×	×	×	×				
قطع دستی بارهای قراردادی	بارزدایی بیش از ۱۰۰ مگاوات در حالت بهره‌برداری اضطراری	DOE-NERC	×							
انحراف ولتاژ	انحراف ۱۰٪ ولتاژ در یک ناحیه برای بیش از ۱۵ دقیقه	NERC ۲۴ ساعت				×				
قطع اتوماتیک بارهای قراردادی	بارزدایی بیش از ۱۰۰ مگاوات در حالت بهره‌برداری اضطراری	DOE-NERC				×				
افت ولتاژ	کاهش سراسری بیش از ۳٪ ولتاژ شبکه	DOE-NERC	×							
فراخوان عمومی	فراخوان عمومی کاهش مصرف برای تداوم ارائه برق به مشترکین	DOE-NERC	×							
حمله فیزیکی	حمله فیزیکی که موجب آسیب جدی به تجهیزات و ساختار سیستم می‌شود.	DOE ۱ ساعت	×	×	×	×	×	×	×	×
	حمله فیزیکی که روی پایایی و کفایت سیستم اثر می‌گذارد	DOE ۶ ساعت	×	×	×	×	×	×	×	×

omoorepeyman.ir

حادثه	شرح حادثه	نهاد گیرنده و زمان ارسال گزارش	نهادی که باید گزارش را تکمیل و ارسال کند						
			MISO	نهادهای مسئول تعادل‌بخشی (BA)	هیئت تنظیم محلی (LBA)[1]	بهره‌بردار سیستم انتقال (TOP)	مالکان سیستم انتقال (TO)	بهره بردار سیستم تولید (GOP)	مالکان سیستم تولید (GO)	تولیدکنندگان کوچک محلی (DP)
	و به قصد کاهش امنیت سیستم انجام می‌شود.									
حمله سایبری	حمله سایبری یا ارتباطی که موجب اختلال در سیستم می‌شود.	DOE ۱ ساعت	×	×	×	×	×	×	×	×
	حمله سایبری که روی پایایی و کفایت سیستم اثر می‌گذارد و به قصد کاهش امنیت سیستم انجام می‌شود.	DOE ۶ ساعت	×	×	×	×	×	×	×	×
آسیب یا تخریب یک تجهیز	آسیب یا تخریب یک تجهیز در یک ناحیه	NERC ۲۴ ساعت	×	×	×	×				
	آسیب یا تخریب عمدی انسانی یک تجهیز در یک ناحیه	NERC ۲۴ ساعت	×	×	×	×	×	×	×	×
تهدید فیزیکی یک تجهیز	تهدید فیزیکی یک تجهیز که موجب کاهش امنیت بهره‌برداری سیستم می‌شود. (از جمله تهدید دزدی، حوادث آب و هوا و بلایای طبیعی)	NERC ۲۴ ساعت	×	×	×	×	×	×	×	×
تهدید	تهدید فیزیکی مرکز	NERC	×	×	×	×	×	×	×	×

omoorepeyman.ir

حادثه	شرح حادثه	نهاد گیرنده و زمان ارسال گزارش	نهادی که باید گزارش را تکمیل و ارسال کند						
			MISO	نهادهای مسئول تعادل‌بخشی (BA)	هیئت تنظیم محلی (LBA)[1]	بهره‌بردار سیستم انتقال (TOP)	مالکان سیستم انتقال (TO)	بهره بردار سیستم تولید (GOP)	مالکان سیستم تولید (GO)	تولیدکنندگان کوچک محلی (DP)
فیزیکی مرکز کنترل	کنترل که موجب کاهش امنیت بهره‌برداری سیستم می‌شود. (از جمله تهدید دزدی، حوادث آب و هوا و بلایای طبیعی)	۲۴ ساعت								
سوخت	تامین اضطراری سوخت که می‌تواند روی پایایی و کفایت سیستم تاثیر بگذارد.	DOE ۶ ساعت		×	×					

پ-۱۲-۳- فرآیند ثبت و انتشار وقایع بهره‌برداری توسط بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) در بازار برق PJM

PJM یک ارگان انتقال منطقه‌ای (RTO)[1] است که به منظور هماهنگی بازار عمده‌فروشی در ۱۳ ایالت و بخشی از ایالت کلمبیا راه‌اندازی شده است. نقش PJM به عنوان یک ارگان انتقال محلی تنظیم‌کننده این است که به طور مستقل و بی‌طرف سیستم انتقال برق را اداره نماید. از طرف دیگر، بهره‌بردار PJM تضمین‌کننده حفظ پایایی بزرگترین شبکه تولید، انتقال و توزیع برق در آمریکای شمالی می‌باشد [۹ و ۴۵-۶۳].

پ-۱۲-۳-۱- رخدادهای غیر مترقبه و وظایف بازیگران در هنگام مواجهه با آن‌ها به منظور ثبت، پایش، گزارش حوادث و اجرای اقدامات لازم

در PJM RTO ، یک موقعیت اضطراری[2] به صورت زیر تعریف می‌شود [۹ و ۴۵-۶۳]:

[1] Regional Transmission Organization
[2] Emergency

omoorepeyman.ir

- شرایطی غیرعادی از سیستم قدرت محسوب می‌شود که نیازمند اقدام دستی یا خودکار به منظور حفظ فرکانس و جلوگیری از قطعی‌بار، خرابی تجهیزات، تریپ کردن عناصر حفاظتی سیستم، می‌باشد. این عوامل قابلیت اطمینان را به شدت تحت تاثیر قرار می‌دهند.
- در هنگام مواجهه با کمبود تولید
- کمبود سوخت که باعث دورشدن واحدهای تولیدی از شرایط طبیعی می‌شود.
- حوادث غیرطبیعی (انسانی و غیر انسانی)
- برخی از حوادث در خارج از شبکه PJM، که ممکن است بر روی عملکرد PJM هم تأثیر بگذارند.

سیاست و خط مشی PJM همواره حفظ یکپارچگی خطوط انتقال PJM RTO و ارتباط با ایالات شرقی به منظور کمک به آن‌ها در هنگام وقوع اغتشاش خارجی بوده است. اغتشاشات در سیستم‌های قدرت غالباً در اثر از دست رفتن تولید، خطوط انتقال و یا تغییرات غیرمنتظره بار به وجود می‌آید. در برخی از مواقع، قطعی بار تنها راه‌حل جلوگیری از انتشار بیش‌تر اغتشاش است.

در بازار برق PJM همواره تلاش می‌شود که از قطعی بار جلوگیری به عمل آورده شود بر این اساس بهره‌بردار PJM همواره می‌کوشد به منظور پاسخ مناسب به اغتشاش و شرایط اضطراری، حداقل مقدار بار را قطع نماید. دیسپاچر PJM از دیسپاچرهای ناحیه‌ای انتقال (LSE)[1] می‌خواهد تا بار برخی از مشترکین را به تناسب ضرورت قطع نمایند.

به طور کلی PJM مسئول و پاسخ‌گوی اقدامات زیر می‌باشد:

- اتخاذ تصمیماتی که بر اساس آن‌ها، یکپارچگی کل شبکه PJM و در عین حال اتصال به ایالات شرقی همواره حفظ شود.
- اعلام اینکه وضعیت اضطراری سیستم همچنان وجود دارد و یا اینکه رفع شده است.
- انجام اقدامات ضروری طبق توافقات صورت گرفته با شرکت‌های تأمین برق همسایه
- انجام اقدامات ضروری که توسط نهاد هماهنگ‌کننده[2] پایایی بازار PJM طبق قوانین و خط مشی NERC تعیین می‌شود.
- خرید انرژی از خارج PJM RTO، به مقدار نیاز (به منظور کاهش شرایط اضطراری)
- خرید انرژی از خارج PJM در شرایط اضطراری
- فروش انرژی به مرکز کنترل نواحی دیگر در هنگام وقوع شرایط اضطراری در نواحی دیگر
- هدایت نحوه بهره‌برداری هر یک از اعضای PJM در صورت لزوم برای کاهش اثرات مخرب شرایط اضطراری (مانند قطع بار، افزایش و کاهش انرژی خروجی ژنراتورها و...)

[1] Load Serving Entity
[2] Coordinator

omoorepeyman.ir

- ثبت وقایع مربوط به حوادث اضطراری و نحوه برخورد با این حوادث (این اطلاعات باید حداقل به مدت ۱۰ سال نگهداری شوند)
- انتقال و دریافت اطلاعات به اعضای PJM برای مدیریت مناسب، کاهش و یا از بین بردن اثرات حوادث احتمالی آینده
- ثبت مدارک (الکترونیکی، ضبط صدا و...) از عملکرد PJM در شرایط اضطراری بر اساس استاندارد NERC و EOP.
- در اختیار قرار دادن اطلاعات برای اعضای PJM، در صورت لزوم، به منظور آگاهی عمومی و وضع قوانین لازم توسط دولت و دیگر نهادها برای مقابله با شرایط اضطراری و در اختیار گذاشتن راهکارهای مفید.
- ارسال اطلاعات به نهاد Reliability Coordinator Information System (RCIS) مطابق با استانداردهای NERC.
- آماده‌سازی و کمک به اعضای PJM در تهیه گزارش مورد نیاز توسط دولت و آژانس‌های صنعتی به عنوان نتیجه یک واقعه اضطراری.
- هماهنگی بازیابی تمامی یا قسمت‌هایی از کل سیستم قدرت در PJM RTO، در صورت لزوم.

PJM باید سالانه این گزارشات را بازبینی و به‌روز کند و یک نسخه برای نهادهای قابلیت اطمینان داخل و خارج PJM، اپراتورهای خطوط انتقال، نهادهای بالانس انرژی ارسال نماید.

وقتی یک وضعیت اضطراری توسط PJM اعلام می‌شود، اعضای PJM مسئول انجام اقدامات زیر هستند [۴۵- ۶۳]:

- انجام دستورات PJM برای مدیریت، کاهش و در نهایت خاتمه شرایط اضطراری
- هماهنگی با هم و با PJM برای خروج از شرایط اضطراری
- فراهم کردن تذکرات و دیگر اقدامات برای آژانس‌های دولتی به صورت مناسب.
- جمع‌آوری، ذخیره و فراهم‌کردن اطلاعات برای PJM جهت تسهیل آماده‌سازی گزارش مورد نیاز به وسیله دولت و آژانس‌های صنعتی به عنوان نتیجه یک حادثه اضطراری.
- هماهنگی و مشارکت با PJM و اعضای PJM در بازیابی تمام یا بخشی از کل سیستم قدرت در PJM RTO.

صاحبان واحدهای تولیدی در PJM باید خروجی واحدهای خود را طبق دستورات PJM که در ادامه آمده‌اند، کنترل نمایند تا از این طریق PJM بتواند وضعیت اضطراری را مدیریت و در نهایت خاتمه دهد. برخی از اقداماتی که ممکن است به وسیله PJM درخواست شود، عبارتند از [۴۵- ۶۳]:

- گزارش شرایط بهره‌برداری و وضعیت سوخت
- لغو تست و تعمیر ژنراتورها
- لغو تست و تعمیر پایگاه داده GMS/EMS یا لینک‌های مخابراتی
- کاهش بارهای غیرضروری نیروگاه

omoorepeyman.ir

- کاهش بارهای اداری غیرضروری
- هدایت پرسنل به قسمت‌های تولید بدون مراقبت
- فرمان شروع به راه‌اندازی[1] برخی واحدها و برخی از بارها
- کاهش خروجی برخی واحدها تا حد مینیمم تولید
- خاموش‌کردن برخی واحدها
- متوقف‌کردن فروش برای تأمین برخی بارها در خارج از PJM RTO
- فروش انرژی به دیگر نواحی کنترل
- نگهداری نتایج فعالیت انجام شده در شرایط اضطراری.

صاحبان خطوط یا نهادهای تأمین بار نیز باید فرامین صادره توسط PJM را در شرایط اضطراری انجام دهند. برخی از این فرامین عبارتند از [۴۵- ۶۳]:

- لغو تست و تعمیر خطوط انتقال
- لغو تست و تعمیرات پایگاه داده GMS/EMS یا لینک‌های مخابراتی
- نصب رله‌های قطع بار زیر فرکانس[2]
- ایجاد شرایطی برای قطع بار دستی بخش معینی از بار
- کاهش خرید انرژی (فقط LSE)
- کاهش بارهای اداری غیرضروری
- اجرای کاهش ولتاژ
- تقاضا از مشترکین داوطلب برای قطع بار
- مدیریت، قطع بخش یا همه بارهای قابل قطع طبق برنامه‌های PJM نظیر مدیریت بار و دیگر برنامه‌های کاهش بار
- نگهداری نتایج فعالیت‌های انجام گرفته در شرایط اضطراری

اعضای PJM باید تمامی تلاش‌های خود را برای انجام فرامین PJM در جهت حفظ یکپارچگی PJM RTO انجام دهند و PJM را از پیشرفت اقدامات مطلع سازند.

تمامی تذکرات، اعلام خطرها، فعالیت‌ها به دیسپاچرهای تولید و انتقال از طریق پیام ALL-CALL و وبگاه‌های منتخب PJM فرستاده می‌شود. دیسپاچرهای بار، مسئول آگاه‌سازی نهادهای تأمین‌بار (LSE) می‌باشند تا از این طریق اطمینان حاصل شود که آن‌ها نیز همان اطلاعات را دریافت نموده‌اند.

[1] Black-start
[2] Under Frequency Load Shedding Relays

omoorepeyman.ir

پ-۱۲-۳-۲- گزارش اغتشاشات سیستم به دپارتمان انرژی آمریکا

تحت شرایط معین و تعریف شده‌ای، PJM و یا اعضایش باید جزئیات تمامی اغتشاشات سیستم را به NERC و یا دپارتمان انرژی گزارش دهند. PJM به منظور آگاهی از اینکه کدام نهاد گزارش خود را ارسال نموده، با اعضای خود تماس می‌گیرد. ضوابط گزارش و دستورالعمل تکمیل آن، مطابق استاندارد NERC EOP-004 بوده و از آدرس اینترنتی زیر قابل دسترسی است [۴۵- ۶۳]:

http://www.nerc.com/files/EOP-004-1.pdf

اگر یکی از اعضای PJM گزارش را ارسال کرده باشد، PJM، NERC، SERC یا RFC باید یک نسخه کپی از این گزارش را از طریق ایمیل دریافت کنند [۴۵- ۶۳]:

PJM: dispsup@pjm.com
NERC: esisac@nerc.com
RFC: disturbance@rfirst.org
SERC: reporsting_lin_sit@list-serc1.org

لازم به ذکر است که PJM یک نسخه کپی گزارش را نیز برای هر یک از اعضای زیان دیده ارسال خواهد نمود.

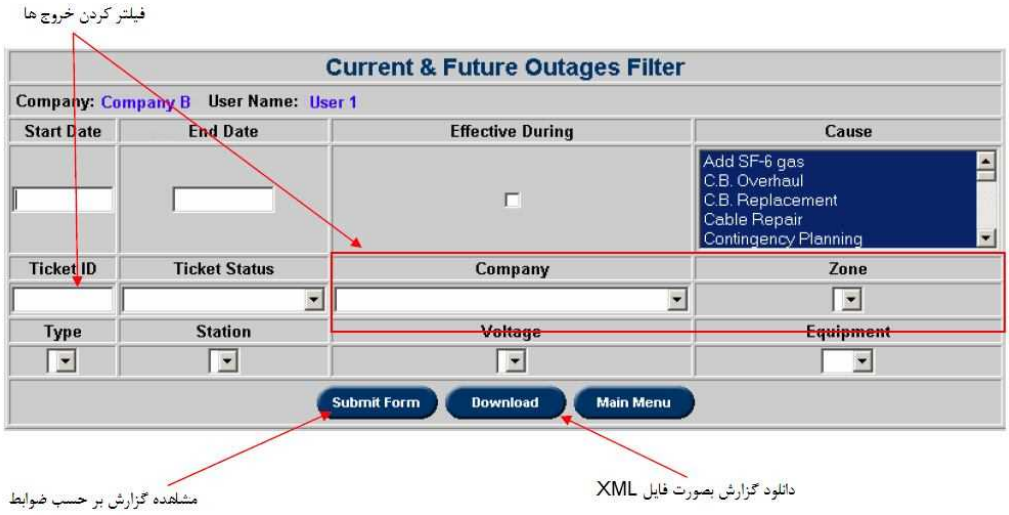
پ-۱۲-۳-۳- نحوه ثبت رخدادهای مربوط به خطوط انتقال

به منظور ثبت وقایع مربوط به رخدادهای تولید و انتقال، یک نرم‌افزار تحت اینترنت[1] به اسم eDART[2] طراحی شده که در شکل (پ ۱۲-۱) نشان داده شده است [۴۵- ۶۳]. این نرم‌افزار:

- به کاربر (تولیدکننده و صاحب خطوط انتقال که دارای مجوز استفاده از این برنامه هستند) اجازه مشاهده وضعیت حال، آینده و اطلاعات گذشته مربوط به خروج خطوط انتقال را می‌دهد.
- به کاربر این اجازه را می‌دهد که اطلاعات را بر حسب تاریخ شروع و تاریخ خاتمه خروج‌ها، ناحیه و کمپانی‌ها، Ticket ID، Ticket Status و غیره فیلتر کند.
- کاربر این قابلیت را دارد که اطلاعات را با پسوند XML دانلود کند.
- این امکان را به کاربر می‌دهد که با انتخاب اسم کمپانی‌ها و نواحی مختلف، اطلاعات مربوط به خروج‌های حال و یا آینده این نواحی و یا کمپانی‌ها را مشاهده نماید.

[1] Internet-based
[2] Dispatcher Applications and Reporting Tools

omoorepeyman.ir



شکل پ ۱۲-۱: راهنمای نرم افزار eDART

در قسمت Ticket Status می‌توان خروج‌ها را برحسب وضعیت‌های مختلف نظیر درخواست، پذیرفته شده، لغو شده توسط شرکت مربوطه و یا PJM، برنامه‌ریزی شده و غیره نیز مشاهده نمود.

وقایع مربوط به خروج را می‌توان برحسب نوع تجهیزات، سطح ولتاژ و پست مورد نظر فیلتر کرد.

پ-۱۲-۳-۳-۱- فرم ثبت حوادث توسط بازیگران در بازار PJM در سطح انتقال

در بازار PJM برای اعلام تغییرات در اثر وقوع حادثه از نرم افزار eDART استفاده می‌شود. در پروفایل صفحه ثبت حادثه، کاربر می‌تواند علت وقایع با/ بدون برنامه، گذرا/ ایستا را با ذکر تاریخ‌های وقوع و خاتمه ثبت نماید [۴۵- ۶۳].

علاوه بر خطوط و ترانسفورمرها، TERM عناصر سری(SD)[1]، جابجاگر فاز(PS)[2]، مدارشکن(BRKR)[3] را نیز پشتیبانی می‌کند. در ثبت وقایع مربوط به SD و PS باید به END A و END B دقت شود.

پ-۱۲-۳-۴- نحوه ثبت وقایع مربوط به واحدهای تولید

در PJM در دسترس‌پذیری واحدهای تولیدی در نرم‌افزار eMarket و خروج واحدها در نرم‌افزار eDART ثبت می‌شود. در برنامه eDART وضعیت روشن یا خاموش بودن ژنراتورها در قسمت PJM Status Report نمایش داده می‌شود [۴۵- ۶۳].

با ورود به این بخش، کاربر می‌تواند به اطلاعات مربوط به وضعیت ژنراتور در گذشته، امروز و فردا دسترسی پیدا کند. اگر واحدی وضعیت خود را در روز فعلی و فردا مشخص ننماید، مسئول برنامه‌ریزی[4] PJM ضمن تماس تلفنی، از او می‌خواهد که نسبت به ثبت گزارش عملکرد خود اقدام نماید. این گزارش‌ها هر ۱۰ دقیقه به‌روز می‌شوند [۴۵- ۶۳].

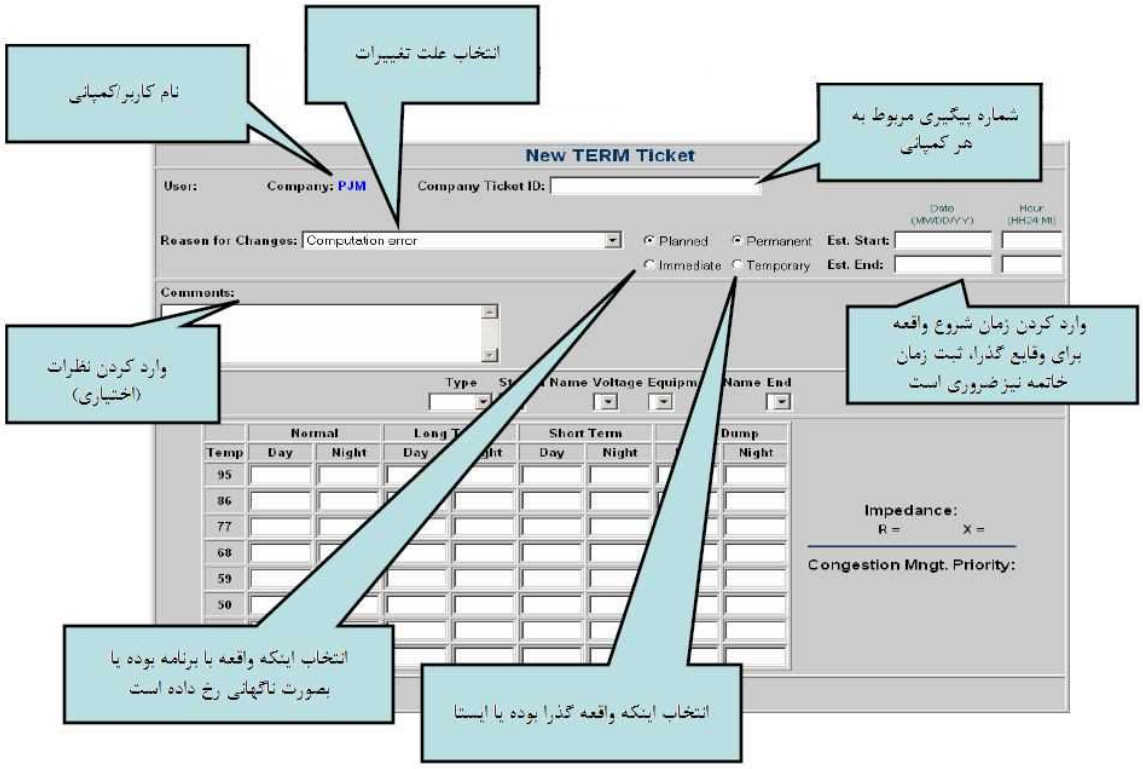
[1] Series Devices
[2] Phase Shifters
[3] Breakers
[4] Scheduling

omoorepeyman.ir

صاحبان واحدهای تولیدی باید در نرم‌افزار اینترنتی eDART، اطلاعات مربوط به ظرفیت بهره‌برداری، خروج‌های اجباری، خروج‌های برنامه‌ریزی شده، خروج‌های ناشی از تعمیر و نگهداری، زمان شروع و زمان خاتمه خروج را ثبت کنند. همچنین اپراتور واحد تولیدی پس از وقوع خروج‌های غیر مترقبه باید اطلاعات مربوط به این خروج‌ها را حداکثر ۲۴ ساعت پس از وقوع حادثه در این نرم افزار ثبت کند. نحوه ورود به نرم‌افزار eDART برای صاحبان واحدهای تولید نیز مشابه صاحبان خطوط انتقال می‌باشد [۴۵- ۶۳]. شکل‌های (پ ۱۲-۲) و (پ ۱۲-۳).

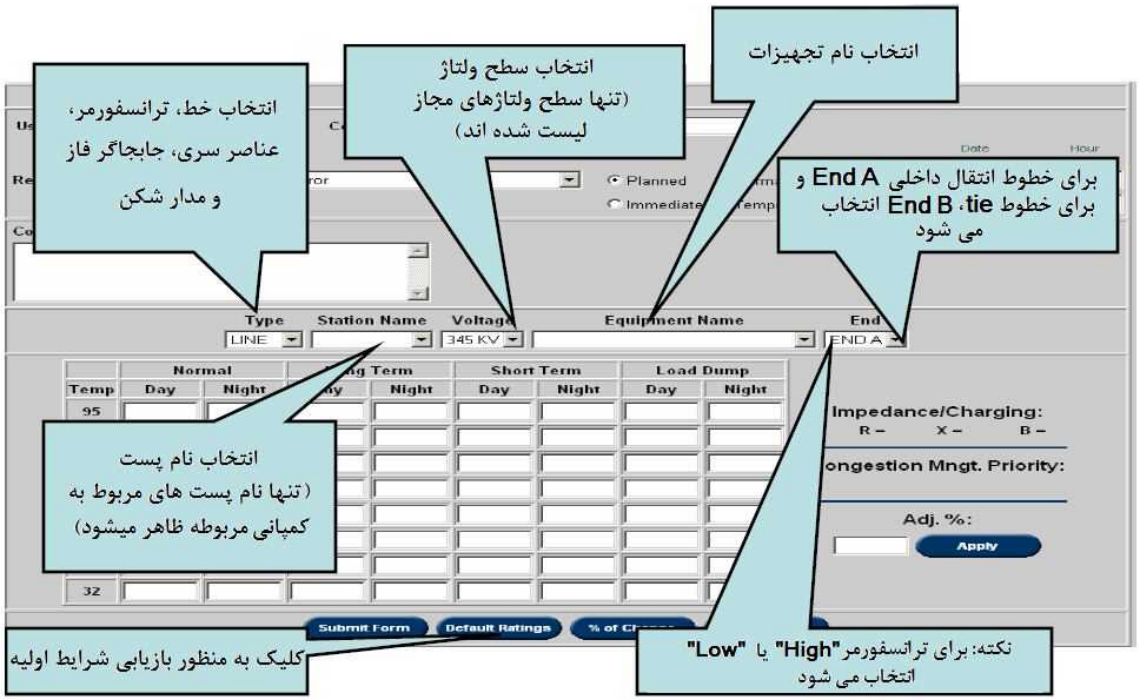
پ-۱۲-۳-۵- فرم گزارش حادثه و مراحل رسیدگی به آن

در شکل (پ ۱۲-۴) فرم گزارش و ثبت حادثه از دیدگاه اپراتور بازار PJM نشان داده است. همچنین در جدول (پ ۱۲-۷) روند پایش و مراحل رسیدگی به حادثه نشان داده شده است [۴۵- ۶۳].



شکل پ ۱۲-۲: راهنمای نرم افزار eDART – فرم ثبت حادثه

omoorepeyman.ir



شکل پ ۱۲-۳: راهنمای نرم افزار eDART – فرم ثبت حادثه

omoorepeyman.ir

گزارش وضعیت بازار PJM در مواقع اضطراری										
وضعیت کنونی رخداد بوجود آمده و اقدامات انجام گرفته					بار کنونی سیستم _____MW					
وضعیت	IN EFFECT		CANCELLED							
	Date	Time	Date	Time	ساعت _____					
هشدار هوای سرد					محدودیت های انتقال					
هشدار هوای گرم						مقدار واقعی	محدودیت			
هشدار رسیدن به ماکزیمم انرژی قابل تولید توسط واحد					شرق	MW	MW			
هشدار رزرو اولیه					مرکز	MW	MW			
هشدار قطع بار مشتریان داوطلب					غرب	MW	MW			
اخطار رزرو اولیه					BC/PEP	MW	MW			
اخطار کاهش ولتاژ/ کاهش بار نیروگاه					Bedngtn - BlkOak	MW	MW			
					AP South	MW	MW			
					مجموع بارساعتی PJM					
ماکزیمم تولید اضطراری					ساعت	دیروز	امروز			
قطعی های تحت کنترل PJM						mm/dd/yy	mm/dd/yy			
بار قابل قطع مشتریان					01					
کاهش ولتاژ					02					
قطعی بار ساختمان های غیرضروری					03					
قطعی های بار مشتریان داوطلب					04					
درخواست قطعی بار صدا و سیما					05					
Manual Load Dump					06					
					07					
مجموع پاسخ بار اضطراری (کل PJM)					08					
مگاوات قطعی تاکنون	MW				09					
مگاواتی که هنوز قطع است	MW				10					
					11					
	Firm MW	Emergency	Other		12					
AEP to PJM					13					
DLCO to PJM					14					
FE(CEI) to PJM					15					
NYISO to PJM					16					
VAP to PJM					17					
PJM to AEP					18					
PJM to DLCO					19					
PJM to FE(CEI)					20					
PJM to NYISO					21					
PJM to VAP					22					
					23					
					24					

شکل پ ۱۲-۴: روندنمای گزارش حادثه بازار PJM

جدول پ ۱۲-۷: مراحل پایش، رسیدگی و تحقیق در مورد یک رخداد بهره‌برداری

مرحله	مسئولیت
۱	شناسایی رخداد، طبقه بندی و یافتن علت
۲	تعیین نحوه رسیدگی و بررسی علت واقعه
۳	تشکیل گروه تحقیق
۴	شروع کار تیم هماهنگی پایایی
۵	انجام تحقیقات اولیه توسط تیم کاری
۶	بررسی علت وقوع حادثه توسط گروه تحقیق
۷	ارائه گزارش گروه تحقیق
۸	ارائه راهکارهای اصلاحی
۹	پایان رسیدگی به رخداد

مراحل پایش، رسیدگی و تحقیق در مورد یک رخداد بهره‌برداری در ادامه بیشتر شرح داده می‌شود.

omoorepeyman.ir

مرحله اول: شناسایی رخداد، طبقه‌بندی و یافتن علت

بهره‌بردار بازار برق PJM و بهره‌بردار خطوط انتقال، عملکرد کل سیستم قدرت را پایش کرده و به ثبت، طبقه‌بندی و گزارش اتفاقات رخ داده در شبکه می‌پردازند. همچنین بهره‌بردار بازار برق PJM و بهره‌بردار خطوط انتقال مسئول جمع‌آوری مدارک و مستندات اولیه لازم برای ارائه گزارش اولیه در مورد رخداد می‌باشند.

مرحله دوم: تعیین نحوه رسیدگی و بررسی علت واقعه

پس از انجام مرحله اول، PJM ضمن برقراری کنفرانس صوتی با کمیته‌ی بهره‌برداری سیستم، تعیین می‌کند که آیا این رخداد نیاز به بررسی دارد؟ و یا اینکه، از اطلاعات مرحله قبل می‌توان علت واقعه را تعیین نمود؟

مرحله سوم: تشکیل گروه تحقیق

در این مرحله PJM و نهاد مالک خطوط انتقال، اقدام به تشکیل گروهی با نام گروه تحقیق به منظور تکمیل مراحل رسیدگی به علل و دلایل رخداد مورد نظر می‌نمایند. در این مرحله اعضا و سرپرست این گروه تعیین شده و گزارش مرحله اول در اختیار آن‌ها قرار می‌گیرد.

مرحله چهارم: شروع کار تیم هماهنگی پایایی

سرپرست گروه تحقیق موظف است طی ۳۰ روز کاری فرم‌های مربوط به تحقیقات صورت گرفته از مراحل ۵ و ۶ و همچنین نتایج حاصله از آن را تکمیل نموده و برای PJM و بهره‌بردار خطوط انتقال ارسال نماید. PJM نیز می‌بایست چک لیست مربوط به مراحل انجام کار را تکمیل نماید.

مرحله پنجم: انجام تحقیقات اولیه توسط تیم کاری

در این مرحله، گروه تحقیق اقدام به انجام مصاحبه با افراد بی‌طرف نموده و مستندات مربوط به رخداد را طبق شرح وظایف تعیین شده توسط PJM جمع‌آوری می‌نماید.

مرحله ششم: بازجویی توسط گروه تحقیق

در این مرحله، گروه تحقیق با بازیگرانی که به نظر می‌سند در این رخداد دخیل بوده‌اند، به مصاحبه می‌پردازد. به عنوان مثال اگر در یک رخداد که مربوط به خروج یک نیروگاه می‌باشد، اگر علت، عدم دسترسی به موقع به سوخت معرفی شود در این‌صورت، تولیدکننده ممکن است ادعا کند که علت این رخداد، سهل‌انگاری نهاد تأمین سوخت بوده و نهاد تأمین سوخت ممکن است ادعا کند که علت سهل‌انگاری نهاد تعمیر و نگهداری لوله‌های انتقال سوخت و ترکیدگی لوله‌ها و... باشد. گروه تحقیق ضمن مصاحبه با تمامی این بازیگران، می‌کوشد اطلاعاتی را که به روشن‌شدن وضعیت رخداد کمک می‌کند، جمع‌آوری نماید.

مرحله هفتم: ارائه گزارش گروه تحقیق

گروه تحقیق و تفحص پس از انجام مصاحبه با بازیگران مختلف و جمع‌آوری اطلاعات، گزارش نهایی رخداد را ظرف ۳۰ روز کاری به PJM و بهره‌بردار شبکه انتقال ارائه می‌دهد. این گزارش جزو اسناد محرمانه محسوب شده و PJM،

omoorepeyman.ir

بهره‌بردار شبکه انتقال و گروه تحقیق حق انتشار عمومی آن را ندارند. چرا که دانستن این موضوع که وقوع رخدادی منجر به خروج تعدادی از واحدهای تولیدی شده است و انتشار عمومی این گزارش و دست‌یابی سایر بازیگران به آن ممکن است در نهایت منجر به سوء استفاده از این اطلاعات از طرف سایر بازیگران شود.

مرحله هشتم: ارائه راهکارهای اصلاحی

گروه تحقیق اقدامات اصلاحی لازم را به PJM پیشنهاد می‌کند. این اقدامات شامل جلوگیری از وقوع مجدد رخدادهای مشابه، ارائه پیشنهاداتی برای کاهش اثرات سوء این رخدادها و غیره می‌باشد.

