NRI-ER-1036-PDPN17-01-F

پژوهشگاه نیرو

طراحی نظام و مدل پایش و ارزیابی میزان تلفات شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی و تدوین الگوریتم تشخیص سهم عوامل آن

مدیر پروژه:

فرخنده جباری

واحد مجری:

طرح ارتقای دانش فنی طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع آینده

DOI: 10.30503/nripress.2020.210



DOI:10.30503/nripress.2020.210

طراحی نظام و مدل پایش و ارزیابی میزان تلفات شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی و تدوین الگوریتم تشخیص سهم عوامل آن

مدیر پروژه:

فرخنده جباری

گروه پژوهشی پشتیبان:

گروه پژوهشی برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت

همکاران پروژه:

فرخنده جباری، سیدسعید طاهری، محمدرضا صفری، محمد جعفریان

واحد مجری:

طرح ارتقای دانش فنی طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع آینده

انتشارات پژوهشگاه نیرو

اسفند ۱۴۰۱

کد ثبت گزارش: NRI-ER-1036-PDPN17-01-F

DOI: 10.30503/nripress.2020.210

ایران. وزارت نیرو. پژوهشگاه نیرو. گروه پژوهشی برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت

طرح ارتقا دانش فنی طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع آینده / مدیر پروژه: فرخنده جباری. کارفرما: پژوهشگاه نیرو، ۱۴۰۱

۱۶۳ ص.: مصور، نمودار، جدول

۱. جباری، فرخنده؛ طاهری، سیدسعید؛ صفری، محمدرضا؛ جعفریان ،محمد، همکاران پروژه.
۲. طاهری، سیدسعید، مدیر واحد مجری.
۳. نام گروه پژوهشی پشتیبان: برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت
۴. محور پژوهشی مرتبط: ریزشبکه

انتشارات پژوهشگاه نیرو

طرح ارتقا دانش فنی طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع آینده

کلیه حقوق معنوی اثر متعلق به پدیدآورندگان، کلیه حقوق مادی متعلق به پژوهشگاه نیرو و نشر مطالب در حدود متعارف، با ذکر منبع بلامانع است.

نشانی: تهران، شهرک غرب، انتهای بلوار شهید دادمان، پژوهشگاه نیرو، کدپستی: ۱۴۶۸۶۱۳۱۱۳

تلفن: ۹-۸۸۰۷۹۴۰۱

نمابر: ۸۸۰۷۸۲۹۶

وبگاه: ***www.nri.ac.ir***

پست الکترونیک انتشارات: ***publications@nri.ac.ir***

 DOI:10.30503/nripress.2020.210

فرم تعهدنامه اصالت اثر

متعهد می‌شوم که مطالب مندرج در این گزارش حاصل کار پژوهشی اینجانب **فرخنده جباری**، مدیر پروژه **طراحی نظام و مدل پایش و ارزیابی میزان تلفات شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی و تدوین الگوریتم تشخیص سهم عوامل آن** و همکاران به شرح زیر است و دستاوردهای پژوهشی دیگران که در این پژوهش از آن‌ها استفاده شده است مطابق مقررات، مورد ارجاع قرار گرفته و در فهرست منابع ذکر گردیده است.

■ گزارش حاصل انجام همه مراحل پروژه است.

□ گزارش حاصل انجام ..... مرحله از ..... مرحله پروژه است.

همکاران :

۱. فرخنده جباری

۲. سیدسعید طاهری

۳. محمدرضا صفری

۴. محمد جعفریان

 DOI:10.30503/nripress.2020.210

پیشگفتار

پروژه **طراحی نظام و مدل پایش و ارزیابی میزان تلفات شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی و تدوین الگوریتم تشخیص سهم عوامل آن** به کارفرمایی پژوهشگاه نیرو در گروه پژوهشی برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت اجرا شده است.

صنعت برق یکی از حیاتی‌ترین صنایع عمده کشور محسوب می‌شود و به همین دلیل در بخش‌های تولید، انتقال و توزیع به سرمایه‌گذاری‌های کلان و بلندمدت نیازمند است. در روند تولید تا مصرف انرژی، درصد قابل توجهی از انرژی تولید شده تحت عنوان تلفات به هدر می‌رود. در این میان، تلفات بخش توزیع به لحاظ شرایط و ویژگی‌های بخش فوق از میزان بالاتری برخوردار است. در کشور ایران نیز با توجه به اینکه این صنعت هنوز در زمینه کاهش تلفات تا حد مطلوب راه طولانی در پیش دارد، ضرورت توجه به این امر را متوجه مسئولان و محققان می‌سازد. در این زمینه، نکات مهم شامل چگونگی محاسبات و (یا) اندازه‌گیری تلفات و سپس بررسی درستی نتایج حاصل است. در بسیاری از کشورهای پیشرفته و در حال توسعه، با توجه به خصوصی سازی‌های انجام شده در صنعت برق، نهادهای مشخصی جهت پایش تلفات و ارزیابی آن و سپس ارائه راه‌حل‌هایی جهت کاهش تلفات وجود دارند. بنابراین لازم است تا روند پایش وارزیابی تلفات و چالش‌های پیش رو در ایران بررسی شوند.

گزارش پیش رو با همکاری خانم دکتر فرخنده جباری، آقایان دکتر محمد جعفریان، مهندس محمدرضا صفری، دکتر سیدسعید طاهری و با مدیریت خانم دکتر فرخنده جباری و تحت نظارت جناب آقای دکتر بابک مظفری در گروه پژوهشی برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت پژوهشگاه نیرو تألیف و تدوین گردیده است.

فهرست مطالب

فصل اول: مطالعات شناختی به منظور شناسایی ساختار نهاد ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع برق و بررسی وضعیت فعلی ایران ۱۳
۱-۱. مقدمه ۱۴
۱-۲. تعریف نظام یا سیستم ۱۴
۱-۳. مراحل کلی طراحی نظام ۱۴
۱-۴. عناصر اصلی نظام‌ها ۱۴
۱-۵. اهداف طراحی نظام ۱۵
۱-۶. حوزه‌بندی نظام پایش و ارزیابی تلفات برق شبکه‌های توزیع ۱۵
۱-۷. بهره‌بردار شبکه توزیع ۱۶
۱-۸. خرده‌فروش ۱۶
۱-۹. نهاد تنظیم مقررات شبکه توزیع (رگولاتور) ۱۸
۱-۱۰. تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق ۲۰
۱-۱۱. مسئول پایش تلفات ۲۲
۱-۱۲. مسئول گزارش‌دهی تلفات ۲۲
۱-۱۳. مسئول تأمین تلفات انرژی ۲۲
۱-۱۴. مسئول ارزیابی تلفات ۲۳
۱-۱۵. بررسی اسناد مرتبط با نظام تلفات در ایران ۲۵
۱-۱۶. پایش تلفات توزیع برق در ایران ۲۸
۱-۱۷. گزارش‌دهی تلفات در ایران ۲۸
۱-۱۸. تأمین تلفات انرژی در ایران ۲۸
۱-۱۹. روند ارزیابی و سیاست‌گذاری تلفات در ایران ۲۸
۱-۲۰. جمع‌بندی ۲۸
فصل دوم: مطالعات شناختی شناسایی معیارها و روش ارزیابی تلفات در شبکه‌های توزیع برق ۳۰
۲-۱. مقدمه ۳۱
۲-۲. معیارها و روش‌های مورد استفاده در ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران ۳۱
۲-۳. هدف‌گذاری شاخص‌های ارزیابی ۳۲
۲-۴. تعیین دوره ارزیابی شاخص‌ها ۳۳
۲-۵. دریافت اطلاعات ۳۳
۲-۶. محاسبه مقادیر شاخص‌ها ۳۴
۲-۷. ارزیابی شاخص‌ها ۳۴
۲-۸. اعمال مشوق‌های لازم و اصلاح اهداف ۳۴
۲-۹. اعلام دلایل برآورده نشدن اهداف توسط شرکت توزیع ۳۵

۲-۱۰. پیشنهاد معیارها و روش‌های ارزیابی تلفات توزیع در ایران ۳۵
۲-۱۱. توسعه راهکار پیشنهادی برای محاسبه تلفات در تجهیزات مختلف شبکه ۳۷
۲-۱۲. جمع‌بندی ۴۳
فصل سوم: بررسی روش‌های محاسبه سهم عوامل ایجاد و افزایش تلفات فنی در شبکه‌های توزیع ۴۴
۳-۱. تلفات فنی ثابت ۴۵
۳-۲. مدل‌های محاسباتی تلفات هسته ترانسفورماتور ۴۵
۳-۳. اندازه‌گیری تلفات دی‌الکتریک کابل ۴۶
۳-۴. فرمول تلفات در کنتورها ۴۶
۳-۵. مدل تلفات خطوط توزیع ۴۶
۳-۶. تأثیر درجه حرارت بر مقاومت هادیها ۴۷
۳-۷. تأثیر تابش خورشید بر مقاومت هادیها ۴۷
۳-۸. تأثیر جریان الکتریکی بر مقاومت هادیها ۴۷
۳-۹. تأثیر فرکانس بر مقاومت هادیها (اثر پوستی) ۴۸
۳-۱۰. مدل تلفات بارداری ترانسفورماتورها ۴۸
۳-۱۱. طراحی و بهره‌برداری نامناسب شبکه ۴۹
۳-۱۲. هارمونیک‌ها ۴۹
۳-۱۳. عدم تعادل بار ۵۰
۳-۱۴. بررسی تلفات نامتعادلی بار در ترانسفورماتورهای شبکه‌های توزیع ۵۱
۳-۱۵. ضریب توان نامناسب ۵۲
۳-۱۶. جمع‌بندی ۵۳
فصل چهارم: پیشنهاد ساختار نهاد ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع برق در ایران ۵۴
۴-۱. دسته‌بندی نظرات خبرگان ۵۵
۴-۲. نظرات در مورد پایش تلفات ۵۵
۴-۳. نظرات در مورد گزارش‌دهی تلفات ۵۶
۴-۴. نظرات در مورد تأمین هزینه انرژی تلف شده ۵۶
۴-۵. نظرات در مورد ارزیابی تلفات ۵۷
۴-۶. نظرات در مورد سیاست‌گذاری تلفات ۵۷
۴-۷. پیشنهاد ساختار نهاد ارزیابی، معیارها و روش ارزیابی تلفات شبکه‌های توزیع برق کشور ۵۸
۴-۸. جمع‌بندی ۶۳
فصل پنجم: رویه برآورد مصرف انرژی بارهای الکتریکی بدون سامانه پایش در شبکه‌های توزیع برق ۶۴
۵-۱. مقدمه ۶۵
۵-۲. بارهای پایش نشده در کانادا ۶۵
۵-۳. بارهای پایش نشده در نیویورک ۶۹
۵-۴. محاسبه میزان انرژی مصرفی بارهای بدون سامانه در New Zealand ۷۰

۵-۵. محاسبه توان اکتیو و راکتیو بارهای پایش نشده توسط اندازه‌گیری‌های ولتاژ AMI ۷۱
۵-۶. پروفیل بارهای اندازه‌گیری نشده در اداره برق New Zealand ۷۷
۵-۷. بارهای روشنایی جاده‌ها در Arizona ۷۸
۵-۸. دستورالعمل عرضه برق پایش‌نشده در انگلستان ۸۲
۵-۹. تامین برق پایش‌نشده در استرالیا ۸۳
۵-۱۰. انشعاب پایش‌نشده در بریتانیا ۸۹
۵-۱۱. انشعاب پایش‌نشده در شرکت ESB Networks انگلستان ۹۱
۵-۱۲. انشعاب پایش نشده در شرکت Electricity North West انگلستان ۹۴
۵-۱۳. تأمین برق پایش نشده در شرکت NORTHERN POWERGRID انگلستان ۹۵
۵-۱۴. پایش و کنترل متمرکز روشنایی معابر با استفاده از فناوری Lumen IQ ۹۹
۵-۱۵. ماژول صنعتی جهت پایش و مدیریت هوشمند روشنایی ۱۰۵
۵-۱۶. سامانه تسویه بار در شرکت‌های توزیع Alberta ۱۰۷
۵-۱۷. شناسایی برق‌دزدی و بارهای اندازه‌گیری نشده به کمک اندازه‌گیری‌های AMI ۱۱۰
۵-۱۸. برق‌دزدی از طریق اتصال غیرمجاز یا دستکاری لوازم اندازه‌گیری ۱۱۴
۵-۱۹. شناسایی برق‌دزدی به کمک الگوریتم‌های تخمین حالت شبکه‌های توزیع ۱۱۹
۵-۲۰. روش‌های مبتنی بر یادگیری و داده‌کاوی ۱۲۰
۵-۲۱. روش‌های ترکیبی (مبتنی بر تحلیل اطلاعات شبکه توزیع و داده‌کاوی) ۱۲۵
۵-۲۱-۱. کنتور رویت‌کننده و الگوریتم SVM ۱۲۵
۵-۲۱-۲. شناسایی داده‌های مصرف دستکاری شده ۱۲۷
۵-۲۱-۳. برآورد تلفات غیرفنی بر مبنای مدل و داده‌های شبکه‌های توزیع فشارمتوسط ۱۳۸
۵-۲۱-۴. برآورد تلفات غیرفنی بر مبنای امپدانس بهره‌برداری معادل ۱۴۳
۵-۲۱-۵. برآورد تلفات غیرفنی در شبکه‌های توزیع دارای داده‌های محدود ۱۴۶
۵-۲۲. جمع‌بندی ۱۵۹
مراجع ۱۶۰

فهرست شکل‌ها

شکل (۱-۱): مدل عملکردی الف ۲۱
شکل (۱-۲): مدل عملکردی ب ۲۱
شکل (۱-۳): مدل عملکردی ج ۲۲
شکل (۲-۲): فرآیند ارزیابی و نظارت بر شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات ۳۱
شکل (۲-۲): روند محاسبه تلفات در شبکه توزیع ایران ۳۵
شکل (۳-۱): ترانسفورماتور مثلث–ستاره با هادی نول ۵۲
شکل (۴-۱): ساختار پیشنهادی برای تعاملات بازیگران نظام پایش و ارزیابی تلفات شبکه‌های توزیع برق کشور ۶۰
شکل (۴-۲): روندنمای پیشنهادی برای ارزیابی عملکرد شرکت‌های توزیع در حوزه تلفات ۶۲
شکل (۵-۱): روشنایی خیابان‌ها به عنوان بارهای پایش‌نشده در Ontario ۶۸
شکل (۵-۲): باجه‌های تلفن با مصرف برق اندازه‌گیری نشده در Ontario ۶۸
شکل (۵-۳): منابع داده مورد استفاده در فرآیند بهبود مدل سیستم توزیع ۷۲
شکل (۵-۴): زیرساخت اندازه‌گیری در یک مکان، اندازه‌گیری‌های موجود (آبی) و مقادیر تخمینی (سبز) ۷۳
شکل (۵-۵): روندنمای الگوریتم بهبود مدل سیستم توزیع ۷۴
شکل (۵-۶): مراحل ایجاد داده‌های ورودی در الگوریتم بهبود مدل سیستم توزیع ۷۵
شکل (۵-۷): اندازه‌گیری‌های موجود (آبی)، مقادیر تخمینی (سبز) در یک فیدر توزیع نامتعادل سه فاز ۷۷
شکل (۵-۸): پروفیل بار مسطح برای مدلسازی توان مصرفی بارهای روشنایی خیابان‌ها ۷۷
شکل (۵-۹): پروفیل بار NSP residual برای مدلسازی توان مصرفی بارهای روشنایی خیابان‌ها ۷۸
شکل (۵-۱۰): پروفیل بار صحیح برای مدلسازی توان مصرفی بارهای روشنایی خیابان‌ها ۷۸
شکل (۵-۱۱): مصرف انرژی صورت‌حساب شده برای اکانت‌های اندازه‌گیری شده و اندازه‌گیری نشده در هر سال ۸۱
شکل (۵-۱۲): هزینه کل انرژی الکتریکی مصرفی برای اکانت‌های اندازه‌گیری شده و اندازه‌گیری نشده در هر سال ۸۱
شکل (۵-۱۳): هزینه کل انرژی الکتریکی مصرفی برای اکانت‌های اندازه‌گیری شده و اندازه‌گیری نشده در هر سال ۸۱
شکل (۵-۱۴): فناوری Lumen IQ جهت پایش و کنترل انرژی مصرفی روشنایی معابر ۱۰۰
شکل (۵-۱۵): نحوه قرارگیری اجزای مختلف Lumen IQ ۱۰۰
شکل (۵-۱۶): نمودار کاهش مصرف انرژی روشنایی معابر با استفاده از فناوری Lumen IQ ۱۰۳
شکل (۵-۱۷): ساعت نجومی هوشمند پایش از راه دور L-RCU ۱۰۵
شکل (۵-۱۸): نرم‌افزار کنترل روشنایی معابر ۱۰۷
شکل (۵-۱۹): دو دستگاه اندازه‌گیری متصل به یک نقطه بالادست ۱۱۱
شکل (۵-۲۰): گروه‌بندی Bottoms-up کنتورها در شبکه‌های ثانویه ۱۱۲
شکل (۵-۲۱): ولتاژهای جفت کنتورهای مشترکین (در ولتاژ ۱۲۰ ولت) ۱۱۲
شکل (۵-۲۲): مقایسه مدل GIS و مدل به دست آمده از الگوریتم bottoms-up ۱۱۳
شکل (۵-۲۳): مثالی از الگوریتم bottoms-up در شبکه ثانویه دارای بار از دست رفته ۱۱۴
شکل (۵-۲۴): نقاط آسیب‌پذیر شبکه توزیع ۱۱۵
شکل (۵-۲۵): پیامدهای برق‌دزدی برای کشور، شرکت توزیع و جامعه ۱۱۷

شکل (۵-۲۶): دسته‌بندی روش‌های تشخیص مشترکین دارای اتصال غیرمجاز (پایش‌نشده) یا دستکاری در لوازم اندازه‌گیری ۱۱۹
شکل (۵-۲۷): مراحل شناسایی داده‌های اندازه‌گیری نادرست یا دستکاری شده به کمک الگوریتم تخمین حالت ۱۲۰
شکل (۵-۲۸): روندنمای الگوریتم‌های داده‌کاوی جهت شناسایی برق‌دزدی ۱۲۱
شکل (۵-۲۹): دسته‌بندی انواع داده‌های خام در الگوریتم‌های شناسایی برق‌دزدی ۱۲۲
شکل (۵-۳۰): مراحل شناسایی لوازم اندازه‌گیری دستکاری شده به کمک کنتور رویت‌کننده ۱۲۶
شکل (۵-۳۱): نتایج به دست آمده در شرایط نرمال (بدون برق‌دزدی) در روش شناسایی دستکاری لوازم اندازه‌گیری به کمک کنتور رویت‌کننده ۱۲۷
شکل (۵-۳۲): نتایج به دست آمده در شرایط برقدزدی مصرف‌کننده ۱ در روش شناسایی دستکاری لوازم اندازه‌گیری به کمک کنتور رویت‌کننده ۱۲۷
شکل (۵-۳۳): فیدر توزیع با EMهای مبتنی بر IP ۱۲۹
شکل (۵-۳۴): روندنمای الگوریتم شناسایی مصارف نامتعارف ۱۳۰
شکل (۵-۳۵): الگوریتم گروه‌بندی زیرسیستم‌ها ۱۳۲
شکل (۵-۳۶): دامنه مصرف انرژی دستکاری شده قابل تشخیص در یک زیرسیستم ۱۳۴
شکل (۵-۳۷): تجمیع منحنی بار برای یک کنتور خانگی ۱۳۵
شکل (۵-۳۸): مطالعه موردی با سه مشترک و یک FRTU ۱۳۶
شکل (۵-۳۹): روندنمای PSSE CCM ۱۳۸
شکل (۵-۴۰): روندنمای WLS-PSSE مبتنی بر CCM ۱۳۹
شکل (۵-۴۱): مراحل الگوریتم WLS-PSSE مبتنی بر CCM بر روی فیدر نمونه ۱۴۰
شکل (۵-۴۲): تخمین تلفات غیرفنی در سیستم توزیع ۱۲۳ باسه IEEE – باس‌های با تلفات غیرفنی ۱۴۳
شکل (۵-۴۳): برآورد تلفات غیرفنی در سیستم توزیع ۱۲۳ باسه IEEE – باس‌های بدون تلفات غیرفنی ۱۴۳
شکل (۵-۴۴): الگوریتم برآورد تلفات غیرفنی فیدرهای LV در شبکه‌های توزیع MV ۱۴۸
شکل (۵-۴۵): خلاصه مراحل جمع‌آوری اطلاعات اولیه موردنیاز در شناسایی تلفات غیرفنی فیدرهای LV دارای محدودیت داده ۱۴۸
شکل (۵-۴۶): الگوریتم خوشه‌بندی فیدرهای LV ۱۵۰
شکل (۵-۴۷): مراحل استخراج الگوهای بار ۱۵۳

فهرست جدول‌ها

جدول (۱-۱): حوزه‌بندی نظام پای‌ش و ارزی‌ابی تلفات ۱۵
جدول (۱-۲): ای‌جاد نهاد تنظی‌م مقررات در کشورهای مختلف ۱۸
جدول (۱-۳): رگولاتورهای صنعت توزی‌ع برق کشورهای اروپای‌ی ۱۹
جدول (۱-۴): پی‌اده‌سازی طرح‌های تشوی‌قی در کشورهای مختلف ۲۵
جدول (۱-۵): نظام فعلی پای‌ش و ارزی‌ابی تلفات توزی‌ع برق در ای‌ران ۲۸
جدول (۲-۱): دوره ارزی‌ابی شاخص‌ها ۳۳
جدول (۲-۲): منبع اطلاعات جهت محاسبه شاخص‌های ارزی‌ابی تلفات ۳۴
جدول (۲-۳): ضری‌ب پراکندی به تفکی‌ک تعداد مشترکی‌ن ۴۲
جدول (۵-۱): اطلاعات مصرف و هزی‌نه انرژی الکتری‌کی اکانت‌های اندازه‌گی‌ری شده و پای‌ش نشده ۸۰
جدول (۵-۲): موارد تأمی‌ن برق پای‌ش نشده در استرالی‌ا ۸۴
جدول (۵-۳): جدول بار روشنای‌ی عمومی پای‌ش نشده ۸۸
جدول (۵-۴): جدول بار علائم ترافی‌کی پای‌ش نشده ۸۸
جدول (۵-۵): طرح‌های کاهش روشنای‌ی ۹۸
جدول (۵-۶): مقادی‌ر استاندارد بر اساس *IESNA* ۱۰۳
جدول (۵-۷): مقای‌سه مقادی‌ر محاسبه شده با استاندارد IESNA ۱۰۴
جدول (۵-۸): ضرای‌ب تخصی‌ص تلفات ۱۰۹
جدول (۵-۸): لی‌ست زون‌ها، انواع و منابع تلفات غی‌رفنی ۱۱۶
جدول (۵-۹): خطای برآورد درصد تلفات فنی و غی‌رفنی در سی‌ستم توزی‌ع ۱۲۳ باسه نامتعادل IEEE ۱۴۳
جدول (۵-۱۰): اطلاعات فی‌درهای *LV* سی‌ستم ۳۳ باسه IEEE ۱۴۹
جدول (۵-۱۱): مزای‌ا و محدودی‌ت‌های نسبی روش‌های مختلف برآورد بارهای اندازه‌گی‌ری نشده ۱۵۶

فصل اول

مطالعات شناختی به منظور شناسایی ساختار نهاد ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع برق و بررسی وضعیت فعلی ایران

۱-۱. مقدمه

تلفات توان بخشی ذاتی از شبکه‌های الکتریکی است. این تلفات پیامدی از انتقال و توزیع انرژی الکتریکی بوده و همیشه بخشی از هر سیستم الکتریکی سنتی خواهد بود. بعلاوه، جنبه‌هایی نظیر سرقت در توزیع و دقیق نبودن کنتورهای برق سنتی نیز از عوامل تشکیل‌دهنده آن محسوب می‌شوند. تلفات مقدار قابل‌توجهی از پخش انرژی را در شبکه‌های انتقال و توزیع تشکیل می‌دهد. با نگرانی‌های به وجود آمده در بهره‌وری انرژی، کاهش تلفات سیستم ضرورت دارد. دلایل آن نیز ثبات مالی و بهبود کیفیت و قابلیت اطمینان شبکه است. بعلاوه، مزیت زیست‌محیطی نیز در کاهش تلفات توان وجود دارد. همچنین، اگر تلفات توان به صورت مقرون به صرفه کاهش داده شود، منافع اقتصادی قابل‌توجهی به وجود می‌آید. در بسیاری از کشورها، بهره‌برداران شبکه تشویق می‌شوند تا کارایی را در طراحی و بهره‌برداری از زیرساخت‌ها بهبود دهند که مسئول اجرای این قوانین و مشوق‌ها نیز رگولاتورهای موجود در هر کشور هستند. کاهش میزان تلفات برق نیز یک راه برای تحقق هدف بهره‌وری انرژی است. بهبود بهره‌وری به معنی حداقل کردن یا کاهش قابل‌توجهی در تلفات شبکه‌های توزیع برق است.

۱-۲. تعریف نظام یا سیستم

نظام واژه‌ای است عربی که در انگلیسی به عنوان سیستم شناخته می‌شود که به معنای "با هم جای دادن" است. سیستم، مجموعه‌ای از عناصر به هم مرتبط است که برای نیل به هدف مشترک با هم در تعامل هستند، به گونه‌ای که واحدی پیچیده را تشکیل دهند. در سال‌های اخیر، فرهنگستان زبان و ادب فارسی سامانه را به عنوان معادل فارسی برای آن پیشنهاد کرده است. تعاریف مختلف نظام به صورت زیر بیان می‌گردد:

- ترکیبی از چند چیز یا جز که یک کل واحد پیچیده را تشکیل می‌دهند؛
- گروه‌بندی منظم از عناصر مجزا و در عین حال مرتبط با یکدیگر به منظور تأمین اهداف از پیش تعیین‌شده؛
- آرایش منظم اجزا و عناصری که به منظور تأمین یک هدف مبتنی بر برنامه طراحی شده است؛
- مجموعه یا اجتماعی از عناصر مرتبط و وابسته به یکدیگر به منظور تأمین هدف‌های از پیش تعیین شده؛
- تعدادی روش وابسته به یکدیگر که با اجرای آنها قسمتی از هدف یک سازمان تأمین می‌شود؛
- اجزای وابسته و مرتبط با یکدیگر که ارتباط آن‌ها پیچیده و سازماندهی شده باشد.

۱-۳. مراحل کلی طراحی نظام

- طرح‌ریزی و برنامه‌ریزی (شامل: طرح‌ریزی، سازماندهی و کنترل عوامل ویژه ایجاد سیستم است)
- مطالعه امکان‌پذیری (طراحی راه‌های گوناگون و ابتدایی ایجاد سیستم را در بر می‌گیرد.)
- طراحی تفصیلی (عملیات جز به جز ایجاد سیستم، در این مرحله طراحی می‌شود.)
- اجرا یا استقرار (نتیجه طراحی معمولاً به صورت مجموعه‌ای از مختصات ارائه می‌شود.)

۱-۴. عناصر اصلی نظام‌ها

داده‌ها: شامل ورودی‌های سیستم می‌باشد که عبارتند از اطلاعات، سرمایه، ماشین‌آلات، نیروی انسانی و سایر مواردی که تحرک و فعالیت سیستم را سبب می‌شود.

فرآیند: عملیاتی است که طبق برنامه سیستم بر روی ورودی‌ها انجام می‌شود تا به خروجی‌ها تبدیل شوند.
خروجی‌ها: خروجی‌های یک سیستم می‌باشند که عبارتند از کالا یا خدمات که از سیستم به محیط صادر می‌شوند.
بازخورد: باعث می‌شود سیستم نتایج عملکرد خود را به دست آورد و فرآیند را بهبود دهد.

۱-۵. اهداف طراحی نظام

- اجتناب از تکرار یا ایجاد غیرضروری عوامل عمده در سیستم؛
- به حداقل رساندن هزینه ترکیب خرده سیستم‌های مرتبط با یکدیگر؛
- کاهش تعداد کل خرده سیستم‌های جداگانه‌ای که باید ایجاد، راه‌اندازی و نگهداری شوند؛
- ایجاد انعطاف در سیستم برای تطابق با رشد و تحول؛
- ایجاد مبنایی برای گسترش هماهنگ خرده سیستم‌ها و بسط آن‌ها در سطح کل سازمان؛
- تهیه راهنمای اجرای پروژه‌ها و انجام دادن مطالعات مداوم به منظور بهبود سیستم.

۱-۶. حوزه‌بندی نظام پایش و ارزیابی تلفات برق شبکه‌های توزیع

با توجه به تعاریف ارائه شده برای نظام و همچنین اجزای تشکیل‌دهنده آن، در جدول (۱-۱) موارد مرتبط با نظام پایش و ارزیابی تلفات برق شبکه‌های توزیع ارائه گردیده است. با توجه به جدول، مفاهیمی که در بحث نظام پایش و ارزیابی تلفات در این گزارش مورد استفاده قرار می‌گیرند، مشخص شده‌اند.

جدول (۱-۱): حوزه‌بندی نظام پایش و ارزیابی تلفات

مفاهیم مرتبط با تلفات	مرتبط با نظام پایش و ارزیابی تلفات
روش‌های اندازه‌گیری تلفات	×
روش‌های محاسبه تلفات	×
روش‌های تخمین تلفات	×
صحت‌سنجی تلفات	✓
قانون‌گذاری	×
سیاست‌گذاری	✓
تعیین تلفات بهینه	×
پهنه‌بندی تلفات	×
قوانین مرتبط با برق‌دزدی (جریمه)	×
روش‌های کاهش تلفات	×
ساختار نهاد تنظیم‌کننده مقررات	×
تعیین بازیگران تلفات	✓
تعاملات بین بازیگران	✓
جریان اطلاعاتی بین بازیگران	✓
جریان مالی بین بازیگران	✓
روش‌های تأمین تلفات انرژی	✓
روش‌های گزارش‌دهی تلفات	✓
طرح‌های انگیزشی کاهش تلفات	✓

در ادامه، بازیگران حوزه تلفات توزیع برق شامل بهره بردار سیستم توزیع، خرده‌فروش و رگولاتور معرفی می‌شوند. همچنین، در بررسی‌های صورت‌گرفته، وظایف هر یک از بازیگران در بخش توزیع برق مشخص می‌شود که یکی از این وظایف مسأله تلفات در بخش توزیع برق است.

۱-۷. بهره‌بردار شبکه توزیع

بخش توزیع به طور کلی شامل خطوط ولتاژ متوسط، پست‌ها ترانسفورماتوری توزیع و خطوط ولتاژ پایین است. شرکت‌های توزیع می‌توانند شرکت‌های ملی، شرکت‌های عمومی وابسته به فرمانداری‌ها، شهرداری‌ها یا شرکت‌های خصوصی و مستقل باشند که مسئولیت سیم‌بانی و مدیریت شبکه توزیع را در یک منطقه خاص برعهده دارند. معمولاً محدوده ارائه خدمات شرکت توزیع، به صورت جغرافیایی از یکدیگر مجزا می‌باشد که این تفکیک یا به صورت قانونی توسط دولت‌ها یا نهادهای تنظیم مقررات انجام می‌شود و هر محدوده انواع مختلف مصرف‌کنندگان خانگی، تجاری یا صنعتی را در بر می‌گیرد. به شرکت‌های توزیع، بهره‌بردار شبکه توزیع *(DNO)*[۱] یا بهره‌بردار سیستم توزیع *(DSO)*[۲] نیز گفته می‌شود.

مأموریت شرکت‌های توزیع برق، رساندن برق به تمام مصرف‌کنندگان خانگی، تجاری و صنعتی مستقر در منطقه مشخص، با گستردن شبکه کابلی و پست‌های برق موردنیاز است. از این رو فرآیند محوری در شرکت‌های توزیع، طراحی، مهندسی و ساخت شبکه توزیع و بهره‌برداری و نگهداری از آن است. منبع درآمد اصلی شرکت‌های توزیع بسته به مدل تجاری صنعت برق، می‌تواند سود ناشی از خرید و فروش برق یا تعرفه عبور برق از خرده‌فروشانی که در آن منطقه فعالیت می‌کنند، باشد. برحسب قراردادهای صورت‌گرفته بین شرکت‌های توزیع با خرده‌فروشان، کارکرد پاسخگویی به مشترکین در مورد قطعی‌ها یا اشکالات شبکه برق نیز می‌تواند بر عهده شرکت توزیع باشد یا در مجزاسازی بیشتر به خرده‌فروش یا شرکت‌های مستقل واگذار شود. به طور کلی فرآیندهای اصلی شرکت‌های توزیع به سه دسته تقسیم‌بندی می‌شوند:

- ✓ فرآیندهای گسترش شبکه توزیع: شامل برنامه ریزی، طراحی، مهندسی و ساخت شبکه
- ✓ فرآیندهای تعامل با خرده‌فروشان: عقد قرارداد با خرده‌فروشان، ارائه خدمات به مشترکین معرفی شده از طرف آن‌ها، تهیه صورت‌حساب و تسویه با خرده‌فروشان
- ✓ فرآیندهای اندازه‌گیری: اندازه‌گیری برق دریافت‌شده از شبکه انتقال، مصرف مشترکین، عملکرد شبکه توزیع، تلفات و برق‌دزدی

۱-۸. خرده‌فروش

شرکت‌های خرده‌فروش به شرکت‌هایی گفته می‌شود که مستقیم با مشترک نهایی در ارتباط هستند. این شرکت‌ها معمولاً خریداران اصلی برق در بازارهای برق هستند و با پرداخت تعرفه به شبکه انتقال و توزیع، برق خریداری شده از این بازارها را به مشترک نهایی خود می‌رسانند. برخلاف شرکت‌های توزیع که اغلب محدوده فعالیت مشخصی دارند،

[۱] Distribution Network Operator (DNO)

[۲] Distribution System Operator (DSO)

شرکت‌های خرده‌فروش می‌توانند سراسری عملی کنند ولی برای رساندن برق به مشترک خود در هر منطقه باید از خدمات شرکت توزیع مسئول در آن منطقه استفاده کنند.

شرکت‌های خرده‌فروش در مدل رقابت در سطح خرده‌فروشی می‌توانند به وجود آیند. در مدل رقابت خرده‌فروشی، مشترک می‌تواند خرده‌فروش برق خود را در هر زمان تغییر دهد و این تغییر معمولاً به علت تفاوت خدمات و قیمت‌های خرده‌فروشان در ساعات و فصل‌های مختلف سال است.

هدف اصلی از جداسازی توزیع از خرده‌فروشی، توسعه رقابت در بخش خرده‌فروشی و کاهش قیمت نهایی برق تحویلی به مشترکین است. در مدل‌های تجاری که شرکت‌های توزیع زیاد می‌شوند، مساحت کشور به چند منطقه تقسیم می‌شود و امتیاز انحصاری توزیع در هر منطقه به یک شرکت توزیع واگذار می‌شود. مصرف‌کنندگان هر منطقه می‌توانند برق مصرفی خود را از یک یا چند خرده‌فروش که در منطقه آن‌ها فعالیت می‌کنند، خریداری کنند. اما خرده‌فروشان تنها می‌توانند از طریق شرکت توزیعی که شبکه توزیع را در آن منطقه اداره می‌کند، برق مشترک را به وی برسانند. وظایف اصلی در خرده‌فروشی برق شامل موارد زیر خواهد بود:

- ✓ بازاریابی و جذب مشترک؛
- ✓ اندازه‌گیری مصرف مشترکین؛
- ✓ تجمیع تقاضا و خرید برق از بازارهای عمده‌فروشی برق یا تولیدکنندگان پراکنده محلی؛
- ✓ تعامل با مشترکین و پاسخگویی به شکایات؛
- ✓ صدور صورت‌حساب و تسویه پرداخت‌های مشترکین؛
- ✓ تأمین تلفات انرژی.

فرآیند بازاریابی به صورت موازی با فرآیند تأمین برق به جذب مشترک جدید و عقد قرارداد با وی و هماهنگی‌های لازم در برقراری اتصال وی به شبکه توزیع می‌پردازد. عملیات این فرآیند شامل تبلیغات و بازاریابی، جذب مشترک جدید و صدور انشعاب و نصب دستگاه‌های اندازه‌گیری موردنیاز در محل مشترک است.

در فرآیند تأمین برق، برق موردنیاز از بازارهای عمده فروشی برق یا تولیدکنندگان پراکنده خریداری می‌شود. به طور کلی برق خریداری شده یا از طریق شبکه انتقال به شبکه توزیع وارد می‌شود یا در مورد تولیدکنندگان پراکنده، مستقیم وارد شبکه توزیع می‌شود که در تمام نقاط اتصال به شبکه انتقال یا تولیدکننده پراکنده، اندازه‌گیری انجام می‌شود. عملیات انجام شده در این فرآیند شامل دریافت برق از شبکه انتقال یا تولیدکنندگان پراکنده، تسویه حساب مالی با شبکه انتقال و توزیع مطابق با اطلاعات دریافت شده از فرآیند مدیریت اندازه‌گیری می‌باشد.

فرآیند اندازه‌گیری، میزان برق مصرفی مشترکین را اندازه می‌گیرد. این فرآیند از فرآیندهای قابل جداسازی است که می‌تواند توسط شرکت توزیع، شرکت خرده‌فروش یا شرکت‌های مستقل انجام گیرد. داده‌های اندازه‌گیری برای محاسبه صورت‌حساب‌های مشترکین و همچنین پیش‌بینی و برنامه‌ریزی نیازهای آتی برق به کار می‌رود. عملیات اصلی در این بخش شامل نصب تجهیزات اندازه‌گیری، مدیریت سیستم‌های خودکار اندازه‌گیری، تجمیع و تحلیل تقاضای برق مشترکین و پیش‌بینی مصرف برای دوره‌های آتی می‌باشد.

فرآیند صدور صورت‌حساب و تسویه با مشترکین شامل محاسبه و صدور صورت‌حساب هر مشترک، جمع‌آوری پرداخت‌های مشترک، بررسی شکایات و درخواست‌های بازنگری صورت حساب مشترکین است.

مدیریت تعامل با مشترکین شامل پاسخگویی به کلیه امور مربوط به مشترکین شامل دریافت شکایات، پیشنهادات، پاسخگویی به مشترکین در مورد قطعی‌ها و اشکالات شبکه توزیع است. عملیات پاسخگویی در مورد اشکالات شبکه برق و قطعی‌ها در این فرآیند می‌تواند توسط توافق‌نامه شرکت‌های توزیع و خرده فروش به شرکت توزیع هر منطقه نیز واگذار شود.

۱-۹. نهاد تنظیم مقررات شبکه توزیع (رگولاتور)

تنظیم مقررات یکی از پیش‌نیازهای اساسی فرآیند خصوصی‌سازی است و بدون وجود یک نهاد رگولاتوری کارآمد، اهداف اصلی خصوصی سازی محقق نخواهد شد. تشکیل نهاد رگولاتوری در کشورهای پیشرفته برخلاف کشورهای درحال توسعه از قدمتی طولانی برخوردار است. جدول (۱-۲) سال تشکیل نهاد تنظیم مقررات در صنعت برق کشورهای مختلف را نشان می‌دهد. با توجه به این جدول، کشورهای توسعه‌یافته‌ای همچون انگلستان، ایالات متحده و نروژ در زمینه تأسیس نهاد تنظیم مقررات پیشگام بوده‌اند. همچنین، تعدادی از رگولاتورهای صنعت توزیع برق کشورهای اروپایی در جدول (۱-۳) ارائه شده است.

نقش تنظیم مقررات در صنعت برق به ویژه توزیع آن است که منافع هر دو گروه سرمایه‌گذاران و مصرف‌کنندگان را تأمین کند که این مورد در مواقعی که یک تحول اقتصادی در پیش باشد، اهمیت دارد. وظیفه نهاد تنظیم مقررات برای سرمایه‌گذاری، اطمینان‌بخشی به سرمایه‌گذار جهت جذب سرمایه در بلندمدت است و برای مصرف‌کننده وظیفه آن اطمینان‌بخشی به وی در جهت عرضه مطمئن برق است. به عنوان مثال، تضمین حقوق مالکیت، تنظیم مقررات برای کسب و کارها، تنظیم مقررات قیمت‌گذاری (در صورت لزوم یارانه‌ای)، قوانین مربوط به جذب سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت توزیع برق و مواردی نظیر صرفه‌جویی انرژی و به‌کارگیری انرژی‌های تجدیدپذیر، از جمله وظایف نهاد رگولاتوری است.

جدول (۱-۲): ایجاد نهاد تنظیم مقررات در کشورهای مختلف

ایجاد نهاد تنظیم مقررات			
کشورهای توسعه‌یافته	کشورهای درحال توسعه آسیایی	کشورهای آمریکای لاتین	شوروی سابق و اروپای شرقی
بریتانیا	-	-	-
-	مالزی	-	-
نروژ	-	-	-
ایالات متحده امریکا	-	آرژانتین، پرو	-
-	-	-	-
-	-	کلمبیا، بولیوی	مجارستان، اوکراین
استرالیا، کانادا، فنلاند، پرتغال	-	مکزیک، نیکاراگوئه	-

ایجاد نهاد تنظیم مقررات			
کشورهای توسعه‌یافته	کشورهای درحال توسعه آسیایی	کشورهای آمریکای لاتین	شوروی سابق و اروپای شرقی
نیوزلند، سوئد، آفریقای جنوبی	-	برزیل، کاستاریکا، گواتمالا، پاناما، السالوادور	قرقیزستان
اسپانیا	-	اروگوئه	ارمنستان، لهستان، گرجستان
دانمارک، آلمان	هند	جمهوری دومنیکن، اکوادور	قزاقستان، مولداوی، رومانی
ایتالیا، بلژیک، ایرلند	-	ونزوئلا	آلبانی
اتریش، فرانسه	-	-	لیتوانی
کره	فیلیپین، ترکیه، کامبوج، سنگاپور	-	جمهوری چک، کرواسی، لتونی
-	سریلانکا	-	اسلوواکی
-	چین	-	بوسنی، مقدونیه
-	بنگلادش، تایلند	-	-
-	ویتنام	-	-

جدول (۱-۳): رگولاتورهای صنعت توزیع برق کشورهای اروپایی

کشور	رگولاتور	کشور	رگولاتور	کشور	رگولاتور	کشور	رگولاتور
اتریش	*E-control*	فرانسه	*CRE*	لیتوانی	*REGULA*	اسلوواکی	*URSO*
بلژیک	*CREG*	آلمان	*BNetzA*	لوگزامبورگ	*ILR*	اسلوونی	*AGEN*
بلغارستان	*DKER*	یونان	*RAE*	هلند	*DTe*	اسپانیا	*CNE*
جمهوری چک	*ERU*	مجارستان	*MEH*	نروژ	*NVE NordREG*	سوئد	*EMI NordREG*
دانمارک	*DERA NordREG*	ایرلند	*CER NIAUR*	لهستان	*URE*	سوئیس	*BFE*
استونی	*ETI*	ایتالیا	*AEEG*	پرتغال	*ERSE*	انگلستان	*OFGEM*
فنلاند	*EMV NordREG*	لتونی	*VEI*	رومانی	*ANRE*		

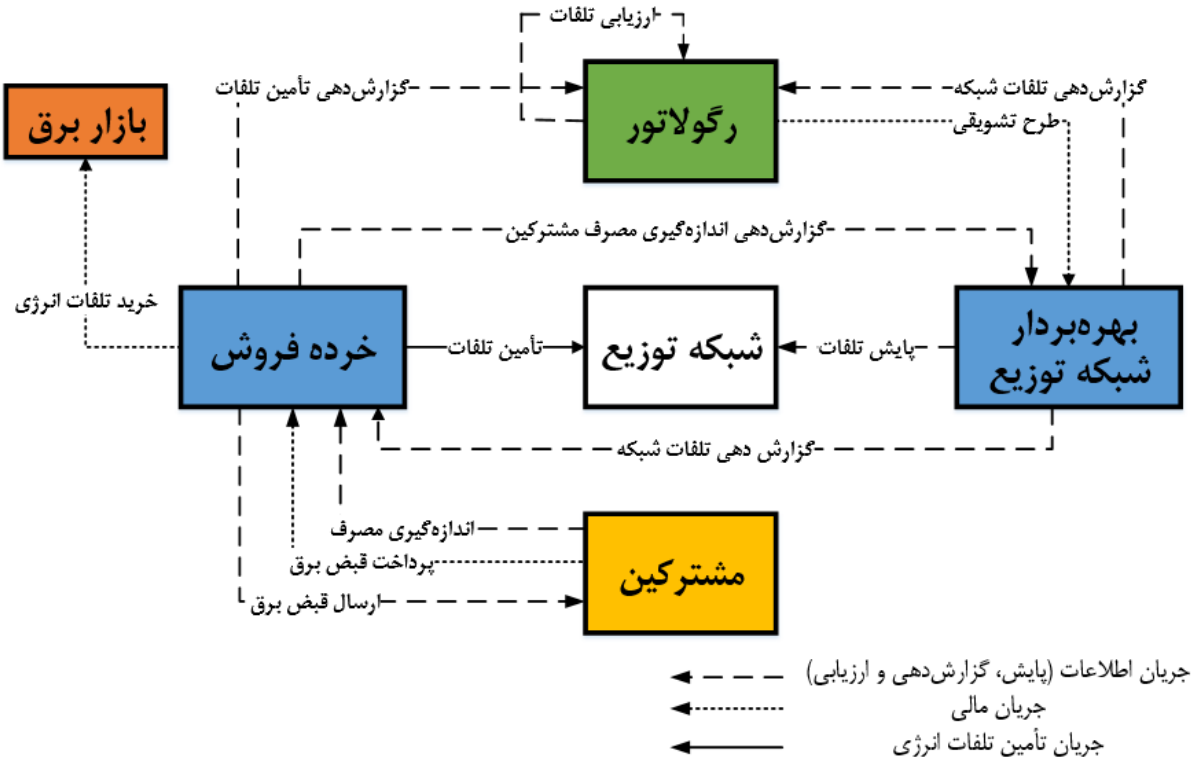
یکی از مهم‌ترین ویژگی‌های نهاد تنظیم مقررات در تمام کشورهای دنیا، مستقل بودن آن نهاد است و منظور از استقلال نیز این است که اولاً، وضع قوانین از هرگونه فشار (چه از جانب دولت و چه از جانب بازیگران) به دور باشد، ثانیاً قوانین با مرور زمان دستخوش تغییرات نشوند. البته به این معنا نیست که این قوانین همواره در طول زمان بدون تغییر باقی بماند و به عنوان مثال با پیشرفت فناوری یا تغییر شرایط بازار اصلاح نشوند، بلکه بیشتر تغییر این قوانین به واسطه فشارهای سیاسی مدنظر است.

در مجموع، نهاد تنظیم مقررات، نهادی است که منافع سرمایه‌گذاران و مصرف‌کنندگان صنعت برق را با تدوین و اجرای مقررات مؤثر تأمین می‌کند. این نهاد بهتر است مستقل باشد و به دور از فشارهای بازیگران صنعت برق و دولت، مقررات مناسب را تنظیم نماید.

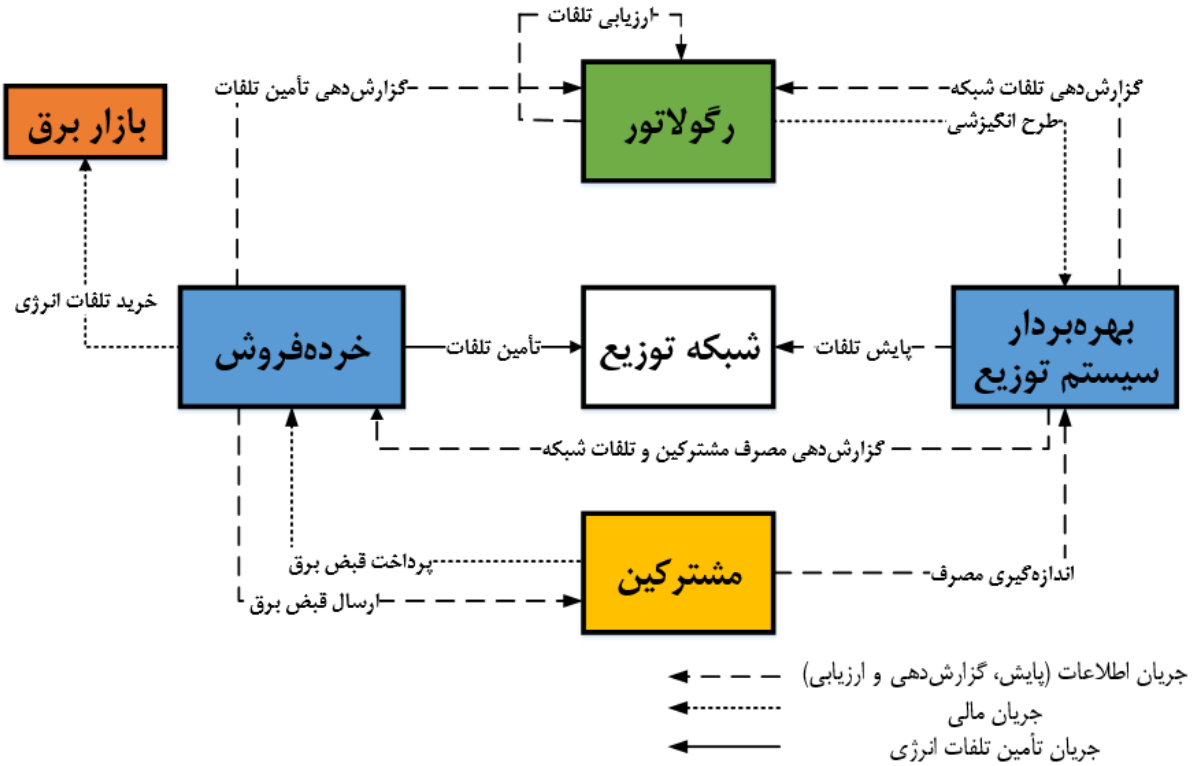
۱-۱۰. تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق

تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق می‌تواند به سه مدل متفاوت باشد که در شکل‌های (۱-۱)-(۱-۳) نشان داده شده است. در شکل (۱-۱)، اندازه‌گیری مصرف مشترکین توسط خرده‌فروش صورت می‌پذیرد. خرده‌فروش باید اطلاعات مرتبط با مصرف مشترکین را برای رگولاتور و بهره‌بردار شبکه توزیع ارسال کند. بعلاوه، خرده‌فروش وظیفه تأمین تلفات انرژی را نیز برعهده دارد که خرید تلفات انرژی از بازار برق صورت می‌پذیرد که برای پرداخت هزینه تلفات انرژی توسط مشترک، تعرفه‌ای وجود ندارد. همچنین، بهره‌بردار شبکه توزیع وظیفه پایش تلفات شبکه و گزارش‌دهی آن به رگولاتور و خرده‌فروش را برعهده دارد. رگولاتور نیز با ارزیابی گزارش‌های ارسالی بهره بردار شبکه توزیع و خرده فروش، سیاست‌های مناسب شامل طرح‌های تشویقی را برای ایجاد انگیزه در بهره‌بردار شبکه توزیع به منظور کاهش تلفات اتخاذ می‌کند. مدل عملکردی الف در کشور انگلستان پیاده‌سازی می‌شود. در شکل (۱-۲)، اندازه‌گیری مصرف مشترکین توسط بهره‌بردار سیستم توزیع صورت می‌پذیرد. خرده‌فروش نیز وظیفه تأمین تلفات انرژی را برعهده دارد که خرید تلفات انرژی از بازار برق صورت می‌پذیرد که برای پرداخت هزینه تلفات انرژی توسط مشترک، تعرفه‌ای وجود ندارد. بعلاوه، خرده‌فروش باید اطلاعات مرتبط با تأمین تلفات انرژی را برای رگولاتور ارسال کند. همچنین، بهره‌بردار سیستم توزیع وظیفه پایش تلفات شبکه و گزارش‌دهی آن به رگولاتور و خرده‌فروش را برعهده دارد. رگولاتور نیز با ارزیابی گزارش‌های ارسالی بهره‌بردار شبکه توزیع و خرده‌فروش، سیاست‌های مناسب شامل طرح‌های انگیزشی (طرح پاداش و جریمه) را برای ایجاد انگیزه در بهره‌بردار سیستم توزیع به منظور کاهش تلفات شبکه توزیع اتخاذ می‌کند. در مدل‌های عملکردی الف و ب به دلیل آنکه خرده‌فروش وظیفه تأمین تلفات انرژی را دارد، رگولاتور سیاست‌های مورد نظر را بر روی بهره‌بردار اجرا می‌کند. مدل عملکردی ب نیز در کشورهای اسپانیا و پرتغال اجرا می‌شود. در شکل (۱-۳)، اندازه‌گیری مصرف مشترکین توسط بهره‌بردار سیستم توزیع صورت می‌پذیرد. همچنین، بهره‌بردار سیستم توزیع وظیفه تأمین تلفات را برعهده دارد که خرید تلفات انرژی از بازار برق و یا از طریق قراردادهای دوجانبه و پرداخت هزینه تلفات انرژی تحت تعرفه شبکه صورت می‌پذیرد. بعلاوه، بهره‌بردار سیستم توزیع وظیفه پایش تلفات شبکه توزیع و گزارش‌دهی تلفات به رگولاتور را نیز برعهده دارد. رگولاتور نیز با ارزیابی گزارش‌های ارسالی بهره‌بردار سیستم توزیع، سیاست‌های مناسب شامل تعیین نرخ مجاز تلفات را برای ایجاد انگیزه در بهره‌بردار سیستم توزیع به منظور کاهش تلفات شبکه توزیع اتخاذ می‌کند. در مدل ج، بهره‌بردار سیستم توزیع وظیفه تأمین تلفات انرژی را برعهده دارد و معمولاً در این حالت، رگولاتور نرخ مجاز تلفاتی را برای بهره‌بردار سیستم توزیع تعیین می‌کند. این مدل عملکردی در بیشتر کشورهای اروپایی، ترکیه و هند صورت می‌پذیرد.

DOI:10.30503/nripress.2020.210

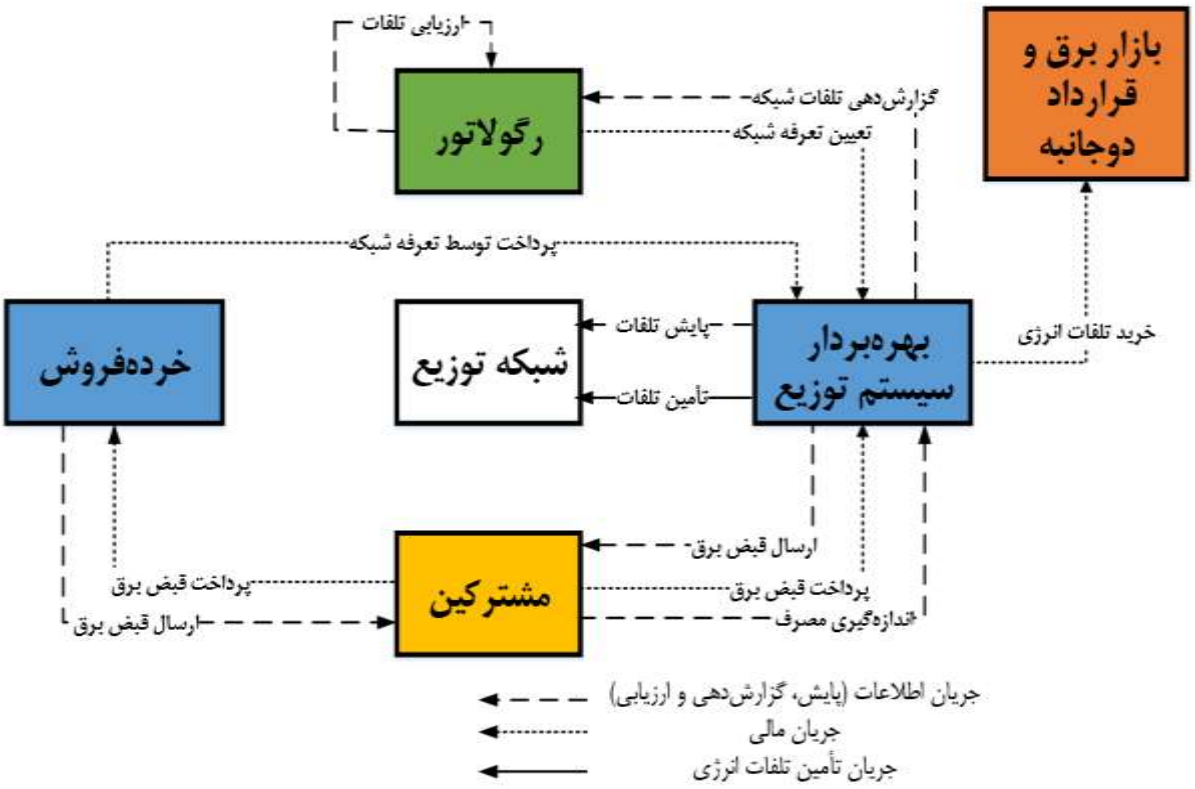


شکل (۱-۱): مدل عملکردی الف



شکل (۱-۲): مدل عملکردی ب

DOI:10.30503/nripress.2020.210



شکل (۱-۳): مدل عملکردی ج

۱-۱۱. مسئول پایش تلفات

در بیشتر کشورها، بهره‌بردار سیستم مسئول پایش تلفات شبکه توزیع است. در بحث پایش تلفات، یکی از موارد مهم اندازه‌گیری مصرف مشترکین است. در بسیاری از کشورها بهره‌بردار سیستم توزیع مسئول اندازه‌گیری مصرف مشترکین است، اما در کشور انگلستان مسئولیت اندازه‌گیری مصرف مشترکین برعهده خرده‌فروش برق می‌باشد. در این حالت، بهره‌بردار شبکه باید مقدار انرژی ورودی به شبکه توزیع و مقدار انرژی فروخته‌شده به مشترکین را اندازه‌گیری و محاسبه نماید. همچنین، با توجه به مطالب ذکر شده در فصل قبل، برای تعیین تلفات در شبکه‌های فشار ضعیف می‌تواند از روش‌های تخمین استفاده نمود.

۱-۱۲. مسئول گزارش‌دهی تلفات

پس از پایش تلفات توسط بهره‌بردار سیستم توزیع، گزارش‌های تلفات به صورت سالانه برای رگولاتور ارسال می‌گردد. از جمله الزامات گزارش‌دهی خلاصه سالانه مقادیر انرژی و پارامترهای شبکه است. منظور از پارامترهای شبکه، تعداد کل مشترکین، طول خطوط فشار متوسط و فشار ضعیف، تعداد ترانسفورماتورها و ظرفیت آن‌ها، پیک تقاضا و موارد دیگر است. همچنین، کل انرژی ورودی به شبکه توزیع و انرژی فروخته شده به مشترکین نیز باید به رگولاتور ارسال گردد.

۱-۱۳. مسئول تأمین تلفات انرژی

در بسیاری از موارد در اروپا، هزینه‌ها برای تلفات به مصرف‌کنندگان منتقل می شود، که باعث می شود بهره‌برداران سیستم هیچ انگیزه‌ای برای کاهش تلفات شبکه نداشته باشند. باید اقدامات مناسبی برای ایجاد انگیزه در بهره‌برداران

سیستم جهت کاهش تلفات انجام شود یا حتی‌الامکان تلفات در سطوح پایین نگه داشته شود. بعلاوه، روش‌های تنظیم مقررات مختلفی برای تلفات فنی و غیرفنی می‌تواند اجرا شود تا به کارآمدی طرح‌های نظارتی کمک کند.

۱-۱۴. مسئول ارزیابی تلفات

نظارت بر تلفات می‌تواند به روش‌های مختلفی صورت پذیرد. از آنجایی که مقررات انگیزشی[۱] بر روی DSOهای اروپایی اعمال می شود، انتخاب روش نظارتی باید به گونه‌ای باشد که برای بهره‌برداران سیستم توزیع انگیزه کاهش تلفات ایجاد کند (یا در برخی موارد تلفات در یک سطح پایین نگه داشته شود) و همچنین، این مشوق‌ها برای همه DSOها منطقی و مفید باشند. بعلاوه، ممکن است مشوق‌ها به گونه‌ای معرفی شوند که تضمین کنند انرژی خریداری شده برای پوشش تلفات در بهترین قیمت است. مشوق‌ها رگولاتورها را قادر می سازد تا تضمین کنند که بهره‌برداران سیستم انتقال (TSO)[۲] و DSOها تمام تصمیمات بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری را مقرون به صرفه و با هدف کاهش حجم تلفات توان و هزینه های انرژی مورد نیاز برای کاهش تلفات اجرا می‌کنند. با این حال، برای کارآمد بودن، مشوق‌ها باید اهداف مناسبی را در یک بازه زمانی که مربوط به موضوع کاهش تلفات است، تعیین کنند. اگر مشوق‌ها کارآمد نباشند، منجر به تصمیمات بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری ناکارآمد می‌شود و همچنین کاهشی در درآمد بهره‌بردار سیستم رخ خواهد داد اگر اهداف خیلی بالاتر از یک سطح تعیین شوند و همچنین اگر اهداف خیلی پایین‌تر از سطحی انتخاب شوند، سود زیادی به بهره‌بردار خواهد رسید. بنابراین، مشوق‌های مربوطه برای کاهش تلفات باید به درستی تعیین شوند. در بیشتر کشورهای اروپایی مشوق‌ها تنها بر روی DSOها اعمال می شوند. به استثنای فرانسه و سوئد، که هم TSO و هم DSO براساس حجم (در هر دو کشور) و قیمت (تنها در فرانسه) تشویق می شوند. بررسی روش‌های نظارتی حال حاضر نشان می‌دهد که مدل‌های نظارتی زیر برای تلفات توان در شبکه‌های انتقال و توزیع استفاده می‌شوند:

- مدل‌های نظارتی مبتنی بر تشویق که هزینه تلفات بخشی از سقف درآمدی کل شرکت است به این معنی که با تلفات همانند مؤلفه‌های دیگر هزینه رفتار می‌شود؛
- نرخ مجاز تلفات که در تعرفه‌ها به حساب می‌آید و در یک مقدار حداکثری محدود می‌شود؛
- مکانیزم‌هایی که به بهره‌بردار شبکه اجازه می‌دهد تا اگر تلفات شبکه کمتر (یا بیشتر) از یک مقدار مرجع تعیین‌شده باشد، پاداش دریافت کند (یا جریمه شود).

در اتریش، هزینه‌های خرید انرژی برای پوشش تلفات در سنجش کارایی DSOها در نظر گرفته می‌شود. در این کشور حداکثر میزان تلفات باید ارزیابی شود و به طور مداوم به مقادیر پایین تر تکامل یابد. در بلژیک، یک سقف درآمدی برای کل هزینه‌ها[۳] استفاده می‌شود که شامل هزینه‌های تلفات توان برای DSOها است. در جمهوری چک، حجمی از تلفات به عنوان معیار توسط NRE تعیین می‌شود و سالانه با استفاده از مصرف واقعی سالیانه تنظیم می‌شود. سقف‌های درآمدی تنظیم کرده است که شامل مشوق‌هایی برای کاهش تلفات توان است. در فرانسه، مشوقی برای هم حجم تلفات و هم قیمت خرید برق برای پوشش تلفات وجود دارد و بر روی TSO و DSO اعمال می شود. در آلمان، نروژ و اسلوونی، هزینه‌های تلفات جزئی از یک بخش سقف درآمدی می‌باشد. آن بخش (سهم هزینه متغیر) به طور منظم ارزیابی می‌شود. در انگلستان، در زمانی که داده‌های اندازه‌گیری هوشمند در دسترس است، یک مشوق

[۱] Incentive based regulation

[۲] Transmission System Operator (TSO)

[۳] Total expenditure (Totex)

مالی برای تلفات در نظر گرفته شده است. سیاست‌های کنونی به گونه‌ای طراحی می‌شوند تا از طریق روش‌های نوآورانه و مدیریت داده‌ها DSOها را به درک و مدیریت بهتر تلفات تشویق کنند. لهستان طرح‌های مجزایی را برای DSOها و TSOها دارد. برای DSOها، تلفات با استفاده از یک مدل محک‌زنی تعیین می‌شود و برای TSOها، تلفات در تعرفه‌ها با استفاده از داده‌های گذشته و ضریب بهبود کارایی تعیین می‌شود. اگر بهره‌برداری به سطح کارایی بالاتری دست یابد (تلفات کاهش یابد)، می‌تواند سود کسب کند. مکانیزم تشویقی در پرتغال به DSO اجازه می‌دهد تا در مواردی که تلفات توزیع پایین تر / بالاتر از مقدار مرجعی است که NRA سالانه تعیین می‌کند، پاداش دریافت کند / جریمه شود. هلند مقررات مبتنی بر ملاک‌های مطلوب را دارد، که اهداف قبل از وقوع[1] یک دوره نظارتی و براساس نتایج گذشته تعیین می‌شوند و در مورد DSOها، متوسط عملکرد به عنوان معیار است. هدف برای TSO توسط محاسبات NRA تعیین می‌شود. در عمل، سه فاکتور مهم در ارتباط با تلفات می‌تواند مطرح شود. اولین فاکتور سقف درآمد است که به صورت زیر بیان می‌شود:

$$Rev_t = CAPEX_t + OPEX_{t-1} \times (1 + RPI - X) + Inc \times \left(Perf_{Target,t} - Perf_{Actual,t} \right) \quad (۱-۱)$$
$$CAPEX_t = RAB_t * (1 + RoR) + Dep_t$$

Rev: درآمد مجاز

$CAPEX$: هزینه‌های سرمایه‌گذاری

$OPEX$: هزینه‌های عملیاتی

RPI: شاخص قیمت خرده‌فروشی (شاخص اندازه‌گیری نرخ تورم)

X: ضریب رشد بهره وری

Inc: مشوق مالی

$Perf_{Target}$: عملکرد مورد هدف (به عنوان مثال، تلفات به کیلووات‌ساعت)

$Perf_{Actual}$: عملکرد واقعی (به عنوان مثال، تلفات به کیلووات‌ساعت)

t: شاخص زمانی

RAB: مقررات دارایی پایه

Dep: استهلاک

RoR: نرخ بازگشت

مورد اول به مسئولیت خریداری تلفات مربوط می‌شود. در برخی کشورها (به عنوان مثال هلند و نروژ) بهره‌برداران شبکه مسئول خرید تلفات هستند. به طور معمول، هزینه‌های مرتبط در درآمد مجاز[2] قرار می‌گیرند و می‌توانند به عنوان بخش‌های قابل‌کنترل و غیرقابل‌کنترل در نظر گرفته شوند. در کشورهای دیگر، خرده‌فروشان مجبور به خریداری تلفات هستند (نظیر پرتغال و اسپانیا) و بنابراین هزینه‌های مرتبط در کنترل قیمت بهره‌برداران توزیع و تعرفه‌های شبکه مربوطه در نظر گرفته نمی‌شوند.

[1] Ex-ante

[2] Allowed revenue

در مورد دوم برای در نظر گرفتن تلفات در مقررات، از طرح‌های تشـویقی کاهش تلفات در مقررات سـقف قیمت[1] یا سـقف درآمد[2] اسـتفاده می‌شـود (در مواردی که بهره بردار شـبکه مسـئول خریداری تلفات نیسـت). با این وجود، بهره‌برداران شبکه تشویق به کاهش تلفات می شوند و این طرح‌ها در کشورهایی نظیر پرتغال و اسپانیا اجرا می شود. این مشوق درآمد مجاز شرکت توزیع برق را با عملکرد بهره‌بردار شبکه در زمینه تلفات مرتبط می‌کند (عبارت سوم در رابطه ۱-۱). به این ترتیب، درآمد با توجه به اختلاف بین تلفات واقعی شـبکه و تلفات هدف افزایش یا کاهش می‌یابد و در یک قیمت خاص ارزش‌گذاری می‌شود.

مورد سـوم مرتبط با رفتار واقعی هزینه‌های مربوط به تلفات در کنترل قیمت اسـت (عبارت‌های اول و دوم در رابطه ۱-۱). برای هزینه‌های عملیاتی[3] می‌توانند به صورت هزینه‌های غیرقابل‌کنترل در نظر گرفته شوند (به عنوان مثال در آلمان)، که از طریق مصـرف‌کنندگان پرداخت می‌شـود، یا به عنوان هزینه‌های قابل‌کنترل (مثلاً در دانمارک) که مرتبط با شاخص بهره‌وری خواهد بود. هزینه‌های سرمایه‌گذاری[4] در تجهیزات کارآمد انرژی می‌تواند به عنوان بخشی از هزینه مجاز (به عنوان مثال DSOهای انگلستان) باشد که امکان بازگشت سرمایه[5] وجود خواهد داشت. جدول (۱-۴)، اجرای طرح‌های تشویقی کاهش تلفات را در کشورهای مختلف نشان می‌دهد.

جدول (۱-۴): پیاده‌سازی طرح‌های تشویقی در کشورهای مختلف

کشور	مسئول تأمین تلفات		سطح استاندارد یا مرجع		مشوق کاهش تلفات		
	بهره‌بردار	خرده‌فروش	بله	خیر	هزینه‌های بهره‌برداری		پاداش یا جریمه
					قابل‌کنترل	غیرقابل‌کنترل	
اسپانیا		*	*				*
پرتغال		*	*				*
سوئد	*			*		*	* (از ۲۰۱۶ به بعد)
فنلاند	*			*		*	
نروژ	*			*	*		
دانمارک	*			*	*		
انگلستان		*		*			*
هند	*				*		
ترکیه	*		*		*		
فیلیپین	*		*				*
آلمان	*			*		*	
فرانسه	*		*		*		

۱-۱۵. بررسی اسناد مرتبط با نظام تلفات در ایران

[1] Price cap

[2] Revenue cap

[3] Operational Expenditure (OPEX)

[4] Capital Expenditure (CAPEX)

[5] Return on capital

به منظور بررسی دقیق وضعیت فعلی نظام تلفات در ایران نیاز هست اسناد مرتبط با تلفات بررسی و معرفی گردند. به همین منظور، در ادامه دستورالعمل‌های ارائه شده در زمینه نظام تلفات در ایران شناسایی و معرفی شده است.

❖ دستورالعمل تعیین مستمر تلفات انرژی الکتریکی

با توجه به اهمیت اندازه‌گیری و کاهش تلفات انرژی، کمیته تخصصی کاهش تلفات در مدیریت توزیع شرکت توانیر تشکیل گردید تا ضمن اتخاذ راهکارهای عملی برای تعیین عوامل و شاخص‌های مؤثر در کاهش تلفات، جهت دستیابی به یک وحدت رویه برای کلیه شرکت‌های توزیع در سطح کشور عمل نمایند. دستورالعمل "تعیین مستمر تلفات انرژی الکتریکی (اندازه‌گیری انرژی الکتریکی در بخش توزیع)" به عنوان اولین نتایج این کمیته منتشر شده است.

هدف از این دستورالعمل "تعیین تلفات انرژی الکتریکی به صورت مستمر در محدوده شرکت‌های توزیع نیروی برق" می‌باشد. در این دستورالعمل ضوابط زیر تعیین شده است:

- نقاط لازم سیستم توزیع برای اندازه‌گیری انرژی و محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری
- برنامه‌ریزی نصب لوازم اندازه‌گیری انرژی در نقاط تعیین‌شده
- کنترل و آزمایش لوازم اندازه‌گیری انرژی وفق دستورالعمل مربوطه
- قرائت انرژی ثبت شده توسط لوازم اندازه‌گیری انرژی
- دقت و زمان خواندن لوازم اندازه‌گیری انرژی
- محاسبات قبض و گزارش‌گیری از سیستم اطلاعات مشترکین
- تعیین و محاسبه تلفات انرژی
- به روزرسانی دستورالعمل تعیین مستمر تلفات انرژی
- موارد قابل بحث با توجه به شرایط اقلیمی و ملاحظات دیگر

❖ دستورالعمل ضوابط و الزامات جمع‌آوری و مانیتورینگ اطلاعات کنتورهای منصوبه در ابتدای فیدرهای فشار متوسط در دیسپاچینگ‌های توزیع

با توجه به لزوم بهره‌برداری بهینه و استفاده حداکثری از لوازم اندازه‌گیری منصوبه در خروجی فیدرهای فشار متوسط و تأمین امکان مانیتورینگ وضعیت پارامترهای الکتریکی به صورت همزمان در مرکز دیسپاچینگ توزیع و بازار برق به دلیل سرمایه‌گذاری‌های انجام شده، این دستورالعمل تدوین گردیده است.

هدف از تدوین این دستورالعمل تعیین یک نظام هماهنگ و تبیین استانداردهای لازم جهت مانیتورینگ و جمع آوری اطلاعات اندازه‌گیری شده توسط کنتورهای عمومی منصوبه در ابتدای فیدرهای فشار متوسط خروجی پست‌های فوق‌توزیع و همچنین کنتورهای منصوبه در خروجی ترانسفورماتورهای پست‌های فوق‌توزیع توسط واحد متمرکزکننده داده (DCU) است.

از اطلاعات جمع‌کننده (DCU) می‌توان به منظور راهبری و کنترل شبکه توزیع و پیش‌بینی بار و همچنین استفاده از اطلاعات آن در زمان وقوع بحران و قطعی‌های بی‌برنامه و اتخاذ تصمیم لازم استفاده کرد.

❖ دستورالعمل بازدید، آزمایش، سرویس و نگهداری انشعابات مشترکین دیماندی

هدف از تهیه و تدوین این دستورالعمل تشریح روش بازدید، آزمایش، نظارت و سرویس و نگهداری انشعاب مشترکین به منظور کنترل دائمی در جهت حصول اطمینان از عملکرد صحیح آن و در نتیجه محاسبه دقیق انرژی الکتریکی مصرفی و جلب رضایت مشترکین می‌باشد.

