NRI-ER-1008-PSPPN20-00-L

پژوهشگاه نیرو

دانشگاه شهید بهشتی

شرکت توانیر

طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ MEMS در شبکه توزیع هوشمند





مجری دانشگاهی: آقای دکتر رضا محمدی چبنلو

دانشگاه مجری: شهید بهشتی

DOI: 10.30503/nripress.2020.286


بسم الله الرحمن الرحيم

طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه گیری جریان و ولتاژ *MEMS* در شبکه توزیع هوشمند

مجری دانشگاهی: آقای دکتر رضا محمدی چبنلو

دانشگاه مجری: شهید بهشتی

همکاران پروژه: رضا محمدی چبنلو، نادر کاظمی، آرش صمدی، محمدرضا طاهری، مهدی قطبی، رحیم عجبی فرشباف، لیلا عبدی

نماینده مدیر طرح: لیلا عبدی

واحد مجری: طرح اکتساب دانش فنی طراحی و پیاده‌سازی شبکه توزیع هوشمند، ریزشبکه (میکرو/نانو) و نیروگاه مجازی

انتشارات پژوهشگاه نیرو

آذر ۱۴۰۱

کد ثبت گزارش:NRI-ER-۱۰۰۸-PSPPN۲۰-۰۰-L

DOI: 10.30503/nripress.2020.286

ایران. وزارت نیرو. پژوهشگاه نیرو. طرح اکتساب دانش فنی طراحی و پیاده سازی شبکه توزیع هوشمند، ریزشبکه (میکرو/نانو) و نیروگاه مجازی

طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازهگیری جریان و ولتاژ *MEMS* در شبکه توزیع هوشمند / نماینده مدیر طرح: عبدی، لیلا کارفرما:

پژوهشگاه نیرو به نمایندگی شرکت توانیر، ۱۴۰۱.

۷۷۲ ص.: مصور، نمودار، جدول

۱. همکاران پروژه: محمدی چبنلو، رضا- کاظمی، نادر- صمدی، آرش- طاهری، محمدرضا- قطبی، مهدی – عجبی فرشباف، رحیم- عبدی، لیلا.

۲. دانشگاه: شهید بهشتی

۳. مجری دانشگاهی (نام عضو هیأت علمی دانشگاه): محمدی چبنلو، رضا.

۴. مدیر واحد مجری: عبدی، لیلا.

۵. نام محور پژوهشی مرتبط: شبکه هوشمند.

انتشارات پژوهشگاه نیرو

طرح اکتساب دانش فنی طراحی و پیادهسازی شبکه توزیع هوشمند، ریزشبکه (میکرو/نانو) و نیروگاه مجازی

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

فرم تعهدنامه اصالت اثر

متعهد می‌شوم که مطالب مندرج در این گزارش حاصل کار پژوهشی همکارانی از دانشگاه شهید بهشتی به شرح زیر و مورد تأیید اینجانب لیلا عبدی، نماینده مدیر طرح در پروژه " طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ *MEMS* در شبکه توزیع هوشمند " 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. رضا محمدی چبنلو
۲. نادر کاظمی
۳. آرش صمدی
۴. محمدرضا طاهری
۵. مهدی قطبی
۶. رحیم عجبی فرشباف

پژوهشگاه نیرو

Niroo Research Institute

انجام مطالعات اولیه



کارفرما : پژوهشگاه نیرو

واحد مجری: معاونت تخصصی توزیع

دی‌ماه ۱۳۹۹

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: انجام مطالعات اولیه
کد گزارش-ویرایش: PSPPN20/T1

عنوان پروژه: طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ MEMS در شبکه‌ی توزیع هوشمند

واحد مجری پروژه: معاونت تخصصی توزیع

مدیر واحد مجری پروژه: آقای دکتر گیلوانژاد

مجری پروژه: آقای دکتر مجتبی گیلوانژاد

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

تهیه‌کننده : مرکز شبکه هوشمند برق و انرژی
تاریخ: ۹۹/۱۰/۲۰

پیشگفتار

تکامل شبکه‌های الکتریکی از انتقال برق یک‌طرفه متعارف به شبکه‌های جدید با طیف گسترده‌ای از مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان برق، به‌منظور ایجاد شبکه‌های هوشمند نیاز به توسعه و به‌کارگیری فناوری‌های اندازه‌گیری و ارتباطات پیشرفته و جدید دارد. جمع‌آوری اطلاعات بهره‌برداری از شبکه، گردآوری و ارسال داده با صرف هزینه‌ای معقول و کمترین دخالت مستقیم انسانی، از اهم اهداف سامانه‌های پایشی شبکه‌های توزیع هوشمند محسوب می‌شوند. در همین راستا پروژه با عنوان "طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ در شبکه توزیع هوشمند" تعریف شده است. در این پروژه قصد بر آن است تا از حسگرهای مغناطیسی که برای نصب نیازی به اعمال قطعی در شبکه و تخریب ندارند و تنها با استفاده از میدان مغناطیسی اطراف خطوط اقدام به اندازه‌گیری پارامترهای بهره‌برداری از شبکه می‌کنند برای پیاده‌سازی یک سامانه پایشی استفاده شود. گزارش مرحله اول از این پروژه با عنوان "انجام مطالعات اولیه" تهیه شده و شامل چهار فصل به‌صورت زیر است:

فصل اول: بررسی فناوری‌ها و تجارب جهانی بهره‌گیری از حسگرهای مغناطیسی با قابلیت نصب غیرمخرب، جهت پایش هوشمند شبکه توزیع

فصل دوم: شناسایی کاربردهای سامانه‌های اندازه‌گیری مبتنی بر حسگرهای مغناطیسی در شبکه توزیع بر اساس تجارب جهانی

فصل سوم: بررسی وضعیت فعلی شبکه توزیع (سامانه‌های اندازه‌گیری موجود و بسترهای ارتباطی) ازنقطه‌نظر پایش

فصل چهارم: پیشنهاد کاربردهای قابل‌دستیابی از داده‌های برداشتی توسط حسگرها و اولویت‌بندی و انتخاب آن‌ها

کارفرما: پژوهشگاه نیرو

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

مجری دانشگاهی: دکتر رضا محمدی

تیم تحقیقاتی پروژه: مهندس آرش صمدی، مهندس محمدرضا طاهری و دکتر رحیم عجبی فرشباف

ناظر پروژه: آقای مهندس ایرج رفیعی

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

۱- بررسی فناوری‌ها و تجارب جهانی بهره‌گیری از حسگرهای مغناطیسی با قابلیت نصب غیر مخرب، جهت پایش هوشمند شبکه توزیع ۲
۱- ۱- مقدمه ۲
۱- ۲- پارامترهای مؤثر در انتخاب ادوات اندازه‌گیری ۲
۱- ۳- حس‌گرهای تماسی و غیر تماسی ۳
۱- ۴- فنّاوری‌های مورد استفاده در حسگرهای مغناطیسی ۶
۱- ۴- ۱- حلقه روگوفسکی ۶
۱- ۴- ۲- اثر هال ۱۴
۱- ۴- ۳- مغناطو-مقاومتی ۱۹
۱- ۴- ۴- فلاکس‌گیت ۲۵
۱- ۴- ۵- حسگرهای نوری ۲۸
۱- ۴- ۶- حسگرهای مبتنی بر فناوری MEMS ۳۱
۱- ۵- مقایسه فنّاوری‌های حسگرهای مغناطیسی ۳۳
۱- ۶- جمع‌بندی ۳۸
۲- شناسایی کاربردهای سامانه‌های اندازه‌گیری مبتنی بر حسگرهای مغناطیسی در شبکه توزیع بر اساس تجارب جهانی ۴۱
۲- ۱- مقدمه ۴۱
۲- ۲- پروژه رؤیت‌پذیری شبکه توزیع (محل اجرا: بریتانیا) [۱۸] ۴۵
۲- ۲- ۱- هدف از اجرای پروژه Distribution Network Visibility : ۴۶
۲- ۲- ۲- حس‌گرهای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان ۴۷
۲- ۲- ۳- کاربردهای مورد انتظار از پروژه ۴۸
۲- ۲- ۴- مزایای وجود یک سامانه پایش شبکه در سمت فشار ضعیف شبکه توزیع لندن: ۵۸
۲- ۲- ۵- اطلاعات گردآوری‌شده ۵۹

۲- ۲- ۶- نرم‌افزار طراحی‌شده برای مصور کردن و تحلیل داده‌های اندازه‌گیری شده ۶۰
۲- ۲- ۷- خلاصه کاربردها ۶۳
۲- ۳- پروژه Suburban PV Impact (محل اجرا: بریتانیا) [۱۹] ۶۵
۲- ۳- ۱- تجهیزات موردنیاز برای پایش شبکه توزیع فشار ضعیف فعال ۶۷
۲- ۳- ۲- انتخاب محل نصب حسگرها ۷۲
۲- ۳- ۳- تجربیات کسب‌شده ۷۲
۲- ۳- ۴- عملکردها، هدف و نتیجه هر یک ۷۳
۲- ۴- پایش زمان-حقیقی شبکه توزیع فشار ضعیف/متوسط (محل اجرا: ایتالیا) [۲۰] ۷۹
۲- ۴- ۱- افزایش توانایی شبکه‌های هوشمند با کنتورهای هوشمند ۷۹
۲- ۴- ۲- استفاده‌های جانبی از اطلاعات کنتورهای هوشمند ۸۰
۲- ۴- ۳- طرح پیاده‌سازی شده و معماری آن ۸۰
۲- ۴- ۴- تست‌های میدانی اجرا شده ۸۴
۲- ۴- ۵- عملکردهای پیشنهادی برای سامانه پایش شبکه توزیع فشار ضعیف ۹۰
۲- ۵- پروژه رؤیت‌پذیر نمودن شبکه توزیع فشار ضعیف/متوسط (محل اجرا: سوئد) [۲۱] ۹۱
۲- ۵- ۱- هدف از اجرای پروژه ۹۲
۲- ۵- ۲- تجهیزات استفاده‌شده ۹۲
۲- ۵- ۳- کاربردهای مورد انتظار ۹۵
۲- ۶- سامانه مدیریت شبکه فشار ضعیف توزیع—(محل اجرا: پرتغال) [۲۲] ۱۰۰
۲- ۶- ۱- هدف از اجرای پروژه ۱۰۰
۲- ۶- ۲- تجهیزات استفاده‌شده و معماری سامانه ۱۰۱
۲- ۶- ۳- عملکردهای مورد انتظار از سامانه مدیریت توزیع فشار ضعیف ۱۰۲
۲- ۷- پایش زمان-حقیقی بر شبکه فشار ضعیف توزیع [۲۳] ۱۰۵
۲- ۷- ۱- هدف از اجرای پروژه ۱۰۵
۲- ۷- ۲- تجهیزات استفاده‌شده و معماری سامانه ۱۰۶
۲- ۷- ۳- عملکردهای مورد انتظار ۱۱۲
۲- ۸- تخمین ولتاژ از راه دور با استفاده از اندازه‌گیری ولتاژ و جریان در ابتدای فیدرها [۲۴] ۱۱۴

۲- ۸- ۱- هدف از اجرای پروژه ۱۱۴
۲- ۸- ۲- روش ارائه‌شده ۱۱۵
۲- ۸- ۳- عملکردهای مورد انتظار ۱۱۷
۲- ۹- کنترل ولتاژ شبکه توزیع فشار ضعیف با استفاده از تخمین ولتاژ فیدرها [۲۶] ۱۱۸
۲- ۹- ۱- هدف از اجرای پروژه ۱۱۸
۲- ۹- ۲- تجهیزات اندازه‌گیری نصب‌شده ۱۱۹
۲- ۹- ۳- شیوه تخمین ولتاژ در شبکه ۱۱۹
۲- ۹- ۴- نتیجه‌گیری ۱۲۱
۲- ۱۰- دهکده هوشمند Ashton Hayes [۲۷] ۱۲۲
۲- ۱۰- ۱- اهداف پروژه ۱۲۲
۲- ۱۰- ۲- کاربردهای مورد انتظار در دهکده هوشمند ۱۲۳
۲- ۱۱- پروژه راهکارهای ارائه شده برای پایش شبکه توزیع فشار ضعیف [۲۸] ۱۲۳
۲- ۱۱- ۱- اهداف پروژه ۱۲۴
۲- ۱۱- ۲- محل نصب حسگرها و نوع آن‌ها ۱۲۵
۲- ۱۱- ۳- رابط مخابراتی بین تجهیزات اندازه‌گیری و سامانه مرکزی پایش ۱۲۶
۲- ۱۱- ۴- عملکردهای مورد انتظار ۱۲۶
۲- ۱۲- جایابی بهینه تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه‌های توزیع [۲۹] ۱۲۷
۲- ۱۲- ۱- اهداف اجرای پروژه ۱۲۷
۲- ۱۲- ۲- اماکن پیشنهادی برای نصب حسگرها ۱۲۸
۲- ۱۳- مکان‌یابی تجهیزات اندازه‌گیری برای ارتقای دقت تخمین حالت شبکه توزیع فشار متوسط [۳۰] ۱۲۹
۲- ۱۳- ۱- اهداف مقاله ۱۲۹
۲- ۱۳- ۲- شیوه جایابی و تعیین تعداد تجهیزات اندازه‌گیری ۱۳۰
۲- ۱۴- تعیین ظرفیت پویا برای بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع – محل اجرا بریتانیا [۳۱]-[۳۴] ۱۳۲
۲- ۱۴- ۱- کلیات مبحث تعیین ظرفیت پویای دارایی‌های شبکه ۱۳۲
۲- ۱۴- ۲- تعیین ظرفیت پویای خطوط هوایی ۱۳۵
۲- ۱۴- ۳- تعیین ظرفیت پویای کابل‌های زیرزمینی ۱۳۶

۲- ۱۴- ۴- پیاده‌سازی‌های مختلف برای تعیین ظرفیت پویای دارایی‌های شبکه ۱۳۷
۲- ۱۵- مروری کوتاه بر سایر کاربردهای حسگرهای مغناطیسی ۱۴۴
۲- ۱۶- جمع‌بندی ۱۴۵
۳- بررسی وضعیت فعلی شبکه توزیع (سیستم‌های اندازه‌گیری موجود و بسترهای ارتباطی) ازنقطه‌نظر پایش..... ۱۵۰
۳- ۱- مقدمه ۱۵۰
۳- ۲- کنتور ۱۵۰
۳- ۳- دیتالاگرها ۱۵۵
۳- ۴- رله‌های حفاظتی ۱۵۶
۳- ۵- ترانسفورمرهای ولتاژ و ترانسفورمرهای جریان ۱۵۷
۳- ۶- اجزا تشکیل‌دهنده سیستم‌های اندازه‌گیری ۱۵۹
۳- ۷- مروری بر سیستم‌های قرائت از راه دور ۱۶۴
۳- ۷- ۱- اجزا تشکیل‌دهنده ایستگاه‌های اتوماسیون ۱۶۵
۳- ۷- ۲- سیستم اسکادا ۱۶۶
۳- ۷- ۳- سرور ۱۶۸
۳- ۷- ۴- معماری ریموت‌ها ۱۷۲
۳- ۷- ۵- مودم ۱۷۴
۳- ۷- ۶-RTU ۱۷۵
۳- ۸- بسترهای مخابراتی ۱۸۳
۳- ۸- ۱- فناوری APN ۱۸۳
۳- ۸- ۲- رادیو ۱۸۶
۳- ۸- ۳- رادیوترانک عمومی ۱۸۹
۳- ۸- ۴-PTP و PTM ۱۹۱
۳- ۸- ۵- اینترنت اشیا IOT ۱۹۳
۳- ۹- ایستگاه‌های هوایی ۱۹۴
۳- ۱۰- آشکارساز خطا (Fault Detector) ۱۹۶
۳- ۱۱- معرفی اجمالی طرح‌های اجرایی توسط شرکت مادر تخصصی توانیر ۱۹۹

۳- ۱۱- ۱- طرح ملی چاوش (چشم‌انداز اصلاح ولتاژ شبکه‌های توزیع) ۱۹۹
۳- ۱۱- ۲- طرح ملی هما (هوشمندسازی مراکز اتفاقات) ۱۹۹
۳- ۱۱- ۳- طرح ملی سیما (سامانه یکپارچه مدیریت شاخص‌های استراتژیک) ۲۰۲
۳- ۱۱- ۴- طرح ملی کاهش تلفات ۲۰۲
۳- ۱۲- گزارش آماری اطلاعات تجهیزات اندازه‌گیری در شرکت‌های توزیع ۲۰۴
۴- پیشنهاد کاربردهای قابل‌دستیابی از داده‌های برداشتی توسط حسگرها و اولویت‌بندی و انتخاب آن‌ها ۲۱۴
۴- ۱- مقدمه ۲۱۴
۴- ۲- دسته‌بندی تجربیات بین‌المللی در استفاده از حسگرهای فشار ضعیف بسته به محل نصب آن‌ها ۲۱۵
۴- ۲- ۱- نصب حس‌گر در پایانه خروجی ترانسفورمر ۲۱۵
۴- ۲- ۲- نصب حس‌گر در پایانه خروجی شمار زیادی از ترانسفورمرها ۲۱۸
۴- ۲- ۳- نصب حس‌گر در ابتدای فیدرهای توزیع فشار ضعیف ۲۱۸
۴- ۲- ۴- وجود حس‌گر در طول فیدر علاوه بر ابتدای فیدر و پایانه خروجی ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع. ۲۲۱
۴- ۲- ۵- نصب حس‌گر در ابتدای فیدر فشار ضعیف یا ترانسفورمر توزیع در کنار استفاده از داده‌های کنتورهای مشترکین و یا ابتدای فیدرهای فشار متوسط ۲۲۳
۴- ۳- دسته‌بندی تجربیات بین‌المللی برحسب عملکردهای قابل‌انتظار از حسگرهای نصب‌شده ۲۲۶
۴- ۳- ۱- نمایش شارش توان و ثبت داده‌های تاریخی ۲۲۸
۴- ۳- ۲- پایش بارگذاری ترانسفورمرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها ۲۳۵
۴- ۳- ۳- پایش بارگذاری فیدرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها ۲۳۹
۴- ۳- ۴- پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه ۲۴۱
۴- ۳- ۵- پایش کیفیت توان ۲۴۳
۴- ۳- ۶- ارائه تحلیل‌های مرتبط با تقویت، توسعه و مکان‌یابی نقاط جدید اتصال بار ۲۴۷
۴- ۳- ۷- نظارت بر تعادل سه‌فاز مدار ۲۴۹
۴- ۳- ۸- پایش ضریب توان ۲۵۲
۴- ۳- ۹- پایش ولتاژ شبکه ۲۵۴
۴- ۳- ۱۰- پایش تلفات شبکه توزیع [۴۹] ۲۵۷
۴- ۳- ۱۱- ثبت اغتشاشات شبکه ۲۵۹

۴- ۳- ۱۲- محاسبه ضریب هم‌زمانی [۵۰]..... ۲۶۰
۴- ۳- ۱۳- پیش‌بینی بار ۲۶۲
۴- ۴- خلاصه‌ای از بررسی کاربردها ۲۶۳
۴- ۴- ۱- نمایش شارش توان و ثبت داده‌های تاریخی..... ۲۶۳
۴- ۴- ۲- پایش بارگذاری ترانسفورمرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها ۲۶۳
۴- ۴- ۳- پایش بارگذاری فیدرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها ۲۶۴
۴- ۴- ۴- پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه ۲۶۴
۴- ۴- ۵- پایش کیفیت توان..... ۲۶۵
۴- ۴- ۶- ارائه تحلیل‌های مرتبط با تقویت، توسعه و مکان‌یابی نقاط جدید اتصال بار ۲۶۵
۴- ۴- ۷- نظارت بر تعادل سه‌فاز مدار..... ۲۶۶
۴- ۴- ۸- پایش ضریب توان ۲۶۶
۴- ۴- ۹- پایش ولتاژی شبکه ۲۶۶
۴- ۴- ۱۰- پایش تلفات شبکه توزیع ۲۶۷
۴- ۴- ۱۱- ثبت اغتشاشات شبکه ۲۶۷
۴- ۴- ۱۲- محاسبه ضریب هم‌زمانی..... ۲۶۸
۴- ۴- ۱۳- - پیش‌بینی بار..... ۲۶۸
۴- ۵- ارزیابی طرح‌های مختلف نصب حسگر ۲۶۹
۴- ۵- ۱- نصب حس‌گر در پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع..... ۲۶۹
۴- ۵- ۲- نصب حسگر در پایانه خروجی شمار زیادی از ترانسفورمرهای توزیع یک شبکه ۲۷۰
۴- ۵- ۳- نصب حس‌گر در ابتدای فیدر فشار ضعیف توزیع ۲۷۱
۴- ۵- ۴- نصب حس‌گر در طول فیدر علاوه بر ابتدای آن و پایانه خروجی ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع .. ۲۷۲
۴- ۵- ۵- استفاده از داده‌های کنتورهای مشترکین و یا ابتدای فیدرهای فشار متوسط در کنار داده‌های ناشی از حسگرهای نصب شده ۲۷۲
۴- ۶- ارزیابی کاربردها..... ۲۷۴
۴- ۷- جمع‌بندی ۲۷۵
۵- نتیجه‌گیری مرحله اول از پروژه..... ۲۷۸

۵- ۱- مقدمه ۲۷۸
۵- ۲- فناوری منتخب برای حسگر اندازه‌گیری جریانی ۲۷۸
۵- ۳- محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری ۲۷۸
۵- ۴- کاربردهای در نظر گرفته‌شده..... ۲۷۹
۶- مراجع ۲۸۲

فهرست جداول

عنوان **صفحه**

جدول ۱- ۱- نمونه‌های تجاری حسگرهای حلقه روگوفسکی ۱۳
جدول ۱- ۲- نمونه‌های تجاری حسگرهای جریان اثر هال..... ۱۹
جدول ۱- ۳- نمونه‌های تجاری حسگرهای جریانی مغناتو-مقاومتی ۲۵
جدول ۱- ۴- مزایا و معایب فنّاوری‌های حسگرهای مغناطیسی ۳۴
جدول ۱- ۵- مقایسه فنّاوری‌های حسگرهای مغناطیسی ۳۸
جدول ۲- ۱- چالش‌های پیش رو برای هوشمند سازی یک شبکه توزیع ۴۲
جدول ۲- ۲- نگاهی اجمالی بر پروژه Distribution Network Visibility..... ۴۵
جدول ۲- ۳- مقایسه برخی حسگرهای کاندید شده برای پیاده‌سازی در پروژه DNV ۴۷
جدول ۲- ۴- خلاصه کاربردهای در نظر گرفته‌شده برای پروژه Distribution Network Visibility..... ۶۴
جدول ۲- ۵- بررسی اجمالی پروژه Suburban PV Impact..... ۶۶
جدول ۲- ۶- نرخ نمونه‌برداری پیشنهادی برای پایش شبکه توزیع فشار ضعیف فعال..... ۷۳
جدول ۲- ۷- نگاهی اجمالی بر پروژه پایش زمان-حقیقی شبکه توزیع فشار ضعیف و فشار متوسط..... ۷۹
جدول ۲- ۸- کلاس‌های مختلف دقت اندازه‌گیری توان اکتیو و راکتیو ۸۱
جدول ۲- ۹- نگاهی اجمالی بر پروژه..... ۹۱
جدول ۲- ۱۰- اندازه‌گیری‌های انجام‌شده با استفاده از RTUها..... ۹۵
جدول ۲- ۱۱- اندازه‌گیری‌های مرتبط با کیفیت توان..... ۹۷
جدول ۲- ۱۲- پارامترهای اندازه‌گیری شده برای اطلاع از شرایط بهره‌برداری غیرعادی..... ۹۷
جدول ۲- ۱۳- نگاهی اجمالی بر پروژه ۱۰۰
جدول ۲- ۱۴- نگاهی اجمالی بر عملکردهای مطرح‌شده ۱۰۵
جدول ۲- ۱۵- تشریح تجهیزات و گره‌های منطقی استفاده‌شده در این مدل اطلاعاتی ۱۱۰
جدول ۲- ۱۶- پارامتر اندازه‌گیری شده توسط هر یک از تجهیزات اندازه‌گیری ۱۱۲
جدول ۲- ۱۷- نگاهی اجمالی به پروژه ۱۱۸
جدول ۲- ۱۸- نگاهی اجمالی بر پروژه ۱۲۲

جدول ۲- ۱۹- نگاهی اجمالی بر پروژه ۱۲۴
جدول ۲- ۲۰- نگاهی اجمالی بر پروژه جایابی بهینه تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه‌های توزیع ۱۲۷
جدول ۲- ۲۱- نگاهی اجمالی بر پروژه ۱۲۹
جدول ۲- ۲۲- گزیده‌ای از نتایج این مقاله ۱۳۲
جدول ۳-۱: نمونه‌ای از لیست سیگنال‌ها. ۱۸۰
جدول ۳-۲: مشخصات فنی RTU ۱۸۱
جدول ۳-۳: تقسیم‌بندی امواج رادیویی. ۱۸۷
جدول ۳-۴: تعداد فیدرها و تعداد کل پست‌های هوایی و زمینی ۲۰۴
جدول ۳-۵: تجهیزات اندازه‌گیری بر روی فیدرهای فشارمتوسط ۲۰۴
جدول ۳-۶: تجهیزات اندازه‌گیری در اولیه پست توزیع زمینی عمومی و اختصاصی ۲۰۵
جدول ۳-۷ تجهیزات در ثانویه پست توزیع زمینی عمومی و اختصاصی و تابلوهای توزیع عمومی ۲۰۶
جدول ۳-۸: تجهیزات اندازه‌گیری بر روی فیدرهای فشار ضعیف ۲۰۸
دول ۳-۹: نوع سیستم مخابراتی ۲۰۸
جدول ۳-۱۰: نوع سامانه کاربردی ۲۰۹
جدول ۴- ۱- نمونه‌ای از یک پروژه با استفاده از نوع اول نصب حسگرها ۲۱۶
جدول ۴- ۲- نگاهی اجمالی بر یکی از پروژه‌های اجراشده با استفاده از نوع اول نصب حسگر ۲۲۰
جدول ۴- ۳- نگاهی اجمالی بر پروژه ۲۲۱
جدول ۴- ۴- نگاهی اجمالی بر پروژه ۲۲۲
جدول ۴- ۵- حداقل خطای محاسباتی در اثر محدود بودن تعداد بیت مبدل آنالوگ به دیجیتال ۲۳۰
جدول ۴- ۶- تأثیر تعداد بیت موجود در مبدل آنالوگ به دیجیتال بر دقت ۲۴۶
جدول ۴- ۷- امتیازبندی نهایی ۲۷۴
جدول ۴- ۸- اقسام کاربردها و محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری ۲۷۶