مرحله نهم: خاتمه رسیدگی به رخداد

بهره‌بردار PJM موظف است یک نسخه از تمامی مستندات، صورت جلسه‌ها و گزارش‌های نهایی را بایگانی نماید.

پ-۱۲-۴- فرآیند ثبت و انتشار وقایع بهره‌برداری توسط بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) در بازار برق کالیفرنیا

بهره‌بردار مستقل برق بازار کالیفرنیا به نام CAISO [1] است. CAISO یکی از ۹ بهره‌بردار مستقل موجود در آمریکای شمالی است. محدوده تحت پوشش CAISO حدود ۳۰ میلیون از ساکنین این ایالت را در برمی‌گیرد که به طور تقریبی ۸۰٪ بار کل ایالت کالیفرنیا را مصرف می‌کنند. در این محدوده بیش از ۹۰ کمپانی الکتریکی و شرکت تولید برق فعالیت دارند که از طریق بیش از ۲۵ هزار مایل خط انتقال به یکدیگر متصل می‌باشند [۹ و ۶۴- ۷۵].

پ-۱۲-۴-۱- نحوه ارتباط بازیگران در بازار برق کالیفرنیا به منظور ثبت، پایش و گزارش حوادث

در بازار کالیفرنیا از ابزارهای مختلفی به منظور ارتباط بازیگران با بهره‌بردار بازار، مرکز کنترل و... استفاده می‌شود. از جمله این ابزارهای ارتباطی می‌توان به موارد زیر اشاره نمود [۹ و ۶۴- ۷۵]:

- برنامه‌های تحت وب
- پست الکترونیکی
- تلفن (مستقیم)
- تلفن همراه

انتخاب هر کدام از این ابزارها بستگی به شرایط مختلفی نظیر وضعیت بهره‌برداری، آب و هوا، وقوع حوادث غیرمترقبه و غیره دارد. در بازار کالیفرنیا، مراکز کنترلی ناحیه‌ای، علاوه بر ابزارهای فوق از سیستم بی‌سیم، در پهنای باند تعریف شده‌ای استفاده می‌کنند. در شرایط طبیعی شبکه، بهره‌بردار بازار به منظور ارتباط با بازیگران از برنامه‌های تحت اینترنت

[1] California Independent System Operator

omoorepeyman.ir

استفاده می‌کند و پیام‌های خود را از طریق پست الکترونیکی به نهادهای مربوطه ارسال می‌نماید. این پیام‌ها شکل استاندارد مخصوص به خود را دارند.

همان‌طور که گفته شد، بهره‌بردار بازار کالیفرنیا به منظور اعلام برنامه‌ریزی تولید به ژنراتورها، از برنامه‌های تحت اینترنتی مختلفی بهره می‌برد. این در حالی است که در صورت بروز اختلال در شبکه اینترنت، بهره‌بردار برای تبادلات خود از مکالمه تلفنی و یا در مواقع بحرانی از تلفن همراه استفاده می‌نماید. لازم به ذکر است که کلیه این مکالمات به طور خودکار ضبط و ثبت می‌شوند.

CAISO، در زمان وقوع شرایط اضطراری نظیر سیل، طوفان، بمب‌گذاری، عملیات تروریستی و... از سامانه CALL Conference استفاده می‌نماید. در این سامانه، CAISO ضمن هم‌فکری با مرکز پایش پایایی، بهره‌بردارهای کنترل ناحیه‌ای و همچنین ستاد مقابله با بحران، راهبرد مناسبی را برای فائق آمدن بر شرایط ایجاد شده انتخاب می‌نماید. همچنین CAISO به منظور برقراری ارتباط با واحدهای تولیدی (برای افزایش و یا کاهش تولید) و نهادهای تجمیع‌کننده بار (برای کاهش مصرف)، در زمان واقعی، از تماس تلفنی مستقیم استفاده می‌نماید.

بازیگران مختلف نظیر تولیدکنندگان و صاحبان خطوط انتقال نیز باید در زمان واقعی و برای انجام برخی از فعالیت‌ها، از سیستم تماس تلفنی مستقیم برای ارتباط با CAISO استفاده نمایند. البته باید متذکر شد که علت این فعالیت‌ها و گزارش مشروحه هر یک از آن‌ها باید بعدا به CAISO ارائه شود و ارتباطات تلفنی صرفا به منظور کسب اجازه از CAISO به‌کار گرفته می‌شود. مواردی که صاحبان واحدهای تولیدی از سامانه تماس تلفنی مستقیم استفاده می‌کنند، عبارتند از:

- برای راه‌اندازی واحدها و اتصال به شبکه
- خروج واحدها در اثر وقوع یک حادثه غیرمترقبه
- برای تغییر تولید واحدها به صورت دستی
- گزارش وقوع شرایط اضطراری در عملکرد واحد نیروگاهی
- ایجاد اختلال در سیستم‌های کنترلی و ارتباطی واحدهای نیروگاهی
- همچنین مواردی که صاحبان خطوط انتقال از سامانه تماس تلفنی مستقیم استفاده می‌کنند، عبارتند از:
  - باز و بسته کردن کلیدهای مانوری به صورت دستی
  - ورود و یا خروج هر یک از عناصر شبکه انتقال (بانک‌های خازنی، راکتورها، ادوات FACTS و غیره)
  - خروج خطوط در اثر وقوع شرایط اضطراری
  - گزارش وقوع شرایط اضطراری در شبکه انتقال
  - ایجاد اختلال در تجهیزات شبکه

اطلاعاتی که در بازار کالیفرنیا بین بازیگران مختلف مبادله می‌شود بر اساس قوانین FERC بوده و مشابه بازار برق PJM می‌باشد.

omoorepeyman.ir

پ-۱۲-۴-۲- رخدادهای غیر مترقبه و وظایف بازیگران در هنگام مواجهه با آن‌ها به منظور ثبت، پایش، گزارش حوادث و اجرای اقدامات لازم

به طور کلی دلایل اصلی اتفاقاتی که منجر به اعلام شرایط اضطراری و نهایتاً قطعی بار در بازار کالیفرنیا می‌شوند عبارتند از [۹ و ۶۴- ۷۵]:

- خطای زیاد در پیش‌بینی بار
- دسترس‌ناپذیری[1] ژنراتورها
- خروج واحدهای نیروگاهی و یا خطوط انتقال
- شرایط بد آب و هوایی

در هنگام وقوع شرایط اضطراری، CAISO سعی می‌کند از منابع رزرو برنامه‌ریزی شده نظیر رزرو چرخان، رزرو غیرچرخان و بارهای قابل قطع استفاده نماید تا ضمن حفظ امنیت، پایایی شبکه را در سطح قابل قبول حفظ نماید. اگر سطح رزرو بهره‌برداری شبکه کمتر از استانداردهای WECC/NERC شود، بهره‌بردار بازار:

سطح ۱ اضطراری (زمانی که سطح رزرو به ۶٪ تا ۷٪ مقدار برنامه‌ریزی شده برسد):

- از طریق اعلان عمومی از تمامی مشترکین می‌خواهد که در مصرف خود صرفه‌جویی کنند.
- بار برخی از مشترکینی که در برنامه کاهش بار شرکت کرده‌اند را قطع می‌کند.
- از نواحی مجاور درخواست کمک می‌نماید.

سطح ۲ اضطراری (زمانی که سطح رزرو به ۳٪ تا ۵٪ مقدار برنامه‌ریزی شده برسد):

- از سایر بارهای قابل قطع برنامه‌ریزی شده باقیمانده از سطح ۱ استفاده می‌کند.

سطح ۳ اضطراری (زمانی که سطح رزرو به کمتر از ۳٪ مقدار برنامه‌ریزی شده برسد):

- در صورت عدم وجود بارهای قابل قطع برنامه‌ریزی شده، به منظور حفظ امنیت شبکه، مبادرت به قطع بار سایر مشترکین می‌نماید. اولویت قطع بار در این مرحله بسته به شرایط اجتماعی و اقتصادی و سیاسی، متفاوت است به عنوان مثال، قطع بار مشترکین خانگی نسبت به مناطق حساس نظیر بیمارستان‌ها، فرودگاه‌ها و... در اولویت می‌باشد و یا ممکن است در شرایط عادی، قطع بار یک دانشگاه نسبت به یک واحد تولیدی در اولویت باشد، ولی در شرایط خاصی به علت برگزاری یک همایش بسیار مهم در آن دانشگاه، قطع برق آن واحد تولیدی در اولویت قرار گیرد.

برخی از عواملی که موجب ایجاد شرایط اضطراری در شبکه می‌شوند را می‌توان از قبل پیش‌بینی نموده و با ارسال پیام هشدار به بازیگران مختلف بازار، آن‌ها را برای مواجهه با این شرایط آماده نمود (نظیر احتمال وقوع سیل یا طوفان و یا تهدید به انجام عملیات خرابکارانه در شبکه). بهره‌بردار بازار کالیفرنیا در هنگام مواجهه با چنین شرایطی، پیامی را

[1] Unavailability

omoorepeyman.ir

برای مراکز کنترل، صاحبان خطوط انتقال، شرکت‌های توزیع، بخش‌های مسئول اندازه‌گیری و نهاد قانون‌گذار ارسال می‌کند. باید متذکر شد که این پیام حاوی هیچ‌گونه دستوری جهت تغییر شرایط تولید و یا انتقال نیست و صرفاً جنبه اطلاع‌رسانی دارد و هدف، ایجاد آمادگی لازم در بازیگران برای رویارویی با این شرایط است.

نهاد بررسی قابلیت اطمینان شبکه پس از ارزیابی ابعاد حادثه مورد نظر، در صورتی که احتمال به خطر افتادن امنیت شبکه وجود داشته باشد، سرپرست شیفت CAISO را مطلع می‌سازد. سپس سرپرست شیفت CAISO، پس از تشکیل گروه مقابله با شرایط اضطراری، دستورات لازم را به نهادهای مختلف اعلام می‌کند. جدول (پ ۱۲-۸) وظایف نهادهای مختلف را در هنگام مواجهه با شرایط اضطراری دسته‌بندی نموده است.

جدول پ ۱۲-۸: مسئولیت نهادهای مختلف در هنگام وقوع شرایط اضطراری

نهاد	مسئولیت
سرپرست شیفت CAISO [1]	مسئول صدور فرامین مختلف در هنگام وقوع شرایط اضطراری با این نهاد می‌باشد.
تیم پاسخ اضطراری CAISO [2]	این تیم شامل هماهنگ‌کننده بهره‌برداری سیستم [3]، هماهنگ‌کننده بخش اطلاع‌رسانی عمومی، هماهنگ‌کننده پاسخ شرایط اضطراری است. این تیم، وظیفه هماهنگی در پیاده‌سازی برنامه‌های مقابله با شرایط اضطراری را دارد. ممکن است بنا به درخواست هماهنگ‌کننده بهره‌برداری سیستم، نفرات جدیدی نیز به این تیم اضافه شود.
پرسنل بهره‌برداری که دارای گواهینامه NERC هستند	این اختیار را دارند که دستورات لازم را برای حفظ قابلیت اطمینان شبکه صادر کنند (این دستورات ممکن است شامل قطع بار باشد)
هماهنگ‌کننده بهره‌برداری سیستم	در واقع سرگروه تیم، در پاسخ به مقابله با شرایط اضطراری است و مسئولیت هماهنگی و اجرای برنامه‌های مواجهه با شرایط اضطراری را برعهده دارد.
صاحبان خطوط انتقال	باید فرامینی را که توسط مرکز کنترل و بهره‌بردار انتقال CAISO صادر می‌شود، اجرا نمایند.
شرکت‌های توزیع	باید فرامین (در زمینه مدیریت‌بار) که توسط CAISO صادر می‌شود، اجرا نمایند.
واحدهای تولیدی	باید فرامینی را که توسط مرکز کنترل و بهره‌برداری CAISO (در زمینه کاهش/افزایش تولید) صادر می‌شود، اجرا نمایند.
سایر بازیگران	باید همواره ارتباط خود را با CAISO حفظ کنند.

به طور کلی بهره‌بردار سیستم زمانی اعلام شرایط اضطراری می‌نماید که تشخیص دهد به علت وقوع حادثه‌ای، امنیت و قابل اطمینان سیستم در معرض خطر است. این حوادث عبارتند از:

- حوادثی که موجب ناپایداری سیستم شوند.

[1] CAISO Shift Supervisor
[2] CAISO Emergency Response Team
[3] System Operation Coordinator

omoorepeyman.ir

- حوادثی که موجب فروپاشی ولتاژ شوند.
- حوادثی که موجب Under Frequency شوند.
- حوادثی که باعث به وجودآمدن اختلال در تولید و انتقال شوند.
- حوادثی که منجر به کاهش قابلیت اطمینان سیستم از حد مجاز خود و یا نقض محدودیت‌های بهره‌برداری سیستم شوند.
- وقوع اقدامات خرابکارانه در شبکه

ممکن است وقوع حادثه موجب خروج برخی از تجهیزات سیستم قدرت شود. در این هنگام، بهره‌بردار شبکه باید اقدامات لازم را برای مقابله با حفظ امنیت شبکه و بازگرداندن شبکه به حالت عادی انجام دهد. جدول (پ ۱۲-۹)، اقدامات بهره‌بردار سیستم را در هنگام وقوع خروج عناصر سیستم[1] نشان می‌دهد.

جدول پ ۱۲-۹: اقدامات بهره‌بردار بازار کالیفرنیا در هنگام وقوع خروج عناصر سیستم

مرحله	حالتی که	بهره‌بردار
۱	سیستم در شرایط عادی در حال بهره‌برداری است و ناگهان حادثه‌ای رخ می‌دهد که قابلیت اطمینان شبکه را تحت تأثیر قرار داده و در این وضعیت، رزرو شبکه برای بازگرداندن شبکه به حالت عادی کافی نیست.	اقدامات لازم را برای خروج از حالت اضطراری انجام می‌دهد، به عنوان مثال مبادرت به کاهش و یا قطع بار می‌ورزد.
۲	سیستم در شرایط عادی در حال بهره‌برداری است و ناگهان حادثه‌ای رخ می‌دهد که نیاز به تبدیل ذخیره چرخان شبکه به انرژی است. بنابراین رزرو شبکه به پایین‌تر از حد استاندارد می‌رسد.	از زمان شروع خروج، بهره‌بردار سیستم تنها ۱ساعت وقت دارد که سطح رزرو سیستم را به حد استاندارد خود بازگرداند.
۳	بهره‌بردار سیستم نتواند رزرو بهره‌برداری سیستم را در مدت ۱ ساعت بازیابی کند، اعلام شرایط اضطراری می‌نماید.	رزرو غیرچرخان را تبدیل به رزرو چرخان نموده و از بارهای قابل دیسپاچ و قابل قطع برای حفظ رزرو بهره‌برداری سیستم استفاده می‌کند.
۴	سطح رزرو چرخان، ۱ساعت پس از وقوع خروج بازیابی شود.	سیستم به عملکرد عادی خود ادامه می‌دهد

در هنگام وقوع شرایط اضطراری مسئولیت مقابله با بحران، انجام اقدامات لازم به منظور بازگرداندن شبکه به شرایط عادی و تأمین امنیت شبکه، بر عهده سرپرست شیفت CAISO است. جدول (پ ۱۲-۱۰) وظایف سرپرست شیفت CAISO را در هنگام وقوع شرایط اضطراری و پایش حادثه بیان می‌کند.

omoorepeyman.ir

[1] Contingency

جدول پ ۱۲-۱۰: وظایف سرپرست شیفت CAISO در هنگام وقوع حوادث غیرمترقبه

مرحله	سرپرست شیفت CAISO
۱	تمام نهادهای خارج از ناحیه بازار کالیفرنیا را از وقوع شرایط اضطراری آگاه ساخته و در مقابل تمامی بخش‌های موردنظر، به بهره‌بردار اعلام نموده که پیام را دریافت کرده‌اند و یا اینکه منظور بهره‌بردار را متوجه نشده‌اند.
۲	به بهره‌بردار سیستم دستور می‌دهد که پیام وقوع شرایط اضطراری را به بازیگران بازار ابلاغ کند (حتی اگر حادثه خاتمه یافته باشد).
۳	WECC RC را از اعلام شرایط اضطراری مطلع می‌سازد.
۴	به بهره‌بردار سیستم دستور می‌دهد که شرایط اضطراری را اعلام نماید.
۵	اقدامات لازم را برای کاهش و یا حذف اثرات حادثه انجام می‌دهد: • خرید انرژی از خارج از بازار انرژی و ظرفیت کالیفرنیا • به مسئول برنامه‌ریزی تولید دستور می‌دهد که خروجی برخی از واحدهای تولیدی را افزایش و یا کاهش دهد. • به مسئول برنامه‌ریزی تولید دستور می‌دهد که برخی از واحدها را خاموش کند و برخی دیگر از واحدها که می‌توانند به سرعت با شبکه سنکرون شوند را روشن نماید. • قطع بارهای قابل قطع • درخواست کمک اضطراری • راه‌اندازی سیستم[1] • تعلیق موقت برنامه‌های بازار روز بعد و بازار لحظه‌ای
۶	اعلام خاتمه شرایط اضطراری

پ-۱۲-۴-۳- خروج‌های اجباری

خروج‌های مربوط به تجهیزات واحدهای تولیدی و یا شبکه انتقال به دو صورت برنامه‌ریزی شده[2] و یا برنامه‌ریزی نشده[3] است. در هر دو حالت، نهادهای مربوطه باید CAISO را مطلع سازند. ثبت خروج‌ها از طریق نرم‌افزار SLIC صورت می‌گیرد که در ادامه توضیح داده می‌شود [۹ و ۶۴- ۷۵].

شرایط و رخدادهایی که حتما باید به CAISO گزارش شوند، عبارتند از:

- خروج‌های اجباری و برنامه‌ریزی نشده هر یک از تجهیزات که می‌توانند بر توانایی CAISO در حفظ امنیت و قابلیت اطمینان تأثیرگذار باشند.
- بازگشت هر یک از تجهیزات به شبکه
- قطعی بارهایی که منجر به Under-Frequency و یا Under Voltage شود.
- از دست رفتن بارهای بزرگ‌تر از ۱۰۰ مگاوات (در هر سطح ولتاژی)
- خروج‌هایی که بر روی مکان‌های عمومی حساسی نظیر فرودگاه‌ها، ایستگاه‌های راه‌آهن، پل‌های ارتباطی حساس و... تأثیرگذار هستند.

[1] Black Start
[2] Planned Outage
[3] Unplanned Outage

omoorepeyman.ir

- شرایط آب و هوایی اضطراری نظیر رعد و برق، سیل، طوفان شن و...
- شرایطی که ممکن است بر روی تامین گاز طبیعی نیروگاه‌ها تاثیرگذار باشد، نظیر خرابی کمپرسور، ترکیدن لوله‌های انتقال گاز و سایر محدودیت‌های انتقال.
- شرایط اضطراری که عملکرد سیستم‌های قدرت را تحت تأثیر قرار می‌دهند نظیر زمین لرزه، سیل، شرایط بد آب و هوایی و...
- بمب‌گذاری و عملیات تروریستی
- هرگونه شرایط اضطراری، رخدادهای غیرمترقبه در واحدهای هسته‌ای
- هرگونه نقص و خرابی در سیستم‌های ارتباطی بازیگران

خروج‌های برنامه‌ریزی شده عمدتاً به دلیل انجام برنامه‌های تعمیر و نگهداری انجام می‌شود در این نوع از خروج‌ها، صاحبان واحدهای تولیدی و یا خطوط انتقال ابتدا می‌بایست درخواست خروج تجهیز خود را ظرف مدت ۳۰ روز کاری قبل از شروع برنامه خروج، در SLIC ثبت کنند. این درخواست شامل زمان شروع و پایان خروج، دلیل و مدت زمان آن می‌باشد. CAISO پس از بررسی امنیت و قابلیت اطمینان شبکه، طی ۷ روز کاری به درخواست خروج پاسخ می‌دهد. در صورت رد درخواست خروج، نهاد مربوطه می‌تواند دوباره نسبت به ثبت درخواست خروج اقدام نماید.

پس از پذیرفتن درخواست کاهش تولید و یا خروج واحدها (که به صورت برنامه‌ریزی شده است)، درصورتی که میزان کاهش حداقل ۱۰ مگاوات و یا ۵ درصد حداکثر توان تولیدی واحد باشد (هرکدام بیشتر بود) اپراتور واحد موظف است گزارش دسترس‌پذیری[1] واحد را پس از کاهش تولید در مدت زمان ۶۰ دقیقه، منتشر نماید.

اپراتور واحد نیروگاهی همچنین موظف است گزارش مربوط به خروج اجباری واحدهای تولیدی را که حداقل ۱۵ دقیقه ادامه داشته باشند، در مدت ۲ روز کاری منتشر نماید. ارائه گزارش برای خروج‌هایی نیاز است که:

- منجر به کاهش ۴۰ مگاواتی توان تولیدی واحد شود
- منجر به کاهش توان تولیدی واحد به میزان ۱۰ درصد حداکثر توان قابل تولید واحد شود.

در صورتی که اپراتور واحد تولیدی اطلاعات لازم را برای تهیه گزارش دسترس‌پذیری واحد (در مدت زمان ۶۰ دقیقه) و گزارش خروج اجباری (در مدت زمان ۲ روز کاری)، در اختیار بهره‌بردار بازار قرار ندهد، واحد تولیدی به ازای تاخیر در ارائه گزارش دسترس‌پذیری واحد ۵۰۰۰ دلار و به ازای تاخیر در ارائه گزارش خروج اجباری ۵۰۰ دلار به ازای هر روز تاخیر جریمه خواهد شد.

در ادامه، مثال‌هایی در زمینه شرایط مورد نیاز برای تهیه گزارش مربوط به اعلام دسترس‌پذیری واحدهای تولیدی در بازار برق کالیفرنیا ارائه شده است:

omoorepeyman.ir

[1] Availability

اگر حداکثر توان قابل تولید واحدی ۱۰۰ مگاوات باشد و واحد بخواهد ۲۰ مگاوات از تولیدش را به مدت ۱۵ دقیقه کاهش دهد، باید در مدت زمان ۶۰ دقیقه، گزارش مربوط به دسترس‌پذیری واحد را در اختیار بهره‌بردار بازار کالیفرنیا قرار دهد (چون بیش‌تر از ۱۰ مگاوات و یا به عبارتی برابر ۵ درصد حداکثر توان تولیدی واحد است).

حال اگر واحد مورد نظر بخواهد توان تولیدی خود را تا ۵ مگاوات کاهش دهد، دیگر نیازی به ارائه این گزارش به بهره‌بردار بازار نیست (چون کم‌تر از ۱۰ مگاوات و یا ۵ درصد حداکثر توان تولیدی یعنی ۱۰۰ مگاوات است).

اگرحداکثر توان تولیدی واحدی ۵۰۰ مگاوات باشد و بخواهد توان تولیدی خود را ۲۰ مگاوات کاهش دهد، نیازی به ارائه گزارش به بهره‌بردار بازار نیست، ولی درصورتی که کاهش برابر ۲۵ مگاوات باشد (چون حداقل ۵ درصد حداکثر توان قابل تولید واحد است) باید به بهره‌بردار بازار گزارش دهد. اگر در اثر وقوع حادثه‌ای واحد بخواهد توان تولیدی خود را ۲۰ مگاوات دیگر کاهش دهد (یعنی خروجی واحد به ۴۵۵ مگاوات برسد)، چون این میزان کم‌تر از ۵ درصد حداکثر توان تولیدی واحد است نیازی به ارائه گزارش به بهره‌بردار بازار نیست.

اگر یک واحد تولیدی ۱۰۰ مگاواتی تریپ کرده و پس از ۱۰ دقیقه دوباره به شبکه متصل شده و شروع به کار نماید، نیازی به ارائه گزارش دسترس‌پذیری به بهره‌بردار بازار نیست.

برخی از خروج‌ها و یا کاهش‌های تولید به دلیل وقوع حوادث برنامه‌ریزی نشده است، مثلاً ممکن است خروج یک واحد تولیدی به دلیل بروز اختلال در بویلر رخ دهد. در چنین مواردی نهاد مربوطه باید بلافاصله از طریق تماس تلفنی مستقیم، CAISO را مطلع سازد. همچنین نهاد مربوط باید گزارش حادثه را تا ۳۰ دقیقه بعد از وقوع آن برای CAISO ارسال نماید.

پ-۱۲-۴-۴- گزارش‌های مربوط به وقوع خروج‌های برنامه‌ریزی نشده

بازیگران باید گزارش مربوط به خروج‌ها را در حد امکان خلاصه و دلایل وقوع حادثه را به روشنی ذکر نمایند. این گزارش می‌بایست شامل موارد زیر یاشد [۹ و ۶۴- ۷۵]:

- تجهیزات متأثر در اثر وقوع حادثه(اتفاق بهره‌برداری)
- مکان حادثه
- نوع حادثه
- زمان تقریبی رسیدن پرسنل مربوطه به محل حادثه
- زمان تقریبی بازیابی[1]
- زمان تقریبی گزارش بعدی (در صورت لزوم)

تمام گزارشات مربوط به وقایع مختلف باید به یکی از مراکز کنترل تعیین شده CAISO ارسال شود. به عنوان مثال وقوع هرگونه حادثه‌ای در خطوط ۲۳۰ کیلوولت و پایین‌تر، در محدوده SDG&E باید به مرکز کنترل Alhambra ارسال

[1] Restoration

omoorepeyman.ir

شود و حوادث مربوط به خطوط ۲۳۰ کیلوولت به بالاتر در محـدوده SDG&E بایـد مرکـز کنتـرل در Folsom فرسـتاده شود. در صورت قطع ارتباط بین بازیگر و مرکز کنترل مربوطه، می‌توان اطلاعات را به مرکز کنترل دیگری مخابره نمود.

اطلاعاتی که صاحبان خطوط انتقال باید به CAISO مخابره نمایند، عبارتند از:

- وقوع هرگونه خطا و یا نقض محدودیت‌های خطوط، بانک‌های خازنی، راکتورها، جابجاگرهای فاز[1] و غیره
- وقوع اضافه بار[2] در هر یک از خطوط، بانک‌های خازنی، راکتورها و غیره
- هرگونه شرایط محیطی و آب و هوایی که بر عملکرد سیستم‌های انتقال تأثیرگذار باشد.
- وقوع آتش‌سوزی که قابلیت اطمینان شبکه را تحت تأثیر قرار دهد.
- هرگونه حادثه‌ای که بر عملکرد طبیعی خطوط تأثیرگذار باشد:
  - شروع و یا لغو خروج
  - بازکردن، بستن، موازی کردن
- هرگونه حادثه‌ای که در خطوط انتقال رخ دهد.
- هرگونه تغییر و اختلال در عملکرد رله‌های حفاظتی
- تغییر حد حرارتی و پایداری خطوط
- هرگونه افزایش و یا کاهش در ظرفیت قابل انتقال خطوط
- برنامه‌های تعمیر نگهداری تجهیزات
- وقوع هرگونه افزایش و یا کاهش غیر مجاز ولتاژ در خطوط انتقال

پ-۱۲-۴-۵- نحوه ثبت خروج‌ها در نرم‌افزار SLIC بازار کالیفرنیا

در بازار کالیفرنیا، به منظور ثبت وقایع مربوط به خروج‌های برنامه‌ریزی شده و نشده در بخش‌های تولیـد و انتقـال، از نرم‌افزار SLIC استفاده می‌شود. حداقل اطلاعاتی که به منظور ثبت هر خروج در این نرم‌افزار نیاز اسـت، عبارتنـد از [۹ و ۶۴- ۷۵]:

- نام شرکت و یا نهادی که خطا در تجهیزات مربوط به آن رخ داده است
- نوع واحد تولیدی و شماره شناسایی مربوطه
- زمان شروع خروج
- زمان پایان خروج
- توضیح راجع به تجهیز خارج شده و تأثیر آن بر روی سایر تجهیزات

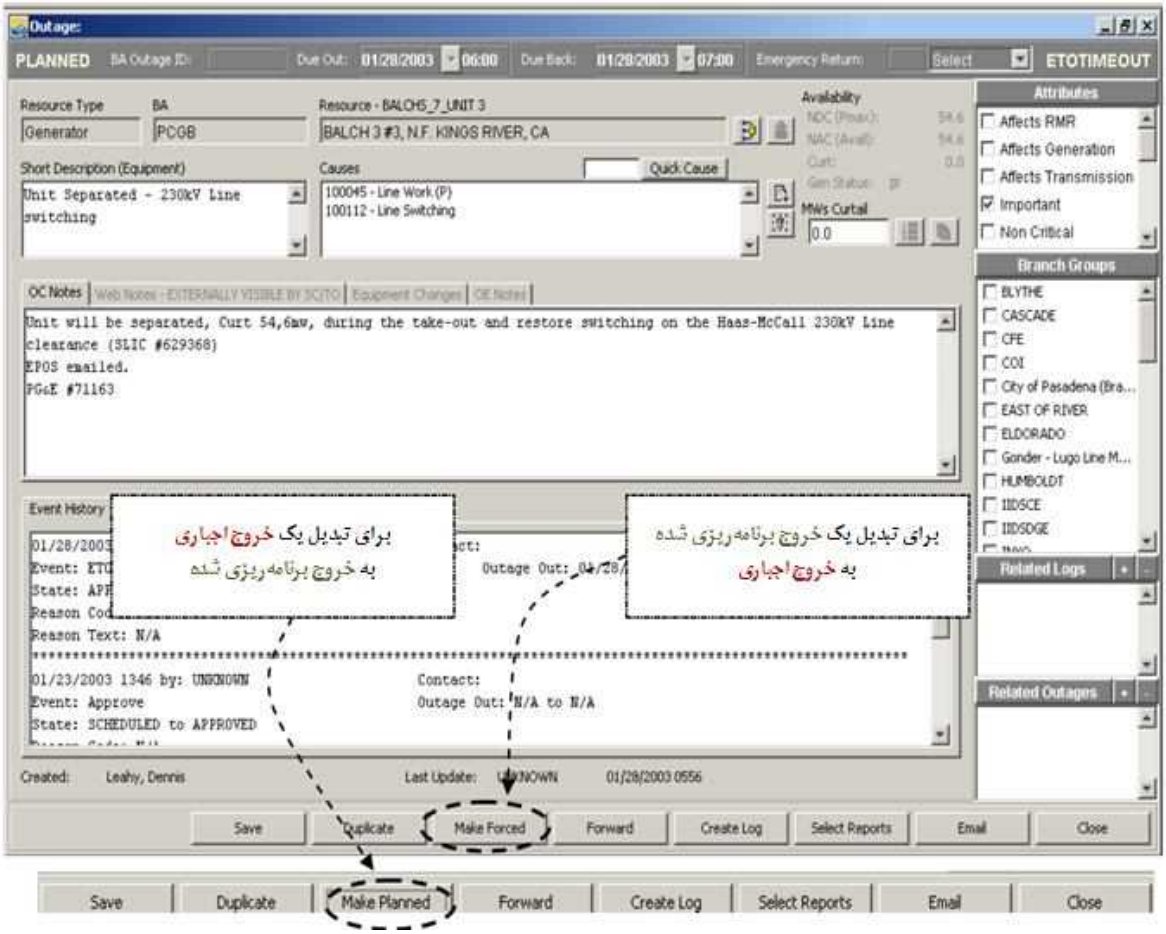
[1] Phase Shifter
[2] Over load

omoorepeyman.ir

- گزارش خروج‌های متوالی به صورت مجزا (یعنی برای هر یک از خروج‌هایی که به واسطه هم و پشت سرهم رخ می‌دهند، نظیر خروج فن خنک‌کننده در اثر خروج پمپ گردش آب، یک گزارش مجزا و درخواست مجزا ثبت شود).

برای خروج‌های اجباری باید توضیحات جامعی شامل نوع حادثه رخ داده، علت خروج، تأثیر خروج بر روی تجهیزات، تأثیر خروج اجباری بر روی سیستم حفاظتی و تأثیر خروج اجباری بر روی شبکه تحت کنترل CAISO ارائه شود.

شکل (پ ۱۲-۵) نمایی از صفحه ثبت خروج‌ها را در محیط گرافیکی نرم افزار SLIC نشان می‌دهد.



شکل پ ۱۲-۵: صفحه ثبت خروج و وقایع بهره‌برداری در نرم‌افزار SLIC بازار کالیفرنیا

پ-۱۲-۴-۶- نهادهای مسئول تهیه گزارش در هنگام مواجهه با حوادث اضطراری

در این بخش به بررسی نهادهای مسئول ارائه گزارش در بازار کالیفرنیا، در هنگام مواجهه با حوادث اضطراری، از دیدگاه DOE [1] وNERC [2] پرداخته می‌شود. DOE، WECC [3] و NERC استانداردهای اجباری برای گزارش وقایع

[1] Department Of Energy
[2] North American Electricity Corporation
[3] Western Electricity Coordinating Council

omoorepeyman.ir

اضطراری و اغتشاشات دارند. از دیدگاه DOE تمام نهادهای مسئول توازن[1] و هماهنگ‌کننده‌های پایایی[2] برای گزارش حوادث به DOE باید از فرم DOE-417 [3] استفاده نمایند. براساس مندرجات فرم OE-417، مسئولیت گزارش حوادث مختلف بر عهده نهادهای متفاوتی است که در ادامه به آن اشاره خواهد شد [۹ و ۶۴- ۷۵]:

- در صورتی که باری به میزان ۳۰۰ مگاوات و یا بیشتر، بدون کنترل، برای مدت حداقل ۱۵ دقیقه قطع شود صاحبان خطوط انتقال (PTO) [4]، شرکت‌های توزیع (UDC) [5] و اپراتورهای اندازه‌گیری (MSS) [6] مسئول گزارش‌دهی خواهند بود.
- در صورت حذف بار[7] بیش‌تر از ۱۰۰ مگاوات در شرایط اضطراری، CAISO، PTO، UDC و MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- در هنگام کاهش سه درصدی (یا بیشتر) ولتاژ در کل سیستم، CAISO، PTO، UDC و MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- در هنگام صدور درخواست عمومی برای کاهش مصرف برق به منظور حفظ پیوستگی[8] تأمین برق، CAISO، UDC و MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- در هنگام وقوع و یا حتی احتمال وقوع حملات خرابکارانه، که بر روی کفایت[9] و قابلیت اطمینان سیستم قدرت تأثیرگذار است، علاوه بر نهادها و تأسیسات آسیب‌دیده، CAISO، PTO، UDC و MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- در هنگام احتمال وقوع حملاتی که سیستم‌های ارتباطی بین بازیگران مختلف بازار کالیفرنیا را هدف قرار داده و باعث بروز اختلال در این سیستم‌ها می‌شوند، CAISO، PTO، UDC، MSS و SC مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- هنگامی که بنا به دلایل مختلف، سیستم با محدودیت سوخت مواجه می‌شود و کفایت و قابلیت اطمینان شبکه تحت تأثیر قرار می‌گیرد، CAISO و SC مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- در هنگام قطعی‌بار مشترکین بازار برق بازار برق به مدت حداقل ۱ ساعت، PTO، UDC، MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- در هنگام عملکرد جزیره‌ای[10] شبکه، CAISO، UDC، MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.