همچنین، دامنه کاربرد این دستورالعمل در بخش‌های مختلف شرکت‌های توزیع نیروی برق است. منظور از انشعابات دیماندی نیز انشعاباتی هست که قدرت قراردادی آن‌ها ۳۰ کیلووات و بیشتر بوده و معمولاً مشمول پرداخت بهای دیماند نیز می‌گردند. انشعابات دیماندی به دو گروه انشعابات ولتاژ ثانویه و انشعابات ولتاژ اولیه تقسیم می‌شوند.

❖ دستورالعمل فرآیند عملیات اجرایی در شناسایی و نحوه محاسبه هزینه انرژی مصرفی برق‌های غیرمجاز مشترکین خانگی

هدف از تهیه این دستورالعمل یکسان‌سازی رویه‌های موجود در شرکت‌های توزیع در جهت محاسبه و دریافت هزینه انرژی مصرفی غیرمجاز برق از مشترکین خانگی می‌باشد. مسئولیت اجرای این دستورالعمل به عهده مدیران عامل شرکت‌های توزیع و مسئولیت نظارت عالی با معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر است.

❖ دستورالعمل عملیات اجرایی در شناسایی و نحوه محاسبه هزینه برق مصرفی غیرمجاز مشترکین غیردیماندی عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف

هدف از تهیه این دستورالعمل یکسان‌سازی رویه‌های موجود در شرکت‌های توزیع در جهت محاسبه و دریافت هزینه انرژی مصرفی غیرمجاز مشترکین غیر دیماندی عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف می‌باشد. مسئولیت اجرای این دستورالعمل به عهده مدیران عامل شرکت‌های توزیع و مسئولیت نظارت عالی با معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر است.

❖ دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات

کاهش تلفات انرژی در شبکه‌های توزیع نیروی برق یکی از مهم‌ترین اهداف صنعت برق می‌باشد. ارزیابی عملکرد شرکت‌های توزیع در حوزه تلفات اولین گام در رسیدن به این هدف می‌باشد. در این راستا لزوم تدوین دستورالعمل "نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات" امری ضروری می‌باشد. در این دستورالعمل ساختار نظارت عالیه جهت پایش عملکرد شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات تشریح شده است. محدوده‌ی اجرای این دستورالعمل نیز کلیه‌ی شرکت‌های توزیع نیروی برق کشور هستند. در حوزه کاهش تلفات، معاونت هماهنگی توزیع توانیر و مجری طرح کاهش تلفات اقدام به پایش و ارزیابی عملکرد شرکت‌های توزیع نیروی برق می‌کنند.

❖ دستورالعمل جامع محاسبه ارزش تلفات در شبکه‌های توزیع

در برنامه‌ریزی، بهینه‌سازی و توسعه شبکه‌های برق‌رسانی و اعمال روش‌های مناسب جهت کاهش تلفات الکتریکی، یکی از شاخص‌های مهم، آگاهی از ارزش تلفات است. به طوری که ارزش تلفات نقش موثری در مطالعات اقتصادی، به ویژه در انتخاب ظرفیت بهینه تجهیزات، مقایسه و ارزیابی طرح‌های مختلف و سایر پارامترهای سیستم دارد. بنابراین، ارائه و تدوین یک مدل مناسب جهت محاسبه ارزش تلفات الکتریکی بسیار مفید و مؤثر بوده و امکان دسترسی به نتایج قابل‌قبول را میسر می‌سازد.

در دستورالعمل "محاسبه ارزش تلفات در شبکه‌های توزیع"، یک مدل جامع برآورد ارزش توان و انرژی با توجه به میزان مشارکت نیروگاه‌ها در تولید و همچنین، ترکیب سوخت مصرفی برای تولید انرژی و با لحاظ ضرایب تناظر

بخش‌های مختلف شبکه سراسری ارائه شده است و در نهایت، براساس اطلاعات قابل‌دسترس و برآوردهای منطقی مقادیر ارزش تلفات دیماند و انرژی برای شبکه سراسری ایران توسط نرم‌افزار تهیه شده محاسبه گردیده است.

۱-۱۶. پایش تلفات توزیع برق در ایران

در حال حاضر، مصرف مشترکین از طریق کنتور قرائت و اندازه‌گیری می‌شود، البته نصب کنتورهای هوشمند به صورت محدود در کشور انجام شده است. همچنین، بر روی خروجی ترانسفورماتورهای پست‌های فوق توزیع نیز کنتور اندازه‌گیری نصب شده است و طرح‌های آزمایشی برای نصب کنتور بر روی فیدرهای ۲۰ کیلوولت خروجی از پست فوق‌توزیع صورت گرفته است. با این حال، نقاط زیادی در شبکه توزیع وجود دارد که نیاز به نصب کنتور به منظور اندازه‌گیری انرژی و محاسبه تلفات بخش توزیع دارند. در مجموع، مسئول پایش تلفات، شرکت‌های توزیع برق هستند.

۱-۱۷. گزارش‌دهی تلفات در ایران

برای ارسال اطلاعات تلفات نیز داشبوردی (سامانه‌ای) وجود دارد که به صورت نقطه به نقطه تلفات در آن ثبت می‌شود و با مقدار آن در همان زمان در سال قبل مقایسه می‌شود. اطلاعات ورودی شامل انرژی اندازه‌گیری‌شده از کنتورهای MK6 است و فروش نیز از اطلاعات صورت‌حساب وارد می‌شود. در اینجا مشکل این است که فروش سیکل به سیکل است و در نتیجه تلفات در سیکل‌های مختلف متفاوت خواهد بود. مثلاً، در فروردین تلفات در حدود ۷۰ درصد است ولی هنگامی که تجمیع می‌شود و به انتهای سال نزدیک می‌شویم تلفات به یک عدد معقول نزدیک می‌شود.

۱-۱۸. تأمین تلفات انرژی در ایران

به دلیل ماهیت دولتی شرکت‌های توزیع برق و همچنین نبود نظام انگیزشی مناسب به منظور کاهش تلفات، انگیزه لازم برای شرکت‌های توزیع برق برای کاهش تلفات در بخش توزیع ایجاد نمی‌گردد. با این وجود، خرید و تأمین تلفات توزیع برعهده شرکت‌های توزیع برق نخواهد بود و مسئولیت تأمین تلفات با دولت یا به بیان بهتر با شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر) می‌باشد.

۱-۱۹. روند ارزیابی و سیاست‌گذاری تلفات در ایران

در سال‌های گذشته، دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات توسط کمیته ملی کاهش تلفات انرژی برق و معاونت هماهنگی توزیع توانیر به تصویب رسیده است. اما تاکنون این دستورالعمل به درستی برای تشویق شرکت‌های توزیع برق به منظور کاهش تلفات اجرا نشده است. تزریق سرمایه‌گذاری نیز با توجه به رایزنی‌های صورت گرفته بین شرکت‌های توزیع برق و شرکت توانیر به شرکت‌های توزیع اختصاص داده می‌شود. همچنین، وظیفه صحت‌سنجی داده‌های تلفات در بخش توزیع برق برعهده کمیته تعیین تلفات است. این کمیته شامل نمایندگانی از مدیریت شبکه برای صحه گذاشتن بر قرائت‌ها و انرژی تحویلی، حوزه مالی برای صحه گذاشتن بر روی اعدادی که شرکت‌های توزیع برق برای فروش در سال مالی ابراز کرده‌اند و ارزیابان فنی برای صحه گذاشتن بر روشنایی معابر است.

۱-۲۰. جمع‌بندی

در این فصل، وضعیت فعلی نظام پایش و ارزیابی تلفات توزیع برق در ایران مورد بررسی قرار گرفت. در جدول (۱-۵) خلاصه‌ای از وضعیت کنونی نظام پایش و ارزیابی تلفات شبکه‌های توزیع برق ایران شرح داده شده است.

جدول (۱-۵): نظام فعلی پایش و ارزیابی تلفات توزیع برق در ایران

اقدامات	مسئول	تشریح وضعیت کنونی
پایش تلفات	شرکت توزیع برق	در حال حاضر، مصرف مشترکین از طریق کنتور قرائت و اندازه‌گیری می‌شود، البته نصب کنتورهای هوشمند به صورت محدود در کشور انجام شده است. همچنین، بر روی خروجی ترانسفورماتور پست‌های فوق توزیع نیز کنتور اندازه‌گیری نصب شده است و طرح‌های آزمایشی برای نصب کنتور بر روی فیدرهای ۲۰ کیلوولت خروجی از پست فوق‌توزیع صورت گرفته است. با این حال، نقاط زیادی در شبکه توزیع وجود دارد که نیاز به نصب کنتور به منظور اندازه‌گیری انرژی و محاسبه تلفات بخش توزیع دارند. در مجموع، مسئول پایش تلفات، شرکت‌های توزیع برق هستند.
گزارش‌دهی تلفات	شرکت توزیع برق	برای ارسال اطلاعات تلفات نیز سامانه‌ای وجود دارد که به صورت نقطه به نقطه تلفات در آن ثبت می‌شود و با مقدار آن در همان زمان در سال قبل مقایسه می‌شود. اطلاعات ورودی شامل انرژی اندازه‌گیری‌شده از کنتورهای MK6 است و فروش نیز از اطلاعات صورت‌حساب وارد می‌شود.
ارزیابی تلفات	معاونت هماهنگی توزیع توانیر و دفتر راهبری و نظارت بر امور برق	کمیته تعیین تلفات وظیفه صحت‌سنجی داده‌های تلفات در بخش توزیع برق را برعهده دارد. این کمیته شامل نمایندگانی از مدیریت شبکه برای صحه گذاشتن بر قرائت‌ها و انرژی تحویلی، حوزه مالی برای صحه گذاشتن بر روی اعدادی که شرکت‌های توزیع برق برای فروش در سال مالی ابراز کرده‌اند و ارزیابی‌کنندگان فنی برای صحه گذاشتن بر روشنایی معابر است. البته، دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات توسط کمیته ملی کاهش تلفات انرژی برق و معاونت هماهنگی توزیع به تصویب رسیده است که هنوز به درستی اجرا نمی‌شود.
سیاست‌گذاری تلفات	معاونت هماهنگی توزیع توانیر و مجری طرح ملی کاهش تلفات	در سال‌های گذشته، دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات توسط کمیته ملی کاهش تلفات انرژی برق و معاونت هماهنگی توزیع به تصویب رسیده است. اما تاکنون این دستورالعمل به درستی برای تشویق شرکت‌های توزیع برق به منظور کاهش تلفات اجرا نشده است. تزریق سرمایه‌گذاری نیز با توجه به رایزنی‌های صورت گرفته بین شرکت‌های توزیع برق و شرکت توانیر به شرکت‌های توزیع اختصاص داده می‌شود.
تأمین تلفات[1]	شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران	به دلیل ماهیت دولتی شرکت‌های توزیع برق و همچنین عدم وجود نظام انگیزشی مناسب به منظور کاهش تلفات، خرید و تأمین تلفات توزیع برعهده شرکت‌های توزیع برق نخواهد بود و مسئولیت تأمین تلفات با دولت یا به بیان بهتر با شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر) می‌باشد.

[1] منظور از تأمین تلفات، تأمین انرژی برای پوشش تلفات شبکه توزیع برق است که در کشورهای مختلف مسئول تأمین تلفات انرژی بهره‌بردار شبکه توزیع یا خرده‌فروش است.

DOI:10.30503/nripress.2020.210

فصل دوم

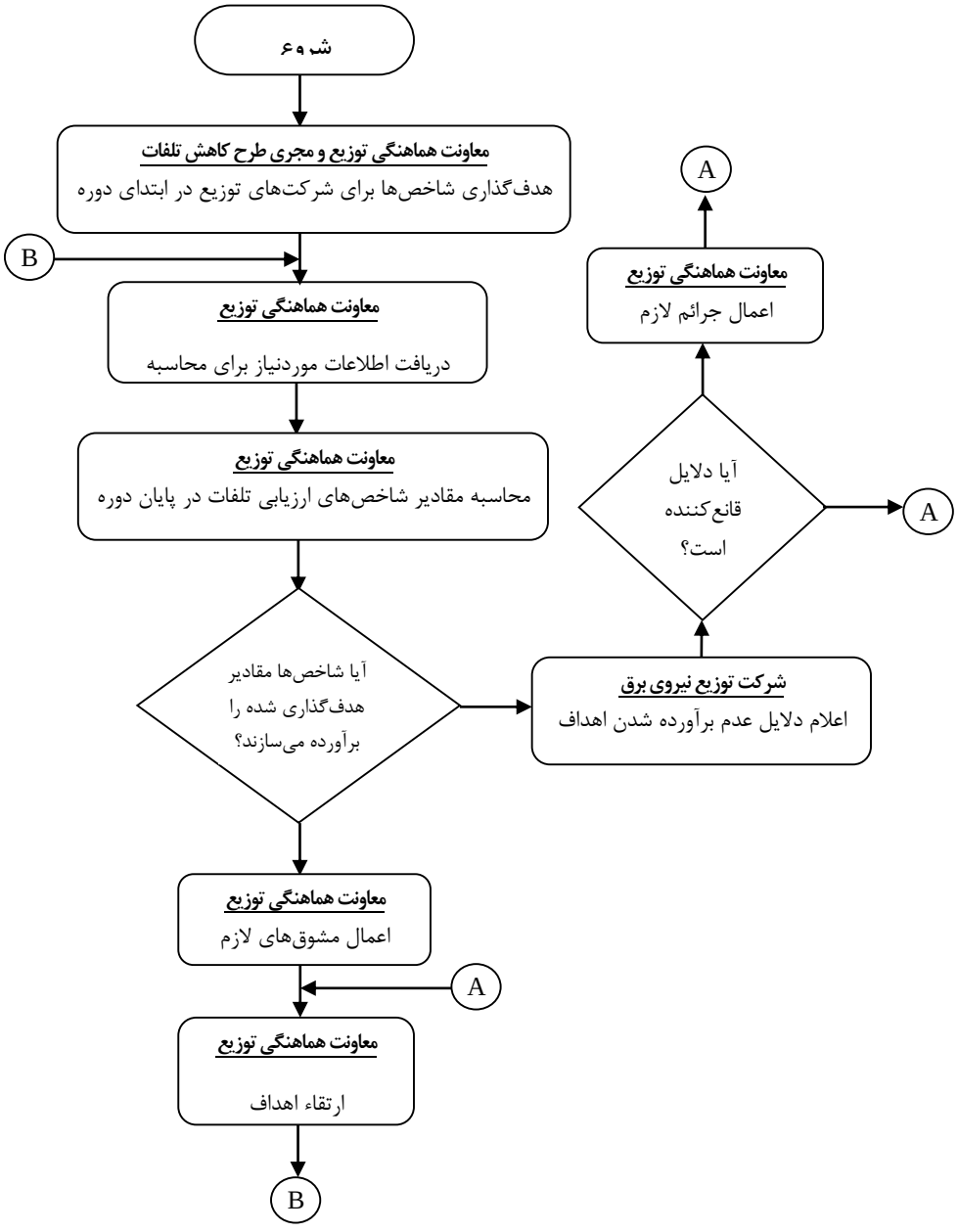
مطالعات شناختی شناسایی معیارها و روش ارزیابی تلفات در شبکه‌های توزیع برق

۲-۱. مقدمه

در این فصل ضمن بررسی و تشریح راهکار ارزیابی تلفات در ایران، به پیشنهاد راهکاری مناسب برای ارزیابی تلفات در کشور پرداخته می شود. سعی خواهد شد تا در پیشنهاد راهکار ارزیابی تلفات برای ایران، وضعیت موجود شبکه و محدودیت‌های فنی و اقتصادی لحاظ گردد تا راهکار پیشنهادی تا حد امکان، قابل اجرا و بهره‌برداری باشد.

۲-۲. معیارها و روش‌های مورد استفاده در ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران

روش ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران بر اساس مقایسه میزان تلفات اندازه‌گیری‌شده با یک میزان مشخص است که این میزان به‌صورت سالانه تعیین می‌شود. همچنین در ایران در راستای کاهش تلفات، آیین‌نامه نظارت و ارزیابی کاهش تلفات تدوین شده است که در ادامه تشریح می‌گردد. مطابق این آیین‌نامه، برای ارزیابی شرکت‌های توزیع نیروی برق در حوزه کاهش تلفات، معاونت هماهنگی توزیع توانیر و مجری طرح کاهش تلفات مطابق با فرآیند شکل زیر اقدام به ارزیابی عملکرد شرکت‌ها می‌کنند.



شکل (۲-۲): فرآیند ارزیابی و نظارت بر شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات

۲-۳. هدف‌گذاری شاخص‌های ارزیابی

اولین مرحله در ارزیابی شرکت‌های توزیع برق کشور در حوزه کاهش تلفات، قابل سنجش نمودن عملکرد شرکت‌ها در این حوزه است. بدین منظور فعالیت شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات از طریق شاخص‌هایی که در ادامه تشریح می‌گردد، ارزیابی می شود. معاونت هماهنگی توزیع و مجری طرح ملی کاهش تلفات موظف هستند با بررسی شرایط و قابلیت‌های هر شرکت نسبت به هدف‌گذاری هر یک از شاخص‌ها در دوره زمانی اقدام و برای تصویب به کمیته ملی کاهش تلفات ارائه نمایند. شرکت‌های توزیع نیروی برق موظف هستند نسبت به تهیه برنامه‌های عملیاتی به منظور نیل به اهداف تعیین‌شده اقدام کنند.

❖ ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورها در شرکت توزیع

ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورها یکی از شاخص‌های مؤثر در ارزیابی تلفات شبکه توزیع است. این شاخص از رابطه (۲-۱) محاسبه می‌شود:

$$DF = \frac{\text{بار پیک غیرهمزمان سالیانه شرکت توزیع } (MW)}{\text{مجموع ظرفیت منصوبه ترانسفورماتورهای شرکت توزیع } (kVA)} \qquad (۲-۱)$$

❖ مدیریت ولتاژ فشار متوسط

بهبود پروفیل ولتاژ شبکه فشار متوسط یکی از شاخص‌های ارزیابی تلفات شبکه توزیع در ایران است. این شاخص که نسبت پذیرش ولتاژ نیز نامیده می‌شود، به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$MVCR = \text{نسبت پذیرش ولتاژ٪} = \frac{\text{تعداد کل نقاطی که ولتاژ شبکه فشار متوسط در حد استاندارد است}}{\text{تعداد کل نقاط اندازه‌گیری شده همان دوره}} \qquad (۲-۲)$$

به منظور محاسبه شاخص MVCR لازم است حداقل، ولتاژ نقاط انتهایی تمام فیدرهای فشار متوسط توزیع در دوره موردنظر و در زمان پیک بار فیدر اندازه‌گیری شود. در صورت فراهم بودن امکان فنی، این اندازه‌گیری به پست‌های توزیع توسعه پیدا خواهد کرد.

❖ مدیریت ولتاژ فشار ضعیف (ضریب نگهداری ولتاژ مشترکین در بازه مجاز)

بهبود پروفیل ولتاژ سمت فشار ضعیف یکی از شاخص‌های ارزیابی مدیریت کاهش تلفات است. این شاخص از رابطه (۲-۳) بدست می‌آید:

$$LVCR = \text{نسبت پذیرش ولتاژ٪} = \frac{\text{تعداد کل نقاطی که ولتاژ شبکه فشار ضعیف در حد استاندارد است}}{\text{تعداد کل نقاط اندازه‌گیری شده همان دوره}} \qquad (۲-۳)$$

به منظور محاسبه شاخص LVCR لازم است به هنگام قرائت کنتورهای دیجیتال، اندازه‌گیری ولتاژ در نقاط انتهایی فیدرهای فشارضعیف انجام گیرد.

❖ ظرفیت منصوبه جدید به ازای هر مشترک جدید

در راستای اصلاح بارگذاری ترانسفورماتورها، لازم است به طور مستمر ضریب بهره‌برداری بهبود یابد. بدین منظور با افزایش تعداد مشترکین جدید، لازم است شبکه به نحوی مدیریت گردد که نیاز به احداث پست‌های جدید به حداقل برسد. این شاخص از رابطه (۲-۴) محاسبه می‌شود.

$$NCPC = \frac{\text{ظرفیت منصوبه جدید } (kVA)}{\text{تعداد مشترکین جدید}} \qquad (۲-۴)$$

❖ طول شبکه فشار ضعیف جدید به ازای هر مشترک جدید

در راستای کاهش تلفات لازم است به طور مستمر طول شبکه فشارضعیف کاهش یافته یا تحت کنترل باشد. بدین منظور با افزایش تعداد مشترکین جدید، لازم است شبکه به نحوی مدیریت گردد که نیاز به افزایش طول شبکه فشار ضعیف جدید به حداقل برسد. این شاخص از طریق رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$NLPC = \frac{\text{طول شبکه فشار ضعیف جدید } (m)}{\text{تعداد مشترکین جدید}} \quad (۵-۲)$$

❖ مجموع ظرفیت منصوبه تولید پراکنده کمتر از ۲ مگاوات

نصب تولیدات پراکنده در شبکه‌های توزیع می‌توانند موجب کاهش تلفات گردند. بدین منظور، شاخص مجموع ظرفیت منصوبه تولید پراکنده کمتر از ۲ مگاوات موجود در شبکه توزیع، مطابق با رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$DGTC = \sum_{i=1}^{n} P_{DG,i} \quad (۶-۲)$$

$P_{DG,i}$: ظرفیت واحد تولید پراکنده i-ام (kW)

n: تعداد واحدهای تولید پراکنده با ظرفیت کمتر از ۲ مگاوات در شبکه توزیع

❖ بهبود ضریب قدرت

جبران توان راکتیو در شبکه اهداف گوناگونی را دنبال می‌کند که یکی از مهم‌ترین آن‌ها کاهش تلفات است. پایش ضریب قدرت می‌تواند در بهبود عملکرد شرکت‌ها در حوزه کاهش آن مؤثر باشد.

$$\text{ضریب قدرت در دوره ماهانه} = cos(\varphi) = \frac{\text{انرژی ماهیانه اکتیو}(kWh)}{\sqrt{\{\text{انرژی ماهیانه اکتیو}(kWh)\}^2 + \{\text{انرژی ماهیانه راکتیو}(kVARh)\}^2}} \quad (۷-۲)$$

شاخص ضریب قدرت به تفکیک هر شرکت توزیع طی سه مرحله در ۱) خروجی ترانس‌های فوق‌توزیع ۲) فیدرهای ۲۰ کیلوولت و ۳) خروجی ترانس‌های توزیع مشترکین به صورت ماهیانه محاسبه خواهند شد.

۲-۴. تعیین دوره ارزیابی شاخص‌ها

دوره ارزیابی شرکت‌های توزیع در حوزه مدیریت تلفات به تفکیک هر شاخص مطابق با جدول زیر خواهد بود:

جدول (۲-۱): دوره ارزیابی شاخص‌ها

شاخص	دوره ارزیابی
ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورها	سالیانه
مدیریت ولتاژ فشارمتوسط	دوماهه
مدیریت ولتاژ فشارضعیف	دوماهه
ظرفیت منصوبه جدید به ازا هر مشترک جدید	سالیانه
طول شبکه فشار ضعیف جدید به ازا هر مشترک جدید	سالیانه
مجموع ظرفیت تولید پراکنده نصب‌شده کمتر از ۲ مگاوات	دوماهه
بهبود ضریب قدرت	ماهیانه

۲-۵. دریافت اطلاعات

معاونت هماهنگی توزیع موظف است ضمن ارزیابی هر یک از شرکت‌های توزیع، نسبت به ارزیابی شاخص‌های تعریف شده در هر دوره اقدام نماید. اطلاعات موردنیاز برای ارزیابی هر شاخص و نحوه دریافت آن مطابق جدول (۲-

۲) خواهد بود. هریک از شـرکت‌های توزیع و شـرکت‌های برق منطقه‌ای و همچنین شـرکت مدیریت شـبکه موظف هستند اطلاعات لازم برای محاسبه شاخص‌ها را مطابق با جدول زیر در اختیار معاونت هماهنگی توزیع قرار دهند.

جدول (۲-۲): منبع اطلاعات جهت محاسبه شاخص‌های ارزیابی تلفات

شاخص	اطلاعات موردنیاز	نحوه دریافت اطلاعات
ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورها	• پیک بار غیرهمزمان • مجموع ظرفیت منصوبه ترانسفورماتورها	عملکرد اخذ شده از شرکت مدیریت شبکه و آمار صنعت برق
مدیریت ولتاژ فشار متوسط	✓ تعداد کل نقاط اندازه‌گیری ✓ تعداد کل نقاطی که ولتاژ در حد استاندارد است	وسایل اندازه‌گیری شرکت‌های توزیع
مدیریت ولتاژ فشار ضعیف	• تعداد کل نقاط اندازه‌گیری • تعداد کل نقاطی که ولتاژ در حد استاندارد است	کنتورهای مشترکین و یا سایر واحدهای اعلامی شرکت‌های توزیع
ظرفیت منصوبه جدید به ازا هر مشترک جدید	✓ ظرفیت منصوبه جدید ✓ تعداد مشترکین جدید	آمار عملکرد شرکت‌های توزیع مندرج در گزارشات آماری صنعت برق
طول شبکه فشار ضعیف جدید به ازا هر مشترک جدید	• تعداد مشترکین جدید • طول شبکه فشار ضعیف جدید	آمار عملکرد شرکت‌های توزیع مندرج در گزارشات آماری صنعت برق
مجموع ظرفیت تولید پراکنده نصب‌شده کمتر از ۲ مگاوات	مجموع ظرفیت تولید پراکنده نصب‌شده زیر ۲ مگاوات	آمار و اطلاعات اخذ شده از شرکت‌های برق منطقه‌ای و توزیع
بهبود ضریب توان	انرژی اکتیو و راکتیو در: مرحله (۱): خروجی ترانس‌های فوق توزیع مرحله (۲): فیدرهای ۲۰ کیلوولت مرحله (۳): خروجی ترانس‌های توزیع و مشترکین دیماندی	به ترتیب اجرا در سه مرحله با توجه به اطلاعات قابل دسترس در هر شرکت

۲-۶. محاسبه مقادیر شاخص‌ها

معاونت هماهنگی توزیع توانیر موظف است در پایان دوره تعیین‌شده و با توجه به اطلاعات دریافت شده، مقدار هریک از شاخص‌ها را به تفکیک برای هر یک از شرکت‌های توزیع محاسبه نماید.

۲-۷. ارزیابی شاخص‌ها

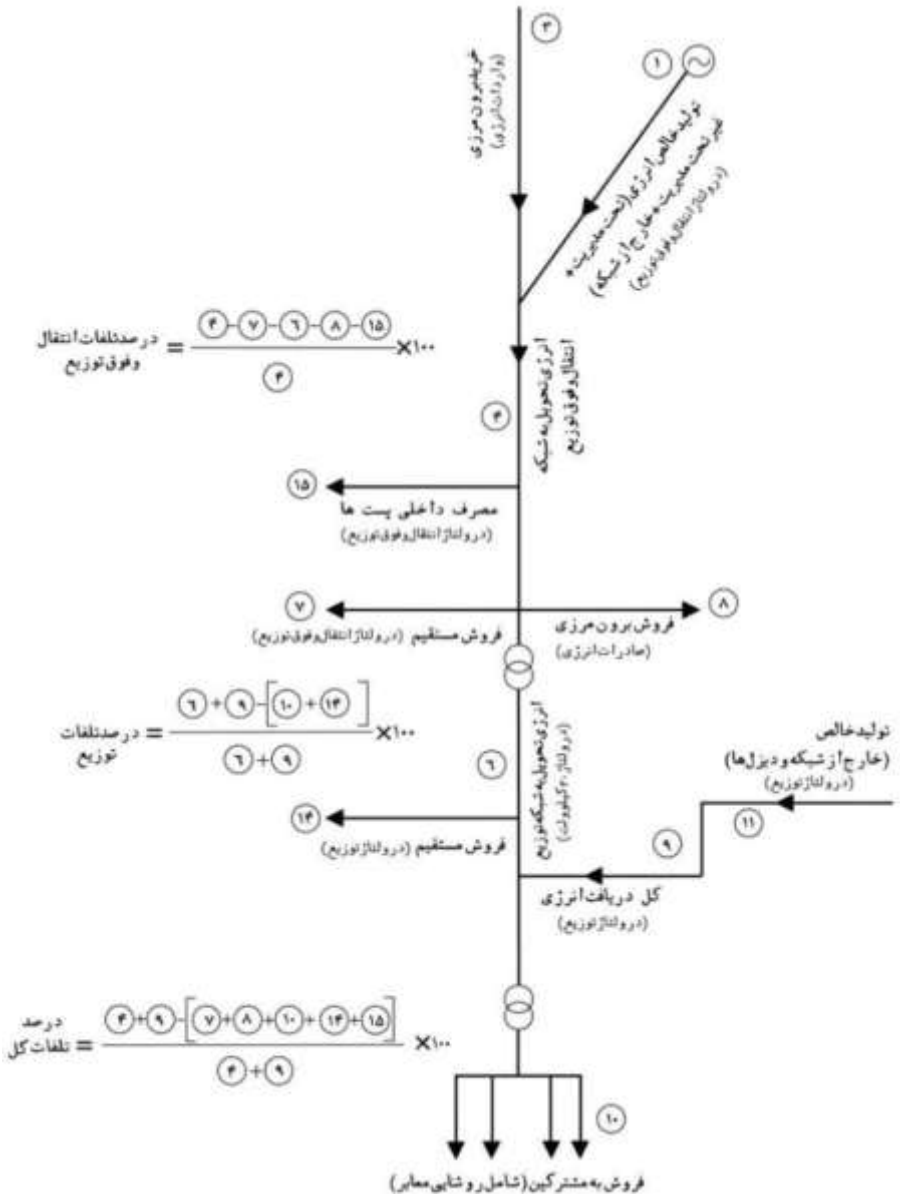
پس از محاسـبه مقدار شـاخص‌ها، معاونت هماهنگی توزیع توانیر موظف اسـت مقدار محاسـبه‌شـده را با مقادیر هدف‌گذاری شـده مقایسـه کند. در صـورتی که مقدار شـاخص‌ها، اهداف تعریف‌شـده را برآورده کنند، فرآیند پایش شرکت‌ها وارد مرحله بعد خواهد شد.

۲-۸. اعمال مشوق‌های لازم و اصلاح اهداف

در صـورتی که مطابق با ارزیابی انجام شـده در مرحله قبل، شـرکت توزیع نیروی برق اهداف کاهش تلفات را برآورده کرده باشـد، معاونت هماهنگی توزیع باید ضـمن ارتقاء اهداف شـاخص‌ها برای دوره جدید، فرآیند پایش و نظارت بر شرکت‌ها را پیگیری کند. همچنین معاونت هماهنگی توزیع می‌تواند مطابق با سیاست‌های کاهش تلفات، مشوق‌های لازم را به شرکت‌های توزیع موضوع این بند اعطاء کند.

۲-۹. اعلام دلایل برآورده نشدن اهداف توسط شرکت توزیع

در صورتی که مطابق با ارزیابی انجام شده، شرکت توزیع نیروی برق اهداف کاهش تلفات را برآورده نکرده باشد، لازم ا ست دلایل د ست نیافتن به اهداف تعیین شده را به معاونت هماهنگی توزیع توانیر و مجری طرح ملی کاهش تلفات گزارش دهد. در صورتی که دلایل قانع‌کننده با شد، معاونت هماهنگی توزیع موظف ا ست ضمن ا صلاح شاخص‌ها، فرآیند پایش و نظارت بر شـــرکت‌های توزیع نیروی برق را پیگیری کند. در صـــورتی که دلایل ارائه‌شـــده قانع‌کننده نبا شد، معاونت هماهنگی توزیع لازم ا ست ضمن اعمال جرائم لازم به شرکت توزیع مطابق با سیا ست‌های کاهش تلفات و اصلاح شاخص‌ها، فرآیند پایش و نظارت بر شرکت توزیع را پیگیری کند.



شکل (۲-۲): روند محاسبه تلفات در شبکه توزیع ایران

۲-۱۰. پیشنهاد معیارها و روش‌های ارزیابی تلفات توزیع در ایران

هم‌اکنون ارزیابی تلفات در ایران بر ا ساس مقایسه سطح مطلوب با میزان تلفات حا صل از روش اندازه‌گیری صورت می‌گیرد. اما یکی از معایب این روش ارزیابی، در تعیین تلفات به روش اندازه‌گیری اســـت. در این روش تلفات بخش

فنی و غیرفنی از یکدیگر تفکیک نمی‌شود و در نتیجه، ارزیابی تلفات نمی‌تواند مطلوبیت چندانی داشته باشد. از این‌رو بعنوان راهکار اولیه، روشی مبتنی بر محاسبه تلفات برای شبکه توزیع ایران پیشنهاد می‌گردد. اساس راهکار پیشنهادی، مبتنی بر محاسبه تلفات جزء به جزء در شبکه توزیع است. به این ترتیب می‌توان در کنار روش اندازه‌گیری، با محاسبه تلفات و تعیین تلفات فنی، تلفات غیرفنی را نیز به‌دست آورد.

برای پیشنهاد راهکار تعیین میزان تلفات شبکه‌های برق کشور، عواملی نظیر شرایط اقتصادی، زیرساخت‌های فعلی شبکه و چالش‌های پیش‌رو درنظر گرفته شده است. طبیعی است که دقیق‌ترین راه برای تعیین میزان تلفات به صورت لحظه به لحظه، نصب کنتورهای هوشمند در بستر شبکه‌های توزیع هوشمند و پایش تمام مشترکین کوچک و بزرگ شبکه است. درحالی‌که با توجه به فراهم نبودن زیرساخت‌های هوشمند در شبکه توزیع ایران، پیاده‌سازی این طرح هزینه بالایی دارد. از طرف دیگر، چالشی که در زمینه راهکارهای مختلف تعیین میزان تلفات در شبکه توزیع ایران و بسیاری از کشورهای دیگر وجود دارد، مشخص نبودن سهم تلفات اجزاء و بخش‌های مختلف شبکه توزیع است. از این‌رو، ارائه راهکاری که بتواند تلفات اجزای مختلف شبکه را نیز مشخص سازد بسیار حائز اهمیت است. در نگاه کلی‌تر، می‌توان مشخص بودن تلفات فنی و غیرفنی به تفکیک در شبکه‌های توزیع را بعنوان اطلاعات مهمی از تلفات دانست. در حالی‌که بسیاری از راهکارها نظیر روش اندازه‌گیری، اطلاعات کل تلفات (مجموع تلفات فنی و غیرفنی) را در اختیار قرار می‌دهند. در ادامه ضمن بیان کلیات راهکار پیشنهادی مقدماتی برای تعیین تلفات در ایران، جزئیات این روش بیشتر مطرح می‌شود.

با توجه به مجموعه مطالعات انجام شده در محاسبه و ارزیابی تلفات، تلفیقی از روش مدلسازی (ضریب بار و ضریب تلفات) و روش محاسبه تلفات اجزای مختلف شبکه برای ایران پیشنهاد می‌گردد. هر تجهیز در شبکه توزیع دارای ظرفیت نامی مشخص است و این ظرفیت در طول روز برای مدت زمان مشخصی بر حسب منحنی بار شبکه، مورد استفاده قرار می‌گیرد. این در حالی است که در ساعات زیادی از شبانه‌روز، تنها درصدی از ظرفیت تجهیز مورد استفاده است. همچنین در حالت کلی می‌توان تلفات را متناسب با مجذور بار تجهیز دانست. از این‌رو با دانستن تلفات پیک بار که در آن از تمام ظرفیت تجهیز استفاده می‌شود، تلفات در سایر ساعات شبانه روز را با دانستن وضعیت بارگذاری تجهیز مورد نظر (با داشتن ضریب بار و ضریب تلفات) تخمین زد. برای این منظور مفاهیم ضریب بار و ضریب تلفات مطرح شده است و روابط محاسبه هر کدام تشریح شده است. یکی از راهکارهای مرسوم در زمینه ارتباط ضریب تلفات و ضریب بار شبکه، روش هابل است که در ادامه مطرح می‌شود.

مزیت این روش در این است که آمار تلفات برای هر تجهیز از شبکه به تفکیک قابل محاسبه است. برای محاسبه تلفات بار پیک در تجهیز نیز، بهترین روش استفاده از نرم‌افزارهای بسیار دقیق توسعه داده شده برای مدلسازی سیستم‌ها و شبکه‌های توزیع است. از این‌رو با مدلسازی هر تجهیز با دقت مطلوب و متناسب با نیاز و با فرض بارگذاری نامی تجهیز، می‌توان تلفات آن تجهیز را محاسبه کرد. سپس با در اختیار داشتن منحنی بار که اطلاعات آن می‌تواند از طریق تخمین بار و یا از طریق کنتورهای هوشمند (در صورت نصب بودن در شبکه) در گام‌های زمانی مشخص در دسترس قرار گیرد، تلفات را با کمک ضریب تلفات و ضریب بار محاسبه نمود. به طور کلی می‌توان اجزای شبکه توزیع را به چند بخش زیر تقسیم نمود:

- ترانسفورماتور پست[1]
- فیدرهای (خطوط) اولیه[2]

[1] Substation Transformers

[2] Primary Lines

- تجهیزات خط[1]
- ترانسفورماتور توزیع[2]
- شبکه ثانویه و سرویس مشترکین[3]
- اندازه‌گیرها و سایر تجهیزات
- بارهای فاقد کنتور

از این‌رو کافی است روابط مشخصی برای محاسبه تلفات هر کدام از تجهیزات فوق با استفاده از راهکار پیشنهادی توسعه داده شود. باید توجه داشت که مدلسازی این تجهیزات در نرم افزار و همچنین روش محاسبه برای هر تجهیز، کاملاً به صورت یک ماژول قابل پیاده‌سازی بوده و در نتیجه، کافی است که تنها یکبار اجرا گردد. همچنین گام زمانی در محاسبه تلفات در این روش بسته به گام زمانی در تعیین بارگذاری هر تجهیز می‌تواند تغییر کند. لازم به ذکر است که روش پیشنهادی تا حد بسیار زیادی به راهکار ایالت نیویورک آمریکا نزدیک است. پیشنهاد می‌شود که مانند کشور انگلیس، برای فیدرهای اصلی شبکه توزیع، از کنتورهای با قابلیت ارسال داده در گام‌های زمانی ساعتی استفاده شود و بارهای جزئی نظیر مصارف خانگی نیز با استفاده از روش‌های تخمین بار در هر ساعت محاسبه گردد. از این‌رو می‌توان تلفات توان را به ازای هر ساعت در اختیار داشت و از طرف دیگر، با در اختیار داشتن اطلاعات تلفات کل شبکه از تفاضل انرژی خریداری شده و فروخته شده در هر ساعت، می‌توان تلفات غیرفنی را نیز در شبکه توزیع محاسبه نمود. در ادامه ضمن تشریح مفهوم ضریب بار و ضریب تلفات، برای هر کدام از این تجهیزات با استفاده از راهکار پیشنهادی، به محاسبه تلفات پرداخته می‌شود.

۲-۱۱. توسعه راهکار پیشنهادی برای محاسبه تلفات در تجهیزات مختلف شبکه

در این بخش به توسعه روابط و تئوری راهکار پیشنهادی برای محاسبه تلفات در هر تجهیز از شبکه پرداخته می‌شود. برای این منظور در ابتدا با مفاهیم ضریب بار و ضریب تلفات که سنگ‌بنای اصلی در توسعه راهکار پیشنهادی است تشریح می‌گردد.

❖ مفهوم ضریب بار و ضریب تلفات

تلفات اجزای مختلف شبکه توزیع در طول زمان پیک بار، در بیشترین مقدار خود هستند. اما به صورت تخمینی ۷۰ درصد از تلفات انرژی الکتریکی در زمان کم‌باری رخ می‌دهد. از این‌رو استخراج رابطه بین تلفات بار پیک و تلفات متوسط شبکه در محاسبه تلفات کل مفید خواهد بود. برای این منظور از تعریف ضریب تلفات و ضریب بار استفاده می شود که هر دو برای توصیف رابطه بین شرایط بار پیک و شرایط بارگذاری عادی (متوسط) شبکه بکار می‌روند. ضریب بار مطابق رابطه زیر از تقسیم بار متوسط شبکه به بار پیک حاصل می شود و بار متوسط از تقسیم انرژی در طول زمان بارگذاری متوسط بر مدت زمان دوره به‌دست می‌آید.

$$LDF = \frac{\mathrm{kWh}}{\mathrm{kW_{peak}}}\left(\frac{1}{\mathrm{T}}\right) \qquad (۸-۲)$$

LDF: ضریب بار

kWh: انرژی مصرفی در طول زمان موردنظر

[1] Line Equipment

[2] Distribution Transformers

[3] Secondary and Services

kW_{peak}: بار پیک شبکه در طول دوره مورد مطالعه

T: طول دوره موردنظر بر حسب ساعت (۸۷۶۰ ساعت برای محاسبات سالانه)

ضریب تلفات طبق رابطه (۲-۹) بر حسب نسبت تلفات توان متوسط به تلفات بار پیک تعریف می شود. باید توجه داشت که تلفات انرژی برای یک دوره مشخص، معمولاً به صورت مستقیم محاسبه نمی شود. بلکه از ضریب تلفات محاسبه شده بر مبنای پیک بار در آن دوره، برای این منظور استفاده می‌شود. ضریب تلفات می‌تواند بر اساس داده‌هایی که معمولاً در هر شبکه توزیع در دسترس است محاسبه گردد. این ضریب معمولاً برای هر نوع تجهیز و برای هر کلاس ولتاژ محاسبه می‌گردد.

$$LSF = \frac{\sum_{n=1}^{T} kW_n^2}{kW_{peak}^2}\left(\frac{1}{\mathrm{T}}\right) \qquad (۹-۲)$$

LSF: ضریب تلفات

kW_n: بار برای هر ساعت

kWpk: پیک بار در دوره زمانی T

در محاسبه ضریب تلفات، اطلاعات بار ساعتی موردنیاز بوده و ممکن است این اطلاعات در دسترس نباشد. از این‌رو می‌توان از رابطه (۲-۱۰) و به کمک ضریب بار، به محاسبه ضریب تلفات پرداخت.

$$LSF = K \times LDF^2 + LDF \times (1-K) \qquad (۱۰-۲)$$

LSF: ضریب تلفات

LDF: ضریب بار

K: عددی بین ۰/۷ تا ۱ (برای ترانسفورماتورهای توزیع برابر با ۰/۸۵ و برای فیدرهای خانگی برابر با ۰/۹)

روش فوق در محاسبه ضریب تلفات به روش ضریب هابل موسوم است و K ضریب هابل نامیده می‌شود.

❖ ترانسفورماتور پست

مقدار امپدانس ترانسفورماتورها حتی در صورت یکسان بودن اندازه، ظرفیت و یکسان بودن شرکت تولیدکننده، ممکن است با یکدیگر تفاوت زیادی داشته باشد. از این‌رو برای ترانسفورماتورهای پست می‌توان تلفات بی‌باری (NLL) را با استفاده از داده‌های تولیدکننده ترانس برای هر ترانسفورماتور به‌طور مجزا محاسبه نمود. شرکت‌های توزیع معمولاً داده‌های آزمایش هر ترانسفورماتور را از سازنده ترانسفورماتور تحویل گرفته و این اطلاعات را دارند. لازم به ذکر است که با توجه به اینکه تلفات بی باری با مجذور ولتاژ اعمالی به ترانس متناسب است، از این‌رو در محاسبه تلفات بی‌باری ترانسفورماتور، باید ولتاژ اعمالی ($V_{Applied}$) را جایگزین ولتاژ نامی ترانسفورماتور ($V_{Nameplate}$) در روابط محاسبه تلفات کرد.

$$NLL = \frac{NLL_{Xfmr} \times kV_{Applied}^2}{kV_{Nameplate}^2}(\mathrm{kW}) \qquad (۱۱-۲)$$

سپس تلفات بار پیک برای هر ترانسفورماتور محاسبه می‌گردد:

$$LL_{Pk} = \frac{LL_{Xfmr} \times kVA_{Pk}^2}{kVA_{Nameplate}^2}(\mathrm{kW}) \qquad (۱۲-۲)$$

LL_{Pk}: تلفات بار پیک ترانسفورماتور

LL_{Xfmr}: تلفات بار ترانسفورماتور مستخرج از گزارش آزمایشات ترانسفورماتور

kVA_{Pk}: بار ترانسفورماتور در لحظه پیک بار

$kVA_{Nameplate}$: ظرفیت نامی ترانسفورماتور

کل تلفات پیک ترانسفورماتور با افزودن تلفات بی‌باری و بارداری ترانسفورماتور در شرایط بهره‌برداری در پیک بار به‌دست می‌آید:

$$LS_{Pk} = \sum_{n=1}^{N}\left(LL_{Pk_n} + NLL_n\right)(\text{kW}) \qquad (۱۳-۲)$$

LS_{Pk}: تلفات کل ترانسفورماتور در پیک بار

LL_{Pk_n}: تلفات بی‌باری ترانسفورماتور

NLL_n: تلفات بارداری ترانسفورماتور در بار پیک

n: شماره ترانسفورماتور

تلفات انرژی کل ترانسفورماتور مطابق رابطه زیر می‌تواند با استفاده از داده‌های بار ساعتی محاسبه گردد:

$$LS_{Energy} = \sum_{n=1}^{N}\sum_{h=1}^{T}\left(LL_{HrLd}(h)_n + NLL_n \times T\right)(\text{kWh}) \qquad (۱۴-۲)$$

LS_{Energy}: کل تلفات انرژی ترانسفورماتور

LL_{HrLd}: تلفات بار ترانس برای هر ساعت از بهره‌برداری ترانس

h: ساعت

n: شمارنده ترانس

T: کل زمان موردمطالعه بر حسب ساعت (۸۷۶۰ برای یک سال)

برای محاسبه تلفات انرژی کل ترانسفورماتور میتوان از رابطه (۱۵) نیز استفاده نمود که در آن تلفات بار پیک در ضریب تلفات ضرب شده و سپس با تلفات بی‌باری ترانسفورماتور جمع شده و نهایتاً در مدت زمان دوره موردمطالعه، ضرب شده است.

$$LS_{Energy} = \sum_{n=1}^{N}\left(LL_{Pk_n} \times LSF_{Xfmr_n} + NLL_n\right) \times T\,(\text{kWh}) \qquad (۱۵-۲)$$

LS_{Energy}:کل تلفات انرژی ترانسفورماتور

LL_{Pk_n}: تلفات پیک ترانسفورماتور در شرایط غیر از پیک شبکه

LSF_{Xfmr_n}: ضریب تلفات هر ترانسفورماتور

NLL_n: تلفات بی‌باری ترانسفورماتور

❖ فیدرهای اولیه

شبیه‌سازی‌های کامپیوتری می‌تواند روی مدل مداری فیدرهای شبکه در دو وضعیت (الف) بارگذاری فیدر در شرایط پیک بار شبکه و (ب) بارگذاری پیک بار فیدر در وضعیت غیر از پیک‌بار شبکه اجرا گردد. تلفات در وضعیت اول برای هر فیدر، با تحلیل پخش بار برای هر فیدر در حالی‌که شبکه تحت بارگذاری پیک است، محاسبه می‌گردد. تلفات انرژی می‌تواند با تعیین میزان تلفات هر فیدر در هر ساعت یا با استفاده از تلفات فیدر در پیک خودش (که لزوماً با پیک بار شبکه یکسان نیست) ضربدر ضریب تلفات آن فیدر محاسبه گردد. برای کابل‌های زیرزمینی، تلفات دی‌الکتریک نیز وجود دارد. در حالیکه از پخش بار، تنها می‌توان تلفات اهمی را محاسبه نمود. از این‌رو تلفات

دی‌الکتریک باید به نتیجه پخش بار در کابل‌های زیرزمینی اضافه گردد. رابطه زیر، روش اول در محاسبه تلفات فیدر را نشان می‌دهد.

$$LS_{Pk} = \sum_{n=1}^{N} \left(LnLS_n + LS_{UGC_n} \right) (\text{kW}) \qquad (۱۶-۲)$$

LS_{Pk}: تلفات فیدر در بارگذاری فیدر تحت شرایط پیک بار شبکه (نه لزوماً پیک بار فیدر)

$LnLS_n$: تلفات بخش n-ام فیدر حاصل از تحلیل پخش بار

LS_{UGC_n}: تلفات دی‌الکتریک کابل (بر حسب سایز و نوع کابل مشخص است)

تلفات انرژی نیز می‌تواند در هر بازه زمانی مشخص که در آن، داده‌های ضریب تلفات و تلفات فیدر برای آن بازه مشخص است، از ضرب زمان در تلفات توان برای آن بازه، محاسبه گردد.

روش دیگر در محاسبه تلفات فیدر اولیه، تحلیل مداری بعنوان نماینده فیدر و تعیین درصد تلفات برای هر نوع از مدارات موجود در شبکه است. سپس تلفات می‌تواند برای هر بخش از فیدر شبکه، با ضرب در صد تلفات محاسبه شده در کل تلفات فیدر بدست آید. مدارات نماینده، باید طوری انتخاب شوند که درای سطح ولتاژ متنوع و همچنین دارای انواع مشترکین باشد.

❖ تجهیزات خط

تجهیزات خط در شبکه توزیع شامل تنظیم‌کننده‌های ولتاژ و برقگیرها می‌شود. تلفات برای تنظیم‌کننده‌های ولتاژ مشابه محاسبه تلفات برای ترانسفورماتورهای پست است. تلفات برقگیرهای اکسیدفلزی نیز می‌تواند برای هر کلاس ولتاژ محاسبه گردد. جریان خزشی نوعی، کمتر از یک میلی‌آمپر بوده و در محدوده ۰/۵ تا ۰/۷ میلی‌آمپر است. تلفات برقگیرها فارغ از درصد بارگذاری شبکه، ثابت بوده و از رابطه زیر محاسبه می‌گردد:

$$Losses = \sum_{n=1}^{N} \left(kV_{ln_n} \times 0.0006 \times Qty_n \times T \right) (\text{kWh}) \qquad (۱۷-۲)$$

n: شمارنده کلاس ولتاژ

kV_{ln}: ولتاژ فاز به نول

۰/۰۰۰۶ : جریان خزشی برقگیر

Qty: کیفیت برقگیر

T: طول مدت بازه زمانی موردمطالعه (۸۷۶۰ در یک سال)

❖ ترانسفورماتور توزیع

برخی از شرکت‌های توزیع، دارای سیستم مدیریت بار ترانسفورماتور (TLM)[1] هستند که شامل فهرستی از ظرفیت و سن ترانسفورماتورها است. معمولاً داده‌های تلفات مربوط به ترانسفورماتور که بعنوان مشخصات ترانسفورماتور از کارخانه سازنده صادر می شود، اگر در لیست TLM وارد نشده باشد، در دسترس نیست. آمار تلفات را می‌توان از ترانسفورماتورهای دارای سن و ظرفیت مشابه از کارخانه سازنده، گزارش آزمایش‌ها و یا از اسناد و مدارک مختلف بدست آورد.

[1] Transformer Load Management (TLM)

ترانسفورماتورها را می‌توان بر حسب سن و یا ظرفیت دسته‌بندی کرد. یک چالش مهم در محاسبه تلفات ترانس توزیع، اندازه‌گیری بارگذاری ترانس در وقوع بار پیک در شبکه توزیع است. برای این منظور می‌توان از سه روش بهره برد. روش اول، استفاده از مدل کامپیوتری ترانس با جزئیات بالا در نرم‌افزار مخصوص است که در آن، تلفات بار پیک ترانس بدست می‌آید. روش دیگر، تحت عنوان تحلیل در سطح فیدر شناخته می شود که در آن، بارگذاری ترانس در پیک بار، با استفاده از نسبت ترانس‌های متصل به فیدر به بار پیک فیدر بدست می‌آید. روش سوم، نمونه‌برداری از بار ترانس برای محاسبه درصد بار هر ترانس است.

تلفات بار پیک ترانس را می‌توان با گروه‌بندی سایز ترانس‌ها بر حسب کلاس مشترکین و تعداد مشترکین بدست آورد. برای این منظور در ابتدا، با استفاده از یکی از روش‌های مذکور، بارگذاری متوسط هر ترانس در شرایط بار پیک شبکه محاسبه شده و سپس، نسبت بارگذاری به مدل تلفات ترانسفورماتور توزیع اعمال می‌گردد. در نهایت تلفات کل ترانسفورماتور توزیع در پیک بارگذاری برابر خواهد بود با:

$$LS_{Pk} = \sum_{n=1}^{N}\left(LL_{Pk_n} + NLL_n\right)\times N\left(\mathrm{kW}\right) \qquad (۱۸-۲)$$

N تعداد کل ترانسفورماتورهای داخل هر گروه است. در نهایت می‌توان تلفات کل انرژی ترانسفورماتورهای توزیع را از رابطه (۲-۱۹) محاسبه نمود که در این رابطه، تلفات بار پیک ترانسفورماتور با استفاده از ضریب تلفات (که قبلاً در ابتدای بخش معرفی گردید و بر حسب منحنی بار، در هر بازه مشخص از زمان محاسبه می‌شود) به تلفات ترانسفورماتور در بازه مورد نظر تبدیل شده و سپس ضمن جمع با تلفات بی‌باری، در مدت زمان بازه مورد مطالعه (T) ضرب می‌گردد.

$$LS_{Energy} = \sum_{n=1}^{N}\left(LL_{Pk_n}\times LSF_{Xfmr_n} + NLL_n\right)\times N\times T\left(\mathrm{kWh}\right) \qquad (۱۹-۲)$$

LS_{Energy}: کل تلفات انرژی ترانسفورماتور

LL_{Pk_n}: تلفات پیک ترانسفورماتور

LSF_{Xfmr_n}: ضریب تلفات ترانسفورماتور

NLL_n: تلفات بی‌باری ترانسفورماتور

T: مدت زمان بازه زمانی موردمطالعه

N: تعداد کل ترانسفورماتورها در هر گروه

n: شمارنده ترانسفورماتور

❖ شبکه ثانویه و خدمات

در محاسبه تلفات توان، منظور از شبکه ثانویه، بخش هادی‌های فشار ضعیف است که بیشتر از یک مشترک را تأمین می‌کنند. همچنین منظور از سیستم خدمات، هادی‌هایی است که تنها یک مشترک را تأمین می‌کنند. به صورت ایده‌آل، تلفات شبکه ثانویه و خدمات، با استفاده از مدل کامپیوتری پخش بار و همراستا با محاسبات تلفات ترانسفورماتور و فیدر اولیه، بدست می‌آید. اما به علت اینکه بیشتر شبکه‌های توزیع، به مدل شبکه ثانویه و خدمات دستر سی ندارند، روش محاسبه تلفات این بخش مبتنی بر داده‌های حاصل از نمونه‌برداری، منحنی بار و معیارهای طراحی است. دقت روش به داده‌های در دسترس برای شرکت توزیع مورد نظر بستگی دارد. در حالت کلی، سیستم‌های ثانویه می‌توانند بر اساس معیارهای شباهت مرتبط با محاسبه تلفات (مثل سایز هادی، سن عایق، کلاس مشترکین، هوایی بودن، زمینی بودن و سطح ولتاژ) گروه‌بندی شوند. داده‌های ثبت‌شده قدیمی و یا داده‌های حاصل

از نمونه‌برداری در شبکه ثانویه، می‌تواند بیانگر خصوصیات الکتریکی نظیر سایز هادی (مقاومت)، بار (دامنه، ضریب بار و عدم تعادل)، ضریب تلفات، coincidence factors و diversity factors باشد و داریم:

$$LS_{Pk} = \sum_{n=1}^{N}\left(\frac{kW_{Pk_n} \times C_f}{V_n \times 1000}\right) \times imb_F \times L_{avg_n} \times R \times DF_n \times N\,(\mathrm{kW}) \qquad (۲۰-۲)$$

$$LS_{Energy} = \sum_{n=1}^{N}\left(\frac{kW_{Pk_n} \times Cf}{V_n \times 1000}\right) \times imbF \times Lavg_n \times R \times DF_n \times N \times T\,(\mathrm{kWh}) \qquad (۲۱-۲)$$

n: شمارنده دسته‌بندی مشترکین

kW_{Pk}: متوسط پیک بار

C_f: ضریب همزمانی برای تبدیل متوسط بار پیک به بار سیستم در طول پیک بار شبکه

V: سطح ولتاژ خط به خط بر حسب ولت (برای مشترک سه فاز، ۱/۷۳۲۱ ضربدر ولتاژ خط)

imb_F: ضریب عدم‌تعادل فاز (برای شبکه متعادل برابر است با یک و با افزایش عدم تعادل، افزایش می‌یابد.)

L_{avg}: طول متوسط هادی بر حسب feet

R: مقاومت هادی در هر foot

DF: ضریب پراکندگی (بستگی به تعداد مشترکین شبکه دارد)

جدول (۲-۳): ضریب پراکندی به تفکیک تعداد مشترکین

Number of Customers	*DF*
1	1.00
2	0.90
3	0.83
4	0.78
5	0.75
>10	0.70

N: تعداد کل گروه‌بندی‌ها

T: مدت زمان موردمطالعه (۸۷۶۰ ساعت در یک سال)

❖ اندازه‌گیرها و سایر تجهیزات

تلفات تجهیزاتی که در سمت متعلق به شرکت توزیع از کنتور قرار دارند، در تلفات توزیع محاسبه می‌شود. این تجهیزات می‌توانند به‌طور مجزا برای پست و سیستم‌های توزیع آیتم‌بندی شوند و شامل تجهیزاتی مانند PT، تجهیزات مخابراتی، برقگیر، راکتور موازی، یکسوکننده، اندازه‌گیرها، رگولاتورهای خط، رله‌های حفاظتی شبکه و بانک‌های خازنی هستند. تلفات هر تجهیز را می‌توان از دیتا شیت و یا پلاک آن تجهیز بدست آورد. برق مصرفی در پست‌ها بر حسب قوانین و آیین‌نامه‌های هر شرکت توزیع، ممکن است در آمار تلفات محسوب شود یا نشود. کنتورها دو نوع از تلفات را شامل می‌شوند. تلفات ناشی از عدم دقت و تلفات ناشی از مصرف داخلی. عدم دقت کنتورها متغیر است و به اندازه و انرژی عبوری از آن‌ها بستگی دارد. تلفات داخلی انها ثابت بوده و بر حسب نوع کنتور (الکترونیکی یا الکترومکانیکی) تغییر می‌کند. تلفات برای بیشتر انواع تجهیزات مذکور ثابت فرض شده و از این‌رو، محاسبه تلفات برای آن‌ها ساده است. تلفات انرژی هر تجهیز نیز از رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

$$Losses = \sum_{n=1}^{N} Equipment\ Losses_n \times T\,(\mathrm{kWh}) \qquad (۲۱-۲)$$

n: شمارنده نوع تجهیز

T: طول مدت زمان موردمطالعه

❖ بارهای فاقد کنتور

بارهای اندازه‌گیری نشـــده معمولاً شـــامل روشـــنایی معابر عمومی، چراغ‌های راهنما، چراغ‌های امنیتی و برق‌دزدی هستند. بر حسب قوانین و مقررات هر شرکت توزیع، ممکن است روشنایی عمومی و بارهای اندازه‌گیری نشده مشابه، جزو آمار تلفات محسـوب نشـود. از این‌رو وضـعیت این مصـارف باید به روشـنی در آیین‌نامه‌های شـرکت‌های توزیع مشخص شود. در صورتی که این مصارف جزو آمار تلفات محسوب شوند، مقدار انرژی آن‌ها را می‌توان به صورت تخمینی بر حسب تعداد و نوع چراغ‌های موجود و با درنظرگیری مصرف ثابت در طول زمان مشخص (معمولاً ساعات شبانه) محاسبه نمود. در نهایت، برق‌دزدی از اختلاف تلفات کل (ناشی از اختلاف توان خریداری‌شده و فروخته‌شده) و تلفات فنی بدست می‌آید.

۲-۱۲. جمع‌بندی

در این فصل ضمن معرفی و بررسی راهکار مورد استفاده در شبکه توزیع کشور ایران برای ارزیابی تلفات، به ارائه راهکار پیشنهادی برای بهبود عملکرد شبکه‌های توزیع در زمینه ارزیابی تلفات شبکه توزیع پرداخته شد. مشاهده گردید که اساس راهکار مورد استفاده در ارزیابی تلفات شبکه‌های توزیع در ایران، بر مبنای مقایسه مقدار مطلوب هفت شـاخص مختلف با مقدار اندازه‌گیری‌شـده توسـط معاونت هماهنگی توزیع توانیر از شـرکت‌های توزیع مختلف حاصل می‌گردد و سیاست‌های تشویقی و تنبیهی به فراخور نتیجه ارزیابی هر شرکت توزیع اتخاذ می‌گردد. از طرفی مشـاهده شـد که راهکار تعیین میزان تلفات شـبکه‌های توزیع در ایران، بر اسـاس روش اندازه‌گیری یا بعبارت بهتر، اختلاف توان خریداری شده از شبکه بالادست و تون فروخته‌شده به مشترکین شبکه است. اما قبلاً عنوان گردید که اجرای دقیق این روش، نیازمند پایش پیوسته در بخش‌های مختلف شبکه توزیع به کمک کنتورهای هوشمند است که امکان آن در حال حاضر برای شبکه‌های توزیع کشور وجود ندارد. از این‌رو برای پیشنهاد راهکار ارزیابی تلفات در شبکه توزیع ایران، پیشنهاد گردید که علاوه بر مکانیزم قبلی ارزیابی تلفات، به مقایسه مقدار مطلوب تلفات هر جزء از شبکه با مقدار واقعی آن در شرکت‌های توزیع مختلف نیز پرداخته شود تا ارزیابی به مراتب دقیق‌تر و شفاف‌تر اجرا شود. برای این منظور راهکاری جهت تعیین میزان تلفات شرکت‌های توزیع پیشنهاد داده شد. این راهکار مبتنی بر تکنیک محاسبه بود. جهت تعیین میزان تلفات در ایران، شرایط فعلی (پایش نشدن مستمر بخش‌های مختلف شبکه) و محدودیت‌های راهکار قبلی (دقت و سـرعت پایین و امکان خطا در محاسـبات) در نظرگرفته شـد و راهکار مورد استفاده در ایالت نیویورک آمریکا برای ایران پیشنهاد گردید. اساس راهکار پیشنهادی، محاسبه تلفات بار پیک برای تک‌تک اجزای شبکه و سپس محاسبه تلفات به کمک ضریب بار و ضریب تلفات به تفکیک اجزای شبکه است. جزئیات مدلسازی برای هر جزء از شبکه به تفصیل ارائه گردید. به این ترتیب کافی است که هر جزء از شبکه را در محیط نرم‌افزار پخش‌بار مدلسازی نمود و سپس با در اختیار داشتن منحنی ضریب بار، می‌توان تلفات را برای شبکه محاسبه نمود.

DOI:10.30503/nripress.2020.210

فصل سوم

بررسی روش‌های محاسبه سهم عوامل ایجاد و افزایش تلفات فنی در شبکه‌های توزیع

۳-۱. تلفات فنی ثابت

تلفات فنی شبکه‌های توزیع قابل محاسبه بوده و با کم کردن آن از کل تلفات سیستم می‌توان مقدار تلفات غیرفنی را تخمین زد. در این بخش، ابتدا به معرفی مدل‌هایی برای محاسبه‌ی تلفات فنی ثابت که با تغییرات بار ثابت فرض می‌شوند پرداخته می‌شود. در بخش بعد مدل‌های محاسباتی تلفات متغیر ذکر خواهد شد.

۳-۲. مدل‌های محاسباتی تلفات هسته‌ی ترانسفورماتور

تلفات هسته شامل دو مؤلفه است: تلفات هیسترزیس و تلفات جریان گردابی. تلفات هیسترزیس بخشی از تلفات انرژی است که ناشی از بازگشت میدان مغناطیسی در هسته به علت افت و خیزهای مغناطیسی است. تلفات جریان گردابی نتیجه‌ی شارش جریان حلقوی در هسته است که به علت نیرومحرکه‌ی القا شده ناشی از شار مغناطیسی بوجود می‌آید. آزمایش‌های مدار باز برای ارزیابی مقدار این تلفات استفاده می‌شود. تلفات هیسترزیس بصورت رابطه‌ی زیر بیان می‌شود:

$$P_{hys} = k_h . f . B_c^{\ x} . WT_c \qquad (۱-۳)$$

که در رابطه‌ی بالا k_h ثابتی وابسته به نوع ماده، B_c چگالی شار حداکثر، WT_c وزن هسته و χ فاکتور استین متز (Steinmetz) است که مقدار آن بین ۱/۸ و ۲/۵ می‌باشد. مقدار چگالی شار نیز از رابطه زیر بدست می‌آید.

$$B = \frac{V}{4.44 . f . N_1 . A_c} \qquad (۲-۳)$$

که V ولتاژ ورودی، f فرکانس شبکه، N_1 تعداد دور سیم‌پیچی، و A_c سطح مقطع هسته است. تلفات جریان گردابی نیز بصورت رابطه‌ی زیر می‌تواند محاسبه شود:

$$P_{eddy} = \frac{{c_1}^2}{12\rho_c} . \frac{l_c}{{N_1}^2 . A_c} . {e_1}^2 \qquad (۳-۳)$$

که c_1 ضخامت ورقه‌ها، ρ_c مقاومت ویژه‌ی هسته، l_c طول مسیر شار هسته، A_c سطح مقطع هسته، و e_1 نیرومحرکه‌ی القا شده در سیم‌پیچ اولیه است [۱]. اگر این تلفات بر حسب فرکانس و چگالی شار نوشته شود رابطه‌ی زیر بدست می‌آید [۲]:

$$P_{eddy} = \frac{\left(\pi . f . B_c . c_1\right)^2}{6\rho_c} \qquad (۴-۳)$$

روابط فوق بیشتر توسط سازندگان ترانسفورماتورها برای تفکیک تلفات هسته بکارگیری می‌شود. بعد از ساخت ترانسفورماتور، شرکت‌های سازنده مجموع تلفات هیسترزیس و جریان گردابی را تحت عنوان تلفات بی‌باری در کاتالوگ مربوطه در اختیار خریداران آن قرار می‌دهند.

اندازه‌ی این تلفات از طریق آزمایش مدار باز ترانسفورماتور بدست می‌آید. اما، شرکت‌های برق معمولاً در ولتاژهای متفاوتی این ترانسفورماتورها را بکار می‌گیرند. از این رو، در ولتاژهای نامی جدید، مقدار تلفات کل هسته‌ی ترانسفورماتور از رابطه‌ی زیر بدست می‌آید:

$$P_{NL} = \frac{P_{NL,Xfmr} \times {V_{Applied}}^2}{{V_n}^2} \qquad (۵-۳)$$

در رابطه‌ی بالا، P_{NL} تلفات هسته ترانسفورماتور در شرایط جدید، $P_{NL,Xfmr}$ تلفات هسته‌ی ترانسفورماتور تحت آزمایش‌های معتبر انجام شده (تلفات روی کاتالوگ ترانسفورماتور)، $V_{Applied}$ ولتاژ متوسط اعمال شده، و V_n ولتاژ نامی آن می‌باشد [۳].

DOI:10.30503/nripress.2020.210

۳-۳. اندازه‌گیری تلفات دی‌الکتریک کابل

تلفات دی‌الکتریک به علت استرس ناشی از ولتاژ روی عایق کابل‌های خطوط توزیع اتفاق می‌افتد. هر چند این تلفات به ویژه در شبکه‌های توزیع بسیار ناچیز است اما در [۳] رابطه‌ی (۳-۶) برای محاسبه‌ی آن استفاده شده است.

$$P_{de} = \frac{0.00276.E_0^{\,2}.\varepsilon.\tan\delta}{\log\left(D/d\right)} \qquad (۶-۳)$$

که E_0 ولتاژ فاز، ε ثابت دی‌الکتریک ماده‌ی عایقی، $\tan\delta$ ضریب پراکندگی، D قطر خارجی عایق، و d قطر خارجی هادی است. رابطه‌ی بالا بر حسب وات بر فوت می‌باشد. برای بدست آوردن تلفات دی‌الکتریک کل کابل، باید این رابطه در طول کابل ضرب شود.

۳-۴. فرمول تلفات در کنتورها

تلفات در کنتورهای اندازه‌گیری بصورت تلفات آهنی در کویل‌ها بوده و تقریباً ثابت در نظر گرفته می‌شود، بنابراین به جریان بار بستگی ندارد. این تلفات را می‌توان از رابطه‌ی زیر بدست آورد [۴]:

$$P_{em} = \frac{P_{avg}.N_{em}.(i_1 + 2i_2 + 3i_3)}{1000} \qquad (۷-۳)$$

که P_{avg} تلفات متوسط در هر المان (کویل ولتاژ) کنتور الکتریکی، N_{em} تعداد کل کنتورها، i_1 درصد کنتورهای تک فاز، i_2 درصد کنتورهای دو فاز، و i_3 درصد کنتورهای سه فاز است. تلفات کنتورها، P_{em}، در رابطه‌ی بالا بر حسب کیلووات بدست می‌آید.

۳-۵. مدل تلفات خطوط توزیع

محاسبات تلفات در خطوط توزیع گر چه به ظاهر کار ساده‌ای است، ولی در عمل با توجه به تغییرات توان انتقالی، ضریب بار، ولتاژ و مقاومت هادی‌ها کار پیچیده و مشکلی می‌باشد. هر چند روابط تقریبی متعددی جهت محاسبه‌ی تلفات توان وجود دارد، اما تاکنون مدل مناسبی که بتواند با دقت قابل قبولی به این نیاز پاسخگو باشد ارائه نگردیده است. در محاسبات تلفات اهمی خطوط توزیع هم R و هم I متغیر هستند. مقدار مقاومت علاوه بر اینکه به درجه حرارت محیط وابسته است، به مقدار جریان نیز ارتباط دارد. به عبارت دیگر، اگر درجه حرارت محیط ثابت در نظر گرفته شود باز هم نوسانات جریان تغییرات مقاومت را به همراه خواهد داشت که این وابستگی سبب پیچیدگی محاسبات تلفات توان در خطوط توزیع می‌گردد. تلفات توان در یک خط توزیع که مقاومت هادی‌های هر فاز آن R و جریان عبوری از آن‌ها I باشد، از طریق رابطه‌ی ساده‌ی زیر قابل محاسبه است:

$$P_l = 3.RI^2 \qquad (۸-۳)$$

مسلماً، در صورتی که مقادیر مقاومت و جریان در دست باشد، محاسبات تلفات توان کار ساده‌ای است. اما، همانطور که گفته شد، تغییرات شرایط محیطی سبب می‌شود تا مقاومت هادی‌ها دچار تغییر گردند. در شبکه‌های توزیع نیرو که درجه حرارت هادی‌ها تحت تأثیر درجه حرارت محیط، تابش مستقیم نور خورشید و جریان الکتریکی عبوری از آن‌ها تغییر می‌کند به راحتی نمی‌توان تعیین کرد که مقاومت هادی‌ها را باید در چه درجه حرارتی محاسبه کرد. اگر درجه حرارت محیط و افزایش درجه حرارت هادی‌ها تحت تابش مستقیم خورشید در دست باشد، محاسبه‌ی تأثیرگذاری جریان عبوری از هادی‌ها در مقاومت آن‌ها قدری مشکل است. بنابراین، لازم است قبل از ارائه‌ی مدل یا مدل‌های مناسب جهت محاسبه‌ی تلفات در خطوط توزیع، این عوامل و تأثیر آن‌ها در تلفات مورد بررسی قرار گیرد.

۳-۶. تأثیر درجه حرارت بر مقاومت هادی‌ها

رابطه‌ی بین مقاومت هادی و درجه حرارت محیط به صورت زیر بیان می‌شود:

$$R_c = R_a . \frac{M + T_c}{M + T_a} \quad (۹-۳)$$

در رابطه‌ی بالا، T_a و R_a درجه حرارت اولیه محیط و مقاومت هادی در این دما، T_c و R_c درجه حرارت ثانویه محیط و مقاومت هادی در این دما، و M ضریب متغیری است که برای هادی‌های مختلف متفاوت می‌باشد. مقدار M برای هادی‌های آلومینیوم فولاد برابر ۲۲۸ و برای هادی‌های مسی ۲۳۴ است. تأثیر سرعت وزش باد نیز می‌تواند در رابطه‌ی بالا اعمال گردد، چرا که وزش باد می‌تواند سبب خنک شدن سطح هادی‌ها و در نتیجه سبب کاهش مقاومت آن شود.

۳-۷. تأثیر تابش خورشید بر مقاومت هادی‌ها

توان تابشی خورشید بر سطح کره‌ی زمین بر حسب اینکه محل مورد مطالعه در چه منطقه‌ای باشد متفاوت است. بنابراین، توان دریافتی اجسام از خورشید تابعی از موقعیت مکانی آن‌ها در روی زمین و موقعیت خورشید در آسمان است. به طور کلی، حداکثر مقدار انرژی که هادی از خورشید دریافت می‌کند را می‌توان از رابطه‌ی زیر بدست آورد:

$$W_s = K.E.Q_s.S \quad (۱۰-۳)$$

که در این رابطه W_s انرژی دریافتی توسط یک اینچ مربع از سطح، Q_s کل انرژی وارده بر یک اینچ مربع از سطح، E ضریب جذب سطحی، S سطح آفتاب‌خور هادی به ازای یک فوت از طول هادی یا اینچ مربع، و K ضریب ثابتی متناسب با ارتفاع خط توزیع (مقدار آن در سطح دریا برابر یک و در ارتفاع ۱۵۰۰ متری برابر ۱/۱۵ می‌باشد) است. با توجه به موارد بالا، به کمک رابطه‌ی تقریبی زیر می‌توان افزایش درجه حرارت هادی‌ها تحت تأثیر تابش خورشید را بدست آورد که d قطر هادی بر حسب اینچ است.

$$T_s = 23.E.Q_s.\sqrt{d} \quad (۱۱-۳)$$

۳-۸. تأثیر جریان الکتریکی بر مقاومت هادی‌ها

عبور جریان الکتریکی از هادی‌ها باعث ایجاد تلفات ژول و در نتیجه ایجاد گرما در آن‌ها شـــده که این عمل باعث افزایش دمای هادی‌ها می‌گردد. میزان ازدیاد درجه حرارت هادی بســـتگی به مقدار جریان عبوری دارد و هر چه بر مقدار آن افزوده شـــود درجه حرارت هادی نیز افزایش می‌یابد. از آنجا که جریان عبوری از هادی‌ها نمی‌تواند بیش از حد مجاز (حداکثر جریانی که عبورش از هادی هیچگونه تغییری در مشخصات مکانیکی و کارآیی آن بوجود نیاورد) باشد، در نتیجه، درجه حرارت هادی نیز در حد مجازی که سازندگان توجیه می‌نمایند محدود می‌گردد.