فهرست اشکال

عنوان **صفحه**

شکل ۱- ۱ حلقه روگوفسکی ۶
شکل ۱- ۲- حلقه روگوفسکی با مسیر برگشت مدل حلقه تک‌لایه ۷
شکل ۱- ۳- مدار معادل ترانسفورماتور جریان ۸
شکل ۱- ۴- مدار معادل حسگر حلقه روگوفسکی ۸
شکل ۱- ۵- دیاگرام برداری حسگر حلقه روگوفسکی ۹
شکل ۱- ۶- خروجی حسگر حلقه روگوفسکی بدون انتگرال‌گیر ۹
شکل ۱- ۷- تأثیر مقاومت ورودی دستگاه بر ولتاژ خروجی حسگر ۱۰
شکل ۱- ۸- مقایسه حسگر روگوفسکی و ترانسفورماتور جریان ۱۰
شکل ۱- ۹- مقایسه مشخصه ولتاژ-جریان ترانسفورماتور جریان، تزویج کننده خطی و حلقه روگوفسکی ۱۱
شکل ۱- ۱۰- پاسخ فرکانسی حسگر حلقه روگوفسکی ۱۲
شکل ۱- ۱۱- استفاده از حسگر جریان حلقه روگوفسکی در پست فشار ضعیف ۱۲
شکل ۱- ۱۲- استفاده از حسگر حلقه روگوفسکی برای رؤیت‌پذیری پست UKPN ۱۳
شکل ۱- ۱۳- اصول کارکرد حسگر اثر هال در نبود میدان خارجی ۱۴
شکل ۱- ۱۴- اصول کارکرد حسگر اثر هال در حضور میدان خارجی ۱۴
شکل ۱- ۱۵- حسگر اثر هال همراه با هسته ۱۵
شکل ۱- ۱۶- حسگر اثر هال حلقه بسته ۱۶
شکل ۱- ۱۷- مقایسه دقت اندازه‌گیری الف) اندازه جریان ب) فاز جریان برای حسگر اثر هال حلقه باز و ترانس جریان ۱۶
شکل ۱- ۱۸- درصد تغییرات اندازه جریان نسبت به تغییر دما ۱۷
شکل ۱- ۱۹- پیاده‌سازی عملی حسگر اثر هال بدون هسته آهنی ۱۸
شکل ۱- ۲۰- نمونه آزمایشگاهی استفاده از حسگر اثر هال برای اندازه‌گیری جریان هادی ۱۸
شکل ۱- ۲۱- اصول کارکرد حسگر AMR بر اساس پل واتستون ۲۱
شکل ۱- ۲۲- تغییرات مقاومت عنصر AMR نسبت به میدان خارجی ۲۱
شکل ۱- ۲۳- لایه پرمالوی با عبور جریان از آن ۲۲

شکل ۱– ۲۴– تغییر مقاومت حسگر AMR متأثر از میدان در صفحه YZ ۲۲
شکل ۱– ۲۵– مقایسه حسگر اثر هال و مغناتو–مقاومتی ۲۳
شکل ۱– ۲۶– الف) مدار چاپی طراحی‌شده حسگر مغناطیسی TMR ب) پیاده‌سازی عملی ۲۳
شکل ۱– ۲۷– نمونه آزمایشگاهی استفاده از حسگر TMR برای اندازه‌گیری جریان خطوط انتقال ۲۴
شکل ۱– ۲۸– نصب، پیکربندی و تحلیل داده‌ها برای تشخیص مکان خطا توسط حسگر مغناتو–مقاومتی ۲۴
شکل ۱– ۲۹– شماتیک حسگر فلاکس‌گیت ۲۶
شکل ۱– ۳۰– اندوکتانس اشباع در حسگر فلاکس‌گیت ۲۶
شکل ۱– ۳۱– شارهای ایجادشده در هسته حسگر فلاکس‌گیت ۲۷
شکل ۱– ۳۲– اصول عملکرد حسگر حلقه بسته فلاکس‌گیت ۲۷
شکل ۱– ۳۳– انواع اصلی حسگرهای فلاکس‌گیت ۲۸
شکل ۱– ۳۴– شماتیک ترکیب فیبر نوری با ترانسفورماتور جریان سنتی ۲۹
شکل ۱– ۳۵– شماتیک یک حسگر نوری متمرکز کننده مغناطیسی ۳۰
شکل ۱– ۳۶– شماتیک کلی یک حسگر بالک نوری ۳۰
شکل ۱– ۳۷ شماتیک یک حسگر فیبر نوری ۳۱
شکل ۱– ۳۸– حسگر نوری شاهد ۳۱
شکل ۱– ۳۹– ورق نیترات آلومینیوم و خاصیت فشاربرقی در حسگرهای MEMS ۳۲
شکل ۱– ۴۰– شماتیک عملکرد حسگرهای مبتنی بر فناوری MEMS ۳۳
شکل ۲– ۱– ساختار کلی یک سامانه مدیریت توزیع ۴۴
شکل ۲– ۲– پایانه کنترل از راه دور شبکه توزیع ثانویه (چپ/وسط) / کلمپ‌های جریان و فیوزهای ولتاژ (راست) .. ۴۸
شکل ۲– ۳– ضریب توان دو پست مختلف طی ۲۵ روز ۵۳
شکل ۲– ۴– سری زمانی جریان‌های سه‌فاز (نرخ ثبت داده : میانگین فازور هر ۳۰ دقیقه) ۵۴
شکل ۲– ۵– هارمونیک سوم ولتاژ و جریان در ۶ پست ۵۴
شکل ۲– ۶– نمایش ظرفیت آزاد پست‌ها ۵۵
شکل ۲– ۷– پروفایل بارگذاری هفتگی چند فیدر ۱۱ کیلوولت ۵۶
شکل ۲– ۸– درصد بارگذاری ترانسفورمر در کنار دمای محیط و دمای اتاقک ترانسفورمر (نمودار سبزرنگ : دمای هوای اتاقک ترانسفورمر – نمودار قهوه‌ای : میزان درصد بارگذاری ترانسفورمر – نمودار فیروزه‌ای رنگ: دمای هوا) ۵۷

شکل ۲- ۹- تعیین پویای ظرفیت یک ترانسفورمر ۵۸
شکل ۲- ۱۰- نقشه GIS شبکه توزیع ۶۱
شکل ۲- ۱۱- وضعیت تهویه چند پست فشار ضعیف ۶۲
شکل ۲- ۱۲- پیشنهاد محل‌های مناسب برای اتصال بارهای جدید ۶۳
شکل ۲- ۱۳-تصویری از محل پایش شبکه برای نشان دادن تعداد بالای پنل‌های فوتوولتاییک در این شبکه ۶۵
شکل ۲- ۱۴- تجهیزات پایشی ۶۷
شکل ۲- ۱۵- ترانسفورمر جریان US1000A:1A ۶۹
شکل ۲- ۱۶-حس‌گر جریان Fluke i800 Current Clamp ۶۹
شکل ۲- ۱۷- حس‌گر جریان Fluke i400 Current Clamp ۷۰
شکل ۲- ۱۸- پایانه‌های روگووسکی کویل در کنار تقویت‌کننده trans conductanceساخت شرکت Haysis ۷۱
شکل ۲- ۱۹- نمونه‌ای از تجهیزات نصب‌شده در یک پست توزیع ۷۲
شکل ۲- ۲۰- نمونه‌ای از بروز عدم تعادل سه‌فاز در جریان‌های شبکه فشار ضعیف در اثر حضور پنل‌های فوتوولتاییک در شمار بالا ۷۵
شکل ۲- ۲۱- ولتاژ پست‌های فشار ضعیف و فشار متوسط اندازه‌گیری شده در یک پست با تعداد بالای پنل‌های فوتوولتاییک ۷۶
شکل ۲- ۲۲-ضریب توان یک پست فشار ضعیف در طول یک روز ۷۷
شکل ۲- ۲۳- هارمونیک‌های ولتاژی و جریانی و شکل موج‌ها ۷۷
شکل ۲- ۲۴- نمایی از بخشی از شبکه فشار ضعیف تحت بررسی ۸۳
شکل ۲- ۲۵- شمای یک کنتور هوشمند ۸۴
شکل ۲- ۲۶- توان حقیقی اندازه‌گیری شده مربوط به دو مشترک (۳۴ و ۰۴) و پنل‌های فتوولتاییک آن‌ها ۸۵
شکل ۲- ۲۷- پروفایل توان حقیقی تولیدی و مصرفی مشترک ۰۴ ..... ۸۶
شکل ۲- ۲۸- پروفایل بار حقیقی مشترک ۰۴ در کنار پروفایل ثابت تخمینی مشترک با استفاده از داده‌های تاریخی (الف) و پروفایل تولید انرژی این مشترک در بازه‌ای مشخص از زمان (ب) ۸۷
شکل ۲- ۲۹- جریان سه‌فاز خوانده‌شده توسط IED مربوط به فیدر ۱ ..... ۸۸
شکل ۲- ۳۰- ولتاژ فیدر ۱ بین تاریخ‌های ۱۰ الی ۱۶ اکتبر ۸۹
شکل ۲- ۳۱- هارمونیک ولتاژی (THD) فیدر ۱ ..... ۸۹

شکل ۲– ۳۲–ولتاژ فیدر ۱ و مشترکین ۷ و ۴ (شکل ۲– ۲۴) طی یک روز (فاز B) ۹۰
شکل ۲– ۳۳– نحوه نصب حسگرهای روگووسکی فشار ضعیف به RTU ۹۳
شکل ۲– ۳۴– حسگرهای روگووسکی نصب‌شده در ابتدای فیدرها ۹۴
شکل ۲– ۳۶– معماری سامانه مدیریت توزیع e-balance.....۱۰۲
شکل ۲– ۳۷– طرح غیرمتمرکز ارائه‌شده برای مدیریت شبکه توزیع فشار ضعیف ۱۰۷
شکل ۲– ۳۸– مدل واحد اتوماسیون پست مبتنی بر IEC61850.....۱۰۹
شکل ۲– ۳۹– اجزا درونی واحد اتوماسیون پست ۱۱۱
شکل ۲– ۴۰– توزیع احتمالاتی یک‌بار مسکونی در یک روز زمستانی (روز کاری).....۱۱۶
شکل ۲– ۴۱– جریان فاز a در نقطه‌ای از شبکه بسته به توان‌های مختلف در پایین‌دست نقطه فرضی ۱۱۶
شکل ۲– ۴۲– راهکار پیاده‌سازی شده برای جمع‌آوری داده‌ها ۱۲۶
شکل ۲– ۴۳– ظرفیت تولیدات پراکنده نصب‌شده در سطوح ولتاژی فشار ضعیف و فشار متوسط در شبکه قدرت آلمان ۱۲۸
شکل ۲– ۴۴– شبکه ۶۹ شینه IEEE ۱۳۱
شکل ۲– ۴۵– محاسبه دمای نقطه داغ ترانسفورمر با استفاده از مدل‌های مختلف در ۷ روز ۱۳۵
شکل ۲– ۴۶– شیوه توزیع دما در کابل ۱۱ کیلوولت PICAS ۱۸۵ میلی‌متر مربع ۱۳۷
شکل ۲– ۴۷– معماری کلی سامانه تعیین ظرفیت پویای پیاده شده در اسکاتلند ۱۳۸
شکل ۲– ۴۸– ورودی‌ها و خروجی‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی هر یک از انواع دارایی.....۱۳۹
شکل ۲– ۴۹– شبکه آزمون انتخاب شده برای تعیین ظرفیت پویای دارایی‌ها.....۱۴۱
شکل ۲– ۵۰– ظرفیت پویای ترانسفورمر توزیع با خنک‌سازی OFAF برای دو روز متفاوت در دماهای مختلف ...۱۴۲
شکل ۲– ۵۱– مقایسه بین ظرفیت پویا و ایستای ترانسفورمر شبکه توزیع اولیه ۱۴۲
شکل ۲– ۵۲– نمونه‌ای از تعیین ظرفیت پویای خطوط هوایی برای ۲ روز ۱۴۳
شکل ۲– ۵۳– نمونه‌ای از تعیین ظرفیت پویای خط هوایی در فصول مختلف ۱۴۴
شکل ۳–۱: کنتور Actaris6000 و مشخصات فنی آن. ۱۵۲
شکل ۳–۲: کنتور Mk6e و مشخصه‌های فنی آن.....۱۵۲
شکل ۳–۳: معماری اجرایی طرح فهام.....۱۵۴
شکل ۳–۴: اتصالات دیتالاگر به شبکه. ۱۵۶

شکل ۳–۵: یک نمونه از رله‌های OC و اتصالات آن..... ۱۵۷
شکل ۳–۶: نحوه قرار گرفتن CT در شبکه و مدار معادل CT. ۱۵۸
شکل ۳–۷: نحوه قرار گرفتن PT در مدار و مدار معادل آن..... ۱۵۹
شکل ۳–۸: دیاگرام مداری مقره خازنی. ۱۵۹
شکل ۳–۹: مدار الکترونیکی پیشنهادی برای IC اندازه‌گیری ADE7758. ..... ۱۶۱
شکل ۳–۱۰: بلوک دیاگرام بخش‌های سخت‌افزاری تجهیزات اندازه‌گیری. ۱۶۳
شکل ۳–۱۱: بلوک دیاگرام بخش‌های نرم‌افزاری تجهیزات اندازه‌گیری..... ۱۶۴
شکل ۳–۱۲: بلوک دیاگرام نرم‌افزار سرور. ۱۶۵
شکل ۳–۱۲: بلوک دیاگرام کلی از یک سیستم اتوماسیون و اسکادا..... ۱۶۶
شکل ۳–۱۳: نمایی از یک سیستم اسکادا. ۱۶۸
شکل ۳–۱۴: یک نمونه مودم بیس رادیویی. ۱۶۹
شکل ۳–۱۵: سمت راست: آنتن امنی، سمت چپ: آنتن ۴–پل. ۱۶۹
شکل ۳–۱۶: مفهوم فایروال..... ۱۷۰
شکل ۳–۱۷: استفاده از ویدئووال در مراکز دیسپاچینگ..... ۱۷۱
شکل ۳–۱۸: مفهوم افزونگی، الف) عملکرد نرمال، ب) عملکرد در صورت خرابی لینک اصلی. ۱۷۲
شکل ۳–۱۹: آنتن یاگی برای لینک‌های رادیویی..... ۱۷۳
شکل ۳–۲۰: مودم رادیویی ریموت. ۱۷۳
شکل ۳–۲۱: تجهیزات مربوطه به تغذیه سیستم‌های اتوماسیون شامل، باتری، شارژر خورشیدی باتری و شارژر باتری. ۱۷۴
شکل ۳–۲۲: دیاگرام یک RTU ماژولار و کارت‌های IO آن..... ۱۷۷
شکل ۳–۲۳: یک نمونه تابلو RTU ماژولار..... ۱۷۸
شکل ۳–۲۴: سیم‌بندی داخلی یک نمونه دژنگتور..... ۱۷۹
شکل ۳–۲۵: نحوه سیم‌کشی MODBUS بین RTU و IEDها. ۱۸۳
شکل ۳–۲۶: ساختار شبکه APN. ۱۸۶
شکل ۳–۲۷: بررسی وضعیت رادیویی بین ریموت و مرکز کنترل با دید مستقیم. ۱۸۸
شکل ۳–۲۸: بررسی وضعیت رادیویی بین ریموت و مرکز کنترل بدون دید مستقیم. ۱۸۸

شکل ۳-۲۹: مفهوم رادیوترانک. ۱۹۱
شکل ۳-۳۰: سمت راست: شماتیک یک ارتباط PTP و سمت چپ: یک نمونه آنتن باند آزاد با برد متوسط. ۱۹۲
شکل ۳-۳۱: شماتیک یک ارتباط MTP ۱۹۲
شکل ۳-۳۲: دو ایستگاه هوایی اتوماسیون شده. ۱۹۵
شکل ۳-۳۳: یک سکسیونر هوایی به همراه موتور. ۱۹۵
شکل ۳-۳۴: پنل یک ریکلوزر ۱۹۶
شکل ۳-۳۵: نحوه نصب آشکارساز خطا و تجهیزات آن. ۱۹۸
شکل ۳-۳۶: بلوک دیاگرام اجرایی طرح ملی چاوش. ۲۰۱
شکل ۳-۳۶: فرایند عملیاتی هوشمندسازی مراکز اتفاقات (طرح هما). ۲۰۲
شکل ۳-۳۷: تجهیزات منصوبه در شبکه توزیع ۲۱۲
شکل ۴- ۱- نصب حسگرهای جریانی و ولتاژی برای نظارت بر شبکه از منبع شبکه فشار ضعیف توزیع ۲۱۵
شکل ۴- ۲- ساختار و اجزای اصلی تشکیل‌دهنده یک سامانه مدیریت توزیع ۲۲۷
شکل ۴- ۳- یک شبکه ساده دارای دو باس‌بار ۲۳۱
شکل ۴- ۴- میزان بارگذاری ترانسفورمر (برحسب درصد نمودار قهوه‌ای)، دمای هوای پست (نمودار سبز) و دمای هوای بیرون (نمودار فیروزه‌ای‌رنگ)– نمودار (الف) پایش عملکرد در ۱۲ ماه، نمودار (ب) پایش عملکرد ترانسفورمر در یک روز ۲۳۶
شکل ۴- ۵- ورودی‌ها و خروجی‌های یک الگوریتم Transformer Dynmic Rating ۲۳۷
شکل ۴- ۶- یک نمودار نمونه از یکی از ترانسفورمرهای Unison در کشور نیوزلند در دمای محیطی ۲۰ درجه سانتی گراد ۲۳۸
شکل ۴- ۷- جریان اطلاعات در سامانه مدیریت خاموشی ۲۴۱
شکل ۴- ۸- هارمونیک ۵ مربوط به هفت پست توزیع فشار ضعیف ۲۴۵
شکل ۴- ۹- بررسی آلودگی‌های هارمونیکی یک فیدر توزیع ۲۴۶
شکل ۴- ۱۰- پیشنهاد نقاط مناسب برای اتصالات جدید در شبکه توزیع ۲۴۸
شکل ۴- ۱۱-تعادل سه‌فاز ولتاژ در یک پست بااتصال نوترال قطع‌شده ۲۵۰
شکل ۴- ۱۲- اندازه فازور جریان‌های گذرنده از فازها و سیم نوترال شبکه توزیع در ایام مختلف سال ۲۵۱
شکل ۴- ۱۳- نمونه‌ای از تغییر ضریب توان در ساعات یک روز ۲۵۳

شکل ۴- ۱۴- بررسی ولتاژی شبکه‌های توزیع فشار ضعیف و فشار متوسط ۲۵۶
شکل ۴- ۱۵-۷۰۰ میلی‌ثانیه از داده‌های ثبت شده در ثبات اختلالات – ولتاژهای ثبت شده ۲۵۹
شکل ۴- ۱۶-۷۰۰ میلی‌ثانیه از داده‌های ثبت شده در ثبات اختلالات – جریان‌های ثبت شده ۲۵۹

مقدمه:

شبکه هوشمند طبق تعریف سازمان انرژی آمریکا یک شبکه انرژی خودکار است که در آن انتقال توان الکتریکی و تبادل اطلاعات به صورت دو طرفه صورت می‌گیرد. این شبکه قابلیت پایش و پاسخگویی به هر نوع تغییرات در شبکه، از منابع تولید تا مصرف کنندگان و حتی تک تک تجهیزات را دارد. از جمله تفاوتهای اصلی شبکه‌های فعلی با شبکه‌های هوشمند را می‌توان استفاده از فناوریهای پیشرفته در ایجاد مسیر مخابراتی دوطرفه بین همه اجزای شبکه، کنترل اتوماتیک و مدیریت پیشرفته با استفاده از نرم‌افزار پشتیبان تصمیم‌گیری و فناوری‌های اندازه‌گیری دقیق و حسگرهای پیشرفته دانست.

هدف از اجرای پروژه حاضر طراحی و پیاده‌سازی یک سامانه پایشی بصورت پایلوت بر روی قسمتی از یک شبکه توزیع نمونه به منظور کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ در شبکه توزیع است. حسگرهای مغناطیسی انتخاب شده با قابلیت نصب غیرمخرب هستند که نیازی به اعمال خاموشی در شبکه و تخریب ندارند. سامانه پایشی مورد نظر در این پروژه بر بستر اینترنت اشیا پیاده سازی شده و شامل سامانه‌های کاربردی برای افزایش قابلیتهای پایشی شبکه‌های توزیع خواهد بود. مرحله اول پروژه به مطالعات اولیه اختصاص دارد که گزارش آن در پنج فصل تهیه شده است.

فصل اول شامل بررسی فناوری‌های موجود برای حسگرهای مغناطیسی با قابلیت نصب غیرمخرب و بررسی تجارب جهانی بهره‌گیری از آنها جهت پایش هوشمند شبکه توزیع است. در این فصل شش گروه عمده از حسگرهای مغناطیسی شامل: روگووسکی، اثر هال، مغناطیسی–مقاومتی، فلاکس‌گیت، نوری و فناوری MEMS بررسی شده اند. در بررسی هر یک از انواع حسگرها به مواردی نظیر شرح مکانیسم عملکرد، محدوده کارکرد، دقت، محدوده فرکانسی و قیمت حسگرها پرداخته‌شده و مقایسه مزایا و معایب هر یک از فناوری‌های حسگرهای بررسی‌شده انجام شده است.

در فصل دوم به شناسایی کاربردهای سامانه‌های اندازه‌گیری مبتنی بر حسگرهای مغناطیسی در شبکه توزیع بر اساس تجارب جهانی اختصاص دارد. در این فصل حدود ۱۵ پروژه که از روی گزارشات و مقالات موجود استخراج شده بررسی شده اند. در هر کدام از این پروژه ها ممکن است از یک تا شش کاربرد از سامانه‌های پایشی مورد استفاده قرار گرفته باشد. در هر بخش سعی شده تا علاوه بر معرفی سامانه‌های به کار گرفته شده به ملاحظات فنی در نظر گرفته‌شده در انتخاب تجهیزات اندازه‌گیری، سامانه‌های مخابراتی و ... پرداخته شود.

در فصل سوم وضعیت فعلی شبکه توزیع ازنقطه‌نظر پایش شامل سامانه‌های اندازه‌گیری موجود و بسترهای ارتباطی مورد بررسی قرار گرفته است. تجهیزات اندازه‌گیری به کار رفته شامل کنتور، ثبات، رله‌های حفاظتی، آشکارساز خطا و سیستم‌های قرائت از راه دور مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در این بخش همچنین انواع سیستم‌های مخابراتی و طرح‌های اجرایی ابلاغ شده توسط شرکت مادر تخصصی توانیر در زمینه پایش معرفی شده اند. در انتها یک گزارش آماری از اطلاعات تجهیزات اندازه‌گیری نصب شده در بخشهای مختلف از شبکه فشارمتوسط و فشارضعیف مربوط به چهار شرکت توزیع نمونه ارائه شده است.

در فصل چهارم به پیشنهاد کاربردهای قابل‌دستیابی از داده‌های برداشتی توسط حسگرها و اولویت‌بندی و انتخاب آن‌ها پرداخته شده است. در این فصل ۱۳ سامانه کاربردی قابل‌دستیابی مبتنی بر داده‌های برداشت شده از حسگرها بررسی شده‌اند. در ابتدا محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری دسته‌بندی شده و مزایا و معایب هر روش نصب تجهیزات اندازه‌گیری در هر بخش مربوط به هر طرح ذکر گردیده است. سپس به دسته‌بندی کاربردهای مستخرج از تجربیات بین‌المللی پرداخته‌شده و برای هر یک توضیحات مربوط به آن کاربرد اعم از شرح آن، ضرورت، ملزومات سخت‌افزاری مورد نیاز و ... ذکر گردیده است. همچنین این کاربردها بر اساس ۴ معیار مورد ارزیابی قرار گرفته و امتیازبندی شده است.

یکی از اهداف مهم مرحله اول از این پروژه انجام مطالعات لازم برای پاسخگویی به سه سؤال اساسی است. فناوری منتخب برای حسگر اندازه‌گیری با قابلیت نصب غیر مخرب چیست؟ محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری کجا باشد؟ کاربردهای در نظر گرفته‌شده برای اندازه‌گیری‌های مستخرج از حسگرها چه مواردی هستند؟ در فصل نتیجه گیری در سه بخش به پاسخگویی به این سه پرسش پرداخته شده است.