[1] Balance
[2] Reliability Coordinator
[3] Electric Emergency Incident and Disturbance Report
[4] Participating Transmission Owner
[5] Utility Distribution Company
[6] Metered Subsystem (Operator)
[7] Load Shedding
[8] Continuity
[9] Adequacy
[10] Islanding

omoorepeyman.ir

براساس قوانین NERC در هنگام وقوع حوادث مختلف نهادهای زیر مسئول تهیه گزارش هستند:

- در هنگام از دست رفتن یکی از اجزاء خطوط انتقال به صورتی که پیوستگی سیستم را تحت تأثیر قرار دهد، CAISO، PTO، UDC و MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- در هنگام جدایی سیستم‌های قدرت بهم پیوسته[1] و یا جزیره شدن سیستم‌ها، CAISO، PTO، UDC و MSS MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- در هنگام از دست رفتن تولید بیشتر از ۲۰۰۰ مگاوات، CAISO، MSS و SC مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- هنگامی که خرابی تجهیزات و یا عملکرد اشتباه سیستم که منجر به از دست‌رفتن بار بیش‌تر از ۳۰۰ مگاوات به مدت حداقل ۱۵ دقیقه شود، PTO، UDC و MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.
- در هنگام حذف بار[2] بیش از ۱۰۰ مگاوات به منظور حفظ پیوستگی شبکه، CAISO، PTO، UDC و MSS مسئول تهیه گزارش مربوطه هستند.

پ ۱۲-۵- جمع‌بندی

در آمریکا، دپارتمان انرژی آمریکا دارای سیستم ثبت حوادث اینترتی است که از نهادهای مربوطه می‌خواهد اطلاعات حادثه رخ داده شده را سریعا ثبت کنند و به تدریج طی زمان‌بندی‌های مشخص، گزارش حادثه را تکمیل نمایند. همچنین سازمان NERC که یکی از نهادهای قانون‌گذار است و مسئولیت تحلیل پایایی شبکه را بر عهده دارد، دارای فرم‌هایی مخصوص برای ثبت حوادث است که نهادهای مسئول را ملزم به تکمیل این فرم‌ها می‌نماید.

در بازار برق PJM، به‌منظور ثبت وقایع مربوط به خطوط انتقال و واحدهای تولیدی از نرم‌افزار eDART استفاده می‌شود. همه بازیگران باید توسط این نرم‌افزار، اقدام به ثبت اطلاعات مربوط به خروج (اعم از برنامه‌ریزی شده یا برنامه‌ریزی نشده) نمایند. کلیه خروج‌های برنامه‌ریزی شده (شامل خروج‌های ناشی از تعمیر، نگهداری و...)، پس از کسب مجوز تایید بهره‌بردار مستقل بازار انجام می‌شود. پس از اتمام حادثه به وجود آمده، بهره‌بردار مستقل بازار PJM، ضمن تشکیل گروهی، اقدام به بررسی جوانب مختلف حادثه می‌نماید. سپس با انتشار گزارشی علل حادثه، مقصر احتمالی حادثه، میزان خسارت مالی و... را تعیین نموده و در صورت وجود مقصر حادثه، کلیه خسارات مالی ناشی از حادثه موردنظر را از او دریافت می‌کند.

در بازار کالیفرنیا هر یک از بازیگران موظفند کلیه اطلاعات مربوط به خروج تجهیزات خود را، اعم از خروج‌های برنامه‌ریزی شده و با برنامه‌ریزی نشده، از طریق برنامه تحت اینترنت SLIC به اطلاع CAISO برسانند. در خروج‌های برنامه‌ریزی شده، بازیگران پیش از شروع برنامه خروج باید مجوز لازم را از CAISO دریافت نمایند. CAISO پس از

[1] Interconnected
[2] Load Shedding

omoorepeyman.ir

بررسی در خواست خروج، در صورتی که امنیت و قابلیت اطمینان شبکه کاهش نیابد، مجوز خروج را صادر خواهد نمود. خروج‌های برنامه‌ریزی نشده معمولاً در اثر وقوع حوادث غیرمترقبه پیش می‌آیند. در چنین مواقعی بازیگران باید بلافاصله، از طریق تماس تلفنی مستقیم CAISO را مطلع سازند و طی ۳۰ دقیقه پس از وقوع حادثه، گزارش اولیه‌ای را به CAISO ارائه دهند. در صورتی که خروج و یا حادثه مربوطه باعث به خطر افتادن امنیت شبکه شود، CAISO از طریق بکارگیری رزرو بهره‌برداری و یا بارهای قابل قطع سعی می‌کند شبکه را به حالت عادی خود باز گرداند. پس از بازگرداندن شبکه به حالت عادی، CAISO ضمن تشکیل گروهی، به ارزیابی جوانب مختلف حادثه مربوطه می‌پردازد. پس از اتمام مطالعات خود، گزارشی را به نهاد رسیدگی به این حوادث مبنی بر بررسی علت یا شناسایی متخلف اصلی این حادثه ارسال می‌نماید.

با توجه به مطالب ذکر شده نتیجه گرفته می‌شود که روند ثبت، پایش و گزارش حوادث با دو دیدگاه انجام می‌شود. یک دیدگاه بر مبنای مطالعات پایایی شبکه است که در این بخش، دو نهاد دپارتمان انرژی امریکا و سازمان NERC دارای فرم و رویه‌های مخصوص ثبت و گزارش حوادث هستند و همه نهادهای مسئول باید از این رویه‌ها پیروی کنند. دیدگاه دوم مبتنی بر تبعات مالی این حادثه در تعاملات تجاری شرکت‌کنندگان بازار برق است. در این دیدگاه، اپراتور بازار و بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) معمولاً دارای نرم‌افزارهای مخصوصی برای ثبت و محاسبه تاثیر آن‌ها بر روی نتیجه بازار برق و صورت‌حساب‌های مالی بازیگران هستند. در این دیدگاه هم متناسب با قوانین بازار هر منطقه، شرکت‌کنندگان در بازار باید علاوه بر رویه‌های دپارتمان انرژی امریکا و سازمان NERC، اطلاعات مربوط به حادثه مربوط به خود را ثبت نمایند تا بدین ترتیب یک بانک اطلاعاتی جامع از حوادث تهیه شود تا در نهایت به کمک این اطلاعات، مطالعات پایایی لازم جهت توسعه و بهبود شبکه انجام و همچنین گزارشات آماری مدیریتی، فنی و اقتصادی مربوطه تهیه شود.

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۱۳

بررسی روند پایش و گزارش‌دهی حوادث در شبکه برق کانادا

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

مقدمه

شبکه برق کشور کانادا یکی از بزرگ‌ترین و مدرن‌ترین شبکه‌های برق دنیا است که در منطقه امریکای شمالی قرار گرفته است. در شبکه برق این کشور، نهادهای مختلفی وجود دارد که برای بهره‌برداری از شبکه با یکدیگر تعامل دارند. یکی از موضوعات مهم برای حفظ پایداری شبکه، پایش و گزارش‌دهی حوادث است. در این فصل، رویه گزارش‌دهی و ثبت حوادث در انجمن شرکت‌های برق کانادا و بهره‌بردار مستقل انتاریو به عنوان یکی از مهم‌ترین بهره‌برداران کانادا معرفی می‌شود. همچنین تلاش شده است تا به معرفی شرایط بهره‌برداری عادی و اضطراری سیستم قدرت بازار برق انتاریو پرداخته شود و در ادامه، نحوه تعاملات بین بازیگران و بهره‌بردار بازار برق انتاریو در فرآیند خروج تجهیزات تشریح گردد و در انتها نحوه گزارش‌دهی اغتشاشات به وجود آمده در سیستم قدرت به بهره‌بردار بازار و وظایف بازیگران مختلف بازار در هنگام مواجهه با رخدادهای پیش‌بینی‌شده و پیش‌بینی‌نشده مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

پ ۱۳-۱- رویه تهیه گزارش حوادث در انجمن شرکت‌های برق کانادا[1]

انجمن شرکت‌های برق کانادا انجمن ملی است که با هدف فراهم‌سازی شرایط لازم برای تامین انرژی الکتریکی به صورت ایمن، مطمئن، پایا، پایدار و با قیمت قابل رقابت در کشور کانادا تشکیل شده است.

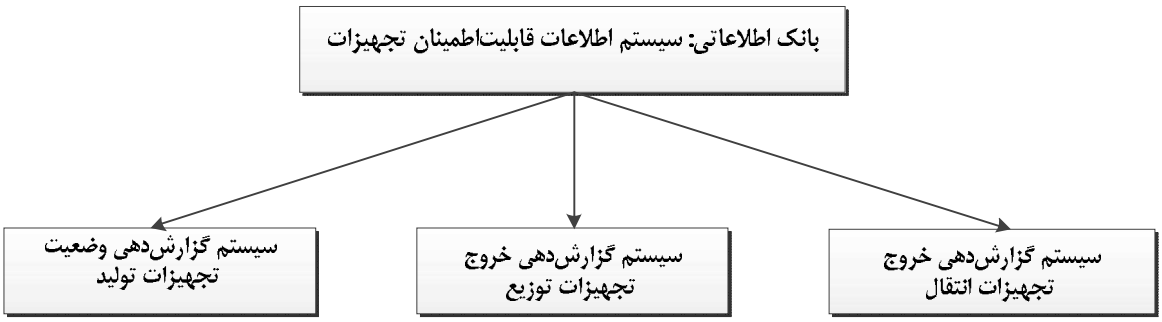
به منظور ایجاد یک فرایند کامل، جامع و شناخت عملی داده‌ها در هر یک از بخش‌های سیستم قدرت، انجمن شرکت‌های برق کانادا اقدام به تشکیل یک بانک اطلاعاتی واحد نمود است. این انجمن در سال ۱۹۷۵ پیشنهاد ایجاد یک بانک اطلاعات مرکزی، ارائه گزارش و بررسی و تحلیل آمار خروجی واحدهای تولید، خطوط و پست‌های انتقال و تجهیزات توزیع را ارائه داد. به منظور هماهنگی در نیل به این هدف کمیته‌ای به نام کمیته مشورتی آمار خروجی اجزای سیستم[2] تشکیل گردید. بانک اطلاعاتی تعریف‌شده با نام سیستم اطلاعات قابلیت‌اطمینان تجهیزات[3] (ERIS) شناخته می‌شود. این سیستم جمع‌آوری اطلاعات در کانادا به عنوان مبنایی برای جمع‌آوری اطلاعات در بسیاری از کشورهای دنیا قرار گرفته و یکی از کامل‌ترین بانک‌های اطلاعاتی می‌باشد. همچنین سیستمی تحت عنوان ارزیابی شاخص‌های قابلیت‌اطمینان سیستم[4] (EPSRA) نیز تعریف شده که داده‌های مرتبط با عملکرد سیستم قدرت را فراهم می‌کند [۷۶].

بانک اطلاعاتی ERIS اطلاعات اجزای سه بخش اصلی یک سیستم قدرت یعنی تولید، انتقال و توزیع را تشکیل می‌دهد. این بانک اطلاعاتی با به‌روز کردن اطلاعات مربوط به تجهیزات تولید، انتقال و توزیع گزارشات متنوعی از این سه بخش را هر ۵ سال یک بار ارائه می‌دهد [۷۶].

[1] Canadian Electric Association (CEA)
[2] Consultative Committee on Outage Statistics (CCOS)
[3] Equipment Reliability Information System (ERIS)
[4] Electric Power System Reliability Assessment (EPSRA)

omoorepeyman.ir

بانک‌های اطلاعاتی تجهیزات سیستم تولید، انتقال و توزیع به ترتیب در سال‌های ۱۹۷۷، ۱۹۷۸ و ۱۹۹۲شروع به کار کردند. در شکل (پ ۱۳-۱) ساختار این بانک اطلاعاتی که شامل بخش‌های مختلف سیستم گزارش‌دهی وضعیت تجهیزات تولید، انتقال و توزیع می‌باشد، نشان داده شده است. در ادامه نمونه‌ای از مطالعات انجام شده در CEA ارائه می‌گردد [۷۶].



شکل پ ۱۳-۱: بانک اطلاعاتی سیستم قابلیت اطمینان تجهیزات مربوط به CEA

پ ۱۳-۱-۱- بانک اطلاعات تجهیزات تولید

در راستای تعیین قابلیت‌اطمینان تجهیزات تولید لازم است تا ابتدا داده‌های مربوط به واحدهای تولید از قبیل نرخ خروج اضطراری و زمان تعمیر هر واحد و همچنین اطلاعات بار شبکه تعیین گردد. این داده‌ها مستقیماً و برخی به طور غیرمستقیم از اطلاعات عملکرد واحدهای تولید بدست می‌آیند، که نهایتاً با تجزیه و تحلیل آن‌ها می‌توان دو اندیس مهم واحدهای تولید یعنی نرخ خروج اضطراری[1] و زمان متوسط تعمیر واحد[2] را بدست آورد. این بانک اطلاعاتی کلیه داده‌های سیستم تولید کشور کانادا را از سال ۱۹۷۷ دارا می‌باشد [۷۶ و ۷۷].

بانک اطلاعاتی واحدهای تولید که همه ساله گزارش جامعی از وضعیت خروج واحدهای تولید را ارائه می‌نماید. این گزارش شامل آمار و اطلاعات خروج تمامی واحدهای تولیدی است که دارای شرایط زیر باشند:

- واحدهای گازی که حداکثر ظرفیت نامی آن‌ها یک مگاوات و یا بیش‌تر باشد.
- واحدهای فسیلی که حداکثر ظرفیت نامی آن‌ها ۶۰ مگاوات و یا بیش‌تر باشد.
- واحدهای آبی که حداکثر ظرفیت نامی آن‌ها ۵ مگاوات و یا بیش‌تر باشد.
- واحدهای احتراق داخلی که حداکثر ظرفیت نامی آن‌ها یک مگاوات و یا بیش‌تر باشد.
- واحدهای هسته‌ای که حداکثر ظرفیت نامی آن‌ها ۲۰۰ مگاوات و یا بیش‌تر باشد.

بر مبنای این بانک اطلاعاتی، پایگاه داده مناسبی جهت جمع‌آوری اطلاعات لازم در ارزیابی پایایی (قابلیت‌اطمینان) سیستم تولید در کانادا تهیه شده که به عنوان یک گام مهم در ایجاد سیستم اطلاعات پایایی مورد توجه قرار گرفته و می‌تواند مبنایی جهت جمع‌آوری اطلاعات دیگر تجهیزات سیستم در بخش‌های انتقال و توزیع باشد.

[1] Forced Outage Rate (F.O.R)
[2] Repair Time

omoorepeyman.ir

بانک اطلاعاتی موجود در انجمن شرکت‌های برق کانادا که با استفاده از داده‌های واحدهای تولیدی شبکه سراسری کانادا تهیه شده است شامل اطلاعات زیر است:

- نام واحد
- کد واحد
- نام نیروگاه
- نوع واحد
- شماره واحد
- زمان خروج واحد
- کد خروج
- زمان ورود واحد
- میزان توان حداکثر وحداقل

لازم به ذکراست که کد خروج، تعیین‌کننده نوع خروج واحد از مدار می‌باشد. باتوجه به زمان‌های خروج و ورود واحد، نرم‌افزاری تهیه شده است که میزان نرخ خرابی λ و زمان تعمیر r را محاسبه می‌کند. در شکل (پ ۱۳-۲) برخی از داده‌های آماری جمع‌آوری شده و یا شاخص‌های محاسبه‌شده قابلیت اطمینان تجهیزات سیستم تولید مشاهده می‌شود.

پ-۱۳-۱-۲- تعاریف و اصطلاحات

بانک اطلاعاتی CEA دارای اصطلاحات مختلفی است که معرف انواع المان‌های موجود در شبکه و وضعیت آن‌ها است. در ادامه، این اصطلاحات و تعاریف معرفی می‌شود [۷ و ۷۸].

پ-۱۳-۱-۲-۱- واحد تولید

کلیه تجهیزاتی که نهایتاً به پایانه فشار قوی ترانسفورماتورهای نیروگاهی و یا ترانسفورماتورهای سرویس پست‌ها متصل و منتهی می‌گردند.

پ-۱۳-۱-۲-۲- نرخ توان ماکزیمم پیوسته (MCR[1])

بیشینه توان خالص خروجی (به مگاوات) که واحد برای آن طراحی شده و یا به وسیله تست‌های قابل قبول نشان داده شده باشد که واحد قابلیت تولید مداوم آن را دارد.

omoorepeyman.ir

[1] Maximum Continues Rating Power

	UNIT YEARS (A)	ABNOF (%)	OP TIME (A)	OP FACTOR (%)	NO OF FORCED OUTAGES	TOTAL F.O.T. (A)	MAXIMUM F.O.D. (H)	MEAN F.O.D. (H)	FOR (%)	DAFOR (%)	TOT EQ OUTAGE TIME (A)	ICBF (%)	FAIL RATE	ATT. STARTS	SUCC. STARTS	MOF (%)	POF (%)
Combustion Turbine Generating Unit																	
YEAR 0 UNITS	0.0	0.00	0.0	0.00	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
EXC. YEAR 0	37.0	60.88	10.5	28.47	97	1.4	7166.51	123.09	11.46	11.46	3.9	10.65	5.32	1,183	1,165	1.99	4.97
ALL UNITS	37.0	60.88	10.5	28.47	97	1.4	7166.51	123.09	11.46	11.46	3.9	10.65	5.32	1,183	1,165	1.99	4.97
Internal Combustion Generating Unit																	
YEAR 0 UNITS	0.0	0.00	0.0	0.00	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
EXC. YEAR 0	5.0	28.65	3.3	66.68	22	0.0	46.05	6.28	0.47	0.47	0.2	4.67	6.60	701	701	4.35	0.00
ALL UNITS	5.0	28.65	3.3	66.68	22	0.0	46.05	6.28	0.47	0.47	0.2	4.67	6.60	701	701	4.35	0.00
Fossil Generating Unit																	
YEAR 0 UNITS	0.0	0.00	0.0	0.00	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
EXC. YEAR 0	88.9	12.69	63.5	71.38	786	3.9	2832.91	43.28	5.77	8.11	16.0	18.02	10.32	2,210	2,198	3.10	8.46
ALL UNITS	88.9	12.69	63.5	71.38	786	3.9	2832.91	43.28	5.77	8.11	16.0	18.02	10.32	2,210	2,198	3.10	8.46
Hydraulic Generating Unit																	
YEAR 0 UNITS	0.0	0.00	0.0	0.00	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
EXC. YEAR 0	721.8	20.19	507.0	70.24	2,390	10.2	3925.31	37.37	1.97	2.06	69.8	9.67	2.79	64,395	63,952	1.65	6.51
ALL UNITS	721.8	20.19	507.0	70.24	2,390	10.2	3925.31	37.37	1.97	2.06	69.8	9.67	2.79	64,395	63,952	1.65	6.51
Nuclear Generating Unit																	
YEAR 0 UNITS	0.0	0.00	0.0	0.00	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
EXC. YEAR 0	13.5	1.01	10.6	78.46	62	1.1	1133.00	149.78	9.11	10.86	3.0	22.24	3.03	47	47	1.07	11.59
ALL UNITS	13.5	1.01	10.6	78.46	62	1.1	1133.00	149.78	9.11	10.86	3.0	22.24	3.03	47	47	1.07	11.59

TOTAL NUMBER OF COMBUSTION TURBINE UNITS:	37
TOTAL NUMBER OF INTERNAL COMBUSTION UNITS:	5
TOTAL NUMBER OF FOSSIL UNITS:	89
TOTAL NUMBER OF HYDRAULIC UNITS:	725
TOTAL NUMBER OF NUCLEAR UNITS:	15

شکل پ ۱۳-۲: نمونه‌ای از اطلاعات جمع‌آوری شده و گزارش آن‌ها در بانک داده‌های حوادث تولید CEA

پ-۱۳-۱-۲-۳- خروج اضطراری[1]

پیشامدی برای واحد و یا شرایطی که لازم است تا واحد بلافاصله از مدار خارج شده و یا توان آن محدود گردد. این نوع خروج‌ها را می‌توان به چهار دسته زیر تقسیم کرد:

[1] Forced Outage

omoorepeyman.ir

۱. خروج اضطراری ناگهانی[1]: پیشامد و یا شرایطی است که در طی آن لازم است واحد به صورت خودکار و یا دستی بلافاصله از مدار خارج شود.
۲. خروج اضطراری با تاخیر فوری[2]: پیشامد و یا شرایطی است که در طی آن واحد می‌تواند طی ۱۰ دقیقه از مدار خارج شود.
۳. خروج اضطراری با تاخیر[3]: پیشامد و یا شرایطی است که در طی آن واحد می‌تواند از ۱۰ دقیقه تا زمان پیک هر هفته از مدار خارج گردد.
۴. خروج زمان راه‌اندازی[4]: عملکرد ناموفق در آوردن واحد از حالت خروج به حالت سنکرون با شبکه در طی یک دوره زمانی مشخص می‌باشد. این نوع خروج معمولاً در مورد واحدهای ذخیره و یا واحدهای زمان اوج مصرف اتفاق می‌افتد.

پ-۱۳-۱-۲-۴- خروج ناشی از تعمیرات[5]

خارج کردن واحد از مدار به دلیل انجام سرویس تعمیرات و نگهداری بر روی قطعات می‌باشد که می‌تواند تا چند هفته نیز به تعویق بیافتد. این عمل به دلیل جلوگیری از خروج اضطراری واحد بوده و نمی‌تواند از یک فصل تا فصل دیگر به تعویق بیافتد.

پ-۱۳-۱-۲-۵- خروج با هماهنگی[6]

خروج واحدهای تولید از مدار به دلیل بازدیدهای دوره‌ای و یا پیاده و سوارسازی یک یا چند قطعه‌ی اصلی واحد می‌باشد. این عملیات معمولاً با یک برنامه‌ریزی زمانی از پیش تعیین‌شده صورت می‌گیرد (به عنوان نمونه بازدید سالیانه بویلر و یا بازدید پنج سال یک‌بار توربین نیروگاه از این دسته خروج‌ها می‌باشند).

پ-۱۳-۱-۲-۶- محدودیت ظرفیت اضطراری[7]

کاهش ظرفیت تولید واحد به مقادیری بیش از ۲ درصد MCR بوده که ناشی از خطا در یک جزء نیروگاه و یا وقوع شرایط دیگری می‌باشد. در این حالت واحد در توان کمتر از MCR بهره‌برداری می‌شود و باید سریعاً و یا تا زمان پیک هفته به قدرت عملی خود برسد.

[1] Sudden Forced Outage
[2] Immediately Deffrable Forced Outage
[3] Deferred Forced Outage
[4] Starting-Failure Outage
[5] Maintenance Outage
[6] Planned Outage
[7] Forced Derating

omoorepeyman.ir

پ-۱۳-۱-۲-۷- محدودیت ظرفیت با هماهنگی[1]

کاهش ظرفیت تولید واحد به مقادیری بیش از ۲ درصد MCR بوده که ناشی از یک خروج باهماهنگی و یا تعمیرات یک تجهیز خاص می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳- تعریف حالات مختلف عملکرد یک واحد تولید (کد حالات)

در این بخش به توضیح در مورد حالات عملکرد[2] یک واحد تولید پرداخته می‌شود [۷ و ۷۸].

پ-۱۳-۱-۳-۱- عملکرد طبیعی (کد ۱۱)

دراین حالت واحد تولید با سیستم سنکرون بوده و قابلیت تولید با توان MCR را تحت عملکرد طبیعی (شرایط عادی) دارد. عدد ۱۱ معرف کد این حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۲- عملکرد واحد با محدودیت ظرفیت اضطراری[3] (کد ۱۲)

در این حالت واحد تولید با سیستم سنکرون بوده ولی به دلیل محدودیت ظرفیت اضطراری قادر به تولید کامل توان به اندازه MCR نمی‌باشد. عدد ۱۲ معرف کد این حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۳- عملکرد واحد با محدودیت ظرفیت زمان‌بندی شده[4] (کد ۱۳)

در این حالت واحد تولید با سیستم سنکرون بوده ولی به دلیل محدود شدن توان با هماهنگی واحد، با توانی کمتر از مقدار MCR کار می‌کند. عدد ۱۳ معرف کد حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۴- حالت دردسترس بودن واحد و عدم کارکرد[5] (کد ۱۴)

دراین حالت واحد می‌تواند توان MCR را به سیستم منتقل کند ولی هنوز جهت تامین بار سیستم وارد مدار نشده است. عدد ۱۴ معرف کد این حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۵- در دسترس بودن واحد با بخشی ازتوان به دلیل محدودیت اضطراری ظرفیت و عدم کارکرد واحد[6] (کد ۱۵)

در این حالت به دلیل محدودیت اضطراری ظرفیت، واحد می‌تواند بخشی از توان MCR را تولید کند ولی هنوز جهت تامین بارسیستم وارد مدار نشده است. عدد ۱۵ معرف کد این حالت می‌باشد.

[1] Scheduled Derating
[2] Operating States
[3] Operating Under a Forced Derating
[4] Operating Under a Scheduled Derating
[5] Available But Not Operating State
[6] Available But Not Operating-Forced Derating State

omoorepeyman.ir

پ-۱۳-۱-۳-۶- در دسترس بودن واحد با بخشی ازتوان به دلیل محدودیت ظرفیت با هماهنگی و عدم کارکرد واحد[1] (کد ۱۶)

در این حالت به دلیل محدودیت با هماهنگی واحد می‌تواند بخشی از توان MCR را تولید کند ولی هنوز جهت تامین بارسیستم وارد مدار نشده است. عدد ۱۶ معرف کد این حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۷- حالت خروج اضطراری[2] (کد ۲۱)

در این حالت یک وضعیت اضطراری باعث قطع واحد تولید از مدار گردیده است. عدد ۲۱ معرف کد این حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۸- حالت گسترش اضطراری زمان خروج ناشی از تعمیرات[3] (۲۲)

در این حالت افزایش زمان تعمیرات واحد موجب خروج آن واحد از مدار می‌گردد. عدد ۲۲ معرف کد این حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۹- حالت گسترش اضطراری زمان خروج برنامه‌ریزی شده[4] (کد ۲۳)

در این حالت افزایش زمان خروج با هماهنگی موجب خروج آن واحد از مدار می‌شود. عدد ۲۳ معرف کد این حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۱۰- حالت خروج به دلیل تعمیرات[5] (کد ۲۴)

در این حالت واحد تولید به دلیل انجام تعمیرات از مدارخارج می‌شود. عدد ۲۴ معرف کد این حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۱۱- حالت خروج برنامه‌ریزی شده[6](کد ۲۵)

در این حالت واحد تولید با هماهنگی از مدار خارج می‌شود. عدد ۲۵ معرف کد این حالت می‌باشد.

پ-۱۳-۱-۳-۱۲- حالت عدم بهره‌برداری تجاری و اقتصادی[7] (کد ۳۰)

در این حالت واحد یا در دوره ابتدایی بهره‌برداری خود بوده و یا در حال بازسازی و نوسازی اساسی می‌باشد که در هر حالت بهره‌برداری تجاری و اقتصادی از واحد صورت نمی‌گیرد. عدد ۳۰ معرف کد این حالت می‌باشد.

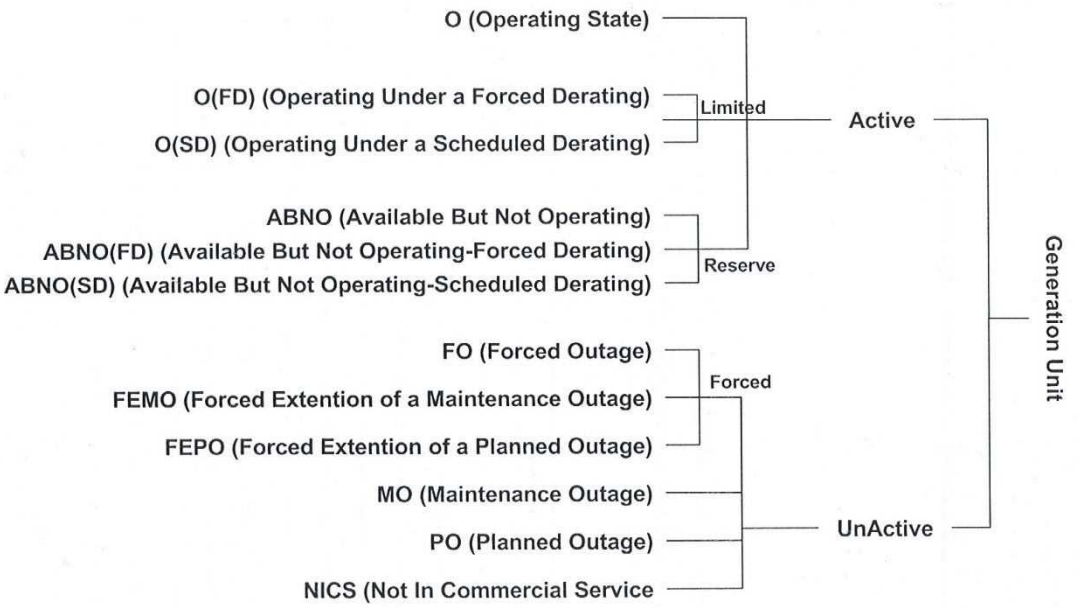
[1] Available But Not Operating-Scheduled Derating State
[2] Forced Outage State
[3] Forced Extention of a Maintenace Outage State
[4] Forced Extention of a Planned Outage State
[5] Maintenace Outage State
[6] Planned Outage State
[7] Not In Commercial Service State

omoorepeyman.ir

پ-۱۳-۱-۳-۱۳- مفهوم زمان اصلاح شده

هنگامی که یک واحد تولید در توانی غیر از توان عملی خود مشغول به کار است عملکرد آن نه در حالت خروج کامل و نه در حالت کارکرد با قدرت کامل قرار خواهد گرفت. در این حالت از مفهوم زمان اصلاح شده استفاده می‌گردد.

نهایتاً می‌توان حالات عملکرد واحدهای تولید اشاره شده در CEA را به صورت شکل (پ ۱۳-۳) بیان نمود. نکته‌ی مهم و قابل توجه در مورد این نمودار این است که با استفاده از کدهای کمی، کلیه حالات قابل تصور برای عملکرد یک واحد تولید را شبیه‌سازی کرده است. لیکن یکی از نقاط ضعف آن این است که با استفاده از این کدها نمی‌توان به صورت خیلی دقیق علل مختلف محدودیت ظرفیت واحد و یا مثلاً خروج آن‌ها از مدار را مورد بررسی قرار داد.



شکل پ ۱۳-۳: کدهای عملکرد واحدهای تولید CEA

پ-۱۳-۱-۴- جدول حالات، کدها و زمان‌های عملکرد واحد

در رویه CEA برای واحد تولید، تعداد ۱۲ حالت در نظر گرفته شده است که در جدول (پ ۱۳-۱) نوشته شده‌اند. این حالات عبارتند از [۷ و ۷۸]:

O: ساعات کارکرد عادی واحد در طول یک دوره زمانی با قدرت کامل.

O(FD): ساعات کارکرد واحد در طول یک دوره زمانی با بخشی از قدرت کامل به دلیل عوامل اضطراری.

O(SD): ساعات کارکرد واحد در طول یک دوره زمانی با بخشی از قدرت کامل با هماهنگی.

ABNO: ساعاتی که واحد با قدرت کامل در دسترس می‌باشد ولی مورد بهره‌برداری قرار نگرفته است.

ABNO(FD): ساعاتی که واحد به دلیل محدودیت ظرفیت اضطراری بدون برنامه با بخشی از توان در دسترس می‌باشد ولی مورد بهره‌برداری قرار نگرفته است.

omoorepeyman.ir

ABNO(SD): ساعاتی که واحد با هماهنگی با بخشی از توان در دسترس می‌باشد ولی مورد بهره‌برداری قرار نگرفته است.

FO: ساعاتی که واحد در حالت خروج اضطراری است.

FEMO: ساعاتی که واحد در حالت خروج اضطراری گسترش‌یافته به دلیل خروج ناشی از تعمیرات است.

FEPO: ساعاتی که واحد در حالت خروج اضطراری گسترش‌یافته با هماهنگی است.

MO: ساعاتی که واحد در حالت خروج با هماهنگی است.

PO: ساعاتی که واحد در حالت خروج ناشی از تعمیرات است.