درجه حرارت مجاز هادی‌ها بستگی به جنس آن‌ها دارد، اما برای هادی‌های آلومینیوم فولاد متداول در شبکه‌های برق‌رسانی کشـور مقدار آن حدود ۹۰ درجه‌ی سـانتی‌گراد اسـت. بنابراین، باید تلاش گردد با کنترل جریان در حد مجاز حرارت هادی‌ها را کنترل نمود. در مناطق گرمسیر که درجه حرارت محیط به ۵۵ درجه سانتی‌گراد می‌رسد و خورشـــید تا ۱۵ درجه‌ی ســـانتی‌گراد می‌تواند درجه حرارت هادی‌ها را افزایش دهد، درجه حرارت هادی‌های بی‌بار حدود ۷۰ درجه‌ی سانتی‌گراد می‌باشد. درجه حرارت هادی در یک منطقه‌ی سردسیر ممکن است ۴۵ تا ۵۵ درجه‌ی ســانتی‌گراد افزایش یابد. پس اگر قرار باشـد حداکثر درجه حرارت هادی در ۹۰ درجه‌ی ســانتی‌گراد کنترل گردد با توجه به ارقام بالا، در مناطق گرمسیر، جریان مجاز باید در حدی محدود گردد که تنها ۲۰ درجه‌ی سانتی‌گراد هادی را گرمتر نماید. در حالی که در مناطق سردسیر، جریان می‌تواند تا ۴۵ درجه‌ی سانتی‌گراد نیز هادی را گرمتر نماید. این امر نشان می‌دهد که بر حسب اینکه خطوط توزیع در چه مناطقی نصب شوند دارای ظرفیت متفاوتی می‌باشند.

از این رو، عبور جریان نیز فاکتور مؤثری در تعیین مقاومت هادی‌ها است. برای محاسبه‌ی تأثیر جریان الکتریکی بر مقدار مقاومت هادی‌ها می‌توان از رابطه‌ی زیر استفاده کرد:

$$T_i = (M + T_a).(X + X^2) \quad (۱۲-۳)$$

که T_i افزایش درجه حرارت هادی در اثر عبور جریان I بر حسب آمپر، R_a مقاومت هادی در درجه حرارت محیط (اهم بر فوت)، و T_a درجه حرارت محیط است. X پارامتری است که تأثیر عبور جریان الکتریکی روی مقاومت را نشان می‌دهد. مقدار آن از رابطه‌ی زیر بدست می‌آید:

$$X = 0.002\frac{R_a.I^2}{d + \sqrt{d}} \quad (۱۳-۳)$$

۳-۹. تأثیر فرکانس بر مقاومت هادی‌ها (اثر پوستی)

به طور کلی، هر چه فرکانس افزایش یابد جریان بیشتری از سطوح نزدیکتر به پوسته‌ی هادی‌ها عبور می‌کند. در نتیجه مقاومت هادی افزایش می‌یابد؛ چرا که سطح مقطع مؤثر آن در مقابل عبور جریان کم می‌شود. این مطلب که به اثر پوستی هادی مشهور است باعث می‌شود تا مقاومت ac هادی‌ها نسبت به مقاومت dc آن‌ها افزایش یابد. این تغییرات برای هادی‌هایی با مقطع بالا حدود دو درصد می‌باشد. برای هادی‌هایی با مقاطع کم مقاومت ac و dc را می‌توان معادل هم در نظر گرفت. برای محاسبه‌ی مقدار مقاومت الکتریکی ac یک هادی در فرکانس f می‌توان از رابطه‌ی زیر استفاده کرد:

$$R_{ac} = K.R_{dc} \quad (۱۴-۳)$$

در این رابطه، R_{dc} مقاومت هادی در جریان dc و R_{ac} مقاومت هادی در جریان ac است. K نیز تابعی از متغیر J است که با مراجعه به مراجع مختلف می‌توان آن را بر حسب J بدست آورد. برای محاسبه‌ی J نیز از رابطه‌ی زیر استفاده می‌شود:

$$J = 0.063598\sqrt{\frac{\mu.f}{R_{dc}}} \quad (۱۵-۳)$$

در رابطه‌ی بالا، μ پرمابیلیته‌ی هادی است که مقدار آن برای هادی‌های غیرمغناطیسی برابر یک می‌باشد. اگر مقدار فرکانس ۵۰ هرتز و μ یک در نظر گرفته شود، مقدار J از رابطه‌ی (۴-۱۶) بدست می‌آید. با توجه به مقدار J می‌توان مقدار ضریب K را تقریب زد.

$$J = \frac{0.4497}{\sqrt{R_{dc}}} \quad (۱۶-۳)$$

با بررسی برآیند موارد گفته شده در بخش‌های قبل می‌توان تلفات خطوط توزیع را محاسبه کرد. همانطور که گفته شد، جریان و مقاومت عبوری از خطوط توزیع تحت تأثیر عوامل مختلف قرار دارند که برای ارزیابی دقیق‌تر تلفات باید این عوامل مدنظر قرار گیرند. به طور کل رابطه‌ی تلفات خطوط توزیع را با می‌توان بصورت رابطه‌ی زیر نوشت:

$$P_l = 3R.I^2 = 3R_{total}.\left(\frac{P}{V.\cos\varphi}\right)^2 \times LSF \quad (۱۷-۳)$$

که در این رابطه، V ولتاژ، R_{total} مقاومت کل خط بدست آمده در درجه حرارت هادی، P پیک بار انتقالی، و $\cos\varphi$ ضریب توان بار است.

۳-۱۰. مدل تلفات بارداری ترانسفورماتورها

تلفات بارداری ترانسفورماتور شامل سه مؤلفه‌ی تلفات اهمی، تلفات جریان گردابی سیم‌پیچ‌ها و سایر تلفات سرگردان است. روش خاصی برای تعیین تلفات مجزای جریان گردابی یا سایر تلفات سرگردان در تراسنفورماتورها وجود ندارد. کل تلفات سرگردان و جریان گردابی سیم‌پیچ‌ها با اندازه‌گیری کل تلفات بارداری ترانسفورماتور بدست می‌آید. تلفات سرگردان و جریان گردابی با کم کردن تلفات اهمی از تلفات کل بار بصورت زیر بدست می‌آید:

$$P_{EC} + P_{OSL} = P_L - P_{dc} \quad (۱۸-۳)$$

بدست آوردن تلفات سرگردان و تلفات جریان گردابی سیم‌پیچ‌ها از آن جهت اهمیت دارد که در شرایط هارمونیکی مقدار این تلفات افزایش می‌یابد. کل تلفات بارداری ترانسفورماتور از رابطه‌ی زیر بدست می‌آید:

$$P_{dc} = P_{cu} = P_{cu_n} \times \left(\frac{kVA_{\max}}{kVA_n} \right)^2 \times LSF \quad (۱۹-۳)$$

که P_{cu_n} تلفات مسی بدست آمده از آزمایش‌های استاندارد، $kVA_{\max}$ توان ظاهری حداکثر بدست آمده از روی منحنی بار، kVA_n توان نامی ترانسفورماتور، و LSF ضریب تلفات برای ترانسفورماتورهای توزیع است [۳].

۳-۱۱. طراحی و بهره‌برداری نامناسب شبکه

منظور از طراحی نامناسب شبکه، استفاده از هادی‌هایی با سطح مقطع کوچکتر از میزان استاندارد است. برای بررسی تأثیر این عامل فرض می‌شود که مقاومت هادی از رابطه‌ی زیر محاسبه می‌گردد:

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad (۲۰-۳)$$

که ρ مقاومت ویژه، l طول، و A سطح مقطع هادی یا کابل است. فرض می‌شود که سطح مقطع کابل به اندازه‌ی γ درصد کمتر از میزان استاندارد A_1 مترمربع است. بنابراین، می‌توان اثبات کرد میزان افزایش تلفات ناشی از طراحی نامناسب از رابطه‌ی زیر بدست می‌آید:

$$\Delta P = \left(\frac{\gamma}{1-\gamma} \right).P_1 \quad (۲۱-۳)$$

که در رابطه‌ی بالا ΔP میزان افزایش تلفات ناشی از طراحی نامناسب فیدر و P_1 تلفات با سطح مقطع استاندارد A_1 ا ست. همانطور که در ف صل اول گفته شد، منظور از بهره‌برداری نامنا سب، بارگذاری بیش از حد از مقدار نامی خطوط است. رابطه‌ی زیر نشان می‌دهد که با افزایش جریان خط به اندازه‌ی α درصد، تلفات خط به میزان $(\alpha^2 + 2\alpha)$ درصد بیشتر می‌شود.

$$\Delta P = (\alpha^2 + 2\alpha).P_1 \quad (۲۲-۳)$$

۳-۱۲. هارمونیک‌ها

برای شبکه‌ی سه فاز چهار سیمه، تلفات کل از رابطه‌ی زیر بدست می‌آید:

$$P = 3R_p {I_p}^2 + R_n {I_n}^2 \quad (۲۳-۳)$$

که I_p جریان فاز شبکه‌ی متعادل، R_p مقاومت هر فاز، R_n مقاومت خط خنثی، و I_n جریان خط خنثی است. تلفات در حضور هارمونیک‌ها از رابطه‌ی زیر بدست می‌آید:

$$P = 3R_p {I_p}^2 + R_n {I_n}^2 = 3R_p \sum_{h=1}^{\infty} \left({I_{ah}}^2 + {I_{bh}}^2 + {I_{ch}}^2 \right) + R_n \sum_{h=1}^{\infty} {I_{nh}}^2 \quad (۲۴-۳)$$

DOI:10.30503/nripress.2020.210

در رابطه‌ی بالا، I_{ah}، I_{bh} و I_{ch} به ترتیب جریان‌های هارمونیکی فازهای a، b و c و I_{nh} هارمونیک hام جریان خط خنثی است. در روابط بالا، از اثر پوستی و تغییرات مقاومت با فرکانس هم برای هادی‌های فاز و هم برای هادی‌های خنثی صرفنظر شده است. در ادامه، حالت‌های مختلف عبور جریان هارمونیکی از خط خنثی بررسی می‌شود [۵].

حالت اول: در این حالت، جریان عبوری از شبکه دارای مؤلفه‌ی پایه‌ی I_1 و هارمونیک مرتبه‌ی سوم است I_{3h} است. در این مورد، تلفات توان اکتیو در حالت اغتشاشی با رابطه‌ی زیر محاسبه می‌شود:

$$P = 3.(I_1^2 + I_{3h}^2).R_p + (3I_{3h})^2.R_n \quad (۲۵-۳)$$

اگر برای نسبت مقاومت‌های هادی خنثی و هادی فاز از نماد زیر استفاده شود:

$$\gamma = R_n / R_p \quad (۲۶-۳)$$

تحت این شرایط، اگر تلفات در شرایط عادی شبکه بصورت $P_1 = 3R_pI_1^2$ تعریف شود، با توجه به این رابطه مقدار افزایش نسبی در تلفات توان اکتیو ε_p در حالت اغتشاشی و غیرسینوسی با رابطه‌ی زیر بیان می‌شود:

$$\varepsilon_p = \frac{P - P_1}{P_1}.100\% \quad (۲۷-۳)$$

$$\varepsilon_p = (1+3\gamma).\lambda_{3h}^2.100\% \quad (۲۸-۳)$$

که λ_{3h} نسبت جریان هارمونیک سوم به جریان مؤلفه‌ی اصلی است.

$$\lambda_{3h} = \frac{I_{3h}}{I_1} \quad (۲۹-۳)$$

حالت دوم: در این حالت، فرض می‌شود که علاوه بر مؤلفه‌ی اصلی دو هارمونیک که یکی از آن‌ها هارمونیک مرتبه‌ی سوم و دیگری مؤلفه‌ای غیر از آن ($I_{\neq 3h}$) است وجود دارد. مؤلفه‌ی $I_{\neq 3h}$ در هادی خنثی جریان پیدا نمی‌کند. در این حالت، افزایش نسبی در تلفات توان اکتیو ε_p در شرایط غیر سینوسی، با فرض $\chi = I_{\neq 3h} / I_{3h}$، بصورت زیر خواهد بود:

$$\varepsilon_p = (1+3\gamma+\chi^2).\lambda_{3h}^2.100\% \quad (۳۰-۳)$$

حالت سوم: در این حالت، جریان علاوه بر مؤلفه‌ی اصلی، هارمونیک مرتبه‌ی سوم و دو هارمونیک دیگر (I_{3h+1} و I_{3h+2}) دارد. این دو مؤلفه‌ی هارمونیکی غیر مرتبه‌ی سوم در هادی خنثی جریان نمی‌یابد. افزایش نسبی تلفات توان اکتیو ε_p در این حالت با رابطه‌ی زیر محاسبه می‌شود:

$$\varepsilon_p = (1+3\gamma+\chi_1^2+\chi_2^2).\lambda_{3h}^2.100\% \quad (۳۱-۳)$$

اندیس‌های χ_1 و χ_2 ضریب وزنی بیانگر نسبت هارمونیک سوم به دو هارمونیک دیگر است.

$$\chi_1 = I_{3h+1} / I_{3h} \ , \ \chi_2 = I_{3h+2} / I_{3h} \quad (۳۲-۳)$$

۳-۱۳. عدم تعادل بار

تلفات قدرت در شبکه‌ی فشار ضعیف شامل دو دسته‌ی تلفات قدرت در فازها و تلفات قدرت در هادی نول می‌باشد. با فرض ثابت بودن مجموع جریان سه فاز، تلفات قدرت در حالت عدم تعادل بار بیش از تلفات در حالت تعادل بار بوده که به آن تلفات در نول نیز اضافه می‌شود و با توجه به این امر که اکثراً مقاطع هادی‌ها در نول نصف مقاطع هادی فازها و بنابراین مقاومت اهمی هادی نول حدود دو برابر مقاومت هادی فازها می‌باشد، تلفات حتی در حالت جریان‌های

عبوری کم باز هم قابل توجه است. اگر بارهای هر فاز به ترتیب I_1، I_2 و I_3، طول خط L باشد و مقاومت واحد طول خط به اهم R فرض شود جهت محاسبه‌ی اضافه تلفات هادی‌های فاز ناشی از عدم تساوی بار فازها، اگر اندازه‌ی آن ΔP_u نامیده شود و تلفات کل در حالت تساوی بار فازها و عدم تساوی بار فازها در هادی‌های فاز به ترتیب ΔP_b و ΔP_{ph} باشد، می‌توان نوشت:

$$\Delta P_{ph} = \Delta P_b + \Delta P_u \qquad (۳۳-۳)$$

$$\Delta P_u = \Delta P_{ph} - \Delta P_b = \frac{1}{3}LRI_1^{\,2} + \frac{1}{3}LRI_2^{\,2} + \frac{1}{3}LRI_3^{\,2} - \left(LR(\frac{I_1 + I_2 + I_3}{3})^2 \right)$$

$$= \frac{2}{9}RL\left[I_1^{\,2} + I_2^{\,2} + I_3^{\,2} - I_1I_2 - I_2I_3 - I_1I_3 \right] \qquad (۳۴-۳)$$

$$= \frac{1}{9}RL\left[(I_1 - I_2)^2 + (I_2 - I_3)^2 + (I_3 - I_1)^2 \right]$$

در صورت تساوی بار فازها، عبارت داخل پرانتز صفر شده و مقدار افزایش تلفات مذکور صفر می‌گردد. از آنجائیکه جمع برداری جریان سه فاز از داخل هادی نول عبور می‌نماید جریان هادی نول به مجموعه عوامل عدم تساوی بار فازها و تفاوت ضریب توان بار فازها بستگی دارد. جریان نول را می‌توان بصورت زیر محاسبه نمود:

$$I_N = \sqrt{I_1^{\,2} + I_2^{\,2} + I_3^{\,2} - I_1I_2 - I_2I_3 - I_1I_3} = \sqrt{\frac{1}{2}\left[(I_1 - I_2)^2 + (I_2 - I_3)^2 + (I_3 - I_1)^2 \right]} \qquad (۳۵-۳)$$

جریان نول به تفاوت اندازه‌ی بار فازهای خط بستگی دارد و هر قدر این بارها به هم نزدیکتر باشند، جریان نول کمتر و برعکس، هر چقدر اندازه‌ی بارها نسبت به هم دور باشند جریان نول بیشتر می‌گردد. با در نظر گرفتن الگوی توزیع جریان یکنواخت روی هادی نول، اندازه‌ی تلفات آن برابر است با:

$$P_N = \frac{1}{3}LR_N I_N^{\,2} \qquad (۳۶-۳)$$

با در نظر گرفتن این رابطه و با توجه به اینکه مقطع سیم نول را عموماً نصف مقطع فاز در نظر می‌گیرند و با توجه به آن مقاومت هادی نول دو برابر مقاومت فازها است. بنابراین می‌توان نوشت:

$$P_N = \frac{1}{3}L \times 2RI_N^{\,2} = \frac{2}{3}LRI_N^{\,2} = \frac{1}{3}LR\left[(I_1 - I_2)^2 + (I_2 - I_3)^2 + (I_3 - I_1)^2 \right] \qquad (۳۷-۳)$$

$$I_N = \frac{3\sqrt{2}}{2}I_u \qquad (۳۸-۳)$$

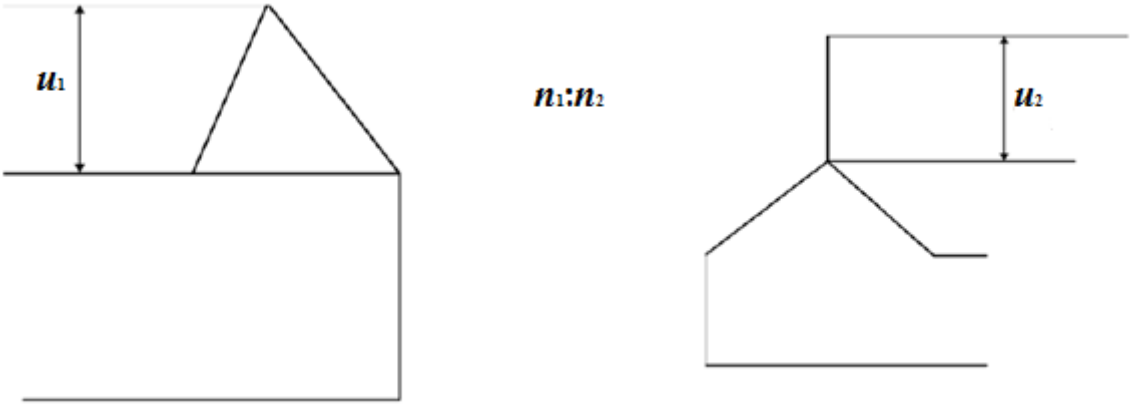
$$P_N = 3\Delta P_u \qquad (۳۹-۳)$$

به عبارت دیگر، با محاسبه‌ی تلفات اضافی ناشی از نامتعادلی بارها روی سه فاز می‌توان تلفات اضافی مربوط به جریان‌دار شدن هادی نول را محاسبه کرد و بالعکس. اما از آنجائیکه جریان هادی نول را می‌توان در نمونه‌های مورد مطالعه اندازه‌گیری نمود، راه بهتر محاسبه‌ی تلفات ناشی از جریان‌دار شدن هادی نول و سپس بدست آوردن تلفات مربوط به نامتعادلی بار فازها مطابق رابطه‌ی (۳-۳۹) است.

۳-۱۴. بررسی تلفات نامتعادلی بار در ترانسفورماتورهای شبکه‌های توزیع

جریان عدم تعادل شبکه فشار ضعیف از سیم‌پیچ ثانویه عیناً عبور کرده و مشابه خطوط، تلفات عدم تعادلی را ظاهر می‌سازد. بر حسب نوع سیم‌پیچ، طرف ثانویه نیز موجب تلفاتی در اولیه‌ی ترانسفورماتور می‌شود که این تلفات برای دو نوع از اتصالات مرسوم در شبکه‌های توزیع با استفاده از مثال مطرح می‌شود [۶]. در این قسمت، برای نمونه آرایش

ترانسفورماتور بصورت ΔY مورد بررسی قرار می‌گیرد (شکل ۳-۱). فرض می‌شود در حالت تعادل بار ثانویه، جریان-های متعادل ۱۰۰ آمپر در هر فاز ترانسفورماتور عبور می‌کند. بنابراین، جریانی از هادی نول عبور نخواهد کرد. مقدار نسبت تبدیل نیز از روابط زیر بدست می‌آید.



شکل (۳-۱): ترانسفورماتور مثلث-ستاره با هادی نول

$$\begin{cases} u_1 \approx n_1 \\ \dfrac{u_2}{\sqrt{3}} \approx n_2 \end{cases} \Rightarrow \frac{n_1}{n_2} = \frac{u_1}{\frac{u_2}{\sqrt{3}}} = \frac{\sqrt{3}u_1}{u_2} \Rightarrow \frac{u_1}{u_2} = \frac{n_1}{\sqrt{3}n_2} \qquad (۴۰-۳)$$

در رابطه‌ی بالا، n_1 و n_2 به ترتیب تعداد دورهای اولیه و ثانویه، و u_1 و u_2 ولتاژهای فاز اولیه و ثانویه است. بنابراین، در این نوع اتصال، نسبت تبدیل معادل $\frac{n_1}{\sqrt{3}n_2}$ است و جریان‌ها نیز با این نسبت تبدیل به اولیه منتقل می‌شود. در حالت نامتعادل فرض می‌شود که جریان‌های فازها به صورت ۱۰۰، ۱۲۰ و ۸۰ آمپر باشند. نسبت تلفات در حالت نامتعادلی بار، ، P_{Lutot}، به تلفات در حالت تعادل، P_{Ltot}، بصورت زیر بدست می‌آید.

$$\frac{P_{Lutot}}{P_{Ltot}} = \frac{77R_{ph}\left(1+1.08(\sqrt{3}\frac{n_2}{n_1})^2\right)+2R_N}{25R_{ph}\left(1+(\sqrt{3}\frac{n_2}{n_1})^2\right)} \qquad (۴۱-۳)$$

برای بدست آوردن تلفات در حالت نامتعادلی و حالت تعادل بار در ترانسفورماتورهای توزیع، از یک نمونه مثال استفاده شد. حل پارامتری این مثال بسیار پیچیده خواهد بود. در کل، می‌توان رابطه‌ی پارامتری بصورت ضریب تلفات نامتعادلی بار مانند (۳-۴۱) برای محاسبه‌ی میزان افزایش تلفات ناشی از نامتعادلی بار ترانسفورماتورهای توزیع با اتصال ΔY بدست آورد.

۳-۱۵. ضریب توان نامناسب

طبیعی است هر چه ضریب توان کمتر باشد، جریان بیشتری از هادی‌ها عبور می‌کند که این عامل باعث افزایش تلفات توان می‌گردد. در صورتی که توان انتقالی را ثابت فرض کنیم، با تغییر ضریب توان از مقدار $\cos\varphi_1$ به $\cos\varphi_2$ تلفات به اندازه‌ی K_p برابر تغییر می‌کند که مقدار آن از رابطه‌ی زیر بدست می‌آید.

$$K_p = \left(\frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2}\right)^2 \qquad (۴۲-۳)$$

۳-۱۶. جمع‌بندی

این فصل به بیان روش‌های برآورد سهم عوامل ذاتی ایجاد تلفات در شبکه‌های توزیع پرداخته است. بسیاری از عوامل فنی که سبب ایجاد تلفات ثابت یا متغیر در شبکه‌های توزیع می‌شوند با فرمول‌های ریاضی مدلسازی شده‌اند. جزئیات مدلسازی‌ها نیز ذکر شده است بگونه‌ای که سهم شرایط ذاتی سیستم مانند دمای محیط و اثر پوستی نیز براحتی در افزایش تلفات مشخص می‌شود. عوامل مختلفی وجود دارند که سبب افزایش تلفات در شبکه‌های توزیع می‌شوند. با توجه به اینکه تخمین سهم تمام عوامل با روابط ریاضی قابل بیان نیست. از این رو، در این گزارش، تنها به عوامل مهم که در افزایش تلفات نقش داشته و با روابط ریاضی قابل بیان هستند پرداخته شده است.

DOI:10.30503/nripress.2020.210

فصل چهارم

پیشنهاد ساختار نهاد ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع برق در ایران

۴-۱. دسته‌بندی نظرات خبرگان

با توجه به ارکان شناسایی شده برای نظام پایش و ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع، نظرات خبرگان براساس این ارکان در این بخش دسته بندی می‌شوند.

۴-۲. نظرات در مورد پایش تلفات

همانطورکه قبلاً نیز ذکر شد، تعیین تلفات انرژی از تفاضل انرژی ورودی به شبکه توزیع و انرژی مصرف شده توسط مشترکین صورت می‌پذیرد. به همین منظور، با توجه به اینکه یکی از چالش‌های فعلی پایش تلفات، عدم اطلاع دقیق شرکت توزیع برق از انرژی ورودی به شبکه خود می‌باشد، انتقال پست‌های فوق توزیع به شرکت‌های توزیع برق می‌تواند یک گام مهم در پایش تلفات توزیع باشد. البته میسر شدن امکان صحه سنجی عملکرد کنتورهای پست‌های فوق توزیع و صحت سنجی قرائت آن‌ها برای همچنین، بهتر است سامانه بیلینگ (سیستم قرائت کنتور و صدور قبض) که در اختیار شرکت‌های توزیع برق است، مستقل از شرکت‌های توزیع باشد تا از دخالت و تأثیر شرکت‌ها بر روی اطلاعات مصرف مشترکین جلوگیری شود.

در حال حاضر پایش (تشخیص) تلفات شبکه‌های توزیع به کمک کنتورهای مدیریت شبکه (نصب شده در ورودی شبکه) و کنتورهای منصوبه در خروجی ترانسفورماتورهای فوق‌توزیع و میزان انرژی فروخته شده به مشترکین (سامانه بیلینگ) انجام می‌شود. این اطلاعات از سامانه‌های سپاک مدیریت شبکه و بیلینگ مشترکین استخراج و در سامانه ملی تلفات محاسبه می‌شود.

تفکیک تلفات صرفاً در سطح امورهای برق و کل شرکت توزیع صورت می‌گیرد و در سطح فیدرهای متوسط و ضعیف تفکیک تلفات انجام نمی‌شود. مهمترین منابع تلفات غیرفنی شرکت‌های توزیع عبارتست از خطای اندازه‌گیری، جابجایی انرژی فروخته شده در دوره‌ها و سالها، معیوب بودن لوازم اندازه‌گیری، دستکاری لوازم اندازه‌گیری، انشعاب غیرمجاز از شبکه. از جمله مهمترین روش‌های شناسایی و کاهش تلفات غیرفنی در شبکه‌های توزیع، شناسایی برق غیرمجاز، تست لوازم اندازه‌گیری، مدیریت صحیح قرائت، کاوش داده‌های سیستم بیلینگ، و مشاهده میدانی است. در حال حاضر، سامانه ملی تلفات برای پایش، ثبت و گزارش‌دهی تلفات وجود دارد. بازه و دوره زمانی گزارش‌گیری تلفات فنی به صورت روزانه، دو ماهه و سالانه است. ثبت و به‌روزرسانی تغییرات در ساختار و آرایش شبکه که در سامانه GIS انجام می‌شود، زمان مشخصی ندارد و به همین علت ممکن است اطلاعات مربوط به توپولوژی شبکه به صورت زمان واقعی نباشند که در محاسبه تلفات فنی شبکه و در نتیجه برآورد تلفات غیرفنی تاثیرگذار خواهد بود. در حال حاضر دقت محاسبات تلفات فنی و غیرفنی تأیید و اعتبارسنجی نمی‌شود. مجری طرح کاهش تلفات شرکت توانیر عهده‌دار مسئولیت نظارت بر میزان تلفات شرکت‌های توزیع و ارزیابی آنهاست. گزارش‌گیری تلفات، رتبه‌بندی شرکت‌ها، تهیه برنامه‌های کاهش تلفات، تخصیص اعتبارات مربوطه و پیگیری برنامه‌های کاهش تلفات توسط نهاد ارزیابی انجام می شود. سابقه تلفات، وضعیت شبکه و اقلیم منطقه به عنوان معیارهای ارزیابی تلفات فنی، غیرفنی و کل شرکت(های) توزیع در نظر گرفته می‌شوند. همچنین میزان تست و قرائت و هوشمندسازی به عنوان شاخص‌های فرعی در ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع در نظر گرفته می‌شوند. شایان ذکر است شاخص‌های ارزیابی بصورت دوره‌ای هدف‌گذاری و اعلام می‌شود و براساس آن تخصیص اعتبارات صورت می‌گیرد.

در فرآیند ارزیابی تلفات شرکت(های) توزیع برق کشور که به صورت سالانه انجام می شود، تلفات هدف سالیانه و میزان انحراف از هدف، معیار ارزیابی است. در حال حاضر برخی بارهای روشنایی معابر (به صورت محدود) به عنوان بارهای پایش نشده شبکه(های) توزیع مطرح می‌شوند.

چالش‌ها و مشکلات موجود در زمینه پایش (شناسایی) تلفات فنی و غیرفنی شبکه(های) توزیع عمدتا مربوط به بخش مدیریت سیستم قرائت، تعرفه‌ها، برق‌های غیرمجاز، اعتبارات محدود، فرسودگی شبکه، و عدم هوشمندسازی می‌شوند.

عدم شناسایی نقطه بهینه تلفات برای شرکت‌ها به عنوان نقطه ضعف روش فعلی ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع مطرح می‌شود. می‌توان امتیازدهی مناسب را به عنوان نقطه قوت آن در نظر گرفت.

پیشنهادات خبرگان برای بهبود نظام فعلی پایش و ارزیابی تلفات (تشخیص تلفات فنی و شناسایی تلفات غیرفنی) شبکه/شرکت(های) توزیع به صورت زیر خلاصه می‌شوند:

- سیاست‌گذاری مناسب‌تر در واگذاری انشعابات در مناطق خاص
- جابجایی مالکیت تلفات از حالت ملی به شرکت توزیع
- تخصیص اعتبار کافی
- تخصیص اقلام مورد نیاز
- به کارگیری روش‌های داده‌محور برای شناسایی تلفات غیرفنی شبکه‌های توزیع

برای اعتبارسنجی و ارزیابی تلفات فنی و غیرفنی شبکه/شرکت(های) توزیع، معیارها و روش‌های زیر توسط خبرگان پیشنهاد شده است:

- شناسایی نقطه تلفات بهینه برای شرکت‌های توزیع
- ایجاد سیستم قرائت و بیلینگ یکپارچه و مدیریت داده و اطلاعات منسجم‌تر

در اکثر نظرات خبرگان، مشکل مهمی در رابطه با بارهای بدون سامانه پایش نظیر روشنایی معابر، چراغ‌های راهنمایی، انشعابات موقت و موارد دیگر وجود ندارد که تأثیر زیادی بر روی تلفات توزیع داشته باشند. دلیل این مورد نیز آن است که در بیشتر فیدرهای روشنایی معابر و چراغ‌های راهنمایی لوازم اندازه‌گیری نصب شده است. اما با توجه به اینکه ممکن است لوازم اندازه‌گیری نصب شده یا قرائت نشوند و یا به صورت صحیح قرائت نشوند، بهتر است از روش‌های تخمین مصرف انرژی و لامپ شماری برای بارهای بدون سامانه پایش استفاده کرد که با توجه به کاستی‌های موجود در زمینه لوزام اندازه گیری می‌تواند بسیار دقیق تر باشد.

۴-۳. نظرات در مورد گزارش‌دهی تلفات

چالش فعلی گزارش‌دهی تلفات، شناسایی و تصحیح داده‌های دارای خطا در سامانه‌ی پایش مصرف بارهای الکتریکی شبکه‌ی توزیع برق است. براساس نظر خبرگان، موثرترین روش نصب لوازم اندازه‌گیری هوشمند در سطح شبکه توزیع است که امکان فعالیت‌های تقلب و برق دزدی را مشکل تر و تشخیص را آسان‌تر می‌کند. با این حال، هزینه چنین دستگاه‌هایی گران است. همچنین، در سال‌های اخیر از داده کاوی به منظور پاسخگویی به چالش‌های مختلف استفاده می شود که مطالعات داده کاوی زیادی در زمینه شناسایی و کشف تقلب در صنعت توزیع برق انجام شده است. بنابراین، می‌تواند از روش داده کاوی نیز برای شناسایی داده‌های دارای خطا در سامانه پایش مصرف بارهای الکتریکی استفاده کرد.

۴-۴. نظرات در مورد تأمین هزینه انرژی تلف شده

مشخص نبودن و ضعیت شرکت‌های توزیع و مشترکین برای پرداخت هزینه تلفات چالش فعلی تأمین هزینه انرژی تلف شده است. به همین منظور و با توجه به نظرات خبرگان، ابتدا نیاز هست تفکیک تلفات فنی و غیرفنی صورت گیرد و حد مجاز تلفات شرکت‌های توزیع برق با در نظر گرفتن تمام ویژگی‌های جغرافیایی، اقتصادی، اجتماعی و

موارد دیگر مشخص گردد. در این صورت می‌توان مشخص کرد که چه میزان از تأمین هزینه انرژی تلف شده با شرکت توزیع و چه میزان با مشترکین خواهد بود. بنابراین، بهتر است ابتدا نظام مطلوب ارزیابی تلفات تشکیل شود تا بعد از آن بتوان سهم مشترکین را از پرداخت هزینه انرژی تلف شده مشخص کرد.

البته، با توجه به این که در این حالت هزینه تلفات توزیع را باید مردم بپردازند، ممکن است با چالش‌های سیاسی همراه باشد. به همین دلیل، بهتر است با توجه به نظام‌های مطلوب تلفات، نظام تلفات توزیع برای ایران با توجه به وضعیت مدیریت حوزه توزیع بومی سازی شود.

۴-۵. نظرات در مورد ارزیابی تلفات

با توجه به نظرات خبرگان، در نظام فعلی روند ارزیابی تلفات مشخص نیست و صرفاً بر مبنای دانش فرد خبره ارزیابی صورت می‌پذیرد. به همین دلیل، برای نظام ارزیابی تلفات بهتر است در گام اول ابتدا شبکه به صورت مطلوب پایش پذیر شود. در این مورد صحت سنجی عملکرد کنتورهای پست‌های فوق توزیع و صحت سنجی قرائت آن‌ها توسط شرکت توزیع می‌تواند بسیار کمک کننده باشد. همچنین، سامانه بیلینگ از دست شرکت‌های توزیع در بیاید و در دست نهادی مستقل از شرکت توزیع باشد تا از دخالت بر روی اطلاعات مصرف مشترکین جلوگیری شود.

سپس، در گام دوم باید تفکیک تلفات فنی و غیر فنی صورت پذیرد. به همین منظور ابتدا باید تلفات فنی از طریق روش‌های کاملاً شفاف محاسباتی یا تخمین مشخص شود و در مرحله بعد تلفات غیر فنی از تفاضل تلفات کل و تلفات فنی به دست آمده تعیین گردد. با تفکیک تلفات فنی و غیر فنی، حد مجاز یا تلفات بهینه هر شرکت توزیع نیز مشخص می‌گردد که در این صورت تلفات توزیع هر شرکت براساس این معیار مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

در گام سوم، بهتر است سهم یابی عوامل مختلف تلفات مشخص گردد. در این مرحله عوامل مختلف ایجاد کننده تلفات توزیع شناسایی می شوند و همچنین، تأثیر عوامل دیگر نظیر کنتورهای هوشمند، تولیدات پراکنده و غیره بر روی تلفات مشخص می‌گردد.

۴-۶. نظرات در مورد سیاست‌گذاری تلفات

یکی از چالش‌های مهم نظام فعلی پایش و ارزیابی تلفات توزیع، تشکیل نهاد مستقل ارزیابی تلفات است. با توجه به نظرات خبرگان، سه سناریو برای تشکیل رگولاتور یا نهاد مستقل ارزیابی تلفات توزیع ارائه شده است:

- در سناریو اول، برخی از خبرگان این نظر را داشته‌اند که با توجه به وضعیت فعلی مدیریت حوزه توزیع برق، بهتر است همان کمیته کاهش تلفات توانیر به عنوان رگولاتور یا نهاد ارزیابی تلفات باشد. استدلال آن‌ها نیز این است که ابتدا باید وضعیت مدیریت حوزه توزیع مشخص شود. برای این کار، اقدام اولیه باید تفکیک بازیگران حوزه توزیع برق باشد. یعنی نقش بهره بردار سیستم توزیع و خرده فروش برق مشخص گردد و مالکیت (خصوصی، دولتی و عمومی) آن‌ها نیز تعیین شود. دلیل دیگر گفته شده آن است که در حال حاضر تلفات توزیع بر عهده بخش خصوصی نیست و در این شرایط مستقل بودن نهاد ارزیابی نیز معنی نمی‌دهد.
- برخی از خبرگان در سناریو دوم این نظر را داشته‌اند که رگولاتور یا نهاد ارزیابی بهتر است خارج از وزارت نیرو ولی از مجموعه دولت باشد یا این نهاد ارزیابی در مجلس تشکیل شود. استدلال آن‌ها نیز این است که با توجه به وضعیت فعلی مدیریت حوزه توزیع، اگر این نهاد ارزیابی در داخل وزارت نیرو باشد مستقل نخواهد بود. همچنین، با جدا بودن رگولاتور از مالکیت و حاکمیت بخش توزیع، تصمیمات به صورت درست قابل اجرا خواهد بود. البته، شرط آن داشتن روش و سیستمی است که توسط افراد

اجرایی و خبره تهیه شده باشد. همچنین، باید بخش‌های مالکیت و حاکمیت توزیع هر کدام نمایندگانی در نهاد ارزیابی داشته باشند.

- در سناریو سوم ارائه شده توسط خبرگان، رگولاتور یا نهاد ارزیابی بهتر است از توانیر به وزارت نیرو منتقل شود ولی از مجموعه صنعت برق خارج نشود. یکی از دلایل آن نیز تغییرات شدید در مجلس و دولت است که بعد از دوره کوتاهی افراد جدید وارد سیستم می‌شوند. همچنین، دلیل دیگر این است که شاید در جریان بسیاری از مشکلات و چالش‌ها نباشند.

براساس نظر خبرگان، قیمت پایین برق نیز منجر به افزایش تلفات توزیع شده است. به همین منظور اصلاح و واقعی بودن قیمت برق منجر به این می شود که راه‌های کاهش تلفات در شرکت‌های توزیع ایجاد گردد. البته، در این حالت ممکن است چالش‌های سیاسی به وجود بیاید. به همین دلیل، بهتر است چالش‌های سیاسی و اجتماعی برای اصلاح قیمت برق در نظر گرفته شود.

حجم زیاد برق دزدی نیز براساس نظرات خبرگان یکی از چالش‌های سیاست گذاری تلفات توزیع است. برای حل این مشکل باید سیستم بازرسی پیوسته ای برای انشعابات غیرمجاز توسط شرکت توزیع برق ایجاد شود. البته به دلیل مشکلات اجتماعی و اقتصادی، ممکن است با افزایش قیمت برق، حجم برق دزدی نیز افزایش یابد. بنابراین، وجود سیستم بازرسی دوره ای برای کاهش انشعابات غیر مجاز می‌تواند بسیار ضروری باشد.

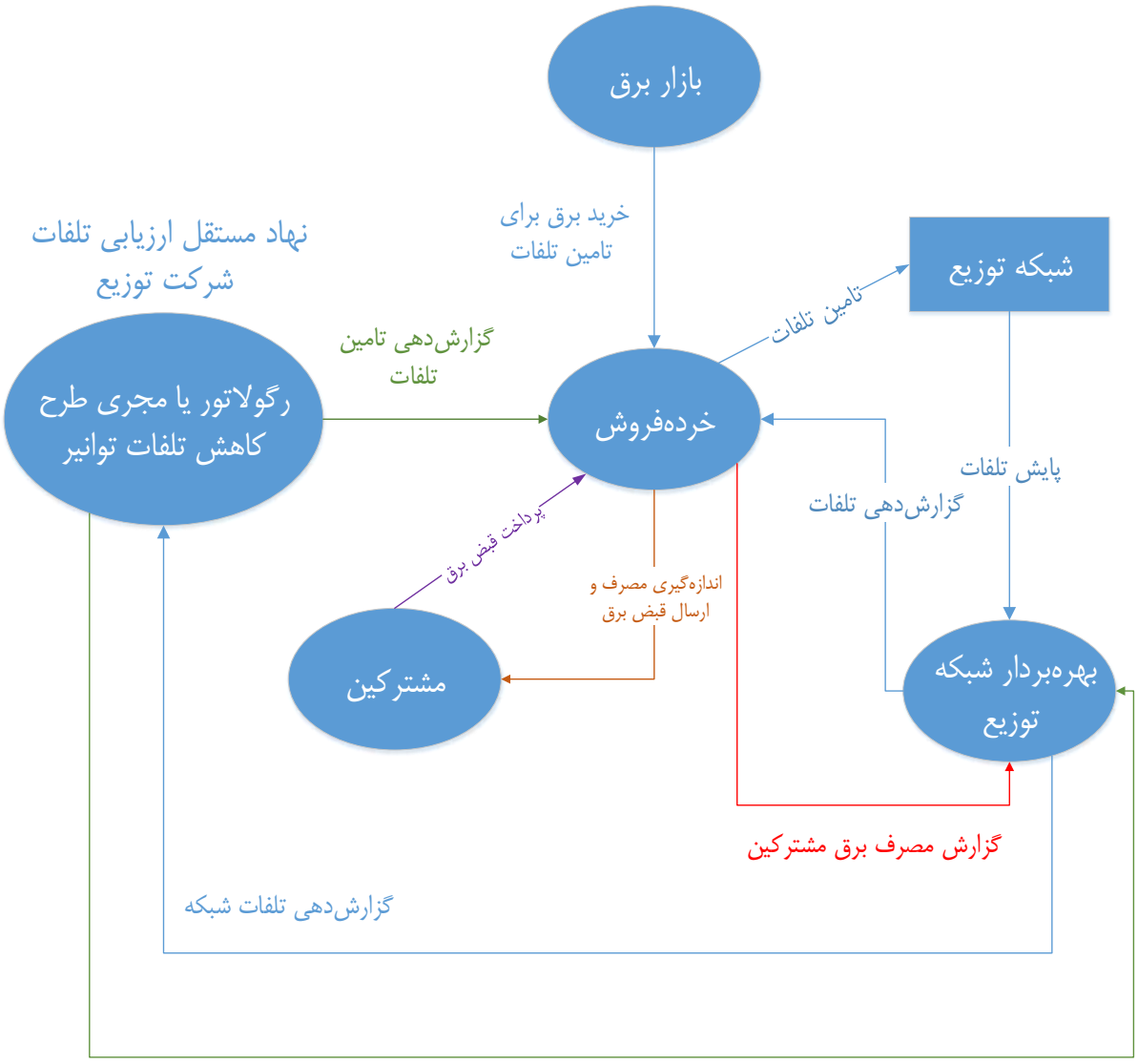
براساس نظر خبرگان، ورود بیشتر مجلس شورای اسلامی در بحث قانون گذاری می‌تواند منجر به جذب منابع و دستورالعمل‌های مطلوب در زمینه تلفات توزیع گردد. البته، تشکیل نهاد مستقل ارزیابی تلفات توزیع در مجلس شورای اسلامی می‌تواند به ورود بیشتر مجلس در این زمینه کمک کند. همچنین، قوانین ابلاغ شده توسط مجلس شورای اسلامی باید توسط وزارت نیرو به صورت صحیح اجرا شوند و نهادهای دیگر با اجرای این قوانین مخالفت نکنند.

با وضعیت فعلی مدیریت حوزه توزیع برق که توانیر وظایف مالکیت شبکه، بهره برداری از شبکه، خرده فروشی برق، رگولاتوری و سیاست گذاری را برعهده دارد، نظام‌های پایش و ارزیابی تلفات توزیع مورد استفاده در دنیا برای ایران قابل پیاده سازی نیست که البته با انجام اصلاحات ذکر شده می‌توان به نظام مطلوب نیز رسید. به همین منظور، اگر نحوه مدیریت حوزه توزیع تغییر یابد، نظام‌های پایش و ارزیابی تلفات توزیع که ذکر شد، باید مد نظر قرار بگیرند و نظام مناسبی برای تلفات توزیع انتخاب شود.

۴-۷. پیشنهاد ساختار نهاد ارزیابی، معیارها و روش ارزیابی تلفات شبکه‌های توزیع برق کشور

بر اساس مطالعات تطبیقی انجام شده و نظرسنجی از خبرگان صنعت برق و دانشگاه‌ها، نحوه تعاملات بازیگران حوزه تلفات شبکه‌های توزیع (بهره‌بردار سیستم، خرده فروش، رگولاتور و مشترکین) به صورت دو مدل عملکردی شکل (۴-۱) پیشنهاد می‌گردد:

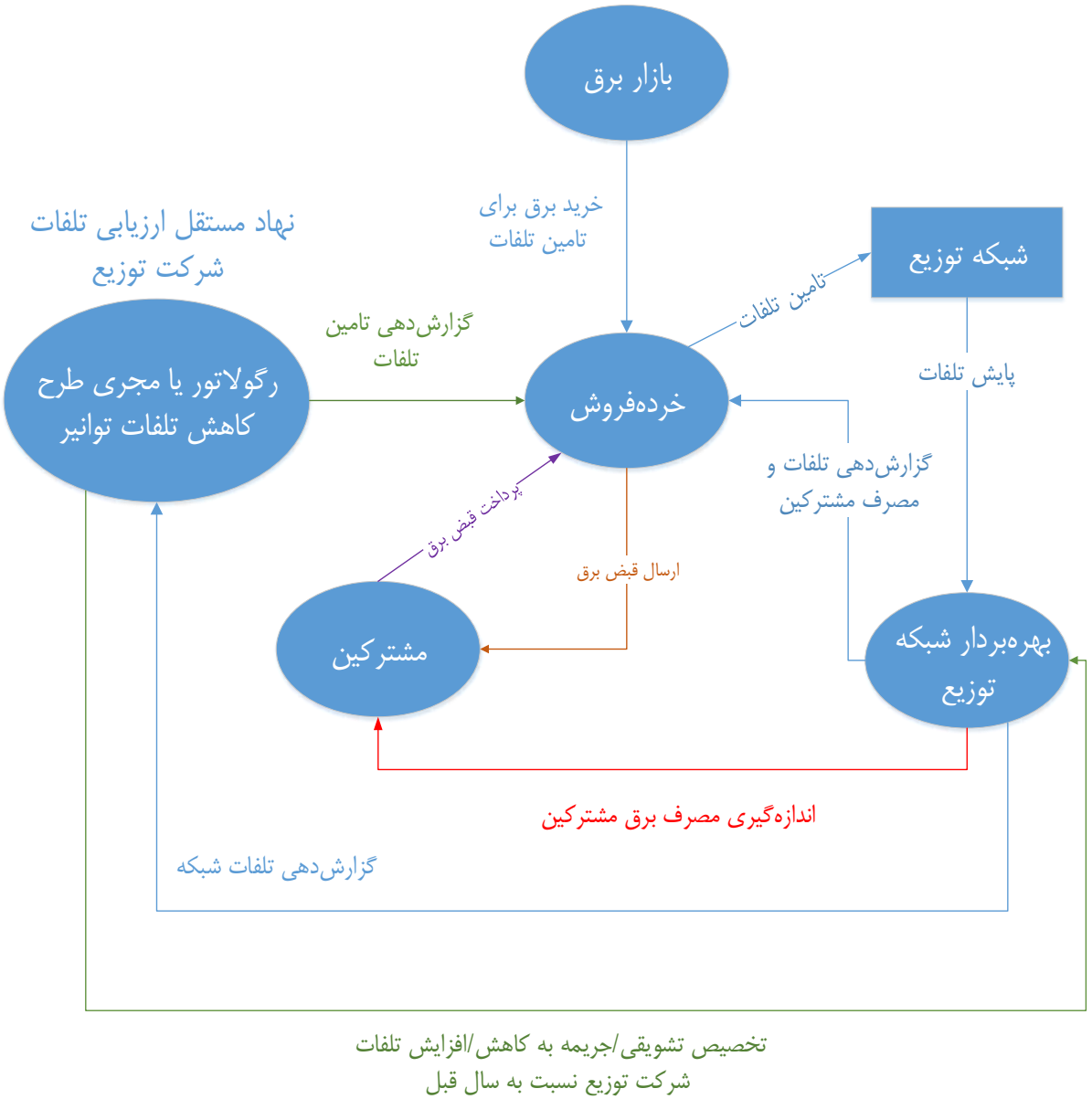
DOI:10.30503/nripress.2020.210



تخصیص تشویقی/جریمه به کاهش/افزایش تلفات
شرکت توزیع نسبت به سال قبل

الف: ساختار پیشنهادی اول

DOI:10.30503/nripress.2020.210



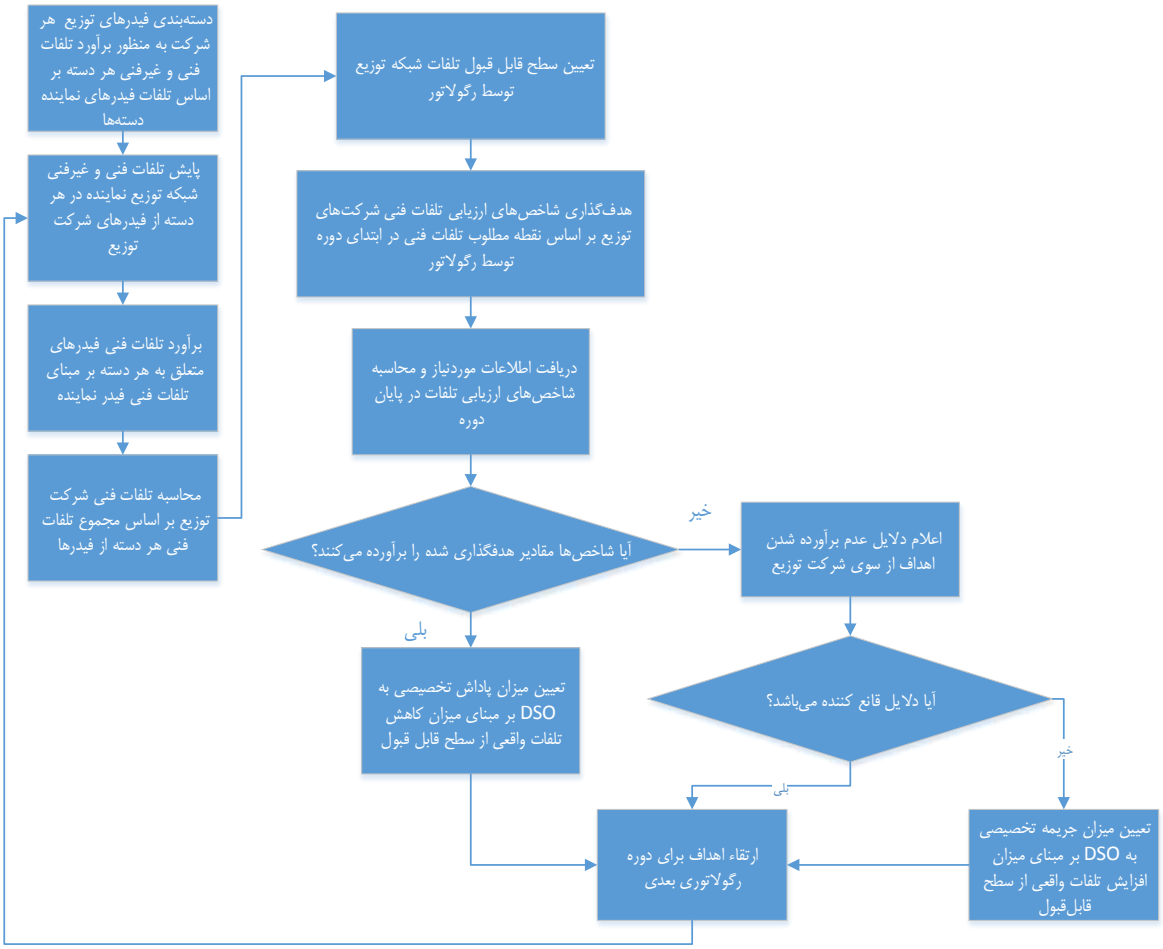
ب: ساختار پیشنهادی دوم

شکل (۴-۱): ساختار پیشنهادی برای تعاملات بازیگران نظام پایش و ارزیابی تلفات شبکه‌های توزیع برق کشور

مطابق ساختار پیشنهاد شده در شکل (۴-۱)، در مدل عملکردی اول میزان مصرف انرژی الکتریکی مشترکین توسط خرده‌فروش اندازه‌گیری و به بهره‌بردار سیستم توزیع (DSO) گزارش داده می‌شود. DSO بر مبنای اطلاعات مصرف مشترکین و داده‌های اندازه‌گیری شده توسط دستگاه‌های اندازه‌گیری میزان تلفات فنی شبکه را تشخیص می‌دهد. بر اساس معلوم بودن تلفات کل شبکه و تلفات فنی آن می‌توان تلفات غیرفنی سیستم را محاسبه نمود. سپس تلفات بخش‌های مختلف شبکه توزیع توسط DSO به رگولاتور و خرده‌فروشان گزارش داده شده و هر خرده‌فروش بر مبنای داده‌های مصرف مشترکین تحت پوشش خود و همچنین تلفات ناشی از مصرف مشترکین خود، با خرید انرژی از بازارهای برق می‌تواند تلفات را تامین نماید. همچنین ارسال و دریافت صورت‌حساب برق مشترکین توسط خرده فروش انجام می شود. رگولاتور نیز با ارزیابی گزارش‌های ارسالی بهره‌بردار شبکه توزیع و خرده‌فروش، سیاست‌های مناسب شامل طرح‌های تشویقی را برای ایجاد انگیزه در بهره‌بردار شبکه توزیع به منظور کاهش تلفات

اتخاذ می‌کند. به عبارت دیگر، رگولاتور بر اساس تلفات گزارش شده توسط DSO و مقدار توان/انرژی خریداری شده توسط خرده‌فروش برای جبران تلفات و همچنین هزینه تامین تلفات، میزان تشویقی/جریمه هر DSO را محاسبه و اعلام می‌کند. به دلیل آنکه خرده‌فروش وظیفه تأمین تلفات انرژی را دارد، رگولاتور سیاست‌های مورد نظر را بر روی بهره‌بردار اجرا می‌کند. در ساختار پیشنهادی دوم، اندازه‌گیری مصرف مشترکین توسط DSO انجام می‌شود. خرده‌فروش مسئول تامین تلفات بوده و با خرید از بازار برق می‌تواند انرژی موردنیاز برای پوشش تلفات را تامین نماید. DSO مسئول پایش تلفات شبکه توزیع، و گزارش‌دهی تلفات به رگولاتور و خرده‌فروش می‌باشد. رگولاتور نیز با ارزیابی گزارش‌های ارسالی DSO، سیاست‌های مناسب شامل تعیین میزان مطلوب تلفات را برای ایجاد انگیزه در DSO به منظور کاهش تلفات شبکه توزیع اتخاذ می‌کند.

در ارزیابی تلفات توسط رگولاتور معیارهای ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورهای شرکت توزیع، شاخص مدیریت ولتاژ در سمت فشار متوسط، شاخص مدیریت ولتاژ در سمت فشارضعیف، ظرفیت منصوبه (kVA) جدید و طول شبکه فشار ضعیف جدید به ازای مشترکین جدید، مجموع ظرفیت منصوبه تولید پراکنده کمتر از ۲ مگاوات، و میزان بهبود ضریب قدرت به عنوان معیارهای ارزیابی شرکت‌های توزیع در نظر گرفته می‌شوند. ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورهای شرکت توزیع برابر نسبت بار پیک غیرهمزمان سالانه شرکت (کیلووات) به مجموع ظرفیت منصوبه ترانسفورماتورهای شرکت (کیلوولت‌آمپر) است. بهبود پروفیل ولتاژ در سطح MV به عنوان یکی از معیارهای ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع در نظر گرفته می‌شود که برابر است با نسبت تعداد گره‌های شبکه فشار متوسط که ولتاژ آن گره‌ها در حد استاندارد است به تعداد کل نقاط اندازه‌گیری شده طی یک دوره رگولاتوری معین. به روشی مشابه، بهبود پروفیل ولتاژ در سطح فشارضعیف نیز در کاهش تلفات شبکه‌های فشارضعیف موثر است. بنابراین نسبت تعداد نقاطی از شبکه فشار ضعیف که ولتاژ آنها در حد استاندارد است به کل تعداد نقاط اندازه‌گیری شده در طول دوره رگولاتوری به عنوان معیار دیگری در ارزیابی تلفات شبکه در نظر گرفته می‌شود. با اضافه شدن مشترکین جدید می‌بایست به منظور اصلاح ضریب بارگذاری ترانسفورماتورها و به حداقل رساندن نیاز به احداث پست جدید، شبکه به نحوی مدیریت شود که شاخص ظرفیت منصوبه جدید به ازای هر مشترک جدید و همچنین طول شبکه فشار ضعیف جدید به ازای هر مشترک جدید کمینه شود. همچنین مجموع ظرفیت منابع تولیدپراکنده نصب شده در شبکه به عنوان شاخصی دیگر در ارزیابی تلفات لحاظ می‌گردد. یکی از اهداف جبران توان راکتیو در شبکه‌های توزیع کاهش تلفات است که پایش ضریب قدرت می‌تواند در ارزیابی عملکرد شرکت‌ها در حوزه کاهش تلفات مؤثر باشد. مراحل ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع توسط رگولاتور به صورت شکل (۴-۲) پیشنهاد می‌گردد.



شکل (۴-۲): روندنمای پیشنهادی برای ارزیابی عملکرد شرکت‌های توزیع در حوزه تلفات

به منظور ارزیابی تلفات شرکت توزیع ابتدا می‌بایست تلفات فنی و غیرفنی همه فیدرهای شرکت شناسایی گردد. بر ا ساس نظر سنجی انجام شده از خبرگان صنعت و دا نشگاهی، به علت تعداد زیاد فیدرهای هر شرکت و حجم زیاد اطلاعات برای هر فیدر، تشخیص تلفات فیدرها برای بازه زمانی یکساله حجم محاسباتی بالایی دارد. لذا پیشنهاد می‌گردد ابتدا فیدرهای هر شرکت توزیع بر اساس شاخص‌هایی که در مرحله ۸ پروژه مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد، دسته‌بندی شوند. سپس برای هر دسته از فیدرها یک فیدر نماینده دسته انتخاب شود (ترجیحا فیدری که در آن اطلاعات موردنیاز نظیر بار و توپولوژی شبکه برای تشخیص تلفات فنی و سپس برآورد تلفات غیرفنی در دسترس باشد). محاسبه تلفات فنی فیدر نماینده هر دسته انجام شده و تلفات فنی سایر فیدرهای متعلق به آن دسته نیز برآورد می شود. مجموع تلفات فنی فیدرهای هر دسته محا سبه شده و مجموع تلفات فنی تمام فیدرهای شرکت محاسبه می‌گردد. با معلوم بودن تلفات کل شرکت توزیع و بر مبنای تلفات فنی تخمینی، تلفات غیرفنی آن قابل محاسبه خواهد بود. تعیین سطح قابل قبول تلفات فنی شبکه‌های توزیع توسط رگولاتور انجام می‌شود. در ایران معاونت هماهنگی توزیع و مجری طرح کاهش تلفات می‌تواند به عنوان نهاد رگولاتوری تلفات عمل نماید. سپس شاخص‌های ارزیابی مطرح شده برای رسیدن به مقدار تلفات قابل قبول توسط رگولاتور هدف‌گذاری می‌شود. شاخص‌های ارزیابی در پایان هر دوره رگولاتوری بر مبنای اطلاعات دریافت شده از شرکت‌های توزیع محاسبه می شوند. شاخص‌های ارزیابی محا سبه شده به شرکت توزیع و رگولاتور در تعیین علت افزایش یا کاهش تلفات فنی شبکه های توزیع از حد قابل قبول کمک می‌کند. اگر شاخص‌های محاسبه شده مقادیر هدف به دست آمده بر مبنای

تلفات قابل قبول را برآورده کنند، شرکت توزیع مشمول پاداش شده و میزان تشویقی تخصیصی به اختلاف سطح تلفات واقعی و قابل قبول بستگی خواهد داشت. در غیراینصورت، شرکت توزیع می‌بایست دلایل علل برآورده نشدن مقادیر هدف (تجاوز میزان تلفات واقعی از سطح قابل قبول) را به رگولاتور اعلام نماید. در صورتیکه این دلایل قانع‌کننده باشد، فرآیند ارزیابی پایان می‌یابد و اهداف رگولاتوری تلفات برای دوره بعد برنامه‌ریزی خواهد شد. اگر دلایل قانع کننده نباشد، شرکت توزیع مشمول جریمه خواهد شد. شایان ذکر است که پاداش و جریمه شرکت توزیع میتواند به صورت مساوی بین شرکت و مشترکین آن تخصیص یابد.

۴-۸. جمع‌بندی

برای شناسایی نظام فعلی و پیشنهاد نظام مطلوب پایش و ارزیابی تلفات شرکت های توزیع برق مصاحبه هایی با خبرگان تلفات توزیع صورت گرفت. چالش های شناسایی شده از این مصاحبه ها نیز در پنج رکن پایش، گزارش دهی، تامین هزینه انرژی تلف شده، ارزیابی و سیاست گذاری تلفات تقسیم گردید. عدم پایش انشعابات موقت، عدم همزمانی قرائت انرژی مصرفی با انرژی ورودی، عدم اطلاع دقیق شرکت های توزیع از میزان انرژی ورودی به شبکه توزیع، عدم شناسایی داده های دارای خطا، مشخص نبودن وضعیت شرکت های توزیع و مشترکین برای پرداخت هزینه تلفات، عدم تفکیک تلفات فنی و غیرفنی، نبود نهاد مستقل ارزیابی تلفات، واقعی نبودن قیمت برق، حجم زیاد برق دزدی، عمر مدیریتی کم در شرکت‌های توزیع برق از جمله چالش های شناسایی شده برای نظام پایش و ارزیابی تلفات شرکت های توزیع برق می باشد.

همچنین، انتقال پست های فوق توزیع به شرکت های توزیع، مستقل بودن سامانه بیلینگ از شرکت های توزیع، استفاده از روش های تخمین مصرف انرژی برای بارهای بدون سامانه پایش، نصب لوازم اندازه گیری هوشمند برای شناسایی داده های دارای خطا، افزایش پایش پذیری شبکه، استفاده از روش های دقیق محاسباتی یا تخمین برای تفکیک تلفات فنی و غیر فنی، سهم یابی عوامل ایجاد تلفات، تشکیل نهاد مستقل ارزیابی تلفات (این نهاد ارزیابی می تواند در مجلس، وزارت نیرو یا توانیر باشد)، ورود بیشتر مجلس در قانون گذاری تلفات انرژی از جمله نظرات خبرگان برای اصلاح نظام فعلی پایش و ارزیابی تلفات شرکت های توزیع می باشد.

نکته مهم این است که با وضعیت فعلی مدیریت حوزه توزیع برق که توانیر وظایف مالکیت شبکه، بهره برداری از شبکه، خرده فروشی برق، رگولاتوری و سیاست گذاری را برعهده دارد، نظام‌های پایش و ارزیابی تلفات توزیع مورد استفاده در دنیا برای ایران قابل پیاده سازی نیست که البته با انجام اصلاحات ذکر شده می‌توان به نظام مطلوب نیز رسید. به همین منظور، اگر نحوه مدیریت حوزه توزیع تغییر یابد، نظام‌های پایش و ارزیابی تلفات توزیع که ذکر شد، باید مد نظر قرار بگیرند و نظام مناسبی برای تلفات توزیع انتخاب شود.

DOI:10.30503/nripress.2020.210

فصل پنجم

رویه برآورد مصرف انرژی بارهای الکتریکی بدون سامانه پایش در شبکه‌های توزیع برق

۵-۱. مقدمه

یکی از کاستی‌های فرآیند پایش تلفات برق شبکه‌های توزیع، نبود سامانه‌ی پایش برای برخی از بارهای الکتریکی است. به همین منظور، در این فصل با انجام مطالعات تطبیقی، رویه‌ی برآورد مصرف بارهای الکتریکی بدون سامانه‌ی پایش در کشورهای مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۵-۲. بارهای پایش نشده در کانادا

بر اساس گزارش فنی منتشر شده توسط Hydro Ottawa [۷]، بارهای اندازه‌گیری نشده در کانادا به شش گروه زیر طبقه‌بندی می‌شوند:

- روشنایی خیابان‌ها
  - ✓ تکفاز، سه سیمه، 120V/240V
  - ✓ فقط بارهای تحت مالکیت اداره راه عمومی[1] که کمتر یا مساوی ۱۰۰ آمپر باشند می‌توانند اندازه‌گیری نشوند.
- علائم ترافیکی

چراغ‌های راهنمایی و گذرگاه‌های عابر پیاده در جاده‌های عمومی ممکن است واجد شرایط خدمات بدون اندازه‌گیری باشند.

- ✓ تکفاز، سه سیمه، 120V/240V
- ✓ فقط بارهای تحت مالکیت اداره راه عمومی که کمتر یا مساوی ۱۰۰ آمپر باشند می‌توانند اندازه‌گیری نشوند.

- دوربین‌های تقاطع‌ها
  - ✓ تکفاز، سه سیمه، 120V/240V
  - ✓ فقط بارهای تحت مالکیت اداره راه عمومی که کمتر یا مساوی ۱۰۰ آمپر باشند می‌توانند اندازه‌گیری نشوند.
- ایستگاه‌های اتوبوس

ایستگاه‌های اتوبوس در جاده‌های عمومی ممکن است واجد شرایط خدمات بدون اندازه‌گیری باشند.

- ✓ تکفاز دو سیمه، ۱۲۰ ولت
- ✓ فقط بارهای ایستگاه‌های اتوبوس که کمتر یا مساوی ۱۵ آمپر باشند، می‌توانند اندازه‌گیری نشوند.

- روشنایی پارک‌ها و معابر

میزان مصرف انرژی سیستم روشنایی معابر عمومی و پارک‌ها می‌تواند اندازه‌گیری نشود اگر:

- ✓ تکفاز، دو سیمه، ۱۲۰ ولت باشد.
- ✓ فقط در مواردی‌که روشنایی معابر عمومی و یا پارک‌ها کمتر از ۱۵ آمپر باشد، میزان مصرف انرژی آنها می‌تواند اندازه‌گیری نشود.

[1] *Public road authority*

- نورپردازی تزئینی

نورپردازی‌های موقت در جشـــن‌ها یا تزئینی در خیابان‌ها ممکن اســـت واجد شـــرایط خدمات بدون اندازه‌گیری باشد.

- ✓ تکفاز، دو سیمه، ۱۲۰ ولت
- ✓ فقط در مواردی که نورپردازی های دکوراتیو دارای جریان کمتر از ۱۵ آمپر باشـــند، میزان مصرف انرژی آنها می‌تواند اندازه‌گیری نشود.
- ✓ در صورتی‌که رو شنایی دکوراتیو بر روی تیرهای برق شرکت نصب شده با شد، توافقنامه و دریافت مجوز از شهرداری موردنیاز خواهد بود.

- بارهای کوچک

باجه های تلفن، منابع تغذیه کوچک و تقویت‌کننده‌ها و آنتن های ارتباطی، حفاظت کاتدی جاده‌ها و تا سیسات شهری، سیگنال‌های راه‌آهن، و بارهای کوچک مشابه می‌تواند واجد شرایط خدمات بدون اندازه‌گیری باشند.

- ✓ تکفاز ،دو سیمه، ۱۲۰ ولت
- ✓ بارهای کوچک کمتر از ۱۵ آمپر

بر اساس الزامات اتصال مشترکین با مصرف پایش نشده در ایالت Ontario کانادا [۸]، بارهایی که مصرف برق آنها اندازه‌گیری نمی شود، می‌بایست با ملزومات استانداردهای Hydro One و کد امنیت برق Ontario مطابقت داشته باشند. همچنین باید فرم بیانگر میزان بار تخمینی سرویس متصل اندازه‌گیری‌نشده مشترکین با امضای مهندسین متخصص شرکت ثبت گردد. داده‌های مربوط به مصرف مشترک نیز با ذکر زمان و به صورت دقیق ثبت شوند. در صورت درخواست Hydro One، هادی‌های ثانویه سرویس اندازه‌گیری نشده به نقطه تامین دیگری اختصاص یابد. Hydro One طرح‌های خدمت‌رسـانی به هر نقطه ســرویس اندازه‌گیری نشــده را فراهم می‌کند به نحوی که نقطه تامین برق مشخص گردد و استانداردها و شرایط مربوطه را نیز بیان می‌کند. همچنین در صورتی‌که نقطه تامین برق نیاز به تغییر داشته باشد، موارد زیر را به مشترک اطلاع می‌دهد:

- موقعیت نقطه تامین برنامه‌ریزی شده
- موقعیت نقطه تامین اضطراری

Hydro One همچنین یک اکانت انرژی به بار اندازه‌گیری نشده اختصاص می‌دهد و می‌بایست اطمینان حاصل شود که اطلاعات صورت‌حساب به طور دقیق مصرف برق را بر اساس واحد، مقدار، مشخصات بار و تقاضا منعکس می‌کند (دستگاه‌های یک کلاس، بر اساس نوع یا بار، ممکن است با هم گروه‌بندی شوند و اطلاعات صورت‌حساب یکسانی به آنها اختصاص داده شود).

مشـــترکینی که بار آنها اندازه‌گیری نمی‌شـــود باید داده‌های مربوط به پروفیل بار الکتریکی، کیفیت توان، و مطالعات دقیق مصرف خود را در مواردی که تجهیز پایش‌نشده جدیدی نصب گردد یا Hydro One درخواست کند، به وی ارسال کنند. مشترکین دو انتخاب برای ارائه اطلاعات به Hydro One دارند:

- یک برنامه تســـت in-house با پوشـــش‌دهی محدوده و قابلیت اجرا، شـــرایط، کنترل کیفیت، دستگاه‌های اندازه‌گیری، زمان‌بندی، صلاحیت‌های کارکنان، اسناد کنترل، و فرآیند حل خطای داده‌های گزارش شـده) برای تایید Hydro One ارائه گردد. نتایج و گزارش نهایی باید توسـط یک مهندس ناظر امضا و ثبت شود.

- یک گزارش تست تایید شده و امضا شده توسط شورای استاندارد کانادا یا آزمایشگاه مطابق با ANSI که دارای صلاحیت در تست تجهیزات الکتریکی است، ارائه گردد.

هزینه‌های هر یک از موارد ذکر شده بر عهده مشترکی خواهد بود که مصرف برق وی اندازه‌گیری نمی‌شود. Hydro One ممکن است حسابرسی را در فواصل زمانی منظم یا در صورت اخطار آغاز کند و ممکن است از مشترک خواسته شود اطلاعاتی در مورد دارایی‌های خود ارائه دهد. مشترکِ با مصرف اندازه‌گیری‌نشده باید اطلاعات ارائه شده به Hydro One و توسط Hydro One را در صورتی که سرویس متصل اندازه‌گیری‌نشده در وضعیتی غیر از "به طور دائم حذف‌شده" باشد، برای مدت حداقل ۷ سال حفظ و نگهداری کند. سه حالت چرخه حیات برای سرویس‌دهی به بارهای متصل اندازه‌گیری‌نشده وجود دارد:

- پیشنهادی

برای درخواست یک اتصال جدید، پیشنهاد مشترک پایش‌نشده با ارائه نقطه تامین (خدمت) برای یک دوره ۹۰ روزه آغاز می‌گردد.

- در سرویس (in-service)

یک سرویس بار متصل اندازه‌گیری نشده، in-service نامیده می شود اگر برق‌رسانی شده باشد یا به صورت الکتریکی ایزوله شده باشد (حذف شده از هر منبع انرژی الکتریکی در هر زمانی بین دوره انرژی‌رسانی شده یا به طور دائم حذف شده). دو وضعیت چرخه حیات in-service به صورت زیر بیان می‌شود:

  - انرژی‌رسانی شده (Energized): یک سرویس بار متصل بدون اندازه‌گیری موجود که به صورت فیزیکی به شبکه توزیع Hydro One متصل شده است، «انرژی‌رسانی شده» تلقی می‌شود.
  - ایزوله‌شده به لحاظ الکتریکی: یک سرویس بار متصل اندازه‌گیری‌نشده موجود که به لحاظ الکتریکی از شبکه توزیع Hydro One جدا شده باشد، Electrically Isolated نامیده می‌شود. در این وضعیت چرخه حیات، Hydro One به مدت حداکثر ۶ ماه صورت‌حساب انرژی و هزینه‌های ثابت ماهانه مشترک را محاسبه می‌کند. در این مدت، مشترک باید یا به وضعیت انرژی‌رسانی شده بازگردد یا به طور دائم از شبکه حذف شود (Permanently Removed).