فصل اول:

بررسی فناوری‌ها و تجارب جهانی بهره‌گیری از حسگرهای مغناطیسی با قابلیت نصب غیر مخرب، جهت پایش هوشمند شبکه توزیع

۱- بررسی فناوری‌ها و تجارب جهانی بهره‌گیری از حسگرهای مغناطیسی با قابلیت نصب غیر مخرب، جهت پایش هوشمند شبکه توزیع

۱- ۱- مقدمه

در این فصل به بررسی انواع فناوری‌های استفاده‌شده در حسگرهای مغناطیسی برای نصب غیر مخرب در شبکه‌های برق پرداخته‌شده است. حسگرهای مغناطیسی بررسی‌شده در این فصل بر اساس فناوری به ۶ گروه حسگر روگووسکی، اثر هال، مغناتو-مقاومتی، فلاکس‌گیت، حسگرهای نوری و حسگرهای مبتنی بر فناوری MEMS تقسیم‌شده است. در بررسی هر یک از انواع حسگرها به مواردی نظیر شرح مکانیسم عملکرد، محدوده کارکرد، دقت محدوده فرکانسی و قیمت حسگرها پرداخته‌شده است. در آنتن‌ها نیز به بررسی مزایا و معایب هر یک از فناوری‌های حسگرهای بررسی‌شده در این فصل پرداخته‌شده و در بخش ۱- ۵ به جمع‌بندی مطالب گفته‌شده در طول فصل، ارزیابی اقسام فناوری‌های حسگرها و نتیجه‌گیری نهایی پرداخته‌شده است.

۱- ۲- پارامترهای مؤثر در انتخاب ادوات اندازه‌گیری

هنگام بررسی و مطالعات بر روی ادوات اندازه‌گیری، فارغ از پارامترهای اقتصادی و زمینه کاربردی این ادوات، پارامترهای فنی اندازه‌گیرها برای مقایسه آن‌ها بسیار حائز اهمیت است. ازجمله مهم‌ترین پارامترهای فنی مؤثر در انتخاب ادوات اندازه‌گیری می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- **محدوده کارکرد**[1]

بیانگر محدوده‌هایی است که در آن حسگر می‌تواند برای اندازه‌گیری میدان یا جریان استفاده شود. اگر فاصله اندازه‌گیری مشخص باشد، مطابق روابط حاصله از قانون آمپر، محدوده کارکرد میدان مغناطیسی برحسب تسلا به‌راحتی قابل‌تبدیل به محدوده کارکرد جریانی برحسب آمپر است.

- **دقت**[2]

[1] Range

[2] precision

بیانگر دقتی است که می‌توان میدان مغناطیسی و یا جریان را تعیین کرد. برای حسگرهای میدان مغناطیسی غیرتجاری معمولاً به‌صورت درصدی از مقیاس کامل (%F.S) بیان می‌شود و برای حسگرهای جریان تجاری شده‌ای که به‌صورت انبوه تولید و در شبکه قدرت استفاده می‌شود، طبق کلاس‌های دقت تعریف‌شده توسط استانداردهای بین‌المللی طبقه‌بندی می‌شوند.

- **محدوده فرکانسی**[3]

بیانگر محدوده فرکانسی است که حسگر مغناطیسی با دقت خوبی در آن محدوده پاسخگو است.

- **نویز**[4]

بیانگر تغییر تصادفی نامطلوب سیگنال اندازه‌گیری است. اغلب در ابعاد کوچک‌ترین تغییر قابل‌تشخیص میدان مغناطیسی یک حسگر تعریف می‌شود (ازنظر نسبت سیگنال به نویز) و به‌طورکلی به فرکانس وابسته است.

- **حساسیت**[5]

حساسیت به معنای توانایی دستگاه در پاسخ به تغییرات جزئی در کمیت موردراندازه‌گیری است. حساسیت کمترین مقدار تغییر در کمیت ورودی دستگاه اندازه‌گیر است که می‌تواند تشخیص داده شده و موجب بروز مقدار مؤثری مقدار در خروجی شود.

- **خطی بودن**[6]

خطی بودن حسگر بیانگر میزان فاصله منحنی اندازه‌گیری شده واقعی حسگر از منحنی ایدئال است.

۱- ۳- حس‌گرهای تماسی[7] و غیر تماسی[8]

[3] Bandwidth
[4] Noise
[5] Sensitivity
[6] Linearity
[7] Contact sensor
[8] Contactless

یکی از دسته‌بندی‌های مهم در میان حسگرها نحوه نصب به‌صورت متصل یا تماسی و غیر متصل یا غیر تماسی است. حسگرهای تماسی از طریق اندازه‌گیری مستقیم جریان بر اساس قانون مقاومت اهم اندازه‌گیری را انجام می‌دهد. از این دسته می‌توان به استفاده از مقاومت شنت[9] یا مبدل جریان به ولتاژ اشاره کرد. بااین‌حال آن‌ها نیاز به قطع هادی دارند و بنابراین ایزولاسیون گالوانیکی[10] ایجاد نمی‌کنند و انرژی را به‌عنوان گرما تلف می‌کنند ، که این امر استفاده از آن‌ها را برای شرایط ولتاژ و جریان بالا نامناسب می‌کند. همان‌طور که شرایط اندازه‌گیری جریان و کاربردهای آن‌ها با گذشت زمان به‌طور فزاینده‌ای متنوع می‌شدند، روش‌های اندازه‌گیری جدید و متنوع نیز به یک ضرورت تبدیل می‌شدند. ابتدایی‌ترین و ساده‌ترین شکل دستیابی به ایزولاسیون گالوانیک بین هادی‌های حامل جریان و حسگرها توسط ترانسفورماتورهای جریان ارائه شد که مبنای عملکردی آن‌ها بر اساس قانون مدار آمپر است. بااین‌وجود به دلیل اشباع و هیسترزیس و تلفات حرارتی زیاد دارای خطاهای قابل‌توجهی در اندازه‌گیری بوده و علاوه بر آن بسیار حجیم هستند (همراه با تجهیزات برای کالیبراسیون دوره‌ای). بااین‌وجود علی‌رغم استفاده زیاد در شبکه قدرت، ترانسفورماتورهای جریان گزینه مطمئنی به‌عنوان یک حسگر جریان نیستند که برای استقرار در شبکه‌های برق هوشمند در نظر گرفته‌شده باشد [1].

روش‌های پیشرفته‌تر سنجش جریان بدون تماس به تعیین چگالی شار مغناطیسی ایجادشده توسط جریان عبوری هادی‌ها پرداخته و با استفاده از یک وابستگی عملکردی بین میدان اندازه‌گیری شده و مقدار جریان، اندازه‌گیری جریان را انجام می‌دهند. این وابستگی که مطابق رابطه (۱-۱) است، قانون بیوساوار نام دارد.

$$\vec{B}(\vec{r}) = \frac{\mu_0}{4\pi} \int \frac{\vec{j}(\vec{r'}) \times (\vec{r} - \vec{r'})}{\|\vec{r} - \vec{r'}\|^3} d^3r' \qquad (۱-۱)$$

که μ_0 ضریب نفوذپذیری خلأ، j بیانگر چگالی جریان برحسب آمپر بر متر مربع و r و r’ به ترتیب بیانگر مکان نقطه اندازه‌گیری و مکان هادی است. برای یک هادی بی‌نهایت و باریک می‌توان چگالی جریان را به‌صورت رابطه (۱-۲) نوشت.

$$\vec{j}(\vec{r}) d^3r = I(\vec{r}) d\vec{l} \qquad (۱-۲)$$

که I بیانگر بردار جریان و dl بیانگر طول قسمتی از هادی است. در این حالت می‌توان رابطه (۱-۱) را به‌صورت رابطه (۱-۳) بازنویسی کرد.

$$\vec{B}(\vec{r}) = \frac{\mu_0}{4\pi} \oint \frac{I(\vec{r'}) \times (\vec{r} - \vec{r'})}{\|\vec{r} - \vec{r'}\|^3} \vec{dl} \qquad (۱-۳)$$

برای حالت خاص سیم بی‌نهایت، میدان مغناطیسی زاویه‌ای در فاصله مشخص d از هادی حامل جریان I_0 برابر رابطه (۱-۴)است.

[9] Shunt resistor

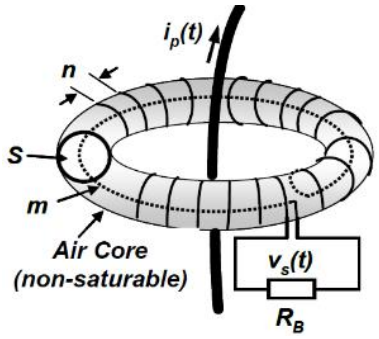
[10] Galvanic isolation

$$B_\theta(I_0,d)=\frac{\mu_0 I_0}{2\pi d} \qquad (۴-۱)$$

فنّاوری‌های مورد استفاده در حسگرهای مغناطیسی

۱- ۳- ۱- حلقه روگوفسکی

ترانسفورماتورهای جریانی مرسوم دارای هسته آهنی بوده و به‌صورت استاندارد دارای خروجی جریان ۱ یا ۵ آمپری هستند. به دلیل استفاده از هسته آهنی، این ترانسفورماتورها در جریان‌های بالا اشباع شده و شکل موج خروجی دچار اعوجاج خواهد شد. در حسگرهای جریانی با استفاده از فنّاوری حلقه روگوفسکی، برخلاف ترانسفورماتورهای جریان از هسته غیر مغناطیسی که معمولاً هوا با ضریب نفوذپذیری نسبی ۱ است، استفاده می‌شود. به‌عبارت‌دیگر سیم‌پیچ ثانویه به دور هسته هوایی پیچیده شده است که این امر موجب کاهش القای مغناطیسی جریان اولیه در ثانویه این حسگر خواهد شد. شکل ۱-۱ شماتیک کلی حسگر جریانی حلقه روگوفسکی را نشان می‌دهد [2].



شکل ۱- ۱ حلقه روگوفسکی

همان‌طور که گفته شد، حسگرهای حلقه روگوفسکی به دلیل استفاده از هسته هوایی دارای القای مغناطیسی ضعیف است لذا این حسگرها می‌بایست به‌گونه‌ای طراحی شوند که دارای دو ویژگی باشند:

- مکان قرارگیری هادی حامل جریان که در واقع همان سیم‌پیچ اولیه محسوب می‌شوند، نباید تأثیری در مقدار سیگنال خروجی داشته باشد.
- تأثیر میدان‌های ناشی از هادی‌های حامل جریان در مجاور حسگر هادی اصلی بر خروجی حسگر حلقه روگوفسکی باید به حداقل برسد.

برای برقراری شرط اول، القای مغناطیسی خودی M باید به ازای هر مکان هادی اولیه درون حلقه دارای مقدار ثابتی باشد. بدین منظور سیم‌پیچ ثانویه باید دارای سه ویژگی باشد:

۱) به دور هسته‌ای با سطح مقطع یکسان S در تمام نقاط هسته پیچیده شود.

۲) عمود بر خط وسط هسته پیچیده شود (خط نقطه‌چین m در شکل ۱-۱ که بیانگر مسیر برگشت سیم‌پیچ ثانویه نیز است).

۳) چگالی دور سیم‌پیچ در تمامی هسته ثابت باشد (در شکل ۱-۱ مقدار n ثابت باشد).

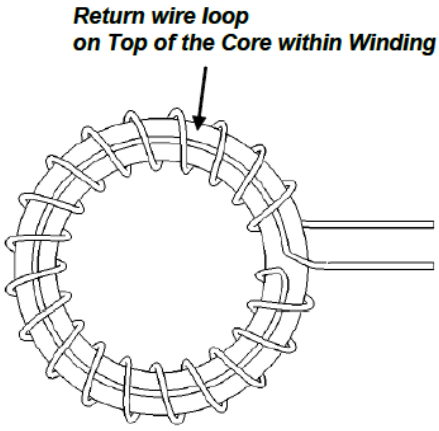
در این حالت خروجی حسگر حلقه روگوفسکی که متناسب با تغییرات جریان اولیه است مطابق رابطه (۱-۵) بیان می‌شود.

$$v_s(t) = -M \frac{di_p(t)}{dt} \qquad (۱-۵)$$

که M بیانگر القای مغناطیسی خودی است و مطابق رابطه (۱-۶) تعریف می‌شود.

$$M = \mu_0 \cdot n \cdot S \qquad (۱-۶)$$

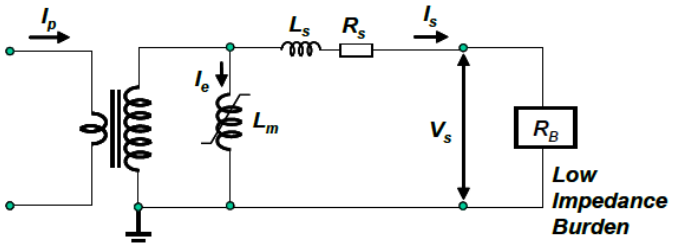
به‌منظور برقراری شرط دوم و کاهش تأثیر میدان‌های مجاور، سیم‌پیچ ثانویه مطابق شکل ۱-۲ دارای یک مسیر برگشت نیز است. این طراحی موجب حذف میدان‌های مغناطیسی که خارج از حلقه هستند می‌شود. برای پیاده‌سازی سیم‌پیچ برگشت دو حالت وجود دارد. اول اینکه مطابق شکل ۱-۲ مسیر رفت به‌صورت سیم‌پیچی چرخان به دور هسته باشد و مسیر برگشت به‌صورت مستقیم از وسط هسته فراهم شود که به این حالت مدل حلقه تک‌لایه[11] گفته می‌شود. حالت دوم طراحی به نحوی است که هم مسیر رفت و هم مسیر برگشت به‌صورت سیم‌پیچ چرخان باشد که به این حالت مدل حلقه چندلایه[12] گفته می‌شود [2].



شکل ۱- ۲- حلقه روگوفسکی با مسیر برگشت مدل حلقه تک‌لایه [2]

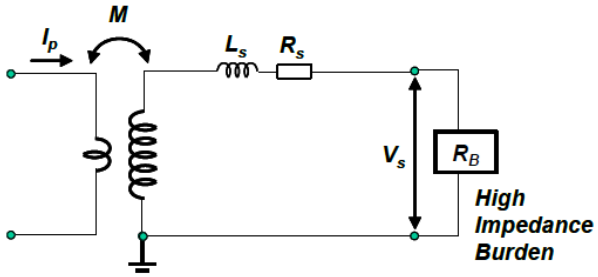
[11] Single-layer coil
[12] Multi-layer coil

شکل ۱-۳ مدار معادل ترانسفورماتور جریان هسته آهنی را نشان می‌دهد. جریان مغناطیسی I_e موجب بروز خطای دامنه و فاز می‌شود. ازآنجاکه هسته آهن ترانسفورماتور جریان دارای ویژگی غیرخطی است، لذا در جریان‌های بالا اشباع می‌شود. این امر زمانی که یک مؤلفه DC در جریان اولیه وجود دارد نیز اتفاق می‌افتد. وقتی ترانسفورماتور جریان اشباع می‌شود، جریان مغناطیسی افزایش یافته و جریان ثانویه تولید شده کاهش می‌یابد (یعنی خطای نسبت ترانسفورماتور جریان افزایش می‌یابد). این امر ممکن است عملکرد رله را تحت تأثیر منفی قرار دهد و در نتیجه منجر به تأخیر در عملکرد، عدم کارکرد یا عملکرد ناخواسته در مورد طرح‌های حفاظت دیفرانسیل شود [2].



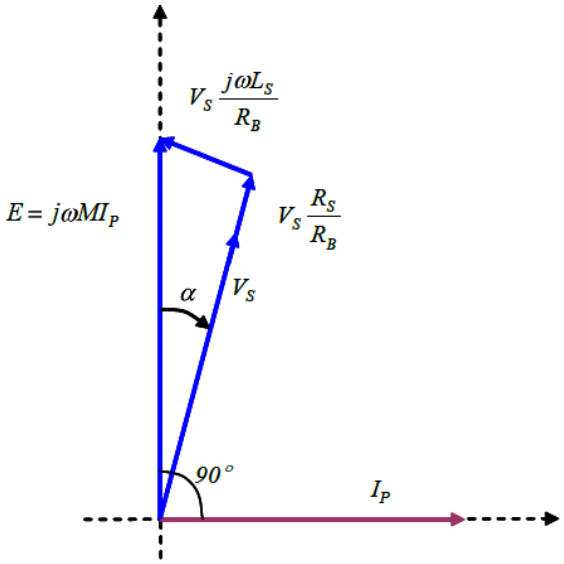
شکل ۱- ۳- مدار معادل ترانسفورماتور جریان [2]

شکل ۱-۴ مدار معادل حسگر حلقه روگوفسکی را نشان می‌دهد. اختلاف زاویه بین جریان ورودی و مقدار سیگنال ولتاژ خروجی تقریباً برابر ۹۰ درجه است. صرفاً اندک اختلاف زاویه α به دلیل اندوکتانس حلقه L_s وجود خواهد داشت. شکل ۱-۵ دیاگرام برداری حسگر حلقه روگوفسکی را نشان می‌دهد [2].



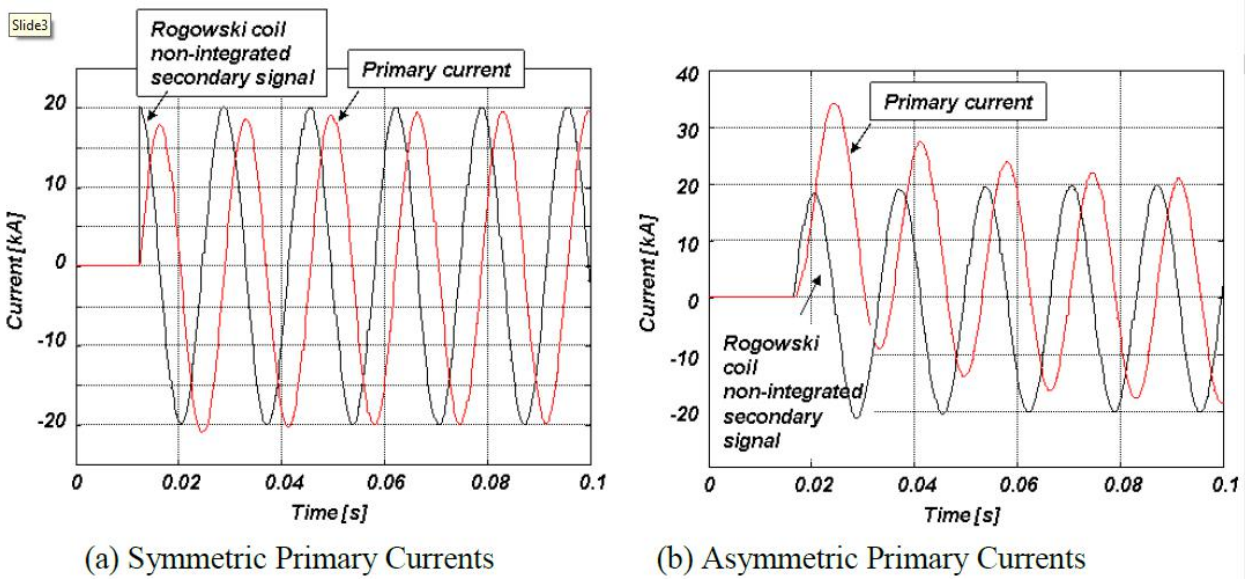
شکل ۱- ۴- مدار معادل حسگر حلقه روگوفسکی [2]

ازآنجاکه خروجی حسگر حلقه روگوفسکی مشتق جریان اولیه است، لذا استفاده از یک مدار انتگرال‌گیر پس از خروجی حسگر مورد نیاز است. این امر می‌تواند با استفاده از سیگنال خروجی انتگرال‌گیری نشده و استفاده از پردازش سیگنال محقق شود. انتگرال‌گیری می‌تواند در رله به‌صورت آنالوگ یا پردازش سیگنال دیجیتال انجام شود و یا مدار انتگرال‌گیر بلافاصله پس از سیم‌پیچ قرار گیرد. انجام اصلاحات بر سیگنال خروجی هم شامل اندازه سیگنال شده و هم شامل جابجایی فاز می‌شود.



شکل ۱– ۵– دیاگرام برداری حسگر حلقه روگوفسکی [2]

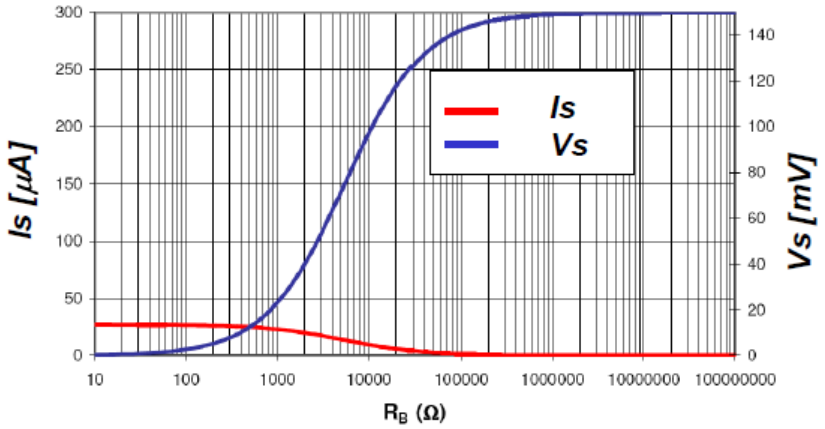
مطابق شکل ۱–۶ خروجی حسگر جریان حلقه روگوفسکی بدون انتگرال‌گیری برای اندازه‌گیری جریان خطای متقارن و نامتقارن دارای مؤلفه DC، اختلاف‌فاز تقریباً ۹۰ درجه‌ای نسبت به شکل موج جریان اولیه داشته و مؤلفه DC جریان خطا نیز در خروجی حذف خواهد شد.



شکل ۱– ۶– خروجی حسگر حلقه روگوفسکی بدون انتگرال‌گیر [2]

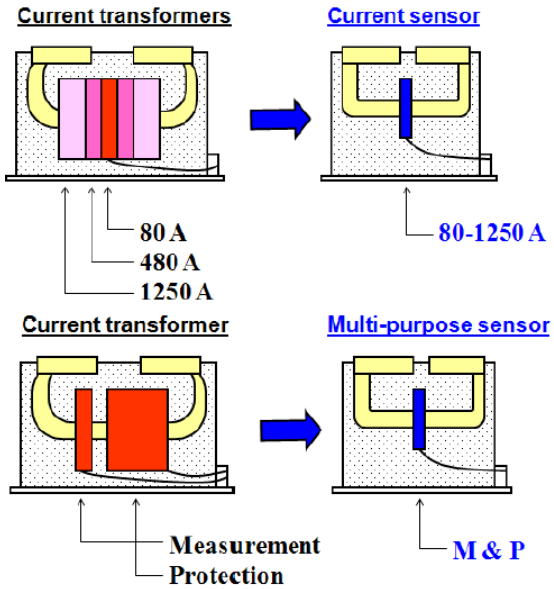
برای دستیابی به دقت بالا، حلقه روگوفسکی باید به دستگاه‌هایی متصل شود که دارای امپدانس ورودی بالایی هستند. شکل ۱– ۷ تأثیر مقاومت ورودی دستگاه بر روی ولتاژ خروجی ثانویه را برای نمونه‌ای از سیم‌پیچ روگوفسکی نشان می‌دهد

که ۱۵۰ میلی ولت در جریان نامی تولید می‌کند. در واقع ، حسگرهای روگوفسکی مختلف ممکن است الزامات مختلفی در مقاومت ورودی دستگاه‌های متصل داشته باشند.



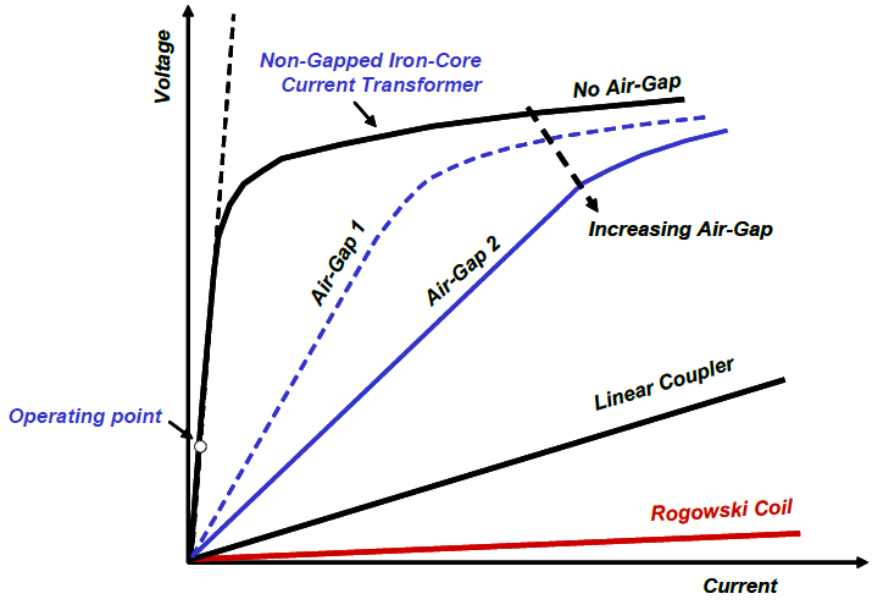
شکل ۱– ۷– تأثیر مقاومت ورودی دستگاه بر ولتاژ خروجی حسگر [2]

شکل ۱–۸ شماتیک حلقه روگوفسکی در برابر ترانسفورماتور جریان را نشان می‌دهد که می‌تواند طراحی سیستم اندازه‌گیری و حفاظت را بهبود بخشد. در مقایسه با ترانسفورماتورهای معمولی ، حلقه‌های روگوفسکی خطی هستند و طیف گسترده‌ای از جریان را پوشش می‌دهند. بنابراین یک دستگاه می‌تواند جایگزین چندین ترانسفورماتور جریان معمولی شود و می‌تواند به‌عنوان یک حسگر چندمنظوره برای اندازه‌گیری و حفاظت استفاده شود.