NICS: ساعاتی که واحد در دوره ابتدایی بهره‌برداری است.

از جمله مزایای استفاده از کدهای عملیاتی کم‌تر، سادگی کار اپراتورها و مسئولین مرکز کنترل در وارد نمودن کدهای عملیاتی واحدهای تولید می‌باشد. بدیهی است با کم‌تر بودن تعداد کدها، سریع‌تر به خاطر سپرده خواهند شد و تمام آن‌ها در صورت لزوم مورد استفاده قرار خواهند گرفت. عیب کم‌بودن کدهای عملیاتی این است که ممکن است نتوان کلیه حوادث محتمل را با این کدها پوشش داد و به طور دقیق برای هر حادثه یک کد مشخص تعیین نمود. لیکن یکی از معایب عمده آن‌ها این نکته است که اگرچه این کدها می‌توانند تمام حالات عملکرد واحد را در یک نیروگاه پوشش دهند، لیکن به دلیل محدود بودن آن‌ها به‌خوبی نمی‌توانند علل وقوع ظرفیت به وجود آمده بر روی واحد را تفکیک نمایند[1].

در ادامه به بررسی برخی گزارش‌های ارائه شده و اقلام اطلاعاتی بدست آمده از روی بانک اطلاعاتی CEA پرداخته می‌شود. این موارد می‌توانند دید بهتری نسبت به بهره‌برداری از واحد و گزارش‌های متنوع قابل حصول از داده‌ها بدهند.

پ-۱۳-۱-۵- اصطلاحات به‌کار رفته در گزارش‌های انجمن شرکت‌های برق کانادا

در گزارش‌های مدیریتی و آماری که توسط انجمن شرکت‌های برق کانادا (CEA) تهیه می‌شوند از اصطلاحات مختلفی برای وضعیت بهره‌برداری و پایایی واحد تولید استفاده شده که در این بخش توضیح داده می‌شوند [۷ و ۷۹].

پ-۱۳-۱-۵-۱- واحد سال[2] معادل (سال)

برابر است با تعداد ساعات کارکرد واحدها تقسیم بر ۸۷۶۰.

تعداد ساعات کارکرد واحدها نیز برابر است با مجموع دوره زمانی که واحد در تمام کدهای ۱۱ الی ۱۶ و ۲۱ الی ۲۵ درحال کارکرد می‌باشد. به عنوان مثال اگر برای ۱۰ واحد تولید این عدد ۹/۵ بدست آید یعنی این ۱۰ واحد در طول یک

[1] این مسئله به‌خوبی در سیستم کد گذاری مورد استفاده در ایران لحاظ گردیده است. در سیستم کد گذاری CEA در برخی موارد لازم است تا از یک کد عملیاتی برای دو نوع حادثه با دو دلیل متفاوت ولی خروجی یکسان استفاده شود که این مسئله باعث عدم دقت لازم در تفکیک علل وقوع حوادث نیروگاه خواهد شد.

[2] Unit Years

omoorepeyman.ir

سال معادل ۹/۵ واحد کامل عمل کرده‌اند.

جدول پ ۱۳-۱: حالات آمادگی و عدم آمادگی واحدهای تولید

	حالت	کد	علامت اختصاری
حالات آمادگی	Operating State	11	O
	Operating Under a Forced Derating	12	O(FD)
	Operating Under a Scheduled Derating	13	O(SD)
	Available But Not Operating	14	ABNO
	Available But Not Operating-Forced Derating	15	ABNO(FD)
	Available But Not Operating-Scheduled Derating	16	ABNO(SD)
حالات عدم آمادگی	Forced Outage	21	FO
	Forced Extention of a Maintenance Outage	22	FEMO
	Forced Extention of a Planned Outage	23	FEPO
	Maintenance Outage	24	MO
	Planned Outage	25	PO
	Not In Commercial Service	30	NICS

پ-۱۳-۱-۵-۲- ضریب آمادگی و عدم استفاده از واحد [1] (٪)

این ضریب نشان دهنده درصد زمانی است که واحد آماده به کار بوده است ولی از آن استفاده نشده است. این عدد با تقسیم کل زمان عملکرد واحد در کدهای ۱۴، ۱۵ و ۱۶ بر ساعات کارکرد واحد ضربدر عدد ۱۰۰ بدست می‌آید.

پ-۱۳-۱-۵-۳- ضریب عملکرد [2] (٪)

این ضریب با تقسیم کل زمان عملکرد واحد با کدهای ۱۱، ۱۲ و ۱۳ بر ساعات کارکرد واحد با کلیه کدها ضربدر عدد ۱۰۰ بدست می‌آید.

[1] Available But Not Operating Factor (ABNOF)
[2] Operating Factor (OP)

omoorepeyman.ir

پ-۱۳-۱-۵-۴- تعداد خروج‌های اضطراری

برابر است با تعداد خروج با کدهای ۲۱، ۲۲ و ۲۳ که واحد در آن‌ها قرار می‌گیرد.

پ-۱۳-۱-۵-۵- کل زمان خروج اضطراری (سال)

برابر است با کل ساعات کارکرد واحد در کدهای ۲۱، ۲۲ و ۲۳ تقسیم بر ۸۷۶۰.

پ-۱۳-۱-۵-۶- بیش‌ترین مقدار زمان خروج اضطراری (ساعت)

برابر است با بیش‌ترین ساعتی که واحد در یکی از کدهای ۲۱، ۲۲ و ۲۳ قرار گرفته باشد.

پ-۱۳-۱-۵-۷- کل زمان خروج معادل[1] (سال)

این زمان بر مبنای سال بیان می‌شود و برابر است با مجموع کلیه زمان‌های خروج واحد کدهای ۲۱ الی ۲۵ و زمان‌های معادل اصلاح شده خروج‌های با کدهای به غیر از ۱۲ الی ۱۶، تقسیم بر ۸۷۶۰. این مقدار بیش‌تر در محاسبه پارامتر ضریب عدم توانائی واحد مورد استفاده قرار می‌گیرد.

پ-۱۳-۱-۵-۸- ضریب عدم توانائی واحد[2] (٪)

این ضریب نسبت کل زمان خروج معادل واحد برحسب ساعت بر تعداد ساعات عملکرد واحد می‌باشد که برای تبدیل به درصد در عدد ۱۰۰ ضرب می‌گردد.

پ-۱۳-۱-۵-۹- ضریب توانائی واحد[3] (٪)

این ضریب مکمل ضریب عدم توانائی واحد می‌باشد و از کم‌کردن شاخص عدم توانائی از عدد ۱۰۰ بدست می‌آید.

پ-۱۳-۱-۵-۱۰- ضریب وزنی توانائی واحد[4] (٪)

این ضریب همان ضریب توانائی واحدها می‌باشد که با عامل توان بیشینه عملی واحدها، وزن‌دار شده است.

$$WCF = 1 - \frac{\sum ICBF * MCR}{\sum ICBF} \qquad \text{(پ ۱۳-۱)}$$

پ-۱۳-۱-۵-۱۱- نرخ خرابی[5]

این عدد بیان‌کننده نرخ ورود واحد به حالات خروج اضطراری می‌باشد که با تقسیم تعداد حالات رفت و برگشت بین

[1] Total Equivalent Outage Time
[2] Incapability Factor (ICBF)
[3] Capability Factor (CBF)
[4] Weighted Capability Factor (WCF)
[5] Fail Rate

omoorepeyman.ir

کد ۲۱ و کدهای ۱۱ الی ۱۳ تقسیم بر کل زمان عملکرد واحد بدست می‌آید و در نهایت در عدد ۸۷۶۰ ضرب می‌گردد.

پ-۱۳-۱-۵-۱۲- متوسط زمان خروج اضطراری (ساعت)

این ضریب با تقسیم کل زمان خروج اضطراری بر تعداد این خروج‌ها بدست می‌آید.

پ-۱۳-۱-۵-۱۳- نرخ خروج اضطراری[1] (٪)

برابر است با نسبت کل زمان خروج اضطراری به مجموع این زمان و کل زمان بهره‌برداری با کدهای ۱۱ الی ۱۳ که نهایتا در عدد ۱۰۰ ضرب می‌شود.

$$FOR = \frac{FO + FEMO + FEPO}{FO + FEMO + FEPO + O + O(SD) + O(FD)} \times 100$$ (پ ۱۳-۲)

پ-۱۳-۱-۵-۱۴- نرخ خروج اضطراری اصلاح شده به واسطه‌ی محدودیت ظرفیت[2] (٪)

برابر است با نسبت کل زمان خروج اضطراری معادل منهای زمان خروج با هماهنگی معادل به مجموع این زمان و کل زمان بهره‌برداری.

(پ ۱۳-۳)

$$DAFOR = \frac{FO + FEMO + FEPO + O(FD)_{adj} + ABNO(FD)_{adj}}{FO + FEMO + FEPO + O(FD)_{adj} + ABNO(FD)_{adj} + O + O(FD) + O(SD)} \times 100$$

پ-۱۳-۱-۵-۱۵- ضریب خروج ناشی از تعمیرات[3] (٪)

این ضریب با تقسیم کل ساعات خروج‌های ناشی از تعمیرات بر کل ساعات عملکرد واحد بدست می‌آید که در نهایت در عدد ۱۰۰ ضرب می‌شود.

پ-۱۳-۱-۵-۱۶- ضریب خروج با هماهنگی[4] (٪)

این ضریب با تقسیم کل ساعات تعداد خروج‌های باهماهنگی بر کل ساعات عملکرد واحد بدست می‌آید که در نهایت در عدد ۱۰۰ ضرب می‌شود.

پ-۱۳-۱-۵-۱۷- قابلیت اطمینان راه‌اندازی[5]

برابر است با نسبت راه‌اندازی‌های موفق به کل دفعات راه‌اندازی سیستم.

[1] FOR: Forced Outage Rate
[2] DAFOR: Derated Adjusted Forced Outage Rate
[3] MOF: Maintenance Outage Factor
[4] Planned Outage Factor (POF)
[5] Starting Reliability (SR)

omoorepeyman.ir

پ-۱۳-۲- بهره‌بردار مستقل بازار برق انتاریو[1]

در سال ۱۹۹۵ بخش دولتی ایالت انتاریو کشور کانادا، کارگروهی را برای تحقیق در زمینه ایجاد رقابت در سیستم برق انتاریو مامور نمود. در سال ۱۹۹۶ این کارگروه به ریاست وزیر اقتصاد وقت، تجدید ساختار شبکه انتقال و همچنین شرکت Hydro One که در آن زمان انحصار برق انتاریو را در دست داشت، پیشنهاد نمود. این تجدید ساختار که در ابتدا بر مبنای ایجاد رقابت در یک بازار برق عمده‌فروشی شکل گرفت، به راه‌اندازی بازار رقابتی خرده‌فروشی نیز منجر می‌شد.

قوانینی که در سال ۱۹۹۸ به تصویب رسید، شرکت Hydro One را به ۵ بخش زیر تقسیم نمود:

- شرکت تولید توان انتاریو[2] (OPG): که تولیدکننده‌ی اصلی انرژی در انتاریو است.
- بهره‌بردار مستقل بازار [3] (IMO): که مسئولیت بهره‌برداری از بازار را برعهده دارد.
- ناظر ایمنی شبکه [4] (ESA): وظیفه وضع استانداردهای لازم برای تجهیزات شبکه را برعهده دارد.
- سازمان اقتصادی برق انتاریو [5] (OEFC): مدیریت مالی شرکت Hydro One سابق (مسئول پرداخت بدهی‌های بدهی‌های باقی‌مانده این شرکت) و شرکت‌های جایگزین آن را برعهده دارد.
- Hydro One: مالک اصلی خطوط انتقال در ایالت انتاریو است.

بازار برق رقابتی انتاریو در اول ماه می سال ۲۰۰۲ فعالیت خود را آغاز نمود. در دسامبر سال ۲۰۰۴، بخش دولتی ایالت انتاریو، قوانین تجدید ساختار در صنعت برق را تصویب نمود. در همان زمان ناظر توان شبکه [6] (OPA)، با هدف تأمین قابلیت اطمینان شبکه و بهبود کارایی آن تشکیل شد. همچنین در این زمان IMO نیز به بهره‌بردار مستقل شبکه برق به اپراتور مستقل شبکه برق کانادا [7] (IESO) تغییر نام پیدا کرد.

به طور کلی شرکت‌های مذکور در امر برق‌رسانی شبکه، مکمل یکدیگر هستند. OPG نقش تولید برق را برعهده دارد، Hydro One برق را انتقال می‌دهد و IESO امنیت و قابلیت اطمینان شبکه را بررسی می‌کند، OPA مسئول برنامه‌ریزی‌های بلند مدت شبکه و در نهایت OEB نیز قانون‌گذار شبکه است. ESA و OEFC نیز همانند سابق به ترتیب وظیفه وضع استانداردهای لازم برای تجهیزات شبکه و همچنین مدیریت مالی شرکت Hydro One را برعهده خواهند داشت. در شبکه برق‌رسانی انتاریو، ۹۰ شرکت توزیع محلی[8] (LDC) وجود دارند که برق‌رسانی به مشترکین نهایی را انجام می‌دهند.

در [۸۰]، پروتکل ارتباط بین شرکت‌کنندگان در بازار انتاریو توضیح داده شده است. طبق این دستورالعمل داشتن ارتباط دائم و لحظه‌ای با IESO (اپراتور مستقل شبکه برق کانادا) برای تمامی نهادهای شرکت‌کننده در بازار برق

[1] Ontario
[2] Ontario Power Generation Inc.
[3] Independent Market Operator
[4] Electrical Safety Authority
[5] Ontario Electricity Financial Corporation
[6] Ontario Power Authority
[7] Independent Electricity System Operator
[8] Local Distribution Company

omoorepeyman.ir

Ontario لازم است. هر نهاد شرکت‌کننده در بازار باید مرکز کنترل و دیسپاچینگ، مرکز مسئول[1]، اپراتور تاسیسات[2] و تجهیزات کنترل‌شده توسط IESO مربوط به ناحیه خود را شناسایی کند.

در شرایط عادی بهره‌برداری، ارتباط بین IESO و شرکت‌کنندگان در بازار از طریق مرکز مسئول شرکت‌کنندگان بازار[3] است. در شرایط اضطراری بهره‌برداری و یا خرابی کانال/کانال‌های ارتباطی، IESO طبیعتاً به طور مستقیم با اپراتور محلی شرکت مربوطه ارتباط برقرار می‌کند و بعد از رفع شرایط اضطراری دوباره با مرکز مسئول شرکت‌کنندگان بازار ارتباط برقرار می‌شود. زمانی که یک پیشامد رخ می‌دهد آن‌گاه اپراتور محل تاسیسات می بایست قبل از اینکه به شرکت انتقال و یا مرکز مسئول ناحیه خود اطلاع دهد، ابتدا IESO را در جریان قرار دهد. به محض اینکه با IESO تماس برقرار گردید آن‌گاه در صورت لزوم، IESO با شرکت انتقال و یا مرکز مسئول ناحیه تماس خواهد گرفت [۸۰ و ۸۱]. این نکته‌ی خیلی مهمی است که بهره‌بردار سیستم و بازار در اولویت آگاهی یافتن از وضعیت حادثه در شبکه است چرا که اثرات امنیتی و اقتصادی حادثه سریعا بایستی شناسایی و نتایج منفی آن در اسرع وقت خنثی شود.

در ادامه، انواع پیشامدهای محتمل معرفی گردیده است. هر پیشامد دیگری که در بندهای پ ۱۳-۲-۱ تا پ ۱۳-۲-۳ معرفی نگردیده، می‌تواند به طور مستقیم توسط اپراتور محل تاسیسات به شرکت انتقال و یا مرکز مسئول ناحیه خود اطلاع رسانی شود.

پ-۱۳-۲-۱- شرکت‌های انتقال

در پی رخداد پیشامد، اپراتور محل تاسیسات می‌بایست با IESO و شرکت انتقال ارتباط برقرار کند. در صورتی که مسئول شیفت شرکت انتقال در آن لحظه در دسترس نباشد، ارتباط با IESO نباید به تاخیر بیافتد و ابتدا باید به IESO اطلاع‌رسانی شود [۸۰ و ۸۱].

در این راستا، پیشامدهای زیر باید گزارش شوند:

- عملکرد خودکار تمام بریکرها[4]
- عملکرد تجهیزات کمکی سیستم قدرت مانند: سیستم‌های حفاظت خاص، حفاظت کاهش فرکانس و غیره
- کاهش توانایی عملکرد تجهیزات کمکی و کنترلی که منجر به کاهش امنیت شبکه می‌شود. تجهیزات کمکی عبارتند از:
  - تمام سیستم حفاظتی (حفاظت خط، حفاظت ترانسفورماتور، اضافه ولتاژ، اضافه جریان و غیره)
  - تمام سیستم‌های مخابراتی تجهیزات حفاظتی
  - تمام سیستم‌های کنترل دینامیکی. مانند: AVR، PSS و تجهیزات سیستم تحریک

[1] Authority Center
[2] Facility Location Operator
[3] Market Participant's Authority Center
[4] Circuit breakers

omoorepeyman.ir

- تمام سیستم‌های حفاظت خاص
- رله‌های قطع بار
- ریکلوزرهای خودکار
- کنترل‌های خودکار تپ چنجر ترانسفورماتورهای 230kV/500kV و 230kV/115kV
- تمام تجهیزات کاهش ولتاژی که برای کنترل بار مصرفی استفاده می‌شوند.
- تجهیزات حفاظتی فرورزونانس
- تمام تجهیزات مخابراتی
- تجهیزات کنترل خودکار تولید
- تجهیزات SCADA

- کاهش توانایی عملکرد تجهیزات کمکی سوئیچ‌گیرها مانند کمپرسور آن‌ها
- هر نشانه‌ی حادثه در سیستم قدرت. مانند: نوسان توان اکتیو و راکتیو، کاهش ولتاژ بیش از ۱۰ درصد، عملکرد ثبت کننده‌های خطاها و غیره
- از دست رفتن منبع تولید توان راکتیو بیش از ۱۵ MVAR برای ناحیه برق جنوب Essa[1] در Barrie[2] و بیش از ۱۰ MVar برای ناحیه برق شمال Essa در Barrie.

شرکت‌های انتقال باید هرگونه عامل خارجی که عملکرد شبکه را تحت تاثر قرار می‌دهد به IESO اطلاع دهند. مانند: شرایط بد آب و هوایی، آتش‌سوزی و غیره.

این ارتباطات باید از طریق خط تلفن با اپراتور شیفت IESO برقرار شده و گزارشات اطلاع‌رسانی شوند.

پ-۱۳-۲-۲- ژنراتورها

پیشامدهای زیر باید بدون درنگ و مستقیماً به IESO اطلاع‌رسانی شوند [۸۰ و ۸۱]:

- تغییر بدون برنامه‌ریزی توان خروجی بیش از ۵۰ MW و یا ۱۰MVar
- خروج خودکار ژنراتورهای با توان نامی ۲۰ MW و بیش‌تر
- کاهش توانایی عملکرد تجهیزات کمکی و کنترلی که امنیت شبکه را تنزل می‌دهند.
- عملکرد سیستم‌های کمکی مانند: سیستم‌های حفاظت خاص
- در دسترس نبودن ژنراتوری که در ذخیره چرخان شرکت نموده است.
- خروج فرکانس از محدوده ۵۹/۸ Hz و ۶۰/۲ Hz

این ارتباطات باید از طریق خط تلفن با اپراتور شیف IESO برقرار شده و گزارشات اطلاع‌رسانی شوند.

---

[1] نام یك منطقه در Barrie است.

[2] Barrie یك منطقه در ایالت Ontario است که Essa جزئي از آن است.

omoorepeyman.ir

شرکت‌های تولید باید هرگونه عامل خارجی که عملکرد شبکه را تحت تاثیر قرار می‌دهد به IESO اطلاع دهند. مانند: شرایط بد آب و هوایی، آتش‌سوزی، آلودگی، شرایط نامناسب آب‌رسانی، شرایط بد سوخت نیروگاه و غیره.

پ-۱۳-۲-۳- شرکت‌های توزیع

پیشامدهای زیر باید بدون درنگ و مستقیماً از طریق اپراتور شیفت محل تاسیسات به IESO اطلاع رسانی شوند [۸۰ و ۸۱]:

- هرگونه قطع خودکار و یا دستی بار مصرفی بیش از ۱۰۰ MW.
- هرگونه قطع خودکار و یا دستی بار مصرفی بیش از ۵۰ MW در منطقه شمال Essa در Barrie
- قطع خودکار قابلیت تولید توان راکتیو بیش از ۱۵ MVar و یا بیش‌تر در جنوب Essa در Barrie و ۱۰MVarو یا بیش‌تر در شمال Essa در Barrie
- عملکرد تجهیزات کمکی مانند: سیستم‌های حفاظت خاص و سیستم حفاظت زیرفرکانس و غیره
- کاهش توانایی عملکرد تجهیزات کمکی و کنترلی که امنیت شبکه را تنزل می‌دهند.
- قطع خطوط توزیعی که توان خروجی ژنراتورهای ۲۰ MW و بزرگ‌تر را تحت تاثیر قرار می‌دهند.

این ارتباطات باید از طریق خط تلفن با اپراتور شیفت IESO برقرار شود و گزارشات اطلاع‌رسانی شود. شرکت‌های توزیع باید هرگونه عامل خارجی که عملکرد شبکه را تحت تاثیر قرار می‌دهد به IESO اطلاع دهند. مانند: شرایط بد آب و هوایی، آتش‌سوزی و غیره.

به طور کلی طبق این دستورالعمل گزارش رخداد حادثه باید توسط اپراتور محل تاسیسات، حتی الامکان در کمتر از پنج دقیقه بعد از رخداد حادثه از طریق تلفن به IESO گزارش شود و در صورت وجود بستر مخابراتی، دیگر نهادها می‌توانند به این مکالمه گوش دهند و در غیر این صورت بعداً از طریق IESO می‌توانند گزارش حادثه را دریافت نمایند. این گزارش تلفنی باید شامل موارد زیر باشد:

- توالی اتفاقات
- وضعیت تجهیز
- علت حادثه اگر معلوم باشد.

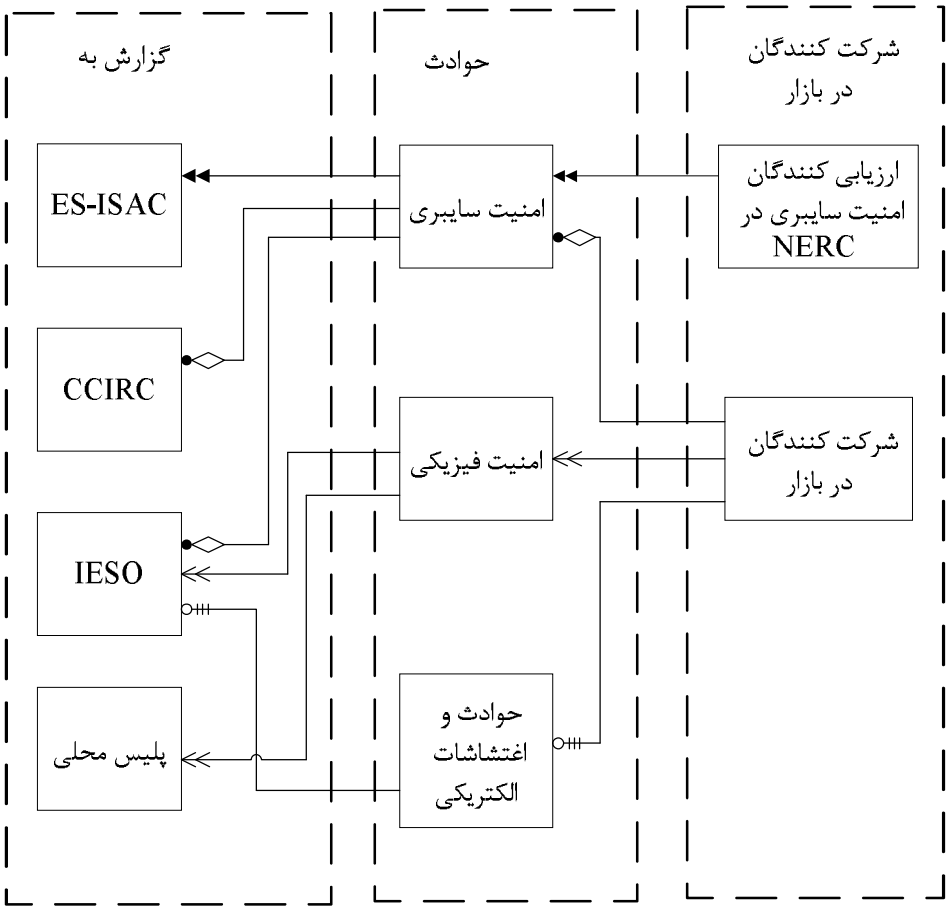
پ-۱۳-۲-۴- دسته بندی حوادث از دیدگاه اپراتور مستقل شبکه برق کانادا (IESO)

IESO که بهره‌بردار مستقل شبکه انتاریو است به طور کلی وقایع برق را به سه دسته زیر تقسیم کرده است [۸۱].

- وقایع امنیتی- سایبری
- وقایع امنیتی- فیزیکی
- اغتشاشات

هر یک از حوادث فوق باید به نهاد مربوط به خود گزارش شوند که در شکل (پ ۱۳-۴) نشان داده شده است.

omoorepeyman.ir



شکل پ ۱۳-۴: دسته‌بندی حوادث از دید اپراتور مستقل شبکه برق کانادا (IESO)

با توجه به شکل (پ ۱۳-۴) دریافت می‌شود که از منظر شرکت‌کنندگان در بازار:

- شرکت‌کنندگان در بازار باید حوادث امنیت فیزیکی را به پلیس محلی و IESO گزارش دهند.
- شرکت‌کنندگان در بازار باید تمامی حوادث را به IESO گزارش دهند.
- شرکت‌کنندگان در بازار باید حوادث امنیت سایبری را علاوه بر IESO به مرکز پاسخ‌گویی حوادث سایبری کانادا[1] (CCIRC) گزارش دهند.
- ارزیابی کنندگان امنیتی در NERC[2] باید حوادث امنیت سایبری را به مرکز آنالیز و اشتراک اطلاعات[3] گزارش دهند.
- شرکت‌کنندگان در بازار باید حوادث الکتریکی را فقط به IESO گزارش دهند.

با توجه به شکل (پ ۱۳-۴) دریافت می‌شود که از منظر دسته‌بندی حوادث:

[1] Canadian cyber incident response center (CCIRC)
[2] North American Electric Reliability Corporation (NERC)
[3] Electricity sector information sharing analysis center (ES-ISAC)

omoorepeyman.ir

- حوادث امنیت سایبری باید به سه نهاد ES-ISAC، CCIRC و IESO گزارش شوند.
- حوادث امنیت فیزیکی باید علاوه بر IESO به پلیس محلی هم گزارش شود.
- حوادث الکتریکی شبکه فقط باید به IESO گزارش شود.

شرکت‌های انتقال، هماهنگ‌کننده پایایی، مسئول حفظ تعادل سیستم و IESO مسئول ارائه گزارش حوادث به NERC و NPCC[1] (شورای هماهنگی برق شمال شرق آمریکای شمالی) هستند تا با مطالعات بر روی آن‌ها، نقاط ضعف شبکه و استانداردهای موجود مشخص و برطرف گردد. ارتباط مخابراتی به موقع بین شرکت‌کنندگان در بازار و IESO به خصوص در هنگام رخداد حادثه برای حفظ پایداری و بهره‌برداری مطمئن از شبکه امری حیاتی است. در جدول (پ ۱۳-۲) حوادثی که باید گزارش شوند به تفکیک شرکت‌های مسئول گزارش‌دهی نشان داده شده است. بسیاری از این حوادث باید در کمتر از ۶۰ دقیقه از زمان شروع حادثه باید به NERC گزارش شوند، به همین دلیل این حوادث باید بدون تاخیر و تا حد امکان سریع به IESO اطلاع‌رسانی شوند [۹ و ۸۱].

لازم به ذکر است که حوادث امنیت سایبری و فیزیکی باید از طریق ایمیل به نهادهای IESO و CCIRC گزارش شوند.

گزارش حوادث امنیتی و فیزیکی به IESO از طریق ایمیل:

E-mail: security.events@ieso.ca

گزارش حوادث امنیتی به CCIRC از طریق ایمیل:

E-mail: cyberdo@ps-sp.gc.ca

جدول پ ۱۳-۲: حوادثی که باید به اپراتور مستقل کانادا (IESO) گزارش شوند

حادثه	انتقال	تولید	توزیع
عملکرد خودکار مدار شکن‌ها	×		
عملکرد سیستم جانبی مانند: سیستم‌های حفاظتی و حفاظت پایین آمدن فرکانس	×	×	×
کاهش تجهیزات جانبی، تجهیزات کنترلی و یا نیروی انسانی که باعث کاهش امنیت سیستم می‌شود (توضیحات تکمیلی در انتهای جدول)	×	×	
کاهش قابلیت سوئیچ‌گیرهای جانبی مانند فشرده‌کننده‌های هوا که بر روی قابلیت اطمینان شبکه تأثیر دارند.	×	×	
هرگونه حادثه سیستم قدرت مانند، نوسان توان، کاهش بیش از ۱۰٪ ولتاژ، عملکرد ثبت‌کننده‌های اغتشاش و غیره.	×		
از دست دادن منابع تولید توان راکتیو بیش از ۱۵ MVAr برای جنوب Essa در Barrie و بیش از ۱۰ MVAr برای شمال Essa در Barrie	×		
محدودیت‌های بر روی دستگاه‌ها	×	×	×
حوادث امنیتی فیزیکی و سایبری	×	×	×

[1] Northeast Power Coordinating Council (NPCC)

omoorepeyman.ir

حادثه	انتقال	تولید	توزیع
اغتشاشات و یا اتفاقات ناخواسته‌ای که عملکرد سیستم را به خطر می‌اندازد و یا منجر به خرابی تجهیزات و یا قطع برق مصرف‌کننده می‌شود	×	×	×
تغییرات برنامه‌ریزی نشده‌ی بزرگ‌تر از ۵۰ MW و یا ۱۰ MVAr در خروجی مولدها		×	
کاهش توان نامی[1] مولدهای بزرگ‌تر از ۵۰ MW و یا ۱۰ MVAr		×	
از مدار خارج‌شدن خودکار مولدهای توان بزرگ‌تر از ۲۰ MW		×	
عدم امکان استفاده از مولدهایی که برای ذخیره چرخان آماده به کار هستند.		×	
خارج شدن فرکانس از محدوده مجاز ۵۹/۸ Hz و ۶۰/۲ Hz	×	×	×
بنا به درخواست، اطلاعات وضعیت واحدی که موجود است ولی در حال کار نیست.		×	
هر نوع قطع خودکار بار مصرفی بزرگ‌تر از ۱۰۰ MW و برای منطقه جنوب Essa بزگ‌تر از ۵۰ MW	×		×
قطع خودکار منابع تولید توان راکتیو قابل دیسپاچ بزرگ‌تر از ۱۵ MVar برای جنوب Essa و بزرگ‌تر از ۱۰ MVAr برای شمال Essa	×		×
قطع خطوط توزیعی که ژنراتورهای بزرگ‌تر از ۲۰ MW و بارهای مصرفی قابل دیسپاچ را تحت تاثیر قرار می‌دهد.			×
محدودیت بهره‌برداری و یا قطع سرویس تجهیزاتی که پایایی شبکه را به خطر می‌اندازد.	×		×
خروج خودکار و یا عدم امکان استفاده از تمامی امکانات ژنراتورهای با توان نامی بیش از ۲۰ MW		×	
هر عاملی که پایایی و کنترل شبکه را به خطر می‌اندازد. مانند شرایط محیطی زیر:			
شرایط بد آب و هوایی	×	×	×
آتش‌سوزی جنگل و یا هر منطقه دیگر	×	×	×
آلودگی هوا	×	×	×
تمام شدن سوخت		×	
شرایط غیرعادی در جریان آب		×	
از دست دادن کنترل آب و یا ایمنی سد		×	

در مرجع [۸۲] که تحت عنوان گزارش اغتشاشات تحت قوانین بازار است، نحوه ارائه گزارش حوادث مشخص گردیده است. طبق این دستورالعمل، اغتشاش سیستم[2] عبارت است از:

- یک حادثه برنامه‌ریزی نشده که یک شرایط غیر عادی مانند قطع گسترده‌ی بارمصرفی را در سیستم قدرت ایجاد می‌نماید و می‌تواند مربوط به خطا و یا هر پدیده دیگری باشد. مانند: از دست رفتن پایداری سیستم، خروج‌های متوالی اجزای سیستم قدرت، شرایط غیرعادی ولتاژ و فرکانس در حین بهره‌برداری و غیره.

طبق این دستورالعمل NERC و NPCC وظیفه تجزیه و تحلیل اغتشاش را دارند. تجزیه و تحلیل اغتشاش شامل بررسی روند رخداد اتفاقات ناشی از اغتشاش، تحلیل علت رخداد، بررسی روش‌ها و ابزارهای قابل استفاده در حین رخداد اغتشاش و در نهایت ارائه یک گزارش رسمی است. اطلاعات به دست آمده از ثبات‌ها، رله‌ها و دیگر دستگاه‌ها در تجزیه و تحلیل اغتشاش استفاده می‌شود تا با نتایج به دست آمده نقاط ضعف سیستم شناسایی و برطرف گردد.