- به طور دائم حذف‌شده (Permanently Removed)

یک سرویس بار متصل اندازه‌گیری‌نشده پس از ۶ ماه متوالی قرار داشتن در وضعیت "Electrically Isolated" یا در صورت درخواست وی برای حذف دائمی و جدا شدن فیزیکی از منبع انرژی شبکه توزیع Hydro One، "به طور کامل حذف‌شده" نامیده می‌شود. وقتی یک سرویس بار متصل اندازه‌گیری‌نشده «به‌طور دائم حذف‌شده» تلقی شود، هزینه‌های صورت‌حساب انرژی و هزینه‌های ثابت وی از تاریخ صورت‌حساب بعدی متوقف می‌شود.

بارهای اندازه‌گیری‌نشده در Ontario به سه دسته مشترکین طبقه‌بندی می‌شوند: روشنایی خیابان، روشنایی کشیک[۱] و بارهای پراکنده اندازه‌گیری‌نشده[۲] نظیر تقویت‌کننده‌های کابل تلویزیون، باجه‌های تلفن، گذرگاه‌های ریلی،

[۱] Sentinel lighting

[۲] Unmetered Scattered Load (USL)

DOI:10.30503/nripress.2020.210

بیلبوردها، چراغ‌های راهنمایی، و دیگر بارهای ثابت کوچک (شکل‌های ۵-۱ و ۵-۲). منظور از بار اندازه‌گیری‌نشده آنست که میزان مصرف انرژی الکتریکی آن توسط هیچ دستگاه اندازه‌گیری قرائت نمی‌شود. معمولاً روشنایی خیابان‌ها در مالکیت شهرداری‌ها قرار دارد. بارهای پراکنده اندازه‌گیری نشده به تجهیزاتی اشاره دارد که مصرف برق آنها بسیار کم و قابل پیش‌بینی بوده و به همین علت غالباً مصرف برق آنها پایش نمی‌شود. روشنایی کشیک (نگهبانی) نیز مشابه روشنایی خیابان‌ها بوده و در پارکینگ‌ها و اماکنی چون مزارع به کار می‌رود. هیات انرژی Ontario[1] محدوده نسبت درآمد به هزینه را برای سه دسته از بارهای پایش‌نشده به صورت زیر در نظر می‌گیرد:

- روشنایی خیابان‌ها: بین ۰/۷ تا ۱/۲
- روشنایی کشیک و بارهای پراکنده اندازه‌گیری نشده: بین ۰/۸ تا ۱/۲

شایان ذکر است که درآمد و هزینه شرکت توزیع در خصوص نصب دارایی‌های خط و ترانسفورماتور برای برق‌رسانی به بارهای پایش‌نشده موردنظر بوده است.



شکل (۵-۱): روشنایی خیابان‌ها به عنوان بارهای پایش‌نشده در Ontario [۸]



شکل (۵-۲): باجه‌های تلفن با مصرف برق اندازه‌گیری نشده در Ontario [۸]

[1] Ontario Energy Board (OEB)

در مدل تخصیص هزینه کنونی، ضرایب تخصیص مختلفی برای سه دسته مشترکین استفاده می شود و هزینه‌های اندازه‌گیری به آن‌ها اختصاص داده نمی‌شود. اگر بارهای پراکنده بدون اندازه‌گیری به عنوان یک دسته مشترک مجزا توسط شرکت توزیع در نظر گرفته نشود، شامل دسته مشترکین با خدمات عمومی[1] کمتر از ۵۰ کیلووات می‌شود. بر اساس نظر OEB، هزینه‌ها و ویژگی‌های بار مشترکین در دسته‌های USL به اندازه کافی از مشترکین دیگر متفاوت بوده و در بیشتر موارد به عنوان دسته‌های مجزا با آن‌ها رفتار می شود. بنابراین، هر شرکت توزیع می‌بایست دسته USL مجزا را در مدل تخصیص هزینه و نرخ‌های تعرفه خود به عنوان بخشی از هزینه ارائه خدماتش ببیند. شرکت توزیعی که بیان می‌کند نیازی به ایجاد یک دسته USL مجزا نیست، باید به OEB منافع عدم ایجاد دسته مجزا را ارائه دهد. برای مثال، ایجاد یک دسته مجزا برای زمانی که شرکت توزیع مشترکین USL خیلی کمی دارد یا بار ترکیبی آن‌ها کم است، ممکن است وجود نداشته باشد. درخواست معافیت شرکت توزیع برای یک دسته USL مجزا ممکن است به این دلیل باشد که نرخ درآمد به هزینه مشترکین USL آن‌ها در محدوده اهداف OEB قرار می‌گیرد [۸]. روشنایی خیابان‌های شهر Okaville و شهرداری منطقه Halton باید توسط فتوسل کنترل شود. مصرف روزانه آنها باید بر اساس وات متصل و زمان‌های روشنایی مورد نیاز تعیین شده باشد. هزینه برق مصرفی ماهانه باید بر اساس تعداد اتصالات به سیستم توزیع تعیین گردد. شرکت توزیع Oakville Hydro مصرف روزانه سیستم روشنایی خیابان‌ها را محاسبه و آن را در سامانه بیلینگ به‌روزرسانی می‌کند. علائم راهنمایی و رانندگی نیز به عنوان بارهای اندازه‌گیری نشده مطرح می‌شوند. شرکت توزیع Oakville Hydro مصرف روزانه آنها را بر اساس وات مصرفی آنها و همچنین تعداد ساعات روشن بودن برآورد و سپس در سامانه بیلینگ به‌روزرسانی می‌کند. انرژی الکتریکی مصرف شده توسط ایستگاه‌های اتوبوس، باجه تلفن، تابلوها و علائم، و دیگر بارهای متفرقه اندازه‌گیری نشده (کمتر از ۵ کیلووات) نیز مشابه علائم راهنمایی و رانندگی برآورد می شود. نورپردازی دکوراتیو یا نورپردازی بر روی درختان نیز جزو بارهای روشنایی خیابان‌ها به شمار می‌رود [۹].

۵-۳. بارهای پایش نشده در نیویورک

بارهای اندازه‌گیری نشده نظیر روشنایی معابر و مراکز خدماتی، انرژی را به صورت بارهای انتهایی و تلفات مصرف می‌کنند. بارهای انتهایی در تلفات لحاظ نمی‌شوند اما به عنوان بخشی از بار سیستم هستند. انرژی که توسط این بخش‌ها مصرف می‌شود ترکیبی از بارهای ثابت و متغیر می‌باشد. در موارد بسیاری تلفات تحمیلی توسط بارهای اندازه گیری نشده در دسته بی‌اعتبار طبقه‌بندی می‌شوند که در دسته تلفات فنی محاسبه نمی‌شود. زمانی که اطلاعات موجود باشد یا بتوان محاسبه نمود، شناسایی این تلفات در دسته‌ای مجزا برای بارهای اندازه‌گیری نشده، با ارزش خواهد بود. با انجام این کار، بهبود وضعیت بهره‌برداری سیستم می‌تواند از طریق هدف‌گیری بخش‌هایی با تلفات بالا انجام شود. داده‌های ویژه تولیدکننده برای تجهیزات اضافی پست‌ها، سیستم‌های روشنایی، فن‌های ترانسفورماتور، شارژرهای باتری و غیره معمولاً بخشی از داده‌های ضروری برای محاسبه مصرف اضافی را شامل می‌شود. بارهای اندازه‌گیری‌نشده معمولاً شامل روشنایی خیابان‌ها، چراغ‌های راهنمایی، چراغ‌های امنیتی و برق‌دزدی می‌شود. تلفات ناشی از هادی‌ها و ترانسفورماتورهای مورد استفاده برای تغذیه بارهای اندازه‌گیری‌نشده نیز می‌تواند به عنوان بار پایش‌نشده در نظر گرفته شود. تعرفه‌ها و مقررات قابل بازنگری هستند و می‌توان تعرفه انرژی الکتریکی را با در نظر گرفتن بارهای اندازه‌گیری‌نشده تعیین نمود. در این صورت بارهای اندازه‌گیری‌نشده به عنوان تلفات مطرح نمی‌شوند [۱۰].

[1] General Service (GS)

❖ روشنایی خیابان‌ها

مصرف انرژی الکتریکی و تلفات در بخش روشنایی خیابان‌ها به عنوان مهمترین بارهای پایش نشده شرکت‌های توزیع برق مطرح می‌شوند. به عنوان مثال، برخی از شرکت‌های توزیع برق با سازمان دیگری یا با مالکان خصوصی برای پرداخت هزینه انرژی و تلفات سیستم روشنایی خیابان‌ها قرارداد دارند. هر شرکت توزیع باید تعیین کند که آیا مصرف و تلفات روشنایی خیابان‌ها به عنوان تلفات لحاظ می‌شود یا خیر. میتوان بارهای روشنایی خیابان‌ها را در طول ساعات روشنایی به عنوان بارهای انرژی ثابت در نظر گرفت. بارهای روشنایی خیابان‌ها تنها در صورتی در محاسبات تلفات پیک در نظر گرفته می‌شوند که پیک سیستم پس از تاریک شدن هوا و زمانی که لامپ‌های خیابانها روشن باشند، رخ دهد. یکی از روش‌های محاسبه مصرف انرژی روشنایی خیابان، استفاده از تعداد چراغ‌های خیابان، توان مصرفی چراغ‌های خیابان بر حسب وات (با فرض یکسان بودن وات مصرفی آنها یا در نظر گرفتن چند نوع متفاوت)، و تعداد ساعت‌هایی که چراغ‌ها روشن هستند. برخی از شرکت‌های توزیع یک ضریب تلفات بالاست برای مدلسازی تلفات بالاست در رابطه فوق در نظر می‌گیرند که به سایز (وات مصرفی) و نوع چراغ بستگی دارد [۱۰].

مصرف برق روشنایی خیابان = تعداد چراغ‌ها × تعداد ساعات روشن بودن × وات مصرفی هر چراغ

❖ برق‌دزدی

هر شرکت توزیع می‌تواند تعیین نماید که چند درصد از بارهای سیستم مربوط به تلفات غیرفنی از نوع برق‌دزدی است. مقدار تلفات غیرفنی سیستم بر مبنای میزان تلفات کل سیستم و تلفات فنی آن محاسبه می‌گردد [۱۰].

۵-۴. محاسبه میزان انرژی مصرفی بارهای بدون سامانه در New Zealand

طبق گزارش منتشر شده در [۱۱]، یک پایگاه داده به روز از تمام بارهای توزیع اندازه‌گیری نشده وجود دارد که شماره ICP [۱]، مکان، توصیف نوع بار، ظرفیت وات و ظرفیت تلفات بالاست (بر حسب کیلووات) هر بار ثبت می‌شود. مشترک در صورت درخواست شرکت توزیع، سوابق پایگاه داده خود و تمام اطلاعات لازم را در اختیار وی قرار دهد. تمام افزایش، تغییرات و حذف بار در پایگاه داده ثبت می‌گردد و مقادیر قبل و بعد، تاریخ و زمان چنین افزودن، تغییر یا حذف بار در پایگاه داده ثبت می‌گردد. پایگاه داده باید زمان افزایش، تغییرات و حذف بار را به گونه‌ای ثبت کند که بار کل بر حسب کیلووات برای هر روز محاسبه گردد. در اولین روز کاری هر ماه یا قبل از آن، مشترک کل ظرفیت وات بارهای اندازه‌گیری نشده هر ICP (به عنوان مثال، روشنایی خیابان‌ها شامل لامپ و بالاست) را محاسبه کرده و به آدرس hhda@meridianenergy.co.nz ایمیل می‌کند. کل ظرفیت وات برابرست با مجموع ظرفیت‌های وات بارهای اندازه‌گیری نشده از جمله چراغ‌های خیابان یا چراغ‌های راهنمایی، که از طریق یک ICP تامین می‌شود. مشترکین مسئول اطلاع دادن به شرکت توزیع و بهره‌بردار شبکه (در صورت نیاز آنها) از هرگونه تغییر در ظرفیت کل وات ICPهای بار اندازه‌گیری نشده خود هستند. طبق گزارش فنی منتشر شده در و بر اساس ENS 05.02.020 [۱۲]، نقاط تغذیه پایش‌نشده در مواردی‌که بار کم باشد، بار قابل تعیین باشد، استفاده از لوازم اندازه‌گیری عملی نباشد، وجود دارند. اگر پروفیل بار عدم قطعیت داشته باشد، بار می‌بایست اندازه‌گیری شود. نقاط بار اندازه‌گیری نشده باید کمتر از ۳۰۰۰ کیلووات‌ساعت در سال باشند و اتصال بار پایش نشده باید با موافقت خرده فروش برق موردنظر انجام شود. روشنایی خیابان‌ها و چراغ‌های راهنمایی به عنوان مهمترین بارهای اندازه‌گیری نشده محسوب می‌شوند. میزان توان و انرژی مصرفی روشنایی خیابان‌ها بر اساس نوع، تعداد لامپ‌ها و وات آنها در بازه زمانی معین تعیین می‌شود.

[۱] Installation Control Point (ICP)

DOI:10.30503/nripress.2020.210

۵-۵. محاسبه توان اکتیو و راکتیو بارهای پایش نشده توسط اندازه‌گیری‌های ولتاژ AMI

در [۱۳]، یک روش محاسباتی کارآمد برای تخمین سری زمانی مصرف توان اکتیو و راکتیو مشترک با استفاده از اندازه‌گیری‌های ولتاژ زیرساخت اندازه‌گیری پیشرفته (AMI)[۱] و اندازه‌گیری‌های توان برخی مشترکین فیدرهای توزیع، ارائه شده است. این روش پارامترهای بار اندازه‌گیری‌نشده را با دانستن موقعیت GIS آنها تخمین می‌زند.

منابع داده مورد استفاده در الگوریتم پیشنهادی به صورت شکل (۱-۳) بوده است. پایگاه داده GIS شامل جزئیات هادی و طول و عرض جغرافیایی هر دو نقطه پایانی تمام بخش های مدار، از جمله شبکه ثانویه است. علاوه بر این، ظرفیت ترانسفورماتورها و خازن ها و مکان های عناصر سیستم مانند بارها و واحدهای PV در دسترس هستند. پایگاه داده سامانه جمع‌آوری داده‌ها (DAS)[۲] شامل اندازه‌گیری‌های ساعتی ابتدای فیدر است که برای تولید و اعتبارسنجی مدل فیدر توزیع استفاده می شود.

پایگاه داده AMI شامل اندازه‌گیری انرژی (kWh) از ۷۸۴ اندازه‌گیر تولید PV و ۱۶۵۲ اندازه‌گیر بار (اندازه‌گیر صورت‌حساب) است. این اندازه‌گیری‌ها به صورت مقادیر تجمیع شده بسته به نوع اندازه‌گیر هر ۱۵ دقیقه یا هر ساعت گزارش می‌شوند. توان اکتیو (کیلووات) بر روی هر دستگاه اندازه‌گیری با تجمیع اندازه‌گیری‌های مصرف انرژی برای هر ساعت به دست آمده است. پایگاه داده AMI همچنین شامل اندازه‌گیری‌های دامنه ولتاژ ۱۱۹۴ اندازه‌گیر بار در هر ۱۵ دقیقه است. اندازه‌گیری‌های ولتاژ مربوط به هر ساعت برای اهداف اعتبارسنجی مدل در نظر گرفته می شود. دو کلاس بار در نظر گرفته شده است: بارهای اندازه‌گیری شده (Ω_{AMI_D}) و بارهای اندازه‌گیری نشده (Ω_{D_1}). برای بارهای اندازه‌گیری شده، تعیین توان اکتیو بر اساس اندازه‌گیری‌های توان اکتیو AMI در برخی مکان‌های موجود است. شکل (۱-۴) زیرساخت اندازه‌گیری نصب شده در برخی مکان‌های پایش‌شده را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که مشترکین خانگی برای اندازه‌گیری تولید PV دارای کنتورهای بیلینگ و PV مجزا هستند.

توان اکتیو بارهای پایش‌شده بر اساس بار ناخالص[۳] $(d_l^D \in \Omega_{AMI_D})$ بیان می‌شود که دیماند توان اکتیو کل برای یک مشترک خانگی است. اندازه‌گیری‌های تولید PVها با نماد $P_l^{PV}, l \in \Omega_{PV}$ نشان داده شده است. کنتور بیلینگ یک اندازه‌گیر دوطرفه برای گزارش‌دهی توان تحویلی توسط شرکت توزیع به مشترک (P_l^D) و توان تحویلی به شرکت توزیع توسط مشترک (بخش اندازه‌گیری‌شده دیماند مصرف‌کننده) (P_l^R) است. بنابراین، رابطه (۵-۱) برای تخمین بار ناخالص مشترک دارای دستگاه اندازه‌گیری $(d_{l,\phi}^D)$ به کار می‌رود:

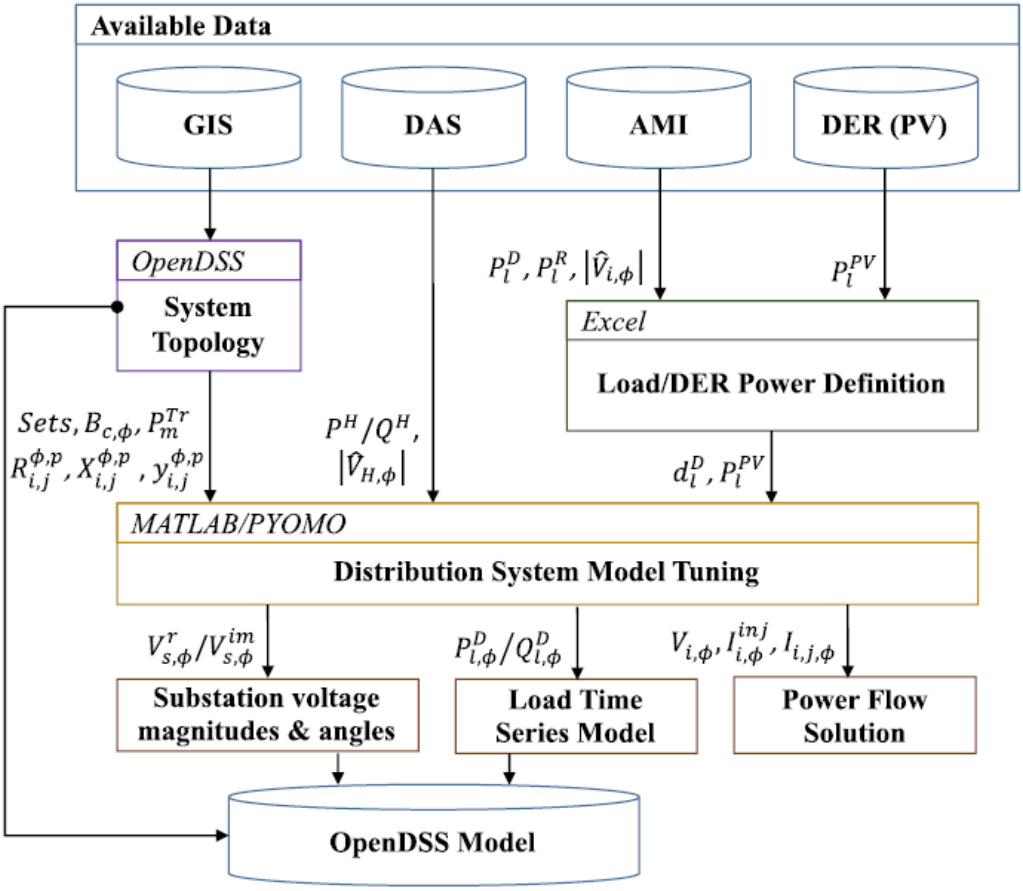
$$d_{l,\phi}^D = P_{l,\phi}^D - P_{l,\phi}^R + P_{l,\phi}^{PV}, \forall l \in \Omega_{AMI_D}, \phi \in \psi(l) \quad (۱-۵)$$

توان مصرفی بارهای پایش‌نشده $(P_l^D, l \in \Omega_{D_1})$ به عنوان متغیر در نظر گرفته می‌شود که می‌بایست توسط الگوریتم تخمین زده شود.

[۱] Advance4d Metering Infrastructure (AMI)

[۲] Data Acquisition System (DAS)

[۳] Gross load



شکل (۵-۳): منابع داده مورد استفاده در فرآیند بهبود مدل سیستم توزیع [۱۳]

Ω_N: مجموعه باس‌ها

Ω_D: زیرمجموعه باس‌های دارای بار

Ω_{AMI_V}: زیرمجموعه باس‌های بار دارای اطلاعات ولتاژ AMI

Ω_{AMI_D}: زیرمجموعه باس‌های بار دارای اطلاعات توان اکتیو AMI

Ω_{PV}: زیرمجموعه باس‌های دارای منابع فتوولتائیک

Ω_{SB}: مجموعه باس‌های پست

Ω_L: مجموعه خطوط توزیع

Ω_H: مجموعه باس‌های feeder-head

Ω_T: مجموعه ترانسفورماتورهای توزیع

ψ: مجموعه فازها

$\delta(i)$: مجموعه گره‌های متصل به باس i

$B_{c,\varphi}$: ظرفیت بانک خازنی c روی فاز φ

$d_{l,\phi}^D$: بار ناخالص در باس l دارای اندازه‌گیری‌های توان اکتیو AMI

P_l^D: توان اکتیو AMI تحویلی به باس l

P_l^R: توان اکتیو AMI دریافتی در باس l

P_l^{PV}/Q_l^{PV}: توان اکتیو/راکتیو AMI تولیدی فتوولتائیک در باس l

$|\hat{V}_{i,\phi}|$: دامنه ولتاژ AMI فاز ϕ باس i

$R_{i,j}^{\phi,p}, X_{i,j}^{\phi,p}, y_{i,j}^{\phi,p}$: رزیستانس/راکتانس و ادمیتانس خط توزیع i - j بین فازهای ϕ و p

$V_{s,\phi}$: بردار ولتاژ فاز ϕ در پست s

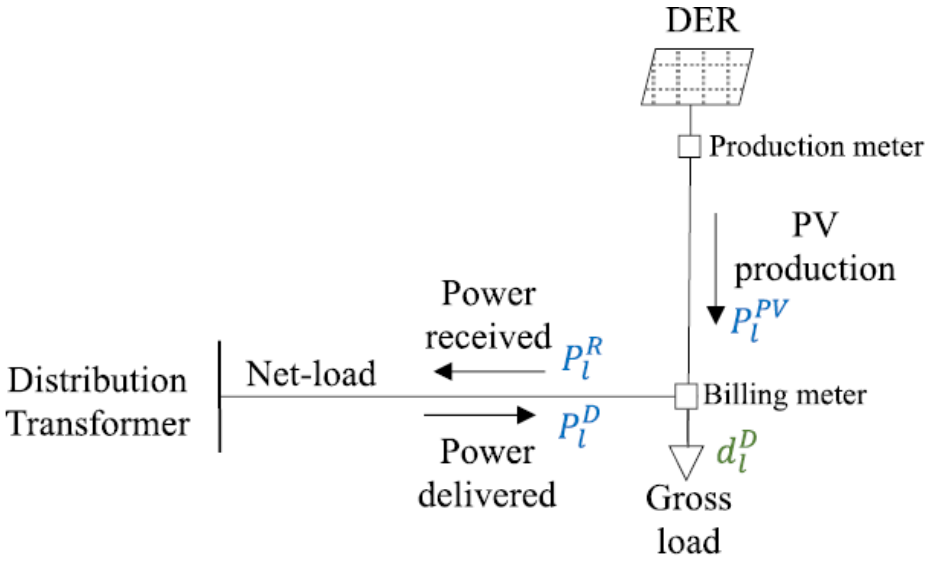
$V_{i,\phi}^{r}$ و $V_{i,\phi}^{im}$: بخش‌های حقیقی و موهومی ولتاژ فاز ϕ باس i

$I_{i,\phi}^{r,inj}$ و $I_{i,\phi}^{im,inj}$: بخش‌های حقیقی و موهومی جریان فاز ϕ تزریقی به باس i

$Q_{s,\phi}^{G}$ و $P_{s,\phi}^{G}$: توان‌های اکتیو و راکتیو خروجی فاز ϕ پست s

$Q_{l,\phi}^{D}$ و $P_{l,\phi}^{D}$: توان‌های اکتیو و راکتیو فاز ϕ بار l

$Q_{c,\phi}^{C}$: توان راکتیو خروجی بانک خازنی c در فاز ϕ



شکل (۵-۴): زیرساخت اندازه‌گیری در یک مکان، اندازه‌گیری‌های موجود (آبی) و مقادیر تخمینی (سبز) [۱۳]

در اجرای الگوریتم شکل (۵-۵) فرضیات زیر در نظر گرفته شده است:

۱. توپولوژی شبکه ثانویه معلوم است. اگر توپولوژی معلوم باشد، رهیافت ارائه شده در [۱۴] می تواند برای تخمین توپولوژی سیستم استفاده شود.

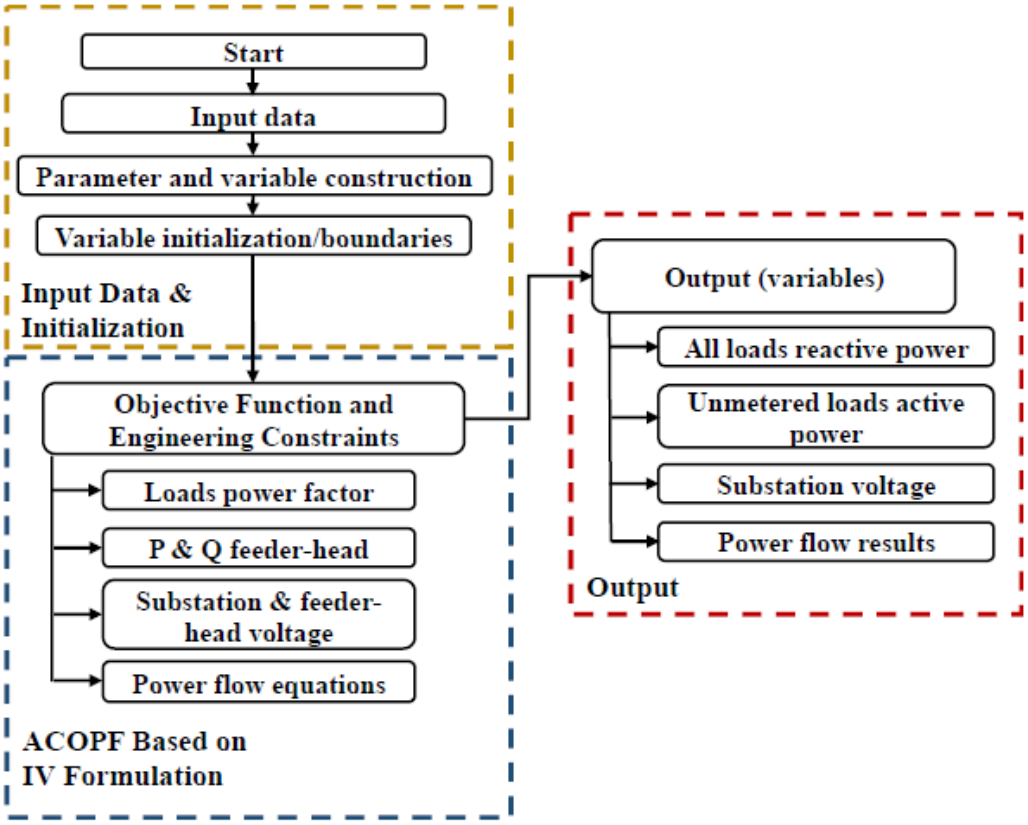
۲. اندازه‌گیری‌های فیدر، توان‌های اکتیو و راکتیو سه فاز (P^H, Q^H) و دامنه ولتاژ برای حداقل یک فاز ϕ $(|\hat{V}_{i,\phi}|, i \in \Omega_H)$ هستند.

۳. بار ناخالص اندازه‌گیری شده $(d_l^D \in \Omega_{AMI_D})$ موجود بوده و یا از اندازه‌گیری‌های AMI قابل استخراج است.

۴. توان اکتیو منابع تولید پراکنده (DERs)[۱] $(P_l^{PV}, \forall l \in \Omega_{AMI})$ از اندازه‌گیری های AMI قابل استخراج است.

۵. اندازه‌گیری‌های ولتاژ بار $(|\hat{V}_{i,\phi}|, i \in \Omega_{AMI_V})$ برای اهداف اعتبارسنجی موجود است.

[۱] Distributed Energy Resources (DERs)



شکل (۵-۵): روندنمای الگوریتم بهبود مدل سیستم توزیع [۱۳]

❖ داده‌های ورودی و شروع الگوریتم

داده‌های ورودی شامل اطلاعات توپولوژی فیدر و داده‌های اندازه‌گیری AMI/DAS است. داده‌های توپولوژی فیدر شامل اطلاعاتی برای ایجاد مجموعه باس‌های دارای بار ،PV، خازن، ترانسفورماتور، و اطلاعات امپدانس هر خط است. داده‌های اندازه‌گیری AMI شامل اندازه‌گیری‌های انرژی (کیلوواتساعت) مورد استفاده برای استخراج توان اکتیو ساعتی (کیلووات) بارهای اندازه‌گیری شده است. پایگاه داده AMI شامل اندازه‌گیری‌های دامنه ولتاژ برخی از بارهای فیدر نیز می‌باشد. داده‌های اندازه‌گیری DAS شامل توان اکتیو/راکتیو کل در فیدر و دامنه ولتاژ یک فاز است. روش ایجاد داده‌های ورودی در الگوریتم ۱ شکل (۵-۶) نشان داده شده است.

Algorithm 1: Input data creation

Input: Feeder topology and AMI/DAS measurements;

Output: Distribution system model enhancement algorithm input data;

Read feeder topology and line impedances ($R_{i,j}^{\phi,p}, X_{i,j}^{\phi,p}, y_{i,j}^{\phi,p}$);

Create topology sets ($\Omega_{\mathrm{N}}, \Omega_D, \Omega_{PV}, \Omega_{cap}, \Omega_{SB}, \Omega_L, \Omega_H, \Omega_T$);

Read equipment information ($B_{c,\phi}, P_m^{Tr}$);

Read DAS measurements ($P^H, Q^H, |\hat{V}_{H,\phi}|$);

Read AMI measurements of energy (kWh) and voltage magnitude ($|\hat{V}_{i,\phi}|$);

Create sets of buses with measurements ($\Omega_{AMV}, \Omega_{AMI_D}$);

FOR hour h in 1…24 **DO**

Derive hourly active power measurements at each meter by aggregating the measurements of energy consumption ($P_l^D, P_l^R, P_l^{PV}, \forall\, l \in \Omega_{AMI_D}$);

Derive the gross load ($d_l^D, l \in \Omega_{AMI_D}$) using (1);

Read the PV active power ($P_l^{PV}, l \in \Omega_{PV}$);

Write gross load and PV active power data;

Write line/transformer data ($R_{i,j}^{\phi,p}$, $X_{i,j}^{\phi,p}$, $y_{i,j}^{\phi,p}$) for the algorithm;

Write equipment data ($B_{c,\phi}, P_m^{Tr}$) for the algorithm;

Write voltage measurement data ($|\hat{V}_{i,\phi}|$) for the algorithm;

END FOR

شکل (۵-۶): مراحل ایجاد داده‌های ورودی در الگوریتم بهبود مدل سیستم توزیع [۱۳]

❖ الگوریتم بهبود مدل سیستم توزیع مبتنی بر پخش بهینه توان AC (ACOPF)

تابع هدف کمینه‌سازی نُرم اختلاف دامنه ولتاژ باس و مقادیر اندازه‌گیری AMI مربوطه بوده که مطابق رابطه (۵-۲) در نظر گرفته شده است.

$$Min \sum_{i\in\Omega_{AMI_V}} \sum_{\phi\in\psi} \left({V_{i,\phi}^r}^2 + V_{i,\phi}^{im2} - |\hat{V}_{i,\phi}|^2 \right)^2 \quad (۲-۵)$$

برای شاخه بین باس‌های i و j، معادلات توان عبوری به ازای هر فاز به صورت روابط زیر بیان می‌گردد.

$$\sum_{p\in\psi} R_{i,j}^{\phi,p} \left(I_{i,j,p}^r + 0.5 \sum_{k\in\psi} y_{i,j}^{p,k} V_{i,k}^{im} \right) - \sum_{p\in\psi} X_{i,j}^{\phi,p} \left(I_{i,j,p}^{im} - 0.5 \sum_{k\in\psi} y_{i,j}^{p,k} V_{i,k}^r \right) = V_{i,\phi}^r - V_{j,\phi}^r, \forall (i,j) \in \Omega_l, \phi \in \psi \quad (۳-۵)$$

$$\sum_{p\in\psi} R_{i,j}^{\phi,p} \left(I_{i,j,p}^{im} - 0.5 \sum_{k\in\psi} y_{i,j}^{p,k} V_{i,k}^r \right) + \sum_{p\in\psi} X_{i,j}^{\phi,p} \left(I_{i,j,p}^r + 0.5 \sum_{k\in\psi} y_{i,j}^{p,k} V_{i,k}^{im} \right) = V_{i,\phi}^{im} - V_{j,\phi}^{im}, \forall (i,j) \in \Omega_l, \phi \in \psi \quad (۴-۵)$$

قیود تعادل توان اکتیو و راکتیو به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$\sum_{s\in\Omega_{SB},s=i} P_{s,\phi}^{G} - \sum_{m\in\Omega_{T},m=i} P_{m,\phi}^{Tr} - \sum_{l\in\Omega_{D1},l=i} P_{l,\phi}^{D} + \sum_{l\in\Omega_{PV},l=i} P_{l,\phi}^{PV} - \sum_{l\in\Omega_{AMI_D},l=i} d_{l,\phi}^{D} = V_{i,\phi}^{r} I_{i,\phi}^{r,inj} + V_{i,\phi}^{im} V_{i,\phi}^{im,inj}, \forall i \in \Omega_N, \phi \in \psi \quad (۵-۵)$$

$$\sum_{s\in\Omega_{SB},s=i} Q_{s,\phi}^{G} + \sum_{c\in\Omega_{cap},c=i} Q_{c,\phi}^{C} - \sum_{l\in\Omega_{D},l=i} Q_{l,\phi}^{D} = V_{i,\phi}^{imj} I_{i,\phi}^{r,inj} - V_{i,\phi}^{r} V_{i,\phi}^{im,inj}, \forall i \in \Omega_N, \phi \in \psi \quad (۶-۵)$$

قید محدودیت دامنه ولتاژ به صورت زیر در نظر گرفته شده است:

$$V_{i,\phi}^{min^2} \le {V_{i,\phi}^{r}}^2 + V_{i,\phi}^{im^2} \le V_{i,\phi}^{max^2}, \forall i \in \Omega_H, \phi \in \psi \quad (۷-۵)$$

محدودیت دامنه ولتاژ پست به صورت (۵-۸) لحاظ شده است:

$$V_{s,\phi}^{min} \le |V_{s,\phi}| \le V_{s,\phi}^{max}, \forall s \in \Omega_{SB}, \phi \in \psi \quad (۸-۵)$$

توان راکتیو هر بار بر مبنای مینیمم و ماکزیمم ضریب قدرت محدود شده است:

$$d_{l,\phi}^{D}\sqrt{\left(\frac{1}{PF_l^{max^2}}-1\right)} \le Q_{l,\phi}^{D} \le d_{l,\phi}^{D}\sqrt{\left(\frac{1}{PF_l^{min^2}}-1\right)}, \forall l \in \Omega_{AMI_D}, \phi \in \psi \quad (۹-۵)$$

$$P_{l,\phi}^{D}\sqrt{\left(\frac{1}{PF_l^{max^2}}-1\right)} \le Q_{l,\phi}^{D} \le P_{l,\phi}^{D}\sqrt{\left(\frac{1}{PF_l^{min^2}}-1\right)}, \forall l \in \Omega_{D_1}, \phi \in \psi \quad (۱۰-۵)$$

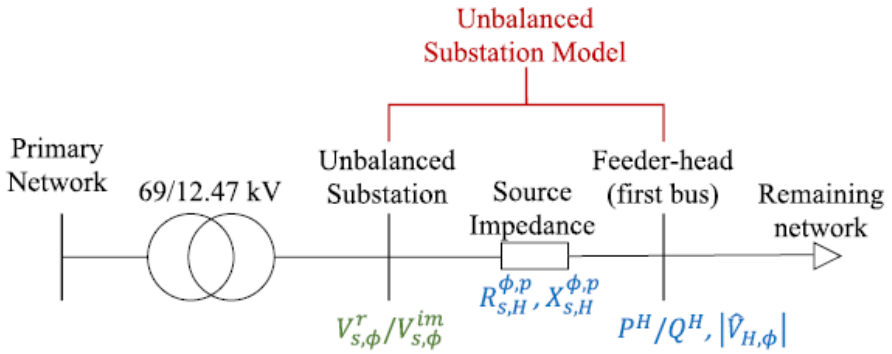
از آنجا که اندازه‌گیری‌های DAS توان‌های اکتیو و راکتیو سه فاز کل در ابتدای فیدر موجود است، مجموع توان‌های تزریقی در فازهای مختلف ابتدای فیدر برابر مقادیر اندازه‌گیری خواهد بود:

$$\sum_{\phi\in\psi}\left(V_{h,\phi}^{r} I_{h,\phi}^{r,inj} + V_{h,\phi}^{im} V_{h,\phi}^{im,inj}\right) = P^{H}, \forall h \in \Omega_H \quad (۱۱-۵)$$

$$\sum_{\phi\in\psi}\left(V_{h,\phi}^{im} I_{h,\phi}^{r,inj} - V_{h,\phi}^{r} V_{h,\phi}^{im,inj}\right) = Q^{H}, \forall h \in \Omega_H \quad (۱۲-۵)$$

بعد از ایجاد داده‌های ورودی، پارامترها و متغیرهای مسئله تعیین می‌شوند. متغیرهای مسئله شامل ولتاژ باس‌ها، توان اکتیو بار اندازه‌گیری نشده، توان راکتیو بار، جریان تزریقی باس، جریان‌های عبوری از خطوط، توان راکتیو تولیدی خازن، توان اکتیو/راکتیو و لتاژ پست برای هر فاز هستند. فیدر موردمطالعه یک فیدر بابارهای خانگی واقع در Arizona بوده است. پیک بار فیدر مورد مطالعه بین ۴ تا ۷ کیلووات متغیر است. بنابراین، مقدار ۵ کیلووات به عنوان مقدار اولیه برای بارهای اندازه‌گیری نشده انتخاب شده است. توان راکتیو همه بارهای فیدر بر اساس ضریب قدرت ۰/۹ محاسبه می‌گردد. توان راکتیو خازن با استفاده از ظرفیت نامی آن مقداردهی اولیه می‌شود.

در الگوریتم پیشنهاد شده یک مسئله ACOPF سه فاز حل می‌شود. الگوریتم پخش توان برای یک snapshot زمانی و ۲۴ بازه زمانی در طول روز اجرا می‌شود. با اجرای ACOPF، تلفات، ولتاژ باس‌ها، توان عبوری خطوط، و اطلاعات دیگر برای کل سیستم و هر یک از اجزای آن به دست می‌آید. در هر لحظه از زمان، الگوریتم جواب پخش توان سیستم، میزان بارهای اکتیو و راکتیو ،خروجی منابع تولید پراکنده و دامنه و زوایه ولتاژ پست را مطابق شکل (۵-۷) نشان می‌دهد.

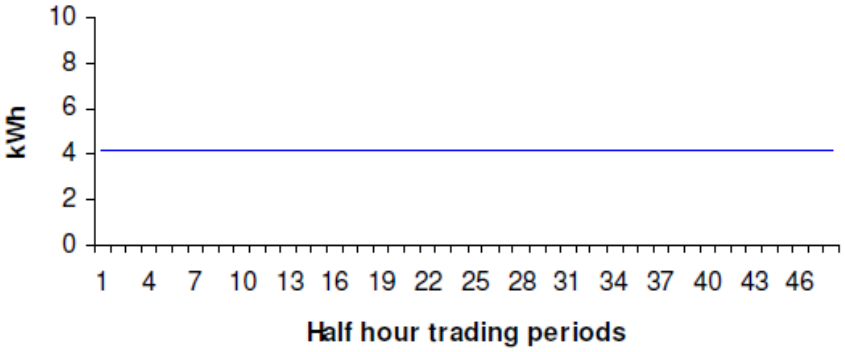


شکل (۵-۷): اندازه‌گیری‌های موجود (آبی)، مقادیر تخمینی (سبز) در یک فیدر توزیع نامتعادل سه فاز [۱۳]

۵-۶. پروفیل بارهای اندازه‌گیری نشده در اداره برق New Zealand

بر اساس [۱۵]، کل مصرف یک بار اندازه‌گیری نشده در دوره‌های ۱ ماهه تعیین می‌شود. مقدار کل مصرف بر حسب کیلووات ساعت و یک پروفیل به همراه فایل اطلاعات ارسالی ارائه می‌شود. پروفیل درصد کل برق مصرف شده را در هر بازه زمانی نیم‌ساعته گزارش می‌کند (به عنوان مثال، ۲۰۰ کیلووات برق مصرفی روشنایی خیابان‌ها از ساعت ۵:۳۰ بعد از ظهر تا ۵:۳۰ صبح در یک دوره ۲۴ ساعته).

شکل (۵-۸) الگوی مصرف برق بار روشنایی خیابان را به صورت یک پروفیل صاف[۱] نشان می‌دهد که در آن ۴ کیلووات ساعت (مقدار ثابت) در هر بازه زمانی نیم‌ساعته مصرف شده است. این تخصیص، بار و بازه‌های مصرف برق را به طور دقیق نشان نمی‌دهد. خطاهای قابل توجهی در تخصیص یک پروفیل صاف برای بار روشنایی خیابانی وجود دارد.

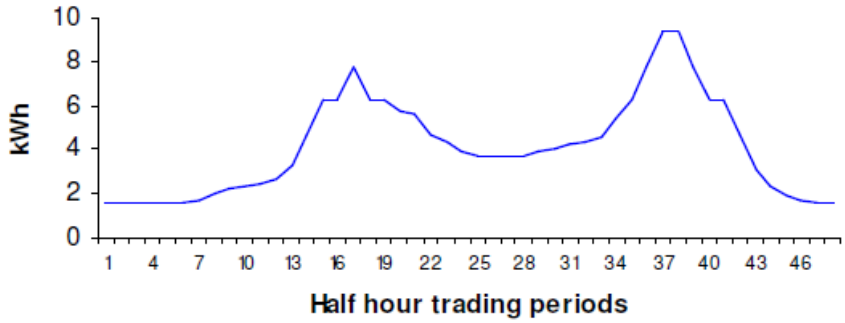


شکل (۵-۸): پروفیل بار مسطح برای مدلسازی توان مصرفی بارهای روشنایی خیابان‌ها [۱۵]

بارهای بدون اندازه‌گیری که ثابت هستند و به مدت ۲۴ ساعت در روز کار می‌کنند مانند چراغ‌های راهنمایی و فرستنده تلفن همراه می‌توانند به صورت یک پروفیل بار ثابت (همانطور که در شکل ۵-۸ نشان داده شده است) مدل شوند. خطاهای بزرگی ممکن است رخ دهد اگر مصرف برق بارهای روشنایی خیابان به صورت پروفیل باقیمانده مصرف نقطه اتصال شبکه[۲] (مطابق شکل ۵-۹) در نظر گرفته شود.

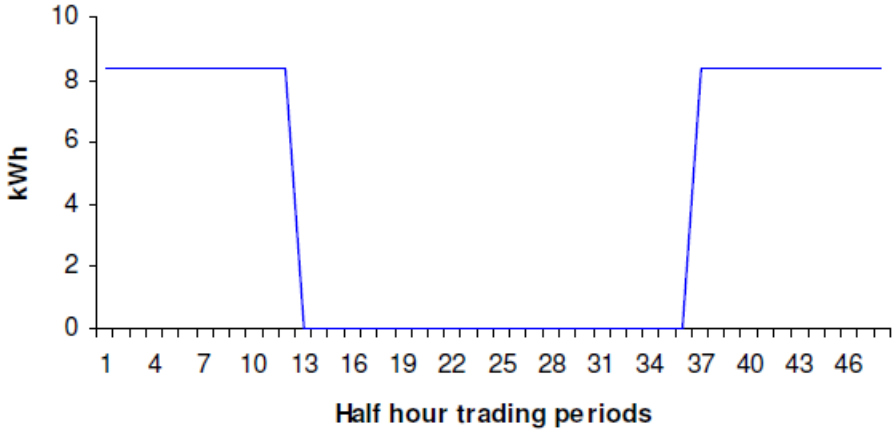
[۱] Flat profile

[۲] Network Supply Point (NSP) residual profile



شکل (۵-۹): پروفیل بار NSP residual برای مدلسازی توان مصرفی بارهای روشنایی خیابان‌ها [۱۵]

در شکل (۵-۱۰) پروفیل صحیح برای بار روشنایی خیابان‌ها در نظر گرفته شده که ۸ کیلووات ساعت (مقدار ثابت) در هر بازه زمانی نیم ساعته طی روشن بودن چراغ ها مصرف می‌شود.



شکل (۵-۱۰): پروفیل بار صحیح برای مدلسازی توان مصرفی بارهای روشنایی خیابان‌ها [۱۵]

روشنایی خیابان تقریباً ۱ درصد از کل برق معامله شده در New Zealand را تشکیل می‌دهد. اگر نیمی از این مقدار به اشتباه به دوره‌های معاملاتی روزانه تخصیص داده شود، بر دقت تسویه تأثیر می‌گذارد. نه تنها مصرف روشنایی خیابان به درستی تخصیص نمی‌یابد، بلکه خطاهای پروفیل NSP residual ممکن است بر تخمین میزان مصرف بارهای دیگر نیز تاثیرگذار باشد.

در [۱۵]، محدودیت اندازه بار پایش نشده مطرح شده است. اگر برق مصرفی یک بار در نقطه اتصال به شبکه اندازه‌گیری نشود، میزان مصرف آن نباید از ۳۰۰۰ کیلووات‌ساعت در سال بیشتر باشد. بار واقعی که می‌تواند به عنوان بار اندازه‌گیری نشده به شبکه متصل شود، به تعداد ساعات بهره‌برداری در طول سال بستگی خواهد داشت. به عنوان مثال، اگر بار به صورت پیوسته به شبکه متصل باشد، میزان مصرف آن نباید از ۳۴۲ وات تجاوز کند. اگر بار ۸ ساعت در روز به شبکه متصل باشد، میزان مصرف آن نباید از ۱ کیلووات بیشتر شود.

۵-۷. بارهای روشنایی جاده‌ها در Arizona

APS[1] و SRP[2] دو تامین‌کننده برق در ناحیه Metro-Phoenix هستند و نرخ انرژی آنها به نوع سرویس الکتریکی بستگی دارد. یکی از فواید اصلی روشنایی جاده با استفاده از لامپ‌های LED صرفه‌جویی در مصرف انرژی و در نتیجه کاهش هزینه می‌باشد. بخش عمده هزینه انرژی الکتریکی روشنایی جاده‌ها مربوط به حساب‌های اندازه‌گیری نشده است. هزینه چنین حساب‌هایی بر مبنای توان مصرفی فرض شده برای هر چراغ و تعداد ساعات بهره‌برداری فرض شده برای آنها تعیین می‌گردد.

تبدیل سیستم روشنایی جاده‌ها به لامپ‌های LED بدون تغییر در این فرض‌ها یا تبدیل به سرویس اندازه‌گیری شده، منجر به صرفه‌جویی اقتصادی (دلار) برای دپارتمان حمل و نقل Arizona نمی‌شود. نرخ‌های واقعی ممکن است برای سرویس اندازه‌گیری شده بیشتر باشند. بنابراین بسته به نرخ‌های موثر برای هر دو نوع سرویس پایش شده و پایش نشده، صرفه‌جویی‌های انرژی ممکن است منجر به صرفه‌جویی‌های دلاری برای دپارتمان حمل و نقل Arizona نگردد. بار واقعی در مقابل بار فرض شده و تعداد ساعات بهره‌برداری فرض شده برای سیستم روشنایی (لامپ‌ها) به عنوان فاکتورهای مهم در محاسبه هزینه محسوب می‌شوند.

طبق گزارش فنی منتشر شده توسط دپارتمان حمل و نقل Arizona، بهره‌وری تبدیل سیستم روشنایی LED جاده‌ها از نوع اندازه‌گیری نشده به پایش شده به سه عامل زیر بستگی دارد [۱۶]:

- مصرف انرژی
- نرخ‌های انرژی
- هزینه‌های واقعی

نرخ‌های (دلاری) اعمال شده بر حساب‌های اندازه‌گیری نشده بر مبنای چهار فاکتور محاسبه می‌شوند:

- تعداد تجهیزات و لوازم الکتریکی در هر حساب (n)
- بار (توان مصرفی) فرض شده برای هر دستگاه بر حسب کیلووات (kW)
- تعداد ساعات فرضی در نظر گرفته شده برای عملکرد (روشن بودن) هر دستگاه یا تجهیز (h)
- نرخ مصرف انرژی (r) بر حسب دلار بر کیلووات‌ساعت ($/kWh)

محاسبات هزینه برق اندازه‌گیری نشده به صورت (۵-۱۳) بیان می‌گردد [۱۶]:

$$\text{Unmeterd service charge} = \sum_{i=1}^{n}\left(P_i \times h_i\right) \times r \qquad (۱۳-۵)$$

توافقنامه با شرکت توزیع بر مبنای توان مصرفی فرض شده برای هر دستگاه یا تجهیز خواهد بود. به عنوان مثال، برای لامپ سدیم پرفشار ۲۵۰ واتی فرض میشود که توان مصرفی خود لامپ و تجهیزات الکترونیکی چراغ ۳۱۳ وات باشد. توافقنامه همچنین بر اساس این فرضت است که همه لوازم ۳۵۰ ساعت در ماه انرژی رسانی می‌شوند که تقریبا معادل ۱۲ ساعت استفاده در هر شب است. این فرض بر هر تغذیه اندازه‌گیری نشده اعمال میشود، حتی اگر چراغ‌ها بنا به هر دلیلی (به عنوان مثال، خروج چراغ، دزدیدن سیم، قطعی برق و موارد دیگر) انرژی‌رسانی نشده باشند. هزینه‌های دلاری حساب‌های پایش‌نشده بر مبنای زیر محاسبه می‌گردد [۱۶]:

- انرژی مصرفی واقعی بر مبنای قرائت کنتورها
- نرخ هزینه انرژی
- هزینه‌های ثابت مربوط به سرویس اندازه‌گیری شده

[1] Arizona Public Service

[2] Salt River Project

به منظور ارزیابی ارزش سرویس اندازه‌گیری شده، مفهوم نرخ سالانه موثر[۱] (r_{eff}) مطرح می‌شود. نرخ سالانه موثر از تقسیم هزینه سالانه کل (C_{year}) بر کل میزان انرژی مصرفی (E_{year}) در سال محاسبه می‌شود [۱۶]:

$$r_{eff} = C_{year} / E_{year} \quad (۱۴-۵)$$

نرخ سالانه موثر همه هزینه‌های مربوط به نوع هر اکانت (به عنوان مثال، نرخ مصرف انرژی و هزینه‌های سرویس مربوط به اکانت‌های اندازه‌گیری شده) را در نظر می‌گیرد. محاسبه مصرف انرژی، هزینه کل، و نرخ موثر به منظور ارزیابی صرفه‌جویی‌های اقتصادی مربوط به تغییر سیستم روشنایی جاده‌ها از حالت اندازه‌گیری نشده به اکانت‌های اندازه‌گیری شده به صورت زیر اعمال شده است [۱۶]:

در انتهای سال ۲۰۱۲، روشنایی جاده SR 202L (Santan) از جاده Recker تا جاده Lindsay از یک اکانت اندازه‌گیری نشده تا چندین اکانت اندازه‌گیری شده پوشش داده شده بود.

یک اکانت اندازه‌گیری نشده می‌تواند شامل چندین مرکز بار روشنایی باشد؛ حال آنکه اکانت‌های اندازه‌گیری شده عموما شامل یک مرکز بار روشنایی (به دلیل نیاز به یک کنتور در هر نقطه سرویس) باشند.

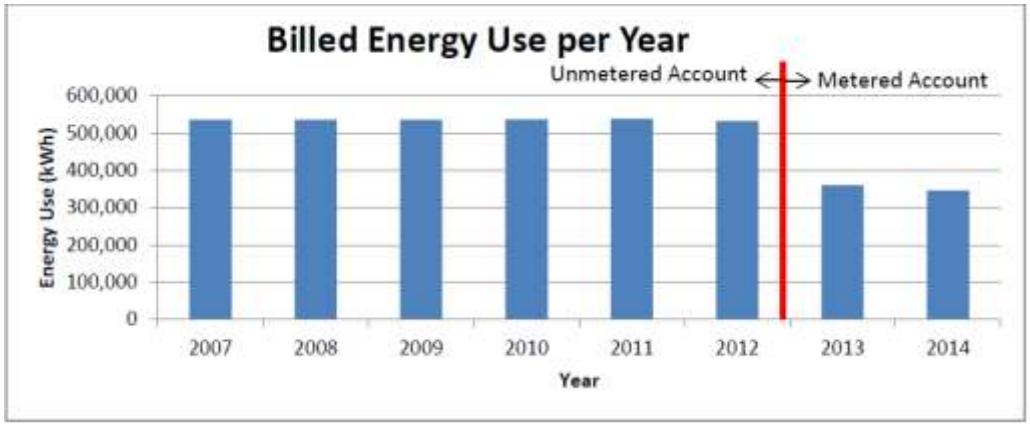
مشخصات اکانت‌ها قبل و بعد از تغییر سیستم روشنایی جاده‌ها از حالت اندازه‌گیری نشده به اکانت‌های اندازه‌گیری شده به صورت جدول (۵-۱) بوده است [۱۶]:

جدول (۵-۱): اطلاعات مصرف و هزینه انرژی الکتریکی اکانت‌های اندازه‌گیری شده و پایش نشده [۱۶]

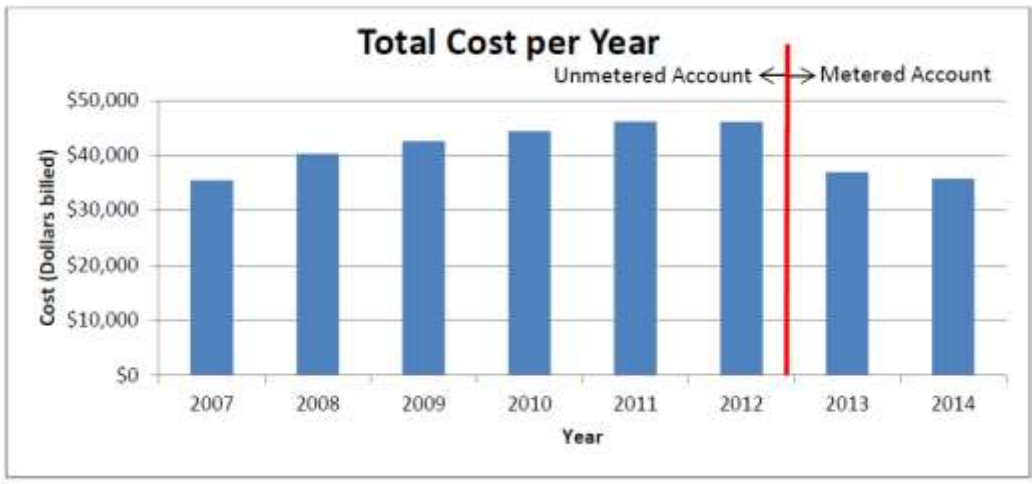
شاخص‌ها	اکانت‌های اندازه‌گیری نشده	اکانت‌های اندازه‌گیری شده
دوره زمانی تحلیل‌ها	۲۰۰۶/۷ لغایت ۲۰۱۲/۱۲	۲۰۱۲/۱۲ لغایت ۲۰۱۵/۹
هزینه ماهانه متوسط (دلار)	۳۵۲۰	۳۲۴۳
مصرف ماهانه متوسط (کیلووات‌ساعت)	۴۵۱۳۳	۳۳۷۵۴
نرخ موثر محاسبه شده (دلار)	۰/۰۸	۰/۱۰

اکانت‌های پایش نشده و پایش شده به ترتیب به مدت ۵ سال و ۲ سال مورد مطالعه و تحلیل بودند. داده‌ها نشان می‌دهند که نرخ انرژی موثر (دلار بر کیلووات‌ساعت) برای اکانت‌های پایش شده بیشتر بوده و به علت کاهش ظاهری در مصرف انرژی، کاهشی در هزینه وجود دارد که در شکل‌های زیر نشان داده شده است [۱۶].

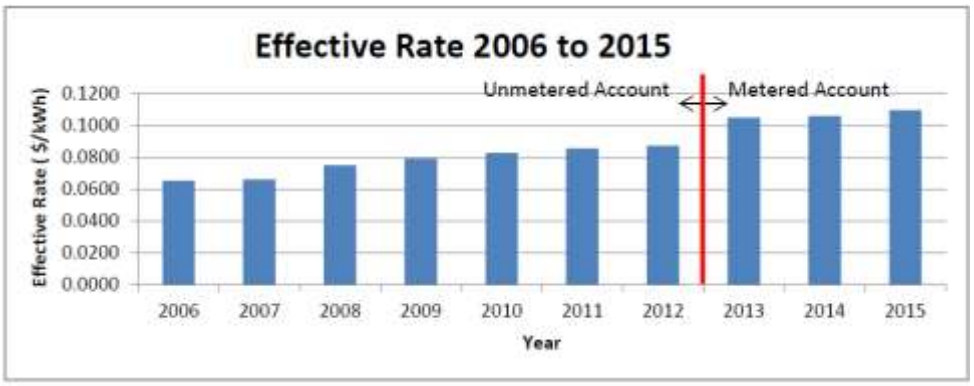
[۱] *Effective yearly rate*



شکل (۵-۱۱): مصرف انرژی صورت‌حساب شده برای اکانت‌های اندازه‌گیری شده و اندازه‌گیری نشده در هر سال [۱۶]



شکل (۵-۱۲): هزینه کل انرژی الکتریکی مصرفی برای اکانت‌های اندازه‌گیری شده و اندازه‌گیری نشده در هر سال [۱۶]



شکل (۵-۱۳): هزینه کل انرژی الکتریکی مصرفی برای اکانت‌های اندازه‌گیری شده و اندازه‌گیری نشده در هر سال [۱۶]

شکل (۵-۱۱) نشان می‌دهد که پس از تبدیل به اکانت‌های اندازه‌گیری شده، کاهش قابل توجهی در مصرف انرژی صورت‌حساب شده وجود دارد. کیلووات‌ساعت صورت‌حساب شده پس از سالی که چنین تغییری صورت گرفت، بیش از ۳۲ درصد کاهش داشته است. مطابق شکل (۵-۱۲)، کاهش در مصرف انرژی صورت‌حساب شده منجر به کاهش هزینه سالانه شده است. افزایش‌های هزینه سالانه به سبب افزایش نرخ‌های موثر بوده است. اکانت‌های اندازه‌گیری شده و اندازه‌گیری نشده هر دو در بازه زمانی سال‌های ۲۰۰۶-۲۰۱۵ افزایش نرخ‌های موثر را تجربه کردند. از سال ۲۰۰۷ تا ۲۰۱۲، تحت اکانت‌های اندازه‌گیری شده، متوسط افزایش هزینه تقریبا ۲۱۲۵ دلار در سال بوده است. بیشترین افزایش در سال ۲۰۰۸ بوده که نرخ‌های موثر اندازه‌گیری نشده بیش از ۱۳ در صد نسبت به سال ۲۰۰۷

افزایش داشته است. نرخ‌های موثر اندازه‌گیری نشده در سال ۲۰۱۲ بیش از ۲۰ درصد کمتر از نرخ‌های موثر اندازه‌گیری شده در سال ۲۰۱۳ هستند. تقریبا ۴۶۰۰۰ دلار در سال ۲۰۱۲ و ۳۷۰۰۰ دلار در سال ۲۰۱۳ صورت‌حساب شده است. کاهش ۹۰۰۰ دلاری بیانگر صرفه‌جویی اقتصادی ۲۰ درصدی در سال بعد از تغییر نوع اکانت بوده است [۱۶].

۵-۸. دستورالعمل عرضه برق پایش‌نشده در انگلستان

دستورالعمل عرضه برق پایش‌نشده که توسط دپارتمان BEIS[۱] ارائه شده است، شرایط تأمین برق در صورت عدم وجود کنتور را ارائه می‌دهد. این دستورالعمل سازمان‌هایی را که مرتبط با تأمین برق به صورت موقت هستند، مورد خطاب قرار می‌دهد و برای کمک به صنایع نیازمند تامین برق موقت (نظیر شرکت تنظیم مقررات برق[۲]، مشترکین برق، خرده‌فروشان، بهره‌بردار شبکه، بهره‌بردار کنتور، مدیر یا مسئول رسیدگی به کنتورها[۳]، جمع‌کننده داده‌ها و انجمن‌های تجاری[۴]) تهیه شده است. تعاریف واژگان مختلف دستورالعمل در ادامه آمده است [۱۷]:

"کنتور مناسب" کنتوری برای استفاده در انشعاب به منظور تأمین مناسب برق است.

"بهره‌بردار مجاز" شخصی که در حال حاضر مجوز توزیع برق را دارد.

"خرده فروش مجاز" شخصی که در حال حاضر مجوز تأمین برق را برعهده دارد.

"نهاد نظارتی" که منظور نهاد نظارتی بازار گاز و برق (Ofgem) است.

"مشترک" تمام اشخاصی که باید برق آن‌ها در سراسر بریتانیا تأمین شود.

"هزینه‌های اندازه گیری" بابت بکارگیری یک کنتور مناسب جهت اندازه‌گیری مقدار برق تأمین شده پرداخت می‌شود.

"عرضه برق پایش نشده" تأمین برق تجهیزات الکتریکی که جریان ثابتی دریافت می‌کنند و بدون کنتور به شبکه توزیع متصل هستند.

❖ قانون ۵۰۰ وات

قانون ۵۰۰ وات به درجه بارگذاری تجهیزات اشاره دارد، اگرچه مقدار مصرف برق باید قابل پیش‌بینی باشد. این مورد حاصل ضرب بار (کیلووات) و ساعات بهره برداری می‌باشد. BEIS به این دلیل حد آستانه ۵۰۰ وات را انتخاب کرده است که بر مبنای تأمین برق پیوسته، این رقم منجر به مصرف سالانه نزدیک به متوسط مشترک خانگی می شود. بهره‌برداری از یک بار ۵۰۰ واتی در یک ساختار پیوسته (۸۷۶۰ ساعت در سال)، ۴۳۸۰ کیلووات ساعت انرژی مصرف می‌کند که به طور کلی برابر مقدار مصرف برق یک مشترک خانگی است. در این مورد مقررات تعیین نکرده است که در کجا قانون ۵۰۰ وات مورد استفاده باشد: به عنوان مثال، در نقطه بار[۵] یا در نقطه تأمین[۶]. "نقطه تأمین"، نقطه اتصال به شبکه بهره بردار توزیع است. "نقطه بار" نیز نقطه‌ای است که بار (تجهیزات)، انرژی الکتریکی را مصرف

[۱] Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS)

[۲] Electricity balancing and settlement code company (Elexon)

[۳] Meter administrator

[۴] Trade association

[۵] Load point

[۶] Supply point

می‌کند. با توجه به این مقررات، BEIS قانون ۵۰۰ وات را در نقطه بار برای اندازه‌گیری در نظر گرفته است و حداکثر بار بهره‌برداری تجهیزات مدنظر است (مصرف واقعی بار زمانی که در حال بهره‌برداری است).

❖ **شرایط کلی تأمین برق پایش‌نشده**

۱- با توجه به توضیحات ذکر شده، تأمین برق پایش نشده شامل شرایط زیر است [۱۷]:

أ. بار الکتریکی ماهیت قابل پیش‌بینی داشته باشد؛

ب. یا

۱. بار الکتریکی کمتر از ۵۰۰ وات باشد، یا

۲. تأمین برق از طریق یک کنتور مناسب در محل عملی نیست به همین دلیل:

I. هزینه‌های اندازه‌گیری پیش‌بینی شده به طور قابل‌توجهی بیشتر از هزینه‌های اندازه‌گیری معمول مربوط به اندازه بار الکتریکی باشد.

II. مشکلات فنی مربوط به ایجاد یک کنتور در یک مورد خاص، یا

III. اجرای قانون به منظور ممنوع کردن چنین کنتوری در یک مورد خاص

۲- با توجه به مقررات، تأمین برق پایش‌نشده تنها زمانی ممکن خواهد بود که بهره‌بردار شبکه، خرده‌فروش مجاز و مشترک با چنین عرضه برق موافقت کرده باشند.

۵-۹. تامین برق پایش‌نشده در استرالیا

طبق استاندارد برق تامین شده و اندازه‌گیری نشده در شبکه‌های توزیع استرالیا [۱۸]، تامین برق اندازه‌گیری نشده می‌تواند برای تجهیز یا دستگاه الکتریکی مشترکینی که شرایط زیر را دارا باشند، ارائه گردد:

- مصرف انرژی ثابت بوده و به آسانی قابل تخمین باشد.
- دستگاه یا تجهیز مشترک نیازمند اتصال به برق تکفاز بوده و ماکزیمم بار آن از ۴/۸ کیلووات تجاوز نکند.
- بار در معرض تغییرات کنترل شده مشترک (به عنوان مثال، پمپ آب، تهویه هوا و موارد مشابه دیگر) نباشد.
- تامین برق مورد نیاز برای کوتاه‌مدت (به عنوان مثال، نورپردازی در جشن‌ها و نمایشگاه‌ها) نباشد.
- نقطه تامین برق مشترک در فضای باز یا محدوده مورد قبول Western Power یا شهرداری مربوطه باشد.
- کابل اصلی مصرف‌کننده که برق مصرفی تجهیزات یا دستگاه وی را تامین می‌کند، در زیر زمین نصب شود.
- به لحاظ عملی و تجاری نصب دستگاه اندازه‌گیری ممکن یا اقتصادی نباشد.

انواع سیستم‌های واجد شرایط برای اتصال به یک نقطه تامین برق اندازه‌گیری‌نشده به صورت زیر دسته‌بندی می‌شوند:

❖ دسته‌بندی کلی

- دستگاه‌های بلیط پارکینگ
- ساعت‌های شهر

- تجهیزات به کار رفته در سیستم هشداردهی زهکشی، فشار آب و لوله‌کشی شهری
- کنترل‌کننده‌های آبیاری

❖ ارتباطات مخابراتی

- مکان‌های تلفن عمومی
- دستگاه‌های ارتباطی (نظیر مولتی پلکسرها، سیستم‌های توزیع با ظرفیت کوچک)
- سایت‌های فرستنده و دکل‌های رادیویی

❖ روشنایی

- روشنایی پیاده‌روها و مسیرهای دچرخه‌سواری و زیرگذرها
- نورپردازی کمکی/دکوراتیو
- تابلوهای خیابانی
- بیلبوردها
- مبلمان شهری (نظیر ایستگاه‌های اتوبوس و تابلوهای تبلیغاتی نصب شده در سطح شهر)
- روشنایی امنیتی

❖ کنترل ترافیک

- چراغ راهنمایی و رانندگی
- گذرگاه‌های راه آهن. (یعنی چراغ های چشمک زن و گیت‌ها)
- برخی از دارایی‌های سازمان راه‌آهن و جاده‌ها (نظیر تابلوهای ارائه اطلاعات ترافیکی)

بارها بر اساس کل وات متصل شده (یا ریتینگ نامی[1]) در نقطه تامین برق اندازه‌گیری نشده، تعیین می‌شوند.

تأمین برق پایش نشده به موارد زیر محدود شده است [۱۹]:

جدول (۵-۲): موارد تأمین برق پایش نشده در استرالیا [۱۹]

نوع تأمین برق پایش نشده (روشنایی عمومی)	مصرف انرژی سالانه	محاسبه شده (۲۰۱۸)
روشنایی امنیتی		
فلوئورسنت ۲*۲۰ وات-مسکونی	۲۰۰ کیلووات ساعت	۲۷/۹۹ دلار
لامپ جیوه ای ۵۰ وات-مسکونی	۲۴۰ کیلووات ساعت	۳۲/۴۵ دلار
۱۲۵ وات جیوه-صنعتی، تجاری، دولتی	۶۰۰ کیلووات ساعت	۷۲/۶۶ دلار
۲۵۰ وات جیوه- صنعتی، تجاری، دولتی	۱۱۲۰ کیلووات ساعت	۱۳۰/۷۳ دلار
۴۰۰ وات جیوه- صنعتی، تجاری، دولتی	۱۸۰۰ کیلووات ساعت	۲۰۶/۶۸ دلار
۱۵۰وات سدیم- صنعتی، تجاری، دولتی	۶۰۰ کیلووات ساعت	۷۴/۵۴ دلار
۲۵۰ وات سدیم- صنعتی، تجاری، دولتی	۱۱۲۰ کیلووات ساعت	۱۳۲/۶۱ دلار
۴۰۰ وات سدیم- صنعتی، تجاری، دولتی	۱۸۰۰ کیلووات ساعت	۲۰۸/۵۶ دلار
تلفن عمومی شرکت Telstra	۱۲۰ کیلووات ساعت	۱۵/۳۳ دلار
کنترل الکترولیز	۱۲۰ کیلووات ساعت	۱۵/۳۳ دلار
سیستم‌های کنترل آب پاش خودکار بوستان	۱۲۰ کیلووات ساعت	۱۵/۳۳ دلار

[1] Name Plate Rating

نوع تأمین برق پایش نشده (روشنایی عمومی)	مصرف انرژی سالانه	محاسبه شده (۲۰۱۸)
نهاد گاز – سیستم‌های اندازه گیری از راه دور کوچک	۱۲۰ کیلووات ساعت	۱۵/۳۳ دلار
نهاد آب – تجهیزات پایش	۱۲۰کیلووات ساعت	۱۵/۳۳ دلار
جاده‌ها – ایستگاه‌های ترافیک	۱۲۰ کیلووات ساعت	۱۵/۳۳ دلار
تلگراف‌های[۱] بلیط پارک	۱۲۰کیلووات ساعت	۱۵/۳۳ دلار
دستگاه‌های X-Ray موبایل و مشابه آن	۰ کیلووات ساعت	۰ دلار
تأمین برق برای روشنایی علائم خیابان	۲۰۰ کیلووات ساعت	۲۵/۵۶ دلار
مالتی پلکسر از راه دور مشترک شرکت Telstra	۲۶۰۰ کیلووات ساعت	۳۳۲/۲۵ دلار
ایستگاه رادیویی سیار	۳۵۲۰ کیلووات ساعت	۴۴۹/۸۱ دلار
لامپ‌های هشداردهنده یخ	۸۴۰ کیلووات ساعت	۱۰۷/۳۴ دلار
ایستگاه پایش نویز	۱۲۰ کیلووات ساعت	۱۵/۳۳ دلار
ایستگاه ریپیتر (مایکروویو)	۱۲۰ کیلووات ساعت	۱۵/۳۳ دلار
ایستگاه‌های اتوبوس (سه نوع) تبلیغات کامل تبلیغات محدود دوربین‌های مدار بسته ضد ضربه[۲]	 ۱۷۶۰ کیلووات ساعت ۶۴۰ کیلووات ساعت ۲۸۰ کیلووات ساعت	 ۲۲۴/۹۱ دلار ۸۱/۷۸ دلار ۳۵/۷۸ دلار
ایستگاه هواشناسی از راه دور	۶۴۰ کیلووات ساعت	۸۱/۷۸ دلار
تاسیسات مخابراتی ۱۱۹۰*۱۴۰۰ ۱۵۵۰*۱۶۶۰ ۲۱۰۰*۱۶۰۰	 ۲۹۳۳ کیلووات ساعت ۳۱۰۴ کیلووات ساعت ۴۴۴۲ کیلووات ساعت	 ۳۷۴/۸۰ دلار ۳۹۶/۶۵ دلار ۵۶۷/۶۳ دلار
اتاقک ایستگاه تقویت کننده موبایل	۹۸۷۰ کیلووات ساعت	۱۲۶۱/۲۶ دلار
کابل تغذیه تلویزیون	۶۸ نوع	براساس نوع
برج ساعت	۱۰۰۳ کیلووات ساعت	۱۲۸/۱۷ دلار
تاسیسات اتوبوس هوشمند Totem 2 PD2 BID6 BID4	 ۲۹۴ کیلووات ساعت ۲۴۵ کیلووات ساعت ۴۸۲ کیلووات ساعت ۴۶۴ کیلووات ساعت	 ۳۷/۵۸ دلار ۳۱/۳۲ دلار ۶۱/۶۲ دلار ۵۹/۳۱ دلار
ثبت الکترونیکی سرعت ۴۰ کیلومتر بر ساعت – ۳ ساعت در روز سرعت دوگانه[۳] – ۲۴ ساعت یک روز	 ۳۶ کیلووات ساعت ۱۳۲ کیلووات ساعت	 ۶/۲۳ دلار ۱۷/۰۶ دلار
شبکه موبایل شرکت Telstra RBS2101 RBS2102 RBS2301	 ۹۱۰۳ کیلووات ساعت ۳۷۶۹۵ کیلووات ساعت ۱۳۲۰ کیلووات ساعت	 ۱۱۶۳/۲۵ دلار ۴۸۱۶/۹۵ دلار ۱۶۸/۶۸ دلار
دوربین‌های امنیتی مدار بسته تلویزیونی	۲۷۸۴ کیلووات ساعت	۳۵۵/۸۹ دلار

[۱] Dispencers

[۲] Vandal Proof

[۳] Dual Speed

نوع تأمین برق پایش نشده (روشنایی عمومی)	مصرف انرژی سالانه	محاسبه شده (۲۰۱۸)
اتاقک‌های NBN FTTN		
۴۸ سیستم	۷۴۹ کیلووات ساعت	۹۵/۸۰ دلار
۱۹۲ سیستم	۴۱۴۰ کیلووات ساعت	۵۲۹/۵۲ دلار
۳۸۴ سیستم	۶۷۵۰ کیلووات ساعت	۸۶۲/۹۷ دلار
اتاقک‌های NBN HFC C-COR	۷۱۳۰ کیلووات ساعت	۹۱۱/۵۶ دلار
چراغ‌های راهنمایی انرژی سالانه مصرف شده از فرمول زیر محاسبه می‌گردد: $\frac{(\text{Average Amps} \times 240 \times 24 \times 365)}{1000}$	مختلف	همانطور که محاسبه شده است

❖ هزینه‌های شبکه و صورت‌حساب برق

مصرف‌کننده باید پرداخت تمام هزینه‌های Western Power را در ایجاد یک اکانت برق اندازه‌گیری نشده به همراه یک خرده‌فروش برق مناسب، تایید کند.