شکل ۱– ۸– مقایسه حسگر روگوفسکی و ترانسفورماتور جریان [2]

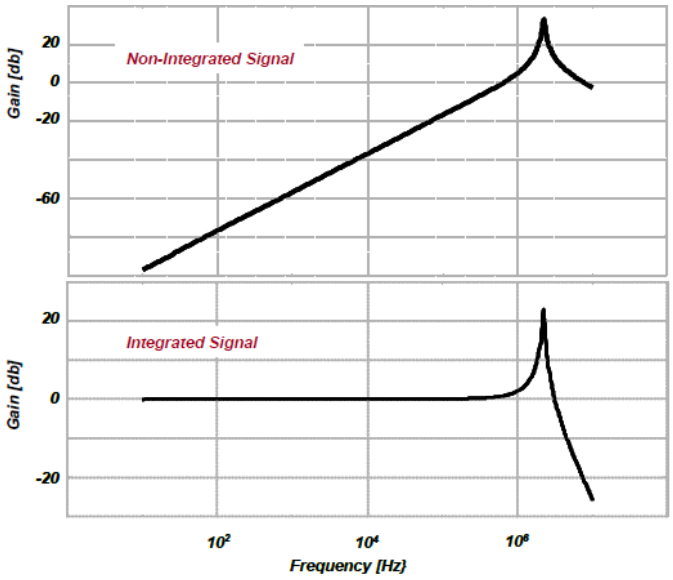
مقایسه مشخصه ولتاژ– جریان برای ترانسفورماتورهای هسته آهنی فاقد فاصله هوایی، ترانسفورماتورهای هسته آهنی دارای فاصله هوایی، تزویج کننده خطی[۱۳] و حسگرهای حلقه روگوفسکی در شکل ۱–۹ نشان داده شده است. ترانسفورماتورهای جریان هسته آهنی بدون فاصله هوایی دچار اشباع می‌شوند و ممکن است شار باقی‌مانده در هسته را تا ۸۰٪ شار اشباع حفظ کنند. ترانسفورماتورهای جریان هسته آهنی دارای فاصله هوایی نیز دچار اشباع می‌شوند، اما شار باقی‌مانده به‌طور قابل‌توجهی توسط فاصله هوایی کاهش می‌یابد. بااین‌حال، جریان مغناطیسی در یک ترانسفورماتور با هسته فاصله هوایی افزایش می‌یابد و در نتیجه خطای فاز افزایش می‌یابد. تزویج کننده‌های خطی سلف‌های دارای هسته هوا هستند و اشباع نمی‌شوند، اما در برابر میدان‌های مغناطیسی خارجی حساس می‌باشند و دقت بالایی ندارند. حسگرهای حلقه روگوفسکی خطی بوده و قابلیت استفاده برای کاربردهای اندازه‌گیری و حفاظت را دارند [2].



شکل ۱– ۹– مقایسه مشخصه ولتاژ–جریان ترانسفورماتور جریان، تزویج کننده خطی و حلقه روگوفسکی [2]

حسگرهای حلقه روگوفسکی به‌طورکلی نسبت به ترانسفورماتورهای جریان معمولی پاسخ فرکانس بالایی دارند. بسته به نوع طراحی ، پاسخ فرکانس سیم‌پیچ روگوفسکی می‌تواند به‌طور قابل‌توجهی بالاتر از ۱ مگاهرتز باشد که آن‌ها را برای کاربردهای کیفیت توان و تحلیل هارمونیک مناسب می‌کند. حسگرهای حلقه روگوفسکی وابسته به فرکانس بوده، اما سیگنال‌های خروجی حسگر به‌طور خطی با فرکانس متناسب هستند. همان‌طور که در شکل ۱– ۱۰ نشان داده شده، سیگنال خروجی حسگرهای دارای مدار انتگرال‌گیر نسبت به فرکانس‌های معمولی تا رسیدن به نقطه تشدید خود حسگر، مستقل از فرکانس هستند.

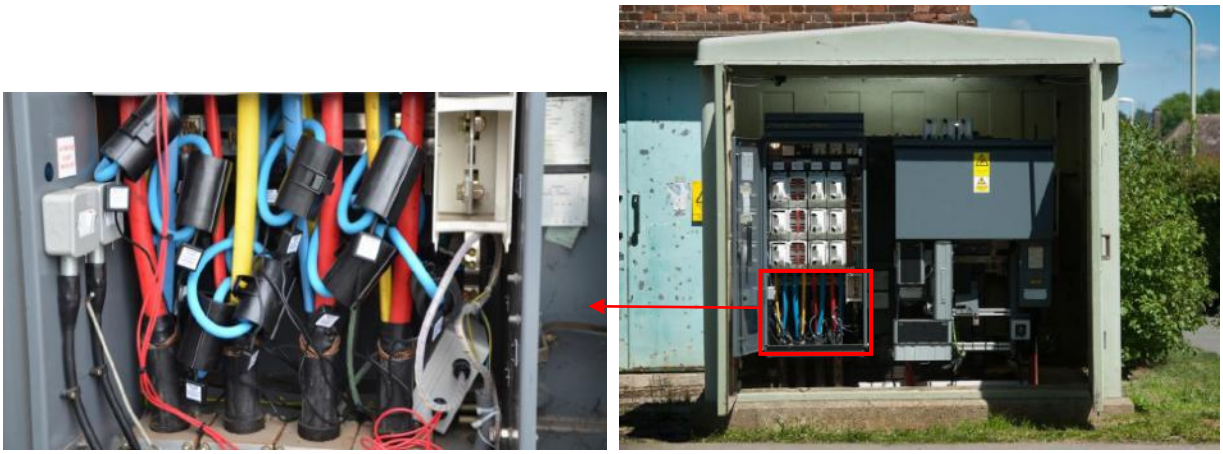
[13] Linear coupler



شکل ۱- ۱۰- پاسخ فرکانسی حسگر حلقه روگوفسکی [2]

- تجارب جهانی

در [3] با استفاده از حسگرهای جریان حلقه روگوفسکی و ترانسفورماتورهای جریان هسته چرخان ساخت هفت شرکت مختلف و پیاده‌سازی آن‌ها در سمت فشار ضعیف شبکه توزیع، ویژگی‌های مختلف این حسگرها اعم از دقت، خطی بودن، تأثیرپذیری از میدان‌های مجاور، وابستگی به مکان و فاصله هادی، دما و پاسخ فرکانسی را بررسی کرده است. در ادامه با توجه به ویژگی‌های هر حسگر از آن‌ها برای رؤیت‌پذیری پست‌های فشار ضعیف استفاده می‌شود. شکل ۱-۱۱ و شکل ۱-۱۲ نمونه‌ای از پیاده‌سازی حسگرهای روگوفسکی در مرجع [3] است. همان‌طور که مشاهده می‌شود به دلیل نبود فضای کافی در پست‌های فشار ضعیف، استفاده از حسگرهای حلقه روگوفسکی بسیار کارآمد است.



شکل ۱- ۱۱- استفاده از حسگر جریان حلقه روگوفسکی در پست فشار ضعیف [3]



شکل ۱- ۱۲- استفاده از حسگر حلقه روگوفسکی برای رؤیت‌پذیری پست UKPN [3]

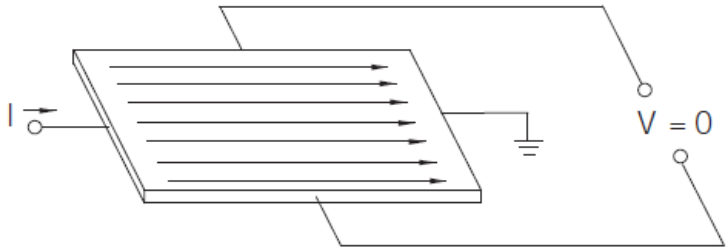
در ادامه نمونه‌های تجاری از حسگرهای حلقه روگوفسکی به همراه قیمت در جدول ۱-۱ قابل مشاهده است.

جدول ۱- ۱- نمونه‌های تجاری حسگرهای حلقه روگوفسکی

نام	تصویر	دقت (%)	قیمت ($)
NRC – S9.1 integrator شرکت سازنده: Meatrol		0.5	16
NRC – DTP three phase integrator شرکت سازنده: Meatrol		0.5	85+3*20
FR200RA شرکت سازنده: Fuzrr		1	60
FRC-600-G2 شرکت سازنده: HEYI		1	200

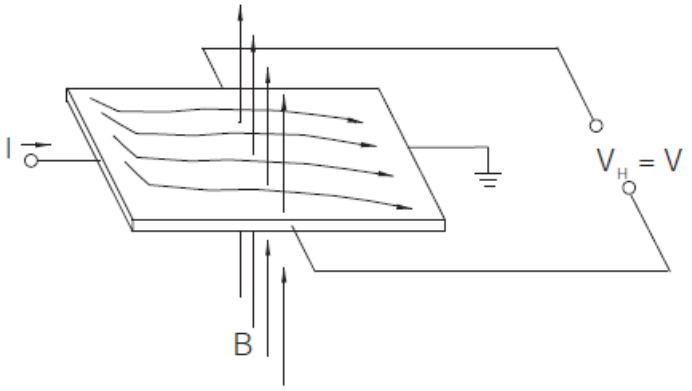
۱- ۳- ۲- اثر هال

وقتی هادی حامل جریان در یک میدان مغناطیسی قرار گیرد ، ولتاژ عمود بر جریان و میدان تولید می‌شود. این اصل به‌عنوان اثر هال شناخته می‌شود. شکل ۱-۱۱ اصول کارکرد حسگر اثر هال را نشان می‌دهد. این شکل یک صفحه نازک از مواد نیمه‌رسانا (عنصر هال) را نشان می‌دهد که از آن جریان عبور می‌کند. اتصالات خروجی عمود بر جهت جریان هستند. وقتی هیچ میدان مغناطیسی خارجی وجود نداشته باشد (شکل ۱-۱۱)، توزیع جریان یکنواخت است و اختلاف‌پتانسیلی در بین خروجی مشاهده نمی‌شود [4].



شکل ۱- ۱۳- اصول کارکرد حسگر اثر هال در نبود میدان خارجی

هنگامی‌که یک میدان مغناطیسی عمود بر صفحه عنصر هال ایجاد شود، همان‌طور که در شکل ۱-۱۲ نشان داده شده است، یک نیروی لورنتس بر جریان اعمال می‌شود. این نیرو توزیع جریان را مختل می‌کند و در نتیجه اختلاف‌پتانسیل (ولتاژ) در خروجی ایجاد می‌شود. این ولتاژ، ولتاژ هال (V_H) نامیده می‌شود. اثر متقابل میدان مغناطیسی و جریان در رابطه (۱-۷) نشان داده شده است [4].



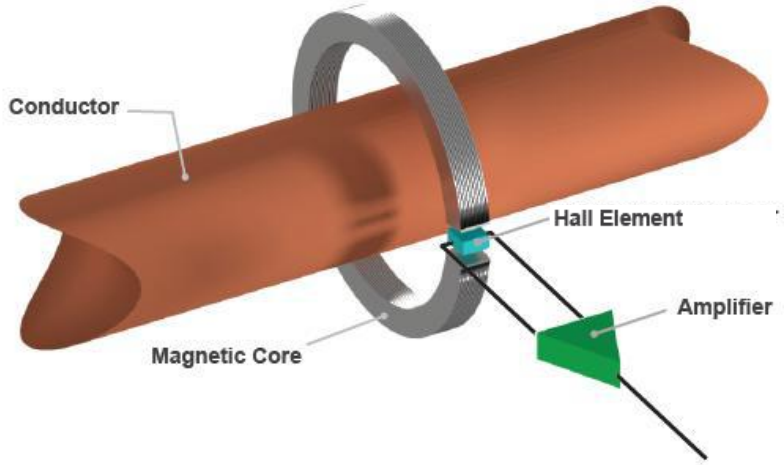
شکل ۱- ۱۴- اصول کارکرد حسگر اثر هال در حضور میدان خارجی

$$V_H \propto \mathbf{I} \times \mathbf{B} \qquad (۱-۷)$$

اگرچه اندازه‌گیری مستقیم میدان مغناطیسی یک هادی امکان‌پذیر است، اما در عمل حسگر جریان اثر هال بدون استفاده از متمرکز کننده میدان دارای دقت کافی نخواهد بود. متمرکز کننده‌های میدانی اغلب از مواد مغناطیسی نرم (ضریب نفوذپذیری بالا) تشکیل شده‌اند که هادی حامل جریان را احاطه می‌کنند. در حسگرهای جریانی اثر هال معمولاً از هسته‌های دایره‌ای دارای فاصله هوایی برای اندازه‌گیری میدان مغناطیسی ناشی از عبور جریان از هادی مطابق شکل ۱–۱۵ استفاده می‌شود [5].

هنگام استفاده از حسگر اثر هال خطی برای اندازه‌گیری جریان، پیکربندی و طراحی حسگر به دو طریق حلقه باز و حلقه بسته انجام می‌شود. یک حسگر حلقه باز اثر هال مستقیماً از ولتاژ هال برای تولید سیگنال خروجی استفاده می‌کند. ولتاژ خروجی متناسب با میدان مغناطیسی ایجادشده توسط جریان عبوری از هادی هست. مزیت این پیکربندی در مدل‌سازی ساده آن است، اما دقت اندازه‌گیری ممکن است به دلیل غیرخطی بودن حسگر و هسته هنگام کار در خارج از محدوده جریانی و دمایی، افزایش یابد [5].

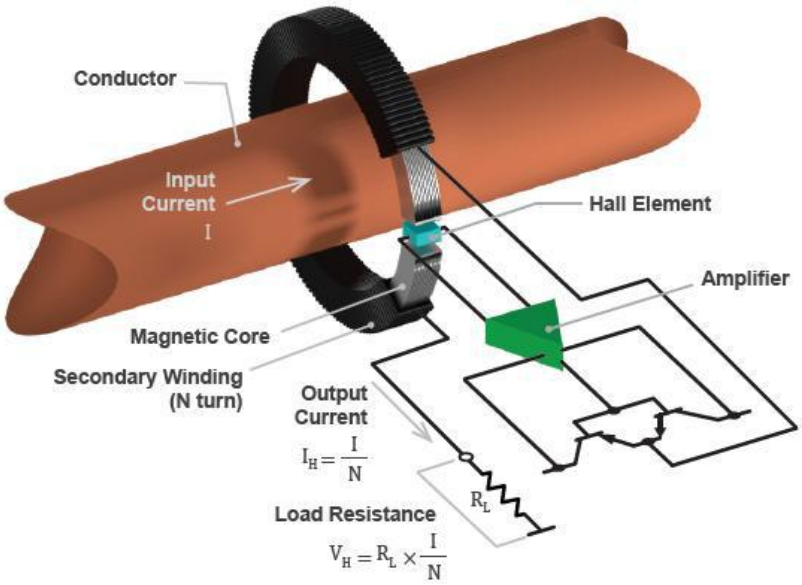
حسگر اثر هال حلقه بسته دارای یک سیم‌پیچ است که به‌طور فعال میدان مغناطیسی تولید می‌کند که مخالف میدان تولید شده توسط جریان عبوری از هادی است. حسگر اثر هال حلقه بسته به‌عنوان دستگاهی برای تشخیص میدان صفر استفاده می‌شود و سیگنال خروجی متناسب با جریانی است که به سیم‌پیچ برای حذف میدان حاصل از جریان اولیه برمی‌گردد که البته این جریان متناسب با جریان اولیه عبوری از هادی نیز هست. این روش پیچیده‌تر از روش حلقه باز است، اما اثرات غیرخطی مرتبط با حسگر و هسته را از بین می‌برد، زیرا نقطه کار حسگر در پیکربندی حلقه بسته ثابت است [5].



شکل ۱– ۱۵– حسگر اثر هال همراه با هسته [6]

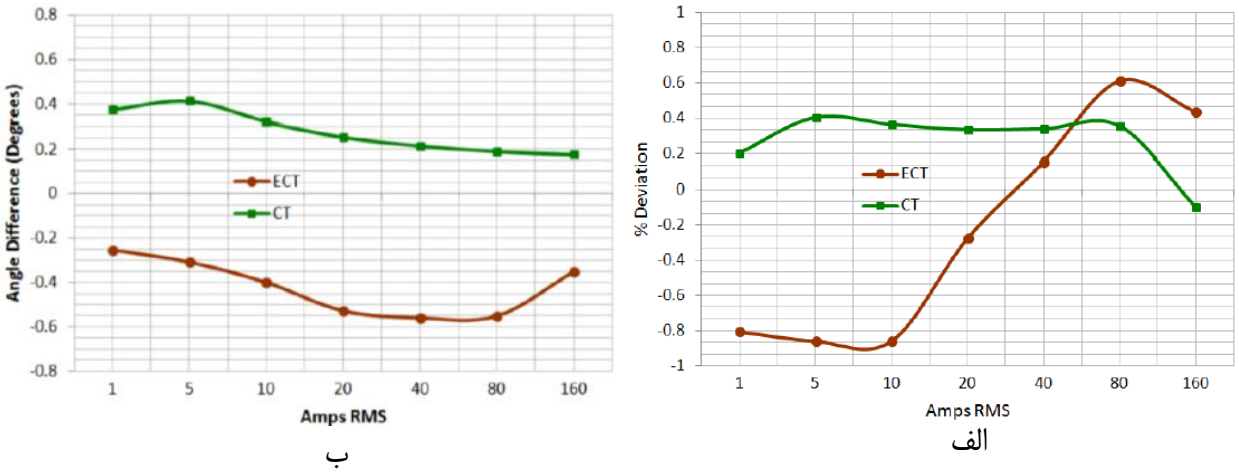
در مقابل، حسگر جریان حلقه بسته جریان تغذیه قابل‌ملاحظه‌ای را مصرف می‌کند و محدوده جریان اندازه‌گیری ممکن است به دلیل محدودیت‌های مدار فیدبک کاهش یابد. طراحی حسگر حلقه بسته پیچیده‌تر بوده و باید جنبه‌هایی مانند پایداری را هم بررسی کرد. این نوع پیکربندی همچنین به اجزای مدار بیشتر و سیم‌پیچ‌های اضافی نیاز دارد و در نتیجه قیمت بالاتری

نسبت به پیکربندی حلقه باز ساده خواهد داشت. شکل ۱-۱۶ نمونه‌ای از یک حسگر اثر هال با پیکربندی حلقه بسته را نشان می‌دهد [5].



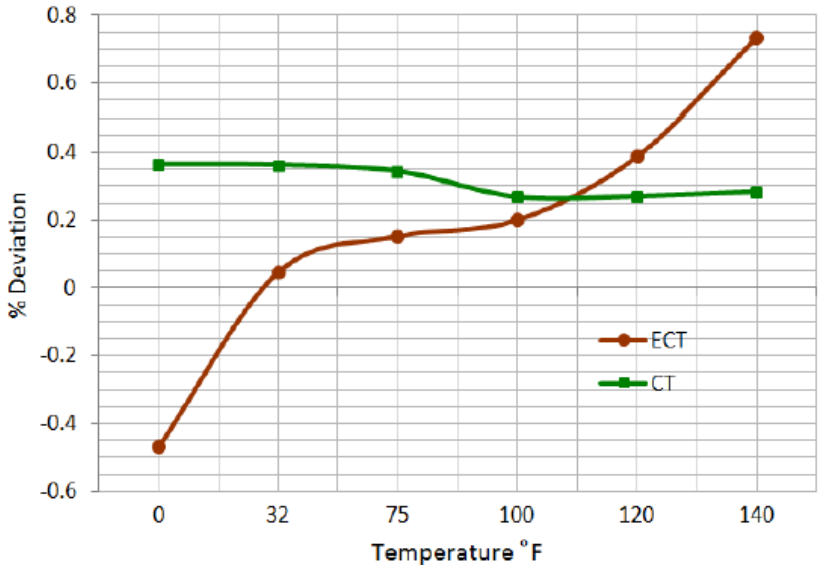
شکل ۱- ۱۶- حسگر اثر هال حلقه بسته [6]

شکل ۱-۱۷-الف یک حسگر اثر هال حلقه باز نمونه را از منظر دقت اندازه‌گیری با ترانسفورماتور جریان مقایسه می‌کند. همان‌طور که مشاهده می‌شود درصد تغییرات اندازه جریان در ترانسفورماتور جریان کمتر از ۰/۴ درصد و در حسگر اثر هال نمونه کمتر از ۱ درصد هست. مطابق شکل ۱-۱۵-ب دقت زاویه جریان در هر دو حالت کمتر از ۱ درجه هست [5].



شکل ۱- ۱۷- مقایسه دقت اندازه‌گیری الف) اندازه جریان ب) فاز جریان برای حسگر اثر هال حلقه باز و ترانس جریان [5]

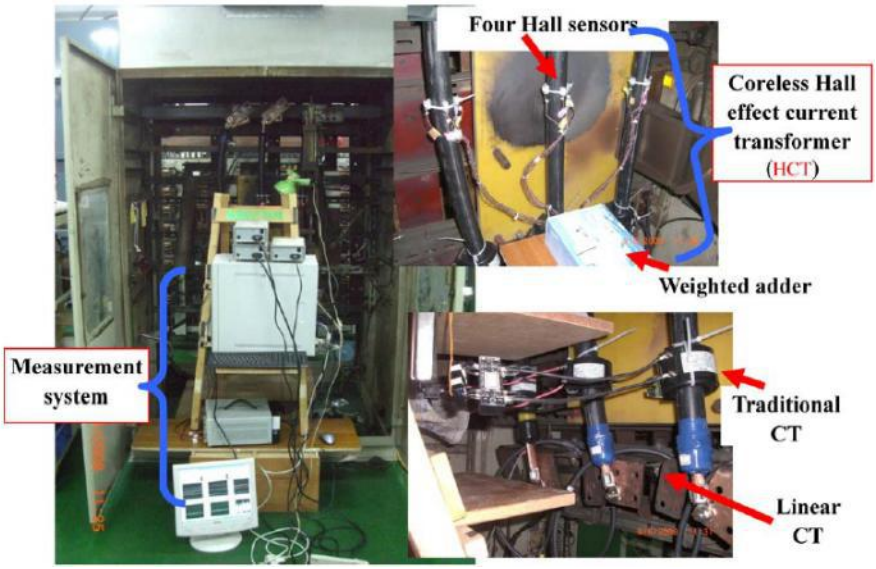
شکل ۱–۱۸ نیز درصد تغییرات اندازه جریان در ترانسفورماتور جریان و حسگر اثر هال حلقه باز باهم مقایسه می‌کند. مطابق شکل ۱–۱۸ درصد تغییرات اندازه جریان با تغییر دما در ترانسفورماتور جریان تقریباً ثابت بوده و برای حسگر اثر هال حلقه باز نمونه در بازه دمایی ۰ تا ۳۸ درجه سانتی‌گراد ثابت و در دماهای کمتر از ۰ درجه سانتی‌گراد تا ۱۸– و بیشتر از ۳۸ درجه تا ۶۰ درجه سانتی‌گراد به‌صورت خطی تغییر خواهد کرد [5].



شکل ۱– ۱۸– درصد تغییرات اندازه جریان نسبت به تغییر دما [5]

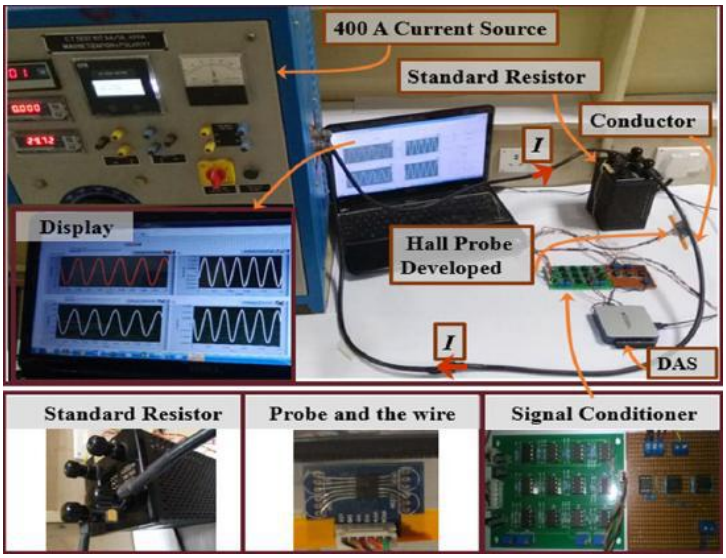
- تجارب جهانی

روش جدیدی برای انجام اندازه‌گیری جریان در مرجع [7] پیشنهاد شده است. این روش شامل استفاده از حسگرهای اثر هال بدون هسته‌های آهن است. در این روش از چهار حسگر اثر هال متصل به یک جمع کننده وزنی استفاده می‌شود. جمع کننده وزنی عمل متوسط‌گیری را انجام می‌دهد و بدین ترتیب ولتاژ متوسط را به دست می‌آورد. ازآنجاکه ولتاژ متوسط هال به دست می‌آید، این روش می‌تواند تداخل محیط را از بین ببرد. نتایج حاصل از پیاده‌سازی عملی این روش مطابق شکل ۱–۱۹ بیانگر کلاس دقت ۱ برای اندازه‌گیری جریان بار و کلاس دقت 5p30 (دقت ۵ درصد در ۳۰ برابر جریان نامی) برای اندازه‌گیری جریان خطا تا ۱۱ کیلوآمپر هست.



شکل ۱– ۱۹– پیاده‌سازی عملی حسگر اثر هال بدون هسته آهنی [7]

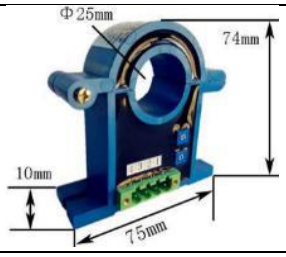
یک حسگر جریان جدید غیرتهاجمی و بدون هسته مبتنی بر اثر هال در مرجع [8] ارائه شده‌است. بیشتر حسگرهای جریان موجود به ۳۶۰ درجه دسترسی به هادی نیاز دارند، درحالی‌که در این روش، با دسترسی محدود زاویه‌ای به هادی نیز جریان را با دقت خوبی اندازه‌گیری می‌کند. یکی دیگر از ویژگی‌های جدید این حسگر این است که خروجی ولتاژ آن نسبت به تغییر فاصله بین سیم و حسگر حساس نیست. این ویژگی تضمین می‌کند که خروجی مستقل از ضخامت عایق، لرزش و انبساط حرارتی است. دو نمونه اولیه از حسگر پیشنهادی تولید و مطابق شکل ۱–۲۰ آزمایش شده‌اند.