[1] De-rating
[2] System disturbance

omoorepeyman.ir

پ-۱۳-۲-۵- مسئولیت‌ها در پی رخداد حادثه

طبق دستورالعمل مرجع [۸۲] نهاد IESO ملزم است که:

- ظرف مدت ۲۴ ساعت حادثه را به NERC، NPCC، وزارت انرژی، علوم و تکنولوژی[1] (MEST) و دپاراتمان انرژی امریکا اطلاع دهد. IESO به طور قانونی مجبور به ارائه گزارش به دپارتمان انرژی امریکا و دیگر نهادهای امریکا که قدرت قضایی بر روی IESO ندارند نیست اما به طور اختیاری این گزارش را برای بهره‌برداری مطمئن‌تر از شبکه خود می‌دهد. NERC و NPCC این اختیار را دارند که گزارش IESO را به هر نهاد دیگر بدهند.
- بررسی توالی اتفاقات ناشی از حادثه و اقدامات صورت گرفته در پی رخداد اغتشاش
- هماهنگ‌سازی اطلاعات کسب شده و مورد نیاز درباره حادثه
- درخواست توضیحات و مشخصات اطلاعات تجهیزات مانند تنظیم رله‌ها از شرکت‌کنندگان در بازار
- در اختیار قرار دادن اطلاعات موردنیاز بازیگران بازار مانند تنظیمات مربوط به رله‌های حفاظتی
- تجزیه و تحلیل خطا با بررسی ارزیابی اتفاقات رخداده و ارزیابی فاکتورهایی مانند: عملکرد تجهیزات، رله‌ها و اقدامات صورت گرفته
- بررسی هرگونه عدم‌هماهنگی بین NERC، NPCC و قوانین بازار در پی رخداد خطا و اصلاح آن‌ها
- نگهداری مرکز داده تجهیزات پایش اغتشاش
- نگهداری پایگاه داده حوادث

طبق دستورالعمل مرجع [۸۲] شرکت‌های انتقال ملزم هستند به:

- تهیه داده‌ها، اطلاعات و گزارش‌های موردنیاز برای IESO و دیگر نهادهای مربوط برای تحلیل اغتشاش
- نصب تجهیزات پایش اغتشاش برای ارزیابی استانداردهایی که توسط NERC و NPCC تدوین گردیده است
- تهیه داده‌های خروجی تجهیزات پایش حادثه
- اطلاع رسانی سریع به IESO درباره خرابی احتمالی دستگاه‌های پایش خطا
- تهیه یک گزارش با جزئیات درباره توالی حوادث، اقدامات انجام شده و توصیه‌های لازم برای اقدامات اصلاحی ظرف مدت ۴۸ ساعت پس از رخداد اغتشاش

طبق دستورالعمل مرجع [۸۲] دیگر شرکت‌کنندگان در بازار ملزم هستند به:

- تهیه داده‌ها، اطلاعات و گزارش‌های موردنیاز برای IESO و دیگر نهادهای مربوط برای تحلیل اغتشاش
- اطلاع رسانی به IESO درباره هر تغییری در تجهیزات نصب‌شده برای پایش حادثه

[1] Ministry of Energy, Science and Technology (MEST)

omoorepeyman.ir

- تهیه یک گزارش با جزئیات کامل درباره توالی حوادث، اقدامات انجام شده و توصیه‌های لازم برای اقدامات اصلاحی، ظرف مدت ۴۸ ساعت پس از رخداد اغتشاش

در جدول (پ ۱۳-۳) لیست انواع گزارش‌هایی که برای یک حادثه موردنیاز است نشان داده شده است [۸۲]. در جدول (پ ۱۳-۴) روال و مراحل گزارش حوادث در انتاریو طبق قوانین IESO با جزئیات کامل به عنوان جمع‌بندی مطالب ذکر شده نشان داده شده است. در مرجع [۸۳] اقدامات در بستر بازار و هماهنگی بین نهادهای مختلف در بازار برق انتاریو در پی وقوع حادثه در شبکه با جزئیات بیشتر بررسی شده است. طبق این دستورالعمل، چهار سطح گزارش‌دهی وجود دارد که عبارتند از:

- IESO
- NPCC
- NERC
- MEST/DOE/[1]CIP

جدول پ ۱۳-۳: لیست انواع گزارش‌ها برای یک حادثه در بازار برق انتاریو

زمان‌بندی	خروجی	نویسنده
ظرف مدت ۲۴ ساعت (۱ روز کاری)	گزارش اولیه (گزارش حادثه و یا عملکرد سیستم کنترل)	اپراتور شیفت مرکز کنترل IESO
	NPCC (۱ صفحه) در صورت نیاز	دپارتمان بهره‌برداری IESO
	NERC (۱ صفحه) در صورت نیاز	دپارتمان بهره‌برداری IESO
	MEST در صورت نیاز	دپارتمان بهره‌برداری IESO
	DOE در صورت نیاز	دپارتمان بهره‌برداری IESO
ظرف مدت ۴۸ ساعت	گزارش اولیه در صورت نیاز	شرکت‌های انتقال/ شرکت کنندگان در بازار
ظرف مدت ۲۵ روز	گزارش اولیه در صورت نیاز	شرکت‌های انتقال/ شرکت کنندگان در بازار
ظرف مدت ۳۰ روز	گزارش رسمی گروه هماهنگی اقدامات NPCC در صورت نیاز	مجموعه بخش مدیریتی IESO

[1] Critical Infrastructure Protection program (CIP)

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۳-۴: روال و مراحل گزارش حوادث در بازار برق انتاریو طبق قوانین IESO

شماره مرحله	نام وظیفه	جزئیات وظیفه	زمان	نتیجه اطلاعات	روش	پایان مرحله
۱	اقدام فوری بعد از حادثه	پیگیری حادثه توسط همکاری مجموعه شرکت‌کنندگان بازار، شرکت‌های انتقال و مرکز کنترل IESO. دپارتمان عملیات شیفت IESO ممکن است درخواست یک گزارش ظرف مدت ۴۸ ساعت از شرکت‌کنندگان بازار و شرکت‌های انتقال بکند.	فوراً پس از شروع حادثه	گزارش اولیه جزئیات حادثه شامل توالی اتفاقات و اعمال انجام شده	گفتگوی شفاهی و نوشتن مطالب در اتاق کنترل IESO	تکمیل پیگیری اولیه و تایید آن
۲	آماده‌سازی گزارش حادثه و یا کنترل سیستم	آماده‌سازی گزارش توسط دپارتمان عملیات شیفت IESO و ارسال آن به مجموعه مدیریت، دپارتمان عملیات شیفت و دپارتمان بازار	ظرف مدت ۲۴ ساعت از مرحله ۱	گزارش حادثه و یا کنترل سیستم	گزارش حادثه و یا کنترل سیستم متناسب با قوانین گزارش‌دهی IESO	ارسال گزارش به دپارتمان‌های داخلی IESO
۳	آماده‌سازی گزارش برای NERC، NPCC، DOE و MEST در صورت نیاز	آماده‌سازی فرم یک صفحه‌ای ثبت حادثه در صورت نیاز و ارسال فاکس آن	گزارش پیگیری حادثه و اقدامات انجام شده در بازه زمانی ۲۴ ساعت از زمانی که تشخیص داده شده است.	ارسال گزارش برای NERC، NPCC، DOE و MEST در صورت نیاز	متناسب با قوانین NPCC و NERC	دریافت گزارش توسط نهادهای ذکر شده

omoorepeyman.ir

شماره مرحله	نام وظیفه	جزئیات وظیفه	زمان	نتیجه اطلاعات	روش	پایان مرحله
۴	تجزیه و تحلیل اولیه حادثه توسط گروه بررسی حادثه و پیگیری اقداماتی که باید انجام می‌شده و شناسایی نهادهایی که درگیر حادثه و نوشتن گزارش آن شده‌اند	تجزیه و تحلیل توالی اتفاقات، محدودیت‌ها، اقدامات عملیاتی، ارتباطات، سیاست امنیتی، ابزارها و غیره	قبل و بعد از دریافت گزارش مرحله ۲	توصیه‌های عملی، تجزیه و تحلیل اولیه علت حادثه و اقدامات اصلاحی	نتیجه‌گیری با دیگر دپارتمان‌های IESO	تکمیل تجزیه و تحلیل حادثه
۵	نیاز گروه هماهنگی عملیات در NPCC به گزارش رسمی	NPCC گزارش اولیه را بررسی می‌کند که آیا نیاز به جزئیات بیشتر دارد یا نه	بعد از دریافت گزارش NERC/NPCC (مرحله ۲)	تصمیم گروه هماهنگی عملیات در NPCC برای گزارش رسمی و احتمالا تحلیل حادثه توسط گروه تجزیه و تحلیل حادثه در NPCC	تجزیه و تحلیل و مقایسه با دیگر حوادث	اگر گزارشی نیاز باشد، گروه هماهنگی عملیات، IESO را مطلع می‌کند.
۶	شرکت‌کنندگان در بازار، گزارش اولیه را ظرف مدت ۴۸ ساعت برای IESO آماده می‌نمایند	آماده‌سازی گزارش مشاهدات مهم در حین بروز حادثه	ظرف مدت ۴۸ ساعت از زمان آغاز مرحله ۱	تهیه گزارش از سوی شرکت‌های انتقال و شرکت‌کنندگان در بازار	نوشتن گزارش اولیه	دریافت گزارش از سوی مجموعه بخش مدیریت IESO
۷	مرور حادثه از سوی دپارتمان اطلاعات و مجموعه بخش مدیریت IESO همراه با شرکت‌های انتقال و شرکت‌کنندگان در بازار و درخواست احتمالی برای دریافت اطلاعات تکمیلی	مرور توالی اتفاقات، تنظیمات رله‌ها، درخواست برای اطلاعات تکمیلی و تحقیقات دیگر گروه‌های IESO بر روی حادثه	با وظیفه ۴ و ۶	مقایسه محدودیت‌های سیستم با حادثه رخ داده شده و تحقیق بر روی جنبه‌هایی که موردنیاز است و مطالعات دقیق‌تر بر روی علت حادثه و اقدامات اصلاحی	مرور محدودیت‌ها و امکان نتیجه‌گیری‌های جدید	تایید اقدامات انجام شده و توصیه‌های جدید برای تغییر دستورالعمل اقدامات در پی بروز حادثه

omoorepeyman.ir

شماره مرحله	نام وظیفه	جزئیات وظیفه	زمان	نتیجه اطلاعات	روش	پایان مرحله
۸	گزارش رسمی با جزئیات بیش‌تر ظرف مدت ۲۵ روز از سوی شرکت‌کنندگان در بازار	شرکت‌کنندگان در بازار و شرکت‌های انتقال باید گزارش با جزئیات را برای IESO تهیه نمایند	ظرف مدت ۲۵ روز از زمان وظیفه ۱	توضیحات تکمیلی درباره حادثه و علت آن و توصیه‌های اقدامات اصلاحی برای جلوگیری از وقوع مجدد حادثه	آنالیز اطلاعات و داده‌های موجود	دریافت گزارشات تکمیلی شرکت‌کنندگان در بازار و شرکت‌های تولید توسط IESO
۹	مرور توصیه‌ها توسط IESO و شرکت‌کنندگان بازار و شرکت‌های انتقال	مرور توصیه‌ها و زمان‌بندی عملیاتی نمودن توصیه‌ها	با وظیفه ۷ و ۸	جلسات مجموعه مدیریتی IESO با شرکت‌های انتقال و شرکت‌کنندگان در بازار و عملیاتی نمودن برنامه طراحی شده	جلسه گروهی، تلفن و یا ایمیل	مستندسازی اقدامات موردنیاز
۱۰	تهیه گزارش رسمی ظرف مدت ۳۰ روز توسط NERC و گروه هماهنگی در NPCC	آماده‌سازی گزارش در صورت نیاز	ظرف مدت ۳۰ روز از وظیفه ۱	آماده‌سازی گزارش	آماده‌سازی گزارش از سوی مجموعه مدیریتی IESO	ارسال گزارش
۱۱	گزارش و تایید اقدامات پیگیری حادثه و توصیه‌های داده شده	مرور پیشرفت اقدامات گروه‌های مختلف	حداقل هر یک ماه یک بار	آیا پیشرفت قابل قبول است و یا نیاز به اعمال مقررات جدید است	مرور و مراجعه به قوانین بازار در IESO و ارزیابی آن‌ها	به‌روز رسانی وضعیت و گزارش ماهیانه کارایی IESO

omoorepeyman.ir

الزامات و دستورالعمل گزارش‌دهی در هر سطح به صورت زیر است.

IESO -۱

- گزارش رویداد[1]
- گزارش کنترل سیستم[2]
- حوادث قابل توجه[3] : عبارت است از یک پیشامد در شبکه که خفیف‌تر از اغتشاشات سیستم است اما نیاز به ارزیابی، تجزیه و تحلیل و گزارش ویژه پتانسل بالقوه آن بر عملکرد سیستم دارد.
- اغتشاشات سیستم[4]: عبارت است از یک حادثه برنامه‌ریزی‌نشده که یک شرایط غیرعادی مانند قطع گسترده بارمصرفی را در سیستم قدرت ایجاد می‌نماید که می‌تواند مربوط به خطا و یا هر پدیده دیگری باشد. مانند: از دست رفتن پایداری سیستم، خروج‌های متوالی اجزای سیستم قدرت، شرایط غیرعادی ولتاژ و فرکانس در حین بهره‌برداری و غیره.

این محورها نیاز به گزارش اولیه ظرف مدت ۲۴ ساعت دارند.

۲- اغتشاشات قابل گزارش به NPCC

- اغتشاشات درون ناحیه NPCC
- اغتشاشات بین ناحیه‌ای NPCC

این محورها نیاز به گزارش اولیه ظرف مدت ۲۴ ساعت دارند و تا حد امکان باید با جزئیات باشند.

۳- اغتشاشات قابل گزارش به NERC

نیاز به گزارش اولیه ظرف مدت ۲۴ ساعت دارد و تا حد امکان باید با جزئیات باشند.

۴- الزامات گزارش‌دهی MEST، US DOE، CIP

وقایع مظنون به خرابکاری عمدی می‌توانند به طور داوطلبانه مطابق با دستورالعمل "Reporting Procedures for Newsworthy BES Events" به MEST، CIP و DOE گزارش شوند. قوانین گزارش‌دهی DOE مربوط به امریکا است و به همین دلیل IESO ملزم به رعایت آن نیست اما به طور داوطلبانه مطابق با قوانین DOE به آن گزارش می‌دهد.

پ-۱۳-۲-۶- گزارش اپراتور مستقل شبکه برق کانادا (IESO) برای ناحیه کنترل انتاریو

پ ۱۳-۲-۶-۱- الزامات گزارش رویدادها

این گزارش‌ها برای آموزش و آگاهی کارکنان و همچنین شناخت نقص و کمبودهای قانون‌ها و دستورالعمل‌های

[1] Incident report
[2] System control report
[3] Significant event
[4] System disturbances

omoorepeyman.ir

موجود بسیار مفید هستند [۸۳].

حوادث زیر نیاز به گزارش رویدادها دارند که باید تهیه شود:

- هرگونه محدودیت امنیت پایداری سیستم قدرت که برای بیش از ۱۵ دقیقه در شرایط حالت ماندگار و یا اضطراری بهره‌برداری نقض شود. این زمان شامل کلیه اقدامات لازم برای رفع مشکل هم می‌شود. بدین گونه که کل زمان از لحظه شروع اتفاق و سپس اقدامات لازم انجام گرفته اگر بیش از ۱۵ دقیقه طول بکشد باید گزارش شود.
- هرگونه رویدادی که توسط سرپرست شیفت اتفاق بیافتد.
- هرگونه رویدادی که مشخص می‌سازد نیاز به تجدیدنظر در سیاست‌ها و قوانین داخلی IESO است.
- هرگونه رویدادی که نقص و کمبود در تجهیزات بهره‌برداری سیستم قدرت را مشخص می‌سازد.

اقداماتی که باید انجام بگیرد عبارت است از:

- هنگامی که گزارش رویداد تهیه شد، باید به مدیر شیفت بهره‌برداری از طریق ایمیل طی ۲۴ ساعت ارسال شود.

پ ۱۳-۲-۶-۲- الزامات برای گزارش کنترل سیستم

برای حوادث زیر نیاز است که گزارش کنترل سیستم تهیه شود:

- اغتشاشات سیستم

حوادث قابل توجه (به طور طبیعی از دست رفتن تنها یک خط رابط شمال غرب مانند: خط یک مداره Minnesota، خط دومداره Manitoba، خط دو مداره شرق- غرب، نیاز نیست که گزارش کنترل سیستم تهیه شود مگر اینکه شرایط خاصی پیش بیاید).

- اغتشاش درون ناحیه NPCC
- اغتشاش بین ناحیه‌ای NPCC
- اغتشاشات قابل گزارش برای NERC
- کاهش فرکانس سیستم که برای بیش از ۱۰ ثانیه باقی بماند.
- شرایط غیرعادی ولتاژ
- کلیدزنی مهم در سیستم که به خاطر اختلال در عملکرد تجهیزات به وقوع می‌آید.
- مشکلات تجهیزات جانبی
- قطع مقدار زیادی از تولید و یا بار مصرفی بزرگ
- شرایط بد آب و هوایی که بر سیستم قدرت تاثیر می‌گذارد.

اقداماتی که باید انجام شود عبارتند از:

omoorepeyman.ir

یک گزارش کنترل سیستم باید ظرف مدت ۲۴ ساعت برای هر یک از وقایع بالا تهیه شود. این گزارش باید شامل اطلاعات مربوط به حادثه و شواهد اپراتورهای شیفت باشد. این گزارش توسط مدیر شیفت قسمت عملیات IESO کنترل خواهد شد. نتیجه‌گیری و تجزیه و تحلیل حادثه در این گزارش نیاز نیست.

پ ۱۳-۲-۶-۳- تعیین حوادث قابل توجه

حوادث زیر مثال‌هایی از حوادث قابل توجه هستند:

- بی‌بار شدن خودکار دو و یا چند خط ۵۰۰kV در هر پست به طور همزمان یا به صورت متوالی قبل از بی‌بار نمودن دستی
- جزیره شدن بی‌برنامه بخشی از شبکه
- قطع دستی بار مصرفی در محدوده وسیعی
- از دست دادن سه و یا بیش‌تر ژنراتور با توان نامی ۳۰۰MW

اقداماتی که باید انجام بگیرد عبات است از:

مدیریت شیفت بهره‌برداری باید این حوادث را به طور مناسب پیگیری و ردیابی نماید.

پ ۱۳-۲-۶-۴- تعیین حادثه اغتشاش سیستم

مدیریت شیفت بهره‌برداری با انجام مشاوره‌های لازم تعیین می‌نماید که حادثه آیا از نوع اغتشاش سیستم است و یا خیر.

پ ۱۳-۲-۷- الزامات گزارش‌دهی به NPCC در دستورالعمل اپراتور مستقل شبکه برق کانادا (IESO)

اغتشاشات زیر باید به NPCC گزارش شوند [۸۳]:

- هر اقدام قطع بار عمدی برای حفظ پایایی شبکه
- هر اقدام عمدی برای کاهش ولتاژ
- هر اتفاقی که باعث خروج تجهیزات و یا بار مصرفی می‌شود و همچنین قطع بار مصرفی بیش از ۳۰۰MW برای بیش از ۱۵ دقیقه

تمامی نواحی تحت نظر NPCC می‌بایست فرم گزارش حوادث را که در شکل (پ ۱۳-۵) نشان داده شده حداکثر طی ۲۴ ساعت (یک روز کاری) بعد از وقوع حادثه تکمیل نمایند. مدیریت شیفت، مسئول تکمیل این فرم است مگر اینکه از قبل برنامه‌ریزی شده باشد که مسئول دیگری فرم را تکمیل خواهد کرد. این فرم باید به صورت زیر ذخیره شود.

YY/MM/DD.doc

YY به معنی سال، MM به معنی ماه و DD به معنی روز وقوع حادثه است.

omoorepeyman.ir

این گزارش از طریق ایمیل staff@npcc.org و یا فاکس ارسال می‌شود. همچنین در ساعات اداری می‌توان با شماره تلفن‌های تعیین شده تماس برقرار کرد.

پ ۱۳-۲-۸- الزامات گزارش‌دهی به NERC در قوانین بهره‌بردار مستقل

حوادثی که الزاماً باید به NERC گزارش شوند عبارتند از [۸۳]:

- از دست رفتن اجزای اصلی سیستم انتقال که تاثیر زیادی بر پیوستگی سیستم قدرت می‌گذارد.
- جزیره‌ای شدن بخشی از سیستم قدرت
- قطع تولید بیش از ۲۰۰۰MW و یا بیش‌تر در شبکه شرقی
- خرابی تجهیزات و یا اقدام عمدی که منجر به از دست رفتن بار مصرفی بیش از ۳۰۰MW برای بیش از ۱۵ دقیقه شود.
- قطع بار ۱۰۰MW و یا بیشتر برای حفظ عملکرد دائم سیستم

هر چیزی که منجر به موارد زیر شود:

- نوسان ولتاژ بیش از ۱۰٪±
- خرابی عمده تجهیزات
- هر نوع حادثه‌ای که در یک محل اتفاق می‌افتد و اپراتور بهره‌برداری محل دیگر باید مطلع شود.
- خرابی سیتم‌های حفاظتی، اعمال اقدامات اصلاحی[1]
- تجاوز از قیود بهره‌برداری و امنیتی سیستم
- حوادث امنیت سایبری
- اقداماتی که باید انجام شود عبارت است از:

فرم گزارش حوادث که در شکل (پ ۱۳-۶) نشان داده شده حداکثر طی ۲۴ ساعت (یک روز کاری) بعد از وقوع حادثه تکمیل شود و به NERC اطلاع داده شود. مدیریت شیفت مسئول تکمیل این فرم است مگر اینکه از قبل برنامه‌ریزی شده باشد که مسئول دیگری فرم را تکمیل خواهد کرد. این فرم باید به صورت زیر ذخیره شود.

YY/MM/DD.doc

YY به معنی سال، MM به معنی ماه و DD به معنی روز وقوع حادثه است.

این گزارش از طریق ایمیل infor@nerc.com و یا فاکس ارسال می‌شود. همچنین در ساعات اداری می‌توان با شماره تلفن‌های تعیین شده تماس برقرار کرد.

[1] Remedial action

omoorepeyman.ir

REPORT OF: INTERRUPTION

VOLTAGE REDUCTION %

PUBLIC APPEAL

VULNERABILITY ACTION

OTHER INCIDENT

UTILITY:

DIVISION:

ADDRESS:

REPORTED BY:

(Name)

(Title)

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE: ( )

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED:

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN:

DATE: / / TIME: TIME ZONE:

DATE AND TIME OF SERVICE RESTORATION RETURN TO

NORMAL VOLTAGE LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS:

INITIAL:

DATE: / / TIME: TIME ZONE:

FINAL:

DATE: / / TIME: TIME ZONE:

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED:

AMOUNT OF LOAD INVOLVED:

UTILITY_____ DATE OF THE INCIDENT_____

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE: THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBORING SYSTEM(S):

شکل پ ۱۳-۵: فرم NPCC برای گزارش حوادث

omoorepeyman.ir

~ **Check here if this is an operating security limit violation report**

NERC
Princeton Forrestal Village
116-390 Village Boulevard
Princeton, NJ 08540-5731
E-mail: info@nerc.com
Fax: 609-452-9550
Tel: 609-452-8060

B. NERC PRELIMINARY DISTURBANCE REPORT

1. Organization filing report: _____
2. Name of person filing report: _____
3. Telephone number: ( ) -
4. Date and time of disturbance: / / Date (mm/dd/yy)
   / /Time/Zone
5. Did disturbance originate in your system?
6. Describe disturbance including: cause, equipment damage, critical services interrupted, system separation, key scheduled and actual flows prior to disturbance and in the case of a disturbance involving a special protection or remedial action scheme, what action is being taken to prevent recurrence:
7. List generation tripped: MW total

_____

_____

8. Frequency: a. just prior to disturbance Hz
   b. immediately after disturbance Hz max. Hz Min.
9. List transmission lines tripped (specify voltage level of each line):

_____

_____

_____

		FIRM	INTERRUPTIBLE
10.	Demand tripped and	MW	MW
	Number of customers affected	Customers	Customers
	Demand lost in MW-Minutes	MW-Min.	MW-Min.
11.	Restoration time	Initial	Final
	Transmission	_____	_____
	Generation	_____	_____
	Demand		

شکل پ ۱۳-۶: فرم NERC برای گزارش حوادث در رویه گزارش‌دهی حوادث شبکه برق کانادا

omoorepeyman.ir

پ ۱۳-۳- جمع‌بندی

در کانادا، نهادهای CEA و IESO بزرگ‌ترین و مهم‌ترین نهادهای قانون‌گذاری و نظارتی بر شبکه برق این کشور هستند. نهاد CEA در بخش تولید دارای فعالیت‌های عمده است و از سال‌ها پیش دارای یک رویه ثبت حوادث با کدهای مخصوص است. این کدها مشخص‌کننده وضعیت واحد تولید در هنگام وقوع حادثه است. با کمک این کدها، وضعیت واحد تولید مشخص شده و سپس گزارش‌های مدیریتی و آماری سالیانه برای نیروگاه‌ها تهیه می‌شود.

نهاد IESO به عنوان اپراتور مستقل بازار انتاریو وظیفه اجرای بازار و همچنین حفظ امنیت، پایایی و پایداری شبکه را بر عهده دارد. در هنگام وقوع حوادث غیرمترقبه، IESO موظف است بلافاصله کلیه بازیگران را از طریق وسایل ارتباطی مختلف نظیر تلفن، وبگاه و غیره مطلع نماید. در مقابل، کلیه بازیگران بازار نیز ملزم به رعایت فرمان‌های بهره‌بردار بازار و همچنین در اختیار قرار دادن اطلاعات مورد نیاز IESO نسبت به حادثه مربوطه می‌باشند. تنها هدف IESO در هنگام مواجهه با این نوع حوادث، حفظ امنیت شبکه و بازگرداندن سیستم به وضعیت بهره‌برداری طبیعی می‌باشد. به همین دلیل در زمان وقوع حوادث غیرمترقبه و شرایط اضطراری، IESO اقدام به کاهش/ قطع بار و همچنین کاهش تبادل انرژی با نواحی هم‌جوار ایالت انتاریو می‌نماید.

نهاد IESO و همه شرکت‌کنندگان در بازار برق انتاریو، وظیفه ثبت، پایش و گزار حادثه را متناسب با وظایف خود دارند. بازیگران بازار موظف هستند به محض رخداد حادثه از طریق ارتباط تلفنی نهاد IESO را باخبر سازند و IESO هم موظف است تا بازیگران دیگری که از حادثه تاثیر می‌پذیرند باخبر سازد. بدین ترتیب یک تعامل مناسب بین بازیگران بازار و IESO و دیگر نهادهای نظارتی و قانون‌گذرای مانند NERC و NPCC برقرار می‌شود.

با توجه به مطالب ذکر شده نتیجه گرفته می‌شود که روند ثبت، پایش و گزارش حوادث با دو دیدگاه انجام می‌شود. یک دیدگاه بر مبنای مطالعات پایایی شبکه است که در این بخش، نهاهایی مانند NERC و NPCC دارای فرم و رویه‌های مخصوص ثبت و گزارش حوادث هستند و همه نهادهای مرتبط باید از این رویه‌ها پیروی کنند. از طرفی دیگر دیدگاه بر مبنای شرکت‌کنندگان در بازار برق است. در این دیدگاه، اپراتور بازار و بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) معمولاً دارای نرم‌افزارهای مخصوصی برای ثبت و گزارش حوادث و محاسبه تاثیر آن‌ها بر روی برنامه بازار برق و برق‌رسانی به مشترکین هستند. در این دیدگاه هم متناسب با قوانین بازار هر منطقه، شرکت‌کنندگان در بازار باید علاوه بر رویه‌های نهاد NERC و NPCC، اطلاعات مربوط به حادثه را ثبت نمایند و به بهره‌بردار مستقل بازار گزارش کنند تا بدین ترتیب یک بانک اطلاعاتی جامع از حادثه تهیه شود و با کمک این اطلاعات، مطالعات پایایی جهت توسعه و بهبود شبکه انجام و در نهایت گزارشات آماری مدیریتی و فنی حادثه تهیه شوند.

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

پیوست ۱۴

بررسی روند پایش و گزارش‌دهی حوادث در شبکه برق اروپا

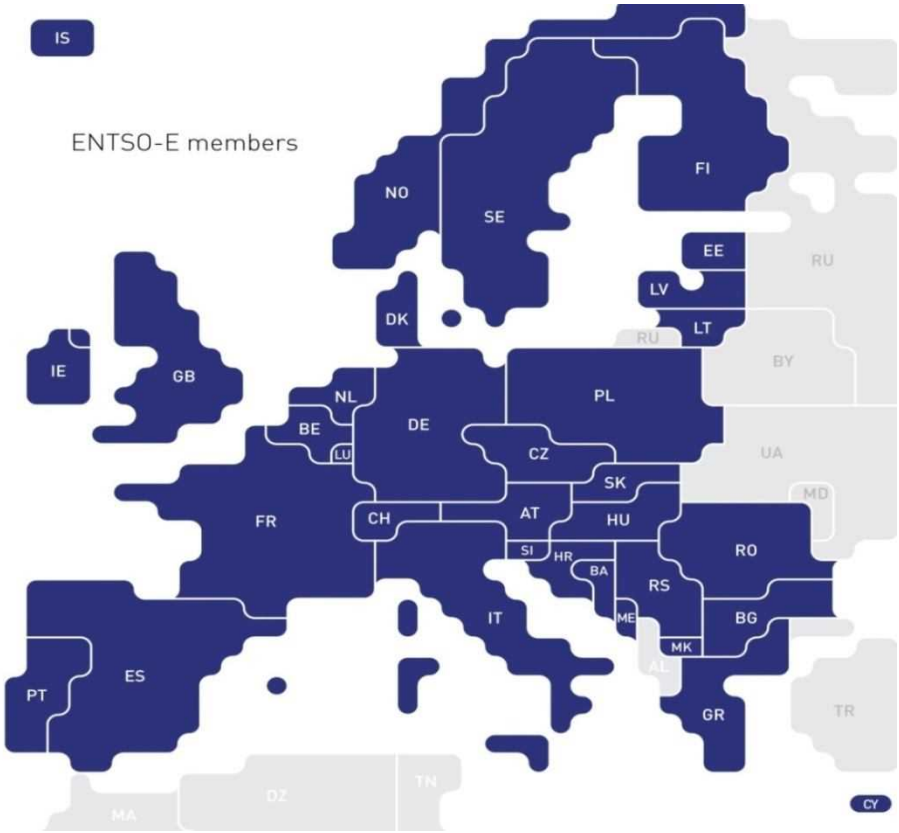
omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

مقدمه

استفاده از تجربیات مراجع بین‌المللی معتبر، یکی از ابزارهای مهم در فعالیت‌های مرتبط با تهیه و تدوین رویه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه قدرت می‌باشد. در این فصل، رویه گزارش‌دهی و ثبت حوادث شبکه بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا[1] به عنوان یکی از مراجع معتبر در زمینه پایش و گزارش‌دهی حوادث شبکه معرفی می‌شود.

شبکه اروپایی بهره‌برداران سیستم انتقال برق از ۴۱ شرکت بهره‌بردار سیستم انتقال تشکیل شده است که این شرکت‌ها متعلق به ۳۴ کشور اروپایی هستند. این شبکه در سال ۲۰۰۹ توسط اتحادیه اروپا شکل گرفته است. نقشه کلی کشورهای عضو در شکل (پ ۱۴-۱) ارائه شده است. نام این کشورها و تعداد بهره‌بردارهای مربوط به هر کدام در جدول (پ ۱۴-۱) نوشته شده است.



شکل پ ۱۴-۱: نقشه کلی شبکه بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا (ENTSO-E)

omoorepeyman.ir

[1] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

جدول پ ۱۴-۱: کشورهای شبکه اروپایی بهره‌برداران سیستم انتقال برق (ENTSO-E)

ردیف	نام کشور	تعداد بهره‌بردار سیستم انتقال
۱	اتریش	۲
۲	بلژیک	۱
۳	بوسنی	۱
۴	بلغارستان	۱
۵	سوئیس	۱
۶	قبرس	۱
۷	کرواسی	۱
۸	جمهوری چک	۱
۹	استونی	۱
۱۰	فنلاند	۱
۱۱	فرانسه	۱
۱۲	مقدونیه	۱
۱۳	آلمان	۴
۱۴	انگلیس	۴
۱۵	یونان	۱
۱۶	مجارستان	۱
۱۷	ایتالیا	۱
۱۸	ایسلند	۱
۱۹	لیتوانی	۱
۲۰	لتونی	۱
۲۱	لوگزامبورگ	۱
۲۲	هلند	۱
۲۳	نروژ	۱
۲۴	لهستان	۱
۲۵	پرتغال	۱
۲۶	رومانی	۱
۲۷	صربستان	۱
۲۸	سوئد	۱
۲۹	مونتنگرو	۱
۳۰	اسلواکی	۱
۳۱	اسلوونی	۱
۳۲	اسپانیا	۱
۳۳	ایرلند	۱
۳۴	دانمارک	۱

omoorepeyman.ir

شبکه بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا بدین طریق تشکیل شده که شش بهره‌بردار بزرگ سابق قاره اروپا با یکدیگر ادغام شده‌اند و این شبکه را تشکیل داده‌اند، این شش بهره‌بردار عبارتند از [۸۴ و ۸۵]:

- UCTE[1]: اتحادیه اپراتورهای سیستم انتقال که شامل ۲۹ بهره‌بردار سیستم انتقال از ۲۴ کشور اروپایی بوده که نام این کشورها و تعداد بهره‌بردارهای آن‌ها در جدول (پ ۱۴-۲) آمده است.
- ATSOI[2]: انجمن اپراتورهای سیستم انتقال ایرلند.
- BALTSO[3]: سازمان اپراتورهای سیستم انتقال کشورهای استونی، لتونی و لیتوانی.
- ETSO[4]: این مجموعه شامل ۳۲ شرکت مستقل بهره‌برداری در سال ۲۰۰۱ از ۱۵ کشور اتحادیه اروپا به همراه نروژ و سوئیس تشکیل شده است.
- Nordel: شرکت مشترک بهره‌برداری سیستم انتقال بین کشورهای دانمارک، فنلاند، ایسلند، نروژ و سوئد.
- UKTSOA[5]: انجمن اپراتورهای سیستم انتقال انگلیس.