❖ نصب و تعمیرات و نگهداری از منابع تامین برق اندازه‌گیری نشده و تجهیزات و دستگاه‌های مربوطه آن

مصرف‌کننده باید مسئولیت نصب و تعمیرات و نگهداری از تامین برق اندازه‌گیری نشده و تجهیزات/دستگاه‌ها/کابل‌های نصب شده در پایین‌دست نقطه تغذیه را مطابق با استانداردها و کدهای شبکه توزیع، بر عهده بگیرد.

❖ تغییر پیکربندی و نصب

در صورتی که پیکربندی اتصال به دلیل تغییر در تامین تقاضا و یا مدت زمان یا دفعات استفاده نیاز به اصلاح داشته باشد، مصرف‌کننده باید تغییر مورد نیاز در پیکربندی تامین برق را به صورت مکتوب به Western Power و خرده‌فروش برق پیشنهاد دهد. در مواردی که مشترک برای انجام تغییرات/تعمیرات و نگهداری درخواست ایزولولاسیون نماید، Western Power ممکن است در صورت وجود نگرانی‌های ایمنی شناسایی شده، مشترک را مجددا وصل نکند.

❖ الزامات اتصال و نصب در نقطه تامین برق اندازه‌گیری نشده

مصرف‌کننده باید اطمینان حاصل کند که تمام تجهیزات/دستگاه‌هایی که به یک منبع تغذیه بدون کنتور متصل می‌شوند، روش مناسب و مؤثری برای ایزولاسیون الکتریکی تجهیزات/دستگاه خود از منبع بدون کنتور دارند. روش ایزولاسیون الکتریکی باید علاوه بر "فیوز تغذیه اندازه‌گیری‌نشده" واقع در تجهیزات شبکه باشد و باید با الزامات استاندارد صنعتی مناسب برای آن تجهیزات/دستگاه و AS/NZS 3000 مطابقت داشته باشد. مصرف‌کننده باید اطمینان حاصل کند که تمام تجهیزات/دستگاه‌ها/کابل‌ها مطابق با الزامات الکتریکی و استانداردهای استرالیا شامل اما نه محدود به AS/NZS 3000 و الزامات شبکه برچسب‌گذاری شده‌اند.

طبق گزارش منتشر شده توسط Ausgrid [۲۰]، به عنوان یک قانون کلی، یک بار یا مصرف‌کننده توسط Ausgrid به عنوان بار اندازه‌گیری نشده به صورت دائمی[۱] نامیده می‌شود اگر ماکزیمم مقدار آن کمتر از ۱۰ آمپر یا ۲/۴ کیلووات

[۱] Permanent Unmetered Supply (PUMS)

تکفاز باشد. برای اتصالات پیشنهادی بیش از ۱۰ آمپر (۲/۴ کیلووات) تکفاز، باید مجوز اتصال از دفتر بهره‌برداری شبکه Ausgrid اخذ گردد. بارهای PUMS باید مصرف ثابتی داشته و متغیر نباشند. اگر مصرف بارهای PUMS متغیر باشد، لازم است یا دستگاه‌های اندازه‌گیری در نقطه اتصال به شبکه نصب گردد یا اگر این بارها پایش نمی‌شوند، ماکزیمم مصرف متغیر آنها در طول دوره بهره‌برداری در نظر گرفته شود. به عنوان مثال اگر ماکزیمم جریان PUMS برابر ۱۰ آمپر باشد، مقدار مصرف بار در بازه زمانی معین برابر مقدار ماکزیمم آن (۱۰ آمپر) در نظر گرفته می‌شود. مشترکین باید برای جزئیات هر تجهیز PUMS را که قرار است به شبکه توزیع متصل شود، به آدرس ایمیل pums@ausgrid.com.au ارسال کنند. این اطلاعات برای هر مشترک PUMS در یک جدول بار پایش نشده گردآوری شده و به آن مشترک یک شماره اندازه‌گیری ملی (NMI)[۱] اختصاص می‌یابد. هر مشترک PUMS باید اطلاعات لوازم مصرفکننده انرژی خود و همچنین هر گونه تغییر در لوازم خود را به شرکت اطلاع دهد. این مورد برای محاسبه دقیق انرژی مصرفی الزامی است [۲۱]. به منظور تایید بار متوسط روزانه (DAL)[۲] برای یک دستگاه اندازه‌گیری‌نشده که به شبکه توزیع متصل است، مشترک باید مشخصات فنی الکتریکی هر دستگاه را به شرکت ارائه دهد. این مشخصات شامل کل وات بهره‌برداری ،ولتاژ، جریان، و ضریب قدرت هر دستگاه است که در محاسبه دقیق صورت‌حساب برق مشترک مورد استفاده قرار می‌گیرد. علاوه بر مشخصات الکتریکی، اگر دستگاه برای بهره‌برداری در زمان‌های معین کنترل می‌شود، مشترک باید نوع کنترل (به عنوان مثال، سوئیچینگ زمانی، ریپل، سلول فتوالکتریک) و ساعات مورد استفاده در روز را نیز به شرکت اعلام کند. نمونه جدول بار اندازه‌گیری نشده برای روشنایی عمومی و علائم ترافیکی در جداول (۵-۳) و (۵-۴) ارائه شده است. در گزارش فنی منتشر شده توسط TasNetworks[۳] [۲۲]، نحوه محاسبه صورتحساب انرژی نقاط تغذیه اندازه‌گیری نشده به استثنای روشنایی اماکن عمومی و خصوصی ارائه شده است. بار اندازه‌گیری نشده باید توسط تکنسین اندازه‌گیری TasNetworks در زمان اتصال بررسی شود. بار روزانه با اندازه‌گیری پیک بار (وات) نصب شده در دوره ۲۴ ساعته ارزیابی می‌شود. به عنوان مثال، برای بار پایه ۹۰۰ وات با بار پیک ۹۲۰ وات، میانگین بار روزانه مورد استفاده برای داده‌های بازار و صورت‌حساب خرده فروشی ۹۲۰ وات در ۲۴ ساعت معادل ۲۲/۰۸ کیلووات ساعت خواهد بود. بدون تایید TasNetworks، پروفیل بار در یک نقطه تغذیه اندازه‌گیری نشده نباید بیش از ۵٪ بار پایه تغییر یابد. اطلاعات زیر باید به صورت دائمی در نقطه تغذیه اندازه‌گیری نشده به شکل یک جدول زمانی تهیه شود:

- اندازه بار و شرح بار اندازه‌گیری نشده
- تاریخ نصب نقطه تغذیه اندازه‌گیری نشده
- نام شرکت پیمانکاری برق
- جزئیات ارزیابی بار ارائه شده توسط تکنسین
- نام تکنسین TasNetworks در زمان نصب و ارزیابی
- تاریخ ارزیابی

مشترک یا پیمانکار برق باید قبل از ایجاد تغییرات در بار پایه یک نقطه تغذیه اندازه‌گیری نشده، TasNetworks را مطلع کند و درخواست ارزیابی مجدد بار به شرکت ارسال کند.

[۱] National Metering Identifier (NMI)

[۲] Daily Average Load (DAL)

[۳] Tasmanian Networks Pty Ltd (TasNetworks)

DOI:10.30503/nripress.2020.210

جدول (۵-۳): جدول بار روشنایی عمومی پایش نشده [۲۳]

UNMETERED DEVICE	Nominal Device Rating (W)	NSW Load (W)	QLD Code	QLD Load (W)	SA Code	SA Load (W)	VIC Load (W)	TAS Load (W)	ACT Load (W)
Connected Light Solutions GE Evolve Cat V Leopard 122W LED Luminaire (25 November 2021)[1]	122	121.9		121.9		121.9	121.9	121.9	121.9
Connected Light Solutions GE Evolve Cat V Leopard 204W LED Luminaire (25 November 2021)[1]	204	204.2		204.2		204.2	204.2	204.2	204.2
Streetworx Ozlite LED13 Luminaire (9 December 2021)[1]	13	13		13		13	13	13	13
WE-EF VLR130 48LED Luminaire (9 December 2021)[1]	30	33.8		33.8		33.8	33.8	33.8	33.8
Sylvania-Schreder Avenue II/Bourke Hill II 14W LED Luminaire (22 December 2021)[1]	14	13.7		13.7		13.7	13.7	13.7	13.7
Sylvania-Schreder Avenue II/Bourke Hill II 18W LED Luminaire (22 December 2021)[1]	18	17.9		17.9		17.9	17.9	17.9	17.9
Sylvania-Schreder Avenue II/Bourke Hill II/B2001 II 17W LED Luminaire (22 December 2021)[1]	17	16.5		16.5		16.5	16.5	16.5	16.5
Sylvania-Schreder B2001 II 28W LED Luminaire (22 December 2021)[1]	28	27.8		27.8		27.8	27.8	27.8	27.8
Signify Australia BRP471 LED64/NW 50W LED Luminaire (22 December 2021)[1]	50	50		50		50	50	50	50
Signify Australia BRP471 LED102/NW 78W LED Luminaire (22 December 2021)[1]	78	78.4		78.4		78.4	78.4	78.4	78.4
Signify Australia BRP472 LED189/NW 144W LED Luminaire (22 December 2021)[1]	144	140		140		140	140	140	140
Signify Australia BRP472 LED303/NW 236W LED Luminaire (22 December 2021)[1]	236	228.5		228.5		228.5	228.5	228.5	228.5
Signify Australia Tango BVP383 LED130 100W Floodlight (22 December 2021)[1]	100	106.7		106.7		106.7	106.7	106.7	106.7
Signify Australia Tango BVP384 LED472 360W Floodlight (22 December 2021)[1]	360	365.8		365.8		365.8	365.8	365.8	365.8
Signify Australia Tango BVP383 LED260 200W Floodlight (22 December 2021)[1]	200	205.9		205.9		205.9	205.9	205.9	205.9
Signify Australia Tango BVP381 LED65 50W Floodlight (22 December 2021)[1]	50	53.8		53.8		53.8	53.8	53.8	53.8
LPE Group Park Post Top 30W LED Luminaire (20 January 2022)[1]	30	30.1		30.1		30.1	30.1	30.1	30.1
LPE Group Promenade M 20W LED Luminaire (20 January 2022)[1]	20	20.3		20.3		20.3	20.3	20.3	20.3
Sylvania-Schreder Bourke Hill II/Parkville II 60W LED Luminaire (14 April 2022)[1]	60	60.9		60.9		60.9	60.9	60.9	60.9
Sylvania-Schreder Bourke Hill II/Parkville II 80W LED Luminaire (14 April 2022)[1]	80	79.7		79.7		79.7	79.7	79.7	79.7

جدول (۵-۴): جدول بار علائم ترافیکی پایش نشده [۲۳]

DOI:10.30503/nripress.2020.210

ID	Unmetered Device	Full Load (W)	Dimmed Load (W)
16/0	Delta 3	64.0	64.0
23/0	PSC1 NC12/16	61.0	61.0
44/5	Square / With audio tactile	8.0	8.0
46/5	Oval / With audio tactile	8.0	8.0
46/12	Oval / With tactile only (February 2014)[1]	8.0	8.0
55/1	Proximitor 402 / Shelf Mounted	8.0	8.0
55/2	Proximitor 402 / Post mounted with encoder	8.0	8.0
55/3	Proximitor 402 / Post mounted without encoder	8.0	8.0
56/1	Proximitor 404 / Shelf Mounted	8.0	8.0
56/2	Proximitor 404 / Post mounted with encoder	8.0	8.0
56/3	Proximitor 404 / Post mounted without encoder	8.0	8.0
59/1	Electromatic ST10H2 / Shelf Mounted	8.0	8.0
59/2	Electromatic ST10H2 / Post mounted with encoder	8.0	8.0
59/3	Electromatic ST10H2 / Post mounted without encoder	8.0	8.0
60/1	Electromatic ST10H4 / Shelf Mounted	8.0	8.0
60/2	Electromatic ST10H4 / Post mounted with encoder	8.0	8.0
60/3	Electromatic ST10H4 / Post mounted without encoder	8.0	8.0
64/8	Single aspect Q.H. / 200MM Street Level	19.8	16.8
64/9	Single aspect Q.H. / 300MM Mast Arm	28.2	23.9
64/10	Single aspect Q.H. / 300MM Street Level	28.2	23.9
64/11	Single aspect Q.H. / 200MM Mast Arm	19.8	16.8
68/3	Microwave / Post mounted without encoder	8.0	8.0
70/8	Two aspect Q.H. / 200MM Street Level	39.5	33.5
70/9	Two aspect Q.H. / 300MM Mast Arm	56.4	47.9
70/10	Two aspect Q.H. / 300MM Street Level	56.4	47.9
70/11	Two aspect Q.H. / 200MM Mast Arm	39.5	33.5
73/8	Three aspect Q.H. / 200MM Street Level	39.5	33.5
73/9	Three aspect Q.H. / 300MM Mast Arm	56.4	47.9
73/10	Three aspect Q.H. / 300MM Street Level	56.4	47.9
73/11	Three aspect Q.H. / 200MM Mast Arm	39.5	33.5
76/0	Nema 2 channel	8.0	8.0
77/0	Nema 4 channel	8.0	8.0
78/0	Nema 8 channel	8.0	8.0
80/0	PSC NA4	28.0	28.0
81/0	PSC NA6	28.0	28.0
90/0	PSC2 NC12/16	61.0	61.0
94/8	Four aspect Q.H. / 200MM Street Level	59.2	50.3
94/9	Four aspect Q.H. / 300MM Mast Arm	84.6	71.9
94/10	Four aspect Q.H. / 300MM Street Level	84.6	71.9

۵-۱۰. انشعاب پایش‌نشده در بریتانیا

تصمیم‌گیری در مورد اینکه آیا یک نقطه تغذیه اندازه‌گیری شود یا خیر بر اساس روش‌های قید شده در BSC[1] و SAS[2] صورت می‌گیرد. در حال حاضر تعدادی از نقاط تامین برق در بریتانیا توسط دستگاه اندازه‌گیری مناسب پایش

[1] Balancing and Settlement Code

[2] Settelement Agreement for Scotland

نمی‌شود (به عنوان مثال، روشنایی خیابان‌ها). معیارهای BSC و SAS برای تامین برق اندازه‌گیری نشده به صورت ذیل بیان می‌گردد [۲۴]:

- بار کوچک باشد و مصرف برق آن قابل پیش‌بینی باشد؛
- اندازه‌گیری برق تامین شده به لحاظ فنی و فیزیکی عملی نباشد.

هر مشترک که نیاز به تغذیه پایش‌نشده داشته باشد، باید اطلاعاتی از همه دستگاه‌هایی که قرار است به نقطه تغذیه پایش‌نشده متصل شوند، ارائه دهد. این اطلاعات شامل توصیف، مکان، وات مصرفی، و مصرف موردانتظار هر دستگاه بوده و برای فرآیند صدور صورت‌حساب (جایگزین قرائت کنتور) مورد استفاده قرار می‌گیرند. برخی از دستگاه‌های مجاز به تغذیه پایش‌نشده به شرح زیر اعلام شده است:

- تابلوهای تبلیغاتی
- سیستم‌های هشداردهنده
- گذرگاه‌های راه آهن
- شارژر باطری
- ایستگاه‌های اتوبوس
- محافظ کاتدیک
- ساعت‌های شهری
- سرویس پاسخگویی درب
- سیستم هشدار حریق
- سیستم هشدار سیل
- گاورنر گاز
- یخ‌یاب (Ice detector)
- سیگنال ناوبری
- دستگاه پرداخت و نمایش
- کیوسک‌های تلفن
- پمپ
- فرستنده رادیویی
- ایستگاه رله رادیویی
- سیگنال‌دهی ریلی
- باران‌سنج
- دوربین امنیتی
- ثبت‌کننده جریان فاضلاب
- هشداردهنده طوفان
- روشنایی خیابان
- دستگاه صدور بلیط
- آنتن تلویزیون
- آمپلی فایر تلویزیون

- دوربین تلویزیون
- رله تلویزیون
- سیگنال راهنمایی و رانندگی
- واحدهای تهویه
- زنگ هشدار
- نشانگر سطح آب

در حال حاضر BSC و SAS اجازه می‌دهند که برق مصرفی بارهای کمتر از ۵۰۰ وات اندازه‌گیری نشود. به عنوان مثال، تجهیزات و دستگاه‌های موقت نظیر روشنایی جشن‌ها ممکن است بار بیشتر از ۵۰۰ وات داشته باشند اما به علت بازه زمانی کوتاه مدتی که دارند، مصرف برق آنها اندازه‌گیری نمی‌شود. مقررات بریتانیا برای تامین برق قابل پیش‌بینی که مصرف سالانه کمتر از ۲۰۰۰ کیلووات‌ساعت دارند، نیز مجوز عدم اندازه‌گیری بار را می‌دهد. طبق آمار اعلام شده در [۲۵]، حدود ۱/۱ درصد از مصرف برق بریتانیا اندازه‌گیری نمی‌شود.

۵-۱۱. انشعاب پایش‌نشده در شرکت ESB Networks انگلستان

یک انشعاب بدون کنتور اندازه‌گیری انشعابی است که هزینه‌های مصرف برق از طریق کنتور اندازه‌گیری نمی‌شود و بسیار محدود برای بارهای الکتریکی کوچک که مصرف آن‌ها قابل پیش بینی است، در دسترس هستند. انشعابات پایش نشده به دو بخش تقسیم می‌شوند [۲۶]:

- روشنایی عمومی پایش نشده (کمتر از ۲ کیلوولت آمپر)
  - ✓ برای انشعابات یک نهاد محلی
  - ✓ برای انشعابات تولیدکنندگان و یا توسعه‌دهندگان
- بارهای الکتریکی پایش نشده نظیر نقاط انشعاب چراغ‌های راهنمایی، ایستگاه‌های اتوبوس و موارد دیگر.

❖ روشنایی عمومی پایش‌نشده (کمتر از ۲ کیلو ولت آمپر)

انشعابات روشنایی عمومی اندازه‌گیری نشده توسط ESB Networks ایجاد می‌شود که بارهای کمتر از ۲ کیلوولت آمپر و مصرف انرژی آن‌ها قابل پیش‌بینی است. مراحل زیر برای نهادهای محلی یا برای تولیدکنندگان و توسعه‌دهندگانی است که قصد اتصال روشنایی عمومی و بارهای اندازه‌گیری نشده کمتر از ۲ کیلوولت آمپر به شبکه برق را دارند [۲۶].

گام اول: دریافت نقشه ارضی

دریافت یک نقشه ارضی که مکان بارهای پایش نشده جدید را نشان می‌دهد. مکان دقیق بارهای اندازه‌گیری نشده علامت‌گذاری می‌شود.

گام دوم: درخواست دادن

فرم درخواست ESB Networks تکمیل می‌گردد. شماره مرجع نقطه گروه کنتور[1] نیز باید تعیین گردد. شماره مرجع نقطه گروه کنتور گروهی از انشعابات پایش نشده‌ای که بر روی یک صورت حساب واحد هستند، را نشان می‌دهد.

[1] Group Meter Point Reference Number (GMPRN)

گام سوم: دریافت تأییدیه

تأییدیه با شماره مرجع و جزئیات برای اداره ESB Networks محلی ارسال می‌شود.

گام چهارم: ایجاد شماره مرجع نقطه گروه کنتور

اگر در گام دوم GMPRN ارسال نشده است، موافقت‌نامه اتصال GMPRN برای متقاضی پس از دریافت درخواست ارسال خواهد شد. این مورد باید قبل از اینکه پرونده درخواست وارد فرایند بررسی شود، امضا و بازگردانده شود.

گام پنجم: دریافت قیمت و موافقت‌نامه تکمیلی

اداره ESB Networks قیمتی را برای هزینه انشعاب مشترک صادر خواهد کرد. همچنین، متقاضی شرایط اتصال و قرارداد تکمیلی را دریافت خواهد کرد.

گام ششم: پرداخت هزینه و بازگرداندن قرارداد تکمیلی

پس از تعیین قیمت، پرداخت هزینه از طریق روش‌های مختلف می‌تواند صورت گیرد.

گام هفتم: انتشار جزئیات مکان تعیین شده

زمانی که تمام الزامات تکمیل شد، کارهای مربوط به مجوز و ساخت منتشر می شود. همچنین، ESB Networks ملزم است که جزئیات انشعابات جدید (به استثنای GMPRN موجود) را بر روی وب سایت منتشر کند تا تمام خرده فروشان به آن دسترسی داشته باشند. این جزئیات شامل موارد زیر است:

- GMPRN
- شماره مرجع نقطه کنتور[1]: یک شماره ۱۱ رقمی است که به انشعاب و کنتور برق مشترک اختصاص داده شده است. این شماره در بالای قبض برق نشان داده شده است.
- آدرس
- MIC
- جزئیات بار

گام هشتم: ثبت قرارداد با یک خرده فروش برق

تمام مشترکینی که انشعاب بدون پایش می‌خواهند باید قراردادی را با خرده‌فروش برق ثبت کنند. GMPRN جدید باید با خرده‌فرو شان شرکت ESB Networks قرارداد امضا کنند قبل از اینکه شرکت ESB Networks مجاز به ایجاد انشعاب باشد.

گام نهم: تکمیل گواهی سیم‌کشی ETCI

سپس گواهی تکمیل سیم کشی ETCI باید تکمیل گردد که شامل MPRN و نام و آدرسی است که بر روی قرارداد تکمیلی ارائه شده است.

گام دهم: تأیید نصب داکت

به منظور ادامه برنامه ساخت، متقاضی باید داکت، اتاقک کنتور و چاه ارتی که نصب شده است را با توجه به ویژگی‌های مشخص شده ESB تأیید کند. سپس، نصب انشعاب برق تکمیل خواهد شد.

استثنا

تحت مقررات بازار برق کنونی، بارهای زیر مستثنی هستند [۲۶]:

[1] Meter Point Reference Number (MPRN)

بار بیش از ۲ کیلو ولت آمپر یا بارهای فصلی (نظیر روشنایی جشن‌ها): این بارها به انشعابات قابل اندازه‌گیری نیاز دارند و به عنوان انشعابات تجاری محسوب می‌شوند.
بارهای جدید با پروفیل بار مختلف: این بارها نمی‌توانند به نقطه انشعاب یکسانی متصل شوند نظیر روشنایی عمومی با پروفیل صبح تا غروب و چراغ‌های راهنمایی با پروفیل ۲۴ ساعت.

❖ بارهای الکتریکی پایش‌نشده (کمتر از ۲ کیلو ولت آمپر به استثنای روشنایی عمومی)

در برخی موارد مشترکین و مزارع به چندین انشعاب اندازه‌گیری نشده کمتر از ۲ کیلو ولت آمپر نیاز دارند نظیر [۲۶]:

- ✓ چراغ راهنمایی
- ✓ ایستگاه‌های اتوبوس
- ✓ کیوسک تلفن
- ✓ تقویت کننده تلویزیون[۱]

برای اتصال چنین انشعاب‌هایی، مراحل زیر باید انجام شود:
گام اول: دریافت نقشه ارضی
دریافت یک نقشه ارضی که مکان بارهای پایش نشده جدید را نشان می‌دهد. مکان دقیق باید علامت‌گذاری شود.
گام دوم: درخواست دادن
فرم درخواست ESB Networks تکمیل گردد. شماره مرجع نقطه گروه کنتور نیز باید تعیین گردد. شماره مرجع نقطه گروه کنتور گروهی از انشعابات پایش‌نشده‌ای که بر روی یک صورت حساب واحد هستند، را نشان می‌دهد. تمام انشعابات اندازه‌گیری نشده به GMPRN نیاز دارند.
گام سوم: دریافت تأییدیه
تأییدیه با شماره مرجع و جزئیات برای اداره ESB Networks محلی ارسال می‌شود.
گام چهارم: ایجاد شماره مرجع نقطه گروه کنتور
اگر در گام دوم GMPRN ارسال نشده است، موافقت‌نامه اتصال GMPRN برای متقاضی پس از دریافت درخواست ارسال خواهد شد. این مورد باید قبل از اینکه پرونده وارد فرآیند بررسی شود، امضا و بازگردانده شود.
گام پنجم: دریافت قیمت و موافقت نامه تکمیلی
اداره ESB Networks قیمتی را برای هزینه انشعاب صادر خواهد کرد. همچنین، شرایط اتصال و قرارداد تکمیلی توسط متقاضی دریافت می‌گردد.
گام ششم: پرداخت هزینه و بازگرداندن قرارداد تکمیلی
پس از تعیین قیمت، پرداخت هزینه از طریق روش‌های مختلف می‌تواند صورت گیرد.
گام هفتم: انتشار جزئیات مکان تعیین‌شده
زمانی که تمام الزامات تکمیل شد، کارهای مربوط به مجوز و ساخت منتشر می شود. همچنین، ESB Networks ملزم است که جزئیات انشعابات جدید (به استثنای GMPRN موجود) را بر روی وب سایت منتشر کند تا تمام خرده‌فروشان به آن دسترسی داشته باشند. این جزئیات شامل موارد زیر است:

- GMPRN

[۱] TV booster

- شماره مرجع نقطه کنتور[1]: یک شماره ۱۱ رقمی است که به انشعاب و کنتور برق مشترک اختصاص داده شده است. این شماره در بالای قبض برق نشان داده شده است.
- آدرس
- MIC
- جزئیات بار

گام هشتم: ثبت قرارداد با یک خرده‌فروش برق

تمام مشتریانی که انشعاب بدون پایش می‌خواهند باید قراردادی را با خرده‌فروش برق ثبت کنند. GMPRN جدید باید با خرده‌فروشان شرکت ESB Networks قرارداد امضا کنند قبل از اینکه شرکت ESB Networks مجاز به ایجاد انشعاب باشد.

گام نهم: تکمیل گواهی سیم‌کشی ETCI

گواهی باید توسط پیمانکار برق به ناظر بازگردانده شود که در صورتی که گواهی تأیید شده باشد، به شرکت ESB Networks اطلاع خواهد داد.

گام دهم: تأیید نصب داکت

به منظور ادامه برنامه ساخت، ناظر باید داکت، اتاقک کنتور و چاه ارتی که نصب شده است را با توجه به ویژگی‌های مشخص شده ESB تأیید کند. سپس، انشعاب برق متقاضی تکمیل خواهد شد.

۵-۱۲. انشعاب پایش نشده در شرکت Electricity North West انگلستان

شرکت Electricity North West از شبکه خود در منطقه North West نگهداری و بهره‌برداری می‌کند و مالکیت آن را نیز بر عهده دارد. همچنین، این شرکت مسئول ارائه انشعابات جدید و انجام تغییرات در خدمات‌رسانی است [۲۷].

همچنین، این شرکت بهره‌بردار، انشعابات پایش نشده را برای مشترکین فراهم می‌کند:

- روشنایی خیابان
- تجهیزات خیابان نظیر اتاقک‌های مخابرات، علائم ترافیک/جاده
- واحدهای تبلیغاتی
- ایستگاه‌های اتوبوس
- دوربین‌های مدار بسته (CCTV)

مراحل دریافت انشعاب پایش‌نشده به شرح ذیل خواهد بود:

۱. شروع کار

برای اجرا یک انشعاب پایش‌نشده جدید، نیاز است که فرمی به صورت آنلاین که در سایت موجود است، تکمیل شود. پس از تکمیل فرم، تیم انشعابات پایش‌نشده شرکت برای فهم و ارزیابی کار با مشترک ارتباط برقرار خواهد کرد.

۲. فهرست قیمت‌ها

تیم انشعابات درخواست مشترک را پردازش می‌کند و ظرف ۲۵ روز کاری فهرست قیمت‌ها را به مشترک اعلام می‌کند. این فهرست به چهار بخش زیر تقسیم می‌شود:

[1] Meter Point Reference Number (MPRN)

- ✓ هزینه‌های مجوز نهاد محلی
- ✓ عملیات کابل‌کشی و فیوز اصلی
- ✓ عملیات حفاری
- ✓ آماده‌سازی کابل برق توسط تیم متخصص

۳. پذیرفتن و پرداخت

برای پذیرفتن و پرداخت انشعابات پایش‌نشده جدید، مشترک ملزم به انجام مراحل زیر است:

أ. پذیرفتن فهرست قیمت شرکت بهره بردار با تکمیل فرم

ب. انتخاب یک خرده‌فروش – خرده‌فروش برق مشترک مسئول ارائه صورتحساب است نه شرکت بهره‌بردار. هنگامی که یک خرده فروش انتخاب گردید، هنگام پر کردن فرم مسئولیت انرژی مشترک، باید نام خرده فروش انتخاب شده مشترک وارد شود.

ت. پرداخت از طریق چک یا BACS صورت می‌پذیرد.

هر دو فرم پذیرش و فرم مسئولیت انرژی به همراه فهرست قیمت‌ها برای مشترک ارسال می‌شود.

۴. ارائه انشعاب

زمان شرکت بهره‌بردار برای شروع به کار ۵ روز کاری پس از دریافت فرم پذیرش و پرداخت است. انشعاب مشترک ظرف مدت ۳۵ روز برقرار خواهد شد.

۵-۱۳. تأمین برق پایش نشده در شرکت NORTHERN POWERGRID انگلستان

تأمین برق تجهیزات خاصی که به شبکه توزیع بدون کنتور متصل هستند نظیر روشنایی خیابان، چراغ‌های راهنمایی، گذرگاه عابر پیاده و موارد مشابه، تأمین برق پایش‌نشده نامیده می‌شود.

همانطور که در دستورالعمل‌های نظارتی و کدهای صنعت مشخص شده است، برای تأمین برق پایش‌نشده که به شبکه NORTHERN POWERGRID متصل می‌شود، معیارهای زیر وجود دارد [۲۸]:

- بار الکتریکی ماهیت قابل پیش‌بینی دارد.
- بار الکتریکی کمتر از ۵۰۰ وات است.
- تأمین برق از طریق کنتور مرسوم، عملی نیست.

علاوه بر این، مطابق با راهنمای ELEXON، که بدنه نظارتی صنعت برق برای مبادلات تجاری است، همچنین، یک کد مورد تأیید برای هر بخش از تجهیزات نیاز است.

❖ انواع تأمین برق پایش نشده

- نیم ساعت[۱]

داده‌های نیم ساعت مربوط به انرژی مصرف شده در بازه‌های زمانی نیم ساعت است. این روش ثبت انرژی معمولاً توسط مشترکین با سطح بالای مصرف (بیشتر از ۱۰ کیلووات) توسط کنتور نیم‌ساعته استفاده می‌شود و در دو نوع مختلف دسته‌بندی می‌شود [۲۸]:

- ✓ ثبت نیم ساعت دینامیک (پویا)

[۱] Half-Hourly (HH)

با استفاده از داده‌های واقعی حاصل از یک آرایه سلولی فوتوالکتریک[1] که یک قطعه خاص از تجهیزاتی است که سطوح نور را اندازه‌گیری می‌کند یا هر سیستم مدیریت مرکزی[2] که اطلاعات دقیق پروفیل مصرف را ثبت می‌کند، انجام می‌شود.

- ✓ نیم ساعت غیرفعال[3]

از زمان‌های طلوع آفتاب / غروب آفتاب استفاده می‌کند که زمان‌های روشن / خاموش شدن برای آرایه‌های PECU فراهم شود تا اطلاعات پروفیل مصرفی را محاسبه کند، که به اندازه‌ی ثبت نیم ساعت دینامیک در تعیین پروفیل مصرف دقیق نیست.

به منظور ثبت داده‌های مصرف براساس نیم ساعت، یک سرپرست کنتور[4] (شخصی که مصرف انرژی تخمین زده شده را محاسبه می‌کند) باید منصوب شود. MA توسط مشترک انتخاب و قرارداد بسته می‌شود. به این نکته توجه شود که هزینه‌ها ممکن است برای این خدمات اعمال شود. هنگامی‌که تمهیدات در محل صورت گرفت، MA مصرف هر قطعه از تجهیزات را محاسبه می‌کند و به خرده‌فروش ارائه می‌دهد. سپس، خرده‌فروش محاسبه و صورت حساب را براساس اطلاعاتی که توسط MA ارائه می‌شود، محاسبه می‌کند.

- نیم ساعته نبودن[5]

ثبت مصرف به غیر از نیم ساعت (NHH) با استفاده از تعداد ساعات سالانه مصرف هر نوع تجهی، تخمین زده می‌شود. این ساعت‌ها توسط ELEXON منتشر می‌شود که بدنه نظارتی صنعت برق برای مبادلات تجاری است. در مقابل ترتیب نیم ساعته که MA مسئول ارسال داده‌های مصرف است، شرکت NORTHERN POWERGRID مسئول محاسبه اطلاعات مصرف NHH و ارائه آن به خرده‌فروش است. سپس، خرده فروش براساس اطلاعات ارائه شده توسط NORTHERN POWERGRID، صورت‌حساب را محاسبه و صادر می‌کند. نقش بازیگران مختلف در این فرآیند به صورت زیر است [۲۸]:

برای مشترکین NHH، شرکت NORTHERN POWERGRID مصرف سالانه تخمین زده شده[6] را از فهرست جزئیاتی که ارائه می‌شود محاسبه می‌کند. علاوه بر این، این شرکت، خرده‌فروش برق را به مشترک با توجه به اطلاعاتی از مصرف مشترک که از طریق یک گواهی عرضه برق اندازه‌گیری نشده شناخته می‌شود، ارائه می‌دهد. این گواهی تنها توسط NORTHERN POWERGRID صادر می شود و به طور مستقیم به فهرست اموال مرتبط است، بنابراین هنگامی که فهرست اموال به دلیل تجهیزات جدیدی که متصل شده یا تجهیزاتی که حذف شده‌اند تغییر کرد، مصرف سالانه تخمین زده شده تغییر خواهد کرد. ضروری است که فهرست تجهیزات به روز باشند و همراستا با نیازهای صنعت (HH هر ماه و NHH حداقل یک بار در سال با توجه به قرارداد) برای دریافت صورت حساب دقیق انرژی ارسال شوند. محاسبه مصرف سالانه تخمین زده شده به صورت زیر است:

مصرف سالانه تخمین زده شده = توان مصرفی تجهیز × ساعات روشن بودن × تعداد تجهیز

---

[1] Photo-Electric Cell Unit (PECU)

[2] Central Management System (CMS)

[3] Passive HH

[4] Meter Administrator (MA)

[5] Non Half Hourly (NHH)

[6] Estimated Annual Consumption (EAC)

برای مشترکین HH، شرکت NORTHERN POWERGRID فهرست دقیق اموال را تأیید می‌کند و خلاصه ای از فهرست اموال را به MA می‌دهد و MA مصرف را محاسبه خواهد کرد. سپس، این اطلاعات به خرده‌فروش ارسال می‌شود که از آن برای تهیه قبض برق استفاده می‌کند.

خرده فروش برق به مشترک با استفاده از ECA که در گواهی تأمین برق اندازه‌گیری نشده ارائه شده است، انرژی مورد استفاده تجهیزات را برای مشترک صادر می‌کند. چنانچه خرده‌فروش برق مسئول ایجاد و ارسال صورت‌حساب انرژی مشترک باشد، هرگونه درخواست در مورد صورت‌حساب یا هزینه‌ها باید با خرده‌فروش صورت پذیرد.

ELEXON بدنه نظارتی صنعت برق بوده و در مورد تأمین برق اندازه‌گیری نشده مسئول تضمین آنست که فرآیندهای ذکر شده در دستورالعمل‌های مربوطه به طور مؤثر انجام شود. همچنین، ELEXON مسئول انتشار دستورالعمل‌های هزینه و ساختار تعویض (الگوهای زمانی) به مشترکین تاثیرگذار نظیر تولیدکنندگان تجهیزات تأمین برق پایش‌نشده و شوراهای محلی که هر کدام از آن‌ها دارای منافع غیرمستقیم در تأمین برق پایش نشده هستند، می‌باشد.

ELEXON مسئولیت‌های خاصی را به بهره برداران سیستم توزیع محلی[۱] نظیر NORTHERN POWERGRID اعطا نموده و در نتیجه LDSO نقش بهره‌بردار تأمین برق پایش‌نشده[۲] را برعهده می‌گیرد و NORTHERN POWERGRID توسط نهاد نظارتی ELEXON محدود می‌شود. به منظور اطمینان از کامل بودن فرآیند، NORTHERN POWERGRID در نقش UMSO مستلزم حسابرسی مکرر است تا در صورت وجود هر گونه نقص، اقدام اصلاحی صورت گیرد [۷].

فهرست دقیق اموال تجهیزات پایش‌نشده متصل به شبکه را مشخص می‌کند و به عنوان الزامات ELEXON (و NORTHERN POWERGRID)، هر فهرست باید اطلاعات زیر را برای هر مورد از تجهیزات ذکر کند:

- شماره مرجع منحصر به فرد
- مکان و موقعیت
- آدرس
- کد هزینه[۳]
- توان مصرفی تجهیزات
- تعداد تجهیزات
- ساعات روشن بودن
- دستورالعمل هزینه کنترل

اطلاعات و الزامات فهرست اموال توسط ELEXON مستند شده‌اند. در وب سایت ELEXON سند اطلاعات بهره‌برداری[۴] وجود دارد که یک سند مرجع طراحی شده برای ارائه اطلاعات مفید بهره‌برداری مربوط به تأمین برق پایش‌نشده و همچنین دستورالعمل‌های هزینه و ساعات کاری است که ممکن است در گردآوری فهرست دارایی‌های تأمین برق پایش‌نشده کمک کند [۲۸].

---

[۱] Local Distribution System Operator (LDSO)

[۲] Unmetered Supplies Operator (UMSO)

[۳] Charge code

[۴] Operational Information Document (OID)

اگر قصد این وجود دارد که برای برگزاری جشنی به صورت موقت روشنایی به شبکه‌ای بدون پایش متصل شود، باید فهرست مجزایی ارائه و فرآیند عادی همانند بخش‌های قبل دنبال شود. با این حال، مشترک باید اطلاعاتی را ارائه دهد که در آن تضمین می شود صورت حساب برق خود را پرداخت می‌کند. این اطلاعات در ادامه ذکر شده است [۲۸]:

- شماره مرجع منحصر به فرد
- مکان
- آدرس
- کد هزینه
- توان مصرفی تجهیزات
- تعداد تجهیزات
- ساعات روشن بودن
- دستورالعمل هزینه کنترل
- تاریخ‌های روشن و خاموش کردن

برخی از تجهیزات پایش نشده نظیر روشنایی خیابان و چراغ‌های راهنمایی توانایی کاهش روشنایی خود را دارند. در بازه‌هایی از روز که روشنایی کامل مورد نیاز نیست، توان مصرفی تجهیزات به منظور صرفه‌جویی در مصرف انرژی می‌تواند کاهش یابد. در جدول (۵-۵)، خلاصه ای از گزینه‌های ارائه شده در سند اطلاعات بهره‌برداری ELEXON ارائه شده است [۲۸]:

جدول (۵-۵): طرح‌های کاهش روشنایی [۲۸]

کاهش روشنایی ثابت	سیستم مدیریت مرکزی
این مورد می‌تواند هم برای مشترکین NHH و هم مشترکین HH استفاده شود و می‌تواند کاهش روشنایی در نیمه شب یا کاهش روشنایی چند سطحی باشد. کاهش روشنای نیمه شب به مشترکین این اجازه را می‌دهد که مصرف انرژی و انتشار کربن خود را کاهش دهند. معمولاً، توان لامپ در نیمه شب کاهش خواهد یافت و در زمان مطلوب و زمانی که حجم ترافیک افزایش یافت به توان کامل برمی‌گردد. کاهش روشنایی چند سطحی – مشترک می‌تواند از کاهش روشنایی چند سطحی ارائه شده توسط ELEXON استفاده کند. در یک دوره زمانی ۲۴ ساعته، سطح مصرفی مختلف برای کاهش روشنایی وجود دارد. پس از تأیید، فهرست به روز شده تجهیزات را با استفاده از توالی معتبر از سطوح تغییر باید به NORTHERN POWERGRID اعلام گردد.	این مورد می‌تواند تنها توسط مشترکین HH که در سیستم مدیریت مرکزی سرمایه‌گذاری کرده‌اند، استفاده شود. به تجهیزات این اجازه را می‌دهد که به صورت دینامیکی توسط یک کنترل متمرکز روشنایی کاهش یابد. قبل از ارسال جزئیات فهرست شامل تجهیزات CMS، مشترک باید با احاطه تجهیزات توسط NORTHERN POWERGRID و سرپرست کنتور موافقت کند. به منظور محاسبه مصرف، مشترک باید گزارشی را به سرپرست کنتور ارائه دهد، که سرپرست کنتور از داده‌ها برای محاسبه مصرف به همراه گزارشی که NORTHERN POWERGRID می‌دهد، استفاده کند.

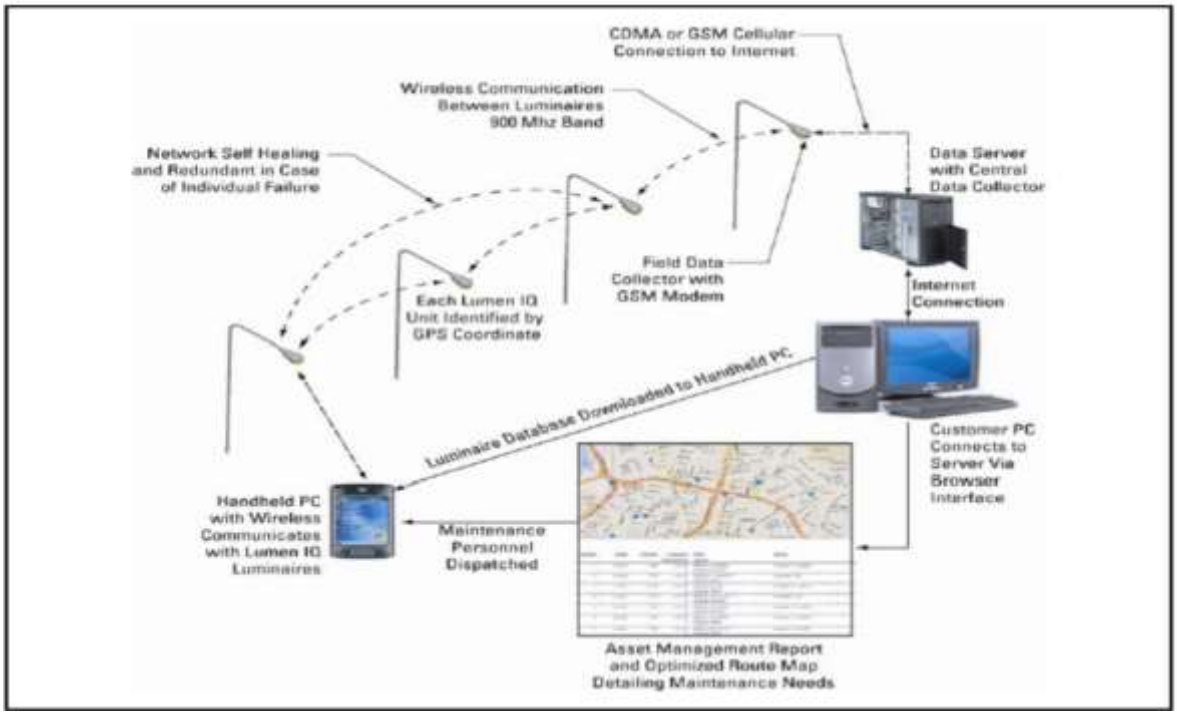
تأمین برق تجهیزات الکترونیکی که کنتور ندارند، تامین برق پایش‌نشده نامیده می شود و از جمله کاربردها و مزایای آن می‌توان به موارد زیر اشاره نمود [۲۹]:

- تأمین برق برای تجهیزات الکترونیکی که به شبکه توزیع متصل می شوند ولی کنتور ندارند نظیر چراغ‌های راهنمایی، روشنایی خیابان، دوربین‌های مدار بسته و غیره.
- بهره بردار شبکه توزیع مصرف سالانه تخمین زده شده را براساس فهرستی که مشترک در مورد تجهیزات مصرفی برق ارائه می‌دهد، که در نتیجه صورت حساب برق براساس آن حساب می‌شود.
- از جمله مزایای تامین برق پایش‌نشـــده می‌توان به قیمت‌گذاری رقابتی، قرارداد بدون یک مدت زمان ثابت، قیمت‌گذاری قراردادی و مقرون به صرفه، و یک تیم خدماتر سان اختصاصی اشاره کرد.

۵-۱۴. پایش و کنترل متمرکز روشنایی معابر با استفاده از فناوری Lumen IQ

در [۳۰]، یک روش پایش و کنترل متمرکز روشنایی معابر جهت صرفه‌جویی انرژی با استفاده از فناوری Lumen IQ معرفی شده است. جزئیات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری فناوری Lumen IQ در شکل (۵-۱۴) نشان داده شده است. واحدهای Lumen IQ در محفظه چراغ‌های خیابانی قرار می‌گیرند. این قطعه سخت‌افزاری فضای کمی را اشغال می‌کند و در انواع چراغ‌های لاکپشتی قابل نصب می‌باشد. هر واحد Lumen IQ کنترل‌کننده یک چراغ خیابانی می‌باشد که در داخل آن نصب است. توابع تحت کنترل هر واحد سه حالت روشن، خاموش و کاهنده است. حالت‌های روشن و خاموش (شب و روز) براساس سطوح روشنایی محیط و حالت کاهنده با برنامه‌ریزی و با توجه به مقادیر بدست آمده از سنسورهای مختلف، تنظیم می‌شود.

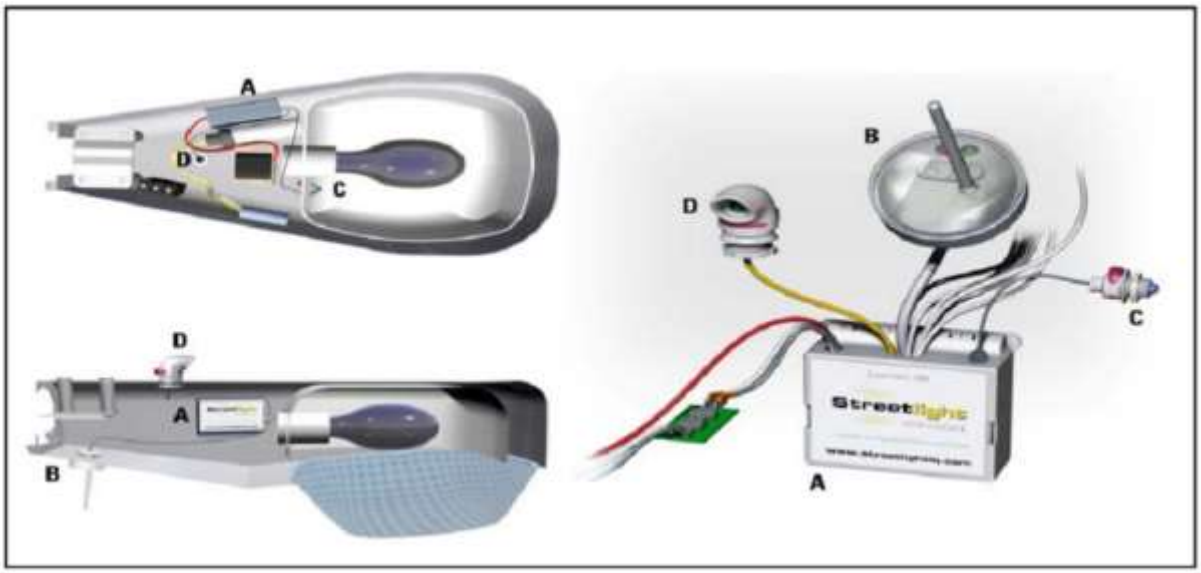
Lumen IQ در ۶۰ مرحله عمل کاهش نور را انجام می‌دهد - هر مرحله تقریباً برابر با یک درصد (۱/۱۷ درصد) از کل انرژی مصرفی بوده و نور خروجی چراغ از ۱۰۰ درصد به ۳۱ درصد کاهش مییابد. واحدهای Lumen IQ نوسانات موجود در شبکه را نشان می‌دهند و در این موقع چراغ‌ها را خاموش می‌کنند تا به سایر قسمت‌های چراغ نظیر بالاست و جرقه‌زن آسیب وارد نشود. وقتی چراغ در هنگام نوسانات برق خاموش شود یک کد مخصوص خرابی تولید و به مرکز اطلاعات ارسال می‌گردد، در همین موقع یک LED چشمک‌زن که از خیابان قابل رؤیت است فعال می‌شود تا پرسنل تعمیر و نگهداری متوجه شوند که چراغ نیاز به تعمیرات دارد. میزان مصرف انرژی توسط Lumen IQ نمایش داده می‌شود و این امکان را می‌دهد که مسئولین میزان انرژی مصرفی هر چراغ را به صورت جداگانه بدانند.



شکل (۵-۱۴): فناوری Lumen IQ جهت پایش و کنترل انرژی مصرفی روشنایی معابر [۳۰]

شکل (۵-۱۵) نحوه قرارگیری اجزای مختلف Lumen IQ را در داخل چراغ نشان می‌دهد:

- ✓ A: میکروپروسسور که دارای تایمر است؛
- ✓ B: فرستنده و گیرنده بیسیم با فرکانس رادیویی ۹۰۰مگاهرتز به همراه LED اعلام خرابی؛
- ✓ C: سنسور مقدار نور خروجی لامپ؛
- ✓ D: سنسور مربوط به روشنایی روز و شب که شبیه فتوسل می‌باشد.



شکل (۵-۱۵): نحوه قرارگیری اجزای مختلف Lumen IQ [۳۰]

میزان دقت سنسور نوری لامپ برای روند کاهش نور خیلی مهم است. اگر ارتباط بین مرکز اطلاعات و Lumen IQ قطع شود، دستور فرستاده شده که در میکروپروسسور ذخیره شده است جهت روند کاهش نور ادامه می‌یابد تا زمانی که دوباره ارتباط برقرار گردد. برای شناسایی هر واحد Lumen IQ به صورت جداگانه یک شماره سریال مخصوص داده شده است. در بخش مربوط به سرور این شماره با محل نصب آن روی یک نقشه محلی مرتبط شده تا بتوانیم از طریق نرم‌افزار پیشرفته نقشه‌یابی محل دقیق آن را پیدا کنیم.

- ✓ Field Data Collector: اطلاعات مربوط به یک مجموعه از واحدهای Lumen IQ را جمع‌آوری نموده و از طریق سیستم بیسیم به کامپیوتر مرکزی که نرم‌افزار و نمایش را در بر دارد، ارسال می‌کند.
- ✓ Central Data Collector: واحدهای Lumen IQ بوسیله یک سرور که شامل یک نرم‌افزار جمع‌آوری اطلاعات مرکزی (CDC) است، کنترل می‌شود. CDC اطلاعات ارسالی از واحدهای Lumen IQ توسط FDC را دریافت نموده و پس از هماهنگ کردن داده‌ها آنها را به Data server ارسال می‌کند.
- ✓ Data server: اطلاعات دریافت شده از واحدهای Lumen IQ را در خود ذخیره می‌کند و اطلاعات را جهت استفاده در کامپیوتر مشترک از طریق یک واسطه وب فراهم می سازد. این اطلاعات دارای رمز حفاظتی می‌باشند و از طریق یک وب سایت توسط مشترک قابل دسترس است و به همین شکل امکان ارسال اطلاعات به چراغ‌های خیابانی نیز وجود دارد. این سرور شامل نرم‌افزار خاصی است که دارای نقشه‌یاب مایکروسافت می‌باشد تا اطلاعات مکانی را فراهم آورد.

مزایای استفاده از سیستم هوشمند پایش و کنترل روشنایی معابر به صورت زیر بیان می‌شود:

- ✓ اندازه‌گیری دقیق مصرف توان: در حال حاضر تعیین بهای انرژی که توسط روشنایی معابر مصرف میشود براساس ساعات روشن بودن سیستم و بدون اندازه‌گیری توان مصرف شده صورت می‌گیرد. فناوری Lumen IQ قابلیت اندازه‌گیری دقیق توان صرفنظر از حالت چراغ (در حالت کاهنده یا غیرکاهنده) را دارد. با استفاده از این فناوری، صورت‌حساب توان مصرف شده دقیق چراغها قابل محاسبه بوده و ضعف مربوط به پرداخت بها براساس ساعات مصرف از بین می‌رود. ضمن اینکه کاهش مصرف انرژی ناشی از کم شدن نور چراغها در بعضی از ساعات شب در نظر گرفته خواهد شد. اطلاعات جمع‌آوری شده توسط واحدهای Lumen IQ به منظور صدور صورتحساب توسط شرکت تولیدکننده انرژی از طریق وب سایت مربوطه قابل دسترسی می‌باشد.
- ✓ کاهش مصرف انرژی: برآورد می‌شود استفاده از این فناوری حدود ۴۰ درصد کاهش مصرف انرژی را به دنبال داشته باشد. کاهش نور باید تا حدی باشد که از مقدار استاندارد کمتر نشود، این حدود استاندارد براساس حجم عبور و مرور عابرین پیاده مشخص می‌گردد. در فناوری Lumen IQ کاهش مصرف انرژی دارای نسبت یک به یک با نور خروجی نبوده و دلیل آن تلفات الکتریکی در بالاست‌های القایی است. تست‌های آزمایشگاهی نشان می‌دهد که ۵۰ درصد کاهش نور تقریباً باعث کاهش ۴۰ درصد مصرف انرژی ورودی می شود. البته بالاست‌های الکترونیکی دارای بازده بالاتری نسبت به بالاست‌های القایی هستند.
- ✓ کنترل نور روشنایی معابر: هدف از روشنایی معابر فراهم ساختن دید راحت، دقیق و سریع در شب است. تحقیقات نشان داده که نصب سیستم‌های روشنایی در معابر پر تردد باعث کاهش تصادفات و ایجاد امنیت برای وسایل نقلیه و عابرین پیاده می شود. میزان روشنایی فراهم شده برای معابر معمولاً براساس دو معیار مهم مهندسی تعیین می‌گردد که یکی نوع معبر است و دیگری حجم عبور و مرور عابرین پیاده. مقادیر

استاندارد IESNA در جدول (۵-۶) نشان داده شده است و همانطور که از جدول مشخص است برای حجم عبور و مرور بیشتر عابرین پیاده، سطح روشنایی بالاتری مورد نیاز است. حجم عبور و مرور عابرین با تعدادشان در پیادهرو در یک طول مشخص (به عنوان مثال ۲۰۰ متر) و در یک ساعت از شب (به عنوان مثال ۶ تا ۷ بعد از ظهر) طبقه‌بندی می‌گردد. زمان انتخاب شده معمولاً پر ترددترین ساعت رفت و آمد عابرین پیاده است. اگر بیشتر از ۱۰۰ نفر شمرده شود، در سطح بالا، بین ۱۱ تا ۹۹ نفر، متوسط و کمتر از ۱۰ نفر در سطح پایین طبقه‌بندی قرار می‌گیرند. با توجه به حجم عبور و مرور، حداقل مقدار روشنایی از جدول (۱-۶) مشخص می‌گردد. تعداد عابرین در سراسر ساعات شب ثابت نمی‌ماند و همچنین در اواخر شب و نزدیک ساعات صبح به طور قابل ملاحظه‌ای تعداد آنها کم می‌شود. در شرایط خاصی نیز مانند اواخر هفته، جشن‌ها و فستیوال‌ها تعداد عابرین احتمالاً افزایش می‌یابد. به کارگیری Lumen IQ برای کاهش مصرف انرژی به تغییرات عبور و مرور عابرین بستگی دارد. سازنده Lumen IQ مدعی است که کاهش کنترل شده نور برای هر چراغ به طور جداگانه انجام می‌پذیرد که این کاهش نور، تأثیری در منحنی پخش نور چراغ‌ها و ضریب یکنواختی نخواهد داشت. مسئولین اطلاعات خیلی کمی در مورد سطح عبور و مرور عابرین پیاده دارند، در صورتی که صرفه‌جویی در انرژی به صورت دقیق، لازمه درک روند صحیح حجم عبور و مرور عابرین پیاده است. برای کاهش مصرف انرژی در این نوع معابر براساس استاندارد IESNA مقدار شار نوری چراغها به سطوح متوسط و کم عابرین پیاده تقلیل می‌یابد که به ترتیب برابر ۳۰ درصد و ۵۰ درصد کاهش نور خواهد بود. تست‌های آزمایشگاهی نشان داده که به ازای کاهش ۵۰ درصدی نور ۴۰ درصد کاهش مصرف انرژی را خواهیم داشت. وقتی دستور کاهش نور ارسال می‌شود، Lumen IQ مقدار نور لامپ را در یک مقطع ۵ دقیقه‌ای با بازه‌های یک درصدی افزایش، تقلیل خواهد داد. طبق نظر کارشناسان روشنایی، تغییرات یک درصدی نور واقعاً محسوس نیست و همچنین کاهش ۵۰ درصدی نور طی ۵ دقیقه برای تطابق دید افراد نیز مناسب است. کاهش مصرف انرژی با استفاده از کاهش نور به عوامل مختلفی بستگی دارد که به شرح ذیل بیان می‌گردد.

- ✓ شناسایی معابر منتخب برای کاهش نور: مسئولین ممکن است تشخیص دهند که معبر باید تحت نور موجود باقی بماند و امکان استفاده از سیستم کاهش نور وجود ندارد. ساعاتی که امکان کاهش نور وجود دارد:
  - مادامی‌که فرض شده در اکثر معابر نیمه شبها و صبح خیلی زود با کاهش قابل توجه عابرین مواجه هستیم، لازم است که زمان تغییرات و سطح دقیق عبور و مرور عابرین پیاده مشخص شود
  - مشخص شده باشد که میزان تصادفات افزایش نیافته است: زیرا روشنایی واحد سنجشی برای ایمنی معابر بوده و ضمناً برای ارگان‌هایی نظیر اداره پلیس، دادگستری و شرکت‌های بیمه نیز تعداد تصادفات تحت شرایط کاهش نور حائز اهمیت است و اگر نتایج مثبت بود این کاهش مجاز است.

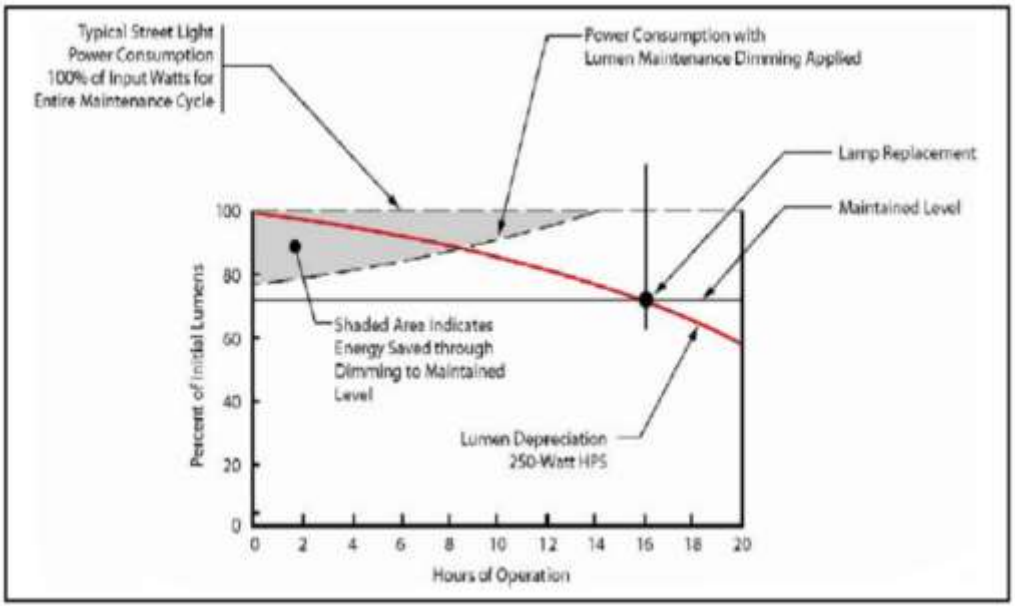
معمولاً روشنایی معابر که اکثراً با لامپ‌های تخلیه‌ای پر فشار (HID) تأمین می‌شود، طوری طراحی می‌گردد که سطح پایین روشنایی را فراهم سازد. به دلیل اینکه انواع لامپ‌های HID مثل لامپ‌های بخار سدیم و متال هالید در طی عمر خود کاهش شار نوری دارند، طراحان باید سطح روشنایی بالاتری از حد پایین استاندارد، برای ابتدای نصب در نظر بگیرند.

DOI:10.30503/nripress.2020.210

جدول (۵-۶): مقادیر استاندارد بر اساس *IESNA* [۳۰]

Road and Pedestrian Conflict Area		Pavement Classification			Uniformity ratio	Veiling luminance ratio
Road	Pedestrian conflict area	R1	R2 & R3	R4	E_{avg} / E_{min}	L_{vmax} / L_{avg}
Freeway Class A		6 lx	9 lx	8 lx	3.0	0.3
Freeway Class B		4 lx	6 lx	5 lx	3.0	0.3
Expressway	High	10 lx	14 lx	13 lx	3.0	0.3
	Medium	8 lx	12 lx	10 lx	3.0	0.3
	Low	6 lx	9 lx	8 lx	3.0	0.3
Major	High	12 lx	17 lx	15 lx	3.0	0.3
	Medium	9 lx	13 lx	11 lx	3.0	0.3
	Low	6 lx	9 lx	8 lx	3.0	0.3
Collector	High	8 lx	12 lx	10 lx	4.0	0.4
	Medium	6 lx	9 lx	8 lx	4.0	0.4
	Low	4 lx	6 lx	5 lx	4.0	0.4
Local	High	6 lx	9 lx	8 lx	6.0	0.4
	Medium	5 lx	7 lx	6 lx	6.0	0.4
	Low	3 lx	4 lx	4 lx	6.0	0.4

به کارگیری فناوری Lumen IQ این امکان را فراهم می‌سازد که چراغ در تمام دوره بهره‌برداری در سطح پایین روشنایی خود کار کند که منتج به کاهش مصرف انرژی خواهد شد. برای تحقق این امر Lumen IQ را برنامه‌ریزی میکنند که در ابتدای دوره بهره‌برداری نور را به سطح پایین کاهش دهد و با گذشت زمان در طول بهره‌برداری آن را به سطح بالاتری برساند. مقدار کاهش مصرف انرژی در نمودار شکل (۵-۱۶) نشان داده شده است.



شکل (۵-۱۶): نمودار کاهش مصرف انرژی روشنایی معابر با استفاده از فناوری Lumen IQ [۳۰]

نتایج تحقیقات انجام شده در پرنس جورج کانادا نشان‌دهنده قابلیت بالای بازگشت سرمایه در ۷/۴ سال می‌باشد و بررسی انجام شده برای یک معبر ۴ بانده در شهر پرنس جورج بوده است. محاسبات سیستم روشنایی براساس ضوابط و استانداردهایی که توسط کمیته روشنایی آمریکای شمالی IESNA تدوین شده، انجام شده است. این پروژه شامل

۲ قسمت بوده که در قسمت شرقی محل مورد نظر تردد افراد پیاده زیاد و در قسمت غربی تردد افراد پیاده متوسط است. نتایج حاصل از محاسبات در جدول (۵-۷) ارائه شده است. برای قسمت شرقی حدود قابلیت کاهش نور برابر با ۵۰ درصد می‌باشد که از سطح پرتردد به سطح متوسط است و برای قسمت غربی حدود قابلیت کاهش نور برابر با ۳۰ درصد است که از سطح تردد متوسط به کم می‌باشد. زمان استفاده از سیستم کاهنده نور بین ساعت ۸ شب تا ۶ صبح در نظر گرفته شده است. اگرچه پارامترهای مشخصی در طراحی سیستم دخالت دارند ولی بدست آوردن زمان مناسب برای کاهش نور کار مشکلی است. دقت این موضوع بستگی به زمان طلوع و غروب خورشید دارد. اگرچه این زمان با توجه به فصول تغییر میکند ولی به طور متوسط زمان روشن بودن حدود ۸ ساعت در شبانه روز در نظر گرفته می‌شود، و کاهش نور در این زمان انجام می‌گیرد، که با این فرض حدود ۲۹۲۰ ساعت در سال می‌شود. با توجه به اینکه یک سیستم روشنایی مجهز به فتوسل حدود ۴۱۰۰ ساعت در طول سال کار می‌کند حدود ۷۱ درصد آن قابل کنترل با کاهش‌دهنده‌های نوری خواهد بود. برای پروژه پرنس جورج در کل طول خیابان تا حدود ۴۰ درصد از روشنایی قابل کنترل می‌باشد. به دلیل اینکه از ساعت ۸ شب به بعد می‌توان از سطح بالای حجم عابرین به سطح متوسط، مقدار روشنایی را تا ۵۰ درصد کاهش داد و همچنین تا ۳۰ درصد هم برای کاهش از سطح متوسط به کم عابرین، می‌توانیم نور را تقلیل دهیم، که متوسط آن ۴۰ درصد می‌شود. هزینه‌های اضافی برای نصب و بهره‌برداری از Lumen IQ شامل تجهیزات کامپیوتری و سیستم مدیریتی آن می‌شود. همچنین هزینه ماهیانه استفاده از سیستم مخابراتی بیسیم حدود ۰/۰۷ دلار برای هر قطب برآورد می‌شود. سیستم نقشه و جایابی با استفاده از نرم‌افزار Microsoft pointer map برای هر نقشه تقریباً برابر با ۲/۶ دلار در هر روز برای یک شهر به اندازه ونکوور کانادا می‌باشد. همچنین طبق گزارش‌های Hydro BC power کانادا هزینه جاری تعمیر و نگهداری سیستم حدود ۳ نفر ساعت در هر روز می‌باشد.

جدول (۵-۷): مقایسه مقادیر محاسبه شده با استاندارد IESNA [۳۰]

منطقه موردنظر	قسمت شرقی خیابان	قسمت غربی خیابان
سطح تردد افراد پیاده	زیاد	متوسط
سطح شدت روشنایی *(Lux)*	۱۷/۶	۱۳/۵
سطح شدت روشنایی بر اساس *IESNA (Lux)*	۱۷	۱۳
یکنواختی محاسبه شده (E_{ave}/E_{min})	۱۲/۶	۹
یکنواختی بر اساس *IESNA* (E_{ave}/E_{min})	۳	۳

بازگشت سرمایه هزینه نصب تجهیزات Lumen IQ تقریباً برابر با ۱۳۵ دلار کانادا است که شامل قطعات و نیروی انسانی میباشد. البته شامل نصب قطعات در پایه‌های روشنایی و هزینه تعمیر و نگهداری آن نیست که برای این پروژه با حدود ۱۷۰ چراغ در شهر پرنس جورج حدود ۲۲۹۵۰ دلار کانادا می‌شود. هزینه بازگشت سرمایه برای هر سال و برای ۱۷۰ چراغ برابر با ۳۰۹۷/۶۸ دلار کانادا است که از محل صرفه‌جویی انرژی از کاهش نور چراغها حاصل می‌شود و بدان معنی است که هر قطعه Lumen IQ می‌تواند هزینه خودش را از طریق صرفه‌جویی انرژی در حدود ۷/۴ سال بدست آورد. در وهله اول بعضی از ارگان‌های وابسته به شهرداری از مدیریت تعمیر و نگهداری سیستم Lumen IQ بهره خواهند برد اگرچه بعضی از این نوع سیستم‌ها نظیر Telemics موجود است ولی این سیستم‌ها قابلیت کاهش نور و اعلام خرابی سیستم را همان‌گونه که Lumen IQ فراهم می‌کند، ندارند. البته این نکته قابل ذکر است که قیمت انرژی در منطقه ذکر شده نسبت به سایر قسمت‌های آمریکای شمالی ارزانتر است، برای مناطقی که هزینه انرژی بالاتر است، بازگشت سرمایه خیلی سریعتر خواهد بود [۳۰].

۵-۱۵. ماژول صنعتی جهت پایش و مدیریت هوشمند روشنایی

با هماهنگی کمیته اتوماسیون شرکت توزیع نیروی برق جنوب استان کرمان، فاز سنجش سیستم طراحی و ساخته شده کنترل هوشمند روشنایی معابر آغاز شد که در آن، نصب و راه‌اندازی سیستم کنترلی که بر این اساس طراحی شده است در شهرستان‌های بم و قلعه‌گنج انجام و در مدت حدود یک ماه، بیش از ۴۰ درصد کاهش مصرف حاصل شد. این آمار با نصب دستگاه پاور میتر توسط دفتر مهندسی و پایش مصرف در مدت مذکور بدست آمد. متعاقب ارائه نتایج طرح، در خرداد ماه سال ۹۸، پروژه ساخت تعداد ۲۵ دستگاه ماژول هوشمند کنترل روشنایی معابر کلید خورد و در مدت کمتر از یک ماه، ماژول جدید با نظرات و اصالحات مد نظر کارفرما ساخته و در شبکه روشنایی شهرستان سیرجان نصب گردید. در این سیستم نه تنها ماژول‌های کنترلی جدیدی طراحی و ساخته شد، بلکه قابلیت‌های سیستم هوشمند کنترل روشنایی معابر از جمله استفاده از اطلاعات اقلیمی و ترافیکی نیز در سیستم لحاظ گردیده است [۳۱].

❖ مشخصات ساعت نجومی هوشمند پایش از دور [۳۱]

به طور خلاصه این محصول عملکرد ساعت نجومی سه فاز، قابلیت کنترل از راه دور، اندازه گیری پارامترهای مصرف فیدر روشنایی و کنترل هوشمند روشنایی بر اساس وضعیت لحظه‌ای روشنایی محیط و تردد خودروها را در یک مجموعه فراهم آورده است. این سیستم به صورت محلی و از راه دور قابل برنامه‌ریزی و تنظیم بوده و عملکرد آن می‌تواند در کاهش مصرف انرژی الکتریکی، به ویژه در ساعات پیک مصرف تاثیر قابل ملاحظه‌ای داشته باشد.



شکل (۵-۱۷): ساعت نجومی هوشمند پایش از راه دور L-RCU [۳۱]

مدیر سیستم در این مجموعه می‌تواند بارهای روشنایی را از راه دور و به تفکیک فاز وارد سرویس نموده یا از سرویس خارج نماید. همچنین این امکان وجود دارد که تنظیمات ثابت روزانه و به صورت مجزا برای هر فیدر و هر فاز، بر اساس زمان رسمی یا اوقات محلی برای تجهیز ارسال گردیده و عملکرد آن را به صورت منظمی تنظیم نماید .علاوه بر آن، قابلیت ارتباط با سنسورهای ترافیکی و پایش و کنترل روشنایی براساس نوع و نیاز معبر و با توجه به استانداردهای

طراحی روشنایی معابر در این تجهیز دیده شده است. بر این اساس، روشنایی بهینه معبر در هر لحظه قابل محاسبه و اعمال خواهد بود .این قابلیت با پشتوانه تحقیقات میدانی و تئوری که در این خصوص انجام گرفته است از ویژگی‌های منحصر به فردی است که در این مجموعه وجود دارد. برخی از قابلیت‌های این سیستم به شرح زیر است [۳۱]:

- تنظیم ساعت نجومی سه فاز و کنترل هر فاز بصورت مستقل
- مودم GSM قابل ارتقا به GPRS
- قابلیت اتصال به نرم افزار SCADA
- اندازه‌گیری ولتاژ، جریان و توان ظاهری سه فاز
- سه عدد خروجی رله‌ای دیجیتال
- سه عدد ورودی دیجیتال
- دو عدد ورودی آنالوگ 0-24 V DC
- تاریخ شمسی
- LCD گرافیکی جهت نمایش و تنظیمات دستگاه
- قابلیت قرائت سنسورهای ترافیکی و روشنایی و کنترل هوشمند براساس وضعیت تردد و روشنایی محیط
- قابلیت تنظیم ساعت نجومی/تایمر و کنترل خروجی‌ها از طریق LCD و شبکه GSM
- مانیتورینگ و فرمان از طریق نرم افزار Android
- نمایش وضعیت خروجی‌های دیجیتال و ورودی‌های آنالوگ برروی LCD گرافیکی
- نمایش زمان‌های خاموشی و روشنی هر فاز به صورت جداگانه

علاوه بر موارد مطرح شده، انعطاف‌پذیری و سازگاری این تجهیز با ساختار کنونی فیدرهای موجود و لذا عدم نیاز به سرمایه‌گذاری برروی فیدرها، عدم نیاز به ارتباط با مرکز جهت محاسبات ساعت نجومی، قابلیت عیب‌یابی و تست سیستم از راه دور از دیگر مزیت‌های آنست. به ادعای سازنده، سیستم مذکور قابلیت توسعه و پایش در سیستم‌های SCADAرا داشته و می‌تواند در افزایش رویت‌پذیری و کنترل‌پذیری شبکه توزیع سهم به سزایی داشته باشد . همچنین، در صورت بررسی و تایید سیستم فوق قابلیت جایگزین شدن با کنتورهای روشنایی را نیز دارد. در این صورت از نظر هزینه بسیار مقرون به صرفه خواهد بود [۳۱].