شکل ۱– ۲۰– نمونه آزمایشگاهی استفاده از حسگر اثر هال برای اندازه‌گیری جریان هادی [8]

نتایج به‌دست‌آمده برای اندازه‌گیری جریان تا ۷۰ آمپر با خطای کمتر از ۰/۵ درصد را نشان می‌دهد. در ادامه نمونه‌های تجاری حسگرهای جریان مبتنی بر اثر هال در جدول ۱-۲ قابل مشاهده است.

جدول ۱- ۲- نمونه‌های تجاری حسگرهای جریان اثر هال

نام	تصویر	(%) دقت	قیمت برحسب هزار تومان
CS300B Co. name: Chieful		1	450
CSM100LA Co. name: Chieful		0.2	583
HST21 Co. name: YHDC		1	260
Hall Current Sensor AC 0-1000A Co. name: EL		0.5	32 $

۱- ۳- ۳- مغناطو-مقاومتی[۱۴]

همان‌طور که از نام آن برمی‌آید، در این نوع حسگرها با تغییر میدان مغناطیسی، مقاومت الکتریکی این مواد تغییر می‌کند. در بیشتر مواد مغناطیسی، زمانی که یک میدان مغناطیسی به آن‌ها اعمال می‌شود و شدت میدان مغناطیسی (H) عمود بر جهت جریان باشد، مقاومت الکتریکی کاهش می‌یابد. کاهش مقاومت در ازای افزایش چگالی شار مغناطیسی (B) بوده و تا زمانی که ماده به اشباع برود ادامه می‌یابد. وقتی میدان مغناطیسی موازی جهت جریان الکتریکی باشد، با افزایش شدت میدان مغناطیسی، مقاومت الکتریکی افزایش خواهد یافت. به این پدیده مغناتو-مقاومتی می‌گویند. این پدیده نتیجه دو عمل است:

[14] MagnetoResistive

- کاهش سرعت حامل‌های مقدم به سبب مجبور شدن حامل‌ها به حرکت از یک طرف
- کاهش مقطع عرضی مؤثر هادی به سبب حرکت گروهی حامل‌ها در یک طرف

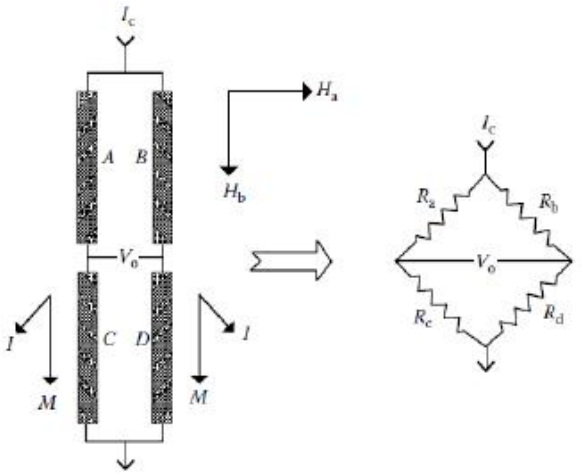
بر مبنای تغییرات مقاومت الکتریکی در ازای تغییر میدان مغناطیسی این نوع حسگرها به انواع مختلفی تقسیم می‌شوند که ازجمله آن‌ها می‌توان به AMR[15]، GMR[16]، TMR[17] و CMR[18] اشاره کرد. حسگرهای GMR به‌صورت دولایه نازک از مواد فرومغناطیسی و یک‌لایه ماده غیرمغناطیسی میان آن‌ها است و مقاومت آن بر مبنای موازی بودن یا ناموازی بودن مدارهای مغناطیس شوندگی تغییر می‌کند. تغییر مقاومت بر اثر میدان مغناطیسی بیش از ۷۰٪ هست. حسگرهای TMR شامل سه لایه است که یک‌لایه فرومغناطیسی پین شده به یک‌لایه ضد فرومغناطیسی در زیر، یک‌لایه از جنس منیزیم اکسید یا آلومینیوم اکسید در وسط و یک‌لایه فرومغناطیسی آزاد در بالا واقع شده است. حسگرهای CMR زمانی که در یک میدان بزرگ و در شرایط دمایی نیتروژن مایع قرار گرفته باشد، تغییرات مقاومتی در حدود ۱۰۳٪ تا ۱۰۸٪ ایجاد می‌کند که البته کاربرد چندانی در صنعت نداشته و تنها در آزمایشگاه‌ها استفاده می‌شود. پرکاربردترین دسته حسگرهای مغناتو–مقاومتی که در اندازه‌گیری جریان هادی نیز کاربرد دارد، دسته AMR هست که در ادامه بیشتر راجع به آن توضیح داده خواهد شد.

امروزه حسگرهای AMR معمولاً از آلیاژهای آهن–نیکل (پرمالوی) ساخته می‌شوند، زیرا این آلیاژ بزرگ‌ترین تغییر مقاومت در برابر میدان را نشان می‌دهد (تقریباً ۵٪). این تغییر مقاومت حساس به جهت[19] بوده و بنابراین به زاویه α بین میدان ایجادشده و جریان عبوری از مقاومت بستگی دارد.

$$R(\alpha) = R_0 + \Delta R \cos^2(\alpha) \qquad (۸-۱)$$

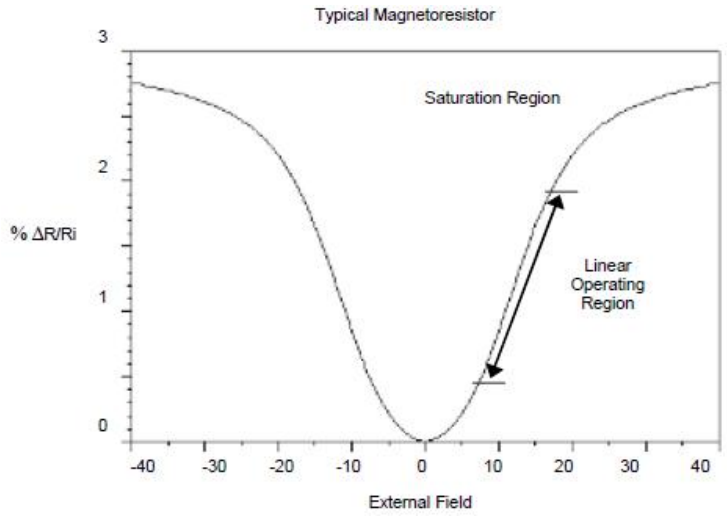
که در آن R_0 مقاومت برای $\alpha = \pi / 2$ است. به‌طورمعمول چهار حسگر AMR برای اندازه‌گیری گرادیان ولتاژ، افزایش سیگنال خروجی و کاهش حساسیت به اغتشاشات خارجی، در یک پل واتستون ترکیب می‌شوند. این پیکربندی همچنین می‌تواند جهت‌گیری میدان مغناطیسی را تعیین کند (هر عنصر از پل دارای یک مشخصه تغییر مقاومت متناسب با $\cos^2 \alpha$ است که با یک زاویه نسبت به جریان عبوری از هادی قرار گرفته است). این پل همچنین برای جبران تغییرات دمای مقاومت الکتریکی عمل می‌کند. شماتیک از اصول اندازه‌گیری حسگر AMR در شکل ۱–۲۱ قابل مشاهده است [1].

[15] Anisotropic MagnetoResistive
[16] Giant MagnetoResistive
[17] Tunnel MagnetoResistive
[18] Colossal MagnetoResistive
[19] Anisotropic



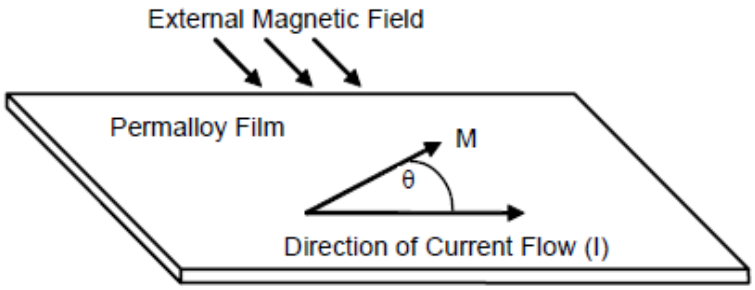
شکل ۱– ۲۱– اصول کارکرد حسگر AMR بر اساس پل واتستون [1]

شکل ۱–۲۲ چندین ویژگی حسگر AMR را نشان می‌دهد.



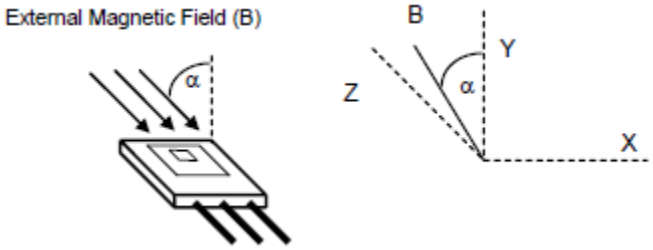
شکل ۱– ۲۲– تغییرات مقاومت عنصر AMR نسبت به میدان خارجی [9]

اول، باید توجه داشت که این حسگر به پلاریته میدان حساس نیست و پاسخ به میدان مثبت همانند پاسخ به میدان منفی است. ثانیاً، حسگر به ازای محدوده خاص میدانی رفتار کاملاً خطی دارد. بااین‌حال، هنگامی‌که مقدار اندازه میدان خارجی بیش از یک مقدار خاص باشد، این اثر به اشباع می‌رود. مواد فرو مغناطیسی مانند پرمالوی دارای جزء مغناطیسی در واحد حجم هستند که یک کمیت برداری بوده و در هر نقطه از ماده تعریف می‌شود. چرخش این بردار مغناطیس‌شوندگی از راستای جریان الکتریکی در حضور یک میدان خارجی منجر به تغییر در مقاومت. برای کاربردهای حساس به جهت، لایه مورد نظر در منطقه خطی قرار داده می‌شود و سپس با تغییر جهت میدان خارجی باعث تغییر جهت بردار مغناطیس‌شوندگی نسبت به جریان می‌شود و یا جهت جریان نسبت به جهت بردار مغناطیس شوندگی تغییر می‌کند. شکل ۱–۲۳ یک‌لایه نازک و طولانی از پرمالوی را نشان می‌دهد که جریانی از آن می‌گذرد [9].



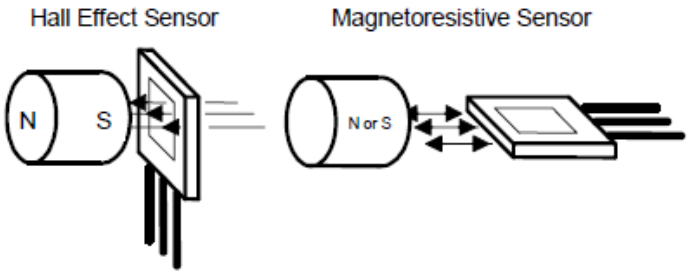
شکل ۱- ۲۳- لایه پرمالوی با عبور جریان از آن [9]

زمانی که میدان خارجی بر این ماده اعمال شود، مقاومت آن با نسبت توان دوم کسینوس زاویه بین بردار جریان I و بردار مغناطیس‌کنندگی M تغییر می‌کند (زاویه θ در صفحه XZ قرار دارد). بردار مغناطیس‌کنندگی حاصل جمع میدان داخلی لایه و میدان خارجی آن است. میدان داخلی از ویژگی‌های لایه، طراحی هندسی و روند ساخت لایه ناشی می‌شود. حسگر AMR به مؤلفه‌های میدان مغناطیسی خارجی (صفحه XZ) یعنی B_X و B_Z همان‌طور که قبلاً توضیح داده شد، پاسخ می‌دهد. شکل ۱-۲۴ عدم انطباق چرخشی در صفحه YZ را نشان می‌دهد که تغییر مقاومت متناسب با کسینوس α (آلفا در صفحه YZ) را کاهش می‌دهد.



شکل ۱- ۲۴- تغییر مقاومت حسگر AMR متأثر از میدان در صفحه YZ

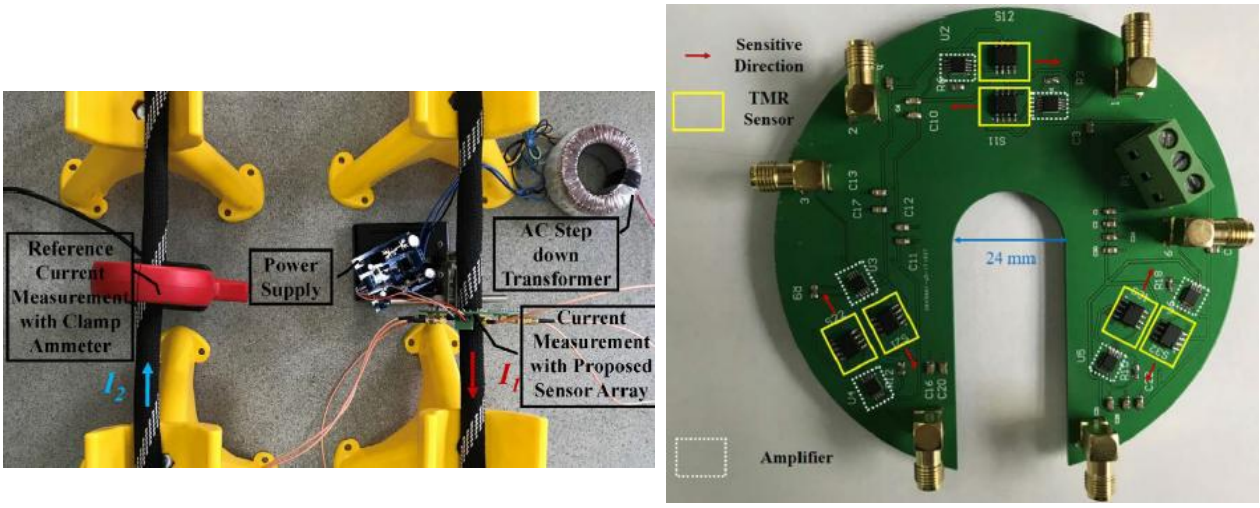
در زیر حسگر اثر هال در سیلیکون و حسگر مغناتو-مقاومتی در لایه پرمالوی باهم مقایسه شده است. هر دو فناوری با پردازش مدار مجتمع سازگار هستند و ممکن است برای ساخت حسگرهای تک تراشه کاملاً یکپارچه استفاده شوند. هر دو اثر برای میدان‌های تغییرناپذیر با زمان مناسب می‌باشند. بااین‌حال، حسگرهای مغناتو-مقاومتی تقریباً ۱۰۰ برابر بیشتر از حسگرهای اثر هال حساس بوده و برای اندازه‌گیری میدان‌های کوچک‌تر بسیار مناسب هستند. علاوه بر این، حساسیت آن از طریق انتخاب ضخامت و عرض لایه قابل تنظیم است. مزیت دیگر دو جهته بودن حسگرهای مغناتو-مقاومتی است. به‌عبارت‌دیگر این حسگرها با قطب شمال و جنوب کار می‌کنند. هرچند حسگرهای اثر هال دارای مزایایی است ازجمله اینکه بسیار خطی بوده و هیچ اشباعی در میدان حتی در مقادیر بسیار بالا دیده نمی‌شود. همان‌طور که در شکل ۱-۲۵ نشان داده شده است ، حسگرهای اثر هال به میدان‌های عمود بر حسگر پاسخ می‌دهند و حسگرهای AMR به میدان‌های موازی پاسخ می‌دهند [9].



شکل ۱– ۲۵– مقایسه حسگر اثر هال و مغناتو–مقاومتی

- **تجارب جهانی استفاده از حسگر مغناتو–مقاومتی**

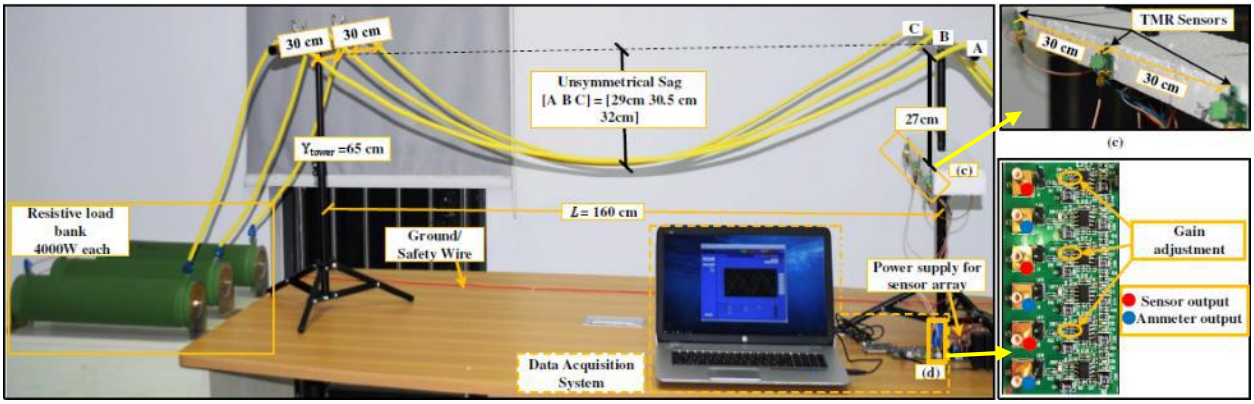
در [10] با استفاده از سه جفت حسگر TMR، جریان عبوری از هادی تا مقدار ۵۰۰ آمپر را با دقت ۰/۶۵۳۲ درصد در شبیه‌سازی اندازه‌گیری می‌کند. هر جفت حسگر در جهت مخالف هم قرار گرفته‌اند تا تأثیر میدان‌های مغناطیسی مزاحم را به حداقل برساند. نمونه اولیه این حسگر که مطابق شکل ۱–۲۶ است، طبق نتایج دارای حداکثر خطای ۱/۷۳ درصد برای اندازه‌گیری جریان خطا هست.



الف ب

شکل ۱– ۲۶– الف) مدار چاپی طراحی‌شده حسگر مغناطیسی TMR ب) پیاده‌سازی عملی [10]

در [11] با استفاده از حسگرهای TMR، جریان عبوری از خطوط انتقال ولتاژ بالا و میزان شکم خطوط را تخمین می‌زنند. این حسگرها مطابق شکل ۱–۲۷ دقیقاً موازی با خطوط انتقال و با فاصله مشخصی قرار می‌گیرد. نتایج حاصل از پیاده‌سازی این روش بیانگر خطای کمتر از ۱ درصد برای تخمین شکم خط و خطای کمتر از ۲/۶۶ درصد برای اندازه‌گیری جریان هادی هست.



شکل ۱– ۲۷– نمونه آزمایشگاهی استفاده از حسگر TMR برای اندازه‌گیری جریان خطوط انتقال [11]

در مرجع [12] روشی برای تعیین محل خطا در خطوط هوایی شبکه توزیع ۱۱ کیلوولت با استفاده از اندازه‌گیری غیر تماسی میدان مغناطیسی ارائه شده است. این روش ابتدا در آزمایشگاه و سپس به‌صورت عملی مطابق شکل ۱–۲۸ بر روی بخشی از شبکه توزیع پیاده‌سازی شده است. الگوریتم ارائه شده در این مرجع توانایی تشخیص مکان خطا در فیدر اصلی و شاخه‌های فرعی را دارد. نتایج حاصل از پیاده‌سازی این روش بیانگر خطای کمتر از ۵ درصد در بدترین حالت ممکن است.



شکل ۱– ۲۸– نصب، پیکربندی و تحلیل داده‌ها برای تشخیص مکان خطا توسط حسگر مغناتو–مقاومتی [12]

در ادامه نمونه‌های تجاری از حسگرهای جریانی مبتنی بر اثر مغناتو–مقاومتی در جدول ۱–۳ قابل مشاهده است.

جدول ۱- ۳- نمونه‌های تجاری حسگرهای جریانی مغناتو-مقاومتی

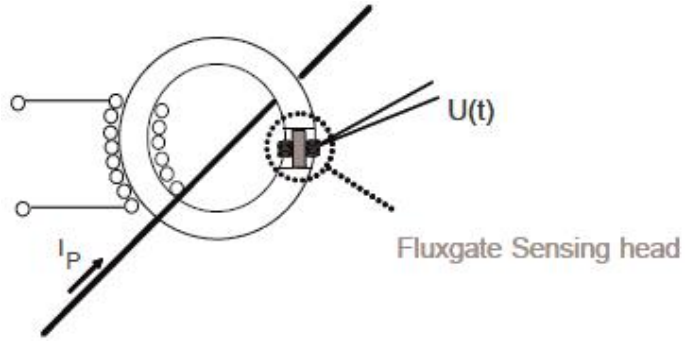
نام	تصویر	(%) دقت	قیمت برحسب هزار تومان
HMC 1052 Co. name: Honeywell		0.6	116
KMZ51 Co. name: Philips		0.5	118

۱- ۳- ۴- فلاکس‌گیت[20]

حسگر فلاکس‌گیت دارای چندین نوع بوده که اصول کارکرد همگی یکسان است. میدان مغناطیسی ایجادشده توسط جریان اولیه عبوری از هادی توسط یک عنصر حسگر خاص تشخیص داده می‌شود. طراحی استاندارد حسگر فلاکس‌گیت شباهت زیادی به حسگر اثر هال حلقه بسته دارد. لذا ابتدا نوع استاندارد این حسگر توضیح داده شده و سپس انواع دیگر آن بیان خواهد شد.

همان‌طور که گفته شد، طراحی حسگر فلاکس‌گیت استاندارد همانند حسگر اثر هال حلقه بسته دارای یک هسته دارای فاصله هوایی و یک سیم‌پیچ ثانویه برای ایجاد شار صفر در هسته بوده که توسط عنصر فلاکس‌گیت تشخیص داده می‌شود (شکل ۱-۲۹). تفاوت اصلی حسگر اثر هال حلقه بسته و فلاکس‌گیت در نوع عنصر حسگر استفاده‌شده است که در اولی عنصر هال و در دومی سلف اشباع هست.

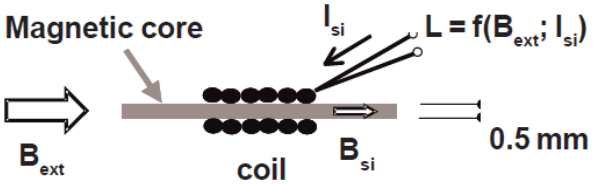
[20] Fluxgate



شکل ۱- ۲۹- شماتیک حسگر فلاکس‌گیت [13]

عنصر سنجش فلاکس‌گیت عمدتاً یک "سلف اشباع" است که از یک هسته مغناطیسی کوچک و نازک ساخته شده و یک سیم‌پیچ در اطراف آن پیچیده شده است. این ماده عموماً از قطعات گسسته‌ای ورق لمینیت و سیم‌های مسی ساخته شده است ، اما می‌توان طرح‌های مختلفی را برای آن در نظر گرفت، ازجمله مفاهیم پیشرفته مبتنی بر فناوری‌های MEMS که البته هنوز ازنظر تجاری قابل استفاده نیستند.

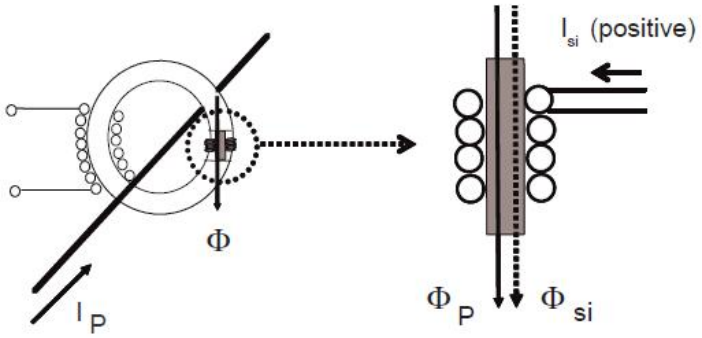
مانند هر سلفی ، مقدار اندوکتانس سلف اشباع شده به نفوذپذیری مغناطیسی هسته بستگی دارد. وقتی چگالی شار زیاد باشد ، هسته اشباع شده، نفوذپذیری آن کم و اندوکتانس زیاد هست. سلف اشباع به‌گونه‌ای طراحی شده است که هرگونه تغییر در میدان خارجی B_{ext}، بر میزان اشباع آن تأثیر گذاشته و نفوذپذیری هسته و در نتیجه مقدار اندوکتانس آن را تغییر می‌دهد. بنابراین وجود یک میدان خارجی مقدار اندوکتانس عنصر سنجش میدان را تغییر می‌دهد به‌گونه‌ای که اگر سلف اشباع به‌طور دقیق طراحی شود، می‌توان این تغییر را بسیار بارز دانست. دومین عامل مؤثر بر این اندوکتانس، جریان I_{si} است که به سیم‌پیچ سلف اشباع تزریق می‌شود (شکل ۱-۳۰). این جریان شار تولید کرده، به هسته مغناطیسی هدایت می‌شود و در نتیجه یک مؤلفه میدان مغناطیسی اضافی B_{SI} ایجاد می‌شود. سلف اشباع به‌طورکلی به‌گونه‌ای طراحی می‌شود که اندازه B_{EXT} و B_{SI} دارای اندازه برابر بوده و هر دو بر مقدار اندوکتانس تأثیر می‌گذارند [13].