در حال حاضر شبکه اروپایی بهره‌برداران سیستم انتقال برق، از پنج ناحیه بهم‌پیوسته و سیستم‌های جزیره‌ای تشکیل شده است. اسامی این نواحی بهم پیوسته به شرح زیر است.

- Baltic
- Continental Europe
- Great Britain
- Irland
- Northern Europe

پ ۱۴-۱- اهداف و تعاریف

این رویه گزارش‌دهی باید برای تمام بهره‌بردارهای سیستم انتقال در ENTSO-E استفاده شود [۸۵].

هر بهره‌بردار باید حوادث سیستم و شبکه را بر اساس یک مقیاس ۴ سطحی (سطح ۰ تا ۳) مرتبط با شدت حادثه گزارش کند. این سطوح در ادامه شرح داده شده است [۸۵].

هر بهره‌بردار باید یک سازمان داخلی برای دسته‌بندی حوادث مربوط به شرکت خود تعریف کند.

تمامی حوادثی که رخداد اولیه حادثه در ولتاژ بهره‌برداری ۲۲۰kV و یا بیش‌تر باشد باید با رویه‌ای که در ادامه توضیح داده می‌شود (رویه مقیاس ۰ تا ۳)، گزارش شوند.

با توجه به نوع حادثه، بهره‌بردارها می‌توانند اطلاعات خود را با سایر بهره‌بردارها مبادله کنند تا هر بهره‌بردار قادر به بررسی دقیق‌تر باشد.

[1]Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
[2]Association of Transmission System Operators in *Ireland*
[3] Baltic Transmission System Operators
[4] European Transmission System Operators
[5] UK Transmission System Operators Association

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۴-۲: اتحادیه‌ی UCTE اپراتورهای سیستم انتقال

ردیف	نام کشور	تعداد بهره‌بردار سیستم انتقال
۱	اتریش	۳
۲	بلژیک	۱
۳	بوسنی	۱
۴	بلغارستان	۱
۵	کرواسی	۱
۶	جمهوری چک	۱
۷	فرانسه	۱
۸	مقدونیه	۱
۹	آلمان	۴
۱۰	یونان	۱
۱۱	مجارستان	۱
۱۲	ایتالیا	۱
۱۳	لوگزامبورگ	۱
۱۴	هلند	۱
۱۵	لهستان	۱
۱۶	پرتغال	۱
۱۷	رومانی	۱
۱۸	صربستان	۱
۱۹	مونتنگرو	۱
۲۰	اسلواکی	۱
۲۱	اسلوونی	۱
۲۲	اسپانیا	۱
۲۳	سوئیس	۱
۲۴	دانمارک	۱

در نهایت، گزارش‌دهی باید توسط هر ناحیه‌ای که حادثه در آن رخ داده است و تمامی نواحی که تحت تاثیر این حادثه قرار گرفته‌اند، انجام شود.

حوادث شبکه با یکی از موارد زیر بیان می‌شوند:

- خروج عمدی یک واحد تولیدی یا یک تجهیز و یا بار مصرفی برای رفع مشکلاتی از قبیل بالا یا پایین بودن ولتاژ یا فرکانس در قسمت بزرگی از شبکه انتقال
- کمبود ظرفیت ذخیره توان حقیقی واحدهای تولیدی و یا پاسخ‌گویی بار مصرفی
- کمبود ظرفیت تبادلی در شبکه انتقال
- خروج بدون برنامه‌ریزی و یا اضطراری بخشی از شبکه انتقال به دلایلی که از کنترل بهره‌بردار سیستم

omoorepeyman.ir

انتقال[1] خارج است

- خروج ناشی از قطع ناخواسته دستی و یا خودکار بدون وصل مجدد
- خروج ناشی از قطع با وصل مجدد ناموفق در نتیجه‌ی حادثه در شبکه انتقال

پ ۱۴-۲- قوانین گزارش‌دهی

پ ۱۴-۲-۱- اصول و مسئولیت‌های اساسی

هر نهاد دارای مسئولیت‌هایی در زمینه گزارش حوادث است که باید آن‌ها را انجام دهند. این مسئولیت‌ها عبارتند از [۸۵]:

- در صورتی که حادثه حداقل به معیارهای مقیاس ۰ برسد باید توسط بهره‌بردار سیستم انتقالی که حادثه در آن رخ داده است گزارش شود.
- اطلاعات انحراف فرکانس باید توسط سازمانی که مختص این امر در هر ناحیه سنکرون تعریف شده است، گزارش شود.
- اپراتور هر ناحیه باید فقط بر روی حوادث ناحیه خودش متمرکز شود.
- گزارش حوادث مقیاس ۰ اجباری است، تا این اطلاعات برای تحلیل‌های آتی استفاده شوند و در گزارش سالیانه به صورت آماری منتشر شوند.

پ ۱۴-۲-۲- آستانه حوادث تجهیزات تولید توان و انحراف فرکانس

شاخص آستانه، مقدار حدی کمی و یا کیفی است که توسط قانون‌گذار وضع شده به طوری که اگر در حین رخداد حادثه، شرایط سیستم به آن مقدار حدی برسد آن‌گاه حادثه رخ داده شده باید بر اساس شرایط پیش آمده به طور مناسب گزارش شود. در واقع در شبکه اروپا، آستانه حوادث شاخصی برای دسته‌بندی حوادث در یکی از سطوح ۰ تا ۳ است. این آستانه‌ها برای هر یک از نواحی، شامل از دست دادن تولید و انحراف فرکانس با احتساب ویژگی‌های مختلف فیزیکی هر ناحیه طوری انتخاب شده‌اند که اقدامات مشابهی برای همه نواحی سیستم به‌هم پیوسته اعمال شود [۸۵].

پ ۱۴-۲-۲-۱- مقایسه با دستورالعمل‌ها

بر اساس دستورالعمل شماره ۲۰۱۳/۵۴۳ کمیسیون تنظیم[2]، هر بهره‌بردارسیستم انتقال موظف به اخذ و انتشار اطلاعات مشارکت‌کنندگان در بازار با توجه به شرایط بار و تولید از سه سال قبل تاکنون می‌باشد. جهت تحلیل اطلاعات

[1] Transmission system operator (TSO)

[2] کمیسیون قانون‌گذاری بازار مربوط به ENTSO-E

omoorepeyman.ir

بار و تولید، مشارکت‌کنندگان بازار و بهره‌بردار شبکه انتقال نیازمند اطلاعاتی در مورد در دسترس بودن و خروج‌های برنامه‌ریزی‌شده یا برنامه‌ریزی‌نشده و نیز خروجی واحدهای بیش‌تر از یک مقدار مشخص آستانه (۱۰۰ مگاوات) هستند. تعیین این مقدار آستانه به عوامل مختلفی از جمله: طراحی شبکه و سیاست‌های مربوط به ذخیره توان حقیقی برای بهره‌برداری بستگی دارد. همه نواحی سنکرونی که از این رویه تبعیت می‌کنند، قادر به تحمل از دست‌رفتن بیش‌تر از ۱۰۰ مگاوات تولید بدون تاثیر چشم‌گیر روی سیستم هستند. لذا برای حوادث کمتر از این آستانه، گزارش‌دهی غیر ضروری خواهد بود.

پ ۱۴-۲-۲-۲- آستانه ناپایداری در حوادث تولید توان

آستانه ناپایداری برای یک حادثه در تجهیزات تولید در نواحی مختلف، متفاوت است. از دست دادن تولید در نهایت منجر به افت فرکانس خواهد شد لذا ذخیره توان حقیقی به میزانی در نظر گرفته می‌شود که تضمین کند فرکانس در یک محدوده مشخص باقی بماند. این ذخیره معمولاً به میزان بزرگ‌ترین واحد تولید در نظر گرفته می‌شود و علاوه بر اندازه‌ی واحد به محل قرارگرفتن واحد نیز وابسته است.

پ ۱۴-۲-۲-۳- آستانه ناپایداری در حوادث انحراف فرکانس

آستانه ناپایداری برای حوادث انحراف فرکانس در نواحی مختلف، متفاوت است. آستانه‌های فرکانسی متناسب با از دست رفتن بزرگ‌ترین واحد تولید و یا بار مصرفی، هزینه حفظ فرکانس، مزایا و معایب یک آستانه پهن یا باریک تعیین می‌شوند. بر این مبنا، سیستم‌های بزرگ تمایل به داشتن آستانه‌های باریک‌تر نسبت به سیستم‌های کوچک را دارند. دلیل این امر این است که هرچه سیستم بزرگ‌تر باشد لختی[1] بیش‌تری دارد و لذا واحدهای کمتری برای کنترل فرکانس مورد نیاز بوده و در نتیجه هزینه‌ها کمتر خواهد بود. در کل، هزینه‌های نگهداری فرکانس در محدوده مجاز، برای نواحی بزرگ‌تر کمتر از نواحی کوچک‌تر است.

پ ۱۴-۲-۳- شناسایی معیارهای مختلف مربوط به تک حادثه

هر بهره‌بردار سیستم انتقال باید اقدامات زیر را انجام دهد:

- توالی حوادث در منطقه خودش را شناسایی کند.
- تعیین نماید که حادثه اصلی (منشأ حادثه) داخل محدوده تحت کنترلش و یا خارج از آن است. زیرا حوادث به صورت زنجیره‌وار اتفاق می‌افتد و ممکن است اپراتور سیستم انتقال یک زنجیره از حوادثی را گزارش کند که بیرون از ناحیه تحت مسئولیتش باشد.
- حوادث مقیاس ۱، ۲ و ۳ ممکن است نیازمند جمع‌آوری اطلاعاتی از قبل، حین و بعد از رخداد حادثه باشد.

[1] Inertia

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۳- طبقه‌بندی مقیاس حوادث

حوادث متناسب با شدت وقوع، در چهار مقیاس طبقه‌بندی می‌شوند [۸۵].

- مقیاس ۰: حوادث محلی غیرمتعارف.
- مقیاس ۱: حوادث محلی قابل توجه که محتمل به تبدیل به حوادث ناحیه گسترده[1] هستند.
- مقیاس ۲: حوادث ناحیه گسترده‌ی دامنه‌دار[2].
- مقیاس ۳: حادثه ناحیه گسترده یا حادثه وخیم در یک TSO.

در جدول (پ ۱۴-۳) طبقه‌بندی مقیاس حوادث نشان داده شده است و در ادامه این حوادث شرح داده خواهد شد.

جدول پ ۱۴-۳: طبقه‌بندی مقیاس حوادث در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا

۵مقیاس ۳		مقیاس ۲		مقیاس ۱		مقیاس ۰	
شرح مختصر/ اولویت		شرح مختصر/ اولویت		شرح مختصر/ اولویت		شرح مختصر/ اولویت	
خاموشی سراسری (OB3)	#1	حوادث در بار (L2)	#2	حوادث در بار (L1)	#9	حوادث منجر به افت فرکانس (F0)	#17
		حادثه منجر به افت فرکانس (F2)	#3	حادثه منجر به افت فرکانس (F1)	#10	حوادث روی عناصر شبکه انتقال (T0)	#18
		حوادث روی عناصر شبکه انتقال (T2)	#4	حوادث روی عناصر شبکه انتقال (T1)	#11	حوادث روی تجهیزات تولید توان (G0)	#19
		حوادث روی تجهیزات تولید توان (G2)	#5	حوادث روی تجهیزات تولید توان (G1)	#12	نقض استانداردهای ولتاژ (OV0)	#20
		نقض معیار N-2 (ON2)	#6	نقض معیار N-1 (ON1)	#13	نقض رزرو	#21
		جدایی از شبکه (RS2)	#7	نقض استانداردهای ولتاژ (OV1)	#14		
		از دست دادن ابزار و تجهیزات (LT2)	#8	نقض رزرو (OR1)	#15		
				از دست دادن ابزار و تجهیزات (LT1)	#16		

[1] Wide Area incidents
[2] extensive Wide Area incidents

omoorepeyman.ir

جدول (پ ۱۴-۴)، معیارها را براساس افزایش اهمیت از بالا به پایین نشان می‌دهد. یک حادثه به تمام حوادثی که در سمت پایین آن قرار دارند غلبه می‌کند.

پ ۱۴-۳-۱- ملاحظات مقیاس ۰

مقیاس ۰ به حوادث محلی با تاثیر کم روی امنیت بهره‌برداری اختصاص دارد. تاثیر کم روی امنیت بهره‌برداری شامل موارد زیر است:

- بعد از حادثه هنوز سیستم در حالت عادی است.
- خرابی اولیه ممکن است تاثیری کمی روی امنیت شبکه یا بازار داشته باشد.

این مقیاس شامل ۵ اولویت می‌شود که در ادامه توضیح داده می‌شوند.

جدول پ ۱۴-۴: اولویت معیارها در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا

	مقیاس	شماره	نام حادثه	توضیحات
بیش‌ترین اولویت	سه	۱	OB3	خاموشی سراسری
	دو	۱	L2	حوادث روی بار مصرفی
		۲	F2	حوادث منجر به افت فرکانس
		۳	T2	حوادث روی عناصر شبکه انتقال
		۴	G2	حوادث روی تجهیزات تولید توان
		۵	ON2	کاهش در شرایط بهره‌برداری- نقض معیار N-1
		۶	RS2	کاهش قابلیت‌اطمینان- جدایی از شبکه
		۷	LT2	از دست دادن ابزار و تجهیزات
کمترین اولویت	یک	۱	L1	حوادث روی بار مصرفی
		۲	F1	حوادث منجر به افت فرکانس
		۳	T1	حوادث روی عناصر شبکه انتقال
		۴	G1	حوادث روی تجهیزات تولید توان
		۵	ON1	کاهش در شرایط بهره‌برداری- نقض معیار N-1
		۶	OV1	کاهش در شرایط بهره‌برداری- ولتاژ
		۷	OR1	کاهش در شرایط بهره‌برداری- کمبود ذخیره
		۸	LT1	کاهش در شرایط بهره‌برداری- از دست دادن ابزار و تجهیزات
	صفر	۱	F0	حوادث منجر به افت فرکانس
		۲	T0	حوادث روی عناصر شبکه انتقال
		۳	G0	حوادث روی تجهیزات تولید توان
		۴	OV0	کاهش در شرایط بهره‌برداری- ولتاژ
		۵	OR0	کمبود ذخیره توان حقیقی

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۳-۱-۱- معیارهای مقیاس ۰

این معیارها به ترتیب اولویت در جدول (پ ۱۴-۵) ارائه شده است.

پ ۱۴-۳-۱-۲- مقیاس ۰، معیار شماره ۱: حوادث منجر به افت فرکانس (F0)

شرح:

- بعد از زمان حالت هشدار اگر انحراف فرکانس بین ۵۰٪ تا ۱۰۰٪ حداکثر انحراف فرکانس حالت ماندگار باشد این حادثه باید در مقیاس ۰ گزارش شود. (F0).
- بعد از زمان حالت هشدار اگر انحراف فرکانس بیش‌تر از حداکثر انحراف فرکانس حالت ماندگار باشد این حادثه باید در مقیاس بزرگ‌تر از ۱ گزارش شود. (F2یا F1).
- بعد از زمان بازیابی فرکانس اگر انحراف فرکانس بیشتر از دامنه فرکانس استاندارد و ۵۰٪ حداکثر انحراف فرکانس حالت ماندگار باشد این حادثه باید در مقیاس ۰ گزارش شود. (F0).
- بعد از زمان بازیابی فرکانس اگر انحراف فرکانس بیشتر از ۵۰٪ حداکثر انحراف فرکانس حالت ماندگار باشد این حادثه باید در مقیاس بیشتر از ۱ گزارش شود. (F1یا F2).

ماتریس طبقه‌بندی حوادث مربوط به فرکانس در شکل (پ ۱۴-۲) نشان داده شده است. همچنین نمونه تغییرات فرکانس و نحوه گزارش آن برای ناحیه Baltic در شکل (پ ۱۴-۳) نشان داده شده است.

تمام انحراف فرکانس‌های حالت ماندگار بایستی گزارش شوند حتی اگر تولیدی از دست نرفته است، دلایل دیگری مانند فعالیت‌های بازار، ذخیره توان حقیقی و غیره وجود دارد که باید گزارش شوند. لذا انحرافات بیشتر از آستانه باید گزارش شوند. آستانه انحراف فرکانس حالت ماندگار مقیاس ۰ در جدول (پ۱۴-۶) نشان داده شده است.

اظهارات عمومی:

اظهارات عمومی زیر باید در گزارش‌دهی و تحلیل حوادث رعایت شوند. این اطلاعات جهت بررسی آمارها به منظور بررسی عملکرد بهره‌بردارها استفاده خواهد شد. اظهارات عمومی عبارتند از:

- زمان رخداد و مدت زمان تداوم حادثه.
- انحراف فرکانس در بازه مقیاس ۰ (± ... میلی هرتز) و زمان مورد نیاز برای بازیابی فرکانس به بازه فرکانس استاندارد. شمارش زمان از لحظه‌ای که فرکانس از حدود بازه فرکانس استاندارد تجاوز می‌کند، آغاز می‌شود.

جدول پ ۱۴-۵: بررسی اجمالی معیارهای مقیاس ۰

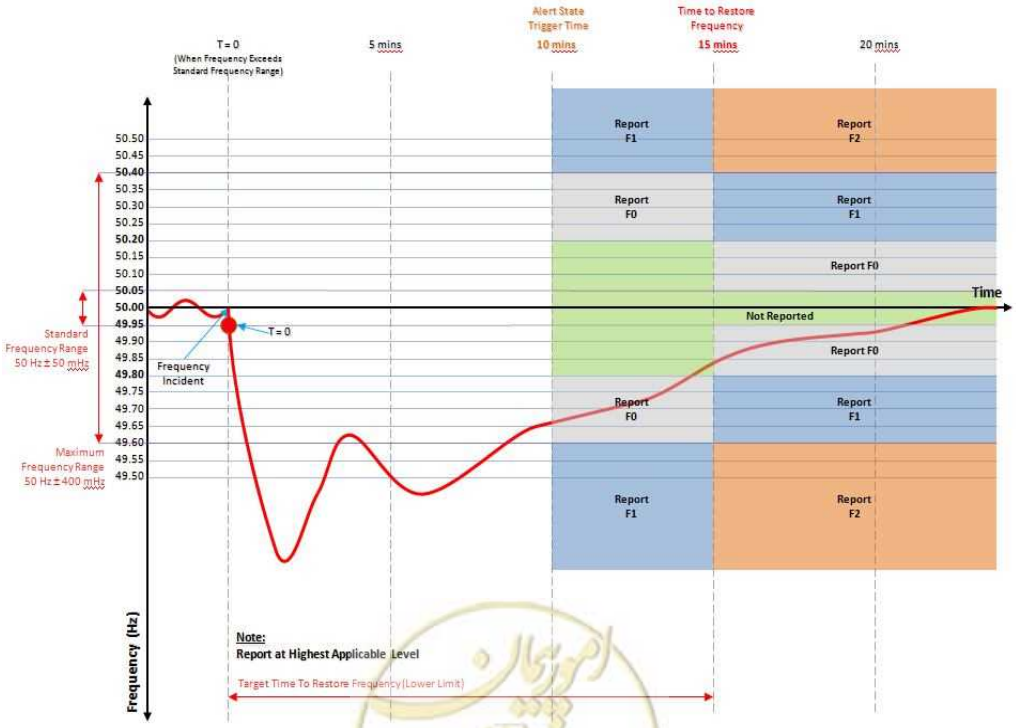
تعریف معیار	اولویت/ شماره	کد اختصاری معیار
حوادث منجر به افت فرکانس	۱	F0
حوادث روی عناصر خط انتقال	۲	T0
حوادث روی تجهیزات تولید توان	۳	G0
نقض استانداردهای ولتاژ	۴	OV0
کمبود ذخیره توان حقیقی	۵	OR0

omoorepeyman.ir

تخمینی از:

- بار قطع شده بر حسب مگاوات و مدت زمان تداوم.
- تولید قطع شده در بازه‌های زمانی مختلف بر حسب مگاوات و مدت زمان تداوم.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)

شکل پ ۱۴-۲: ماتریس طبقه‌بندی حوادث مربوط به فرکانس در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا



شکل پ ۱۴-۳: نمونه تغییرات فرکانس و نحوه گزارش در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا [۸۶]

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۴-۶: آستانه انحراف فرکانس حالت ماندگار مقیاس ۰

مقیاس ۰- حالت عادی	Isolated system	Northern Europe	Ireland	Great Britain	Continental Europe	Baltic
دامنه فرکانس عادی (میلی‌هرتز)	۱۰۰	۱۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۵۰	۵۰
۵۰٪ حداکثر انحراف فرکانس ماندگار (میلی‌هرتز)	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۱۰۰	۲۰۰
حداکثر انحراف فرکانس ماندگار (میلی‌هرتز)	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۲۰۰	۴۰۰
زمان بازیابی فرکانس (دقیقه)	۲۰	۱۵	۲۰	۱۰	۱۵	۱۵
زمان شروع حالت هشدار (دقیقه)	۱۰	۵	۱۰	۱۰	۵	۱۰

پ ۱۴-۳-۱-۳- مقیاس ۰، معیار شماره ۲: حوادث روی عناصر شبکه انتقال (T0)

شرح:

- قطع اضطراری دستی یا فرمان قطع نهایی خودکار تجهیزات شبکه ۲۲۰ کیلوولت و بالاتر. سایر حوادث و خروج‌ها نیز باید گزارش شوند حتی اگر امنیت بهره‌برداری شبکه بعد از اقدامات اصلاحی در محدوده مجاز قرار گیرد و تاثیری روی ظرفیت انتقال در دسترس نداشته باشد.
- برای تجهیزاتی که قابلیت باز- وصل مجدد ندارند، فرمان قطع، زمانی نهایی تلقی می‌شود که بعد از سه دقیقه، وصل مجدد انجام نشود.
- فرمان قطع خطوط انتقال زمانی که باز- وصل خودکار موفقیت‌آمیز باشد، گزارش نمی‌شود.
- قطع دستی برنامه‌ریزی شده خطوط انتقال گزارش نمی‌شوند.

اظهارات عمومی:

اظهارات عمومی زیر باید در گزارش‌دهی و تحلیل حوادث رعایت شوند.

- اطلاعات عمومی مربوط به تجهیزات تحت تاثیر قرار گرفته به وسیله خرابی اولیه مانند: کلیدهای قدرت ۲۲۰ کیلوولت، خطوط هوایی ۳۳۰ کیلوولت، سیستم‌های HVDC، خطوط ارتباطی[1] ۴۰۰ کیلوولت و ترانسفورماتورها.
- تعداد تجهیزاتی که تحت تاثیر خرابی اولیه قرار گرفته‌اند و مدت زمان قطع نهایی آن‌ها.

تخمینی از:

- بار قطع شده بر حسب مگاوات و مدت زمان تداوم.
- تولید قطع شده بر حسب مگاوات و مقدار ذخیره توان حقیقی.
- تغییرات ولتاژ. (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)

[1] Tie Lines

omoorepeyman.ir

- قطع خدمت‌رسانی برنامه‌ریزی نشده یا اضطراری بخشی از سیستم انتقال به دلیلی که خارج از کنترل بهره‌برداری TSO است.

پ ۱۴-۳-۱-۴- مقیاس ۰، معیار شماره ۳: حوادث روی تجهیزات تولید توان (G0)

شرح:

کاهش ناخواسته یا قطع تولید توان متصل به شبکه انتقال و یا شبکه توزیع در یک ناحیه با تولید بیش‌تر از آستانه جدول (پ ۱۴-۷) در کمتر از ۳۰ دقیقه. در جدول (پ ۱۴-۷) آستانه‌های تعریف شده برای هر ناحیه نوشته شده است.

اگر حادثه‌ای در تجهیزات تولید توان موجب شود تا واحد توان تزریقی برنامه‌ریزی‌شده به شبکه را با نرخ ثابتی کاهش دهد و به آستانه‌ها برسد باید گزارش شود. در حقیقت این نوع کاهش نیازمند بازیابی و کنترل دارد و باید مانند قطع میزان مشخصی توان با آن رفتار کرد.

در صورتی که در ۱۰ دقیقه، از دست رفتن تولید به آستانه برسد، بایستی گزارش شود. اگر معیار بلافاصله حاصل شد، باید گزارش شود حتی اگر کمتر از ۳۰ دقیقه تدوام داشته باشد.

اظهارات عمومی:

تولید قطع شده در بازه‌های زمانی مختلف بر حسب مگاوات و مدت زمان تداوم.

تخمینی از:

- بارهای قطع‌شده برحسب مگاوات و مدت زمان تداوم.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم).
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه.

جدول پ ۱۴-۷: آستانه حوادث روی تجهیزات تولید- مقیاس ۰

مقیاس ۰- حالت عادی	Baltic	Continental Europe	Great Britain	Ireland	Northern Europe	Isolated system
آستانه‌ها (MW)	از ۲۰۰ تا ۴۵۰	از ۶۰۰ تا ۱۵۰۰	از ۱۳۲۰ تا ۱۸۰۰	از ۲۰۰ تا ۵۰۰	از ۱۲۰۰ تا ۱۵۰۰	بیش‌تر از بزرگترین واحد در سیستم

پ ۱۴-۳-۱-۵- مقیاس ۰، معیار شماره ۴: کاهش در شرایط بهره‌برداری- ولتاژ (OV0)

شرح:

- ولتاژ حالت ماندگار شین‌های شبکه به مدت ۵ تا ۱۵ دقیقه خارج از بازه تعریف شده در جدول‌های (پ ۱۴-۸) و (پ ۱۴-۹) باشد.
- حوادث ولتاژی خارج از بازه تعریف شده در جدول‌های (پ ۱۴-۸) و (پ ۱۴-۹) با زمان تداوم کمتر از ۵ دقیقه گزارش نمی‌شوند.

omoorepeyman.ir

- سیستم‌های جزیره‌ای: در صورتی که هر شین شبکه در ولتاژی فراتر از ۱۰٪± سطح قبل از حادثه بـه مـدت ۱۵ دقیقه بهره‌برداری شود.

اظهارات عمومی:

- شرح تغییرات ولتاژ. (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)

تخمینی از:

  - بارهای قطع‌شده برحسب مگاوات و مدت زمان تداوم.
  - تولید قطع‌شده (از دست رفته) بر حسب مگاوات در صورتی که شامل حوادث مقیاس صفر روی بازه تجهیزات تولید توان نیست.

- اطلاعات عمومی مربوط به تجهیزات تحت تاثیر قرار گرفته به وسیله خرابی اولیه مانند: کلیدهای قدرت ۲۲۰ کیلوولت، خطوط هوایی ۳۳۰ کیلوولت، سیستم‌های HVDC، خطوط ارتباطی ۴۰۰ کیلوولت و ترانسفورماتورها.

پ ۱۴-۳-۱-۶- مقیاس ۰، معیار شماره ۵: کمبود ذخیره توان حقیقی (OR0)

- کمبود بیش‌تر از ۲۰٪ ظرفیت ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانس در ناحیه مجاز به مدت ۱۵ الی ۲۰ دقیقه. این معیار در همه ناحیه سراسری و سیستم‌های جزیره‌ای به‌کار گرفته می‌شود.
- زمانی که مدت زمان حادثه کمبود ذخیره توان حقیقی محاسبه می‌شود، یک زمان مجـاز تـاخیر ذاتـی بـین رخداد حادثه و بازیابی سطوح ذخیره توان حقیقی تا حالت عادی باید در نظر گرفت.

جدول پ ۱۴-۸: بازه‌های ولتاژ برای ولتاژهای مرجع بین۱۱۰ تا ۳۰۰ کیلوولت در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا

مقیاس ۰- حالت عادی	Baltic	Continental Europe	Great Britain	Ireland	Northern Europe
آستانه‌ها (pu)	از ۰/۹ تا ۱/۱۲	از ۰/۹تا ۱/۱۱۸	از ۰/۹ تا ۱/۱	از ۰/۹تا ۱/۱۱۸	از ۰/۹تا ۱/۰۵
زمان تداوم	نامحدود				

جدول پ ۱۴-۹: بازه‌های ولتاژ برای ولتاژهای مرجع بین ۳۰۰ تا ۴۰۰ کیلوولت در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا

مقیاس ۰- حالت عادی	Baltic	Continental Europe	Great Britain	Ireland	Northern Europe
آستانه‌ها (pu)	از ۰/۹ تا ۱/۱	از۰/۹ تا ۱/۰۵ یا ۱/۰۸۷۵			
زمان تداوم	نامحدود				

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۳-۲- ملاحظات مقیاس ۱

مقیاس ۱ به حوادث قابل توجه و ناحیه گسترده که یک اپراتور سیستم انتقال (TSO) یا بیش‌تر را تحت تاثیر قرار می‌دهد و می‌تواند منجر به یک حالت اضطراری شود، اطلاق می‌شود.

خرابی اولیه ممکن است تاثیر روی امنیت شبکه یا روی بازار داشته باشد یا موجب نقض قیود امنیت بهره‌برداری شود. در موارد سیستم‌های جزیره‌ای، مقیاس ۱ برای حوادثی به‌کار می‌رود که منجر به فعال‌شدن بارزدایی یا کاهش شدید شرایط بهره‌برداری می‌شود.

این حوادث ممکن است منجر به وقوع حوادث بهره‌برداری در TSO دیگری شود و یا به نقض معیار N-1 منتهی شود و یا منجر به کاهش ظرفیت مبادله‌ای و سطح قابلیت‌اطمینان گردد.

در صورتی که یک TSO در سیستم هشدار اضطراری[1] اعلان حالت اضطراری کند، باید بر مبنای معیارهای مقیاس ۱ باشد ولی همه حوادث مقیاس ۱ لزوماً به حالت اضطراری منجر نمی‌شوند.

این مقیاس شامل ۸ معیار می‌باشد که در ادامه توضیح داده می‌شوند.

پ ۱۴-۳-۲-۱- بررسی معیارهای مقیاس ۱

معیارهای زیر در ارتباط با مقیاس ۱ و به ترتیب اولویت در جدول (پ ۱۴-۱۰) ارائه شده است.

جدول پ ۱۴-۱۰: بررسی معیارهای مقیاس در سازمان بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا

تعریف معیار	اولویت/ شماره	کد اختصاری معیار
حوادث روی بار	۱	L1
حوادث منجر به افت فرکانس	۲	F1
حوادث روی عناصر شبکه انتقال	۳	T1
حوادث روی تجهیزات تولید توان	۴	G1
نقض معیار N-1	۵	ON1
نقض استانداردهای ولتاژ	۶	OV1
کمبود ذخیره توان حقیقی	۷	OR1
از دست رفتن ابزارها و تجهیزات	۸	LT1

پ ۱۴-۳-۲-۲- مقیاس ۱، معیارشماره ۱: حوادث روی بار (L1)

شرح:

- کل ناحیه سراسری؛ انرژی تامین نشده بر حسب MWh بعد از قطع بار مصرفی به صورت ۱ تا ۱۰٪ بار تخمین‌زده‌شده دقیقاً قبل از حادثه توسط TSO، در مواردی که حادثه بیش‌تر از ۳ دقیقه ادامه می‌یابد.
- سیستم‌های جزیره‌ای؛ بارزدایی از ۵ تا ۱۵٪ بار در زمان حادثه. حداقل زمانی برای تداوم قطعی وجود ندارد.

[1] Emergency Alert System (EAS) سیستمی جهت هشدار ملی است که برای اولین بار در سال ۱۹۹۴ در آمریکا نصب شد.

omoorepeyman.ir

اظهارات عمومی:

- تخمینی از بار قطع شده (بر حسب MW) و مدت زمان تداوم آن

تخمینی از:

- تولید قطع شده بر حسب مگاوات در بازه‌های زمانی مختلف و مدت زمان تداوم
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی که (انحراف) بزرگ‌تر مساوی آستانه‌های جدول (پ ۱۴-۶) (آستانه‌های فرکانسی (F0)) باشد.
- مقدارذخیره توان حقیقی ثانویه و زمان تداوم آن در صورتی که کمبود ذخیره توان حقیقی تشخیص داده شود.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)
- زمان تداوم حالت هشدار از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت هشدار اعلام شده است.

- اطلاعات عمومی مربوط به تجهیزات تحت تاثیر قرار گرفته به وسیله خرابی اولیه مانند کلیدهای قدرت ۲۲۰ کیلوولت، خطوط هوایی ۳۳۰ کیلوولت، سیستم‌های HVDC، خطوط ارتباطی ۴۰۰ کیلوولت و ترانسفورماتورها
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته، توالی عملکرد بهره‌بردار بازار، محاسبه ظرفیت، ارزیابی امنیت و غیره در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف

پ ۱۴-۳-۲-۳- مقیاس ۱، معیار شماره ۲: حوادث منجر به افت فرکانس (F1)

ماتریس طبقه‌بندی حوادث مربوط به فرکانس در شکل (پ ۱۴-۲) نشان داده شده است.