نصب کنتاکتور، بالانس بار و نحوه تقسیم چراغ‌ها: قبل از آغاز مراحل نصب و خرید کنتاکتور، ابتدا بار کلیه فیدرهای هدف اندازه‌گیری شده تا کنتاکتور تک فاز و متناسب با جریان هر فیدر تامین گردد. با توجه به نوع کارکردی که برای سیستم فوق در نظر گرفته شده است، تعداد چراغ‌های روشنایی روی هر فاز فیدر روشنایی به صورت مساوی با فازهای دیگر تقسیم می‌گردد. در این صورت علاوه بربالانس بار و کاهش تلفات در شبکه روشنایی، در صورت استفاده از این سیستم هوشمند، تقسیم و کاهش مصرف روشنایی در ساعات مختلف، با یکنواختی روشنایی و کاهش ملایم در آن همراه خواهد بود. پست‌های دارای سه فیدر روشنایی مستعدترین مکان‌ها برای نصب این سیستم هستند. در این صورت، با قطع سه فاز مختلف از سه فیدر کمترین عدم تعادل به شبکه تحمیل می‌شود. جبران عدم تعادل ناشی از تفاوت در تعداد چراغ‌ها در هر فیدر را می‌توان با اختصاص تعدادی از چراغ‌های یک فیدر به فیدر مجاور و یا در نظر گرفتن بار سایر مشترکین کاهش داد. در طی نصب سیستم فوق ملاحظه شد برخی فیدرهایی که سیستم مذکور بر روی آنها نصب شده، بالانس نبوده و چه به لحاظ نوع تقسیم چراغها بر روی سه فاز و چه به واسطه سوختن و از سرویس خارج شدن تعدادی از لامپ‌ها، در حال حاضر با تقسیم بار فیدرها، روشنایی یکنواخت و مساوی بین فازهای

مختلف وجود ندارد. این مساله باعث می‌شود با عملکرد مودم روشنایی، در بعضی مکان‌ها صرفه‌جویی مناسب نداشته یا با خاموش شدن یک فاز روشنایی، بخش اعظم روشنایی فیدر از دست رفته و عملا فیدر خاموش گردد. لذا لازم است جهت بهره‌وری بهتر در این طرح، برنامه‌ریزی جهت اصلاح و بالانس مصرف روشنایی روی سه فاز در دستور کار قرار گیرد [۳۱].

نرم‌افزار کنترل: در حال حاضر نرم‌افزار اولیه کنترل این سیستم به صورت Android طراحی شده که از طریق گوشی تلفن همراه قابل فرمان‌دهی و پایش است. پایش وضعیت دستگاه‌ها، ارسال فرامین کنترلی و تنظیم زمان دستگاه و برخی پارامترهای دیگر از طریق گوشی موبایل در حال حاضر امکان‌پذیر می‌باشد. لیکن با توجه به نیازهای امنیتی، این فرامین تنها از سیم کارت‌هایی که قبلا در دستگاه‌ها تنظیم شده‌اند قابل ارسال و اعمال است [۳۱].



شکل (۵-۱۸): نرم‌افزار کنترل روشنایی معابر [۳۱]

۵-۱۶. سامانه تسویه بار[۱] در شرکت‌های توزیع Alberta

در [۳۲]، مفهوم صورت‌حساب بارهای اندازه‌گیری نشده (UFE)[۲] معرفی شده است. UFE برای هر ساعت و هر بار اندازه‌گیری نشده متعلق به یک خرده‌فروش محاسبه می‌شود.

$$U_{si} = UF_i.W_{si}.(E_{si} + PL_{si} + SL_{si});\ \ UF_i = \frac{U_i}{\sum_{s\in S_i} W_{si}.(E_{si} + PL_{si} + SL_{si})} \qquad (۱۴-۵)$$

U_{si}: UFE (کیلووات‌ساعت) تخصیص‌یافته به مکان (سایت) s در ساعت i

UF_i: ضریبی تضمین‌کننده تخصیص همه UFEها در ساعت i

E_{si}: مصرف انرژی (کیلووات‌ساعت) برای مکان s در ساعت i

PL_{si}: تلفات سیستم توزیع اولیه (کیلووات‌ساعت) تخصیصی به مکان s در ساعت i

[۱] Load settlement system

[۲] Unaccounted for Energy (UFE)

SL_{si}: تلفات سیستم توزیع ثانویه (کیلووات‌ساعت) تخصیصی به مکان s در ساعت i

U_i: UFEکل (کیلوواتساعت) در ساعت i

W_{si}: برابرست با ۰ برای مکان‌های فاقد UFE و ۱ برای دیگر مکان‌ها در ساعت i

S_i: مجموعه همه مکان‌های برق‌رسانی شده در ساعت i

تلفات انرژی سیستم توزیع اولیه برای هر ساعت به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$PL_i = A_{P0} + A_{P2}D_i^2 \qquad (۱۵-۵)$$

PL_i: تلفات سیستم توزیع اولیه (کیلووات‌ساعت) در ساعت i

D_i: کل انرژی (کیلووات ساعت) تحویلی به سیستم توزیع در ساعت i

A_{P0}, A_{P2}: ضرایب تلفات سیستم توزیع اولیه

اگر هیچ ترانسفورماتوری در سیستم توزیع اولیه وجود نداشته باشد، ضریب A_{P0} برابرست با صفر. همچنین ضریب A_{P2} برای سال ۲۰۱۹ به صورت زیر محاسبه شده است:

$$A_{P2} = \frac{p_P I}{kE} = \frac{0.015197 \times 8760}{1.012464025 \times 9691161246} = 0.00000001356727 \qquad (۱۶-۵)$$

p_P: نسبت کل تلفات انرژی سالانه سیستم توزیع اولیه به کل انرژی سالانه تحویلی به سیستم توزیع بر اساس مطالعات historical

I: تعداد ساعت‌ها در سال

k: ضریب ثابت تعیین شده بر اساس شکل بار[۱] سیستم توزیع برای ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۷

E: انرژی پیش‌بینی شده تحویلی به سیستم توزیع برای سال ۲۰۱۹ (کیلووات‌ساعت)

تلفات انرژی سیستم توزیع ثانویه برای هر ساعت به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$SL_i = A_{S0} + A_{S2}D_i^2 \qquad (۱۷-۵)$$

SL_i: تلفات سیستم توزیع ثانویه (کیلووات‌ساعت) در ساعت i

D_i: کل انرژی (کیلووات‌ساعت) تحویلی به سیستم توزیع در ساعت i

A_{P0}, A_{P2}: ضرایب تلفات سیستم توزیع ثانویه که برای سال ۲۰۱۹ به صورت زیر محاسبه شده است:

$$A_{S0} = \frac{C_s p_S E}{I} = \frac{0.4 \times 0.025387 \times 9691161246}{8760} = 11,234.1417872 \qquad (۱۸-۵)$$

$$A_{S2} = \frac{p_S I(1-C_s)}{kE} = \frac{(0.025387)(8760)(1 - 0.40)}{(1.012464025)(9691161246)} = 0.00000001359904 \qquad (۱۹-۵)$$

p_S: نسبت کل تلفات انرژی سالانه سیستم توزیع ثانویه به کل انرژی سالانه تحویلی به سیستم توزیع بر اساس مطالعات historical

I: تعداد ساعت‌ها در سال

C_s: نسبت تلفات ثابت سالانه به تلفات سالانه کل در سیستم توزیع ثانویه

k: ضریب ثابت تعیین شده بر اساس شکل بار سیستم توزیع برای ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۷

E: انرژی پیش‌بینی شده تحویلی به سیستم توزیع برای سال ۲۰۱۹ (کیلووات‌ساعت)

تلفات سیستم توزیع ثانویه برای هر مکان s در ساعت i به صورت زیر محاسبه می‌شود:

[۱] Load shape

$$SL_{si} = SF_i.SA_s.E_{si};\ SF_i = \frac{SL_i}{\sum_{s\in S_i} SA_s E_{si}} \quad (۲۰-۵)$$

SL_{si}: تلفات ثانویه (کیلووات‌ساعت) تخصیصی به مکان s در ساعت i

SF_i: ضریب ثابت تضمین‌کننده تخصیص کل تلفات ثانویه در ساعت i

SA_s: ضریب تخصیص تلفات ثانویه برای گروه تلفاتی که مکان s متعلق به آنست (جدول ۱-۸)

E_{si}: مصرف انرژی برای مکان s در ساعت i

SL_i: کل تلفات سیستم ثانویه در ساعت i

تلفات سیستم توزیع اولیه برای هر مکان s در ساعت i به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$PL_{si} = PF_i.PA_s.(E_{si} + SL_{si});\ PF_i = \frac{PL_i}{\sum_{s\in S_i} PA_s(E_{si} + SL_{si})} \quad (۲۱-۵)$$

PF_i: ضریب ثابت تضمین‌کننده تخصیص کل تلفات اولیه در ساعت i

PA_s: ضریب تخصیص تلفات اولیه برای گروه تلفاتی که مکان s متعلق به آنست.

مصرف انرژی ساعتی، تلفات و UFE برای مکان‌های اندازه‌گیری شده و اندازه‌گیری نشده تجمعی به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$E_{si} = \frac{E_{sd}E_{rcgi}}{\sum_{i\in d} E_{rcgi}},\ \ L_{si} = \frac{L_{sd}L_{rcgi}}{\sum_{i\in d} L_{rcgi}},\ \ U_{si} = \frac{U_{sd}U_{rcgi}}{\sum_{i\in d} U_{rcgi}} \quad (۲۲-۵)$$

E_{si}: مصرف انرژی (کیلووات‌ساعت) برای مکان s در ساعت i

E_{sd}: مصرف انرژی (کیلووات‌ساعت) برای مکان s در روز d (از معامله WSD)[۱]

E_{rcgi}: مصرف انرژی (کیلووات‌ساعت) برای همه مکان‌هایی که متعلق به خرده فروش r، کلاس پروفیل c و گروه تلفات g هستند در ساعت i (از معامله WSD)

جدول (۵-۸): ضرایب تخصیص تلفات [۳۰]

[۱] From WSD transaction

Loss Group		Loss Group Code	Secondary Loss Allocation Factor (SA_s)	Primary Loss Allocation Factor (PA_s)
Loss Class	Service Level			
Residential	Secondary	RESSECN	0.0372	0.0115
Residential	Primary	RESPRIM	0	0.0115
Residential	Transmission	RESTRAN	0	0
REA and Co Farm	Secondary	FRMSECN	0.0346	0.017
REA and Co Farm	Primary	FRMPRIM	0	0.017
REA and Co Farm	Transmission	FRMTRAN	0	0
Small General Service	Secondary	COMSECN	0.0375	0.0113
Small General Service	Primary	COMPRIM	0	0.0113
Small General Service	Transmission	COMTRAN	0	0
Irrigation	Secondary	IRRSECN	0.0277	0.0166
Irrigation	Primary	IRRPRIM	0	0.0166
Irrigation	Transmission	IRRTRAN	0	0
Street Lighting	Secondary	STLSSECN	0.0392	0.0112
Street Lighting	Primary	STLSPRIM	0	0.0112
Street Lighting	Transmission	STLSTRAN	0	0
Private Lighting	Secondary	SENTSECN	0.04	0.0096
Private Lighting	Primary	SENTPRIM	0	0.0096
Private Lighting	Transmission	SENTTRAN	0	0
Oilfield	Secondary	OILSECN	0.0306	0.0256
Oilfield	Primary	OILPRIM	0	0.0256
Oilfield	Transmission	OILTRAN	0	0
Industrial < 2 MW	Secondary	INDSECN	0.03	0.0187
Industrial < 2 MW	Primary	INDPRIM	0	0.0191
Industrial < 2 MW	Transmission	INDTRAN	0	0
Industrial > 2 MW	Secondary	INPDSECN	0.0138	0.013
Industrial > 2 MW	Primary	INPDPRIM	0	0.0054
Industrial > 2 MW	Transmission	INPDTRAN	0	0

L_{si}: تلفات انرژی (کیلووات‌ساعت) برای مکان s در ساعت i

L_{sd}: تلفات انرژی (کیلووات‌ساعت) برای مکان s در روز d (از معامله WSD)

L_{rcgi}: تلفات انرژی (کیلووات‌ساعت) برای همه مکان‌هایی که متعلق به خرده فروش r، کلاس پروفیل c و گروه تلفات g هستند در ساعت i (از معامله WSD)

U_{si}: UFE (کیلووات‌ساعت) برای مکان s در ساعت i

U_{sd}: UFE (کیلووات‌ساعت) برای مکان s در روز d (از معامله WSD)

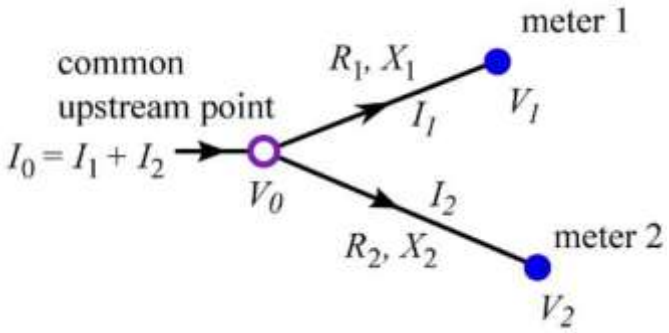
U_{rcgi}: UFE (کیلووات‌ساعت) برای همه مکان‌هایی که متعلق به خرده فروش r، کلاس پروفیل c و گروه تلفات g هستند در ساعت i (از معامله WSD)

۵-۱۷. شناسایی برق‌دزدی و بارهای اندازه‌گیری نشده به کمک اندازه‌گیری‌های AMI

در [۳۳]، روش گروه‌بندی bottoms-up برای شناسایی موارد برق‌دزدی و بارهای اندازه‌گیری نشده پیشنهاد شده است. گروه‌بندی bottoms-up به اندازه‌گیری کامل در پایین دست هر نقطه گروه‌بندی متکی است. اگر بار از دست رفته[1] وجود داشته باشد، دقت روش گروه‌بندی کاهش می‌یابد. با استفاده از این ویژگی می‌توان بارهای اندازه‌گیری نشده و برق‌دزدی را شناسایی نمود. دو دستگاه اندازه‌گیری مطابق شکل (۵-۱۹) در نظر بگیرید. با معلوم بودن مقادیر I_1, I_2, V_1, V_2 و با استفاده از رگرسیون خطی مقادیر R_1, X_1, R_2, X_2, V_0 تخمین زده می‌شود:

[1] Missing load

DOI:10.30503/nripress.2020.210



شکل (۵-۱۹): دو دستگاه اندازه‌گیری متصل به یک نقطه بالادست [۳۳]

$$V_{drop} = R.I_R + X.I_X \quad (۲۳-۵)$$

$$V_0 = V_1 + R_1.I_{1,R} + X_1.I_{1,X} = V_2 + R_2.I_{2,R} + X_2.I_{2,X} \quad (۲۴-۵)$$

$$V_1 = \beta_0 + \beta_1.V_2 + R_2.I_{2,R} + X_2.I_{2,X} + R_1.(-I_{1,R}) + X1.(-I_{1,X}) \quad (۲۵-۵)$$

β_0، β_1، R_1، X_1، R_2 و X_2 ضرایب رگرسیون هستند. ضرایب β_0 و β_1 در بهبود مقادیر R^2 تاثیرگذارند. داده‌های ورودی به مدل رگرسیون شامل سری‌های زمانی ولتاژ به دست آمده از دستگاه اندازه‌گیری (V_1 و V_2) و مولفه‌های اکتیو و راکتیو جریان در هر دستگاه اندازه‌گیری ($I_{1,R}, I_{1,X}, I_{2,R}, I_{2,X}$) هستند و داریم:

$$I_{i,R} = \frac{P_i}{V_i},\ I_{i,X} = \frac{Q_i}{V_i} \quad (۲۶-۵)$$

که در آن V_i ولتاژ متوسط در کنتور i (در ولتاژ نامی ۲۴۰ ولت)، P_i توان اکتیو متوسط در کنتور i (W) و Q_i توان راکتیو متوسط در کنتور i (VAr) است. با مقاومت و راکتانس خط که به دست آمده است، ولتاژ نقطه مشترک[۱] (V_0) (تخمین زده می‌شود:

$$\begin{cases} V_{0,est_1} = V_1 + R_1.I_{1,R} + X_1.I_{1,X} \\ V_{0,est_2} = V_2 + R_2.I_{2,R} + X_2.I_{2,X} \\ V_0 = 0.5 \times (V_{0,est_2} + V_{0,est_1}) \end{cases} \quad (۲۷-۵)$$

مراحل الگوریتم گروه‌بندی به صورت زیر بیان می‌گردد:

۱. با یک مجموعه دستگاه‌های اندازه‌گیری که گروه‌بندی می‌شوند (set A) شروع می‌کنیم. هر دستگاه اندازه‌گیری دارای سری‌های ولتاژ، وات، و VAr متوسط است.

۲. برای هر دستگاه اندازه‌گیری i مدل رگرسیون (۱-۲۵) جفت شده با هر کنتور دیگر متعلق به مجموعه A، حل می‌شود.

۳. کنتور j که بیشترین مقدار R^2 را در رگرسیون با کنتور i دارد بردارید.

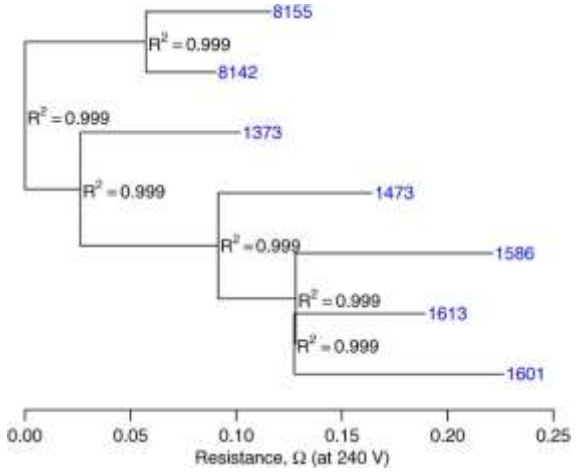
۴. برای هر جفت کنتور جدید نزدیک به جفت کنتورهای i و j، رزیستانس‌ها و راکتانس‌های خط را برای هر شاخه از مدل رگرسیونی ذخیره کنید. همچنین ولتاژ را از (۱-۲۷) و توان‌های اکتیو و راکتیو را در نقطه مشترک به دست آورید. این مرحله منجر به تشکیل یک نقطه اندازه‌گیری جدید k خواهد شد.

۵. دستگاه‌های اندازه‌گیری i و j را از مجموعه A حذف کنید. نقطه اندازه‌گیری جدید k را به مجموعه A اضافه کنید.

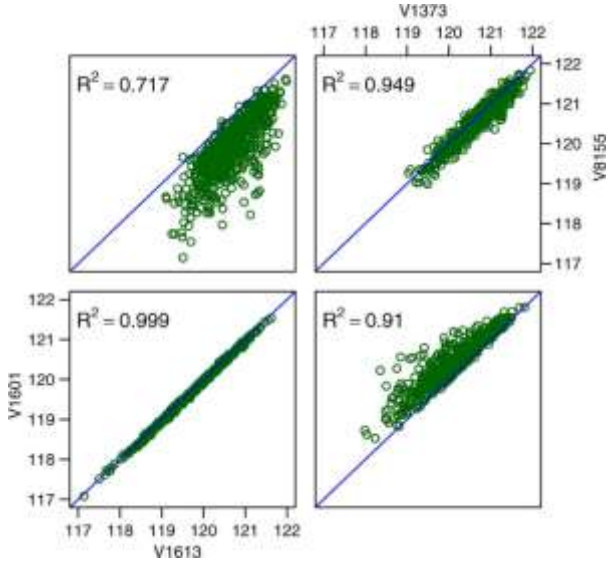
[۱] Common point voltage

۶. الگوریتم را از مرحله ۲ تکرار کنید تا زمانی‌که همه کنتورها با هم جفت شده باشند.

نتایج این الگوریتم که بر روی مجموعه‌ای از کنتورهای دو شبکه ثانویه نزدیک به هم بر مبنای داده‌های اندازه‌گیری ۳۰ روزه پیاده‌سازی شده، در شکل (۵-۲۰) نشان داده شده است. جفت سازی کنتورها با دستگاه‌های اندازه‌گیری ۱۶۰۱ و ۱۶۱۳ شروع می‌شود. شکل (۵-۲۱) ولتاژ چهار کنتور را در یک دوره زمانی ۳۰ روزه نشان می‌دهد. سه کنتور در یک شبکه ثانویه قرار دارند. در این شکل نشان داده شده است که چگونه ولتاژ اندازه‌گیری شده دو کنتور مقایسه می‌شود و کنتورهای ۱۶۰۱ و ۱۶۱۳ بیشترین همبستگی را دارند و بنابراین این دو کنتور نزدیک به هم هستند. در شکل (۵-۲۰) برای هر جفت کنتورها، مقدار R^2 گزارش شده است. طول هر شاخه بر مبنای رزیستانس خط از مدل رگرسیون تخمین زده می‌شود. هر دو شبکه ثانویه از یک ترانسفورماتور ۲۵ کیلوولت‌آمپر تغذیه می‌شوند. گروه‌بندی ثانویه از بالا (کنتورهای ۸۱۴۲ و ۸۱۵۵) طول ثانویه بین ترانسفورماتور و اولین نقطه انشعاب دارد. شرکت توزیع مدل‌های امپدانسی را برای شبکه‌های ثانویه بر اساس داده‌های GIS دارد. در شکل (۵-۲۲)، اتصالات و رزیستانس‌های مدل GIS را با مدل به دست آمده از الگوریتم گروه‌بندی bottoms-up مقایسه شده است.

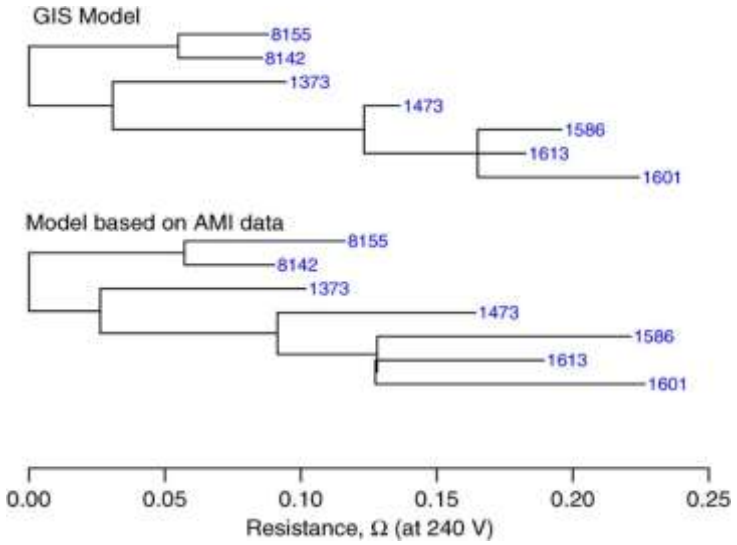


شکل (۵-۲۰): گروه‌بندی Bottoms-up کنتورها در شبکه‌های ثانویه [۳۳]



شکل (۵-۲۱): ولتاژهای جفت کنتورهای مشترکین (در ولتاژ ۱۲۰ ولت) [۳۳]

DOI:10.30503/nripress.2020.210



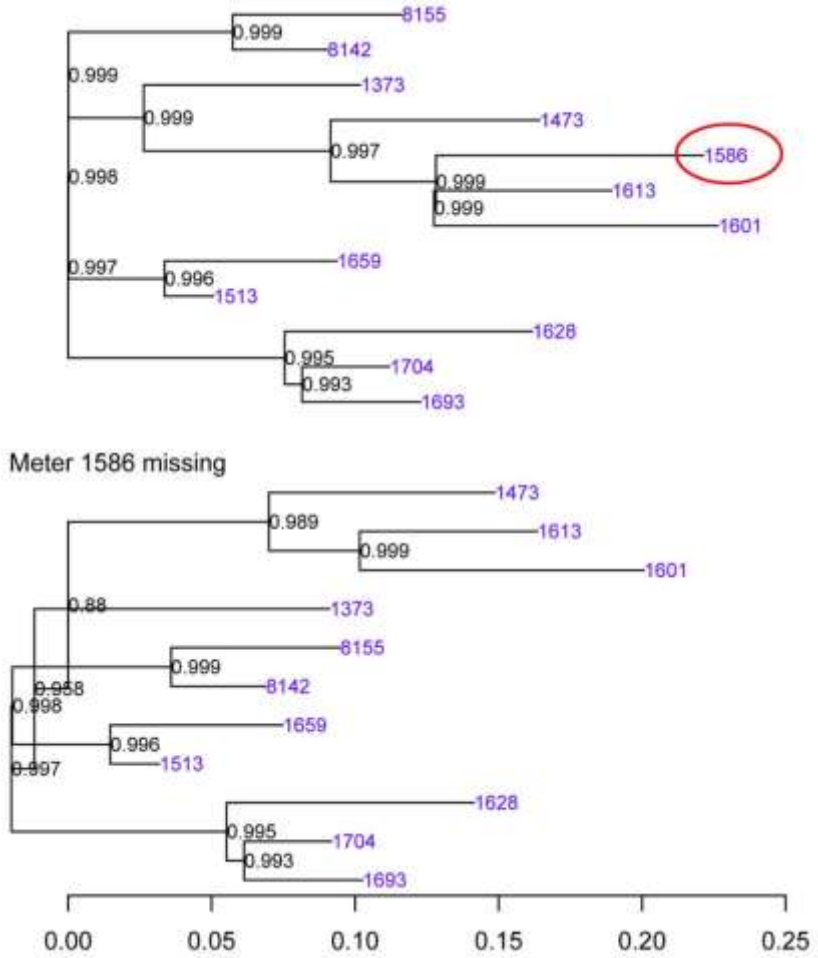
شکل (۵-۲۲): مقایسه مدل GIS و مدل به دست آمده از الگوریتم bottoms-up [۳۳]

برای شناسایی بارهای اندازه‌گیری نشده مراحل زیر پیشنهاد شده است [۳۳]:

۱. اجرای الگوریتم گروه‌بندی bottoms-up برای هر ترانسفورماتور سیستم. اگر مقدار R^2 برای یک گروه‌بندی کمتر از مقدار آستانه تعیین شده باشد، بار به احتمال زیاد اندازه‌گیری نشده است.

۲. برای هر ترانسفورماتور، ترانسفورماتور دیگری بیابید که به لحاظ R^2 با آن ترانسفورمر شباهت زیاد داشته باشد. اگر مقدار R^2 برای این گروه‌بندی کمتر از مقدار آستانه باشد، بار به احتمال زیاد اندازه‌گیری نشده است.

در شکل (۵-۲۳)، یک شبکه ثانویه با ۴ ترانسفورمر و بار از دست رفته (missing load) نشان داده شده است. مقادیر R^2 کاهش یافته و امپدانس‌ها منفی هستند که نشان‌دهنده آنست که برای محاسبه اختلاف ولتاژ، بار کافی روی ثانویه وجود ندارد.



شکل (۵-۲۳): مثالی از الگوریتم bottoms-up در شبکه ثانویه دارای بار از دست رفته [۳۳]

۵-۱۸. برق‌دزدی از طریق اتصال غیرمجاز یا دستکاری لوازم اندازه‌گیری

تلفات غیرفنی (NTLs)[۱] شبکه‌های توزیع نیروی برق به دلایلی چون برق‌دزدی یا اتصال غیرمجاز به شبکه[۲]، دستکاری کنتورها[۳]، معیوب بودن دستگاه‌های اندازه‌گیری و قرائت اشتباه کنتور، رو به افزایش است. برق‌دزدی به عنوان هرگونه استفاده غیرقانونی از برق در مکان‌هایی که دستگاه اندازه‌گیری مصرف مشترکین نصب نشده (اتصال غیرمجاز به شبکه یا Theft) یا دستکاری شده (Fraud) باشد، تعریف می‌شود و همواره عامل کاهش درآمد شرکت‌های توزیع بوده است. انواع تلفات غیرفنی و نقاط آسیب‌پذیر شبکه در شکل (۵-۲۴) نشان داده شده است. خط پر نشان‌دهنده اتصال فیزیکی و خط‌چین نشان‌دهنده ارتباطات مخابراتی بوده و شماره‌گذاری ۱ تا ۸ بیانگر موارد زیر است:

۱. خط توزیع بین ترانسفورماتور MV/LV و مصرف‌کننده
۲. نرم‌افزار دستگاه اندازه‌گیری[۴]
۳. سخت‌افزار و مولفه‌های فیزیکی دستگاه اندازه‌گیری

---

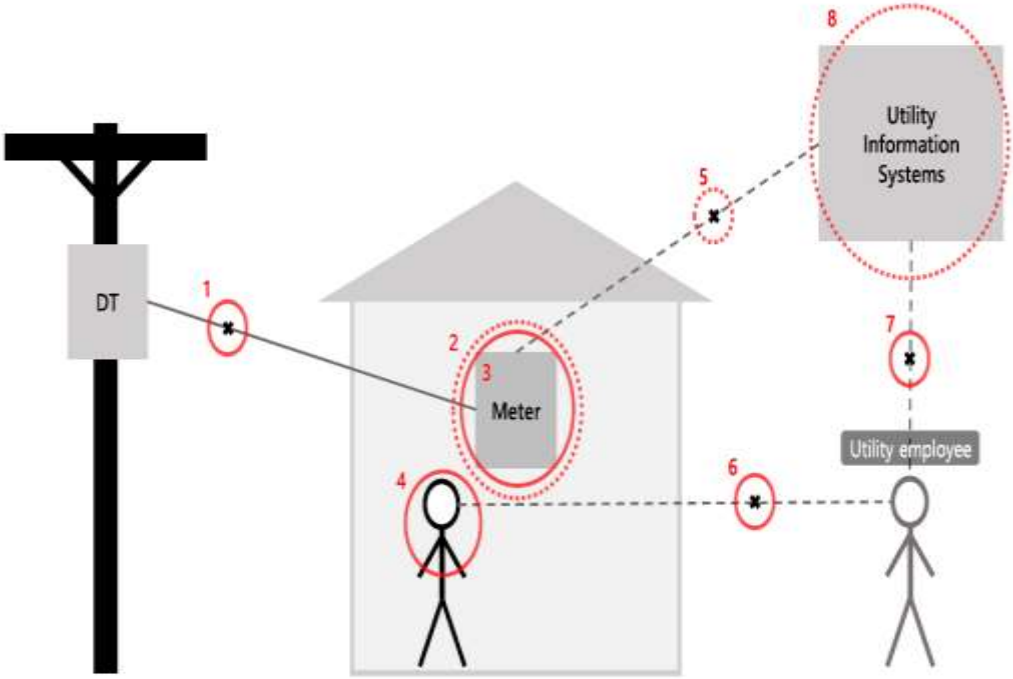
[۱] Non-Technical Losses (NTLs)

[۲] Theft

[۳] Fraud

[۴] Meter software

۴. مصرف‌کننده برق
۵. ارتباط مخابراتی بین دستگاه اندازه‌گیری (کنتور) و شرکت توزیع
۶. ارتباط مشترکین با کارکنان شرکت توزیع
۷. ارتباط مخابراتی بین کارکنان و سیستم‌های اطلاعاتی شرکت توزیع
۸. سیستم‌های اطلاعاتی شرکت توزیع



شکل (۵-۲۴): نقاط آسیب‌پذیر شبکه توزیع

در جدول (۵-۸)، منابع تلفات غیرفنی شامل دستکاری/برق‌دزدی، معیوب بودن دستگاه‌های اندازه‌گیری، و قرائت اشتباه یا نادقیق داده‌های مصرف مشترکین بوده که به تفکیک زون‌ها بیان می‌شود [۳۴]:

- برق‌دزدی یا Theft (ا ستفاده غیرقانونی از خطوط و فیدرهای توزیع) قبل از د ستگاه اندازه‌گیری یا کنتور
- دستکاری یا Fraud شامل معکوس کردن، قطع، Bypass و تداخل کنتور و همچنین معیوب بودن کنتور یا قرائت اشتباه آن در زون دستگاه اندازه‌گیری
- عدم پرداخت صورت‌حساب، تبانی بین مشترکین و کارمندان شرکت توزیع برای تنظیم صورتحساب کمتر از مقدار واقعی، حملات سایبری به سیستم‌های صدور صورت‌حساب، صدور صورت‌حساب نادقیق به علت سیستم معیوب و خطای کارمندان شرکت توزیع

بنابراین، ت شخیص تلفات غیرفنی در شبکه‌های توزیع مجهز به زیر ساخت‌های پی شرفته و د ستگاه‌های اندازه‌گیری هوشمند سبب کاهش هزینه‌های شرکت توزیع می‌گردد. با این وجود، تعداد مشترکین برق و داده‌های مشخص‌کننده میزان مصرف آنها بسیار زیاد بوده و شرکت‌های توزیع با وجود حجم انبوهی از داده‌های مصرف، با مشکل شناسایی مصارف غیرمجاز مواجه هستند [۳۵].

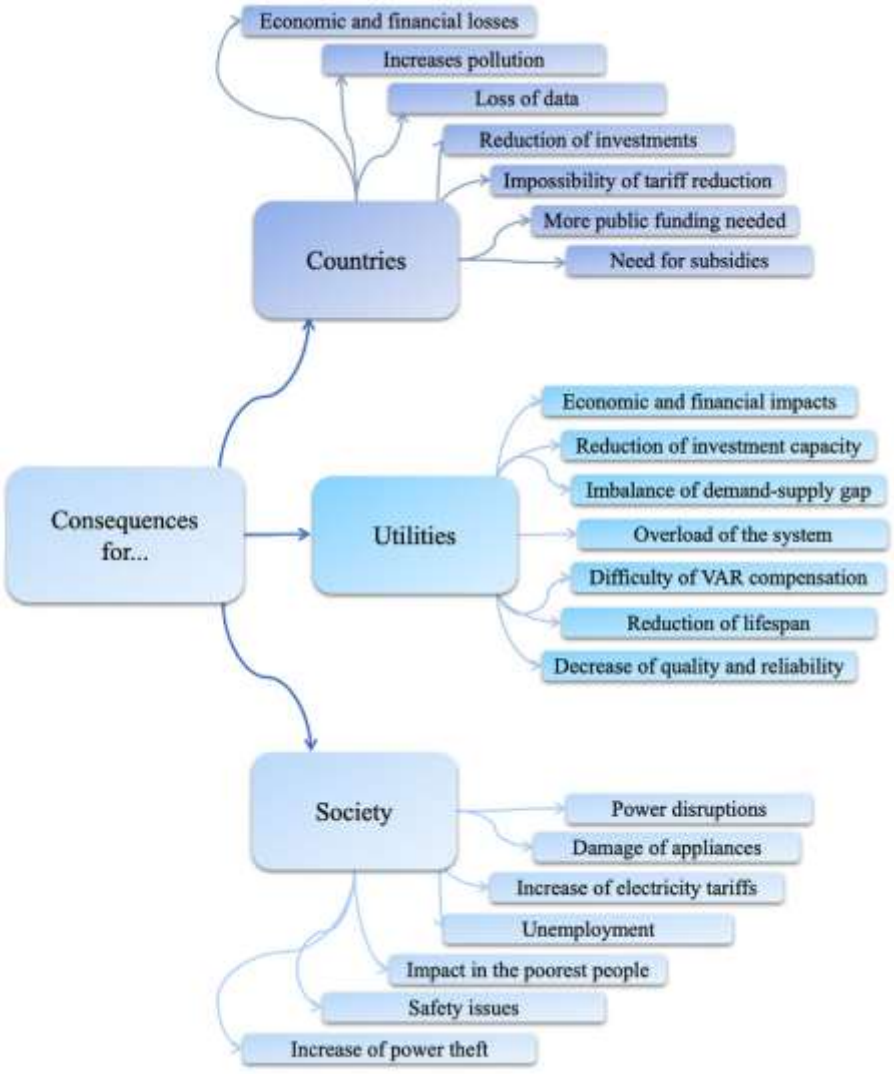
جدول (۵-۸): لیست زون‌ها، انواع و منابع تلفات غیرفنی [۳۴]

ناحیه (Zone)	نوع	منابع و مولفه‌های آسیب‌پذیر	نقطه نشان داده شده
قبل از دستگاه اندازه‌گیری	برق‌دزدی	اتصال غیرمجاز به فیدر توزیع	۱
دستگاه اندازه‌گیری (کنتور)	دستکاری	معکوس کردن کنتور (Reverse the meter)	۳
		قطع کنتور (Disconnect the meter)	۳
		Bypass کنتور برای حذف اندازه‌گیری‌ها	۳
		تداخل کنتور (به عنوان مثال، با مگنت قوی)	۳
		تغییر سیستم‌عامل/حافظه کنتور (Modify firmware/storage on meter)	۲
		سرقت اطلاعات برای لاگین به کنتور (Steal credential to login to meter)	۲
		رهگیری/تغییر ارتباطات (Intercept/alter communications)	۵
	معیوب بودن کنتورها یا خطای قرائت	قرائت اشتباه کنتور	۳
		تلفات ناشی از کنتور یا تجهیزات معیوب	۳
صورت‌حساب	دستکاری/برق‌دزدی	عدم پرداخت صورت‌حساب‌ها	۴
		دستکاری در تنظیم صورت‌حساب‌ها توسط کارکنان	۶
		حملات سایبری به سیستم‌های اطلاعاتی	۸
	معیوب بودن کنتورها یا خطای قرائت	صورت‌حساب برق نادقیق یا اشتباه مشترکین به دلیل معیوب بودن سیستم‌های اطلاعاتی	۸
		قرائت نادقیق یا اشتباه کنتور	۷

مهمترین پیامدهای تلفات غیرفنی برای کشور، شرکت توزیع و جامعه در شکل (۵-۲۵) نشان داده شده است. برق‌دزدی می‌تواند پیامدهای مستقیم یا غیرمستقیم برای همه افراد درگیر داشته باشد. اگرچه اثرات منفی آن در کشورهای کم‌درآمد یا دارای درآمد متوسط بیشتر است، اما کشورهای با درآمد بالا نیز باید راهکارهایی برای کاهش خسارت‌های ناشی از آن بیابند. تلفات غیرفنی خسارات جبران‌ناپذیری برای جامعه، شرکت‌های توزیع و کشور داشته و مانعی مهم در رشد اقتصادی محسوب می‌شود. از مهمترین پیامدهای تلفات غیرفنی می‌توان به تلفات اقتصادی و مالی، افزایش میزان انتشار گازهای آلاینده زیست‌محیطی و کاهش ذخایر منابع طبیعی در پی نیاز به تولید توان بیشتر جهت برآوردن تقاضای الکتریسیته اضافی، اشاره نمود. تلفات غیرفنی سبب مشکلاتی در تخصیص درست سرمایه‌ها و تعیین تعرفه‌های برق می‌شود. همچنین، ظرفیت بخش دولتی برای سرمایه‌گذاری در تعمیرات و نگهداری تسهیلات و فناوری‌های جدید تولید الکتریسیته کاهش می‌یابد که خود بر کیفیت و عملکرد سیستم تأثیر می‌گذارد. NTLs بر تصمیم‌های سرمایه‌گذاری دولت در توسعه اتصالات و برق‌رسانی به مناطق محروم تأثیر دارد. تلفات غیرفنی ناشی از برق‌دزدی و دستکاری مانع از کاهش تعرفه‌های پرداختی مشترکین خواهد بود. بخشی از هزینه‌های صرفه‌جویی شده ناشی از شناسایی تلفات غیرفنی می‌تواند به فعالیت‌های اجتماعی در جهت گسترش دسترسی قشر

DOI:10.30503/nripress.2020.210

ضعیف و آسیب‌دیده به برق، تخصیص یابد. یکی دیگر از عواقب NTLs برای شرکت‌های توزیع افزایش هزینه‌ها و کاهش درآمد آنهاست که منجر به کاهش سرمایه شرکت توزیع جهت توسعه فناوری‌های جدید به منظور جلوگیری از تلفات غیرفنی می‌گردد. تلفات غیرفنی همچنین موجب کاهش سرمایه‌گذاری شرکت‌های توزیع در جهت توسعه سیستم می‌شود. از پیامدهای تلفات غیرفنی در جامعه می‌توان به کاهش کیفیت و قابلیت اطمینان توزیع برق و افزایش ریسک و فرکانس قطعی‌ها به ویژه در ساعات پیک بار اشاره نمود. خاموشی‌های پی در پی به لوازم برقی مشترکین آسیب رسانده و خسارات مالی فراوانی برای مصرف‌کنندگان دارد. دستکاری شبکه می‌تواند خسارت‌های جانی ناشی از آتش سوزی و برق‌گرفتگی برای مشترکین و تکنسین‌های شرکت توزیع داشته باشد. هرچه سطح ناپایداری شبکه، تعرفه‌های برق، نرخ بیکاری و مشکلات اجتماعی ناشی از NTL بیشتر باشد، تمایل به سرقت برق بیشتر شده و منجر به سیکلی می‌گردد که نیاز به تلاش‌های مشترک بخش های دولتی و خصوصی برای کاهش آنها خواهد بود.



شکل (۵-۲۵): پیامدهای برق‌دزدی برای کشور، شرکت توزیع و جامعه

بدیهی است که با تشخیص و شناسایی برق‌دزدی و هرگونه مصرف غیرمجاز، پیامدهای منفی تلفات غیرفنی که در شکل (۵-۲۵) بدان اشاره گردید، تا حدود زیادی کاهش خواهد یافت. مطابق شکل (۵-۲۶)، روش‌های شناسایی

تلفات غیرفنی ناشی از اتصال پایش‌نشده یا دستکاری در لوازم اندازه‌گیری به سه دسته مبتنی بر داده[1]، مبتنی بر شبکه[2] و روش‌های ترکیبی[3] طبقه‌بندی می‌شوند. تفاوت روش‌های مبتنی بر داده و شبکه در استفاده از توپولوژی شبکه و داده‌های اندازه‌گیری است. روش‌های مبتنی بر داده فقط از داده‌های مربوط به مصرف‌کننده (به عنوان مثال، پروفیل مصرف انرژی و نوع مصرف‌کننده) استفاده می‌کنند. روش‌های مبتنی بر داده به دو دسته نظارت‌شده و نظارت‌نشده طبقه‌بندی شده و داده‌های مصرف را به دو کلاس مثبت (برق‌دزدی) و منفی (مصارف مجاز) تفکیک می‌کنند. یکی دیگر از کاربردهای روش‌های مبتنی بر داده در پیش‌بینی داده‌های مصرف و مقایسه آنها با داده‌های گزارش شده جهت تشخیص موارد مشکوک است. روش‌های مبتنی بر شبکه از داده‌های سنسورهای شبکه و قوانین فیزیکی حاکم بر آن برای تشخیص برق‌دزدی استفاده می‌کنند و شامل الگوریتم‌های تخمین حالت ولتاژ گره، جریان شاخه، و هارمونیکی و همچنین پخش بار هستند. دقت الگوریتم‌های مبتنی بر شبکه در مقایسه با روش‌های داده‌کاوی بیشتر بوده و معمولاً برای شناسایی نقاط مشکوک در سطح ولتاژ متوسط به کار می‌روند.

تفاوت روش‌های مبتنی بر داده[4] و شبکه در استفاده از توپولوژی شبکه و داده‌های اندازه‌گیری است. روش‌های مبتنی بر داده فقط از داده‌های مربوط به مصرف‌کننده (به عنوان مثال، پروفیل مصرف انرژی و نوع مصرف‌کننده) استفاده می‌کنند. روش‌های مبتنی بر داده به دو دسته نظارتی و بدون نظارت طبقه‌بندی شده و داده‌های مصرف را به دو کلاس مثبت (برق‌دزدی) و منفی (مصارف مجاز) تفکیک می‌کنند. یکی دیگر از کاربردهای روش‌های مبتنی بر داده در پیش‌بینی داده‌های مصرف و مقایسه آنها با داده‌های گزارش شده جهت تشخیص موارد مشکوک است. روش‌های مبتنی بر شبکه[5] از داده‌های سنسورهای شبکه و قوانین فیزیکی حاکم بر آن برای تشخیص برق‌دزدی استفاده می‌کنند و شامل الگوریتم‌های تخمین حالت ولتاژ گره و جریان شاخه، تخمین حالت هارمونیکی، شبکه سنسورها و همچنین پخش بار هستند. دقت الگوریتم‌های مبتنی بر شبکه در مقایسه با روش‌های داده‌کاوی بیشتر بوده و معمولاً برای شناسایی نقاط مشکوک در سطح ولتاژ متوسط به کار می‌روند.

در روش‌های شبکه‌محور، از داده‌های اندازه‌گیری، توپولوژی شبکه، شبکه سنسورها و محاسبات پخش بار و تخمین حالت برای شناسایی موارد مشکوک استفاده می‌شود. در روش‌های پخش بار برای شناسایی تلفات غیرفنی، بالانس انرژی یک شبکه یا بخشی از آن بررسی می‌شود و یک دستگاه اندازه‌گیری رویت‌کننده[6] موردنیاز خواهد بود. با مقایسه مجموع داده‌های گزارش شده توسط کنتورهای هوشمند مصرف‌کنندگان با داده گزارش شده توسط دستگاه اندازه‌گیری رویت‌کننده می‌توان کنتورهای دستکاری شده را شناسایی نمود. در روش‌های تخمین حالت توزیع با استفاده از داده‌های کنتورهای هوشمند می‌توان شبکه را رویت‌پذیر نمود. بنابراین، الگوریتم‌های تخمین حالت مبتنی بر ولتاژ گره، جریان شاخه یا تخمین حالت هارمونیکی ابزارهایی خوب برای شناسایی برق‌دزدی محسوب می‌شوند. الگوریتم‌های تخمین حالت اغلب در سطح شبکه ولتاژ متوسط اجرا می‌شوند و قابلیت شناسایی تلفات غیرفنی در سطح پستها (تعیین ترانسفورماتور MV/LV تغذیه‌کننده مصارف غیرمجاز) را دارند. دقت الگوریتم‌های شناسایی داده‌های نادرست مبتنی بر تخمین حالت به نوع، تعداد و مکان نصب دستگاه‌های اندازه‌گیری در شبکه بستگی دارد.

---

[1] Data oriented

[2] Network oriented

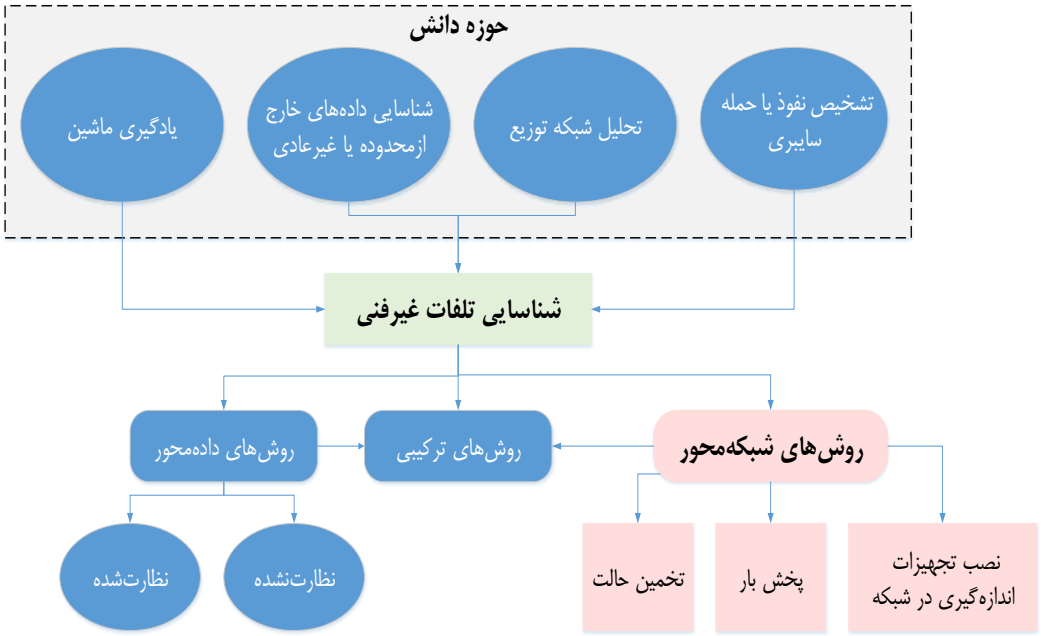
[3] Hybrid procedures

[4] Data-oriented

[5] Network-oriented

[6] Observer meter

DOI:10.30503/nripress.2020.210



شکل (۵-۲۶): دسته‌بندی روش‌های تشخیص مشترکین دارای اتصال غیرمجاز (پایش‌نشده) یا دستکاری در لوازم اندازه‌گیری

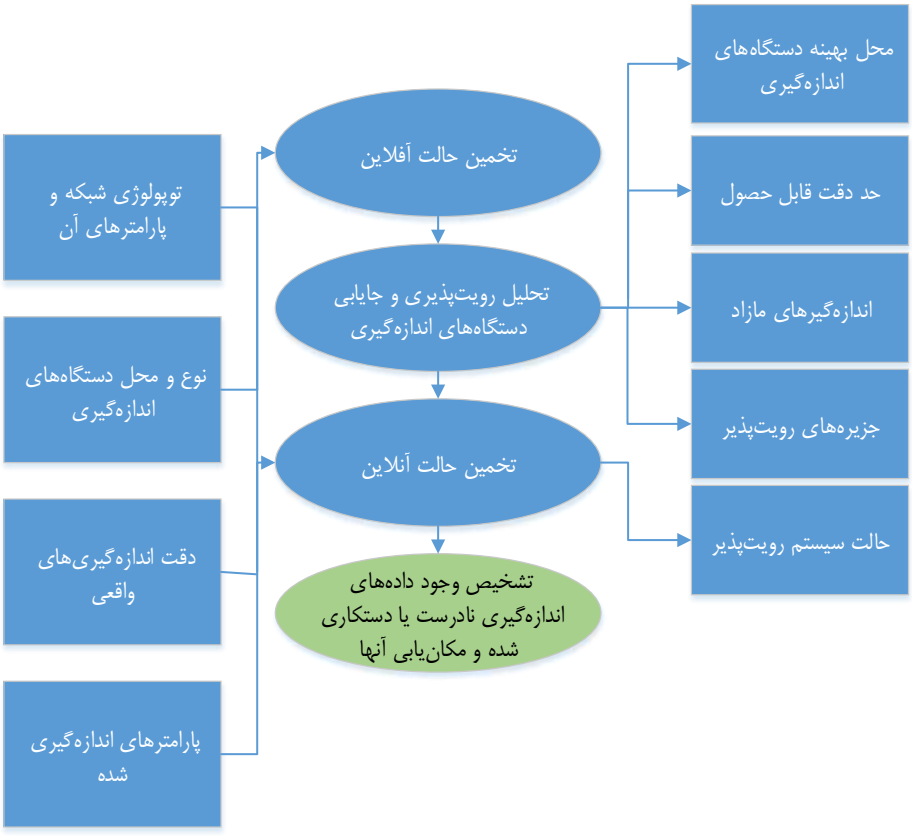
۵-۱۹. شناسایی برق‌دزدی به کمک الگوریتم‌های تخمین حالت شبکه‌های توزیع

در روش‌های مبتنی بر تحلیل پارامترهای شبکه از جمله مقادیر ولتاژ و جریان فیدرها و انشعاب مشترکین، تحلیل پارامترهای کیفیت توان شبکه، تحلیل پروفیل بار و موارد دیگر، پارامترهای مختلف شبکه با استفاده از داده‌های اندازه‌گیری شده و روش‌های تخمین حالت تعیین می‌شوند. در این روش‌ها وجود دستگاه‌های اندازه‌گیری در شبکه از جمله کنتورهای فهام نقش اساسی ایفا می‌کند. مهمترین تفاوت روش‌های تخمین حالت و پخش بار آنست که در الگوریتم‌های تخمین حالت (ولتاژ گره، جریان شاخه، و هارمونیکی)، به جای برنامه‌های تولید و پیش‌بینی بارهای شبکه از اندازه‌گیری‌های واقعی و شبه‌اندازه‌گیری‌ها استفاده می‌شود. لذا تخمینگرهای حالت شبکه‌های توزیع انتخاب مناسبی برای پایش وضعیت بهره‌برداری آنها در زمان واقعی هستند. همچنین، در صورتی که برنامه تولید و بار نادقیق باشند، الگوریتم تخمینگر حالت قابلیت شناسایی داده‌های نادرست و حذف آنها و در نتیجه بهبود دقت متغیرهای حالت شبکه (ولتاژ، جریان، توان‌های اکتیو و راکتیو عبوری خطوط، تلفات خطوط در سطح شبکه‌های فشار متوسط) را دارد. دقت الگوریتم پخش بار به دقت توان تزریقی در هر شینه بستگی دارد. حال آنکه دقت خروجی‌های الگوریتمهای تخمین حالت به دقت داده‌های اندازه‌گیری کنتورها و سایر لوازم اندازه‌گیری نصب شده در شبکه بستگی دارد. محدود بودن تعداد دستگاه‌های اندازه‌گیری و نادقیقی مدل شبکه از جمله چالش‌های مطرح در پیاده‌سازی الگوریتم‌های تخمین حالت در شبکه‌های توزیع برق است.

در شکل (۵-۲۷)، نحوه شناسایی داده‌های اندازه‌گیری نادرست یا دستکاری شده به کمک الگوریتم‌های تخمین حالت آنلاین نشان داده شده است. در ابتدا الگوریتم تخمین حالت آفلاین به منظور تعیین نوع، تعداد و مکان دستگاه‌های اندازه‌گیری در شبکه توزیع فشار متوسط بر مبنای داده‌های ورودی (شامل توپولوژی شبکه و پارامترهای اندازه‌گیری شده) اجرا می‌شود. در صورتی که شبکه رویت‌ناپذیر تشخیص داده شود و الگوریتم تخمین حالت همگرا نشود، تخصیص بهینه لوازم اندازه‌گیری برای رسیدن به حد دقت قابل قبول انجام شده و خروجی آن، آرایش بهینه (نوع، تعداد و مکان) دستگاه‌های اندازه‌گیری برای رویت کامل شبکه تحت هرگونه شرایط بهره‌برداری خواهد بود. سپس الگوریتم تخمین حالت آنلاین با دریافت داده‌های اندازه‌گیری واقعیِ دارای واریانس کم (به عنوان مثال ۰/۱ درصد) و پیش‌بینی‌های بار

(با واریانس معمولاً بین ۳۰ تا ۵۰ درصد) و پارامترهای توپولوژی شبکه در هر snapshot زمانی اجرا می‌شود و خروجی‌های آن می‌تواند برای شناسایی داده‌های اندازه‌گیری نادرست یا دستکاری شده کاربرد داشته باشد.

شناسایی داده‌های اندازه‌گیری نادرست یا دستکاری شده معمولاً بر مبنای تست χ^2 [۱] و تست باقیمانده‌های نرمالیزه اندازه‌گیری‌ها انجام می‌شود. به منظور بهبود دقت تخمین تلفات می‌بایست داده‌های اندازه‌گیری نادرست حذف شوند. همچنین، با شناسایی نقاط داده نادرست در سطح ترانسفورماتورهای توزیع، مشترکین متصل به آن فیدر جهت شناسایی مصارف نامتعارف یا غیرمجاز مورد بررسی قرار می‌گیرند و می‌توان با استفاده از تکنیک‌های یادگیری ماشین و داده‌کاوی مشترکین مشکوک را شناسایی نمود. در روش تست χ^2، اگر تابع هدف مسأله تخمین حالت (مجموع مربعات وزندار خطاهای تخمین) بیشتر از معیار آستانه تست χ^2باشد، وجود داده نادرست در مجموعه اندازه‌گیری‌ها تشخیص داده می‌شود و سپس می‌توان با محاسبه باقیمانده‌های نرمالیزه هر یک از اندازه‌گیری‌ها، اندازه‌گیری یا داده نادرست را تعیین نمود. باقیمانده نرمالیزه اندازه‌گیری نادرست بیشترین مقدار را در بین باقیمانده‌های نرمالیزه دیگر اندازه‌گیری‌ها خواهد داشت [۳۶].



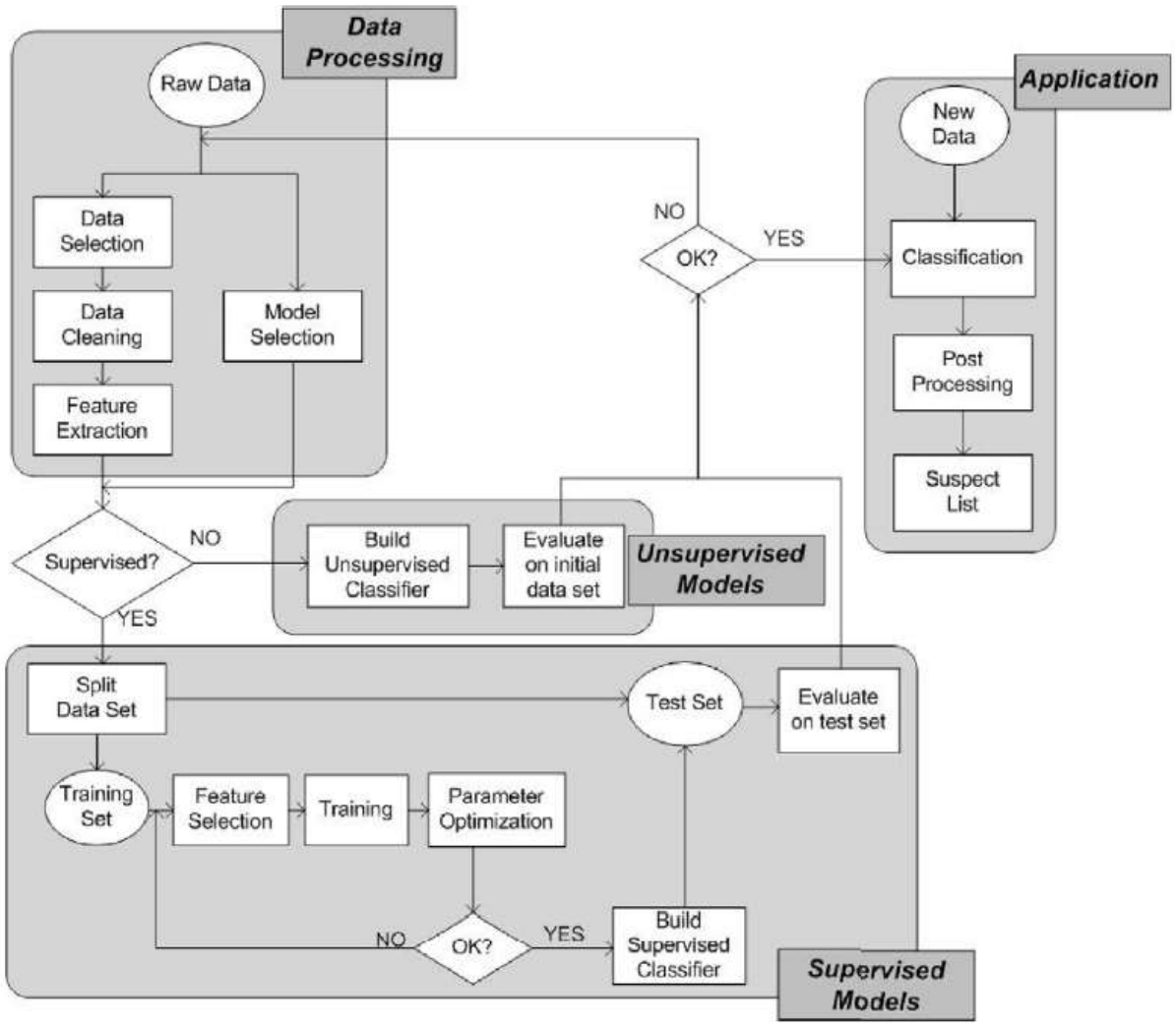
شکل (۵-۲۷): مراحل شناسایی داده‌های اندازه‌گیری نادرست یا دستکاری شده به کمک الگوریتم تخمین حالت

۵-۲۰. روش‌های مبتنی بر یادگیری و داده‌کاوی

در روش‌های داده‌کاوی، الگوریتم‌های یادگیری نظارتی و بدون نظارت جهت تشخیص برق‌دزدی و اتصال غیرمجاز مشترکین به شبکه‌های توزیع به کار می‌روند. الگوریتم‌های مختلف یادگیری ماشین به منظور پیش‌بینی بار و مقایسه با داده‌های گزارش شده و دسته‌بندی مشترکین به گروه‌های مجاز (با مصرف پایش شده) و انواع مختلف غیرمجاز

[۱] Chi Squares (χ^2)

(برق‌دزدی) کاربرد دارند. مراحل شناسایی تلفات غیرفنی به کمک الگوریتم‌های داده‌کاوی در شکل (۵-۲۸) نشان داده شده است [۳۷].



شکل (۵-۲۸): روندنمای الگوریتم‌های داده‌کاوی جهت شناسایی برق‌دزدی [۳۷]

❖ پردازش داده و انتخاب مدل

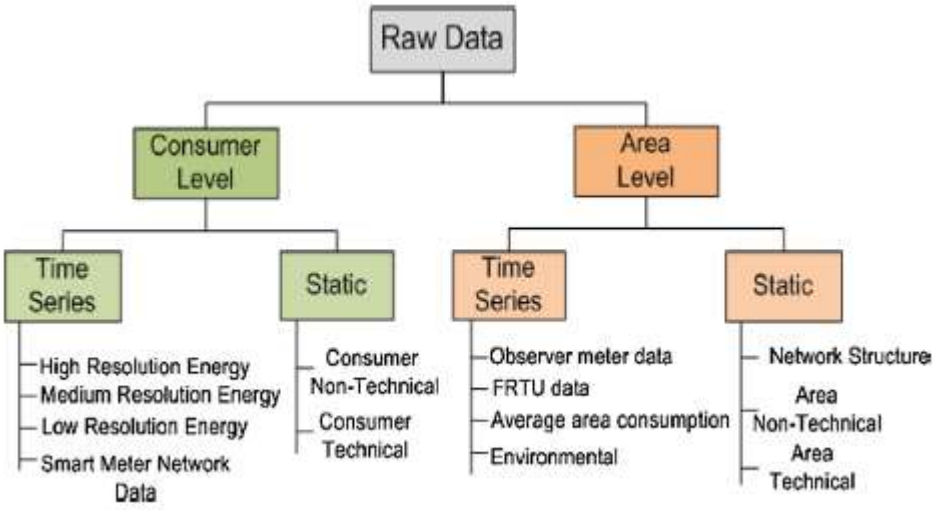
برای یک مجموعه از داده‌های خام[۱] (شکل ۵-۲۹)، مدل مورد استفاده در شناسایی تلفات غیرفنی باید انتخاب شود. دسترسی یا عدم دسترسی به داده‌های برچسب‌گذاری شده و همچنین کیفیت و تنوع داده‌ها در انتخاب روش‌های داده‌کاوی نظارتی و بدون نظارت نقش دارند. انتخاب الگوریتم ممکن است برخی از بخش‌های داده خام (مرحله انتخاب داده) را حذف کند. در صورت نیاز، مرحله بعدی شامل پاک‌سازی داده‌ها[۲] و استخراج ویژگی‌ها[۳] خواهد بود. داده‌های سری زمانی مورد استفاده در تشخیص تلفات غیرفنی به دو دسته سطح مشترکین و سطح ناحیه طبقه‌بندی می‌شوند و شامل داده‌های اندازه‌گیری و توپولوژی شبکه است. در روش‌های شناسایی تلفات غیرفنی، علاوه بر خود داده‌ها برخی از ویژگی‌های آنها نظیر ماکزیمم/مینیمم/متوسط/انحراف معیار داده‌ها، ضریب بار، تعداد دفعاتی که

[۱] Raw data

[۲] Data cleaning

[۳] Feature extraction

منحنی مصرف از مقدار متوسط کمتر و بیشتر می شود، مجموع انرژی اکتیو مصرفی در یک پریود زمانی نسبت به قدرت قراردادی، شیب منحنی مصرف و موارد دیگر در شناسایی تلفات غیرفنی نقش دارند [۳۷].



شکل (۵-۲۹): دسته‌بندی انواع داده‌های خام در الگوریتم‌های شناسایی برق‌دزدی [۳۷]

❖ مدلسازی

مدلسازی در الگوریتم‌های نظارتی و بدون نظارت متفاوت است. مدل‌های بدون نظارت از داده‌های برچسب‌گذاری شده در مرحله آموزش استفاده نمی‌کنند و فقط در مرحله ارزیابی از آنها استفاده می‌شود. روش‌های یادگیری نظارتی مجموعه داده‌ها را به دو مجموعه آموزش و مجموعه تست افراز می‌کنند. پس از تعیین مجموعه داده‌های آموزش، مرحله انتخاب ویژگی‌ها برای آموزش مدل و بهینه‌سازی پارامترهای آن به کار می‌رود [۳۷].

❖ کاربرد

داده‌های جدیدی که متعلق به مجموعه داده‌های خام نیستند می‌توانند برای ارزیابی عملکرد مدل به کار روند. نتایج دسته‌بندی برای شناسایی تلفات غیرفنی پردازش می شوند. لیست موارد مشکوک می‌تواند شامل احتمال برق‌دزدی هر مصرف‌کننده نیز باشد [۳۷].

پرکاربردترین الگوریتم‌های یادگیری ماشین و داده‌کاوی در شناسایی تلفات غیرفنی شبکه‌های توزیع به صورت زیر معرفی می‌شوند [۱۳]:

○ ماشین بردار پشتیبان (SVM)[۱]

روش‌های SVM به عنوان الگوریتم‌های دسته‌بندی باینری مطرح شده و به دو گروه One-Class SVM و CS-SVM[۲] طبقه‌بندی می‌شوند. One-Class SVM به عنوان روش شناسایی موارد غیرعادی (بدون نظارت) در نظر گرفته می‌شوند و فقط بر روی نمونه‌های متعلق به یک کلاس داده (به عنوان مثال، کلاس داده منفی یا مصرف‌کنندگان مجاز) آموزش داده می‌شوند. CS-SVM امکان تخصیص وزن‌های مختلف به انواع متفاوت خطاهای دسته‌بندی را فراهم می‌کند. به عنوان مثال، تخصیص هزینه بالا به دسته‌بندی‌های اشتباه[۳] کلاس اقلیت می‌تواند منجر به بهبود نرخ

[۱] Support Vector Machine (SVM)

[۲] Cost-Sensitive SVM

[۳] Misclassifications

تشخیص و دقت الگوریتم شناسایی گردد. پیچیدگی و زمان محاسبات الگوریتم‌های SVM بالا بوده و به همین علت با روش‌های دیگری چون فازی، درخت‌های تصمیم‌گیری و شبکه‌های عصبی ترکیب می‌شوند.

- **شبکه‌های عصبی مصنوعی (ANNs)[۱]**

متداول‌ترین ورژن ANNs، BP-MLP[۲] بوده و نوعی الگوریتم دسته‌بندی باینری محسوب می‌شود. ANNs در پیش‌بینی سری زمانی مصرف برق نیز کاربرد دارد. در روش‌های پیش‌بینی، اختلاف بین مقدار پیش‌بینی شده و مقدار اندازه‌گیری شده معیاری برای تشخیص برق‌دزدی است. انتخاب مقدار آستانه برای سنجش این اختلاف و امکان تأثیرگذاری داده‌های جعلی[۳] بر خروجی ANN باید در نظر گرفته شود.

- **مسیر بهینه جنگل (OPF)[۴]**

OPF یک الگوریتم مبتنی بر گراف بوده و در خوشه‌بندی و دسته‌بندی کاربرد دارد. برخلاف روش‌های قبلی، OPF سعی نمی‌کند که دو کلاس مجزا بیابد، اما هر نمونه برچسب‌گذاری شده در مجموعه آموزش به عنوان یک گره گراف با مقادیر ویژگی‌ها در نظر گرفته می‌شود. هدف بخش‌بندی گراف به دو یا چند درخت (بهترین مسیر درختان) بوده و هر مسیر به عنوان یک کلاس در نظر گرفته می‌شود. هر درخت در یک نمونه اولیه ریشه دارد و مجموعه درختان الگوریتم دسته‌بندی OPF را شکل می‌دهند. OPF زمان آموزش کمی دارد که امکان آموزش آنلاین سیستم تشخیص تقلب را فراهم می‌کند. چنین مشخصه‌ای در مواردی که نمونه‌های تست با نمونه‌های آموزش متفاوت باشد (به عنوان مثال، وقتی یک کلاس جدید از مصرف‌کنندگان معرفی می‌شود)، مهم است.

- **نزدیک‌ترین همسایه‌ها[۵]**

نزدیک‌ترین همسایه‌ها ساده‌ترین الگوریتم دسته‌بندی نظارتی برای شناسایی تلفات غیرفنی بوده و در آن هر نمونه جدید بسته به تعداد گروه‌های همسایه و فاصله بین آنها و همچنین ویژگی‌های آنها به کلاس خاصی تعلق می‌گیرد.

- **الگوریتم دسته‌بندی Bayesian**

الگوریتم Bayesian یک روش احتمالاتی مبتنی بر فرض مستقل بودن ویژگی‌های استخراج شده است. با استفاده از پایش بار غیرمداخله‌گر (NILM)[۶] سیستم احتمال هر مصرف را یاد می‌گیرد. با ورود یک نمونه جدید، NILM مجدد اجرا شده و احتمال برق‌دزدی محاسبه می‌شود. روش دیگر، استفاده از شبکه Bayesian و محاسبه احتمال یک مجموعه از متغیرها به روشی گرافیکی است. یکی از مهم‌ترین مزایای شبکه‌های Bayesian سهولت تفسیر آنها بوده که به کاربر این امکان را می‌دهد تا ویژگی‌های تأثیرگذار بر تلفات غیرفنی را بفهمد. در یک مجموعه داده کاملاً برچسب‌گذاری شده و ساختار شبکه Bayesian، هدف یادگیری احتمالات شرطی است. کلاس یک نمونه جدید ممکن است همراه با احتمال تعلق نمونه به کلاس پیش بینی شده استنباط شود. بنابراین، امکان تعیین تعداد دستگاه‌های

---

[۱] Artifical Neural Networks (ANNs)

[۲] Backpropagation Multi-Layer Perceptron (BP-MLP)

[۳] Fraudulent data

[۴] Optimum Path Forrest (OPF)

[۵] Nearst neighbors

[۶] Non-Intrusive Load Monitoring (NILM)

اندازه‌گیری که نیاز به بازرسی دارند (بسته به مقدار آستانه احتمال تعیین شده توسط کاربر سیستم شناسایی تقلب) وجود دارد.

- **نقشه خودسازمان‌ده (SOM)[1]**

SOM می‌تواند به عنوان نوع خاصی از شبکه‌های عصبی در نظر گرفته شود که به صورت یک ابزار خوشه‌بندی یا دسته‌بندی غیرنظارتی به کار می‌رود. SOM یک نمایش دوبعدی از مجموعه داده‌ها ارائه می‌دهد و خروجی نهایی آن مجموعه‌ای از خوشه‌ها خواهد بود. به منظور تصمیم‌گیری در مورد دستگاه‌های اندازه‌گیری مشکوک، باید خروجی SOM توسط افراد متخصص بررسی گردد. اگر رفتارهای غیرمعمول در مجموعه داده‌ها وجود داشته باشد، ممکن است تعداد خوشه‌ها بیش از ۲ باشد حال آنکه این موارد دستکاری نیستند. ماهیت بدون نظارت SOM منجر به کاهش دقت الگوریتم دسته‌بندی می‌شود و احتمالاً به همین دلیل است که به ندرت در تشخیص NTL ظاهر می‌شود.

- **الگوریتم‌های خوشه‌بندی[2]**

روش‌های خوشه‌بندی برای گروه‌بندی مصرف‌کنندگان بر اساس رفتارهای غیرمعمول آنها و سپس آموزش مبتنی بر گروه‌های تشکیل شده به کار می‌روند. از دیگر کاربردهای روش‌های خوشه‌بندی می‌توان به محاسبه پروفیل‌های قدرت مبنا[3] اشاره نمود. اگر یک نمونه جدید تفاوت چشمگیری با این پروفیل‌ها داشته باشد، مشکوک به تقلب تشخیص داده می‌شود. الگوریتم‌های خوشه‌بندی همچنین به عنوان ابزار دسته‌بندی غیرنظارتی نیز کاربرد دارند به طوری که فاصله یک نمونه جدید از مرکز هر خوشه به عنوان معیاری برای تشخیص تقلب در نظر گرفته می‌شود.

- **سیستم‌های خبره[4]**

سیستم‌های خبره بر مبنای قوانین تعریف شده توسط خبرگان (به عنوان مثال، پرسنل فنی مسئول شناسایی تلفات غیرفنی) طراحی می‌شوند. اگرچه چنین سیستم‌هایی نیازی به یادگیری ندارند، اما بدون نظارت در نظر گرفته می‌شوند (قوانین فازی نیز معمولاً پس از فازی‌سازی قوانین ساده گنجانده می‌شوند). قوانین ممکن است با ابزارهای مختلفی تعریف شوند، اما اغلب اوقات یک مدل دقیق بر اساس دانش بازرسین موردنیاز است. به عنوان مثال، در مواردی که میانگین مصرف بیش از ۵۰ درصد جهش داشته باشد، دستگاه اندازه‌گیری باید بازرسی شود. اگر توان راکتیو بیش از توان اکتیو باشد، کنتور مشکوک خواهد بود.

- **مدل‌های رگرسیون**

مدل‌های رگرسیون نظیر ARMA[5] و ARIMA[6] برای پیش‌بینی سری زمانی کاربرد داشته و از مقایسه مقادیر اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده می‌توان تلفات غیرفنی را شناسایی کرد. بزرگ‌ترین اختلاف بیانگر بیشترین احتمال تقلب خواهد بود.