شکل ۱- ۳۰- اندوکتانس اشباع در حسگر فلاکس‌گیت [13]

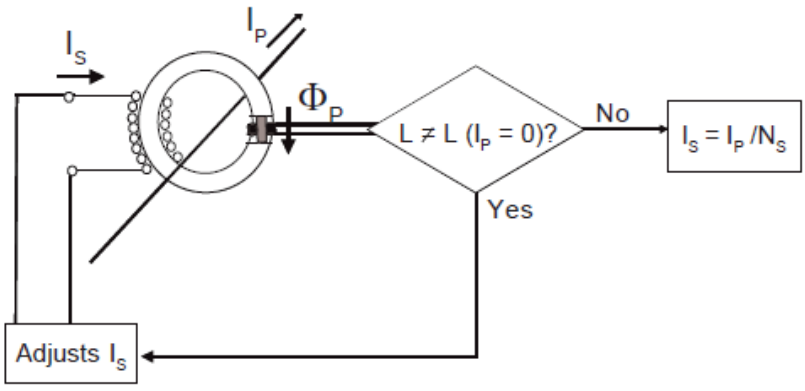
مطابق شکل ۱-۳۱ در طراحی استاندارد حسگر فلاکس‌گیت، جریان اولیه یک شار فاصله هوایی φ_p مربوط به B_{ext} علاوه بر شار φ_{si} ایجادشده توسط جریان I_{si} اندوکتانس اشباع ایجاد می‌کند. افزودن این دو شار باعث ایجاد اشباع بیش‌ازحد هسته سلف اشباع شده و اندوکتانس آن کاهش می‌یابد. هنگامی‌که جهت جریان I_{SI} معکوس شود، اگر φ_{si} کوچک‌تر از φ_p باشد، شار هر دو کم شده و اگر φ_p و φ_{si} برابر باشد، شار نهایی صفر شده و اگر φ_p کوچک‌تر باشد، شار کل معکوس خواهد شد.

طراحی سلف اشباع باید به‌گونه‌ای باشد که اندوکتانس آن در شار نزدیک به صفر بالا بوده و در زمان اشباع دارای اندوکتانس کم باشد.



شکل ۱- ۳۱- شارهای ایجادشده در هسته حسگر فلاکس‌گیت [13]

در نتیجه ، تغییرات در اشباع مغناطیسی حسگر سنجش فلاکس‌گیت منجر به تغییرات اندوکتانس می‌شود که توسط پردازش تشخیص داده می‌شود. سپس مطابق شکل ۱-۳۲ از اصل حلقه بسته استفاده می‌شود که می‌توان تغییرات اندوکتانس ایجادشده توسط جریان اولیه I_P را تشخیص داد و با استفاده از اصل حلقه بسته با تزریق و تنظیم جریان I_S به سیم‌پیچ ثانویه، به‌گونه‌ای جبران کرد تا مقدار میدان در فاصله هوایی را به صفر برسد و بنابراین مقدار اندوکتانس به حالت اولیه در نبود میدان خارجی برگردد. رابطه بین جریان اولیه و ثانویه به‌راحتی توسط نسبت دور اولیه به ثانویه داده می‌شود.



شکل ۱- ۳۲- اصول عملکرد حسگر حلقه بسته فلاکس‌گیت [13]

مهم‌ترین انواع حسگرهای فلاکس‌گیت در شکل ۱-۳۳ آمده است و توضیح مختصری از هرکدام در ادامه مشاهده می‌شود [13]:

(۱) نوع استاندارد حسگر فلاکس‌گیت که به‌طور مفصل توضیح داده شد و عملکردی مشابه حسگر اثر هال حلقه بسته دارد.

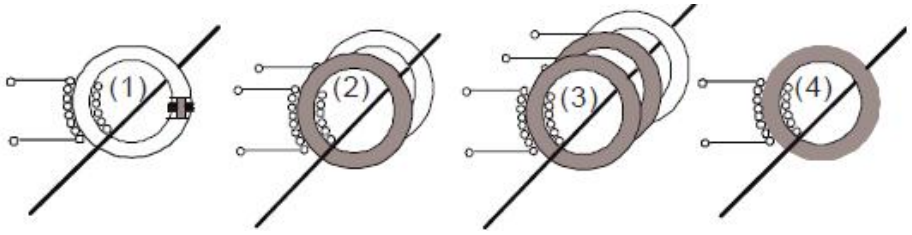
(۲) حسگر فلاکس‌گیت نوع C که عملکرد آن به‌طور قابل‌ملاحظه‌ای به دلایل زیر تغییر کرده است:

- تولید میدان عنصر سنجش فلاکس‌گیت توسط یک هسته دایره‌ای بدون فاصله هوایی
- اطمینان از عملکرد با فرکانس بالا با استفاده از یک هسته جداگانه برای اثر ترانسفورماتور

(۳) حسگر فلاکس‌گیت نوع IT که به دلایل زیر عملکرد آن یک پله بهتر خواهد شد:

- استفاده از دو هسته دایره‌ای با تحریک مخالف هم برای عنصر سنجش میدان
- بهبود طراحی برای جریان ترانسفورماتوری فرکانس بالا و پردازش بهتر

(۴) حسگر فلاکس‌گیت نوع فرکانس پایین که تنها از قسمت فرکانس پایین حسگر نوع C به‌منظور کاهش قیمت و بهبود عملکرد در فرکانس‌های پایین استفاده می‌کند.



شکل ۱- ۳۳- انواع اصلی حسگرهای فلاکس‌گیت

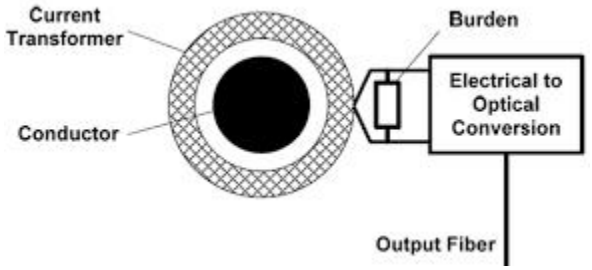
۱- ۳- ۵- حسگرهای نوری

در سال‌های اخیر، سامانه‌های اندازه‌گیری جریان بر پایه تجهیزات نوری، پیشرفت زیادی داشته است. به‌طورکلی، لفظ ترانسدیوسر جریان نوری[۲۱]، یک لفظ عام است که به کلیه ترانسدیوسرهای جریانی که در ساختمان آن‌ها از فیبر نوری استفاده‌شده است، اطلاق می‌گردد. به‌طور مشخص، به ترانسدیوسرهایی که حسگر آن‌ها نوری نباشد (همانند ترانسفورماتورهای جریانی سنتی) و اطلاعات الکتریکی اندازه‌گیری شده توسط این حسگر، به‌وسیله مدارات اپتوکوپلر به اطلاعات نوری تبدیل شده و انتقال اطلاعات به‌وسیله فیبر نوری انجام شود، ترانسدیوسر هیبرید گفته می‌شود. در مقابل ترانسدیوسرهایی که حسگر آن‌ها بر پایه تغییرات زاویه پلاریزاسیون نور، اقدام به اندازه‌گیری جریان می‌نمایند، ترانسدیوسرهای

[21] Optical current transducer

تمام نوری نامیده می‌شوند. در ادامه، نمونه‌ای از ترانسدیوسرهای نوری هیبرید صرفاً معرفی و سپس ترانسدیوسرهای جریان تمام نوری شرح داده می‌شود.

یک نمونه از ترانسدیوسرهای جریان نوری هیبرید[۲۲]، ترانسفورماتورهای جریانی سنتی با خروجی نوری هست. یک کانال ایزوله شده اطلاعات نوری در خروجی ترانسفورماتورهای جریانی سنتی، جایگزین خروجی سیم مسی شده است که این کار به دلیل عدم تأثیرپذیری فیبرهای نوری از اغتشاشات محیط، باعث افزایش دقت در اندازه‌گیری‌ها می‌شود. این نوع ترانسدیوسرها به دلیل عدم تغییر در ساختار حسگر، از لحاظ پاسخ فرکانسی مشابه ترانسفورماتورهای جریانی سنتی بوده و در این زمینه مزیتی ندارند. شکل ۱-۳۴ نمایشی از این حسگر را نشان می‌دهد [14].



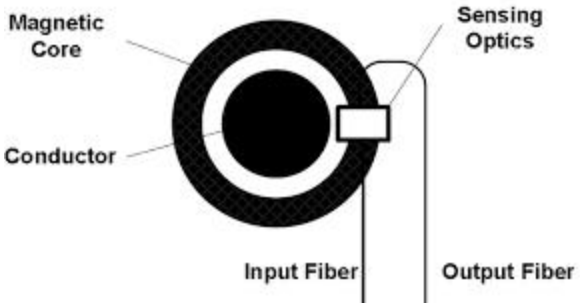
شکل ۱- ۳۴- شماتیک ترکیب فیبر نوری با ترانسفورماتور جریان سنتی [14]

این نوع ترانسدیوسر ذکر شده، جزو ترانسدیوسرهای هیبرید هست. استفاده از یک سیستم ایزوله کننده نوری موجب مجزا شدن جریان‌ها و ولتاژهای خروجی ثانویه ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری می‌گردد. ازاین‌رو ارتباط میان اتاق کنترل و تجهیزات کلیدزنی تنها از طریق یک کابل نوری برقرار می‌گردد.

- ترانسدیوسرهای نوری متمرکز کننده مغناطیسی

در این نوع ترانسدیوسرها، یک مدار مغناطیسی سیم حامل جریان را احاطه کرده است، ولی به‌جای حلقه مغناطیسی تشکیل دهنده هسته یک ترانسفورماتور، میدان درون هسته مغناطیسی، به‌صورت نوری در شکاف هوایی به‌وسیله یک کریستال اندازه‌گیری می‌شود. شکل ۱-۳۵ شمای کلی یک اندازه‌گیر متمرکزکننده مغناطیسی با حسگر نوری را نشان می‌دهد [14].

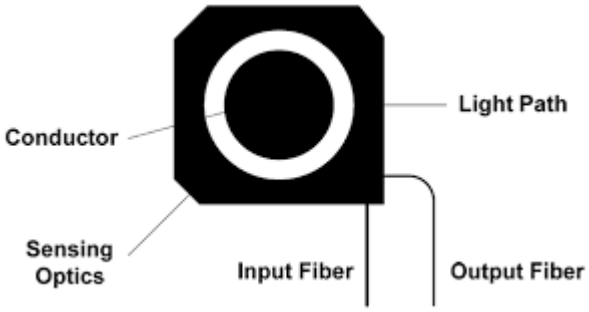
[22] Hybrid optical current transducer



شکل ۱– ۳۵– شماتیک یک حسگر نوری متمرکز کننده مغناطیسی

- حسگر نوری بالک[۲۳]

یک مسیر نوری درون یک بلوک ماده فعال نوری است و دقیقاً یک‌بار سیم حامل جریان را در بر می‌گیرد. این نوع تجهیزات مشابه یک پیاده‌سازی نوری در ترانسفورماتورهای جریان سنتی هست. از این نوع ترانسدیوسرها نیز، به‌عنوان ترانسدیوسرهای تمام نوری یاد می‌شود. شماتیک یک حسگر بالک نوری در شکل ۱–۳۶ قابل مشاهده است.

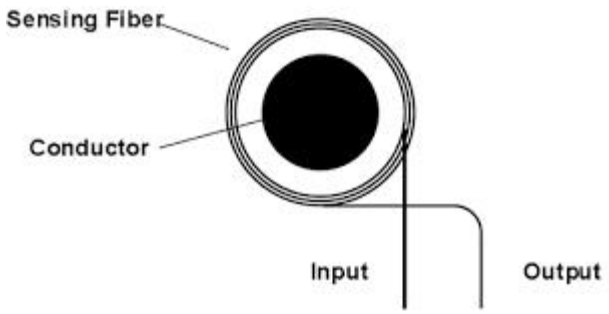


شکل ۱– ۳۶– شماتیک کلی یک حسگر بالک نوری [14]

- ترانسدیوسر جریان بر پایه حسگر فیبر نوری[۲۴]

در اینجا مسیر نوری درون فیبر نوری می‌تواند اطراف سیم حامل جریان گردش کند که این فیبر نوری می‌تواند با تعداد دورهای دلخواه فیبر، اطراف سیم حامل جریان برای دستیابی به دقت و حساسیت مطلوب پیچیده شود. این فرم، متداول‌ترین شکل استفاده از فیبر نوری برای اندازه‌گیری جریان شبکه قدرت هست. از این نوع ترانسدیوسرها نیز، به‌عنوان ترانسدیوسرهای جریان تمام نوری یاد شده که شمای کلی آن در مشاهده می‌شود [14].

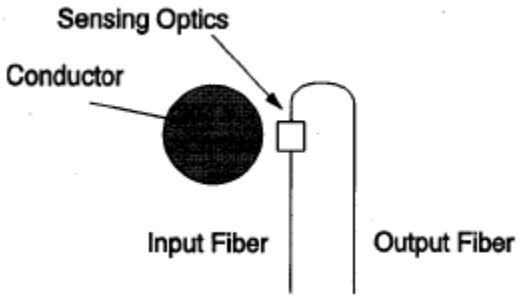
[23] Bulk optic
[24] Fiber optic



شکل ۱- ۳۷ شماتیک یک حسگر فیبر نوری

- حسگر شاهد[۲۵]

برخلاف حسگرهای توضیح داده شده قبلی که همگی عمل اندازه‌گیری جریان را در یک مسیر بسته حلقوی در اطراف سیم حامل جریان انجام می‌دهند، حسگر این نوع ترانسدیوسرها مانند شکل ۱-۳۸، در مجاورت سیم حامل جریان قرار گرفته و اطراف یک مسیر بسته اندازه‌گیری را انجام نمی‌دهد. بنابراین قادر به یک تأثیرپذیری قوی از میدان مغناطیسی به وجود آمده از سیم حامل جریان نیستند و عملاً نمی‌توانند ترانسدیوسرهای جریان دقیقی باشند.



شکل ۱- ۳۸- حسگر نوری شاهد

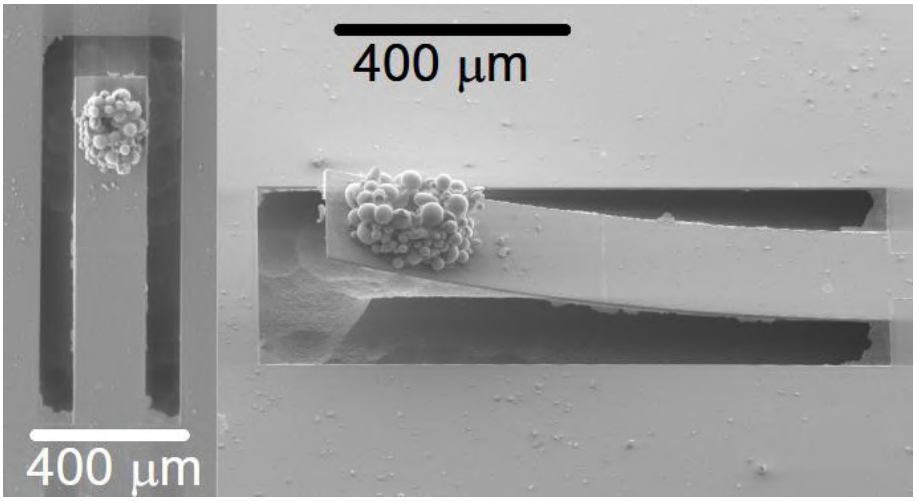
۱- ۳- ۶- حسگرهای مبتنی بر فناوری MEMS[۲۶]

حس‌گرهای MEMS یا حسگرهای میکروالکترومکانیکی در انواع مختلف و در کاربردهای متفاوتی نظیر سنجش فشار، وزن و شتاب مورد استفاده قرار گرفته‌اند. به‌طور خلاصه می‌توان گفت که این حسگرها با کمک اندازه‌گیری پدیده‌های مکانیکی، گرمایی، زیستی، شیمیایی، نوری و مغناطیسی اطلاعات را از محیط جمع‌آوری می‌کنند. یکی از مصارف ارائه‌شده برای این دست از حسگرها اندازه‌گیری جریان گذرنده از هادی‌ها است. جریان گذرنده از هادی سبب به وجود آمدن یک میدان مغناطیسی در اطراف آن می‌شود. اگر در این میدان یک آهنربای دائم قرار بگیرد بسته به قدرت جریان گذرنده از هادی،

[25] Witness sensor

[26] Micro-electro-mechanical systems

قدرت مغناطیسی آهنربا و فاصله این دو عنصر از هم به آهنربا از طرف سیم حامل جریان نیروی مغناطیسی وارد می‌شود. در حسگرهای MEMS از خاصیت فشاربرقی[۲۷] ماده‌ای نظیر نیترات آلومینیوم[۲۸] استفاده‌شده تا بزرگی نیروی واردشده از جریان هادی به آهنربای موجود در حس‌گر همانند شکل ۱-۳۹ اندازه‌گیری شود [15].

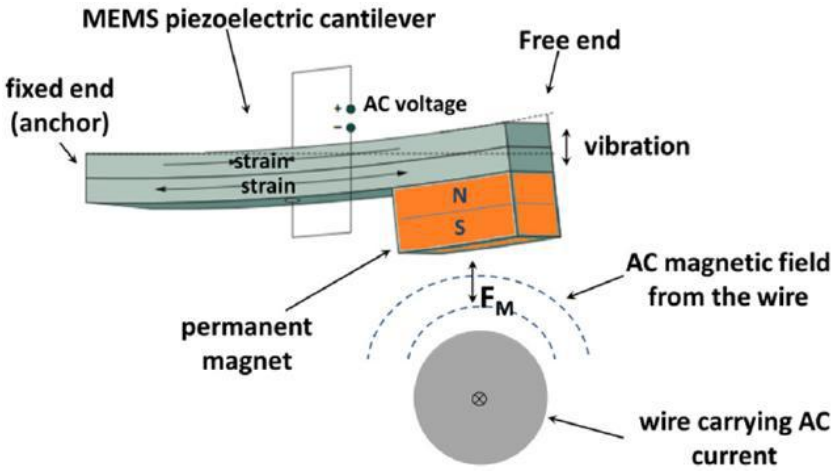


شکل ۱- ۳۹- ورق نیترات آلومینیوم و خاصیت فشاربرقی در حسگرهای MEMS

با وارد شدن فشار از سمت آهنربای موجود در حس‌گر به ماده با خاصیت فشاربرقی، یک ولتاژ بسیار کوچک و وابسته به جریان گذرنده از هادی در حدود 0.87 mV/A در خروجی حاصل می‌شود. سپس با یک پله تقویت این ولتاژ خوانده‌شده و جریان گذرنده از هادی تخمین زده می‌شود. شکل ۱-۴۰ شماتیکی از نحوه عملکرد این نوع حسگرها را نشان می‌دهد. رفتار این حس‌گر در جریان‌های مختلف خطی است. یکی از ایرادات این دست از حسگرها اثرپذیری از ارتعاشات محیط بر روی جریان خوانده‌شده توسط حس‌گر است. لازم به ذکر است که این دست از حسگرها به‌صورت تجاری‌سازی شده در بازار موجود نبوده و اطلاعات مربوط به این بخش از مقالات موجود استخراج گردیده است.

[27] Pizoelectric

[28] Aluminium Nitride (AlN)



شکل ۱- ۴۰- شماتیک عملکرد حسگرهای مبتنی بر فناوری MEMS [16]

۱- ۴- مقایسه فنّاوری‌های حسگرهای مغناطیسی

در این بخش ابتدا به عوامل مؤثر در انتخاب و مقبولیت حسگرهای مغناطیسی از دید مصرف‌کننده و تولیدکننده پرداخته‌شده است و در ادامه مزایا و معایب هر کدام از فنّاوری‌های حسگرهای مغناطیسی بیان می‌شود.

از دید مصرف‌کننده در بازار فروش، قیمت عامل بسیار مهمی است. علاوه بر آن یک مصرف‌کننده در میان اندازه‌گیرهای عرضه‌شده با یک محدوده قیمتی، همیشه دقیق‌ترین اندازه‌گیر را انتخاب می‌کند. پاسخ فرکانسی به همراه محدوده قابل‌اندازه‌گیری برای اندازه‌گیری و ثبت حالات گذرا عوامل بسیار مهمی هستند که هر چه گسترده‌تر باشد، مطلوب‌تر خواهد بود. اندازه‌گیر جریان باید هرچه بیشتر بتواند یک ایزولاسیون گالوانیک را از ولتاژ فشارقوی فراهم آورد. میزان آسانی نصب در مکان مورد نظر نیز عامل مهمی از دید مصرف‌کننده است که به وزن، حجم، مهندسی نصب، تنظیمات و امکانات جانبی بستگی دارد.

از دید تولیدکننده نیز قیمت تمام‌شده حسگر، عامل بسیار مهمی از جهت تعامل بهتر با مشتری محسوب می‌شود. برای دستیابی به استانداردهای جهانی، یک تولیدکننده می‌بایست دقت کافی و مطلوب در اندازه‌گیری را فراهم آورد. همچنین با افزایش محدوده اندازه‌گیری و پاسخ فرکانسی در اندازه‌گیری می‌توان پاسخگوی انواع مشتریان در بازار بود. سادگی و ارزانی فنّاوری ساخت نیز عامل مهمی برای یک تولیدکننده هست. وزن و حجم حسگرها نیز ازنظر حمل‌ونقل دارای اهمیت ویژه‌ای هست.

ازنظر قیمت، ترانسفورماتورهای جریان سنتی دارای قیمت پایین‌تر نسبت به مابقی فنّاوری‌ها بوده اما در صورت افزایش دامنه جریان، هسته آن‌ها اشباع شده و دقت اندازه‌گیری در آن‌ها شدیداً کاهش می‌یابد. علاوه بر این قابلیت اندازه‌گیری جریان

DC را نداشته و ازنظر حجم و وزن نسبت به فنّاوری‌های دیگر معمولاً به فضای بیشتری برای نصب نیاز خواهند داشت. ترانسفورماتورهای سنتی به دلیل راحتی فنّاوری ساخت، قیمت مناسب و خروجی جریان همچنان مورد توجه هستند.

حسگرهای جریانی مبتنی بر حلقه روگوفسکی به‌راحتی به دور هادی بسته شده و در هر نقطه‌ای از شبکه توزیع قابل استفاده است. علاوه بر آن دارای خاصیت خطی در محدوده وسیعی از جریان و فرکانس هست که موجب می‌شود بتوان از آن‌ها در موارد اندازه‌گیری، حفاظت و تحلیل هارمونیک استفاده کرد. این حسگرها به دلیل نیاز به مدار انتگرال‌گیر در خروجی نسبت به حسگرهای اثر هال و مغناتو–مقاومتی دارای هزینه بیشتر بوده و قابلیت اندازه‌گیری جریان DC را ندارد.

حسگرهای اثر هال که با قیمت‌های مناسب نیز در بازار ایران نیز یافت می‌شود، قابلیت اندازه‌گیری جریان DC و AC را دارد. در حالت حلقه بسته دارای دقت اندازه‌گیری قابل‌قبولی بوده و نسبت به اثرات تغییرات دمایی و میدان‌های خارجی دارای عملکرد مناسب‌تری نسبت به حالت حلقه باز دارد. البته این نوع حسگرها در حالت حلقه بسته دارای هزینه‌های بیشتری نسبت به ترانسفورماتور جریان، حسگرهای مغناتو–مقاومتی و فلاکس‌گیت هستند. اغلب این حسگرها به‌صورت هسته غیر چرخان بوده و برای نصب نیاز به قطع هادی خط دارند اما نمونه‌های هسته چرخان نیز در بازار موجود هست.

حسگرهای مغناتو–مقاومتی دارای دقت بالا در اندازه‌گیری میدان‌های کم بوده و ازاین‌رو قابلیت نصب با فاصله نسبت به هادی را دارند. از این حسگرها بیشتر برای اندازه‌گیری جریان‌های کمتر از ۱۰۰ آمپر استفاده می‌شود و خروجی آن‌ها دارای آفست بوده و در جریان‌های بزرگ اشباع می‌شوند.

حسگرهای جریانی فلاکس‌گیت دارای دقت اندازه‌گیری بسیار بالایی نسبت به فنّاوری‌های دیگر بوده و دارای آفست خروجی بسیار کمی است. این حسگرها در بازار ایران به‌راحتی در دسترس نبوده و در نمونه‌های دارای طراحی دقیق، قیمت قابل‌توجهی نسبت به حسگرهای دیگر دارند.

حسگرهای نوری علی‌رغم دقت بسیار بالا و ایزولاسیون عالی که دارند به دلیل فنّاوری پیچیده و در نتیجه قیمت بالا نسبت به حسگرهای دیگر، در شبکه توزیع استفاده نمی‌شوند. دسترسی به آن‌ها نیز در بازار ایران راحت نیست.

مزیت‌ها و معایب هر کدام از فنّاوری‌های معرفی شده حسگرهای مغناطیسی در جدول ۱–۴ قابل مشاهده است.