شرح:

- انحراف فرکانس حالت ماندگار در این معیار قرار می‌گیرد. تمام حوادثی که در بازه جدول (پ ۱۴-۱۱) قرار دارند باید گزارش شوند و در دسته حالت هشدار قرار داده شوند.
- بعد از زمان حالت هشدار اگر انحراف فرکانس بیش از حداکثر انحراف فرکانس حالت ماندگار باشد این حادثه باید در مقیاس ۱ گزارش شود. (F1).
- بعد از زمان بازیابی فرکانس اگر انحراف فرکانس بین ۵۰٪ حداکثر انحراف فرکانس حالت ماندگار ذکر شده در جدول (پ ۱۴-۱۱) باشد این حادثه باید در مقیاس ۱ گزارش شود. (F1).
- بعد از زمان بازیابی فرکانس اگر انحراف فرکانس بیش‌تر از حداکثر انحراف فرکانس حالت ماندگار ذکر شده در جدول (پ ۱۴-۱۱) باشد این حادثه باید در مقیاس ۲ گزارش شود. (F2).
- تمام انحراف فرکانس‌های حالت ماندگار بایستی گزارش شوند حتی اگر تولیدی از دست نرفته است باید دلایل دیگری مانند فعالیت‌های بازار، کمبود ذخیره توان حقیقی و غیره وجود داشته باشد که باید گزارش شوند.

omoorepeyman.ir

جدول پ ۱۴-۱۱: آستانه انحراف فرکانس حالت ماندگار(حالت هشدار) مقیاس ۱

مقیاس ۰- حالت عادی	Baltic	Continental Europe	Great Britain	Ireland	Northern Europe	Isolated System
دامنه فرکانس عادی (میلی‌هرتز)	۵۰	۵۰	۲۰۰	۲۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۵۰٪ حداکثر انحراف فرکانس ماندگار (میلی‌هرتز)	۲۰۰	۱۰۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰
حداکثر انحراف فرکانس ماندگار (میلی‌هرتز)	۴۰۰	۲۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰
زمان بازیابی فرکانس (دقیقه)	۱۵	۱۵	۱۰	۲۰	۱۵	۲۰
زمان شروع حالت هشدار (دقیقه)	۱۰	۵	۱۰	۱۰	۵	۱۰

- انحرافات بیش‌تر از آستانه نیز حادثه تلقی می‌شوند و باید گزارش شوند. آستانه انحراف فرکانس حالت ماندگار مقیاس ۱ در جدول (پ ۱۴-۱۱) نشان داده شده است.

اظهارات عمومی:

اظهارات عمومی زیر باید در گزارش‌دهی و تحلیل حوادث نوشته شوند.

- زمان رخداد و مدت زمان تداوم حادثه
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات که به واسطه‌ی خرابی اولیه تحت تاثیر قرار گرفته‌اند.
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف
- اختلاف بین بار پیش‌بینی شده و تخمین زمان واقعی بار بر حسب مگاوات
- اختلاف بین تولید پیش‌بینی شده و تخمین زمان واقعی تولید بر حسب مگاوات

انحراف فرکانس در بازه مقیاس ۱ جدول (پ ۱۴-۱۱) (± ... میلی هرتز) و زمان مورد نیاز برای بازیابی فرکانس به بازه استاندارد. شمارش زمان از لحظه‌ای که فرکانس از حدود بازه فرکانس استاندارد تجاوز می‌کند، آغاز می‌شود.

تخمینی از:

- بار قطع شده بر حسب مگاوات و مدت زمان تداوم
- تولید قطع شده در بازه‌های زمانی مختلف بر حسب مگاوات
- تغییرات ولتاژ. (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)
- زمان تداوم حالت هشدار از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت هشدار اعلام شده است.
- مقدار ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی و مدت زمان آن در مواردی که علت حادثه کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی تشخیص داده شده است.

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۳-۲-۴- مقیاس ۱، معیار شماره ۳: حوادث روی عناصر شبکه انتقال (T1)

شرح:

- قطع اضطراری دستی یا فرمان قطع نهایی خودکار تجهیزات شبکه ۲۲۰ کیوولت و بالاتر. سایر حوادث و خروج‌ها نیز باید گزارش شوند اگرچه امنیت بهره‌برداری شبکه بعد از اقدامات اصلاحی در محدوده مجاز قرار گیرد و تاثیری روی ظرفیت انتقال در دسترس نداشته باشد.
- برای تجهیزاتی که قابلیت باز- وصل ندارند فرمان قطع زمانی نهایی تلقی می‌شود که بعد از سه دقیقه وصل مجدد انجام نشود.
- فرمان قطع خطوط انتقال زمانی که باز- وصل خودکار موفق رخ دهد گزارش نمی‌شود.
- قطع دستی برنامه‌ریزی شده خطوط انتقال گزارش نمی‌شوند.

اظهارات عمومی:

اظهارات عمومی زیر باید در گزارش‌دهی و تحلیل حوادث رعایت شوند.

- اطلاعات عمومی مربوط به تجهیزات تحت تاثیر قرار گرفته به وسیله خرابی اولیه مانند کلیدهای قدرت ۲۲۰ کیلوولت، خطوط هوایی ۳۳۰ کیلوولت، سیستم‌های HVDC، خطوط ارتباطی ۴۰۰ کیلوولت و ترانسفورماتورها.
- تعداد تجهیزاتی که تحت تاثیر خرابی اولیه قرار گرفته‌اند و مدت زمان قطع نهایی
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته، توالی عملکرد بهره‌بردار بازار، محاسبه ظرفیت و ارزیابی امنیت و غیره در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف
- قطع‌دستی اضطراری انجام شده یعنی تمام کلیدزنی‌های برنامه‌ریزی نشده تجهیزات انتقال بدون توجه به تاثیر آن روی امنیت شبکه
- اقدامات اصلاحی انجام شده

تخمینی از:

- تولید و یا بار قطع شده بر حسب مگاوات در بازه‌های زمانی مختلف و زمان تداوم آن
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)
- زمان تداوم حالت هشدار از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت هشدار اعلام شده است
- مقدار ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی و مدت زمان آن در مواردی که علت حادثه کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی تشخیص داده شده است.
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی که بزرگ‌تر مساوی آستانه‌های مقیاس فرکانسی باشد.

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۳-۲-۵- مقیاس ۱، معیار شماره ۴:حوادث روی تجهیزات تولید توان (G1)

شرح:

کاهش ناخواسته یا قطع تولید توان متصل به شبکه انتقال و یا شبکه توزیع در یک ناحیه با تولید بیش‌تر از آستانه‌های جدول (پ ۱۴-۱۲) در کمتر از ۳۰ دقیقه. جدول (پ ۱۴-۱۲) شامل آستانه‌های تعریف شده برای هر ناحیه می‌شود.

جدول پ ۱۴-۱۲: آستانه حوادث روی تجهیزات تولید– مقیاس ۱

مقیاس ۰- حالت عادی	Baltic	Continental Europe	Great Britain	Ireland	Northern Europe	Isolated System
آستانه‌ها (MW)	از ۴۵۰ تا ۹۰۰	از ۱۵۰۰ تا ۳۰۰۰	از ۱۸۰۰ تا ۳۰۰۰	از ۵۰۰ تا ۸۵۰	از ۱۵۰۰ تا ۳۰۰۰	بیشتر از بزرگترین واحد در سیستم

- اگر حادثه‌ای در تجهیزات تولید توان موجب شود تا واحد توان تزریقی برنامه‌ریزی‌شده به شبکه را با نرخ ثابتی کاهش دهد و به آستانه‌ها برسد باید گزارش شود. در حقیقت این نوع کاهش نیازمند بازیابی و کنترل مشابه دارد و باید مانند قطع میزان مشخصی توان با آن رفتار کرد.
- در صورتی که در ۳۰ دقیقه، از دست رفتن تولید به آستانه برسد آن‌گاه باید گزارش شود. اگر معیار بلافاصله حاصل شد باید گزارش شود حتی اگر کمتر از ۳۰ دقیقه تدوام داشته باشد.

اظهارات عمومی

- تخمینی از تولید قطع شده در بازه‌های زمانی مختلف بر حسب مگاوات و مدت زمان تداوم.
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه.
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف.

تخمینی از:

- بارهای قطع‌شده برحسب مگاوات و مدت زمان تداوم.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی (میزان و درصد) و مدت زمان آن.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم).
- زمان تداوم حالت هشدار از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت هشدار اعلام شده است.
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی که بزرگ‌تر مساوی آستانه‌های فرکانسی مقیاس ۰ باشد.

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۳-۲-۶- مقیاس ۱، معیار شماره ۵: کاهش در شرایط بهره‌برداری- نقض معیار N-1 (ON1)

شرح:

- حتی بعد از اقدامات اصلاحی، حداقل یکی از حوادث موجود لیست حوادث محتمل می‌تواند منجر به انحراف از قیود امنیتی بهره‌برداری شود.
- اگر بعد از حادثه سیستم انتقال با معیار N-1 سازگار نباشد، TSO باید در حداقل زمان قابل انجام اقدامات اصلاحی را برای تطابق با معیار N-1 آغاز کند. عدم تطابق با معیار N-1 در موارد زیر قابل پذیرش است:
  - در حین زمان توالی کلیدزنی
  - مادامی که توالی محلی از حوادث در ناحیه تحت مسئولیت TSO وجود دارد.
  - در بازه زمانی مورد نیاز جهت انجام اقدامات اصلاحی
- این معیار برای سیستم‌های جزیره‌ای به‌کار گرفته نمی‌شود.

اظهارات عمومی:

- شرح وضعیت N-1. (تجهیزات انتقال تحت‌تاثیر قرارگرفته، اقدامات اصلاحی و غیره)

اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه.

شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف.

- مدت زمان نقض معیار N-1.

تخمینی از:

- تولید و یا بار قطع‌شده برحسب مگاوات و مدت زمان تداوم در صورتی که شامل حوادث G1 و L1 نشوند.
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی که بزرگ‌تر مساوی آستانه‌های مقیاس فرکانسی باشد.
- تغییرات ولتاژ. (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)
- زمان تداوم حالت هشدار از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت هشدار اعلام شده است.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی (میزان و درصد) و مدت زمان آن

پ ۱۴-۳-۲-۷- مقیاس ۱، معیار شماره ۶: کاهش در شرایط بهره‌برداری- ولتاژ (OV1)

شرح:

- ولتاژ حالت ماندگار شین‌های شبکه بیش از ۱۵ دقیقه خارج از بازه تعریف شده در جدول‌های (پ ۱۴-۸) و (پ ۱۴-۹) باشد. این معیار برای سیستم‌های جزیره‌ای به‌کار گرفته نمی‌شود.

اظهارات عمومی:

- شرح وضعیت (تجهیزات انتقال تحت‌تاثیر قرارگرفته، اقدامات اصلاحی)

omoorepeyman.ir

- اطلاعات عمومی مربوط به تجهیزات تحت تاثیر قرار گرفته به وسیله خرابی اولیه مانند کلیدهای قدرت ۲۲۰ کیلوولت، خطوط هوایی ۳۳۰ کیلوولت، سیستم‌های HVDC، خطوط ارتباطی ۴۰۰ کیلوولت و ترانسفورماتورها.
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف.

تخمینی از:

- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)
- تولید قطع‌شده (از دست رفته) بر حسب مگاوات در صورتی که شامل حوادث مقیاس ۱ روی بازه تجهیزات تولید توان نیست (G1) و یا بار قطع شده در صورتی که شامل حوادث شامل حوادث مقیاس ۱ بار (L1) نشود.
- زمان تداوم حالت هشدار از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت هشدار اعلام شده است.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی (میزان و درصد) و مدت زمان آن.
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی که بزرگ‌تر مساوی آستانه‌های فرکانسی مقیاس ۰ (F0) باشد.

پ ۱۴-۳-۲-۸- مقیاس ۱، معیار شماره ۷: کاهش در شرایط بهره‌برداری- کمبود ذخیره توان حقیقی (OR1)

- کمبود بیش‌تر از ۲۰٪ ظرفیت ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانس در هر ناحیه برای بیش از ۳۰ دقیقه باید گزارش شود. این معیار در همه ناحیه سراسری و سیستم‌های جزیره‌ای به‌کار گرفته می‌شود. در صورتی که کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانس برطرف شد، TSO نباید کمبود موقت ذخیره توان حقیقی را گزارش کند.
- تعداد حوادث منجر به کاهش شرایط بهره‌برداری سیستم به‌دلیل کمبود ذخیره توان حقیقی

اظهارات عمومی:

- تخمینی از کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانس و مدت زمان کمبود.
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه.
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه در بازه‌های زمانی مختلف.

تخمینی از:

- تولید از دست رفته برحسب مگاوات و مدت زمان تداوم در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی که شامل معیارهای G1 و L1 نباشد.

omoorepeyman.ir

- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی‌که بزرگ‌تر مساوی آستانه‌های فرکانسی مقیاس ۰ باشد.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)
- زمان تداوم حالت هشدار از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت هشدار اعلام شده است.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی (میزان و درصد) و مدت زمان آن.

پ ۱۴-۳-۲-۹- مقیاس ۱، معیار شماره ۸: کاهش در شرایط بهره‌برداری- از دست دادن ابزار و تجهیزات (LT1)

شرح:

اگر TSO بیش‌تر از ۳۰ دقیقه یکی یا بیش‌تر از تجهیزات را از دست دهد آن‌گاه باید گزارش داده شود. در صورتی که همه ابزارها و تجهیزات از دست رفته باشند حادثه باید در مقیاس ۲ و معیار شماره ۷ گزارش شود. این ابزارها و تجهیزات عبارتند از:

- ابزارها و تجهیزات مربوط به پایش حالت سیستم انتقال شامل برنامه‌های تخمین حالت و سیستم هشدار اضطراری.
- ابزارهای کنترل کلیدهای قدرت و قطع‌کننده‌ها.
- ابزارهای ارتباط با مراکز کنترل سایر TSO ها.
- ابزارهای تحلیل امنیت بهره‌برداری.

اظهارات عمومی:

- آیا حالت هشدار اعلام شده و اگر اعلام شده، مدت زمان آن چقدر بوده است.
- منشاء حادثه (خطای نرم‌افزار، خرابی سخت‌افزار، و غیره)
- لیست اقداماتی که برای مقابله با حادثه انجام شده است.
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع ابزار و تجهیزات تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف.

پ ۱۴-۳-۳- ملاحظات مقیاس ۲

مقیاس ۲ به حوادث منطقه‌ای ناحیه گسترده (حوادث بسیط) اختصاص دارد. حوادثی که ناحیه سراسری را پوشش می‌دهد و یا فراتر از مسئولیت نواحی است. خرابی اولیه ممکن است منجر به موارد زیر شود:

- کاهش کفایت سیستم با ضرورت انجام حداقل یکی از اقدامات طرح دفاعی سیستم

omoorepeyman.ir

- حوادث بهره‌برداری در ابعاد منطقه‌ای با نقض معیار N-1 یا بارزدایی گزارش شده روی حداقل دو بهره‌بردار سیستم انتقال.

در صورتی که یک بهره‌بردار سیستم انتقال در سیستم هشدار اضطراری، اعلان وضعیت اضطراری نماید، این اعلان باید بر مبنای معیارهای مقیاس ۲ باشد.

این مقیاس شامل ۷ اولویت می‌شود که در ادامه توضیح داده می‌شود.

پ ۱۴-۳-۳-۱- بررسی معیارهای مقیاس ۲

معیارهای مربوط به مقیاس ۲ به ترتیب اولویت در جدول (پ ۱۴-۱۳) ارائه شده است.

جدول پ ۱۴-۱۳: بررسی اجمالی معیارهای مقیاس ۲

تعریف معیار	اولویت/ شماره	کد اختصاری معیار
حوادث روی بار	1	L2
حوادث منجر به افت فرکانس	۲	F2
حوادث روی عناصرشبکه انتقال	۳	T2
حوادث روی تجهیزات تولید توان	۴	G2
نقض معیار N	۵	ON2
جدایی از شبکه	۶	RS2
از دست رفتن ابزارها و تجهیزات	۷	LT2

پ ۱۴-۳-۳-۲- مقیاس ۲، معیار شماره ۱: حوادث روی بار (L2)

شرح:

- کل ناحیه سراسری؛ انرژی تامین نشده (MWh) بعد از قطع بار به صورت ۱۰٪ تا ۵۰٪ بار تخمین زده‌شده بر حسب MW، توسط TSO دقیقاً قبل از حادثه در مواردی که حادثه بیش‌تر از ۳ دقیقه ادامه می‌یابد.
- سیستم‌های جزیره‌ای؛ بارزدایی از ۱۵٪ تا ۷۰٪ مقدار نامی بار در زمان حادثه. حداقل زمانی برای تداوم قطعی وجود ندارد.

اظهارات عمومی:

- تخمینی از بار قطع شده (برحسبMW) و مدت زمان تداوم آن
- لیستی از اقداماتی که برای مقابله با حادثه صورت گرفته است.
- اطلاعات عمومی مربوط به تجهیزات تحت تاثیر قرار گرفته به وسیله خرابی اولیه مانند کلیدهای قدرت ۲۲۰ کیلوولت، خطوط هوایی ۳۳۰ کیلوولت، سیستم‌های HVDC، خطوط ارتباطی ۴۰۰ کیلوولت و ترانسفورماتورها.

omoorepeyman.ir

- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته، توالی عملکرد بهره‌بردار بازار، محاسبه ظرفیت توان حقیقی، ارزیابی امنیت و غیره در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف.

تخمینی از:

- تولید قطع شده بر حسب مگاوات در بازه‌های زمانی مختلف و مدت زمان تداوم.
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف (انحراف و زمان تداوم).
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانس (مقدار و درصد) و زمان تداوم کمبود.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم).
- زمان تداوم حالت اضطراری از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت اضطراری گزارش شده است.

پ ۱۴-۳-۳-۳- مقیاس ۲، معیار شماره ۲: حوادث منجر به افت فرکانس (F2)

شرح:

- تمام حوادثی که در جدول (پ ۱۴-۱۴) قرار دارند باید گزارش شوند و در دسته حالت اضطراری قرار داده شوند.
- بعد از زمان بازیابی فرکانس اگر انحراف فرکانس بیش‌تر از حداکثر انحراف فرکانس حالت ماندگار ذکر شده در جدول (پ ۱۴-۱۴) باشد این حادثه باید در مقیاس ۲ گزارش شود. (F2).

تمام انحراف فرکانس‌های حالت ماندگار بایستی گزارش شوند حتی اگر تولیدی از دست نرفته است باید دلایل دیگری مانند فعالیت‌های بازار، کمبود ذخیره توان حقیقی و غیره وجود داشته باشد که باید گزارش شوند. انحرافات بیش‌تر از آستانه نیز حادثه تلقی شده و باید گزارش شوند. آستانه انحراف فرکانس حالت ماندگار مقیاس ۲ در جدول (پ ۱۴-۱۴) نشان داده شده است.

جدول پ ۱۴-۱۴: آستانه انحراف فرکانس حالت ماندگار (حالت اضطراری) مقیاس ۲

مقیاس ۰- حالت عادی	Baltic	Continental Europe	Great Britain	Ireland	Northern Europe	Isolated System
حداکثر انحراف فرکانس ماندگار (میلی‌هرتز)	>۴۰۰	>۲۰۰	>۵۰۰	>۵۰۰	>۵۰۰	>۵۰۰
زمان بازیابی فرکانس (دقیقه)	۱۵	۱۵	۱۰	۲۰	۱۵	۲۰

اظهارات عمومی:

اظهارات عمومی زیر باید در گزارش‌دهی و تحلیل حوادث رعایت شوند.

- زمان رخداد و مدت زمان تداوم حادثه

omoorepeyman.ir

- انحراف فرکانس در بازه مقیاس ۲ و در جدول (۱-۱۴) (± ... میلی هرتز) و زمان مورد نیاز برای بازیابی فرکانس به بازه فرکانس استاندارد. شمارش زمان از لحظه‌ای که فرکانس از حدود بازه فرکانس استاندارد تجاوز می‌کند، آغاز می‌شود.

تخمینی از:

- تولید و بار قطع شده بر حسب مگاوات و مدت زمان تداوم در صورتی که شامل حوادث G2 و L2 نشود.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانس (مقدار و درصد) و زمان تداوم کمبود
- زمان تداوم حالت اضطراری از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت اضطراری گزارش شده است.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)

- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات که به واسطه‌ی خرابی اولیه تحت تاثیر قرار گرفته‌اند.
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف

پ ۱۴-۳-۳-۴- مقیاس ۲، معیار شماره۳: حوادث روی عناصر شبکه انتقال (T2)

شرح:

- قطع اضطراری دستی یا فرمان قطع نهایی خودکار تجهیزات شبکه (شامل سیستم‌های HVDC). سایر حوادث و خروج‌هایی که در دسته‌بندی حوادث محتمل با توالی ناحیه گسترده روی شبکه سراسری و یا سطح مناطق قرار نمی‌گیرند و نیازمند انجام حداقل یکی از اقدامات طرح دفاعی سیستم است نیز باید گزارش شوند.

این معیار برای سیستم‌های جزیره‌ای به‌کار گرفته نمی‌شود.

اظهارات عمومی:

اظهارات عمومی زیر باید در گزارش‌دهی و تحلیل حوادث رعایت شوند:

- اطلاعات عمومی مربوط به تجهیزات تحت تاثیر قرار گرفته به وسیله خرابی اولیه، مانند کلیدهای قدرت ۲۲۰ کیلوولت، خطوط هوایی ۳۳۰ کیلوولت، سیستم‌های HVDC، خطوط ارتباطی ۴۰۰ کیلوولت و ترانسفورماتورها
- تعداد تجهیزاتی که تحت تاثیر خرابی اولیه قرار گرفته‌اند و مدت زمان قطع نهایی
- لیستی از اقدامات طرح دفاعی سیستم که برای مقابله با حادثه صورت گرفته است.
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته، توالی عملکرد بهره‌بردار بازار، محاسبه ظرفیت توان حقیقی، ارزیابی امنیت و غیره در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف.
- قطع دستی اضطراری انجام شده یعنی تمام کلیدزنی‌های برنامه‌ریزی نشده تجهیزات انتقال بدون توجه به تاثیر آن روی امنیت شبکه

تخمینی از:

omoorepeyman.ir

- تولید و یا بار قطع شده بر حسب مگاوات در بازه‌های زمانی مختلف و زمان تداوم آن در صورتی که شامل حوادث G3 و L2 نشود.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)
- زمان تداوم حالت هشدار از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت هشدار اعلام شده است.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی (مقدار و درصد) و مدت زمان تداوم کمبود.
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف (انحراف و تداوم) در صورتی‌که شامل معیار F2 نشود.

پ ۱۴-۳-۳-۵- مقیاس ۲، معیار شماره ۴: حوادث روی تجهیزات تولید توان (G2)

شرح:

کاهش ناخواسته یا قطع تولید توان متصل به شبکه انتقال و یا شبکه توزیع در یک ناحیه با تولید بیش‌تر از آستانه‌های جدول (پ ۱۴-۱۵) در کمتر از ۳۰ دقیقه. در جدول (پ ۱۴-۱۵) آستانه‌های تعریف شده برای هر ناحیه نوشته شده است.

اظهارات عمومی

- تخمینی از تولید قطع شده در بازه‌های زمانی مختلف بر حسب مگاوات و مدت زمان تداوم.
- لیستی از اقدامات طرح دفاعی سیستم که برای مقابله با حادثه صورت گرفته است.
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه.
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف.

تخمینی از:

- بارهای قطع‌شده برحسب مگاوات و مدت زمان تداوم در صورتی که شامل معیار L2 نباشد.
- زمان تداوم حالت هشدار از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت هشدار اعلام شده است.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی‌که بزرگ‌تر مساوی آستانه‌های فرکانسی مقیاس ۲ باشد.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی (میزان و درصد) و مدت زمان آن.

جدول پ ۱۴-۱۵: آستانه حوادث روی تجهیزات تولید- مقیاس ۲

مقیاس ۰- حالت عادی	Baltic	Continental Europe	Great Britain	Ireland	Northern Europe	Isolated system
آستانه‌ها	> ۹۰۰	> ۳۰۰۰	> ۳۰۰۰	> ۸۵۰	> ۳۰۰۰	بیشتر از بزرگترین

omoorepeyman.ir

واحد در سیستم						(MW)

پ ۱۴-۳-۳-۶- مقیاس ۲، معیار شماره ۵: کاهش در شرایط بهره‌برداری- نقض معیار N (ON2)

شرح:

بعد از اقدامات اصلاحی، حداقل یک انحراف ناحیه گسترده از قیود امنیتی بهره‌برداری وجود دارد.

این معیار برای سیستم‌های جزیره‌ای به‌کار گرفته نمی‌شود.

اظهارات عمومی

- شرح وضعیت N. (تجهیزات انتقال تحت‌تاثیر قرارگرفته، اقدامات اصلاحی و غیره)
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات انتقال تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه مانند کلیدهای قدرت ۲۲۰ کیلوولت، خطوط هوایی ۳۳۰ کیلوولت، سیستم‌های HVDC، خطوط ارتباطی ۴۰۰ کیلوولت و ترانسفورماتورها.
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف.

تخمینی از:

- تولید و یا بار قطع‌شده برحسب مگاوات و مدت زمان تداوم در صورتی که شامل حوادث G2 و L2 نشوند.
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی که شامل حوادث F2 نشوند.
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم).
- زمان تداوم حالت اضطراری از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت اضطراری اعلام شده است.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی (میزان و درصد) و مدت زمان آن.

پ ۱۴-۳-۳-۷- مقیاس ۲، معیار شماره ۶: کاهش قابلیت‌اطمینان- جدایی از شبکه (RS2)

شرح:

حوادثی که منجر به جدایی بخش قابل توجهی از شبکه می‌شوند. از جمله حداقل یک ناحیه که تحت مسئولیت یک بهره‌بردار سیستم انتقال باشد.

این معیار برای سیستم‌های جزیره‌ای به‌کار گرفته نمی‌شود.

اظهارات عمومی

- شرح جدایی از شبکه (تعداد پست‌ها، تخمین بار و تولید جدا شده بر حسب مگاوات)
- لیستی از اقدامات طرح دفاعی سیستم که برای مقابله با حادثه صورت گرفته است.
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات انتقال تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه

omoorepeyman.ir

- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف
- زمان تداوم جدا بودن از شبکه

تخمینی از:

- بار قطع‌شده برحسب مگاوات و مدت زمان تداوم در صورتی که شامل حوادث L2 نشوند.
- زمان تداوم حالت اضطراری از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت اضطراری اعلام شده است.
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی که شامل حوادث F2 نشوند.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانسی (میزان و درصد) و مدت زمان آن
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)

پ ۱۴-۳-۳-۸- مقیاس ۲، معیار شماره ۷: از دست دادن ابزار و تجهیزات (LT2)

شرح:

TSO بیش‌تر از ۳۰ دقیقه همه ابزارها و تجهیزات را از دست داده باشد. در صورتی که همه ابزارها و تجهیزات از دست رفته باشد، حادثه باید در مقیاس ۲ و معیار شماره ۷ گزارش شود. ابزارها و تجهیزات عبارتند از:

- ابزارها و تجهیزات مربوط به پایش حالت سیستم انتقال شامل: برنامه‌های تخمین حالت و سیستم هشدار اضطراری.
- ابزارهای کنترل کلیدهای قدرت و قطع‌کننده‌ها
- ابزارهای ارتباط با مراکز کنترل سایر TSO ها
- ابزارهای تحلیل امنیت بهره‌برداری

اظهارات عمومی:

- زمان تداوم حالت اضطراری از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت اضطراری اعلام شده است.
- منشاء حادثه (خطای نرم‌افزار، خرابی سخت‌افزار، و غیره)
- لیست اقداماتی که برای مقابله با حادثه انجام شده است.
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات انتقال تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته و یا توالی عملکرد بهره‌بردار بازار در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف

تخمینی از:

omoorepeyman.ir

- بار قطع‌شده برحسب مگاوات و مدت زمان تداوم در صورتی که شامل حوادث L2 نشوند.
- انحراف فرکانس در بازه‌های زمانی مختلف در صورتی که شامل حوادث F2 نشوند.
- کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانس (میزان و درصد) و مدت زمان آن
- تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)

پ ۱۴-۳-۴- ملاحظات مقیاس ۳

مقیاس ۳ به حوادث ناحیه گسترده بزرگ اختصاص دارد. که بعد از رخداد حادثه سیستم در حالت خاموشی سراسری[1] است. مقیاس ۳ فقط شامل یک معیار می‌شود که خاموشی سراسری است. (OB3)

شرح:

- حداقل یک TSO باید حالت خاموشی سراسری را اعلام کند.
- این معیار برای سیستم‌های جزیره‌ای به‌کارگرفته نمی‌شود.

یا:

- برای نواحی بهم‌پیوسته: از دست دادن بیش از ۵۰٪ بار تخمین‌زده شده در ناحیه تحت مسئولیت، قبل از زمان حادثه یا انحراف ولتاژ سراسری در سیستم که بیش از ۳ دقیقه ادامه داشته باشد.
- برای سیستم‌های جزیره‌ای: ۷۰٪ بارزدایی در زمان حادثه و یا خاموش‌کردن تمام واحدها.

اظهارات عمومی:

- شرح فروپاشی شبکه. (تعداد پست‌ها، تخمینی از بار و تولید قطع‌شده بر حسب مگاوات)
- لیست اقداماتی که برای مقابله با حادثه انجام شده است.

اطلاعات عمومی:

- تخمینی از مقدار ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانس و مدت زمانی که کمبود ذخیره توان حقیقی برای بازیابی فرکانس شناسایی شده است. (در صورتی که اطلاعات در دسترس باشد)
- زمان تداوم حالت خاموشی سراسری از زمانی که در سیستم هشدار اضطراری، حالت خاموشی سراسری اعلام شده است.
- اطلاعات عمومی مربوط به تعداد و نوع تجهیزات انتقال تحت تاثیر قرارگرفته به وسیله خرابی اولیه مانند کلیدهای قدرت ۲۲۰ کیلوولت، خطوط هوایی ۳۳۰ کیلوولت، سیستم‌های HVDC، خطوط ارتباطی ۴۰۰ کیلوولت و ترانسفورماتورها.
- شرح ظرفیت انتقال تحت تاثیر قرار گرفته، توالی عملکرد بهره‌بردار بازار، محاسبات ظرفیت و ارزیابی امنیت و غیره در هر منطقه و در بازه‌های زمانی مختلف.

[1] Blackout

omoorepeyman.ir

- بررسی اجمالی پاسخ سیستم:
  - شرح پاسخ فرکانسی (انحراف و زمان تداوم) در بازه‌های زمانی مختلف و قبل از فروپاشی شبکه
  - شرح تغییرات ولتاژ (سطح ولتاژ، مکان، انحراف و زمان تداوم)
  - تخمینی از تولید قطع شده در بازه‌های زمانی مختلف بر حسب مگاوات (در صورتی که اطلاعات در دسترس باشد)

در صورتی که علت حادثه اختلاف غیرمنتظره بین بار و تولید پیش‌بینی‌شده باشد آن‌گاه این معیار باید گزارش شود.

پ ۱۴-۴- گزارش‌های سالیانه حوادث سراسر اروپا

دسته‌بندی حوادث سراسر اروپا بر حسب مقیاس‌های بررسی شده، به ENTSO-E و بهره‌برداران سیستم انتقال این اجازه را می‌دهد تا حوادث هر سال را تحلیل‌های آماری و کیفی بررسی نموده و عملکرد بهره‌برداران سیستم را رتبه‌بندی کنند. این امر یک فرصت مناسب برای بهره‌بردار و اپراتورهای نواحی بهم‌پیوسته و سیستم‌های جزیره‌ای فراهم می‌کند تا اشکالات مهم در شبکه و ابزارهای رفع آن‌ها را شناسایی کنند. لذا گزارش‌های سالیانه حداقل باید شامل موارد زیر باشد. این گزارش‌های سالیانه حوادث در تارنمای ENTSO-E منتشر خواهد شد [۸۶]. این گزارش شامل حداقل اطلاعات زیر است:

- هر یک از شش بهره‌بردار انتقال شبکه اروپا، باید شاخص‌های کارایی در ناحیه مربوط به خود را طبق مقدار آستانه‌های سطوح ۱ الی ۳ گزارش دهند.
- شرح دلایل قرارگرفتن حوادث در مقیاس ۲ و ۳.
- تعداد حوادثی که شامل موارد لیست حوادث محتمل می‌باشد و منجر به کاهش شرایط بهره‌برداری سیستم شده است.

پ ۱۴-۴-۱- شاخص‌های کارایی

شاخص‌های کارایی به دو بخش شاخص‌های بهره‌برداری و شاخص‌های برنامه‌ریزی تقسیم می‌شوند.

پ ۱۴-۴-۱-۱- کدهای عملیاتی امنیت بهره‌برداری شبکه[1]

۱۱ کد برای نشان دادن شاخص عملکرد امنیت شبکه در حال بهره‌برداری در گزارش‌های سالیانه حوادث شبکه استفاده می‌شود. این کدها بر طبق مقیاس‌بندی حوادث تهیه شده‌اند و عبارتند از:

- تعداد فرمان‌های قطع برای عناصر شبکه انتقال (کد OS-A)
- تمام فرمان‌های قطع (خروج) در هنگام رخداد حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳ باید محاسبه شود.