---

[1] Self Organizing Map (SOM)

[2] Clustering

[3] Baseline power profiles

[4] Expert systems

[5] Auto-Regressive Moving Average (ARMA)

[6] Auto-Regressive Integrated Moving Average (ARIMA)

- **کنترل آماری**

کنترل فرآیندهای آماری برای شناسایی تلفات غیرفنی نیز پیشنهاد شده است. چارتهای کنترلی معمول برای داده‌های سری زمانی برای پایش مصرف‌کننده مشکوک و تعیین مناطق مشکوک به مصرف غیرمجاز یا منتعارف کاربرد دارند. در [۳۸]، چارت کنترلی، تغیرپذیری سری‌های زمانی ناشی از برقدزدی را با تعیین محدودیت‌های کنترلی (نظیر کران بالا و پایین و انحراف معیار) تعیین می‌کند. در این روش، هم میزان مصارف واقعی (چارت X) و هم محدوده تغییرات آنها (Moving Range chart) پایش می‌شود و قواعدی برای مشخص نمودن مصارف مشکوک به برق‌دزدی و بازرسی آنها تعیین شده است.

- **شناسایی داده‌های پرت (Outlier detection)**

مفاهیم متنوعی برای شناسایی داده‌های پرت پیشنهاد شده است. در [۳۹]، توزیع گاوسی چندمتغیره (MGD)[۱] مورد استفاده بوده است. با فرض یک مجموعه داده فاقد برق‌دزدی، هر خوشه (دسته) از نمونه‌ها به صورت توزیع گاوسی مدل می‌شود. برای هر نمونه جدید، احتمال تعلق آن نمونه به هر دسته محاسبه می‌شود. بیشترین این احتمالات با یک مقدار آستانه مقایسه می‌شود و سپس در خصوص غیرعادی بودن یا نبودن آن داده مصرف تصمیم‌گیری می‌شود. چالش مهم این روش در تعیین تعداد خوشه‌ها و پارامترهای توزیع گاوسی است. روش‌های K-means و E-M و همچنین OPF برای تعیین تعداد دسته‌ها کاربرد دارند. در [۴۰]، یک ضریب مبتنی بر چگالی (LOF)[۲] برای شناسایی برق‌دزدی معرفی شده است. این ضریب برای محاسبه چگالی محلی یک نمونه و مقایسه آن با چگالی محلی متوسط نمونه k تا از نزدیکترین همسایه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد. نمونه‌هایی که چگالی محلی کمتری نسبت به همسایه‌های خود داشته باشند به عنوان نمونه‌های مشکوک شناسایی می‌شوند و نیاز به بازرسی دارند.

۵-۲۱. روش‌های ترکیبی (مبتنی بر تحلیل اطلاعات شبکه توزیع و داده‌کاوی)

روش‌های ترکیبی از الگوریتم‌های مبتنی بر ساختار و اطلاعات شبکه و هم از روش‌های داده‌کاوی برای شناسایی برق‌دزدی استفاده می‌کنند. در ادامه برخی از روش‌های ترکیبی پیشنهاد شده در سال‌های اخیر برای شناسایی مصارف نامتعارف، برق دزدی و حملات سایبری به داده‌های مصرف مشترکین معرفی می‌شوند.

۵-۲۱-۱. کنتور رویت‌کننده و الگوریتم SVM

در [۴۱]، یک کنتور رویت‌کننده با الگوریتم SVM ترکیب شده است. به منظور بررسی بالانس توان اکتیو در شبکه توزیع، خروجی‌های SVM با اندازه‌گیری‌های ثبت شده توسط کنتور رویت‌کننده مقایسه می‌شود. الگوریتم تلفات فنی شبکه را تخمین می‌زند و میزان نامتعادلی توان اکتیو را ارزیابی می‌کند. اگر میزان عدمتعادل از مقدار آستانه از پیش‌تعیین شده بیشتر باشد، SVM یک خروجی مثبت (یا تعدادی خروجی مثبت مادامی‌که سیستم مصرف روزانه را از منظر برق‌دزدی بررسی کند) تولید خواهد کرد. آنگاه مصرف‌کننده به عنوان مشکوک به برقدزدی تشخیص داده شده و کنتور وی می‌بایست بازرسی گردد.

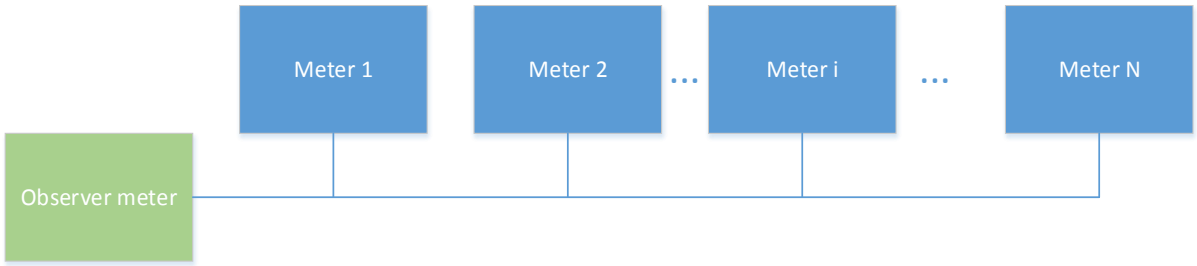
در شناسایی برق‌دزدی به کمک کنتور رویت‌کننده، بالانس انرژی در یک شبکه یا بخشی از آن بررسی می‌گردد. نصب یک کنتور برای پایش سمت فشارضعیف یک ترانسفورماتور توزیع (که کنتور رویت‌کننده[۳] نامیده می‌شود)، موردنیاز

[۱] Multivariate Gaussian Distribution (MGD)

[۲] Local Outlier Facrtor (LOF)

[۳] Observer meter

خواهد بود [۴۲]. مجموع اندازه‌گیری‌های کنتور هوشمند مصرف‌کنندگان با داده اندازه‌گیری کنتور رویت‌کننده مقایسه می‌شود (شکل ۵-۳۰). فرض می‌شود که N مصرف‌کننده و یک اندازه‌گیر واتساعت با کلاس دقت m وجود دارد. کلاس دقت بیانگر آنست که خطای اندازه‌گیر کوچکتر یا مساوی m برابر مصرف واقعی (انرژی مصرفی) خواهد بود. به عنوان مثال، یک اندازه‌گیر واتساعت با کلاس دقت m=2% اگر ۱۰۰ واتساعت مصرف واقعی باشد، می‌تواند مقداری بین ۹۸ تا ۱۰۲ واتساعت را نشان دهد. برای یک دوره زمانی معین، انرژی ثبت شده توسط کنتور رویت‌کننده مرکزی برابرست با مجموع انرژی ثبت شده هر یک از N دستگاه اندازه‌گیری:



شکل (۵-۳۰): مراحل شناسایی لوازم اندازه‌گیری دستکاری شده به کمک کنتور رویت‌کننده [۴۲]

$$E_{total} = k_1E_1 + \ldots + k_iE_i + \ldots + k_NE_N \quad (۲۸-۵)$$

ضریب k_i مربوط به کلاس دقت کنتور iام است. برای N دوره زمانی خواهیم داشت:

$$\begin{aligned} E_{total_1} &= k_1E_{11} + \ldots + k_iE_{i1} + \ldots + k_NE_{N1} \\ E_{total_2} &= k_1E_{12} + \ldots + k_iE_{i2} + \ldots + k_NE_{N2} \\ &\ldots \\ E_{total_N} &= k_1E_{1N} + \ldots + k_iE_{iN} + \ldots + k_NE_{NN} \end{aligned} \quad (۲۹-۵)$$

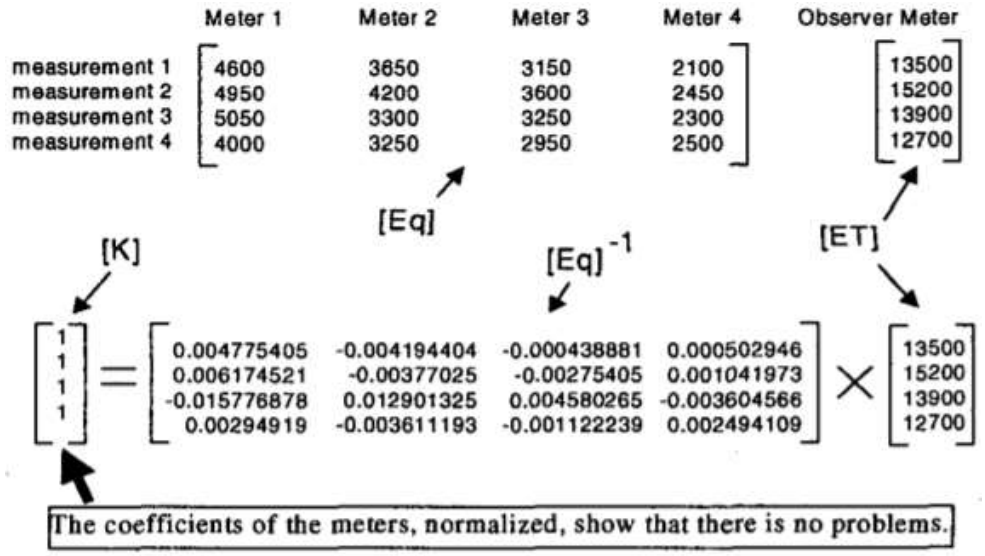
به عبارت دیگر:

$$[E_T] = [Eq] * [K] \quad (۳۰-۵)$$

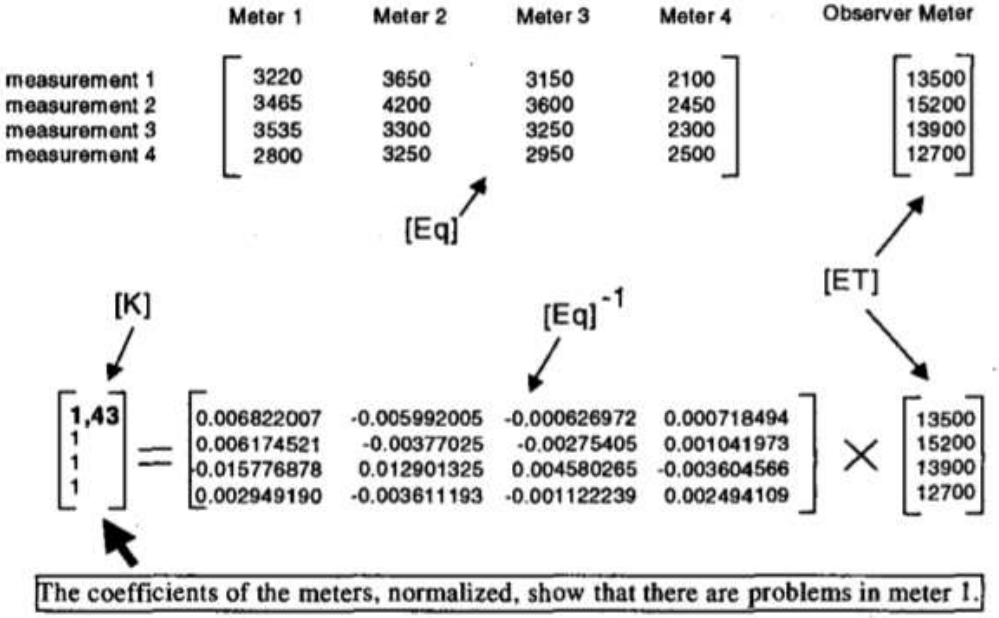
با فرض معکوس‌پذیر (نامنفرد) بودن ماتریس $[Eq]$، ماتریس ضرایب [K] محاسبه می‌گردد:

$$[K] = [Eq]^{-1} * [E_T] \quad (۳۱-۵)$$

به عنوان مثال، شبیه‌سازی برای چهار مشترک خانگی که منحنی‌های منصرف آنها وجود داشت انجام شد و فرض شد که برای هر مصرف‌کننده منحنی بار در روزهای مختلف یکسان نباشد و کنتور مصرف‌کننده ۱ نیز ۷۰ درصد انرژی واقعی را قرائت می‌کند. بر اساس شکل‌های (۵-۲۴) و (۵-۲۵) ملاحظه می‌شود که ضریب مصرف‌کننده ۱ از ۱ (در وضعیت نرمال) به ۱/۴۳ (در وضعیت برق‌دزدی) تغییر یافته است (1.43=1/0.7).



شکل (۵-۳۱): نتایج به دست آمده در شرایط نرمال (بدون برق‌دزدی) در روش شناسایی دستکاری لوازم اندازه‌گیری به کمک کنتور رویت‌کننده [۴۲]



شکل (۵-۳۲): نتایج به دست آمده در شرایط برقدزدی مصرف‌کننده ۱ در روش شناسایی دستکاری لوازم اندازه‌گیری به کمک کنتور رویت‌کننده [۴۲]

۵-۲۱-۲. شناسایی داده‌های مصرف دستکاری شده

در [۴۳]، تلفات غیرفنی به کمک اندازه‌گیری‌های واحدهای پایانه دور (RTUs)[۱] شناسایی می‌شوند. ابتدا شبکه توزیع بر اساس تعداد RTUها به چند زیرسیستم افراز می‌شود. الگوریتم پیشنهادی زیرسیستم‌های دارای تلفات غیرفنی را به کمک اندازه‌گیری‌های RTUها و کنتورهای هوشمند و با اجرای پخش بار شبکه توزیع (جهت محاسبه تلفات فنی) تعیین می‌کند. اگر میزان عدم تعادل (انرژی ورودی و خروجی) از مقدار آستانه بیشتر شود، دستکاری کنتور تشخیص داده می‌شود. در الگوریتم پیشنهاد شده در [۴۳]، سه نوع حمله سایبری با هدف دستکاری داده‌های مصرف در نظر گرفته شده است:

[۱] Remote Terminal Units (RTUs)

- ✓ نوع ۱ - حمله انفرادی: این حمله با هدف قرار دادن یک دستگاه اندازه‌گیری انجام می‌شود. داده اندازه‌گیری شده توسط کنتور هدف برای کمتر نشان دادن میزان مصرف انرژی دستکاری می شود. تاثیر این حمله محدود به همان کنتور هدف خواهد بود.
- ✓ نوع ۲ – حمله به تعدادی از کنتورها[۱]: یک مهاجم سعی می‌کند میزان قرائت برق کنتور خود را پایین بیاورد در حالی که به طور متقلبانه قرائت کنتور سایر مصرف‌کنندگان را (با دسترسی به سیستم AMI آنها) افزایش می‌دهد تا بالانس توان/انرژی برقرار شود.
- ✓ نوع ۳ – حمله (دستکاری) بزرگ[۲]: این حمله به تعدادی از کنتورها صورت می‌گیرد. چنین رویدادی ممکن است توسط کرم‌هایی ایجاد شود که می‌تواند توسط یک مهاجم هماهنگ شود تا مصرف انرژی را برای همه مشترکین تحت تاثیر، افزایش یا کاهش دهد.

به علت تلفات اقتصادی بالا، حملات نوع اول و سوم بیشتر مورد توجه شرکتهای توزیع قرار میگیرد. احتمال تشخیص حمله نوع اول به دامنه مقادیر اندازه‌گیری دستکاری شده بستگی دارد. مصرف دستکاری شده حتی در مواردی‌که چندین مصرف‌کننده غیرمجاز وجود داشته باشد، قابل تشخیص خواهد بود. یک حمله نوع ۳ را می توان به دلیل اختلاف قابل توجه بین دو منبع داده مختلف FRTU و EM متمایز کرد. لازم به ذکر است که چارچوب پیشنهادی ممکن است به دقت یک حمله نوع ۲ را برای مشترکین تحت ترانسفورماتور توزیع مشابه تشخیص ندهد. با این حال، شناسایی دقیق را می توان از طریق تجزیه و تحلیل داده‌های مصرف گذشته (داده‌های آفلاین) به دست آورد. برای تعیین مکان کنتورهای دستکاری شده، یک بازرسی جامع روی تمام کنتورها لازم است که در صورت وجود تعداد زیادی از مشترکینن عملی نیست. چارچوب اعتبارسنجی داده‌ها با هدف تشخیص بی‌نظمی‌های اطلاعاتی و کمک به ارائه‌دهندگان انرژی[۳] این موارد مصرف غیرعادی را شناسایی می‌کند. چارچوب پیشنهادی از منابع داده قابل دسترس از واحدهای پایانه راه دور فیدر (FRTUs)[۴] و کنتورهای الکترونیکی (EMs)[۵] مبتنی بر IP استفاده می‌کند. شکل (۵-۳۳) تزریق توان را نشان می‌دهد که از سر یک فیدر توزیع اولیه شروع می‌شود تا مصرف‌کنندگان نهایی ادامه می‌یابد. فرض بر این است که مرکز صورتحساب مشترکین اطلاعات انرژی مصرف‌کننده را با مرکز توزیع به اشتراک می‌گذارد تا یک پایگاه داده قابل اعتماد[۶] ایجاد شود. در حضور FRTUها فیدر توزیع می‌تواند مطابق شکل (۵-۳۳) به چند زیرسیستم (نواحی ۱، ۲ و ۳) افراز شود.

[۱] Collusive attack

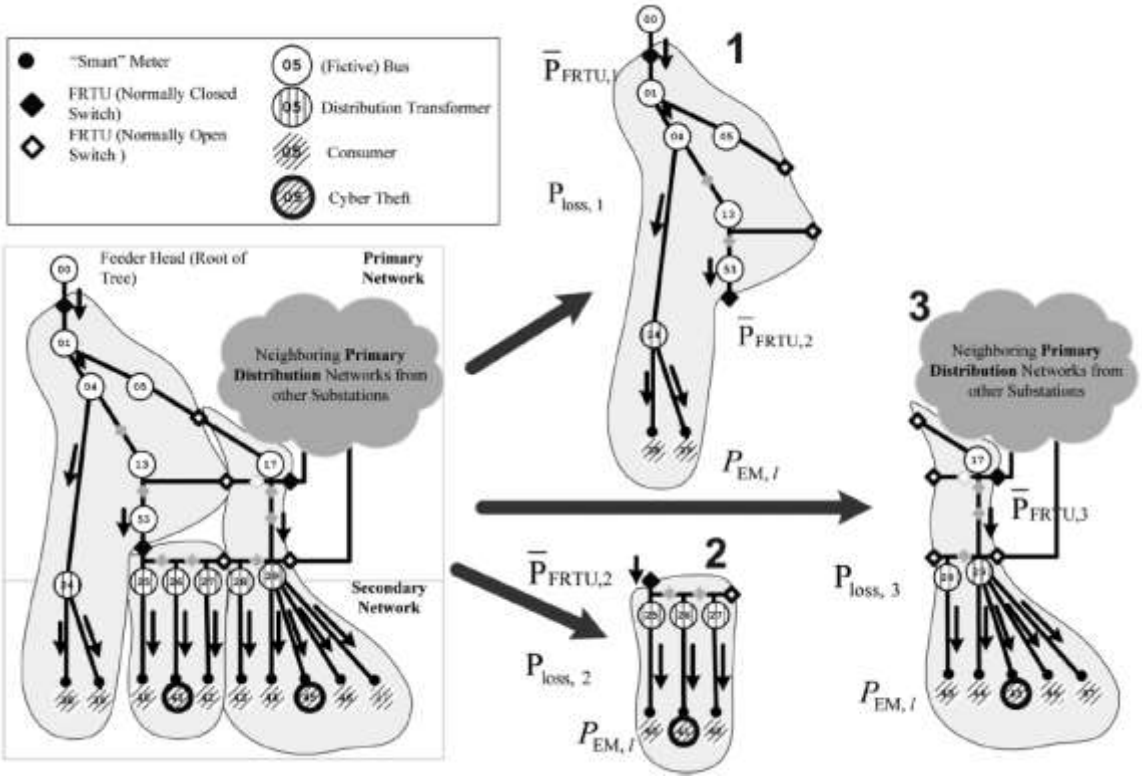
[۲] Massive tampering attack

[۳] Energy providers

[۴] Feeder Remote Terminal Units (FRTUs)

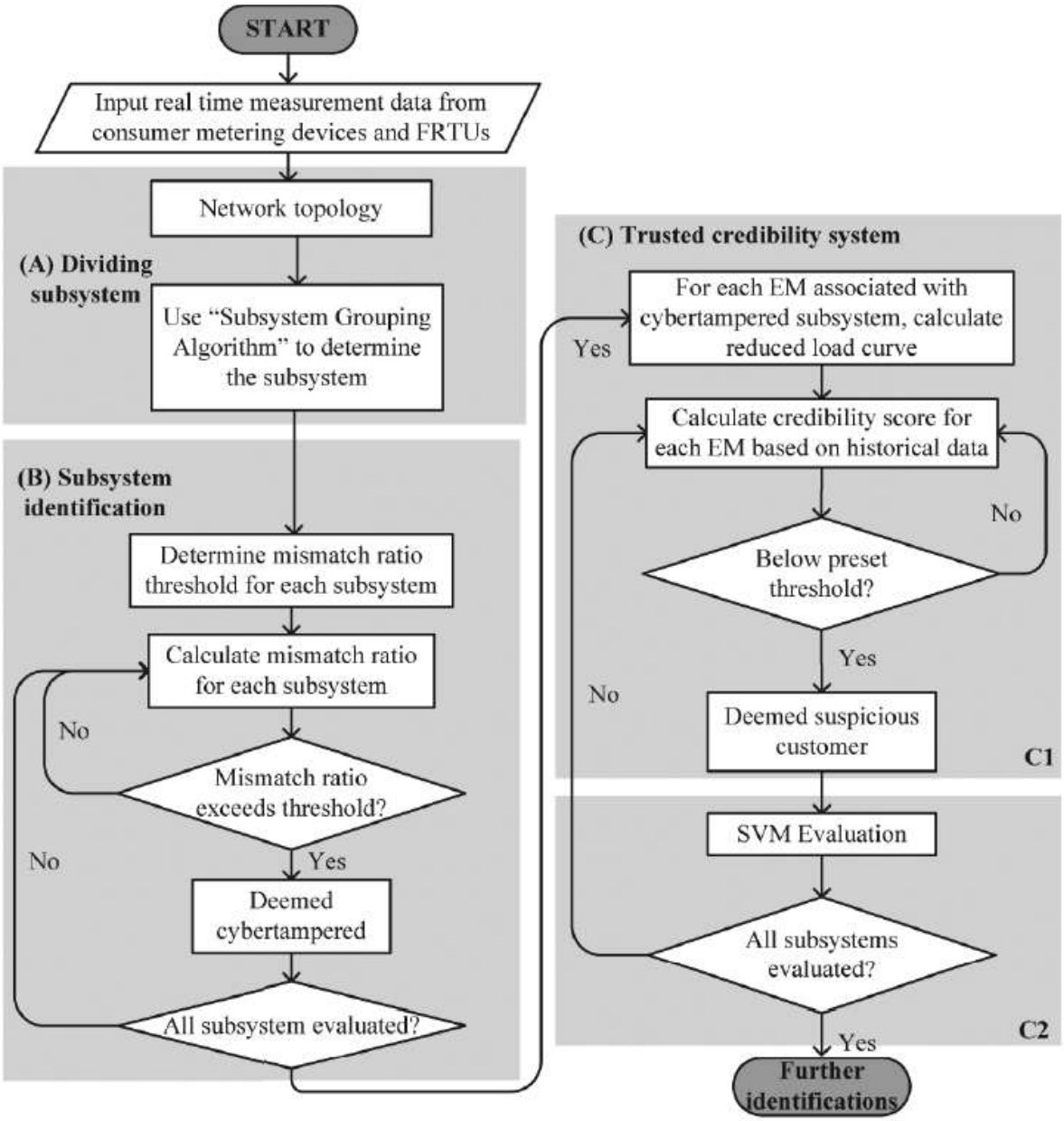
[۵] Electronic Meters (EMs)

[۶] Trustworthy



شکل (۵-۳۳): فیدر توزیع با EMهای مبتنی بر IP [۴۳]

الگوریتم پیشنهادی برای شناسایی مصارف نامتعارف در سطح فیدرها، زیرسیستم‌ها و مشترکین به صورت شکل (۵-۳۴) ارائه می‌گردد.



شکل (۵-۳۴): روندنمای الگوریتم شناسایی مصارف نامتعارف [۴۳]

قسمت A از شکل (۵-۳۴) به بررسی روند تعیین دسترسی و قابل اعتماد بودن FRTUها را نشان می‌دهد. بر اساس نتایج مرحله ارزیابی (A) چارچوب پیشنهادی فیدرها را بر مبنای قابل اعتماد بودن FRTUها به چندین زیرسیستم تقسیم می‌کند. قسمت B بر تشخیص در سطح زیرسیستم‌ها اشاره دارد. برای هر گروه، یک رهیافت آماری مبتنی بر تجربه برای شناسایی مجموعه داده‌های اندازه‌گیری دستکاری شده بر اساس نتایج آماری به دست آمده از تحلیل شبکه توزیع، مورد استفاده قرار می‌گیرد. برای هر مشترک متعلق به یک زیرسیستم، رهیافت پیشنهادی ابتدا داده‌های پروفیل بار ۲۴ ساعت را به منظور تحلیل‌های بیشتر این مجموعه داده‌ها جمع‌آوری می‌کند. رهیافت‌های شناسایی الگو نیز مورد استفاده قرار میگیرد. تکنیک‌های شناسایی مورد استفاده در قسمت C شامل خوشه‌بندی c-means فازی مبتنی بر سامانه امتیازدهی معتبر در بخش C1 و SVM در بخش C2 به منظور تعیین دقیق می‌باشد.

فرض‌های زیر برای تسهیل فرآیند اعتبارسنجی داده‌ها در نظر گرفته شده است:

- بیشـــتر FRTUها و EMها از شـــبکه های مخابراتی (نظیر SCADA در برابر AMI) و پروتکل های مخابراتی مختلف (نظیر DNP3 در برابر ANSI C12.18) اســـتفاده می کنند. هیچ لینک مخابراتی مستقیمی بین FRTUها و EMها وجود ندارد.
- سامانه SCADA با استراتژی‌های امنیتی در برابر حملات سایبری توسعه یافته است.
- در هنگام اجرای الگوریتم اعتبارسنجی داده‌ها، هیچ سوئیچینگ و بازآرایی در شبکه وجود ندارد. بنابراین توپولوژی شبکه و پارامترهای شبکه توزیع اولیه و ثانویه در زمان واقعی دقیق هستند.

متداولترین واحدهای اندازه‌گیری در سیستم‌های توزیع اولیه عبارتست از RTUهای پست و FRTUها که به عنوان دستگاه‌های اندازه‌گیری از راه دور با سوئیچ‌های قابل کنترل از راه دور ارتباط برقرار می‌کنند. بنابراین در [۴۳]، سیستم‌های توزیع شعاعی بزرگ به چند زیرسیستمِ دارای FRTU و تعدادی EM (با قابلیت ارزیابی شدن در خصوص دستکاری داده‌ها) تقسیم می‌شوند. توپولوژی استقرار FRTUها بر اساس یک ماتریس اتصال توصیف می‌شود:

$$\Delta = \begin{bmatrix} \delta_{1,1} & \dots \delta_{1,j} & \dots \delta_{1,n} \\ \vdots & \dots \delta_{i,j} & \dots \delta_{i,n} \\ \delta_{n,1} & \dots \delta_{n,j} & \dots \delta_{n,n} \end{bmatrix} \quad (۳۲-۵)$$

i و j اندیس‌های FRTU هستند:

$$\delta_{i,n} = \begin{cases} 1 \;\; if \;\; j \; is \; the \; upstream \; neighboring \; FRTU \; of \; i \\ -1 \;\; if \;\; j \; is \; the \; downstream \; neghboring \; FRTU \; of \; i \\ 0 \; if \;\; i = j \; or \; i \; and \;\; j \; are \; not \; neighboring \; FRTU \end{cases} \quad (۳۳-۵)$$

یک ماتریس قطری برای تعیین وضعیت دسترسی به هر FRTU به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$T = \mathrm{diag}\left(T_1, T_2, \dots, T_n\right) \quad (۳۴-۵)$$

T_i متغیر Boolean نشان‌دهنده آنست که آیا FRTU i ام قابل اعتماد است یا خیر. گروه‌بندی زیرسیستم بر مبنای مجموعه FRTU قابل اعتماد انجام می‌شود. ماتریس اتصال FRTU جدید می‌تواند از ماتریس اتصال اصلی Δ و ماتریس قابلیت اعتماد T به دست آید. الگوریتم آن در شکل (۵-۳۵) نشان داده شده است:

Algorithm 1 Subsystem grouping

Require: $\mathbf{\Delta}$, T

Ensure: Updated connection matrix $\mathbf{\Delta}'$

$\widehat{\mathbf{\Delta}} \leftarrow \mathbf{\Delta} \cdot \mathbf{T}$

Let $\hat{\mathbf{c}}_i$ and $\hat{\mathbf{r}}_i$ be the i-th column and row of $\widehat{\mathbf{\Delta}}$, respectively

for each column $\hat{\mathbf{c}}_i$ in $\widehat{\mathbf{\Delta}}$ **do**

  if $\hat{\mathbf{c}}_i = 0$ **then**

    $j \leftarrow$ FINDPARENT $(\widehat{\mathbf{\Delta}}, i)$

    $\hat{\mathbf{r}}_j \leftarrow \hat{\mathbf{r}}_j + \hat{\mathbf{r}}_i$

  end if

end for

for each column $\hat{\mathbf{c}}_i$ in $\widehat{\mathbf{\Delta}}$ **do**

  if $\hat{\mathbf{c}}_i = 0$ **then**

    $\hat{\mathbf{r}}_i \leftarrow 0$

  end if

end for

Decompose $\widehat{\mathbf{\Delta}} = \widehat{\mathbf{L}} + \widehat{\mathbf{D}} + \widehat{\mathbf{U}}$

$\mathbf{\Delta}' = \widehat{\mathbf{U}} - \widehat{\mathbf{U}}^{\mathrm{T}}$

procedure FINDPARENT $\mathbf{\Delta}$, $\widehat{\mathbf{\Delta}}$, i

  Find $\mathbf{\Delta}[i, j] = -1$

  if $\widehat{\mathbf{\Delta}}[i, j] = -1$ **then**

    return j

  else

    return FINDPARENT$(\mathbf{\Delta}, \widehat{\mathbf{\Delta}}, j)$

  end if

end procedure

شکل (۵-۳۵): الگوریتم گروه‌بندی زیرسیستم‌ها [۴۳]

تعیین زیرسیستم دومین بخش از چارچوب ارزیابی داده‌ها بوده و FRTU یا RTU ریشه [۱] به عنوان نقطه تزریق توان زیرسیستم عمل می‌کند. FRTUهای موجود در نقاط پایین‌دست درختان فرعی به عنوان سوئیچ‌های مرزی که گره‌های برگ[۲] یک درخت پوشا[۳] هستند، در نظر گرفته می‌شوند. اندازه‌گیری‌های زمان واقعی این FRTUها بارهای تجمیع شده دیگر زیرسیستم‌های متصل به آنها را نشان می‌دهند. سپس این زیرسیستم توسط ماژول پخش توان توزیع اعتبارسنجی می‌شود.

فرکانس داده‌های FRTU و کنتورهای مشترک یکسان نیستند. نرخ نمونه برداری برای شبکه SCADA به طور قابل توجهی بالاتر از کنتورهای الکترونیکی مصرف‌کننده است و معمولاً اندازه‌گیری‌های بلادرنگ بین ۳ تا ۱۰ ثانیه را بررسی می‌کند. زمان انتقال داده بین بهره‌برداری توزیع و مرکز صورتحساب مشترکین ۱۵ دقیقه در نظر گرفته شده است که از چرخه کنتورهای الکترونیکی مصرف‌کننده پیروی می‌کند. ابتدا باید میانگین توان اکتیو و توان راکتیو داده‌های بیش از ۱۵ دقیقه برای هر دو FRTU و EM محاسبه شود. با دستکاری سایبری انواع ۱ و ۳، می‌توان انتظار داشت که میزان تلفات برق بسیار بیشتر از آنچه پیش‌بینی می‌شد، باشد. با تمام مجموعه داده‌های نمونه‌برداری از

[۱] Root FRTU/RTU

[۲] Leaf nodes

[۳] Spanning tree

FRTU (شبکه اولیه) و EM (شبکه ثانویه)، تلفات توان برای زیرسیستم داده شده را می‌توان با استفاده از هر روش پخش توان توزیع تخمین زد. نسبت عدم تطابق (mismatch) زیرسیستم ابتدا به عنوان معیاری برای تشخیص ناسازگاری داده‌های اندازه‌گیری به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$MR_i = \frac{P_{meas,i} - \sum_{l \in L_i} P_{EM,l} - P_{loss,i}}{P_{meas,i}}$$

$$|MR_i| \le \gamma \qquad (۳۵-۵)$$

$$P_{meas,i} = \sum_{s=a,b,c} \overline{PI}^{(s)}_{FRTU,i} - \sum_{j \in J_i} \overline{PO}^{(s)}_{FRTU,j}$$

$P_{meas,i}$: توان متوسط مصرفی سه فاز در زیرسیستم i

$P_{loss,i}$: تلفات متوسط توان سه فاز زیر سیستم i (محاسبه شده بر اساس قرائت‌های کنتور و با استفاده از تحلیل پخش توان)

$\overline{PI}^{(s)}_{FRTU,i}$: اندازه‌گیری توان متوسط فاز s توسط root FRTU در زیرسیستم i

$\overline{PO}^{(s)}_{FRTU,j}$: اندازه‌گیری توان متوسط فاز s توسط FRTU jام در زیرسیستم i که یکی از گره‌های برگ زیرسیستم iام است.

$P_{EM,l}$: اندازه‌گیری توان متوسط سه فاز lامین کنتور انرژی خانگی در iامین زیرسیستم

γ: مقدار آستانه تعیین شده

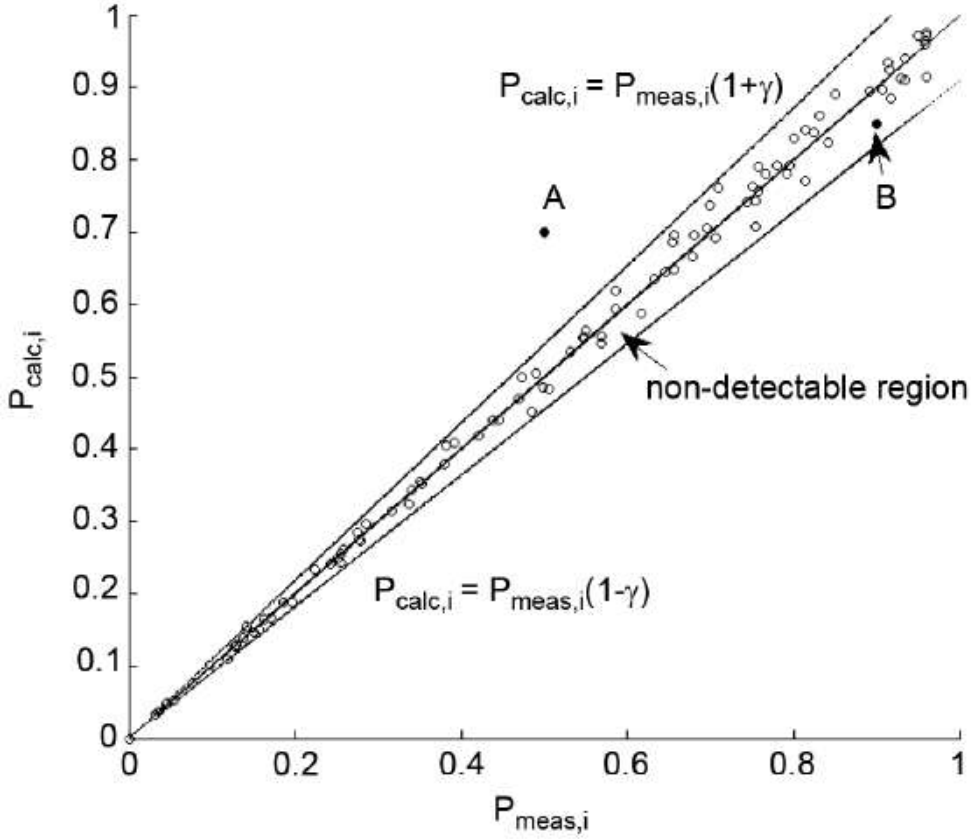
بر مبنای مقدار آستانه تعیین شده یک زیرسیستم از داده‌های گذشته (historical data) مصارف غیرمجاز توسط: ۱) مصرف برق کل زیرسیستم و ۲) بزرگی قدرت دستکاری شده تعیین می‌شود. مقدار مصرف برق دستکاری شده قابل تشخیص (DTP)[1] برای iامین زیرسیستم به صورت تعریف شده است:

$$DTP_i = P_{meas,i} \times \gamma \qquad (۳۶-۵)$$

این معادله مرز بین مقادیر دستکاری شده قابل تشخیص و غیرقابل تشخیص را که در شکل (۵-۳۶) نشان داده شده است، تعیین می‌کند. دو خط مرزی مناطق قابل تشخیص و غیرقابل تشخیص را از هم جدا می‌کند. ناحیه بین دو خط مرزی یک ناحیه قابل تشخیص و ناحیه پایین نیز یک ناحیه غیرقابل تشخیص است. این بدان معناست که برای یک زیرسیستم، اگر مقدار کنتورهای انرژی خانگی دستکاری شده در ناحیه قابل تشخیص باشد، به عنوان مثال، نقطه A در شکل (۵-۳۶)، احتمالاً شناسایی می‌شود. به طور مشابه، اگر مقدار آن خارج از ناحیه قابل تشخیص نقطه B نشان داده شده در شکل (۵-۳۶) باشد، بعید است که شناسایی شود. لازم به ذکر است که مقادیر آستانه هر زیر سیستم باید به طور منظم تنظیم شود تا تغییرات در داده های مصرف سالانه و تغییرات احتمالی شبکه را منعکس کند.

[1] Detectable Tampered Power (DTP)

DOI:10.30503/nripress.2020.210



شکل (۵-۳۶): دامنه مصرف انرژی دستکاری شده قابل تشخیص در یک زیرسیستم [۴۳]

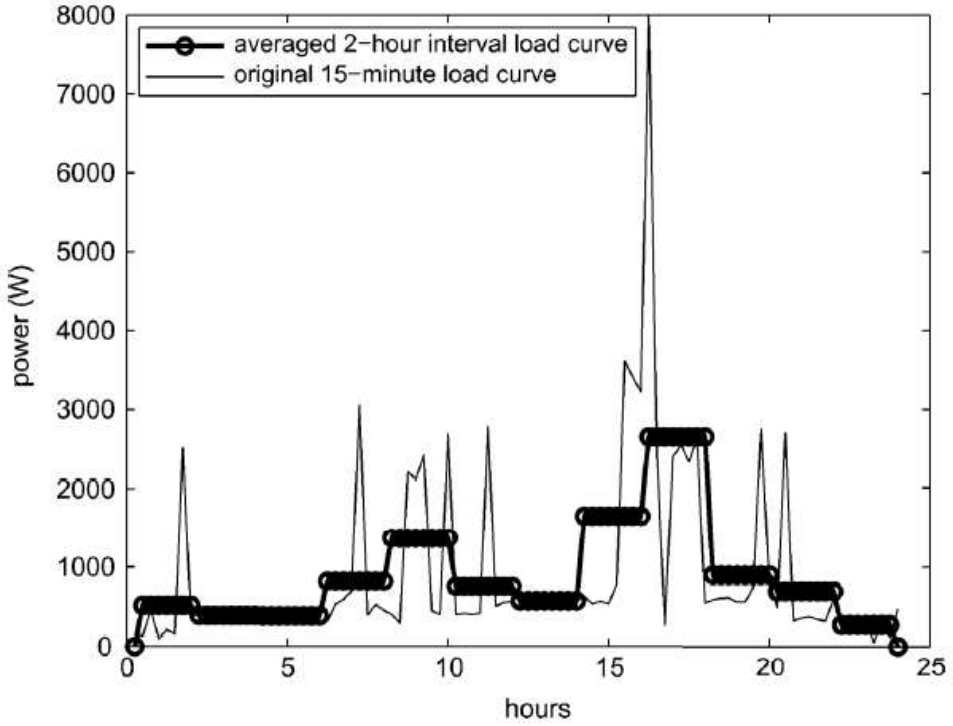
در مرحله تعیین کنتورهای الکترونیکی دستکاری شده، یک روش شناسایی الگو برای تعیین مصارف نامتعارف به کمک تشخیص الگوی historical پیشنهاد شده است. مطالعات نشان می دهد که رفتارهای مشترک را می توان با الگوهای تکراری پروفیل مصرف مشخص کرد. به این ترتیب، یک پروفیل بار روزانه مشاهده شده که از الگوهای معمولی منحرف شده است ممکن است نشان‌دهنده یک دستکاری سایبری بالقوه باشد. امتیاز اعتبار مربوط به هر مصرف کننده بر اساس روند مصرف انرژی آنها بررسی می‌شود تا مشخص شود که آیا مصرف انرژی آنها با سابقه مصرف انرژی مطابقت دارد یا خیر. پروفیل بار روزانه یک مشترک شامل ۹۶ نقطه داده (۴ نقطه در هر ساعت برای ۲۴ ساعت) بوده و کنتور در هر سیکل ۱۵ دقیقه به روزرسانی می‌شود. این مجموعه داده برای همه مشترکین پیش‌پردازش می‌شود تا خطای رندم با متوسط‌گیری نقاط داده در حوزه زمان حذف گردد. هر بردار منحنی بار ۱۵ دقیقه‌ای اصلی (original) $LCV_r = \{P_{EM,r}(1),...,P_{EM,r}(L)\}$ به یک بردار متوسط ۲ ساعتی $ALCV_r = \{\hat{P}_{EM,r}(1),...,\hat{P}_{EM,r}(Q)\}$ تجمیع شده است.

هر نقطه داده در $ALCV$ از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$\hat{P}_{EM,r}(q) = \frac{\sum_{l=(q-1)d+1}^{N} P_{EM,r}(l)}{d} \qquad (۳۷-۵)$$

L: نقاط داده ۲۴ ساعته از سیکل ۱۵ دقیقه‌ای است و Q سایز نقاط داده ۱۵ دقیقه‌ای برای یک بازه ۲ ساعته (q=1,2,…,Q) است. نسبت تجمیع برابرست با d=L/Q و N=q.d. بُعد مجموعه‌های داده‌های اصلی (original) می‌تواند به

منظور تسهیل ارزیابی اعتبار داده ها و مینیمم کردن نویز کاهش یابد. یک نمونه از تجمیع منحنی بار در شکل (۵-۳۷) نشان داده شده است.



شکل (۵-۳۷): تجمیع منحنی بار برای یک کنتور خانگی [۴۳]

پروفایل بار گذشته (historical) ۳۰ روزه یک مشترک به عنوان مرجعی برای تشخیص کنتورهای دستکاری شده استفاده می‌شود. بُعد این بردارهای اصلی ابتدا به روش تجمیع کاهش می‌یابد. سپس این بردارها با استفاده از c-menas فازی (FCM)[1] به c گروه دسته‌بندی می‌شوند. بعد از خوشه‌بندی FCM، نقطه مرکزی منحنی بار به دست می‌آید. مقدار عضویت بردار منحنی بار به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$u_{i,r} = \frac{1}{\sum_{j=1}^{c}\left(\frac{\left\|ALCV_r - CC_{i,r}\right\|}{\left\|ALCV_r - CC_{j,r}\right\|}\right)^{2/(\omega-1)}} \qquad (۳۸-۵)$$

$u_{i,r}$: مقدار عضویت منحنی بار تجمیع شده مشترک r ام متعلق به نقطه مرکزی i ام

$CC_{i,r}$: مرکز i ام منحنی بار r ام

$CC_{j,r}$: مرکز j ام منحنی بار r ام

$ALCV_r$: منحنی بار تجمیع شده مشترک r ام

امتیاز اعتبار برای یک بردار منحنی بار تجمیع شده $ALCV_r$ به صورت ماکزیمم مقدار عضویت آن تعریف می‌شود:

$$CS(ALCV_r) = \max\{u_{i,r} : i = 1,2,...,c\} \qquad (۳۹-۵)$$

[1] Fuzzy c-means (FCM)

تعداد متفاوت خوشه‌ها به طور اجتناب‌ناپذیری بر محاسبه امتیاز اعتبار تأثیر می‌گذارد. با توجه به اینکه پروفیل‌های بار روزانه می‌تواند به شدت به روزهای مختلف در یک هفته وابسته باشد، تعداد احتمالی الگوهای مصرف انرژی یک عدد صحیح بین ۲ تا ۷ در نظر گرفته می‌شود. مراحل زیر تعداد خوشه‌ها را برای هر مشترک تعیین می‌کند:

۱. تعداد خوشه‌ها ۲، ۳، ...، ۷ فرض می‌شود. c=2,3,…,7 تنظیم شده و به منظور محاسبه مینیمم امتیاز اعتبار برای هر تعداد خوشه c، FCM بر روی پروفیل‌های بار کاهش یافته اعمال می‌شود. یک مجموعه از مینیمم امتیاز اعتبار به صورت $CS_{\min} = \min\{CS_c \mid c = 2,3,...,7\}$ به دست می‌آید. CS_c بیانگر مجموعه امتیازهای اعتبار منحنی‌های بار کاهش یافته خوشه‌بندی شده با c خوشه است.

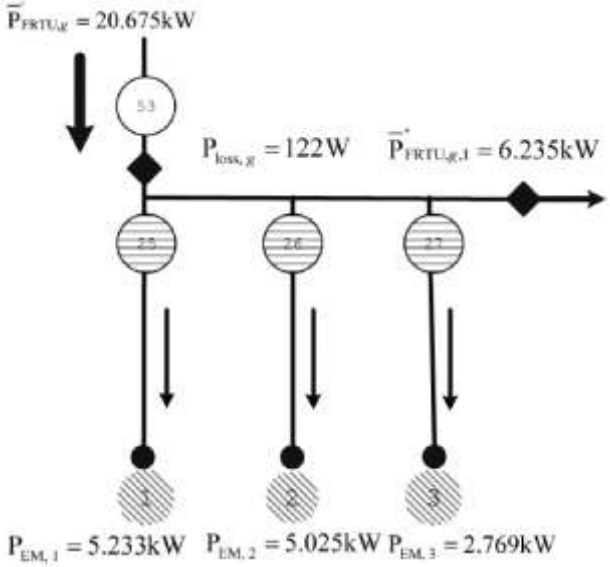
۲. تعیین مقدار ماکزیمم χ از مجموعه مینیمم امتیاز اعتبار ($\chi = \max(CS_{\min})$).

امتیاز اعتبار بیانگر منظم بودن بردار پروفیل بار مربوطه است. مقدار آستانه اعتبار χ بر مبنای مینیمم امتیاز اعتبار داده‌های گذشته دستکاری شده تعیین می‌شود. ممکن است در برخی سناریوها مقدار آستانه اعتبار محاسبه شده χ به علت پروفیل‌های بار دستکاری نشده یا خطاهای خوشه‌بندی خیلی کوچک باشد. در این موارد مقدار χ از رابطه زیر محاسبه می‌گردد:

$$\chi = \max\left\{\max\left(CS_{\min}\right), M\right\} \qquad (۴۰-۵)$$

M مقداری ثابت بوده که بیانگر کران پایین مقدار آستانه اعتبار است.

به منظور نمایش مفهوم الگوریتم شناسایی برق‌دزدی، یک نمونه زیرسیستم در شکل (۵-۳۸) نشان داده شده است. با استفاده از الگوریتم پخش توان، تلفات توان برابرست با $P_{loss,g} = 122\text{W}$. ابتدا عدم‌تطابق داده‌های اندازه‌گیری FRTUها و EMها با استفاده از رابطه (۵-۳۵) بررسی می‌شود.



شکل (۵-۳۸): مطالعه موردی با سه مشترک و یک FRTU [۴۳]

$$\gamma = 0.5\%, \text{calculated mismatch ratio} = 8.9\%$$

نسبت عدم تعادل محاسبه شده (calculated mismatch ratio) بیش از مقدار قابل قبول از پیش تعیین شده است. این زیرسیستم مشکوک به دستکاری سایبری است. ازآنجاکه هر ترانسفورماتور توزیع به یک مشترک متصل شده است، هر سه مشترک بر اساس داده‌های گذشته بررسی می‌شوند تا امتیازهای اعتبار برای هر مشترک تعیین گردد. مقدار عضویت بردار بار محاسبه شده و رابطه (۵-۴۱) نشان می‌دهد که امتیاز اعتبار برای مشترک ۱ برابرست با ۰/۹۵۲۳.

به طور مشابه ،امتیاز اعتبار برای مشترکین ۲ و ۳ به ترتیب برابرست با ۰/۹۵۸۳ و ۰/۶۳۲۲. مقدار آستانه امتیاز اعتبار برابر ۰/۸ در نظر گرفته شده است. بنابراین مشترک ۳ مشکوک به دستکاری مصرف انرژی است.

$$CS(ALCV_r) = \max\{0.9523, 0.0166, 0.031\} \quad (۴۱-۵)$$

در مرحله تشخیص بی‌نظمی‌ها با استفاده از ماشین بردار پشتیبان، سامانه اعتبارسنجی داده‌ها برای تشخیص بی‌نظمی پروفیل بار استفاده می‌شود تا محدوده احتمالی موارد مشکوک شناسایی شود. در عمل، غیرعادی بودن پروفیل بار لزوما بعلت دستکاری سایبری نیست. عوامل متعددی در نامتعارف بودن پروفیل بار دخیل هستند:

- خطاهای خوشه‌بندی بردار پروفیل بار
- تعطیلات
- لوازم برقی جدید اضافه شده در سمت مشترک
- و موارد دیگر.

وجود پروفیل‌های بار نامنظم می‌تواند با سامانه اعتبارسنجی ارتباط برقرار کند و منجر به خطاهای مثبت نادرست بزرگ شود. ماشین بردار پشتیبان برای تعیین بی‌نظمی‌ها مورد استفاده بوده است. یک مجموعه از داده‌های آموزش برای دسته‌بندی باینری وجود دارد:

$$\Upsilon = \{(x_i, y_i) \mid i = 1,...,m\}, x_i \in \mathrm{R}^n, y_i \in \{-1,1\} \quad (۴۲-۵)$$

SVM به عنوان یک دسته‌بندی‌کننده باید برای هر مشترک طی مراحل زیر پیش‌آموزش داده شود:

گام ۱: برای هر مشترک مشکوک، داده‌های پروفیل بار گذشته جمع‌آوری می‌شود.

گام ۲: داده‌های پروفیل بار دستکاری شده برای مشترکین تخمین زده شود.

گام ۳: استفاده از SVM به عنوان دسته‌بندی کننده و آموزش آن با داده‌های گذشته و دستکاری شده تخمینی.

گام ۴: بررسی پروفیل بار فعلی با استفاده از SVM آموزش داده شده برای تعیین مصارف مشکوک.

موارد مشکوک شناسایی شده لزوما بعلت دستکاری سایبری نبوده و عواملی که قبلا بیان گردید، نیز در غیرعادی شدن مصرف انرژی تاثیرگذارند. برای مشخص کردن عملکرد سامانه اعتبارسنجی داده‌ها، نرخ‌های مثبت و منفی نادرست به صورت زیر تعریف می‌شوند:

$$\alpha_{FP} = \frac{N_{DABN} - N_{DC}}{N_{DABN}} \quad (۴۳-۵)$$

$$\beta_{FP} = \frac{N_{TC} - N_{DC}}{N_{TC}} \quad (۴۴-۵)$$

N_{DABN} : تعداد مشترکین شناسایی شده با پروفیل بار غیرعادی

N_{DC} : تعداد مشترکین با مصرف دستکاری شده شناسایی شده

α_{FP}: نرخ مثبت نادرست[۱]

N_{TC} : تعداد کل مشترکین دستکاری شده

β_{FP}: نرخ منفی نادرست[۲]

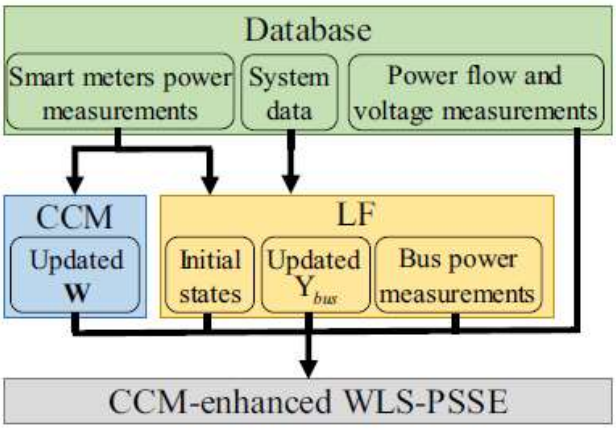
[۱] False positive rate

[۲] False negative rate

کران پایین مقدار آستانه اعتبار M بر نرخ‌های مثبت و منفی نادرست تاثیر دارد. مقدار بزرگ M معمولا سبب نرخ منفی نادرست کمتر خواهد شد. به منظور تعیین مقدار صحیح M باید به روش‌های اکتشافی[۱] و با در نظر گرفتن بالانس α_{FP} و β_{FP} تعیین گردد.

۵-۲۱-۳. برآورد تلفات غیرفنی بر مبنای مدل و داده‌های شبکه‌های توزیع فشارمتوسط

در [۴۴]، یک روش مبتنی بر مدل و داده‌های شبکه به منظور برآورد تلفات فنی و غیرفنی در سطح فیدرهای فشارمتوسط پیشنهاد شده است. روندنمای داده روش تخمین تلفات غیرفنی در شکل (۵-۳۹) نشان داده شده است. روش تشخیص تلفات غیرفنی شبکه فشار متوسط بر اساس روشهای دسته‌بندی مصرف‌کنندگان و تخمین حالت سیستم قدرت[۲] بوده است که در شکل (۵-۴۰) مراحل یکی از روش‌های PSSE مبتنی بر حداقل مربعات خطا[۳] نشان داده شده است. مطابق شکل (۵-۳۹)، داده‌های ورودی شامل پارامترهای مولفه‌های سیستم، اندازه‌گیری‌های آنالوگ و وضعیت هستند. CCM برای دسته‌بندی اولیه مصرف‌کنندگان به گروه‌های مشکوک و عادی، اندازه‌گیری‌های تزریق توان گزارش شده توسط کنتورهای هوشمند را در نظر می‌گیرد. این تخمین در مرحله بعد برای ایجاد اندازه‌گیری‌های مصنوعی مورد استفاده قرار می‌گیرد. اندازه‌گیری‌های مصنوعی[۴] برای افزایش سطح افزونگی اندازه‌گیری‌های سیستم تولید می‌شوند و نباید آنها را با شبه‌اندازه‌گیری‌ها[۵] اشتباه گرفت. شبه‌اندازه‌گیری‌ها بر اساس داده‌های گذشته به دست میآیند. سپس، الگوریتم پخش بار نامتعادل برای تخمین اولیه حالت‌های سیستم که در مرحله بعد در PSSE مبتنی بر WLS نامتعادل مورد استفاده قرار می‌گیرد، اجرا می شود. هدف داشتن یک تخمین اولیه از حالت‌های سیستم برای استفاده در مراحل بعدی است.



شکل (۵-۳۹): روندنمای PSSE CCM [۴۴]

مطابق شکل (۵-۴۰)، فرآیند PSSE مبتنی بر WLS و CCM دو بار اجرا می شود. در مرتبه اول، WLS-PSSE با وزن‌های آپدیت شده که توسط CCM تخمین زده شده و بدون در نظر گرفتن تحلیل خطای فاحش[۶] اجرا می شود. تخمین حالت مرتبه اول با هدف ایجاد اندازه‌گیری‌های مصنوعی در تمام قسمت‌هایی که اندازه‌گیری‌های واقعی

[۱] Heuristically

[۲] Power System State Estimation (PSSE) and Consumer Classification Methods (CCM)

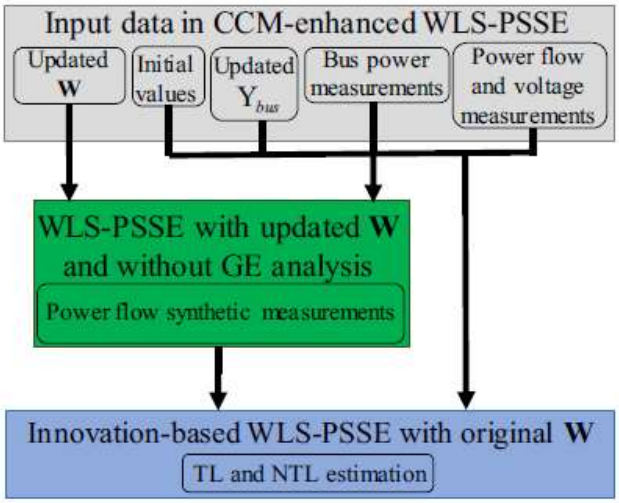
[۳] Weighted Least Squares (WLS) PSSE

[۴] Synthetic measurements

[۵] Pseudo measurements

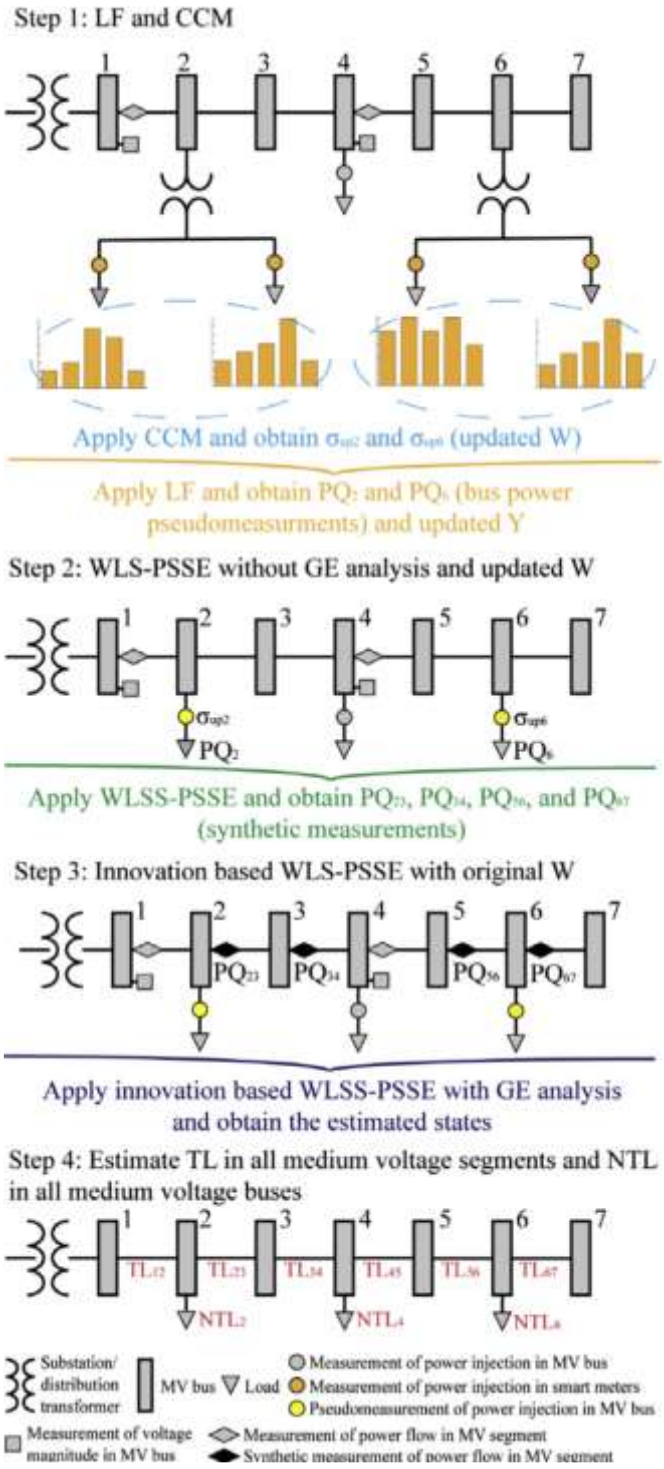
[۶] Gross Error (GE) analysis

ندارند، اجرا می شود. تخمین مرتبه دوم هر سه نوع اندازه‌گیری‌های واقعی، م صنوعی و شبه‌اندازه‌گیری‌ها را در نظر گرفته و WLS-PSSEرا با در نظر گرفتن تحلیل GE اجرا می‌کند. تلفات غیرفنی به صورت GE مدل می‌شود. در این مرحله تلفات غیرفنی شناسایی و تخمین زده می‌شوند. WLS-PSSE با استفاده از مقادیر وزن‌ها به عنوان درصد اندازه‌گیری‌ها و جهت محاسبه ماتریس وزنی W، برای بار دوم اجرا می‌شود.



شکل (۵-۴۰): روندنمای WLS-PSSE مبتنی بر CCM [۴۴]

مراحل الگوریتم تفکیک تلفات فنی و غیرفنی در فیدر ۷ با سه نشان داده شده ا ست. در مرحله اول، اندازه‌گیری‌های تزریق توان کنتورهای هو شمند در باس‌های ۲ و ۶ برای د سته‌بندی اولیه م صرف‌کنندگان به د سته‌های م شکوک و عادی و محاسبه انحراف معیار آپدیت شده آنها در نظر گرفته می‌شود. انحراف معیارهای تخمین زده شده برای تشکیل ماتریس وزن اندازه‌گیری‌ها (W) جهت کاربرد در اولین اجرای WLS-PSSE مورد استفاده قرار می‌گیرد. همچنین در مرحله اول یک تحلیل پخش بار برای تخمین حالت‌های سی ستم، بروزر سانی ماتریس ادمیتانس باس و شبه‌اندازه‌گیری‌های تزریق توان در باس‌های ۲ و ۶ (PQ_2, PQ_6) اجرا می‌شود. در مرحله دوم، بر اساس ماتریس وزنی آپدیت شده W، یک WLS-PSSE برای به د ست آوردن اندازه‌گیری‌های م صنوعی فلوهای توان در بخش‌های MV بدون اندازه‌گیری‌های واقعی (PQ_{23}, PQ_{34}, PQ_{56}, PQ_{67}) اجرا می‌شود. در مرحله دوم، تحلیل GE انجام نمی‌شود. در مرحله سوم، تحلیل GE با در نظر گرفتن اندازه‌گیری‌های مصنوعی که قبلا ایجاد شده‌اند، انجام می‌شود. سپس، با استفاده از حالت‌های تخمینی می‌توان تلفات فنی و غیرفنی را محاسبه نمود.



شکل (۵-۴۱): مراحل الگوریتم WLS-PSSE مبتنی بر CCM بر روی فیدر نمونه [۴۴]

روش CCM مورد استفاده یک روش شناسایی مصارف نامتعارف مبتنی بر احتمالات غیرنظارتی است که توزیع گاو سی چندمتغیره برای مدل‌سازی بار مصرف‌کنندگان در نظر می‌گیرد. برای هر مصرف‌کننده در یک کلاس معین، تابع چگالی احتمال به صورت (۵-۴۵) در نظر گرفته می‌شود.

$$f(y,\mu,\Sigma)=\frac{1}{\sqrt{(2\pi)^d\,|\Sigma|}}e^{-0.5(y-\mu)^T\Sigma^{-1}(y-\mu)} \qquad (۴۵-۵)$$

ضریب d در رابطه (۵-۴۵) برابر تعداد اندازه‌گیری‌های هر مصرف‌کننده است که برای محاسبه تابع چگالی احتمال آن در نظر گرفته شده است. فرضیه CCM آنست که برای نوع و کلاس یکسان مصرف‌کنندگان، بیشتر آنها عادی و الگوی مصرف مشابهی دارند. بنابراین مصرف‌کنندگانی که مقدار y آنها مشابه μ باشد، تابع چگالی احتمال بالایی دارند و در دسته عادی قرار دارند. همچنین فرض می شود که مصرف‌کنندگان غیرعادی بسیار کمتر از موارد عادی هستند و الگوی مصرف نامتعارف و در نتیجه تابع چگالی احتمال کمتر دارند. بنابراین مصرف‌کنندگانی که معکوس تابع چگالی احتمال آنها کم باشد، به عنوان موارد مشکوک شناسایی می شوند. ارزیابی عملکرد CCM به کمک دو شاخص درستی[۱] و فراخوانی[۲] انجام شده است:

$$PR = 100 \times TP / (TP + FP) \quad (۴۶-۵)$$

$$RC = 100 \times TP / (TP + FN) \quad (۴۷-۵)$$

TP: مثبت‌های درست[۳]

FP: مثبت‌های نادرست[۴]

FN: منفی‌های نادرست[۵]

پس از اجرای WLS-PSSE، تلفات فنی هر فاز f در هر بخش km به صورت (۱-۴۸) محاسبه می‌شود. تلفات غیرفنی فاز f از باس k نیز از رابطه (۵-۴۹) به دست می‌آید.

$$TL_f^{km} = P_f^{km} + P_f^{mk} \quad (۴۸-۵)$$

$$NTL_f^k = P_f^k - \bar{P}_f^k \quad (۴۹-۵)$$

به منظور ارزیابی روش پیشنهادی، درصد تلفات فنی و غیرفنی به صورت زیر محاسبه می‌شود.

$$eTL = \left|(TL - TL_{RV}) / TL_{RV}\right| \quad (۵۰-۵)$$

$$eNTL = \left|(NTL - NTL_{RV}) / P_{RV}\right| \quad (۵۱-۵)$$

برای انجام تحلیل GE، ابتدا به کمک ماتریس ژاکوبین اندازه‌گیری (H) و ماتریس وزن اندازه‌گیری‌ها (W) ماتریس K به صورت زیر محاسبه می‌گردد. سپس شاخص II_k برای هر اندازه‌گیری k ام محاسبه شده و مقادیر II_k کمتر از ۰/۷۵ بیانگر وجود خطای فاحش (GE) و نشانه تلفات غیرفنی است.

$$K = H[H^T W H]^{-1} H^T W \quad (۵۲-۵)$$

$$II_k = \sqrt{1 - K_{kk}} / \sqrt{K_{kk}} \quad (۵۳-۵)$$

اندازه‌گیری‌های توان بر اساس متداولترین محدوده مصرف مشترکین برزیل (۱۰۱-۲۰۰ کیلووات‌ساعت در ماه) و منحنی بار روزانه متناسب با این محدوده مصرف تولید شده است [۴۵]. با در نظر گرفتن توزیع log-normal، چند نوع الگوی مصرف مختلف ایجاد می شود. مصرف تجمیعی مربوط به مقدار دیماند پیک (در ساعت ۱۰ قبل از ظهر) بوده که برابر بارهای فیدرهای تست IEEE تنظیم شده است. تلفات غیرفنی با ضرب یک ضریب تصادفی کاهنده بار بین ۰ تا ۰/۷ ایجاد می‌شود. از آنجاکه فیدرهای IEEE شبکه فشارضعیف را ارائه نداده‌اند، توان تزریقی باس‌ها با افزودن توان اندازه‌گیری شده مشترکین هر گره به دست آمده است. در روش پخش بار، بارهای دارای اتصال Δ به

[۱] Precision (PR)

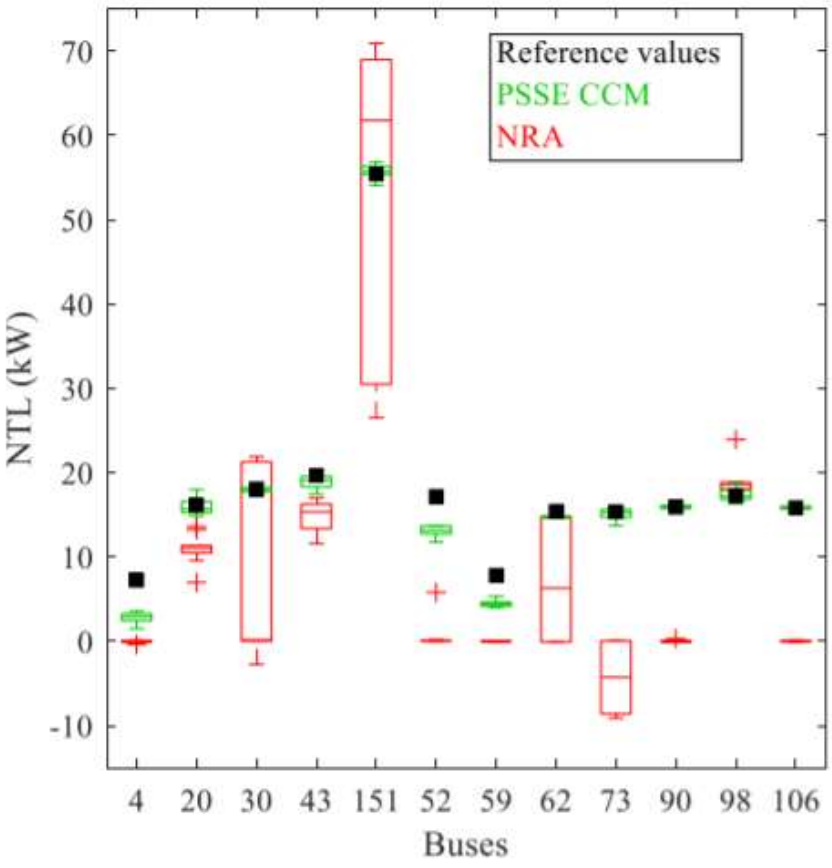
[۲] Recall (RC)

[۳] True positives

[۴] False positives

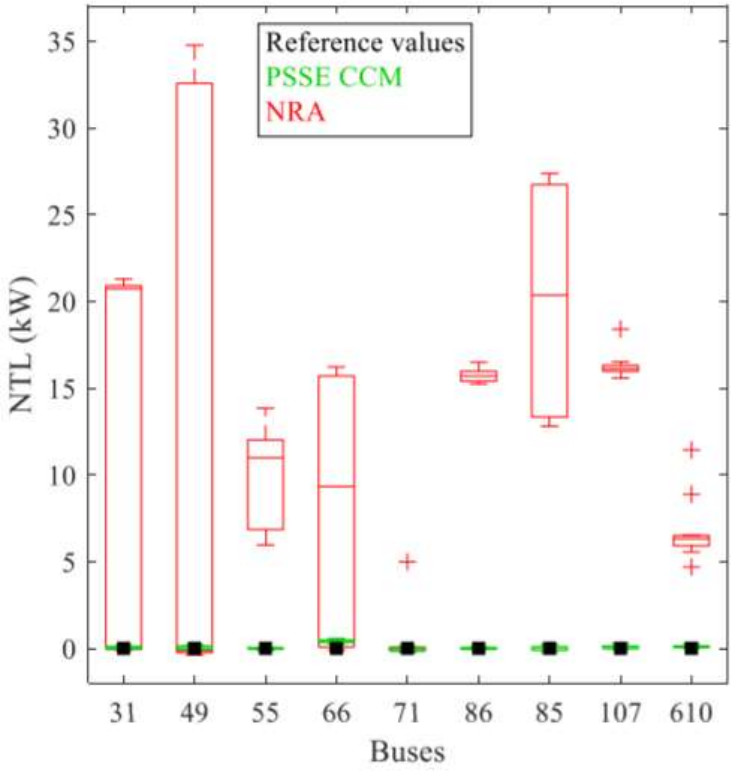
[۵] False negatives

توان‌های تزریقی wye تبدیل شده تا مقادیر اولیه ولتاژ تعیین شده و مادریس ادیمتانس باس به‌روز سانی گردد. در فیدرهای ۱۳ و ۱۲۳ باسه IEEE، تنظیم‌کننده‌های ولتاژ، باس‌های تزریق توان صفر، و خطوط دو فاز و تکفاز وجود دارند. CCM با در نظر گرفتن توان متوسط مصرفکننده به عنوان داده ورودی و درصدی از کل تلفات غیرفنی با خطای ۱ درصد، اعمال شده است. تخمین فقط برای تلفات غیرفنی ارائه شده و تلفات فنی به طور مستقیم با تلفات غیرفنی ارتباط دارد. خطاهای تخمین تلفات فنی و غیرفنی نیز ارائه شده است. مطالعه موردی بر روی سیستم توزیع نامتعادل ۱۲۳ باسه IEEE انجام شده است. باس‌های دارای اندازه‌گیری‌های توان عبوری خطوط و دامنه ولتاژ و همچنین باس‌های دارای تلفات غیرفنی (کل ۵/۶ در صد) برای سیستم ۱۲۳ با سه IEEE در جدول (۵-۹) گزارش شده ا ست. اندازه‌گیری‌های تزریق توان با ا ستفاده از پخش بار در تمام باس‌های بار به د ست آمده ا ست. تعداد کل م صرف‌کنندگان ۸۰۵۲ و ۶۸۵ م صرف‌کننده دارای تلفات غیرفنی ه ستند. مقادیر شاخص‌های PR و RC به کمک CCM به ترتیب برابر ۸۲ درصد و ۵۳/۳ درصد به دست آمده است. به کمک الگوریتم PSSE CCM، تلفات غیرفنی به درستی در همه باس‌ها شناسایی شدند. نتایج تخمین در شکل‌های (۵-۴۲) و (۵-۴۳) نشان داده شده است. در روش مبتنی بر تحلیل باقیمانده‌های نرمالیزه اندازه‌گیری‌ها[1]، تلفات غیرفنی در باس‌های ۲۰، ۴۳، ۱۵۱، ۹۸، ۳۰، ۶۲ به درستی شناسایی شدند. اما NRA قادر به تشخیص تلفات غیرفنی باس‌های ۴، ۵۲، ۵۹، ۷۰، ۹۰، ۱۰۶ نبوده و به اشتباه باس‌های ۳۱، ۴۹، ۵۵، ۶۶، ۷۱، ۸۶، ۸۵، ۱۰۷، و ۶۱۰ را به عنوان باس‌های دارای تلفات غیرفنی شناسایی کرده ا ست. نتایج جدول (۵-۹) نشان‌دهنده دقت بالای الگوریتم PSSE CCM در شنا سایی تلفات غیرفنی و فنی شبکه‌های توزیع در مقایسه با روش تحلیل باقیمانده‌های نرمالیزه اندازه‌گیری‌هاست.