جدول ۱– ۴– مزایا و معایب فنّاوری‌های حسگرهای مغناطیسی

فنّاوری	مزایا	معایب
ترانسفورماتور جریان سنتی	- یک روش ارزان برای اندازه‌گیری جریان‌های کمتر از ۱۰۰ آمپر است. برای جریان‌های بیشتر، جنس هسته بیان‌کننده قیمت تمام‌شده هست.	- فقط جریان AC را اندازه‌گیری می‌کند. - دارای تلفات توان اکتیو است

	- تجهیزات فشار ضعیف را تا اندازه زیادی از سیستم فشارقوی ایزوله می‌نماید. - خروجی جریان دارد که نسبت به نویز محیط خارجی حساس نبوده و راحت به ولتاژ تبدیل می‌شود. - با توجه به مشخصه فرکانسی آن‌ها، برای فرکانس قدرت می‌توان به پاسخ آن‌ها اطمینان کافی داشت. - نیاز به تجهیزات اضافی جهت تغذیه اجزا خود ندارد.	- با افزایش فرکانس بیشتر از حد بالای فرکانس ترانسفورماتور، دقت آن شدیداً کاهش می‌یابد. - افزایش اندازه جریان اندازه‌گیری باعث افزایش مضاعف وزن، حجم و قیمت آن می‌شود. - در صورت زیاد شدن دامنه ولتاژ اولیه از یک حد خاص، هسته فوراً به اشباع می‌رود. - افزایش اندازه جریان AC و یا DC جریان خطا موجب اشباع آن خواهد شد.
حلقه روگوفسکی	- مناسب برای اندازه‌گیری چند آمپر تا چندین کیلوآمپر بدون اشباع به دلیل عدم استفاده از هسته آهنی - مشخصه ورودی–خروجی کاملاً خطی - گستره دینامیکی و فرکانسی کاملاً وسیع - بدون خطر هنگام مدارباز شدن ثانویه - عدم آسیب در اضافه جریان‌های زیاد - وزن و حجم بسیار کم - سرعت پاسخ‌گویی بسیار بالا به دلیل اندوکتانس پایین	- عدم توانایی اندازه‌گیری جریان DC - نیاز به مدار انتگرال‌گیر در خروجی به‌منظور جبران زاویه و اندازه جریان که این مدار خود تعیین‌کننده محدوده فرکانسی است.
اثر هال	- اندازه‌گیری جریان AC و DC - ارزان‌تر بودن نسبت به ترانسفورماتور جریان در جریان‌های بزرگ (>۵۰۰A) - ایزولاسیون خوب بین سیستم فشارقوی و تجهیزات اندازه‌گیری	- دارای آفست خروجی مخصوصاً در حالت حلقه باز - دارای پهنای باند و سرعت پاسخ متوسط در حالت حلقه‌باز - نیازمند منبع تغذیه جداگانه

	- بدون خطر هنگام مدارباز شدن ثانویه - عدم آسیب در اضافه‌جریان‌های زیاد - دارای دقت بالا در حالت حلقه بسته - دارای تأثیرپذیری کم از نویز محیطی در حالت حلقه بسته	- نیازمند کالیبره کردن تخصصی برای تنظیم عملکرد در دمای بالا، اضافه‌جریان و تغییرات منبع تغذیه - نیازمند پوشش حفاظت مغناطیسی مناسب به دلیل تأثیرپذیری از میدان‌های مغناطیسی دیگر - قیمت بسیار بالای پیکربندی حلقه بسته نسبت به حلقه باز
مغناتو-مقاومتی	- دارای حساسیت بالا در اندازه‌گیری میدان‌های کم - قابلیت اندازه‌گیری جریان با فاصله از هادی - عملکرد خطی در محدوده زیادی از جریان - حساسیت کم نسبت به تغییرات دمایی	- افزایش جریان موجب اشباع و تغییر شکل خروجی می‌شود. - دارای آفست خروجی
فلاکس‌گیت	- دارای آفست خروجی بسیار کم - دارای دقت بالا خصوصاً در اندازه‌گیری جریان‌های کم - دارای حساسیت بالا برای اندازه‌گیری میدان‌های بسیار کم نسبت به فنّاوری‌های دیگر - اندازه‌گیری جریان در محدوده وسیع تنها با یک حسگر - توانایی عملکرد در محدوده دمایی وسیع - سرعت پاسخ و پهنای باند خوب در نوع C و IT	- دارای پهنای باند کم در طراحی‌های ساده - توان مصرفی بالا نسبت به حسگر اثر هال حلقه بسته - افزایش قیمت در طراحی‌های دقیق - ایجاد نویز در خروجی در فرکانس تحریک
نوری	- اندازه این حسگرها تقریباً مستقل از اندازه جریان خط هست. - اندازه‌گیری جریان AC و DC - پاسخ فرکانسی به‌مراتب بهتر نسبت به ترانسفورماتورهای جریان سنتی	- قیمت بسیار بالا خصوصاً در اندازه‌گیری جریان‌های کم در مقایسه با مابقی فنّاوری‌ها - کمی حساس نسبت به تداخل میدان‌های مغناطیسی مجاور

	- دقت بسیار بالا - توانایی اندازه‌گیری جریان‌های بسیار بالا - بدون خطر هنگام مدار باز شدن ثانویه	- دارای فنّاوری ساخت پیچیده

۱- ۵- جمع‌بندی

ازنظر قیمت، ترانسفورماتورهای جریان سنتی دارای قیمت پایین‌تر نسبت به مابقی فنّاوری‌ها بوده اما در صورت افزایش دامنه جریان، هسته آن‌ها اشباع شده و دقت اندازه‌گیری در آن‌ها شدیداً کاهش می‌یابد. علاوه بر این قابلیت اندازه‌گیری جریان DC را نداشته و ازنظر حجم و وزن نسبت به فنّاوری‌های دیگر معمولاً به فضای بیشتری برای نصب نیاز خواهند داشت. ترانسفورماتورهای سنتی به دلیل راحتی فنّاوری ساخت، قیمت مناسب و خروجی جریان همچنان مورد توجه هستند.

حسگرهای جریانی مبتنی بر حلقه روگوفسکی به‌راحتی به دور هادی بسته شده و در هر نقطه‌ای از شبکه توزیع قابل استفاده است. علاوه بر آن دارای خاصیت خطی در محدوده وسیعی از جریان و فرکانس هست که موجب می‌شود بتوان از آن‌ها در موارد اندازه‌گیری، حفاظت و تحلیل هارمونیک استفاده کرد. این حسگرها به دلیل نیاز به مدار انتگرال‌گیر در خروجی نسبت به حسگرهای اثر هال و مغناتو-مقاومتی دارای هزینه بیشتر بوده و قابلیت اندازه‌گیری جریان DC را ندارد.

حسگرهای اثر هال که با قیمت‌های مناسب نیز در بازار ایران نیز یافت می‌شود، قابلیت اندازه‌گیری جریان DC و AC را دارد. در حالت حلقه بسته دارای دقت اندازه‌گیری قابل‌قبولی بوده و نسبت به اثرات تغییرات دمایی و میدان‌های خارجی دارای عملکرد مناسب‌تری نسبت به حالت حلقه باز دارد. البته این نوع حسگرها در حالت حلقه بسته دارای هزینه‌های بیشتری نسبت به ترانسفورماتور جریان، حسگرهای مغناتو-مقاومتی و فلاکس‌گیت هستند. اغلب این حسگرها به‌صورت هسته غیر چرخان بوده و برای نصب نیاز به قطع هادی خط دارند اما نمونه‌های هسته چرخان نیز در بازار موجود هست.

حسگرهای مغناتو-مقاومتی دارای دقت بالا در اندازه‌گیری میدان‌های کم بوده و ازاین‌رو قابلیت نصب با فاصله نسبت به هادی را دارند. از این حسگرها بیشتر برای اندازه‌گیری جریان‌های کمتر از ۱۰۰ آمپر استفاده می‌شود و خروجی آن‌ها دارای آفست بوده و در جریان‌های بزرگ اشباع می‌شوند.

حسگرهای جریانی فلاکس‌گیت دارای دقت اندازه‌گیری بسیار بالایی نسبت به فنّاوری‌های دیگر بوده و دارای آفست خروجی بسیار کمی است. این حسگرها در بازار ایران به‌راحتی در دسترس نبوده و در نمونه‌های دارای طراحی دقیق، قیمت قابل‌توجهی نسبت به حسگرهای دیگر دارند.

حسگرهای نوری علی‌رغم دقت بسیار بالا و ایزولاسیون عالی که دارند به دلیل فنّاوری پیچیده و در نتیجه قیمت بالا نسبت به حسگرهای دیگر، در شبکه توزیع استفاده نمی‌شوند. دسترسی به آن‌ها نیز در بازار ایران راحت نیست.

مقایسه انواع فنّاوری‌های حسگرهای مغناطیسی در جدول ۱-۵ قابل مشاهده است.

جدول ۱- ۵- مقایسه فنّاوری‌های حسگرهای مغناطیسی

نوع فنّاوری	ترانسفورماتور جریان	حلقه روگوفسکی	اثر هال	مغناتو-مقاومتی	فلاکس‌گیت	نوری

نام مدل	SCT013-100	ROCOIL	HST21	HMC1052	HM-A	ABB
دقت	٪۱	۰/٪۶	٪۱	۰/٪۶	۰/٪۰۱	۰/٪۱
پاسخ فرکانسی	50 Hz- 1 kHz	20 Hz- 5 kHz	DC- 25 kHz	DC- 5 MHz	DC- 1 kHz	DC- 4 kHz
اندازه‌گیری جریان DC	ندارد	ندارد	دارد	دارد	دارد	دارد
قیمت(هزار تومان)	۱۵۰	۴۷۰۰	۲۶۰	۱۱۶	25$	250$
محدوده جریان(A)	۱۰۰	۵۰۰۰-۵	±۱۰۰	±۲۰	±۳۰۰	۵۰۰۰۰۰-۰
مشکلات اشباع و آفست	اشباع	ندارد	آفست	اشباع و آفست	اشباع	ندارد
ایزولاسیون	متوسط	خوب	خوب	خوب	خوب	عالی
آسانی نصب	عالی (اسپلیت کور)	عالی	عالی	خوب	متوسط	خوب
خطی بودن	کمتر از ٪۰/۲	±۰/%۲	کمتر از ٪۰/۱	۰/٪۵	10ppm	۰/٪۱
سختی فنّاوری ساخت	متوسط	متوسط (در صورت نیاز به مدار تقویت‌کننده)	متوسط	متوسط	متوسط	زیاد
تعداد استفاده در دنیا	خیلی زیاد	زیاد	متوسط	کم	کم	کم
پیش‌بینی تکامل	زیاد	زیاد	کم	کم	متوسط	متوسط

فصل دوم:

شناسایی کاربردهای سامانه‌های اندازه‌گیری مبتنی بر حسگرهای مغناطیسی در شبکه توزیع بر اساس تجارب جهانی

۲- شناسایی کاربردهای سامانه‌های اندازه‌گیری مبتنی بر حسگرهای مغناطیسی در شبکه توزیع بر اساس تجارب جهانی

۲- ۱- مقدمه

یکی از عمده استفاده‌های حسگرهای مغناطیسی در اکوسیستم شبکه‌های هوشمند نصب این تجهیزات به‌منظور پایش وضعیت بهره‌برداری شبکه است. به همین جهت بخش عمده این فصل به بررسی پروژه‌ها و مقالاتی می‌پردازد که با استفاده از حسگرهای مغناطیسی امکان پایش شبکه‌های توزیع را فراهم آورده‌اند. در این فصل به تجربیات جهانی در راه پایش پذیر کردن شبکه‌های توزیع در هر دو سطح فشار ضعیف و فشار متوسط پرداخته‌شده است. البته ازآنجاکه هدف اصلی این پروژه، استفاده از حسگرهای مغناطیسی به‌عنوان تجهیزات اندازه‌گیری بوده و محل کاربرد و نصب این حسگرها غالباً شبکه‌های فشار ضعیف توزیع است، بیشتر تجربیات موردبررسی به شبکه‌های توزیع فشار ضعیف اختصاص می‌یابد. در آخر در کنار بررسی پروژه‌هایی که از حسگرهای مغناطیسی برای پایش شبکه استفاده کرده‌اند به‌طور اجمالی به برخی کاربردهای خاص این حسگرها نیز اشاره خواهد شد. شیوه بررسی پروژه‌های بین‌المللی و مقالات به این صورت است که اهداف پروژه و اطلاعاتی کلی در مورد آن در ابتدای هر بخش شرح داده می‌شود. پس از شرح کلیات، خلاصه‌ای از کارهای انجام‌شده در پروژه و نیز کاربردهای مورد انتظار از آن بیان می‌گردد. در هر بخش سعی شده تا حد امکان به ملاحظات فنی در نظر گرفته‌شده در انتخاب تجهیزات اندازه‌گیری، سامانه‌های مخابراتی و ... پرداخته شود.

بهره‌برداری هوشمندانه‌تر از منابع موجود، کنترل فعال شبکه و نیز امکان اضافه شدن گسترده‌تر منابع انرژی پراکنده ازجمله اهداف یک شبکه هوشمند است. این امور با استفاده از سامانه‌هایی نظیر مدیریت توزیع و اتوماسیون توزیع قابل‌اجرا هستند. حرکت به سمت هوشمند سازی شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی کنونی علاوه بر نیاز روزافزون به عملکردهای سطح بالای یک شبکه هوشمند از آثار پیشرفت‌های صورت گرفته در حوزه‌های الکترونیک، مخابرات و کامپیوتر برای پیاده‌سازی سامانه‌های پایشی و کنترلی موردنیازاست. برای آنکه هر طرح کنترلی در یک شبکه بتواند موفق باشد نیاز است تا سامانه مربوطه، درکی روشن از وضعیت بهره‌برداری از شبکه داشته باشد. به همین جهت می‌توان گفت که اطلاع از وضعیت شبکه چه ازنقطه‌نظر پارامترهای بهره‌برداری از تجهیزات و چه ازنظر رخدادها و خطاها و ... پیش‌نیاز اصلی برای سامانه‌های پایشی- کنترلی شبکه‌های هوشمند است.

شبکه‌های توزیع به سبب مواردی نظیر وسعت گستردگی جغرافیایی و پیچیدگی‌های خاص خود ازنظر پایش، کنترل و تحلیل با دشواری‌های مختلفی همراه هستند. در جدول ۲- ۱ به برخی از این پیچیدگی‌ها به‌اختصار پرداخته‌شده است [۱۷].

پایش و کنترل زمان–حقیقی[۲۹] شبکه‌های کنونی بسیار محدود بوده و همین امر سبب شده که در اثر وقوع هر رخداد یا خطا نیاز به دخالت مستقیم بهره‌بردار و اعزام تیم به‌صورت میدانی شبکه وجود داشته باشد.

سامانه‌های مدیریت توزیع (DMS[۳۰]) مجموعه‌ای از کاربردهایی هستند که توسط بهره‌بردار برای پایش، کنترل و بهینه‌سازی عملکرد شبکه‌های توزیع مورداستفاده قرار می‌گیرند. هدف نهایی یک سامانه DMS، امکان مدیریت یک شبکه توزیع هوشمند، خودترمیم، قابل‌اطمینان و با بازدهی بالاتر انرژی است. همچنین DMS می‌تواند سبب استفاده بهتر از دارایی‌های موجود شود و باقابلیت‌های پایشی خود نیز سبب حضور خدماتی جدید در شبکه و نیز ارتقای رضایت مشترکین نهایی گردد.

جدول ۲– ۱– چالش‌های پیش رو برای هوشمند سازی یک شبکه توزیع

چالش	عامل بروز چالش
شبکه	شبکه‌های توزیع غالباً به‌صورت مش ساخته‌شده و به‌صورت شعاعی بهره‌برداری شده و به همین جهت آرایش این شبکه‌ها در اثر عملیات مختلف ممکن است تغییر نماید.
	ساختار شبکه با گسترش و رشد آن تغییر می‌نماید.
	شبکه سه‌فاز غالباً نامتعادل است.
	بازه‌های زمانی رؤیت شبکه بسته به نوع عملکرد ممکن است از حدود میلی‌ثانیه (برای عملیات مربوط به حفاظت) تا چند سال (عملیات مربوط به گسترش و ارتقای شبکه) متفاوت باشد.
	بیشتر کنترل‌ها به‌صورت محلی بوده و زیرساخت‌های مخابراتی چندانی در دسترس نیست
	درصورتی‌که شبکه به‌طور کامل رؤیت‌پذیر شود، حجم داده‌های اندازه‌گیری شده بسیار عظیم می‌گردد.
بار	ترکیب بارها پیچیده بوده و چندان شناخته‌شده نیست
	الگوی مصرف بسته به زمان به‌شدت تغییر می‌یابد. این امر سبب می‌شود که پیش‌بینی بار در سطح توزیع پیچیده‌تر از بارهای بزرگ سطح انتقال باشد.
	امکان اندازه‌گیری پیوسته همه بارها با دقت لازم فراهم نیست.
	ارتباط بین بارها چندان شناخته‌شده نیست.

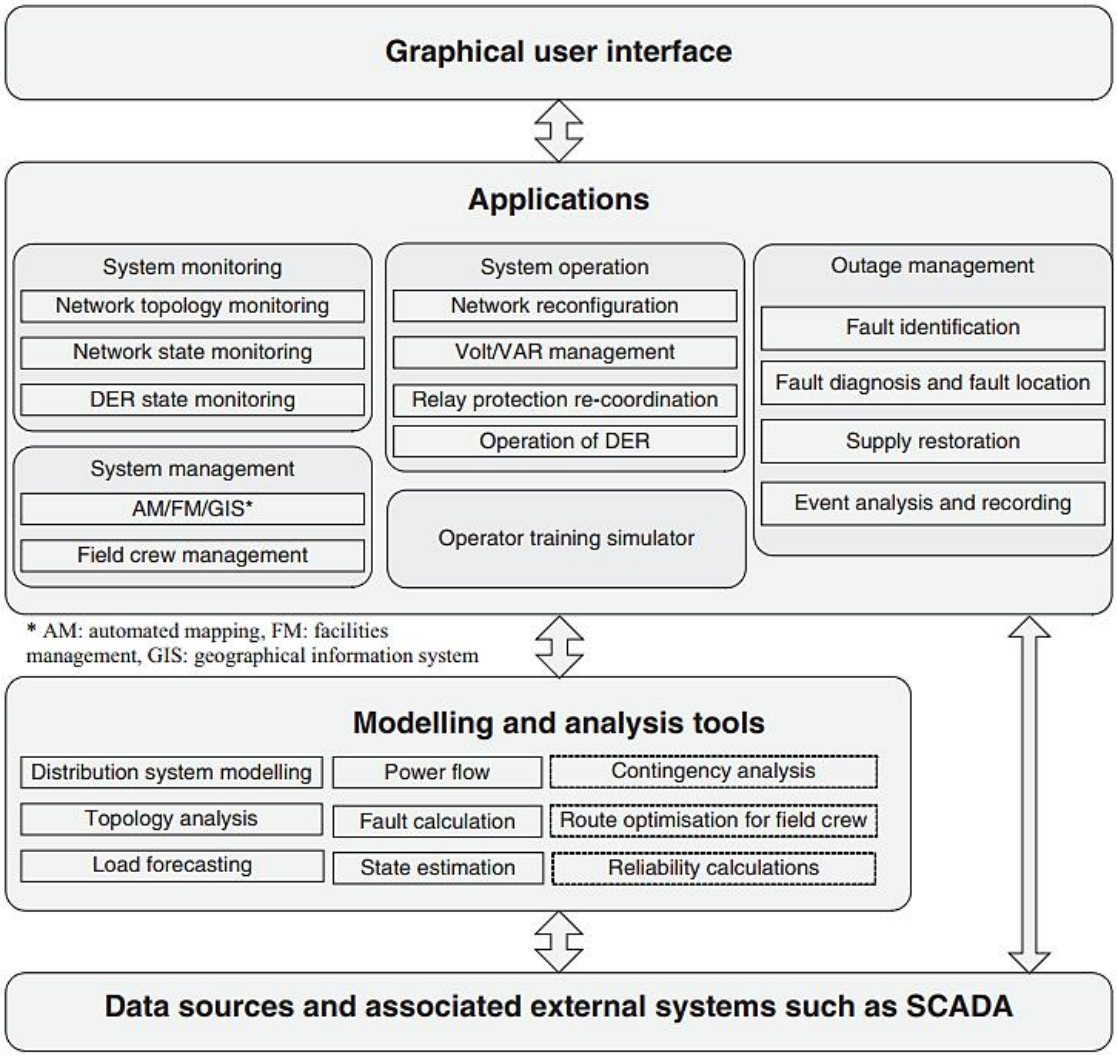
نسل اولیه سامانه‌های مدیریت توزیع با استفاده از یک سامانه کامپیوتری متشکل از چند عملکرد محدود پیاده‌سازی می‌شد. در این سامانه یک رابط کاربری گرافیکی برای شبکه تحت مدیریت وجود داشت که اطلاعات اندکی از شبکه تحت کنترل نمایش می‌داد. با گذر زمان به تعداد عملکردهای گردآوری‌شده اضافه گردید و بسیاری از عملکردها به فرم مدل‌های استانداردسازی شده درآمدند. در شکل ۲– ۱ ساختار و اجزای اصلی سازنده یک DMS آورده شده است.

[29] Real-Time

[30] Distribution Management System

کاربردهای یک سامانه مدیریت توزیع شامل مدیریت خاموشی، عملیات شبکه (تغییر آرایش شبکه، کنترل ولتاژ/توان راکتیو، هماهنگی حفاظتی بین رله‌ها و بهره‌برداری از تولیدات پراکنده)، مدیریت سامانه قدرت (نقشه‌برداری GIS شبکه و مدیریت گروه‌های میدانی) و سامانه پایش می‌شود. سامانه پایش سنگ بنای یک DMS است. در این سامانه، پایش آرایش شبکه، وضعیت شبکه و نیز وضعیت تولیدات پراکنده (در صورت وجود) اجرا می‌شود. اطلاعات خروجی این بخش از سامانه مدیریت توزیع، منبع اطلاعاتی سایر بخش‌ها می‌شود و امکان پیاده‌سازی کنترل فعال و خودکار شبکه را فراهم می‌سازد.

از سه بخش نامبرده برای سامانه پایش، رؤیت وضعیت شبکه در این فصل اهمیت ویژه‌ای دارد. این امر بدان جهت است که رؤیت وضعیت شبکه (ولتاژ نودها، بارگذاری دارایی‌ها و ...) نیازمند نصب گسترده تجهیزات اندازه‌گیری در سطح شبکه توزیع است. گفته شد که شبکه‌های توزیع گستردگی جغرافیایی وسیعی داشته و هزینه نصب حسگرهای اندازه‌گیری در همه نقاط آن، چه ازنظر هزینه مربوط به خود تجهیزات و چه ازنظر سامانه‌ها و زیرساخت‌های مخابراتی بسیار بالا می‌رود. از همین رو در این فصل برای کاربردهای مرتبط با پایش شبکه علاوه بر بررسی اهداف پیاده‌سازی سامانه‌های پایشی در شبکه، رویکردهای اخذشده برای پیاده‌سازی سامانه پایشی نیز مورد بررسی قرار خواهند گرفت.



شکل ۲- ۱- ساختار کلی یک سامانه مدیریت توزیع [۱۷]

۲- ۲- پروژه رؤیت‌پذیری شبکه توزیع (محل اجرا: بریتانیا) [۱۸]

نام پروژه: Distribution Network Visibility (DNV) **بودجه:** ۲,۸۹ میلیون پوند

مجری:UK Power Networks **تاریخ شروع:** سپتامبر ۲۰۱۰

هدف پروژه:رؤیت‌پذیری شبکه **تاریخ پایان:** سپتامبر ۲۰۱۳

پیچیده شدن پروفایل بارها، حضور گسترده‌تر تولیدات پراکنده در شبکه‌های توزیع به‌خصوص تولیدات پراکنده متصل به شبکه‌های توزیع فشار ضعیف و نیز برقی شدن حمل‌ونقل، سبب بیشتر شدن ضرورت رؤیت شبکه‌های توزیع گردیده است. شرکت UK Power Networks (EDF Energy Networks سابق) در همه پست‌های توزیع اولیه شبکه توزیع لندن به RTU مجهز بوده و در پست‌های ثانویه توزیع درصد تجهیز پست‌ها به RTU به ۴۵ درصد می‌رسد (حدود ۷۵۰۰ سایت). این تجهیزات نه‌تنها امکان کنترل از راه دور را فراهم می‌کنند بلکه قادر به اندازه‌گیری تعداد مشخصی از مقادیر آنالوگ و ارسال آن‌ها نیز هستند. این مقادیر آنالوگ متشکل از مقادیر ولتاژ و جریان هر فاز فشار ضعیف و نیز مقدار ضریب توان و اعوجاج هارمونیکی می‌شود.

شرکت UK Power Networks در بریتانیا با تعریف گروهی از پروژه‌ها در بین سال‌های ۲۰۱۰ الی ۲۰۱۳ درصدد استفاده از ظرفیت‌های هوشمند سازی و رؤیت‌پذیری شبکه‌های توزیع برآمد. موضوع برخی از این پروژه‌ها استفاده از حسگرهای اندازه‌گیری مغناطیسی جریان و ولتاژ برای رؤیت‌پذیر کردن شبکه‌های فشار ضعیف است. در ادامه تجربیات مستخرج از این پروژه از گزارش نهایی آن به‌صورت خلاصه آورده شده است. در ادامه در جدول ۲- ۲ خلاصه‌ای از پروژه آورده شده است.

جدول ۲- ۲- نگاهی اجمالی بر پروژه Distribution Network Visibility

نام مقاله / گزارش	Distribution Network Visibility
عملکردهای قابل‌انتظار	۱. پایش خط پخش توان، مکان‌یابی اضافه‌بارها و ظرفیت‌های آزاد در پست‌ها ۲. تشخیص خطاها و رخدادها در شبکه‌های فشار ضعیف ۳. پایش ولتاژ پست‌های فشار ضعیف ۴. تشخیص نواحی با ضریب توان نامناسب ۵. تشخیص و مکان‌یابی منابع هارمونیکی و عدم تقارن‌ها در شبکه فشار ضعیف ۶. تهیه اطلاعات دوره‌ای برای پیشنهاد نیاز به توسعه شبکه، تعیین محل مناسب برای اتصال بارهای جدید و پیشنهاد کاندیداهای اتصال منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر

	۷. تهیه پروفایل بار و تحلیل رشد آن برای استفاده در عملیات ارتقای ظرفیت شبکه ۸. پایش پست‌های ثانویه توزیع
حس‌گرهای جریانی	روگووسکی کویل و ترانسفورمر جریان (از نوع split core)
محل نصب حسگرها	سمت ثانویه ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع
پارامترهای اندازه‌گیری شده	ولتاژ: بزرگی، زاویه و نیز اعوجاج هارمونیکی جریان: بزرگی، زاویه و نیز اعوجاج هارمونیکی دمای پست توزیع محفوظ در اتاقک توزیع

۲- ۲- ۱- هدف از اجرای پروژه Distribution Network Visibility :

با حرکت به سمت شبکه‌های قدرت هوشمند و تمایل روزافزون به فناوری‌های کم‌کربن برای کاهش ردپای کربنی جوامع در محیطزیست، نیازمند روش‌های نوین در بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع بوده و این امر سبب بروز نیاز مضاعف به رؤیت‌پذیری شبکه‌های توزیع در سطوح ولتاژی ۱۱ کیلوولت به پایین شده است. برنامه‌های موجود برای کاهش آلایندگی‌های کربنی سبب حضور بیش‌ازپیش و روزافزون پنل‌های فتوولتاییک، خودروهای برقی و سامانه‌های گرمایشی برقی در شبکه‌های فشار ضعیف انگلستان گردیده است. این مصارف جدید در کنار تولیدات پراکنده متصل به شبکه‌های توزیع ثانویه سبب پررنگ شدن بیش‌ازپیش اهمیت پایش شبکه‌های توزیع اولیه و ثانویه شده‌اند.