[1] Operational security network code

omoorepeyman.ir

- تعداد فرمان‌های قطع برای تجهیزات تولید توان در سال (کد OS-B)
- تمام فرمان‌های قطع (خروج) در هنگام رخداد حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳ باید محاسبه شود.
- انرژی قطع‌شده تجهیزات بار در سال (کد OS-C)
- تمام قطعی بارهای مصرفی در هنگام رخداد حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳ باید محاسبه شود.
- تداوم زمانی حالات بهره‌برداری به جز حالت عادی (کد OS-D)
- مدت زمانی که یک اپراتور سیستم انتقال در حالت‌های هشدار، اضطراری، خاموشی سراسری و یا بازیابی سیستم قرار دارد باید محاسبه شود.
- زمان تداوم و تعداد حوادثی که در آن، کمبود ذخیره توان حقیقی تشخیص داده شده است (کد OS-E)
- مدت زمانی که تحت هر یک از حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳، کمبود ذخیره توان وجود داشته باشد باید محاسبه شود.
- مدت زمان انحراف ولتاژ و تجاوز از آستانه‌های مجاز آن در شرایط اضطراری (کد OS-F)
- مدت زمانی که تحت هر یک از حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳، ولتاژ سیستم ار حد مجاز خود عبور کند باید به درستی محاسبه شود.
- تعداد حوادثی که فرکانس در نواحی بهم‌پیوسته سنکرون از حد مجار خود تجاوز کند (کد OS-G1)
- تعداد حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳ که فرکانس سیستم از حد مجاز خود عبور کند باید محاسبه شود.
- مدت زمانی که فرکانس در نواحی بهم‌پیوسته سنکرون از حد مجار خود تجاوز کند (کد OS-G2)
- مدت زمانی که تحت حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳، فرکانس سیستم از حد مجاز خود عبور کند باید محاسبه شود.
- تعداد جزیره‌ای شدن‌های سیستم یا خاموشی سراسری محلی (کد OS-H)
- تعداد حوادث مقیاس‌های ۲ و ۳ که منجر به جزیره‌ای شدن و یا خاموشی محلی می‌شود باید محاسبه شود.
- تعداد خاموشی‌های سراسری که در آن حداقل دو TSO درگیر شده‌اند (کد OS-I)
- تعداد حوادث کد OB3 باید محاسبه شود.

بر این اساس، شاخص کارایی امنیت بهره‌برداری هر یک از اپراتورهای انتقال شبکه اروپا محاسبه شده و در گزارش سالیانه ارائه می‌شود. به عنوان مثال گزارش این شاخص‌ها در نواحی سنکرون‌شده شبکه اروپا در گزارش سالیانه‌ی ۲۰۱۳، در جدول (پ ۱۴-۱۶) نشان داده شده است.

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۴-۱-۲- کدهای برنامه‌ریزی و زمان‌بندی عملیاتی شبکه[1]

۵ کد برای نشان دادن کارایی برنامه‌ریزی و زمان‌بندی عملیاتی شبکه در گزارش‌های سالیانه حوادث شبکه استفاده می‌شود. این کدها بر طبق مقیاس‌بندی حوادث تهیه شده و عبارتند از:

جدول پ ۱۴-۱۶: گزارش سالیانه‌ی شاخص‌های کارایی امنیت عملکرد و بهره‌برداری شبکه اروپا در سال ۲۰۱۳

شاخص	Baltic	Continental Europe	Great Britain	Ireland	Nordic
OS-A	۴	۱۹	۶	۷	۱۰
OS-B	۰	۰	۰	۰	۰
OS-C	۰	۰	۰	۱۰۳/۱ MWh	۰
OS-D	۰	۲۸۶۰۰	۴	۱۴	۵۴۰
OS-E	۰	۷۰۵	۰	۰	۰
OS-F	۰	۰	۰	۰	۱
OS-G1	۰	۱	۰	۱	۰
OS-G2	۰	۳۶	۰	۱۴	۰
OS-H	۰	۰	۰	۰	۰
OS-I	۰	۰	۰	۰	۰

- تعداد حوادثی که در لیست پیشامدهای ممکن شبکه وجود دارد و منجر به کاهش شرایط عملکرد و بهره‌برداری شبکه می‌شود (کد OPS-1A)
  - این شاخص با محاسبه مجموع تمام حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳، با از دست دادن حداقل یک تجهیز شبکه انتقال، محاسبه می‌شود.
- بخشی از حوادث قرار گرفته در OSP-1A، که کاهش شرایط بهره‌برداری شبکه در نتیجه مصرف غیرمنتظره و یا تولید توان پیش‌بینی نشده غیرمنتظره ایجاد می‌شود (کد OSP-1B)
  - این شاخص با محاسبه مجموع تمام حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳، با اولویت از دست دادن حداقل یک تجهیز شبکه انتقال و معیار OR1 محاسبه می‌شود.
- تعداد حوادثی که در لیست پیشامدهای شبکه قرار ندارد و منجر به کاهش شرایط بهره‌برداری می‌شود (کد OSP-2A)
  - این شاخص با محاسبه مجموع تمام حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳، با از دست دادن حداقل یک تجهیز شبکه انتقال، محاسبه می‌شود.

[1] Operational planning and scheduling network code

omoorepeyman.ir

- بخشی از حوادث قرار گرفته در OSP-2A، که کاهش شرایط بهره‌برداری شبکه در نتیجه مصرف غیرمنتظره و یا تولید توان پیش‌بینی نشده غیرمنتظره ایجاد می‌شود (کد OSP-2B)
  - این شاخص با محاسبه مجموع تمام حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳، با اولویت از دست دادن حداقل یک تجهیز شبکه انتقال و معیار OR1 محاسبه می‌شود.
- تعداد حوادثی که به دلیل کمبود ذخیره تولید، منجر به کاهش شرایط بهره‌برداری سیستم می‌شود (کد OPS-3)
  - این شاخص با محاسبه مجموع تمام حوادث مقیاس‌های ۱، ۲ و ۳، همراه با کمبود ذخیره توان و با اولویت معیار OR1 محاسبه می‌شود.

بر این اساس، شاخص کارایی امنیت بهره‌برداری هر یک از اپراتورهای انتقال شبکه اروپا محاسبه شده و در گزارش سالیانه ارائه می‌شود. به عنوان مثال گزارش این شاخص‌ها در نواحی سنکرون‌شده شبکه اروپا در گزارش سالیانه ۲۰۱۳، در جدول (پ ۱۴-۱۷) نشان داده شده است.

جدول پ ۱۴-۱۷: گزارش سالیانه شاخص‌های کارایی برنامه‌ریزی و زمان‌بندی عملیاتی شبکه اروپا در سال ۲۰۱۳

شاخص	Baltic	Continental Europe	Great Britain	Ireland	Nordic
OPS-1A	۴	۱۶	۴	۰	۲
OPS-1B	۰	۰	۰	۰	۰
OPS-2A	۰	۱	۱	۱	۴
OPS-2B	۰	۰	۰	۰	۰
OPS-3	۰	۵	۰	۰	۰

پ ۱۴-۵- تحلیل حوادث

در زمان رخداد حادثه، بدون توجه اینکه حادثه در چه مقیاسی است بایستی اطلاعات ضروری برای پاسخ سریع سیستم فراهم شود. به همین دلیل ENTSO-E تصمیم دارد برای تحلیل جامع حوادث، اطلاعات زیر را در آینده با فراهم نمودن بسترهای لازم، جمع‌آوری کند و در اختیار بهره‌برداران شبکه انتقال دهد [۸۵ و ۸۶]:

- دسته‌بندی حوادث با تاثیر زیاد و کم بر روی سیستم جهت تفکیک مسائل مهم و کلیدی
- ارتباط بین بهره‌برداران سیستم انتقال با تعریف سازمان‌های مناسب جهت تسهیل راه همکاری
- همکاری در تجربیات اخذ شده در فرایند ارزیابی

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۵-۱- تحلیل اضافی بعد از حادثه[1] و گزارش‌های مشروح

در مواردی گزارش‌های ثبت شده در فرم‌های گزارش برای ارزیابی کامل پاسخ سیستم کافی نیست؛ لذا برای تعیین دقیق مقیاس حادثه، تحلیل‌های اضافی بعد از حادثه امری حیاتی است. هدف اصلی از این کار این است که تضمین کند همه حوادثی که تاثیر چشم‌گیری روی یکپارچگی بهره‌برداری سیستم بهم‌پیوسته دارد، تحلیل شده است [۸۵ و ۸۶].

هدف فرایند تحلیل اضافی تعریف موارد زیر می‌باشد:

- معیارهای توافق‌شده جهت تحلیل بعد از حادثه تعیین شود.
- اطلاعات مورد نیاز برای انجام تحلیل بعد از حادثه تهیه شود.
- مواردی که باید در تحلیل اضافی بعد از حادثه به آن‌ها پرداخته شود.
- سازمان‌هایی که باید به تحلیل بعد از حادثه بپردازند.

پ ۱۴-۵-۱-۱- حوادث مقیاس ۰

این حوادث تاثیر خیلی کمی روی قابلیت‌اطمینان سیستم دارند، لذا اجباری برای انجام تحلیل این حوادث وجود ندارد. گزارش حوادث مقیاس ۰ برای تحلیل‌های آماری ENTSO-E و اهداف داخلی هر TSO استفاده می‌شود.

پ ۱۴-۵-۱-۲- حوادث مقیاس ۱

حوادث مقیاس ۱ تاثیر چشم‌گیری روی یکپارچگی بهره‌برداری سیستم بهم‌پیوسته ندارند و نیاز به انجام تحلیل اضافی بعد از حادثه نیست و فقط در مواردی ضروری است که به مسئله تصمیم‌گیری یک TSO یا یک ناحیه بهره‌برداری مربوط است.

پ ۱۴-۵-۱-۳- حوادث مقیاس ۲ و ۳

همه حوادث مقیاس ۲ و ۳ بایستی با رویه‌ی زیر تحلیل شوند:

- یک گزارش مشروح در یک هیئت متخصص متشکل از نمایندگان بهره‌برداران سیستم انتقال بایستی آماده شود.

پ ۱۴-۶- فرایند بررسی حوادث مقیاس ۲ و ۳ و تهیه گزارش مشروح آن‌ها

فرایند بررسی حوادث مقیاس ۲ و ۳ به شرح زیر است [۸۵].

omoorepeyman.ir

[1] Ex-post Analysis

پ ۱۴-۶-۱- انتصاب هیئت متخصص

یک هیئت متخصص برای انجام تحلیل بعد از حادثه بر مبنای اهداف تعیین شده توسط نمایندگان TSO باید انتصاب شوند.

هیئت متخصص شامل افرادی از بهره‌بردار سیستم انتقالی خواهد بود که تحت تاثیر حادثه قرار گرفته‌اند.

جهت تضمین بی‌طرف بودن، رهبری این هیئت بر عهده بهره‌بردار سیستم انتقال یکی از نواحی خواهد بود که درگیر حادثه نشده است.

پ ۱۴-۶-۲- جمع‌آوری اطلاعات

جهت انجام تحلیل‌های مربوطه، هیئت متخصص باید اطلاعات را جمع‌آوری کند. برای این کار یک فرم توسط هیئت متخصص در اختیار TSO ها قرار می‌گیرد که شامل موارد زیر است:

- اطلاعات مربوط به شرایط سیستم قبل از رخداد حادثه (پیش‌بینی تراکم روز قبل و یا دو روز قبل)
- تصاویر زمان- واقعی از شبکه.
- اطلاعات اندازه‌گیری‌شده توسط SCADA و سیستم‌های پایش نصب‌شده در پست‌ها. (سیستم‌های حفاظت، اتوماسیون SPS و PMU ها)
- اطلاعات و داده‌های ضروری.

پ ۱۴-۶-۳- گزارش اولیه

بعد از جمع‌آوری اطلاعات، هیئت متخصص یک گزارش عملی (مقدماتی) آماده می‌کند. این گزارش عملی درک روشنی از دلایل اصلی و روشن حادثه (قبل و بعد از حادثه)، ارزیابی اولیه عملکرد اپراتورهای شبکه و عملکرد تجهیزات (بر طبق مصاحبه با افراد درگیر با حادثه) فراهم می‌کند.

همه گروه‌های درگیر با حادثه باید قبل از تحلیل عملکرد و ایجاد طرح‌های عملیاتی این گزارش را تصویب کنند.

پ ۱۴-۶-۴- گزارش نهایی

گزارش تحلیلی (نهایی) شامل نتیجه‌گیری و پیشنهادهای مربوط به وجوه فنی و رفتارهای انسانی (طرح‌های عملیاتی و تجربیات حاصل شده) خواهد بود. روش مورد استفاده برای تحلیل حوادث، روش‌های شناخته شده مانند روش درخت حوادث خواهد بود.

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۶-۵- بررسی اجمالی طرح تحلیل حوادث

طرح نشان داده شده در شکل (پ ۱۴-۴) راهنمایی برای تنظیم گزارش بعد از حادثه را نشان می‌دهد. در موارد حوادث پیچیده، زمان بررسی تا ۴ ماه می‌تواند افزایش یابد. طبق این طرح:

روز ۰: رخداد حادثه

- در حداقل زمان ممکن یک گزارش کوتاه از طریق E-Mail توسط بهره‌بردار همه نواحی تحت تاثیر حادثه باید به کمیته بهره‌برداری سیستم ENTSO-E ارسال شود.

بین روز ۱ تا روز ۵ : تصمیم رسمی برای اجرای تحلیل بعد از حادثه و انتصاب هئیت متخصص و رهبر گروه

- هر TSO طرح پیشنهادی خودش را به کمیته بهره‌برداری ENTSO-E می‌فرستد.
- در همان زمان، تمام بهره‌برداران سیستم انتقال تحت تاثیر حادثه قرار گرفته، حادثه را در سیستم گزارش‌دهی ثبت می‌کنند.
- در این زمان نیاز به یک تحلیل بعد از حادثه است و زمان مربوط برای گزارش‌دهی پیش‌بینی می‌شود. TSO قبل از روز ۵ ام فایل گزارش را برای ENTSO بارگزاری خواهد کرد.

بین روز ۱ تا روز ۶: تحویل فرم سوالات

- فرم سوالات توسط هیئت متخصص برای تمام بهره‌برداران سیستم انتقال نواحی تحت‌تاثیر حادثه قرار گرفته ارسال خواهد شد.

بین روز ۱ تا روز ۷: شرح اولیه‌ی حادثه

- با استفاده از فایل‌های گزارش بارگذاری شده به وسیله TSOها، هیئت متخصص یک گزارش اولیه آماده می‌کند.

بین روز ۱ تا روز ۱۵: داده‌ها و اطلاعات اضافی

- داده‌ها و اطلاعات اضافی که توسط هیئت متخصص درخواست شده، از سوی TSOها به هیئت متخصص تحویل داده می‌شود.

بین روز ۱ تا روز ۳۰: تحویل گزارش اولیه

- گزارش اولیه که منشاء حادثه را مشخص می‌کند، تحویل بهره‌بردار سیستم انتقال می‌شود.

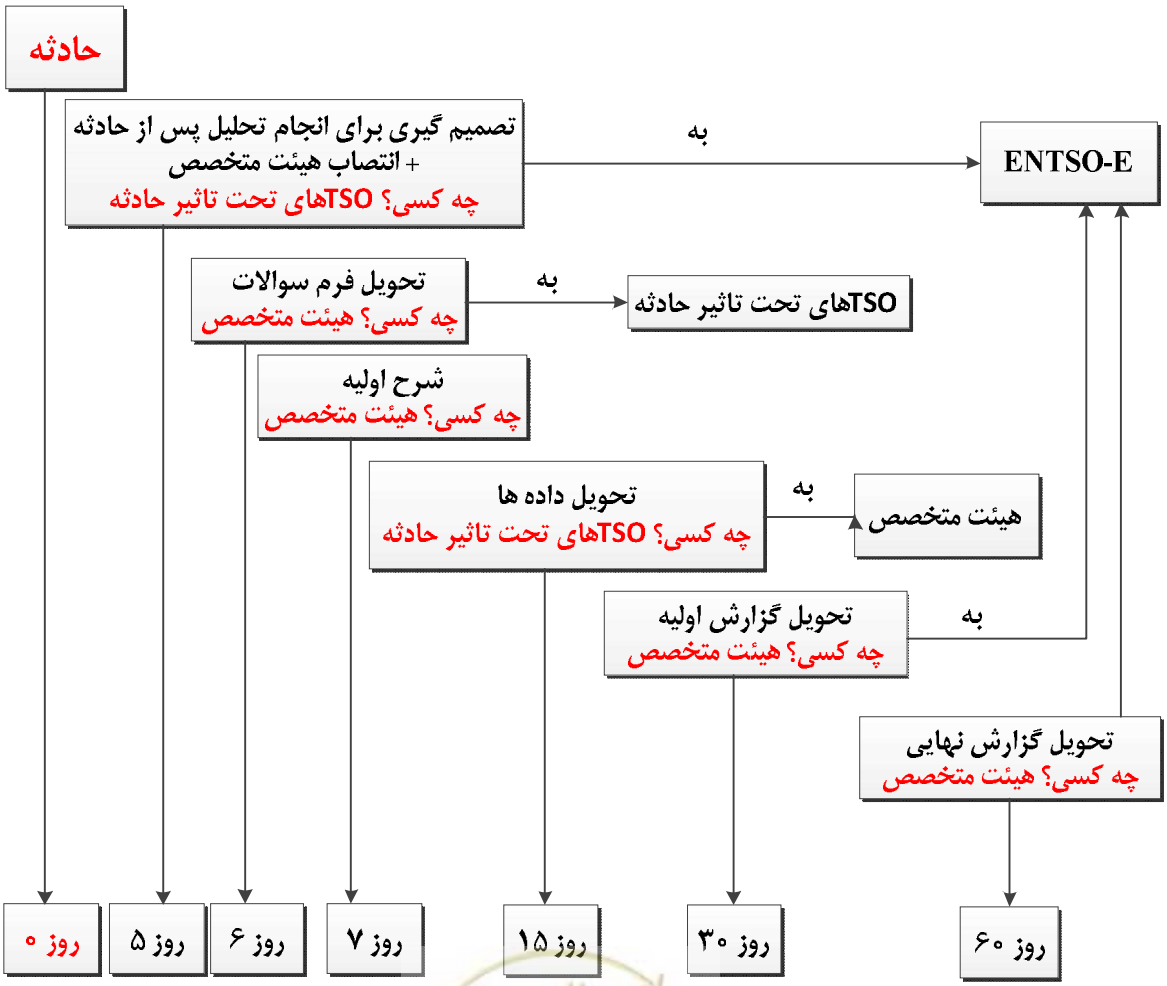
بین روز ۱ تا روز ۶۰: تحویل گزارش نهایی

- گزارش نهایی تحویل بهره‌بردار سیستم انتقال می‌شود.

omoorepeyman.ir

پ ۱۴-۷- جمع‌بندی

نهاد شبکه بهره‌برداران سیستم انتقال اروپا (ENTSO) بالاترین نهاد قانون‌گذاری و نظارتی بر شبکه برق اروپا است. این نهاد در واقع وظیفه اپراتور مستقل سیستم و حفظ قیود امنیتی شبکه برق را بر عهده دارد. در دستورالعملی که این نهاد ابلاغ نموده است، حوادث بهره‌برداری به چهار دسته تقسیم شده‌اند. رویه اقدامات اپراتورها هنگام وقوع هر حادثه در این دستورالعمل ارائه شده است. طبق این دستورالعمل، نهادهایی که درگیر اغتشاش و یا حادثه در سیستم و یا شبکه خود شده‌اند می‌بایست فوراً از طریق ایمیل به ENTSO اطلاع دهند و سپس در طی روزهای بعدی، گزارش حادثه و موارد خواسته شده را تهیه و ارسال نمایند. بدین ترتیب یک بانک اطلاعاتی جامع از حوادث رخ داده در هر ناحیه تهیه شده و بر اساس آن اطلاعات، شاخص‌های کارایی و عملکرد هر یک از اپراتورهای سیستم و همچنین گزارش‌های مدیریتی و آماری سالیانه تهیه می‌شود.



شکل پ ۱۴-۴: زمان‌بندی رویه گزارش‌دهی حوادث در ENTSO-E

omoorepeyman.ir

مراجع

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

[۱] شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی، "دستورالعمل تهیه گزارشات و طبقه‌بندی حوادث در نیروگاه‌ها و واحدهای ستادی EVENT SYSTEM".

[۲] وبگاه شرکت توانیر http://www2.tavanir.org.ir/event.

[۳] شرکت توانیر، "دستورالعمل ثابت بهره‌برداری- گزارش اول"، ۱۳۷۶.

[۴] شرکت توانیر، " دستورالعمل ثابت بهره‌برداری- گزارش پنجم"، ۱۳۷۶.

[۵] شرکت توانیر، " دستورالعمل ثابت بهره‌برداری- گزارش هفتم"، ۱۳۷۶.

[6] ANSI / IEEE C37 . 2- 1979.

[۷] پژوهشگاه نیرو، گروه پژوهشی مطالعات سیستم، "تهیه و استقرار نرم‌افزار ثبت و بررسی حوادث نیروگاه‌های تحت پوشش شرکت برق منطقه‌ای آذربایجان"، خردادماه ۱۳۸۶.

[۸] پژوهشگاه نیرو، گروه پژوهشی کامپیوتر،"طراحی و پیاده‌سازی سیستم Online حوادث نیروگاه‌ها با ایجاد اینترانت"، آذرماه ۱۳۸۱.

[۹] پژوهشگاه نیرو، گروه پژوهشی اقتصاد و مدیریت شبکه، " تدوین فرآیند ثبت و انتشار وقایع بهره‌برداری، به منظور ارتقا دقت و شفافیت صورت‌حساب‌های بازار برق" ۱۳۹۰.

[۱۰] شورای پایایی شبکه برق کشور، "دستورالعمل تحلیل حوادث شبکه اصلی برق کشور"، ویرایش سوم، بهمن ۱۳۹۳.

[۱۱] شرکت مدیریت شبکه برق ایران، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه، دفتر مطالعات و حفاظت شبکه، " گزارش بررسی حوادث شبکه انتقال کشور در سال ۹۲"، خردادماه ۹۳.

[۱۲] پژوهشگاه نیرو، پژوهشکده برق، " نرم‌افزار مطالعات قابلیت اطمینان شبکه انتقال و فوق‌توزیع- جلد چهارم: مطالعات جامع قابلیت اطمینان در شبکه انتقال و فوق‌توزیع"، ۱۳۹۱.

[13] Davood jalali, Niki moslemi, Alireza Shirani, " proposed methods for recording and analyzing of transmission lines and substation outages for reliability analyzing and identifyng the unreliable points of the power system", Cigre, 2008.

[۱۴] نیکی مسلمی، داود جلالی، زهره پیروزه، هادی خطیب زاده آزاد، " ارائه روش مناسب جهت ثبت حوادث و اتفاقات شبکه به منظور کاربرد در مطالعات قابلیت اطمینان"، هفدهمین کنفرانس سراسری شبکه های توزیع نیروی برق، ۱۳۹۱.

[۱۵] شرکت پیام پردازش‌گر تهران، نرم‌افزار اینوکس (ENOX).

[۱۶] شرکت توانیر، معاونت هماهنگی توزیع ، دفتر نظارت بر توزیع، "دستورالعمل روش ثبت حوادث و برآورد انرژی تامین نشده"، ۱۳۹۳.

[۱۷] معاونت نظارت راهبردی، دفتر نظام فنی اجرایی کشور "مشخصات فنی، عمومی و اجرای ثبات وقایع و خطا در پست‌های فشارقوی"، ۱۳۸۷.

omoorepeyman.ir

[18] NYSRC Rule C-R5, "Disturbance recording".
[19] NPCC Criteria A-15, "Disturbance monitoring equipment criteria".
[20] NERC Standard PRC-002-1, "Define and document disturbance monitoring equipment requirements".
[21] NERC Standard PRC-018-1, "Disturbance monitoring equipment installation and data reporting".
[22] NPCC Guideline B-25, "Guide to time synchronization of substation equipment".
[23] NPCC Guideline B-26, "Guide for application of disturbance recording equipment".
[24] WSCC plan for dynamic performance and disturbance monitoring, prepared by the WSCC disturbance monitoring work group, October 4, 2000. (Available at http://www.transmission.bpa.gov/orgs/opi/wide-Area/WSCC-Plan-100400.doc).
[25] Integrated monitor facilities for the western power system: the WECC WAMS in 2003, J.F.Hauer, W.A. Mittelstadt, K.E. Martin, and J.W.Burns. Interim report of the WECC disturbance monitoring work group, June 25, 2003. (Available at http://www.wecc.biz/committees/JGC/DMWG/documents).
[26] IEEE C37-111-1999, "IEEE Standard for common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems".
[27] IEEE C37.232-2007, "IEEE Recommended practice for naming time sequence data files".
[۲۸] پژوهشگاه نیرو، پژوهشکده کنترل و مدیریت شبکه، "پروژه طراحی و ساخت ثبات وقایع" ، سال ۱۳۸۲.
[29] O. Samuelsson, M. Hemmingsson, A. H. Nielsen, K. O. H. Pedersen, and J. Rasmussen, “Monitoring of power system events at transmission and distribution level,” Power Syst. IEEE Trans. On, vol. 21, no. 2, pp. 1007–1008, 2006
[۳۰] وبگاه http://barghnews.com/
[۳۱] وبگاه http://www.noandishaan.com/forums/thread114456.html
[32] M. Kezunovic, “Monitoring of power system topology in real-time,” in System Sciences, 2006. HICSS’06. Proceedings of the 39th Annual Hawaii International Conference on, 2006, vol. 10, p. 244b–244b.
[33] Synchrophasor Binder, Report 2012, Event Analysis Process Document.pdf.
[۳۴] شرکت مادر تخصصی توانیر، "واحدهای اندازه‌گیری فازوری و کاربردهای آن در بهره‌برداری سیستم‌های قدرت"، ماهنامه صنعت برق، شماره ۱۵۶، صفحه ۱۶-۲۵، سال ۱۳۸۸.
[35] F.Aminifar, et al., "Synchrophasor Measurement Technology in Power Systems: Panorama and Stste-of-the-Art," *IEEE Access*, vol. 2, pp. 1607-1628, 2014.
[36] V.Terzija, et al. "Wide-Area Monitoring, Protection and Control of Future Electric Power Networks," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 80-93, 2011.
[۳۷] شرکت مادر تخصصی توانیر، "دستورالعمل ثابت بهره‌برداری- گزارش ششم"، ۱۳۷۶.
[38] IEEE Std 762, ‘IEEE Standard Definitions for Use in reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity’, 1987.
[۳۹] وبگاه https://www.oe.netl.doe.gov/docs/OE-417_Instr-complete013115.pdf
[40] OE-417 form, "ELECTRIC EMERGENCY INCIDENT AND DISTURBANCE REPORT", available on : https://www.oe.netl.doe.gov/docs/OE-417_Instr-complete120508.pdf.
[41] NERC Reliability Standard EOP-004-1 – Disturbance Reporting, 2007.

omoorepeyman.ir

[42] NERC Reliability Standard EOP-004-2 – Event Reporting.
[43] NERC Reliability Standard CIP-001-2a – Sabotage Reporting.
[44] Disturbance Reporting Procedure, RTO-OP-023-r14.
[45] PJM Manual 01: Control Center and Data exchange requirements.
[46] PJM Manual 03: Rules and Procedures for Determination of generation capability.
[47] PJM Manual 04: PJM OASIS Operation.
[48] PJM Manual 09: PJM eSchedules.
[49] PJM Manual 10: Pre-Scheduling Operations.
[50] PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market operations
[51] PJM Manual 12: Balancing Operations
[52] PJM Manual 13: Emergency Operations
[53] PJM Manual 14A: Generation and Transmission interconnection process
[54] PJM Manual 14C: Generation and Transmission interconnection facility construction.
[55] PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements.
[56] PJM Manual 20: PJM Resource Adequacy analysis.
[57] PJM Manual 21: Rules and Procedures for Determination of generation capability.
[58] PJM Manual 28: Operating agreement accounting.
[59] PJM Manual 29: Billing.
[60] PJM Manual 37: Reliability Coordinator.
[61] PJM Manual 38: Operations planning.
[62] PJM Manual 40: Certification and Training Requirements.
[۶۳] گزارشات پروژه دو طرفه کردن بازار برق ایران، بخش سوم: بازار برق PJM، دانشگاه فردوسی مشهد.
[64] "Electrical Emergency Notice Templates", 2010, available on www.caiso.com.
[65] "Electrical System Emergency", 2010, available on www.caiso.com.
[66] "Emergency Assistance", 2010, available on www.caiso.com.
[67] Emergency Assistance Resource IDs", 2010, available on www.caiso.com.
[68] "Generating Unit Forced Outage Reporting using RTAM", 2010, available on www.caiso.com.
[69] "Generating Unit Outage Reporting Compliance", 2010, available on www.caiso.com.
[70] "Generation Facility(ies) Outage Notification Process", 2010, available on www.caiso.com.
[71] "Load Management", 2010, available on www.caiso.com.
[72] "Operating Procedure Exchange Process between caiso and other entities", 2010, available on www.caiso.com.
[73] "Outage Management System Summary", 2010, available on www.caiso.com.
[74] "SLIC Outage Logging", 2010, available on www.caiso.com.
[75] "CAISO Market Applications Access Based on Business Type", 2010, available on www.caiso.com.
[76] Generation Equipment status, Annual Report, Canadian Electrical Association (CEA).
[77] Reliability Information systems, ERIS and EPSRA, Generating performance stations for the Electrical Industry, Canadian Electrical Association.
[78] "Forced outage performance of Transmission Equipment, Canadian Electrical Association (CEA)."

omoorepeyman.ir

[79] Service continuity Report on Distribution system performance in Electrical Utilities, Canadian Electrical Association, 2001 Annual Report."
[80] IESO Market Manual 7: System Operations Part 7.1: System Operating Procedures, Issue 25.
[81] IESO, Market Participant Event Reporting Quick Takes, Issue 25.
[82] IESO, Market Manual 7: System Operations, Part 7.7: Disturbance Reporting, Issue.
[83] IMO, Disturbance Event Reporting, version 1, May 2207.
Supporting Document for the Network Code on Operational Security," 2013.
[84] [Online].Available:https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/440esource/OS_NC/130924-AS-NC_OS_Supporting_Document_2nd_Edition_final.pdf.
[85] ENTSO-E Incident Classification Scale 2014 – 141209_ICS_Report.pdf.
[86] "INCIDENT CLASSIFICATION SCALE 2013 ANNUAL REPORT SYSTEM OPERATIONS COMMITTEE,"2013.

omoorepeyman.ir

خواننده گرامی

امور نظام فنی و اجرایی سازمان برنامه و بودجه کشور ،با گذشت بیش از چهل سال فعالیت تحقیقاتی و مطالعاتی خود، افزون بر هفتصد عنوان نشریه تخصصی - فنی، در قالب آیین‌نامه، ضابطه، معیار، دستورالعمل، مشخصات فنی عمومی و مقاله، به‌صورت تالیف و ترجمه، تهیه و ابلاغ کرده است. ضابطه حاضر در راستای موارد یاد شده تهیه شده، تا در راه نیل به توسعه و گسترش علوم در کشور و بهبود فعالیت‌های عمرانی به کار برده شود. فهرست نشریات منتشرشده در سال‌های اخیر در سایت اینترنتی **nezamfanni.ir** قابل دستیابی می‌باشد.

omoorepeyman.ir

Procedures for Monitoring and Reporting System Events (Generation, Transmission, Distribution) [No. 719]

Implementation	Niroo Research Institute	
Project Manager	Zahra Madihi Bidgoli	M.Sc. of Electrical Engineering

Authors & Contributors Committee:

Mohamad Setareh	Niroo Research Institute	M.Sc. of Electrical Eng.
Morteza Shabanzadeh	Niroo Research Institute	M.Sc. of Electrical Eng.
Ali Tabatabainezad Dizchi	Niroo Research Institute	M.Sc. of Electrical Eng.

Confirmation Committee:

Farrokh Aminifar	University of Tehran	Assistant professor- Electrical and Computer Engineering Department
Davood Jalali	Monenco Iran Co.	M.Sc. of Electrical Eng.
Parviz Ramezanpour	Niroo research institute	Ph.D. of Electrical Eng.
Habibi Garagoozloo	Iran Grid Management Co.	Ph.D. of Electrical Eng.

Steering Committee(Plan and Budget Organization):

Alireza Tutunchi	Deputy of Technical and Executive Affairs Department
Farzaneh Agharamezanali	Head of Group, Technical and Executive Affairs Department
Mohamad Reza Talaakoob	Expert Engineering, Technical and Executive Affairs Department

omoorepeyman.ir

omoorepeyman.ir

Islamic Republic of Iran
Plan and Budget Organization

Procedures for Monitoring and Reporting of Power System Events (Generation, Transmission, Distribution)

No. 719

Deputy of Technical and Infrastructure Development Affairs

Department of Technical and Executive Affairs

nezamfanni.ir

Ministry of Energy

Niroo Research Institute

Nri.ac.ir

2017

omoorepeyman.ir

این ضابطه

در بردارنده رویه‌های پایش، ثبت و گزارش حوادث شبکه برق در سطح تولید، انتقال و توزیع می‌باشد. یکپارچگی فرم‌های ثبت حوادث و همچنین نحوه گزارش‌دهی آن‌ها نقش بسیار مهمی در بهره‌برداری ایمن‌تر از سیستم قدرت دارد. در صورتی که همه نهادهای مسئول با یکدیگر هماهنگ نباشند و در یک چارچوب یکسان گزارش‌های حوادث را تهیه نکنند، آنگاه امکان استفاده از آنها برای اهدافی مانند تحلیل حادثه و بهبود ساختار سیستم وجود نخواهد داشت. در این ضابطه یک چارچوب جامع برای کشور ایران که همه نهادهای مرتبط با ثبت حوادث برق بتوانند از آن استفاده نمایند، پیشنهاد شده است. این ضابطه رویه‌ای برای محققان و مهندسان برق و همچنین کارشناسان شرکت‌های برق منطقه‌ای، شرکت‌های توزیع برق، شرکت‌های تولید انرژی، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، شرکت مادر تخصصی توانیر و همه شرکت‌های فعال در حوزه صنعت برق می‌باشد.

omoorepeyman.ir