[1] Normalized Residuals Analysis (NRA)

شکل (۵-۴۲): تخمین تلفات غیرفنی در سیستم توزیع ۱۲۳ باسه IEEE – باس‌های با تلفات غیرفنی [۴۴]



شکل (۵-۴۳): برآورد تلفات غیرفنی در سیستم توزیع ۱۲۳ باسه IEEE – باس‌های بدون تلفات غیرفنی [۴۴]

جدول (۵-۹): خطای برآورد درصد تلفات فنی و غیرفنی در سیستم توزیع ۱۲۳ باسه نامتعادل *IEEE* [۴۴]

	Average error: mean (σ)		**Maximum error: mean (σ)**	
	eNTL (%)	**eTL (%)**	**eNTL (%)**	**eTL (%)**
NRA	7.9 (0.8)	9.7 (1.0)	100.2 (9.6)	161.6 (33.0)
PSSE CCM	0.8 (0.1)	1.4 (0.1)	25 (3.1)	43.0 (4.5)

۵-۲۱-۴. برآورد تلفات غیرفنی بر مبنای امپدانس بهره‌برداری معادل

در [۴۶]، از مفهوم امپدانس بهره‌برداری معادل (EOI)[۱] برای برآوردن تلفات غیرفنی شبکه‌های توزیع استفاده شده است. برای شبکه‌های توزیع شعاعی، EOI بر اساس رابطه تلفات فنی کل و جریان تزریقی کل تعیین می‌شود. اگر جریان تزریقی کل در پست اندازه‌گیری شود، سپس EOI کل فیدر نمایش داده می‌شود. در غیر اینصورت، اگر جریان تزریقی کل در یک ترانسفورماتور توزیع اندازه‌گیری شود، EOI شبکه LV تغذیه شونده توسط آن ترانسفورماتور را نشان می‌دهد. رزیستانس و راکتانس بهره‌برداری معادل به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$R_{eq} = P_{TL} / I^2 \quad (۵۴-۵)$$

$$X_{eq} = Q_{TL} / I^2 \quad (۵۵-۵)$$

P_{TL}: تلفات اکتیو کل

Q_{TL}: تلفات راکتیو کل

[۱] *Equiet Operational Impedance (EOI)*

I: دامنه جریان تزریقی کل

- بارگذاری متوسط ترانسفورماتور توزیع نظارت شده

برای هر فاز، بالانس توان‌های اکتیو و راکتیو برای ترانسفورماتور نظارت شده i ام به صورت زیر بیان می‌گردد:

(۵۶-۵)
$$P_{smi} = P_{sbi} + P_{Lossi}$$

$$Q_{smi} = Q_{sbi} + Q_{Lossi} \quad (۵۷-۵)$$

$$P_{Lossi} = P_{sTLi} + P_{sNTLi} \quad (۵۸-۵)$$

$$Q_{Lossi} = Q_{sTLi} + Q_{sNTLi} \quad (۵۹-۵)$$

$$P_{Cj} = \frac{kWh_{Cj}}{T} \quad (۶۰-۵)$$

$$P_{sbi} = \sum_{j=1}^{m} P_{Cj} \quad (۶۱-۵)$$

اندیس‌های s، b و m بیانگر نظارت‌شده، صورت‌حساب شده و اندازه‌گیری شده هستند. i به سمت LV ترانسفورماتور i ام اشاره دارد.

P_{smi} و Q_{smi}: متوسط توان اکتیو و راکتیو تزریقی اندازه‌گیری شده در سمت LV ترانسفورماتور نظارت شده i ام

P_{Cj}: متوسط دیماند اکتیو به دست آمده از صورت‌حساب الکتریکی مصرف‌کننده j ام در بازه زمانی T

P_{sbi} و $Q_{s\,b}$: متوسط دیماند اکتیو و راکتیو صورت‌حساب شده به دست آمده از صورت‌حساب‌های مشترکین ترانسفورماتور نظارت شده i ام

P_{sTLi} و Q_{sTLi}: متوسط تلفات فنی اکتیو و راکتیو شبکه LV تغذیه شده توسط ترانسفورماتور نظارت شده i ام

P_{sNTLi} و Q_{sNTLi}: متوسط تلفات غیرفنی اکتیو و راکتیو شبکه LV تغذیه شده توسط ترانسفورماتور نظارت شده i ام

P_{Lossi} و Q_{Lossi}: متوسط تلفات اکتیو و راکتیو کل شبکه LV تغذیه شده توسط ترانسفورماتور نظارت شده i ام

برای ترانسفورماتور نظارت شده i ام، تلفات غیرفنی عبارتست از:

$$P_{sNTLi} = P_{smi} - P_{sbi};\ Q_{sNTLi} = Q_{smi} - Q_{sbi} \quad (۶۲-۵)$$

برای ترانسفورماتور نظارت شده تغذیه‌کننده یک شبکه LV مقادیر تلفات $P_{sTLi}, P_{sNTLi}, Q_{sTLi}, Q_{sNTLi}$ مستقیما از روابط فوق قابل محاسبه نیست. بنابراین مفهوم EOI مطرح می‌شود. الگوریتم پیشنهادی به صورت زیر ارائه می‌شود:

۱. الگوریتم پخش بار را در شبکه LV اجرا نمایید و P'_{TLi} و Q'_{TLi} (تلفات فنی اکتیو و راکتیو شبکه LV برای تغذیه P_{sbi} و $Q_{s\,b\,i}$) را محاسبه نمایید. تلفات غیرفنی در این جواب در نظر گرفته نمی‌شود. با استفاده از P'_{TLi} و Q'_{TLi} محاسبه شده، شبکه LV به صورت یک EOI مدل می‌شود:

$$R_{eqi} = P'_{TLi} / I_i'^2 \quad (۶۳-۵)$$

$$X_{eqi} = Q'_{TLi} / I_i'^2 \quad (۶۴-۵)$$

R_{eqi} و X_{eqi} رزیستانس و راکتانس بهره‌برداری معادل شبکه LV تغذیه شده توسط ترانسفورماتور i ام هستند. I'_i جریان rms تزریقی در سمت LV ترانسفورماتور i ام بوده و از پخش بار به دست می‌آید.

۲. بنابراین تلفات فنی اکتیو و راکتیو شبکه LV تغذیه شده توسط ترانسفورماتور i ام در نقطه بهره‌برداری اندازه‌گیری شده به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$P_{sTLi} = R_{eqi} I_i^2;\ \ Q_{sTLi} = X_{eqi} I_i^2 \quad (۶۵-۵)$$

I_i: مقدار rms متوسط جریان تزریقی اندازه‌گیری شده در سمت LV ترانسفورماتور نظارت شده i ام

۳. در نهایت، برآوردهای تلفات غیرفنی اکتیو و راکتیو برابرست با:

$$P_{sNTLi} = P_{Lossi} - P_{sTLi};\quad Q_{sNTLi} = Q_{Lossi} - Q_{sTLi} \qquad (۶۶-۵)$$

- بارگذاری متوسط ترانسفورماتورهای توزیع نظارت‌نشده

توان‌های اکتیو و راکتیو تزریقی ترانسفورماتورهای نظارت‌نشده معلوم نیستند. بنابراین ممکن نیست برآوردهای محلی برای تلفات فنی و غیرفنی به دست آوریم. در چنین مواردی، تلفات کل (مجموع تلفات فنی و غیرفنی) ترانسفورماتورهای نظارت نشده در پست ها محاسبه می‌شود تا مشخص شود که هر ترانسفورماتور نظارت نشده چه سهمی در تلفات کل محاسبه شده دارد. بنابراین، شبه اندازه‌گیری‌های توان‌های اکتیو و راکتیو تزریقی برای ترانسفورماتورهای نظارت‌نشده محاسبه می‌شوند. این فرآیند به صورت زیر بیان می‌گردد:

الگوریتم پخش بار برای شبکه MV دارای ترانسفورماتورهای نظارت نشده بارگذاری شده با متوسط توان اکتیو و راکتیو مشترکین و ترانسفورماتورهای نظارت شده مطابق با توان تزریقی اندازه‌گیری شده P_{smi} و Q_{smi} اجرا می‌شود. با در نظر گرفتن یک فیدر با p ترانسفورماتور نظارت شده و q ترانسفورماتور نظارت نشده، در شینه پست باید بالانس توان‌های اکتیو و راکتیو برقرار شود. اندیس‌های SE و u به ترتیب بیانگر پست و نظارت‌نشده هستند.

$$P'_{SE} = \sum_{i=1}^{p} P_{smi} + \sum_{j=1}^{q} P_{ubj} + P'_{MVLoss} \qquad (۶۷-۵)$$

$$Q'_{SE} = \sum_{i=1}^{p} Q_{smi} + \sum_{j=1}^{q} Q_{ubj} + Q'_{MVLoss} + \sum_{j=1}^{m} Q_{shj} \qquad (۶۸-۵)$$

P'_{MVLoss} و Q'_{MVLoss}: تلفات توان اکتیو و راکتیو شبکه MV که با استفاده از پخش بار به دست آمده است.

P'_{SE} و Q'_{SE}: توان‌های اکتیو و راکتیو تزریقی در پست که از پخش بار به دست می‌آید.

P_{ubj} و Q_{ubj}: دیماند اکتیو و راکتیو صورت حساب شده که از صورت حساب مشترکین ترانسفورماتور نظارت نشده j ام به دست می‌آید.

Q_{shj}: توان راکتیو شنت تزریقی منبع قدرت راکتیو j ام

مشابه روش محاسبه EOI شبکه LV، برای شبکه فشارمتوسط نیز رزیستانس و راکتانس بهره‌برداری معادل محاسبه می‌شود:

$$R_{eqSE} = P'_{MVLoss} / {I'_{SE}}^2;\quad X_{eqSE} = Q'_{MVLoss} / {I'_{SE}}^2 \qquad (۶۹-۵)$$

R_{eqSE} و X_{eqSE} رزیستانس و راکتانس بهره‌برداری معادل در پست

I'_{SE}: مقدار rms جریان تزریقی که از پخش بار به دست می‌آید.

بالانس توان‌های اکتیو و راکتیو با در نظر گرفتن متوسط توان‌های اکتیو و راکتیو تزریقی اندازه‌گیری شده در پست (P_{SE} و Q_{SE}) به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$P_{SE} = \sum_{i=1}^{p} P_{smi} + \sum_{j=1}^{q} P_{ubj} + P_{MVLoss} + P_{uLoss} \qquad (۷۰-۵)$$

$$Q_{SE} = \sum_{i=1}^{p} Q_{smi} + \sum_{j=1}^{q} Q_{ubj} + Q_{MVLoss} + Q_{uLoss} + \sum_{j=1}^{q} Q_{shj} \qquad (۷۱-۵)$$

$$P_{uLoss} = \sum_{j=1}^{q} P_{uTLj} + \sum_{j=1}^{q} P_{uNTLj} \quad (۷۲-۵)$$

$$Q_{uLoss} = \sum_{j=1}^{q} Q_{uTLj} + \sum_{j=1}^{q} Q_{uNTLj} \quad (۷۳-۵)$$

P_{MVLoss} و Q_{MVLoss} تلفات توان اکتیو و راکتیو شبکه MV تغذیه‌کننده همه بارها و تلفات فنی و غیرفنی شبکه‌های LV

P_{uLoss} و Q_{uLoss}: تلفات اکتیو و راکتیو کل ترانسفورماتورهای نظارت نشده

P_{uTLj} و Q_{uTLj}: تلفات فنی اکتیو و راکتیو ترانسفورماتور نظارت نشده j ام

P_{uNTLj} و Q_{uNTLj}: تلفات غیرفنی اکتیو و راکتیو ترانسفورماتور نظارت نشده j ام

با داشتن رزیستانس و راکتانس بهره‌برداری معادل و جریان تزریقی اندازه‌گیری شده در شینه پست، تلفات توان اکتیو و راکتیو شبکه MV محاسبه می‌شود:

$$P_{MVLoss} = R_{eqSE} I_{SE}^{\ 2}; \quad Q_{MVLoss} = X_{eqSE} I_{SE}^{\ 2} \quad (۷۴-۵)$$

برای تعیین سهم ترانسفورماتورهای نظارت نشده در تلفات P_{uLoss} و Q_{uLoss} داریم:

$$P_{uLossj} = P_{ubj} \times \left(\frac{P_{uLoss}}{\sum_{j=1}^{q} P_{ubj}} \right) \quad (۷۵-۵)$$

$$Q_{uLossj} = Q_{ubj} \times \left(\frac{Q_{uLoss}}{\sum_{j=1}^{q} Q_{ubj}} \right) \quad (۷۶-۵)$$

شبه‌اندازه‌گیری‌های تزریق‌های توان اکتیو و راکتیو برای ترانسفورماتورهای نظارت نشده به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$P_{umj} = P_{ubj} + P_{uLossj} \quad (۷۷-۵)$$

$$Q_{umj} = Q_{ubj} + Q_{uLossj} \quad (۷۸-۵)$$

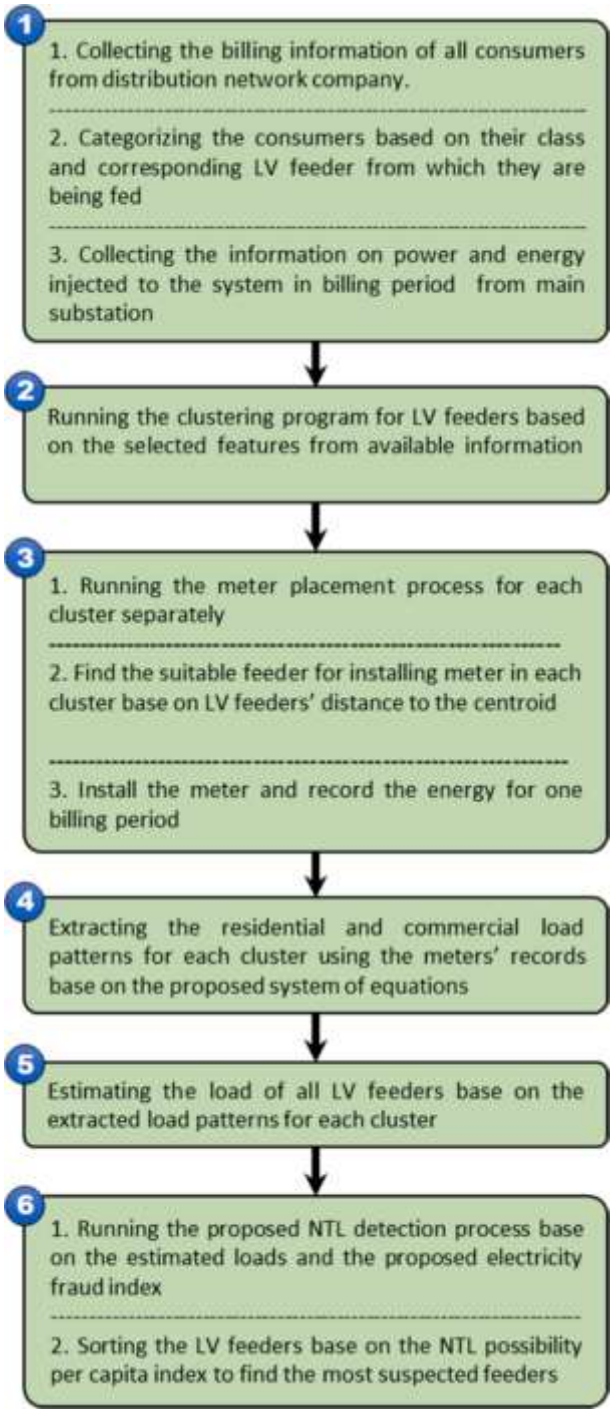
با استفاده از شبه‌اندازه‌گیری‌های محاسبه شده، روشی مشابه رویکرد ارائه شده برای محاسبه تلفات فنی و غیرفنی شبکه فشارضعیف تغذیه شده توسط ترانسفورماتورهای نظارت شده، برای محاسبه تلفات فنی و غیرفنی شبکه LV ترانسفورماتورهای نظارت نشده به کار می‌رود.

۵-۲۱-۵. برآورد تلفات غیرفنی در شبکه‌های توزیع دارای داده‌های محدود

در [۴۷]، روش جدید تشخیص تلفات غیرفنی بر اساس تخمین بار در شبکه‌های توزیع دارای داده‌های محدود پیشنهاد شده است. ابتدا، شبکه توزیع فشارضعیف از طریق تکنیک خوشه‌بندی c-means (FCM) فازی به چند شبکه فرعی فرضی کوچکتر تقسیم می‌شود. سپس یک الگوریتم جایابی دستگاه اندازه‌گیری بر اساس معیار حداکثر احتمال به کار گرفته می‌شود تا بهترین مکان برای نصب کنتورهای موجود در هر خوشه تعیین گردد. در مرحله بعد، از یک سیستم معادلات خطی برای استخراج پروفیل های بار (PLPs)[۱] مربوط به هر دسته از مشترکین برای هر زیرشبکه فرضی به

[۱] Pattern Load Profiles (PLPs)

طور جداگانه استفاده می شود. این PLPها برای تخمین بار ترانسفورماتور در تمام فیدرهای LV بر اساس سهم آنها در کل مصرف شبکه استفاده خواهند شد. در نهایت، سهم هر یک از فیدرهای LV در تلفات غیرفنی شبکه تخمین زده میشود. بخش عمده‌ای از تلفات انرژی در سیستم های قدرت در شبکه‌های توزیع، به ویژه در بخش LV، به دلیل تعداد بسیار زیاد تجهیزات فرسوده و پیکربندی توپولوژیکی غیرمهندسی رخ می‌دهد. یکی دیگر از منابع اصلی تلفات انرژی در فیدرهای توزیع، تلفات غیرفنی است که به دلایلی چون سرقت برق، نادقیقی دستگاه‌های اندازه‌گیری، اشتباهات صورت حساب رخ می‌دهد. بخش اصلی تلفات غیرفنی، سرقت برق به ویژه در مناطق شهری، حومه و مناطق روستایی است. از این رو شرکت‌های توزیع ملزم به کاهش تلفات شبکه خود هستند. الگوریتم پیشنهاد شده در [۴۷] به صورت شکل (۵-۴۴) بوده است.

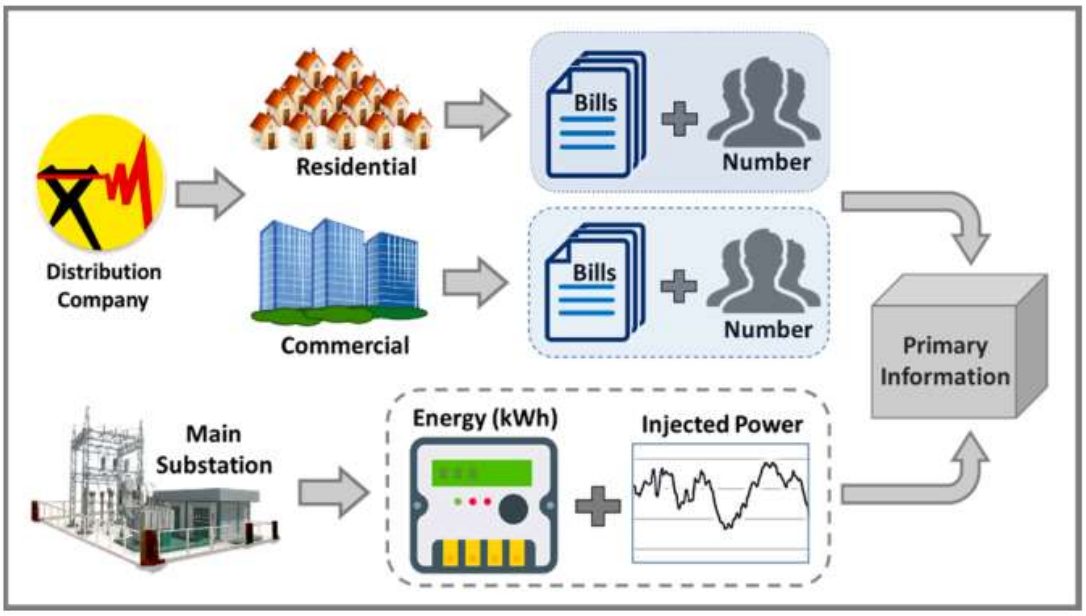


شکل (۵-۴۴): الگوریتم برآورد تلفات غیرفنی فیدرهای LV در شبکه‌های توزیع MV [۴۷]

اطلاعات موردنیاز شامل اطلاعات مصرف‌کنندگان، بارهایی که ارتباط مستقیمی با مقدار تلفات انرژی در سطح LV دارند، و تلفات انرژی کل شبکه توزیع بوده که به صورت زیر دسته‌بندی می‌شوند:

- اطلاعات بیلینگ مصرف (برای همه مشترکین LV)
- تعداد مصرف‌کنندگان هر کلاس (در هر فیدر LV)
- توان ساعتی تزریق شده از پست اصلی به کل شبکه
- انرژی تزریق شده از پست اصلی به کل شبکه در یک پریود بیلینگ

مقادیر اطلاعات فیدرهای LV در شبکه توزیع ۳۳ باسه IEEE به صورت جدول (۵-۱۰) ارائه شده است. خلاصه هر مرحله از مطالعه انجام شده در [۴۷] که شامل اطلاعات موردنیاز و فرآیند پیش‌پردازش است، در شکل (۵-۴۵) نشان داده شده است. تعداد مصرف‌کنندگان هر کلاس (خانگی و تجاری) می‌بایست از طریق بررسی تجربی در هر فیدر LV تعیین گردد تا بتوان مشخص نمود که هر یک از مصرف‌کنندگان به چه ترانسفورماتوری و تحت چه تعرفه‌ای متصل شده‌اند. این اطلاعات موجود بوده و از شرکت توزیع قابل دریافت است. توان و انرژی تزریق شده از پست اصلی نیز توسط سیستم اندازه‌گیری واقع در ورودی شبکه MV ثبت می شود. در نهایت، اطلاعات صورت‌حساب مصرف‌کنندگان از قبل در پایگاه داده شرکت توزیع آماده شده است. پس از جمع‌آوری و تفکیک این اطلاعات باید در برنامه خوشه‌بندی که در مرحله بعد توضیح داده شده است، استفاده شود.



شکل (۵-۴۵): خلاصه مراحل جمع‌آوری اطلاعات اولیه موردنیاز در شناسایی تلفات غیرفنی فیدرهای LV دارای محدودیت داده [۴۷]

تنها روش دستیابی به مقادیر دقیق بار همه فیدرهای LV، نصب کنتور در هر یک آنهاست. در [۴۷]، تعداد دستگاه‌های اندازه‌گیری محدود در نظر گرفته شده است. بنابراین باید از اندازه‌گیری‌های موجود استفاده بهینه نمود که مستلزم یک تکنیک خوشه‌بندی است. تکنیک خوشه‌بندی یک روش محاسباتی است که فیدرهای LV را به چند گروه تقسیم می‌کند. در هر گروه، تعدادی فیدرهای LV ویژگی‌های مشابه نظیر الگوهای بار، تعداد مصرف‌کنندگان هر کلاس و موارد دیگر، دارند. به عبارت دیگر، این مرحله با هدف تقسیم کل شبکه به زیرشبکه‌های فرضی کوچکتر به منظور

DOI:10.30503/nripress.2020.210

یافتن فیدرهای LV که در رفتار مصرفی مشابه هستند، اجرا می‌شود. بر این اساس، این رویه به جای استفاده از یک دستگاه اندازه‌گیری برای هر فیدر، راه را برای استفاده از یک دستگاه اندازه‌گیری برای هر گروه از فیدرهای مشابه هموار می‌کند. زیرشبکه‌های فرضی به‌دست‌آمده از مرحله خوشه‌بندی از رویه‌ای ریاضی به‌دست می‌آیند که به این معنی است که آنها از نظر فیزیکی خوشه‌بندی نمی‌شوند.

جدول (۵-۱۰): اطلاعات فیدرهای *LV* سیستم ۳۳ باسه *IEEE* [۴۷]

Bus No.	Residential (%)	Commercial (%)	Total Customers	Bills (kWh)
1	88	12	160	39,197
2	94	6	134	30,332
3	99	1	112	23,360
4	87	13	139	34,885
5	96	4	86	18,720
6	82	18	84	22,534
7	96	4	131	28,639
8	97	3	71	15,288
9	75	25	85	24,862
10	97	3	79	16,944
11	85	15	63	16,124
12	70	30	74	22,946
13	77	23	107	30,428
14	83	17	61	16,052
15	74	26	71	20,925
16	97	3	108	23,218
17	78	22	99	27,778
18	96	4	119	25,846
19	89	11	82	20,017
20	80	20	62	16,956
21	91	9	130	30,577
22	97	3	81	17,328
23	89	11	166	40,461
24	97	3	138	29,752
25	89	11	106	25,632
26	79	21	79	21,869
27	99	1	132	27,482
28	84	16	75	19,619
29	80	20	108	29,586
30	86	14	126	31,885
31	84	16	127	33,134
32	83	17	149	39,079
33	89	11	151	36,654

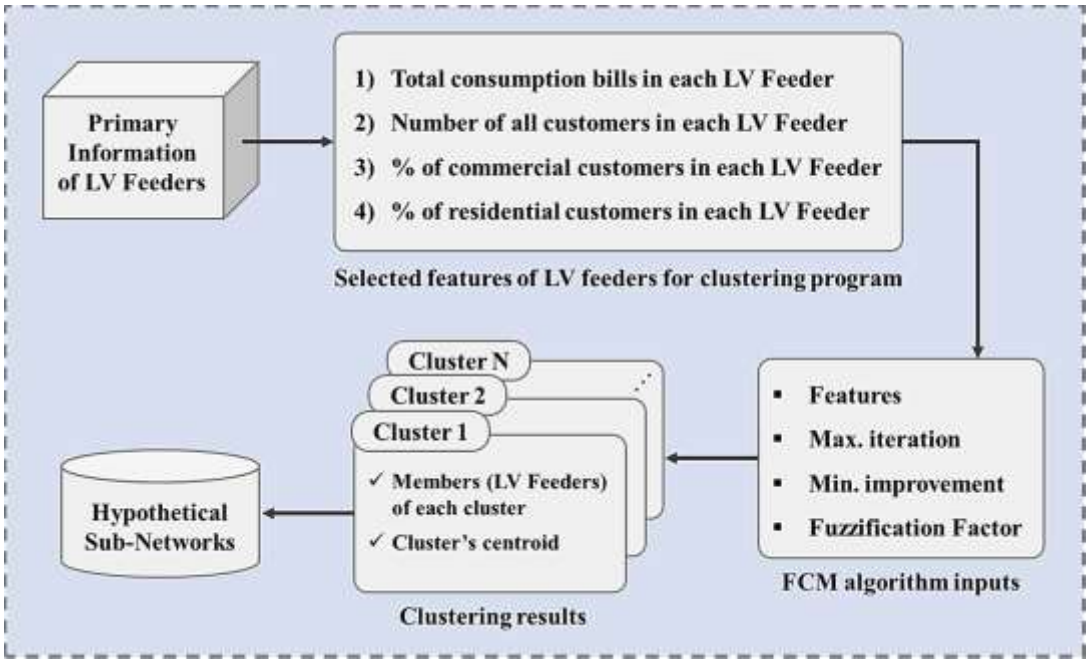
با توجه به حساسیت بالای نتایج خوشه‌بندی به ویژگی‌های داده، انتخاب ویژگی‌های کافی و مناسب فیدرهای LV واقعاً بر دقت تخمین‌ها تأثیر می‌گذارد. لازم به ذکر است که داده‌های محدود به کمبود داده‌های اندازه‌گیری شده از دستگاه‌های اندازه‌گیری در شبکه سطح LV اشاره دارد. این داده ها با نصب تعداد محدودی کنتور در شبکه ثبت می‌شود. با این حال، اطلاعاتی که به عنوان ورودی برنامه خوشه‌بندی مورد استفاده قرار می‌گیرد و می‌تواند بر نتایج مرحله خوشه‌بندی تأثیر بگذارد، جزو اطلاعات اولیه موجود به‌دست‌آمده از مرحله اول مطالعه محسوب می‌شود.

انتخاب ویژگی‌ها برای هر برنامه خوشه‌بندی ضروری است و مستقیماً بر نتایج آن خوشه‌بندی تأثیر می‌گذارد. با این حال، بیشتر به این بستگی دارد که چگونه و با چه هدفی قرار است اشیاء خوشه‌بندی شوند. در [۴۷]، انتخاب ویژگی‌های خوشه‌بندی باید به‌گونه‌ای باشد که ویژگی‌های خوشه‌بندی بتواند شباهت فیدرهای LV را از نظر الگوی مصرف به

طور موثر توصیف کند و این می تواند برای تخمین بار فیدرهای LV که در ورودی آنها کنتوری نصب نشده است بسیار مهم باشد.

ویژگی‌های موجود فیدرهای LV تعداد مشترکین هر کلاس و اطلاعات صورت‌حساب همه مشترکین است. ویژگی‌های هر فیدر LV که می‌تواند مفید باشد، در شکل (۵-۴۶) نشان داده شده است:

- درصد مصرف‌کنندگان مسکونی
- درصد مصرف‌کنندگان تجاری
- تعداد کل مشترکین
- کل انرژی مصرف‌شده (بر اساس صورت‌حساب)



شکل (۵-۴۶): الگوریتم خوشه‌بندی فیدرهای LV [۴۷]

که در آن درصد مصرف‌کنندگان مسکونی/تجاری هر فیدر LV را می توان با تقسیم تعداد مصرف‌کنندگان مسکونی/تجاری آن فیدر بر تعداد کل مشترکین آن بدست آورد. ویژگی‌های فوق به عنوان ورودی برنامه کامپیوتری خوشه‌بندی استفاده می شود. روش خوشه‌بندی c-means فازی (FCM) است که در آن پارامترهای مورد نیاز برای الگوریتم خوشه‌بندی به عنوان مقادیر متعارف تنظیم می‌شوند. این الگوریتم به دلیل عملکرد مناسب آن در مورد فیدرهای LV که رفتار مشترکین آنها با هم مشابه است، برای خوشه‌بندی استفاده می‌شود. در FCM به جای در نظر گرفتن یک عضو فقط در یک خوشه، اعضا در خوشه‌های دیگر نیز با درجات مختلف عضویت در نظر گرفته می‌شوند. در نهایت، اعضای هر خوشه با یافتن خوشه‌هایی که اعضای آن بالاترین درجه عضویت را دارند، به دست می‌آیند.

در این الگوریتم اولین مرحله برنامه تعیین مقادیر ورودی است. الگوریتم با ایجاد یک تخصیص تصادفی برای اشیا (یعنی فیدرهای فشارضعیف)، مقداردهی اولیه می‌شود. بر این اساس، بهینه‌سازی با تابع هدف (۵-۷۹) به صورت تکراری اجرا می‌شود تا واریانس درون خوشه‌ای به حداقل برسد. سپس مرکز خوشه‌ها و همچنین درجه عضویت اشیاء در هر خوشه محاسبه می‌شود. این روند تا رسیدن به حداکثر تعداد تکرارها یا همگرا شدن برنامه ادامه خواهد داشت. معیار همگرایی زمانی برآورده می‌شود که تفاوت بین اعضای دو تکرار متوالی صفر باشد. تابع هدف همراه با محدودیت‌های مربوط به الگوریتم FCM به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$\min J(U,V) = \sum_{j=1}^{F}\sum_{i=1}^{C} u_{ij}^{m}(x_j - v_i)^2 \quad (۷۹-۵)$$

$$0 < u_{ij} < 1 \quad (۸۰-۵)$$

$$\sum_{i=1}^{C} u_{ij} = 1 \quad (۸۱-۵)$$

$$0 < \sum_{j=1}^{F} u_{ij} < F \quad (۸۲-۵)$$

F: تعداد ویژگی‌ها

C: تعداد خوشه‌ها

m: ضریب فازی

u_{ij}: درجه عضویت شیء j ام در خوشه i ام و x_j نقطه داده مربوطه شیء j ام (فیدر LV j ام)در فضای ریاضی خوشه‌بندی است. قید (۵-۸۰) نشان می‌دهد که درجه عضویت شیء j ام به خوشه i ام باید بین ۰ و ۱ باشد. قید (۵-۸۱) تضمین می‌کند که مجموع درجات عضویت شیء j به همه C خوشه باید برابر ۱ باشد. قید (۵-۸۲) نشان می‌دهد که مجموع عضویت‌ها برای همه ویژگی‌ها کمتر از تعداد ویژگی‌هاست. در هر تکرار الگوریتم FCM، مرکز خوشه i ام و همچنین درجه عضویت ویژگی j ام به خوشه i ام با استفاده از روابط زیر محاسبه می‌شوند:

$$v_i = \frac{\sum_{j=1}^{C} u_{ij}^{m} x_j}{\sum_{j=1}^{C} u_{ij}^{m}} \quad (۸۳-۵)$$

$$u_{ij} = \left(\sum_{k=1}^{C} \left(\frac{x_j - v_i}{x_j - v_k} \right)^{2/(m-1)} \right)^{-1} \quad (۸۴-۵)$$

اجرای برنامه کامپیوتری خوشه‌بندی نشان داد که این شبکه توزیع باید با توجه به ویژگی‌های مشترکین و فیدرها و همچنین ویژگی‌های آنها به قطعات کوچک‌تر تقسیم شود. این بدان معنی است که ما می توانیم دستگاه‌های اندازه‌گیری را در ورودی فیدرهای LV در سمت ثانویه ترانسفورماتورهای توزیع LV آنها نصب کنیم. اما مشکل یافتن مناسب‌ترین فیدر برای نصب کنتورهاست.

هدف یک کنتور، اندازه‌گیری بار کل فیدر LV مربوطه خود در یک دوره زمانی است که قرار است در مراحل بعدی مورد استفاده قرار گیرد. بنابراین، در بخش LV، بهترین مکان برای اندازه گیری بار کل یک فیدر فشارضعیف (شامل مصرف، تلفات فنی و غیرفنی) سمت ثانویه ترانسفورماتور است که در ورودی فیدر LV قرار دارد. با توجه به تعداد محدود دستگاه‌های اندازه‌گیری، نصب کنتور بر روی تمام فیدرهای LV غیرقابل تحقق است. بنابراین، این کنتورهای موجود باید روی فیدرهای LV خاص قرار داده شوند تا اطلاعات کافی در مورد سایر فیدرها ارائه شود. به همین دلیل فرض بر این است که در هر خوشه حداقل یک دستگاه اندازه گیری برای نصب وجود دارد. بدیهی است که اگر انتخاب فیدرها برای قرار دادن کنتور به صورت تصادفی انجام شود، نتایج معقول نخواهد بود. در این حالت، تنها راه یافتن فیدرهای مناسب برای قرار دادن کنتورها، استفاده از یک معیار واجد شرایط بودن در هر خوشه است. یک تعریف اساسی در موضوعات خوشه‌بندی وجود دارد که به نام "Centroid" نامیده می‌شود که به عنوان نماینده اشیاء خوشه شناخته می‌شود. Cluster Centroid به عنوان یک میانه ریاضی از مجموعه داده‌های خوشه توصیف می‌شود و میانگین ویژگی‌های اشیاء را نشان می‌دهد. وقتی فقط یک نقطه برای انتخاب در یک خوشه وجود دارد که ویژگی‌های آن خوشه

را نشان می‌دهد، مرکز خوشه بهترین انتخاب خواهد بود. از این رو، کنتورها بر روی مرکز خوشه‌ها نصب می‌شوند. فاصله اقلیدسی معیار مناسبی برای ارائه احتمال وجود فیدر در یک خوشه است. همانطور که در (۵-۸۵) مشاهده می‌شود، فاصله اقلیدسی بین p و q در یک فضای n بعدی از ویژگی‌ها برابرست با:

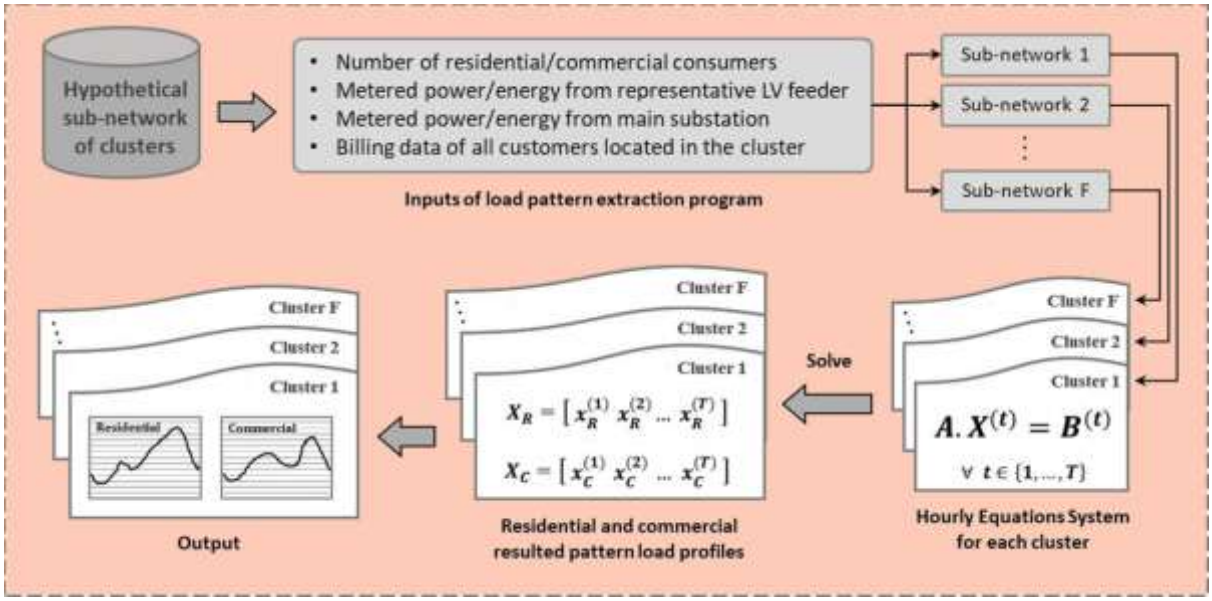
$$d(p,q)=\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(p_i-q_i)^2} \qquad (۵-۸۶)$$

که در آن n تعداد ابعاد فضای ویژگی است. بنابراین، رویکرد این روش محاسبه حداقل فاصله اقلیدسی همه فیدرهای واقع در یک خوشه تا مرکز آن است. حداقل مقدار فواصل محاسبه شده در هر خوشه نزدیکترین فیدر به مرکز خوشه را نشان می‌دهد که بیانگر حداکثر احتمال نزدیک بودن فیدر انتخابی به مرکز است. لازم به ذکر است که مرحله خوشه‌بندی لازمه رویکرد پیشنهادی برای جایابی کنتور است و هدف آنست که نتایج قابل قبولی در مرحله برآورد بار به دست آید. فیدر LV انتخاب شده در هر خوشه نماینده نصب یک دستگاه اندازه‌گیری خواهد بود. توجه داشته باشید که دستگاه‌های اندازه‌گیری قرار است در سمت ثانویه ترانسفورماتور توزیع فیدر نماینده هر خوشه نصب شوند. این دستگاه‌های اندازه گیری در هر خوشه، توان اکتیو ساعتی تزریق شده از ترانسفورماتور MV/LV متصل به فیدر کاندید را ثبت می‌کنند. دوره نمونه‌برداری بر اساس دوره صورت‌حساب است. داده‌های خروجی این کنتورها در مرحله بعد استفاده می‌شوند. داده‌های اندازه‌گیری‌شده در دوره صورت‌حساب ممکن است به دلایل پیش‌بینی‌نشده در برخی از نقاط داده مقادیری پرت داشته باشد یا مقادیری از دست رفته باشد. این نقاط داده و همچنین نقاط داده مربوطه در سایر فیدرها به عنوان نقاط پرت در نظر گرفته شده و از مجموعه داده اصلی حذف شده‌اند. برای این منظور، یک روش ساده پیشنهاد می‌شود که در آن نقاط داده پرت با مقایسه مقدار هر نقطه داده با مقدار میانگین بردار متناظر آن به دست می‌آید. این بدان معنی است که هر نقطه داده‌ای که کاملاً از میانگین فاصله دارد، به احتمال زیاد یک نقطه پرت است و می‌تواند از مجموعه داده‌ها حذف شود.

پس از نصب دستگاه‌های اندازه‌گیری بر روی فیدرهای کاندید، نوبت به استخراج PLP برای هر خوشه از فیدرهای LV می‌رسد. PLP در یک خوشه پروفیلی است که الگوی مصرف بار در آن خوشه را نشان میدهد که برای هر کلاس مصرفی (یعنی مسکونی، تجاری) متفاوت است. در واقع، مصرف‌کنندگان مسکونی/تجاری پروفیل‌های الگوی بار مخصوص به خود را دارند که در پروفیل بار کل ترانسفورماتور فیدرهای نماینده جمع می‌شوند. این مرحله به استخراج PLP الگوهای مصرف مسکونی و تجاری از کل پروفیل بار اندازه‌گیری شده توسط کنتورهای نصب شده کمک می‌کند. داشتن دانش الگوهای مصرف انرژی در مطالعات بهره‌برداری و کنترل شبکه‌های توزیع برای اپراتور سیستم ضروری است. در سطح توزیع - به ویژه در مناطق شهری که بیشتر از مشترکین مسکونی و تجاری تشکیل شده است - الگوهای مصرف همبستگی بالایی دارند. بنابراین، پروفیل‌های الگوی بار مصرف‌کنندگان در هر خوشه برای تخمین توان و انرژی تحویل‌شده در یک دوره خاص استخراج می‌شود. سپس با استفاده از پروفیل‌های بار تخمینی، تلفات انرژی هر فیدر LV را می‌توان به طور جداگانه بدست آورد. در این راستا، در هر خوشه، الگوی بار با توجه به داده‌هایی که از کنتورها، داده‌های صورت‌حساب و سیستم اندازه‌گیری واقع در شین اصلی جمع‌آوری می‌شود، به دست می‌آید. خوشه‌بندی فیدرهای LV که در بخش‌های قبلی توضیح داده شد، برای تقسیم کل شبکه توزیع به چهار زیرشبکه فرضی استفاده می‌شود که در آنها ویژگی‌های آن‌ها متفاوت از سایرین اما مشابه یکدیگر است. از این رو، با استفاده از این رویکرد، نتایج استخراج الگوی بار برای هر خوشه دقیق‌تر خواهد بود. در این مرحله یک روش خطی برای استخراج الگوهای بار برای هر کلاس مصرف با استفاده از داده‌های موجود پیشنهاد شده است. با توجه به مطالعه موردی، مجموعه داده ورودی برنامه استخراج الگو برای هر خوشه از فیدرهای LV به شرح زیر است:

- تعداد مصرف‌کنندگان مسکونی
- تعداد مصرف‌کنندگان تجاری
- قدرت اندازه‌گیری شده فیدر LV نماینده
- توان و انرژی اندازه‌گیری شده پست اصلی
- داده‌های صورتحساب همه مشترکین

روندنمای استخراج الگوهای بار در شکل (۵-۴۷) نشان داده شده است. اطلاعات مربوط به خوشه‌ها و همچنین داده‌های ثبت شده توسط کنتورهای فیدرهای LV در دسترس بوده و این اطلاعات در استخراج الگوی بار مورد استفاده خواهند بود. ماتریس A شامل تعداد مشترکین خانگی و تجاری در فیدر LV مربوطه و همچنین تعداد کل مشترکین خانگی و تجاری خوشه است. ماتریس B شامل توان ساعتی ثبت شده توسط کنتور نصب شده در فیدر LV مربوطه و همچنین مقدار وزندار توان ساعتی تزریق شده توسط پست اصلی است. متغیرهای مسئله شامل الگوهای بار خانگی و تجاری هر خوشه است که با نماد $X_{2\times1}$ نشان داده شده است.



شکل (۵-۴۷): مراحل استخراج الگوهای بار [۴۷]

$$A_{2\times2}=\begin{bmatrix}\delta_j^i & \varphi_j^i\\ \Delta^i & \Phi^i\end{bmatrix}\ \forall i,\forall j \qquad (۸۷-۵)$$

$$B_{2\times1}^{(i)}=\begin{bmatrix}P^{i,t}\\ LAC^i\times P^{m,i}\end{bmatrix}\ \forall i,\forall t \qquad (۸۸-۵)$$

$$X_{2\times1}^{(i)}=\begin{bmatrix}P_R^{i,t}\\ P_C^{i,t}\end{bmatrix}\ \forall i,\forall t \qquad (۸۹-۵)$$

به منظور استخراج الگوهای بار، داده‌های جمع‌آوری شده در معادلات زیر به کار می‌روند:

$$\begin{cases}\delta_j^i\times P_R^{i,t}+\varphi_j^i\times P_C^{i,t}=P^{i,t}\\ \Delta^i\times P_R^{i,t}+\Phi^i\times P_C^{i,t}=LAC^i\times P^{m,t}\end{cases}\ \forall i,\forall t \qquad (۹۰-۵)$$

δ_j^i و φ_j^i: تعداد مشترکین خانگی و تجاری فیدر j ام در خوشه i ام

Δ^i و Φ^i: تعداد مشترکین خانگی و تجاری در خوشه i ام

$P_R^{i,t}$ و $P_C^{i,t}$: الگوهای بار خانگی و تجاری خوشه i (بر حسب کیلووات)

DOI:10.30503/nripress.2020.210

$P^{i,t}$: توان اندازه‌گیری شده در هر ساعت توسط کنتور نصب شده در خوشه i (بر حسب کیلووات)

$P^{m,t}$: توان تزریق شده در هر ساعت توسط پست اصلی به کل شبکه توزیع شعاعی (بر حسب کیلووات)

LAC^{i}: ضریب تخصیص بار برای خوشه i

رابطه (۵-۹۱) نشان می‌دهد که کل مصرف انرژی در خوشه i برابرست با مجموع بیلینگ همه فیدرهای خوشه i و رابطه (۵-۹۲) بیانگر آنست که کل انرژی تزریق شده توسط پست اصلی برابرست با مجموع همه نمونه‌های ثبت شده توان تزریقی مربوطه در یک پریود نمونه‌برداری. مقدار LAC برای هر خوشه به صورت (۵-۹۳) بیان می‌شود و برابرست با نسبت کل انرژی مصرفی خوشه‌ها به کل انرژی تزریق شده توسط شینه اصلی به کل شبکه توزیع شعاعی.

$$EC_i = \sum_{j=1}^{N_i} B_j \quad \forall i \tag{۹۱-۵}$$

$$E_m = \sum_{t} P_m^t \tag{۹۲-۵}$$

$$LAC_i = \frac{EC_i}{E_m} \quad \forall i \tag{۹۳-۵}$$

EC_i: کل انرژی مصرفی خوشه i (کیلووات‌ساعت)

B_j: داده‌های بیلینگ مشترکین در یک پریود در فیدر j (کیلووات‌ساعت)

N_i: تعداد فیدرهای LV در خوشه i

E_m و P_m: انرژی و توان تزریق شده توسط پست اصلی به شبکه توزیع شعاعی (کیلووات‌ساعت و کیلووات)

یک روش تخمین بار خطی بر روی تمام فیدرهای LV با استفاده از PLPهای به دست آمده از بخش قبل ارائه می‌شود. بر اساس این روش، توان تزریقی ترانسفورماتورهای LV به فیدرهای متصل به آنها برابر است با مجموع مصرف کل ناشی از مشترکین مسکونی و کل مصرف ناشی از مشترکین تجاری.

$$\delta_k^i \times P_R^{i,t} + \varphi_k^i \times P_C^{i,t} = P_{k,est}^{i,t} \quad \forall i,k,t \tag{۹۴-۵}$$

$$P_{k,est}^{i,t} = [\delta_k^i \varphi_k^i] \times \begin{bmatrix} P_{R,i}^1 P_{R,i}^1 \dots P_{R,i}^{720} \\ P_{C,i}^1 P_{C,i}^1 \dots P_{C,i}^{720} \end{bmatrix} = [P_{k,est}^1 P_{k,est}^2 \dots P_{k,est}^{720}] \tag{۹۵-۵}$$

$$E_{k,est}^i = \sum_t P_{k,est}^{i,t} \quad \forall i,k \tag{۹۶-۵}$$

$P_{k,est}^{i,t}$: مقدار تخمینی توان تزریق شده به فیدر k در خوشه i در هر ساعت t

$E_{k,est}^i$: مقدار تخمینی انرژی تزریقی به فیدر k در خوشه i در یک پریود

محاسبه NTL بدون داشتن TL و تلفات کل انرژی در شبکه غیرممکن است. تنها راه محاسبه NTL در شبکه‌های توزیع، کسر TL از کل تلفات انرژی است. باید این واقعیت را در نظر گرفت که مقدار NTL در هر شبکه با مقدار TL در هم تنیده است زیرا هرگونه نشت انرژی یا سرقت می‌تواند باعث جریان اضافی در خطوط شبکه شود که به معنای تلفات فنی اضافی است. مقدار TL ناشی از جریان قانونی در یک شبکه، بخشی از تلفات انرژی کل در آن شبکه (فیدر LV) است که می تواند با یک ضریب ثابت خطی تقریب یابد. محدوده معتبر این ضریب را می‌توان قبلاً با اجرای یک تحلیل عددی بر روی داده‌های تاریخی انرژی تزریقی و صورت‌حساب‌های مصرف کل مشترکین بررسی کرد تا ایده‌ای

در مورد رابطه بین مصرف انرژی و تلفات انرژی داشته باشیم. ضریب تلفات (LC)[1] با α نشان داده شده است. پارامتر LC بین ۰ و ۱ است زیرا مقدار تلفات انرژی در یک شبکه / تغذیه‌کننده نمی تواند بیشتر یا برابر با مصرف انرژی باشد و نمی‌تواند صفر باشد. با توجه به واقعیت مذکور، این ضریب را می‌توان به صورت (۵-۹۷) بیان نمود:

$$E_{TL}^{legal} = \alpha \times E_c \quad (0 < \alpha < 1) \tag{۵-۹۷}$$

E_{TL}^{legal}: تلفات فنی انرژی ناشی از مصرف مجاز (کیلوواتساعت)

α: ضریب تلفات انرژی (درصد)

E_c: مصرف انرژی (کیلوواتساعت)

به طور مشابه، نسبت پنهان دیگری از کل TL وجود دارد که از جریان NTL در شاخه‌های شبکه مانند مصرف غیرمجاز انرژی ناشی می‌شود.:

$$E_{TL}^{theft} = \alpha \times E_{NTL} \tag{۵-۹۸}$$

E_{TL}^{theft}: تلفات فنی انرژی ناشی از مصارف غیرمجاز (کیلووات‌ساعت)

E_{NTL}: تلفات غیرفنی انرژی (کیلووات‌ساعت)

تلفات (انرژی) فنی کل برابرست با:

$$E_{TL} = E_{TL}^{legal} + E_{TL}^{theft} \tag{۵-۹۹}$$

$$E_{TL} = \alpha \times (E_c + E_{NTL}) \tag{۵-۱۰۰}$$

تلفات غیرفنی کل برابرست با:

$$\begin{cases} E_{Loss} = E_{inj} - E_c = E_{TL} + E_{NTL} \\ E_{NTL} = \dfrac{E_{inj}}{\alpha + 1} - E_c \geq 0 \end{cases} \qquad 0 < \alpha \leq \frac{E_{inj}}{E_c} - 1 \tag{۵-۱۰۱}$$

برای فیدر اصلی داریم:

(۵-۱۰۲)

$$\begin{cases} E_{NTL}^m = E_{NTL}^{LV} - \sum_j E_{NTL}^j = \dfrac{1}{1+\alpha} \sum_j E_{inj}^j - \sum_j E_c^j \\ \sum_j E_{inj}^j = E_{inj}^m - E_{TL}^{MV} = E_{inj}^m - \alpha E_c^{MV} = E_{inj}^m - \alpha \sum_j E_{inj}^j \\ \sum_j E_{inj}^j = \dfrac{E_{inj}^m}{1+\alpha} \end{cases}$$

E_{inj}^j: انرژی تزریقی به فیدر j

E_c^j: کل بیلینگ فیدر j

E_{NTL}^m: کل تلفات انرژی غیرفنی در کل شبکه توزیع

E_{NTL}^{LV}: کل تلفات انرژی غیرفنی بخش فشار ضعیف

بنابراین کل میزان تلفات انرژی غیرفنی به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

[1] Loss Coefficient (LC)

$$E_{NTL}^{m}=\frac{E_{inj}^{m}}{(1+\alpha)^{2}}-\sum_{j}E_{c}^{j} \quad (۱۰۳-۵)$$

سهم تلفات انرژی غیرفنی در هر فیدر فشار ضعیف به صورت زیر تخمین زده می‌شود:

$$\zeta_{NTL}^{j}=\frac{E_{NTL}^{j}}{E_{NTL}^{m}}=\frac{\frac{E_{inj}^{j}}{(1+\alpha)}-E_{c}^{j}}{\frac{E_{inj}^{m}}{(1+\alpha)^{2}}-\sum_{j}E_{c}^{j}} \quad (۱۰۴-۵)$$

با داشتن سهم تلفات غیرفنی هر فیدر و تقسیم آن بر تعداد مصرف‌کنندگان آن فیدر، شاخص جدیدی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\gamma_{j}=\frac{\zeta_{NTL}^{j}}{NC_{j}} \quad (۱۰۵-۵)$$

ζ: سهم تلفات غیرفنی فیدر j (درصد)

γ_j: شاخص احتمال تلفات غیرفنی فیدر j

NC_j: تعداد مصرف‌کنندگان فیدر j

محدودیت‌ها و مزایای نسبی روش‌های برآورد مصرف بارهای مجاز و غیرمجاز پایش نشده که در مراجع مختلف مورد بررسی قرار گرفته است، در جدول (۱-۱۱) مقایسه شده است.

جدول (۵-۱۱): مزایا و محدودیت‌های نسبی روش‌های مختلف برآورد بارهای اندازه‌گیری نشده

مرجع	بارها	رویه برآورد مصرف انرژی الکتریکی	مزیت‌ها	محدودیت‌ها
Hydro Ottawa، *Hydro One* در کانادا	روشنایی خیابان‌ها چراغ‌های راهنمایی و گذرگاه‌های عابر پیاده دوربین‌های تقاطع‌ها ایستگاه‌های اتوبوس روشنایی پارک‌ها و معابر نورپردازی تزئینی بارهای کوچک نظیر باجه‌های تلفن، منابع تغذیه کوچک و تقویت‌کننده‌ها و آنتن‌های مخابراتی	حداکثر میزان مصرف بار مدت زمان بهره برداری در طول روز تخصیص یک اکانت انرژی به بار اندازه‌گیری نشده	فرم بیانگر میزان بار تخمینی سرویس متصل اندازه‌گیری‌نشده مشترکین با امضای مهندسین متخصص شرکت ثبت گردد. داده‌های مربوط به مصرف مشترک نیز با ذکر زمان و به صورت دقیق ثبت شوند	احتمال اتصال بارهای دیگر (نظیر ماینرها) در نقطه تامین برق پایش نشده وجود دارد. مشترکینی که بار آنها اندازه‌گیری نمی‌شود باید داده‌های مربوط به پروفیل بار الکتریکی، کیفیت توان، و مطالعات دقیق مصرف خود را در مواردی که تجهیز پایش‌نشده جدیدی نصب گردد یا شرکت درخواست کند، به وی ارسال کنند.
نیویورک	روشنایی خیابان‌ها، چراغ‌های راهنمایی، چراغ‌های امنیتی و برق‌دزدی	تعداد چراغ‌های خیابان، توان مصرفی چراغ‌های خیابان بر حسب وات (با فرض یکسان بودن وات مصرفی آنها یا در نظر گرفتن چند نوع متفاوت)، و تعداد ساعت‌هایی که چراغ‌ها روشن هستند.	فرض یکسان بودن وات مصرفی چراغ‌ها یا در نظر گرفتن چند نوع متفاوت	عدم امکان تفکیک دقیق تلفات فنی و غیرفنی به علت افزودن بارهای غیرمجاز در نقاط دارای اکانت انرژی که تحت عنوان بار مجاز اندازه‌گیری

مرجع	بارها	رویه برآورد مصرف انرژی الکتریکی	مزیت‌ها	محدودیت‌ها
		هر شرکت توزیع می‌تواند تعیین نماید که چند درصد از بارهای سیستم مربوط به تلفات غیرفنی از نوع برق‌دزدی است. تخمین مقدار تلفات غیرفنی سیستم بر مبنای میزان تلفات کل و تلفات فنی		شده در پایگاه داده ثبت شده ند.
نیوزیلند	روشنایی خیابانها و علائم ترافیکی	ثبت اطلاعات مربوط به مکان، نوع بار، ظرفیت وات هر بار مشترک کل ظرفیت وات بارهای اندازه‌گیری نشده هر *ICP* (به عنوان مثال، روشنایی خیابان‌ها شامل لامپ و بالاست) را محاسبه کرده و به آدرس *hhda@meridianenergy.co.nz* ایمیل می‌کند.	یک پایگاه داده به روز از تمام بارهای توزیع اندازه‌گیری نشده	تمام افزایش، تغییرات و حذف بار در پایگاه داده ثبت می‌گردد و مقادیر قبل و بعد، تاریخ و زمان چنین افزودن، تغییر یا حذف بار در پایگاه داده ثبت می‌گردد (وابسته به اعلام از طرف مشترک).
آریزونا	روشنایی جاده‌ها و خیابان‌ها	وات فرض شده برای بارهای روشنایی و تعداد ساعات بهره‌برداری	در نظر گرفتن نرخ‌های انرژی واقعی در محاسبه صورت‌حساب	اگر چراغ‌ها بنا به هر دلیلی (به عنوان مثال، خروج چراغ، دزدیدن سیم، قطعی برق و موارد دیگر) انرژی‌رسانی نشده باشند، هزینه حساب‌های پایش‌نشده محاسبه می‌گردد
انگلستان	کمتر از ۵۰۰ وات	هزینه معادل یک مشترک خانگی لحاظ می‌شود.	-	دقت کم در محاسبه صورتحساب مصرف به ویژه در مواردیکه برق‌رسانی انجام نمی‌شود و خاموشی‌های متوالی و طولانی وجود دارد. عدم امکان به روزرسانی اطلاعات بار در صورت اعمال هرگونه افزایش/کاهش یا حذف بار
استرالیا	دستگاه‌های بلیط پارکینگ، ساعت‌های شهر، تجهیزات به کار رفته در سیستم هشداردهی زهکشی، فشار آب و لوله‌کشی شهری، کنترل‌کننده‌های آبیاری، باجه‌های تلفن عمومی، دستگاه‌های مخابراتی نظیر مولتی پلکسرها، سایت‌های فرستنده و دکل‌های رادیویی، روشنایی پیاده‌روها و مسیرهای دچرخه‌سواری و	ریتینگ نامی بار و مدت زمان بهره‌برداری	دقت در محاسبه صورتحساب هر نقطه تامین برق اندازه‌گیری نشده با در نظر گرفتن توان مصرفی هر تجهیز به کار رفته	فقط برای بارهای ثابت مجوز نصب نشدن دستگاه‌های اندازه‌گیری داده می‌شود.

مرجع	بارها	رویه برآورد مصرف انرژی الکتریکی	مزیت‌ها	محدودیت‌ها
	زیرگذرها، نورپردازی کمکی/دکوراتیو، تابلوهای خیابانی و بیلبوردها، مبلمان شهری (نظیر ایستگاه‌های اتوبوس و تابلوهای تبلیغاتی نصب شده در سطح شهر)، روشنایی امنیتی، چراغ راهنمایی و رانندگی، گذرگاه‌های راه آهن. (چراغ‌های چشمک‌زن و گیت‌ها)، برخی از دارایی‌های سازمان راه‌آهن و جاده‌ها (نظیر تابلوهای ارائه اطلاعات ترافیکی)			
[۳۳]	برق‌دزدی و بارهای اندازه‌گیری نشده	گروه‌بندی *bottoms-up*	نیاز به تعداد محدودی از نقاط اندازه‌گیری *AMI*	به اندازه‌گیری کامل در پایین دست هر نقطه گروه‌بندی متکی است.
[۴۱]	برق دزدی و بارهای اندازه‌گیری نشده	کنتور رویت‌کننده و الگوریتم *SVM*	بررسی بالانس انرژی در یک شبکه یا بخشی از آن و دقت بالا در تشخیص بارهای پایش نشده	نیاز به نصب یک کنتور برای پایش سمت فشارضعیف یک ترانسفورماتور توزیع
[۴۳]	دستکاری کنتور	پخش بار به کمک اندازه‌گیری‌های *RTU*ها و کنتورهای هوشمند	تشخیص حملات سایبری نیز امکانپذیر است.	اگر میزان عدم تعادل (انرژی ورودی و خروجی) از مقدار آستانه بیشتر شود، دستکاری کنتور تشخیص داده می‌شود که تعیین میزان حد آستانه مهم است.
[۴۴]	تلفات غیرفنی	کاربرد مدل و داده‌های شبکه *MV* برای دسته‌بندی مصرف‌کنندگان و تخمین حالت اجرای تخمین حالت با هدف ایجاد اندازه‌گیری در قسمت‌هایی که اندازه‌گیری‌های واقعی ندارند. تحلیل *gross error* به کمک اندازه‌گیری‌های تولید شده و اجرای تخمین حالت برای برآورد تلفات غیرفنی	دقت خوب در صورت رویت‌پذیر بودن شبکه (نصب تعداد کافی دستگاه اندازه‌گیری در فیدر)	دقت به تعداد، نوع و مکان اندازه‌گیری‌ها بستگی دارد. به روز نبودن اطلاعات مربوط به توپولوژی شبکه بر دقت الگوریتم تاثیر دارد. زمان محاسبات و داده‌های موردنیاز برای برآوردن تلفات انرژی در بازه زمانی معین
[۴۶]	تلفات غیرفنی	امپدانس بهره‌برداری معادل *(EOI)*	دقت بالا در محاسبه تلفات غیرفنی کل فیدرهای فشار ضعیف هر شبکه توزیع *MV*	زمان محاسبات و حجم داده موردنیاز برای برآورد تلفات انرژی در یک بازه زمانی معین وابسته به توپولوژی شبکه
[۴۷]	تلفات غیرفنی	خوشه‌بندی *c-means* فازی *(FCM)*	برآورد تلفات انرژی غیرفنی فیدرهای *LV* در شبکه‌های	نیاز به اجرای الگوریتم تخصیص بهینه

مرجع	بارها	رویه برآورد مصرف انرژی الکتریکی	مزیت‌ها	محدودیت‌ها
			توزیع MV دارای اندازه‌گیری‌های محدود	دستگاه‌های اندازه‌گیری در نقاط محدودی از شبکه

۵-۲۲. جمع‌بندی

با توجه به مصاحبه‌های صورت گرفته با خبرگان صنعت برق، روشنایی معابر و انشعابات موقت برای مراسم‌های مذهبی دو مورد از بارهای الکتریکی مجاز بدون سامانه‌ی پایش ه ستند. البته برای بی شتر فیدرهای رو شنایی معابر لوازم اندازه‌گیری نصب شده است. نوع دوم بارهای الکتریکی پایش نشده از نوع مصرف‌کنندگان دارای اتصال غیرمجاز به شبکه (برقدزدی) ا ست. در این ف صل با توجه به مطالعات تطبیقی صورت گرفته و همچنین م صاحبه‌های انجام شده با خبرگان حوزه تلفات توزیع، روشنایی معابر و انشعابات موقت و برق‌دزدی به عنوان بارهای الکتریکی بدون سامانه پایش شناسایی شده‌اند و رویه‌ی برآورد این بارهای الکتریکی در این فصل بررسی شده است تا مصرف انرژی سالانه آن‌ها تخمین زده شود. مهمترین مزیت روش EOI، دقت بالا در محاسبه تلفات غیرفنی کل هر یک از فیدرهای فشار ضعیف متصل به شبکه توزیع MV است. محدودیت‌های الگوریتم مبتنی بر EOI شامل زمان محاسبات و حجم داده موردنیاز برای برآورد تلفات انرژی در یک بازه زمانی معین و همچنین وابستگی به توپولوژی شبکه است. روش FCM نیازمند اجرای الگوریتم تخصیص بهینه دستگاه‌های اندازه‌گیری در نقاط محدودی از شبکه ا ست. برآورد تلفات غیرفنی فیدرهای LV در شبکه‌های توزیع MV دارای اندازه‌گیری‌های محدود و همچنین امکان محاسبه تلفات انرژی غیرفنی برای هر یک از فیدرهای LV از مهمترین مزیت‌های رویه FCM است.

مراجع

[۱] X. T. B. Huo, "New Model of Eddy Current Loss Calculation and Applications for Partial Core Transformers," 2009.

[۲] N. Suttisinthong and C. Pothisarn, "Analysis of electrical losses in transformers using artificial neural networks," in *Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists*, 2014, vol. 2.

[۳] T. Short and T. Swayne, "Assessment of transmission and distribution losses in New York State," *SAIC Energy, Environment and Infrastructure, LLC, Hendersonville,* 2012.

[۴] A. Méffe, C. Oliveira, N. Kagan, S. Jonathan, S. Caparroz, and J. Cavaretti, "Technical and economic analysis for the reduction of losses in distribution systems," *Energy*, vol. 4, no. 5, p. 6, 2002.

[۵] B. C. Neagu, G. Georgescu, and O. Ivanov," The impact of harmonic current flow on additional power losses in low voltage distribution networks," in *Electrical and Power Engineering (EPE), 2016 International Conference and Exposition on*, 2016: IEEE, pp. 719-722.

[۶] م. عظیمی، "بررسی نامتعادلی بار در شبکه های توزیع و روش های کاهش آن," دانشگاه آزاد بیرجند، ۱۳۸۹.

[۷] "UNMETERED SERVICE CONDITIONS, CONNECTIONS & UPGRADES," 2022. [Online]. Available: https://static.hydroottawa.com/documents/specifications/ECS0023.pdf.

[۸]]Online]. Available: https://www.oeb.ca/industry/policy-initiatives-and-consultations/review-cost-allocation-policy-unmetered-loads.

[۹] "Conditions of Service," *Oakville Hydro Electricity Distribution Inc.*, 2014. [Online]. Available: https://www.oakvillehydro.com/sites/oakvillehydro/files/2022-06/2014%20Conditions%20of%20Service_20141222.pdf.

[۱۰] "Assessment of Transmission and Distribution Losses in New York," 2012. [Online]. Available: https://www.nyserda.ny.gov/-/media/Files/Publications/.../epri-assessment-losses.pdf.

[۱۱] "Commercial Electricity Supply General Terms and Conditions," 2019. [Online]. Available: https://www.meridianenergy.co.nz/assets/Terms-and-conditions/2020-CCESA-GENERAL-TERMS-AND-CONDITIONS.pdf.

[۱۲] "New LV Service Connections," 2020. [Online]. Available: https://northpower.com/media/documents/CST.C.00.01-New-LV-Service-Connections.pdf.

[۱۳] K. Montano-Martinez *et al.*, "Detailed Primary and Secondary Distribution System Model Enhancement Using AMI Data," *IEEE Open Access Journal of Power and Energy,* vol. 9, pp. 2-15, 2021.

[۱۴] K. Montano-Martinez, S. Thakar, V. Vittal, R. Ayyanar, and C. Rojas, "Detailed primary and secondary distribution system feeder modeling based on AMI data," in *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*, 2021: IEEE, pp. 1-6.

[۱۵] R. Beatty, "**Unmetered load guidelines**," 2008. [Online]. Available: https://www.ea.govt.nz/assets/dms-assets/1/18649-Unmetered-load-guidelines.pdf.

[۱۶] "Roadway Lighting Electrical Service Evaluation: Unmetered vs. Metered Services," *Arizona Department of Transportation,* 2016. [Online]. Available: https://azdot.gov/sites/default/files/2019/08/LED-project-energy-tech-memo.pdf.

[۱۷] "Guidance on unmetered sipply regulations," 2018. [Online]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/704336/Unmetered_supplies_of_electricity_-_Guidance_to_the_UMS_Regulations__version_3.0.pdf.

[۱۸] "Distribution Un-Metered Supply Standard," vol. Eighth Edition, 2019. [Online]. Available: https://www.westernpower.com.au/media/5893/unmetered-supply-network-standard-20211223.pdf.

[۱۹] "Unmetered Supplies," 2021. [Online]. Available: https://www.ausnetservices.com.au/-/media/Files/AusNet/Residential-Electricity/tariffs-2022/AusNet---Unmetered-Supplies-2022-23.ashx?la=en

[۲۰] Ausgrid, "ES 1: Premises Connection Requirements," 2013. [Online]. Available: https://www.ausgrid.com.au/-/media/Documents/ASP/Design/ES1-Premises-Connection-Requirements.pdf.

[۲۱] "Premises Connection Requirements," 2015. [Online]. Available : https://www.ausgrid.com.au/-/media/Documents/ASP/Design/ES1-Premises-Connection-Requirements.pdf.

[۲۲] "Service and Installation Rules," *Tasmanian Networks Pty Ltd (TasNetworks),* 2022. [Online]. Available: https://www.energy.nsw.gov.au/nsw-plans-and-progress/regulation-and-policy/service-and-installation-rules.

[۲۳] "National Electricity Market Load Tables for Unmetered Connection Points," 2022. [Online]. Available: https://aemo.com.au/en/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/market-operations/retail-and-metering/metrology-procedures-and-unmetered-loads.

[۲۴] "Unmetered Supply Points," 2018. [Online]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2001/06/unmetered-supply-points-04-06.pdf.

[۲۵] "Unmetered supplies for traffic signal equipment," *Power Data Associates Ltd,* 2016. [Online]. Available: http://www.jctconsultancy.co.uk/Symposium/Symposium2016/PapersForDownload/Unmetered%20supplies,%20traffic%20signals%20inventories%20and%20ELEXON%20charge%20codes.pdf.

[۲۶] "Unmetered connections." [Online]. Available: https://www.esbnetworks.ie/new-connections/unmetered-connections/unmetered-connections.

[۲۷] "Unmetered connection." [Online]. Available: https://www.enwl.co.uk/get-connected/new-connection/unmetered-connections./

[۲۸] "Guidance on managing Unmetered Supplies." [Online]. Available: https://www.northernpowergrid.com/asset/4/document/572.pdf.

[۲۹] "Unmetered supply." [Online]. Available: https://www.eonenergy.com/for-your-business/large-energy-users/Buy-Energy.

[۳۰] ف. آزاد، آ. تاج فر، "روش کنترل و پایش متمرکز روشنایی معابر جهت صرفه جویی انرژی با استفاده از تکنولوژی Lumen"، همایش تخصصی روشنایی و نورپردازی ایران, ۱۳۹۲، https://civilica.com/doc/239691.

[۳۱] "ماهنامه شبکه هوشمند برق ایران" ۱۳۹۹، https://www.meedc.ir/wp-content/uploads/files/hoshmand_bargh/2.pdf.

[۳۲] "Load Settlement System: Procedures and Methods," 2019. [Online]. Available: https://www.atco.com/content/dam/web/for-home/electricity/rates-and-regulatory/load-settlement-procedures-2019.pdf.

[۳۳] T. A. Short, "Advanced metering for phase identification, transformer identification, and secondary modeling," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 651-658, 2012.

[۳۴] J. L. Viegas, P. R. Esteves, R. Melício, V. Mendes, and S. M. Vieira, "Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 1256-1268, 2017.

[۳۵] S. S. S. R. Depuru, L. Wang, and V .Devabhaktuni, "Electricity theft: Overview, issues, prevention and a smart meter based approach to control theft," *Energy policy*, vol. 39, no. 2, pp. 1007-1015, 2011.

[۳۶] A. Abur and A. G. Exposito, *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC press, 2004.

[۳۷] G. M. Messinis and N. D. Hatziargyriou, "Review of non-technical loss detection methods," *Electric Power Systems Research*, vol. 158, pp. 250-266, 2018.

[۳۸] J. V. Spirić, M. B. Dočić, and S. S. Stanković, "Fraud detection in registered electricity time series," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 71, pp. 42-50, 2015.

[۳۹] L. A. P. Júnior *et al.*, "Unsupervised non-technical losses identification through optimum-path forest," *Electric Power Systems Research*, vol. 140, pp. 413-423, 2016.

[۴۰] D. Mashima and A. A. Cárdenas, "Evaluating electricity theft detectors in smart grid networks," in *International Workshop on Recent Advances in Intrusion Detection*, 2012: Springer, pp. 210-229.

[۴۱] P. Jokar, N. Arianpoo, and V. C. Leung, "Electricity theft detection in AMI using customers' consumption patterns," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 216-226, 2015.

[۴۲] C. Bandim *et al.*, "Identification of energy theft and tampered meters using a central observer meter: a mathematical approach," in *2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No. 03CH37495)*, 2003, vol. 1: IEEE, pp. 163-168.

[۴۳] Y. Guo, C.-W. Ten, and P. Jirutitijaroen, "Online data validation for distribution operations against cybertampering," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, pp. 550-560, 2013.

[۴۴] A. S. Bretas, A. Rossoni, R. D. Trevizan, and N. G. Bretas, "Distribution networks nontechnical power loss estimation: A hybrid data-driven physics model-based framework," *Electric Power Systems Research,* vol. 186, p. 106397, 2020.

[۴۵] J. A. Jardini, C. M. Tahan, M. R. Gouvea, S. U. Ahn, and F. Figueiredo, "Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers," *IEEE Transactions on power delivery,* vol. 15, no. 1, pp. 375-380, 2000.

[۴۶] A. R. Manito *et al.*, "Technical and non-technical losses calculation in distribution grids using a defined equivalent operational impedance," *IET Generation, Transmission & Distribution,* vol. 13, no. 8, pp. 1315-1323, 2019.

[۴۷] H. Firoozi and H. R. Mashhadi, "Non-technical loss detection in limited-data low-voltage distribution feeders," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 135, p. 1075, 2022.