بیشتر بهره‌برداران شبکه‌های توزیع، پایش شبکه در ولتاژهای پایین را تا حدود زیادی محدود ساخته‌اند. اما در این میان شبکه لندن تفاوت‌های اساسی دارد. این شبکه قابلیت‌های گسترده‌ای درزمینه پایش شبکه با استفاده از RTUها (در حدود ۶۰ درصد شبکه‌های توزیع) دارد. سابقاً از این RTUها به‌منظور پیاده‌سازی برخی عملکردهای کنترلی شبکه‌های ولتاژ بالاتر استفاده‌شده بود و تعداد بسیاری از عملکردهای بالقوه آن‌ها عملاً بلااستفاده مانده بود. در این پروژه از قابلیت‌های مخابراتی این RTUها استفاده می‌شود تا بتوان حجم وسیعی از داده‌ها را گردآوری نمود. برای این کار گروهی از الگوریتم‌ها و ابزارهای رؤیت شبکه توسعه داده شده تا در جهت ارتقای بهره‌وری و گردآوری داده‌های کاربردی از آن‌ها استفاده گردد.

پیش‌ازاین شبکه‌های توزیع اولیه لندن (در سطح ۱۱ کیلوولت) به تجهیزات اندازه‌گیری ولتاژ و جریان مجهز گردیده بودند،هرچند که دلیل اصلی این کار عمدتاً اندازه‌گیری‌های محلی در راستای تعیین حداکثر بارگذاری ترانسفورمرها و برخی کنترل‌های محلی بوده است. محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری دقیقاً در سمت ثانویه ترانسفورمرها در سمت ۱۱ کیلوولت بوده و مقادیر ولتاژ (به‌وسیله ترانسفورمر ولتاژ) و جریان (به‌وسیله ترانسفورمر جریان) در ابتدای فیدر اندازه‌گیری می‌شود. این در حالی است که بسیاری از شبکه‌های توزیع ثانویه در هیچ جایی از شبکه به تجهیزات اندازه‌گیری ولتاژ و جریان مجهز نیستند و در این پروژه اقدام به نصب حسگرهای ولتاژ و جریان در ثانویه ترانسفورمرهای توزیع ثانویه (۱۱ به ۰,۴ کیلوولت)می‌شود.

با رؤیت ترانسفورمرهای ۱۱ به ۰,۴ کیلوولت (ترانسفورمرهای واسط بین شبکه توزیع اولیه و ثانویه) در کنار ترانسفورمرهای توزیع اولیه، حجم عظیمی از داده‌ها تولید می‌شود و برای بهره‌وری حداکثری از این اطلاعات، به تدابیر ویژه‌ای نیاز است. دودسته الگوریتم (تشخیصی و نمایشی) برای آنالیز این اطلاعات طراحی گردیده است. الگوریتم‌های تشخیصی بروز یک

پدیده غیرعادی را به اطلاع بهره‌بردار رسانده و الگوریتم‌های نمایشی حجم بالای اطلاعات دریافتی از حسگرها را تبدیل به اطلاعاتی قابل‌تحلیل توسط بهره‌بردار شبکه می‌کنند. در پروژه Distribution Network Visibility هدف اصلی ارائه کاربردهایی برای اطلاعات تولیدشده توسط حسگرهای اندازه‌گیری در شبکه است. در این شبکه مقصود از رؤیت‌پذیری شبکه توزیع فشار ضعیف را می‌توان به اطلاع از بارگذاری و ولتاژ ترانسفورمر پست ثانویه توزیع تعبیر نمود. هرچند که این رویکرد در تعیین محل نصب حس‌گر اطلاعاتی حداقلی از شبکه توزیع فشار ضعیف در اختیار بهره‌بردار قرار می‌دهد، اما در ادامه عملکرد و اثربخشی این طرح موردبررسی قرار خواهد گرفت.

۲- ۲- ۲- حس‌گرهای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان

در این پروژه برای اندازه‌گیری جریان از حسگرهای روگووسکی و ترانسفورمرهای جریان split core استفاده‌شده است. بسته به ماژول اندازه‌گیر استفاده‌شده در پست ممکن است فناوری حس‌گر و نیز تعداد حسگرهای جریانی متفاوت باشد. برای نمونه برخی از ماژول‌های اندازه‌گیر علاوه بر اندازه‌گیری سه‌فاز جریان یک حس‌گر اضافی برای اندازه‌گیری جریان نوترال هم دارند. ولتاژها نیز با حسگرهای ولتاژ فیوز دار اندازه‌گیری می‌شوند. حسگرهای ولتاژی بین هادی فاز و نوترال نصب می‌شوند. با استفاده از این حسگرها در همه پست‌های فشار ضعیف ولتاژها و جریان‌های خروجی ترانسفورمرهای توزیع اندازه‌گیری می‌شوند.

از بین ماژول‌های اندازه‌گیری موجود در بازار هفت نمونه انتخاب‌شده و اطلاعات هر یک از تجهیزات اندازه‌گیری در جدول ۲- ۳ آورده شده است. در بین این ماژول‌ها حسگرهایی که از ترانسفورمرهای split core استفاده کرده‌اند جریانی نامی برابر با ۶۰۰ آمپر دارند. در انتخاب کاندیداهای ذکرشده در این جدول سه شرط اساسی مطرح بوده است. اول آنکه برای نصب حسگرها نیازی به قطع برق نباشد. دوم آنکه نصب حسگرها به‌گونه‌ای باشد که ازنظر فضای موجود برای نصب با تابلوهای توزیع بریتانیا سازگاری داشته باشد و مورد سوم دقت حسگرها برای طیف نسبتاً بزرگ تغییرات بار در ساعات مختلف شبانه‌روز است. علاوه بر اندازه‌گیری‌های مربوط به ولتاژ و جریان، در برخی از این حسگرها نیز قابلیت اندازه‌گیری دمای اتاقک پست توزیع نیز اضافه‌شده تا از وضعیت تهویه پست، اطلاعات کافی گردآوری گردد.

جدول ۲- ۳- مقایسه برخی حسگرهای کاندید شده برای پیاده‌سازی در پروژه DNV

سازنده	فناوری حس‌گر	درجه کیفی	سهولت نصب	زمان نصب (دقیقه)	هزینه نسبی	دقت جریانی (A)	بزرگی دهانه حس‌گر (cm)
GMC I Prosys	روگووسکی	عالی	راحت	۴۵-۳۵	*	۰,۰۱	۷,۵
Sentec/Selex (Grid Key)	روگووسکی	عالی	راحت	۵۰-۴۰	*	۰,۰۱	۲,۵

Current Group	روگووسکی	خوب	راحت	۶۰-۴۵	***	۰,۰۰۱	۵
Power Sense	Split Core CT	خوب	متوسط	۹۰-۶۰	**	۱	۵
Ambient	Split Core CT	خوب	راحت	۹۰-۴۵	***	۰,۰۰۱	۳
Haysis	روگووسکی	معمولی	سخت	۱۰۰-۹۰	*	۰,۱	۱۴
Locamation	Split Core CT	معمولی	راحت	۶۰-۴۵	**	۰,۰۰۱	۳,۵

شبکه توزیع لندن بسیار متراکم است و عمدتاً از کابل‌های زیرزمینی تشکیل‌شده است. این امر سبب می‌شود که در صورت منجر شدن یک رخداد به خطا در این شبکه، هزینه تعمیرات و پیدا کردن اشکال بسیار بالا رفته و تعداد زیادی از مشترکین بی‌برق گردند. پایانه‌های از راه دور (RTUها) نصب‌شده در شبکه لندن مربوط به سال ۱۹۹۵ بوده (زمان اجرای این پروژه سال ۲۰۱۳ است) و قرار بوده که از آن‌ها در راستای افزایش تعداد نقاط پایش شبکه استفاده شود. البته در زمان پیاده‌سازی این پروژه مشخص شد که فناوری این تجهیزات به‌خصوص زیرساخت‌های مخابراتی بسیار قدیمی بوده و اجازه انتقال حجم بالای اطلاعات را نمی‌دهد و نیاز است تا این محدودیت‌ها در پیاده‌سازی سامانه رؤیت شبکه در نظر گرفته شود. در شکل ۲-۲ تصویری از RTUها و حسگرهای اندازه‌گیری جریان و ولتاژ آورده شده است.



شکل ۲- ۲- پایانه کنترل از راه دور شبکه توزیع ثانویه (چپ/وسط) / کلمپ‌های جریان و فیوزهای ولتاژ (راست)

۲- ۲- ۳- کاربردهای مورد انتظار از پروژه

با اندازه‌گیری پارامترهایی نظیر ولتاژ و جریان امکان محاسبه پارامترهای بسیاری ازجمله توان‌های اکتیو، راکتیو و ظاهری، محاسبه ضریب توان، تعادل سه‌فاز، بزرگی دامنه هارمونیک‌های مختلف ولتاژی یا جریانی و ... فراهم می‌گردد. در این بخش کاربردهای پیشنهادشده در این پروژه با استفاده از داده‌های اندازه‌گیری شده و محاسبه‌شده ارائه می‌گردد.

الف – مشاهده برخط پخش توان، مکان‌یابی اضافه‌بارها و ظرفیت‌های آزاد در پست‌ها:

داشتن دید بهتر از چگونگی پخش توان باعث می‌شود تا بهره‌برداری بهتر از منابع موجود قابل‌دستیابی گردد. این امر سبب می‌شود تا امکان شناسایی ظرفیت‌های آزاد در ترانسفورمرها و خطوط پیدا شود. با یافتن ظرفیت‌های آزاد در سطح شبکه‌های توزیع، بهره‌بردار قادر است تا با بازآرایی بارها درصدد استفاده بهینه از دارایی‌ها برآید. استفاده بهینه از دارایی‌های موجود سبب به تعویق افتادن نیاز به ارتقای شبکه می‌گردد. همچنین با این کار ناحیه‌هایی از شبکه که بارگذاری بیش‌ازحد در آن رخ می‌دهد نیز مشخص می‌گردند. با شناسایی این نواحی و در پیش گرفتن اقدامات پیشگیرانه می‌توان از بروز خاموشی ناشی از این اضافه‌بارها جلوگیری نمود.

مهندسان در حال حاضر از طریق نرم‌افزارPowerOn(شرکت جنرال الکتریک) به اطلاعات زمان–حقیقی RTUهای مربوط به شبکه توزیع اولیه و نمودارهای تغییرات پارامترهای مختلف (ولتاژ، جریان و ...) دسترسی دارند. در این نرم‌افزار مهندسان قادر به دریافت اطلاعات (داده‌های تاریخی ثبت‌شده تا ۲ سال) در هر نقطه از شبکه هستند. در نرم‌افزار موجود عملیات محدود و ابتدایی بر روی مقادیر قرائت‌شده قابل پیاده‌سازی است (نظیر جمع زدن بار فیدرها).همچنین مهندسان برای انجام عملیاتی نظیر کلیدزنی، انتقال بار یا مدیریت خطا در سطح شبکه‌های توزیع ثانویه لازم است که مقادیر اندازه‌گیری شده را از RTUها فراخوانی کنند.

مزیت این قابلیت در آن است که مهندسان می‌توانند با پایش پخش توان زمان–حقیقی در شبکه توزیع از مواردی نظیر وقوع اضافه‌بار در اثر عملیات بازیابی بارهای ازدست‌رفته در اثر خاموشی و یا بازگرداندن تعادل سه‌فاز اجتناب کنند. همچنین این قابلیت سبب تشخیص تغییرات بارگذاری‌ها و شارش توان در اثر در مدار آمدن تولیدات پراکنده و یا افزایش تقاضا می‌گردد.

الزامات عملیاتی برای نرم‌افزار پایش شبکه: دریافت اطلاعات سه‌فاز اندازه‌گیری شده در شبکه توزیع اولیه و ثانویه -پیش‌بینی بار (برای کمک به عملیات کلیدزنی و تغییر آرایش) - نمایش جریان‌های اندازه‌گیری شده در واحد آمپر و تخمین جریان‌ها در مکان‌هایی که اندازه‌گیری جریان انجام نشده (اما تخمین آن امکان‌پذیر است)- نمایش ولتاژ، توان ظاهری حقیقی و راکتیو - مجزا کردن و نمایش ادواتی که دچار اضافه‌بار شده‌اند و یا در آستانه آن قرار دارند - بهتر است اطلاعاتی نظیر امپدانس هادی‌های متصل‌کننده ترانسفورمرها به یکدیگر و مسیرهای ممکن و اطلاعات مکانی پست‌ها به‌طور کامل در نرم‌افزار پیاده‌سازی شوند.

- مزایای این عملکرد

- رؤیت بهتر شارش‌های توان، تقاضا و اثر تولیدات پراکنده
- رؤیت زمان–حقیقی جریان، ولتاژ، توان (با جهت شارش)، ضریب توان و تعادل سه‌فاز ولتاژی و جریانی شبکه
- تصویرسازی از مکان‌هایی که در آن‌ها اضافه‌بار رخ‌داده و نیازمند توجه هستند

- در مناطقی که تجهیزات اندازه‌گیری در آن‌ها نصب نشده و یا اطلاعات اندکی از آن‌ها در دست است، می‌توان با استفاده از داده‌های موجود رفتار نواحی مجهول را نیز تخمین زد. برای نمونه تخمین جریان کابل‌های متصل‌کننده شبکه ۱۱ کیلوولت با استفاده از داده‌های RTUهای شبکه توزیع ثانویه
- امکان تغذیه بار بیشتر به‌وسیله کاهش حاشیه‌های اطمینان سنتی در Planning توزیع در اثر رؤیت مقادیر دقیق بارگذاری دارایی‌ها
- بهره‌برداری از شبکه در آرایش‌هایی نزدیک بهینه

- اطلاعات موردنیاز:

در شبکه توزیع اولیه (۱۱/۳۳ ، ۱۱/۱۳۲ و ...): قرائت سمت ۱۱ کیلوولت ترانسفورمر توزیع (سمت فشار ضعیف ترانسفورمر ۱۱/۳۳ و ۱۱/۶۶) و اندازه‌گیری جریان، بار، ولتاژ و اطلاعات تپ چنجر

در شبکه توزیع ثانویه (۰,۴/۱۱): قرائت سمت ۰,۴ کیلوولت ترانسفورمر توزیع (سمت فشار ضعیف) و اندازه‌گیری جریان، ولتاژ و بار سه‌فاز (توان حقیقی و راکتیو هر دو می‌بایست محاسبه شوند).

- نرخ ارسال داده:

ثبت داده‌های اندازه‌گیری شده به‌صورت محلی در هر یک ثانیه (و یا زمانی کمتر)–انتقال داده‌ها به سرورها در هر ۱، ۵ و یا ۱۰ دقیقه (به‌صورت از راه دور می‌بایست قابل تنظیم باشد)

ب- جلوگیری از ریزش پیاپی مشترکین در اثر وقوع خطا در سمت فشارقوی

برخی از نواحی واقع‌شده در مرکز لندن به‌صورت شبکه‌های درهم‌تنیده فشار ضعیف مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند تا تعداد و مدت‌زمان خاموشی‌ها کاهش پیدا کند و شبکه قادر به تغذیه بار فشرده این منطقه باشد. بهره‌برداری از این شبکه‌ها پیچیده است، به‌خصوص در مواردی که خطای زمین در سمت فشارقوی شبکه به وقوع پیوسته و برخی ترانسفورمرها با شارش توان معکوس مواجه می‌شوند.

در طول خطاهای فشارقوی، شبکه‌های درهم پیوسته فشار ضعیف می‌توانند قبل از قطع آبشاری برای مدتی محدود پایدار بمانند. طراحی عادی قادر است تا برای ۲ تا ۳ ساعت تا برطرف شدن خطا و بازیابی آرایش نرمال شبکه به تغذیه بارها ادامه دهد. در حال حاضر مهندسان بخش کنترل دید بسیار محدودی از شبکه دارند و شدیداً نیازمند اطلاعات نیروهای میدانی هستند. در طول وقوع خطا در شبکه فشارقوی توان از سمت فیدرهای همسایه فشارقوی از مسیر شبکه درهم‌تنیده توزیع به محل خطا تزریق می‌گردد. در طول این زمان پشتیبانی، ترانسفورمرها، کابل‌ها و فیوزها به شکل سنگینی تحت‌فشار هستند تا زمانی که اقدامی سریع صورت گیرد. عملکرد یک فیوز در این وضعیت از شبکه می‌تواند منجر به عملکردهای پشت سرهم

سایر فیوزهای موجود در شبکه گردد. این امر باعث می‌شود تا با قطع هر فیوز از یک پست اضافه‌باری مضاعف بر فیوزهای دیگر وارد آمده و هر عملکرد از مجموعه فیوزها احتمال عملکرد فیوزهای دیگر را بالاتر ببرد. این امر باعث قطعی سراسری در مناطق متراکم مرکزی شبکه توزیع لندن می‌شود.

رؤیت مدارهای ۱۱ کیلوولت توزیع، بزرگی و جهت جاری شدن جریان‌ها، بارگذاری ترانسفورمرها و ولتاژها سمت فشار ضعیف می‌تواند نواحی بی‌برق شده و یا پرخطر را نشان دهد. این قابلیت بهره‌بردار شبکه را قادر می‌سازد تا با تدابیر لازم نظیر تعدیل بارگذاری‌ها در شرایط اضطراری از بروز اضافه‌بارهای بیش‌ازحد در شبکه جلوگیری شود.

- مزایای این عملکرد

مزیت این بخش را می‌توان در کاهش تعداد و کاهش مدت‌زمان خاموشی دانست. همچنین به‌طورکلی رصد زمان–حقیقی اطلاعات می‌تواند گروه‌های تعمیرات را قادر سازد تا به‌صورت هدفمندتری عملیات خود را انجام دهند. کارکنان بهره‌برداری از شبکه قادر به رصد بارگذاری‌های غیرعادی شبکه خواهند بود (اضافه‌بار، کم باری، شارش توان در جهت عکس و ولتاژهای غیرعادی در سمت فشار ضعیف شبکه).

- داده‌های موردنیاز

داده‌های موردنیاز در این بخش مشابه داده‌های موردنیاز در بخش قبل هستند. اما منابع اطلاعاتی دیگر نظیر اطلاعات امپدانسی شبکه در زمان خطا، سطوح اتصال کوتاه و نیز اطلاعات واحدهای تولید محلی نیز در صورت در دسترس بودن باید به سامانه اضافه گردند.

- نرخ ارسال داده

ثبت داده‌های اندازه‌گیری شده به‌صورت محلی در هر یک ثانیه (و یا زمانی کمتر) - ارسال داده‌ها در بازه‌های ۱، ۵ و یا ۱۰ دقیقه‌ای (به‌صورت از راه دور می‌بایست قابل تنظیم باشد)

ج- تشخیص خطاها و رخدادها در شبکه‌های فشار ضعیف

در حال حاضر هیچ رؤیت‌پذیری از خطاها در سمت فشار ضعیف شبکه‌های توزیع برای بهره‌بردارها وجود ندارد و بهره‌بردار صرفاً از طریق تماس‌های تلفنی مشترکین از بی‌برقی یک منطقه باخبر می‌شود. گستره بی‌برقی با استفاده از تعداد تماس‌ها و نیز پراکندگی منطقه‌ای تماس‌ها مشخص می‌شود و تأیید آن زمانی صورت می‌گیرد که گروه‌های تعمیر نگهداری شبکه، خطا یا محل عملکرد فیوز را پیدا کنند.

با رؤیت‌پذیری شبکه (به‌خصوص در سطح فشار ضعیف) بهره‌بردار شبکه می‌تواند قبل از اعزام نیروها به‌صورت از راه دور شبکه را رصد کنند. هرچند که در برخی موارد ممکن است قطعی با استفاده از اطلاعات قرائت‌شده در سمت فشار ضعیف،

چندان قابل‌رؤیت نباشد. اما این سطح از رؤیت‌پذیری به‌مراتب بهتر از زمانی است که بهره‌بردار تنها قادر به پایش شبکه در سطح شبکه توزیع اولیه بوده است. چراکه با پایش شبکه توزیع اولیه تغییرات بار در یک ترانس فشار ضعیف تأثیر چندانی بر روی بارگذاری ترانسفورمرهای مربوط به شبکه توزیع اولیه ندارد.

- برای این عملکرد ۲قابلیت جدید برای RTUها توسعه داده شد

- آلارم در صورت وقوع اضافه/کاهش ولتاژ و اضافه/کاهش جریان برای آن‌که یک هشدار قبل از وقوع خطا صادر گردد.

- آلارم برای وقوع هارمونیک بیش‌ازحد در ولتاژ و جریان

رؤیت شبکه باعث افزایش بهره‌وری شبکه به‌واسطه کاهش زمان قطعی مشترکین می‌شود. همچنین این عملکرد باعث کاهش خسارت‌های ولتاژی و جریانی و هزینه‌های مربوط به بازیابی بارهای ازدست‌رفته در اثر وقوع خطا می‌شود.

- نمونه‌برداری

ثبت‌کننده اختلالات ۵ ثانیه اطلاعات با دقت نمونه‌برداری برابر با ۴ کیلوهرتز را می‌بایست در صورت بروز اختلال ذخیره و ارسال کند. این ثبت‌کننده باید مجهز به یک ماشه قابل تنظیم برای ثبت داده‌ها باشد.

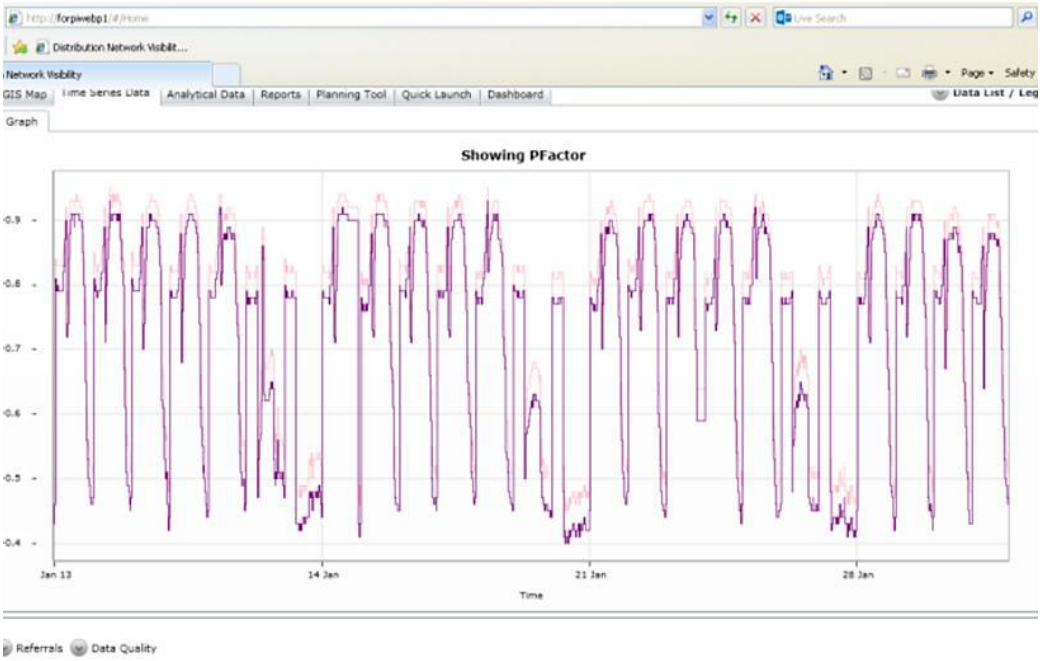
د- تحقیق و بررسی ولتاژهای ثبت‌شده:

بهره‌برداران شبکه خود را مقید به تحویل ولتاژ در محل کنتور در سطح ۲۳۰ ولت با +۱۰ درصد و -۶ درصد تلورانس می‌دانند. در حال حاضر این کار با شکایت‌های مشترکین و توسط واحد عملیات شبکه انجام می‌شود. اگر مشکل ولتاژی با یک تغییر در آرایش قابل‌اجرا نباشد مشکل به واحد planning ارجاع داده می‌شود و شبکه تقویت خواهد شد. با پایش ترانسفورمرهای ۱۱ کیلوولت به ۰,۴ می‌توان علاوه بر رصد ولتاژ فشار ضعیف شبکه، تخمینی از وضعیت ولتاژی فیدر فشار متوسط به دست آورد و در صورت بروز اشکالات ولتاژی درصدد حل آن برآمد. بخش بزرگی از مشکلات ناشی از اتصال روزافزون خودروهای الکتریکی و بخش دیگر آن ناشی از تولیدات پراکنده تجدید پذیر است.

ه- تشخیص نواحی با ضریب توان نامناسب:

برای کاهش تلفات و کاستن از اشغال ظرفیت شبکه، ضریب توان نباید از ۰,۹ پس فاز کمتر شود. با رصد شیوه بارگذاری پست‌های توزیع فشار ضعیف شبکه لندن و نیز اندازه‌گیری توان‌های اکتیو و راکتیو دیده‌شده در خروجی هر پست، می‌توان رصدی کلی از وضعیت ضریب توانی پست‌های مختلف به دست آورد. در این الگوریتم ناحیه‌هایی که نیاز به جبران سازی توان راکتیو دارند به‌صورت جغرافیایی مشخص می‌شوند. این امر سبب می‌شود که با جبران سازی توان راکتیو ظرفیت

تجهیزات آزاد شود و از تلفات شبکه کاسته گردد. در شکل ۲- ۳ نمونه‌ای از شیوه تغییرات ضریب توان یک پست برحسب توان آورده شده است.

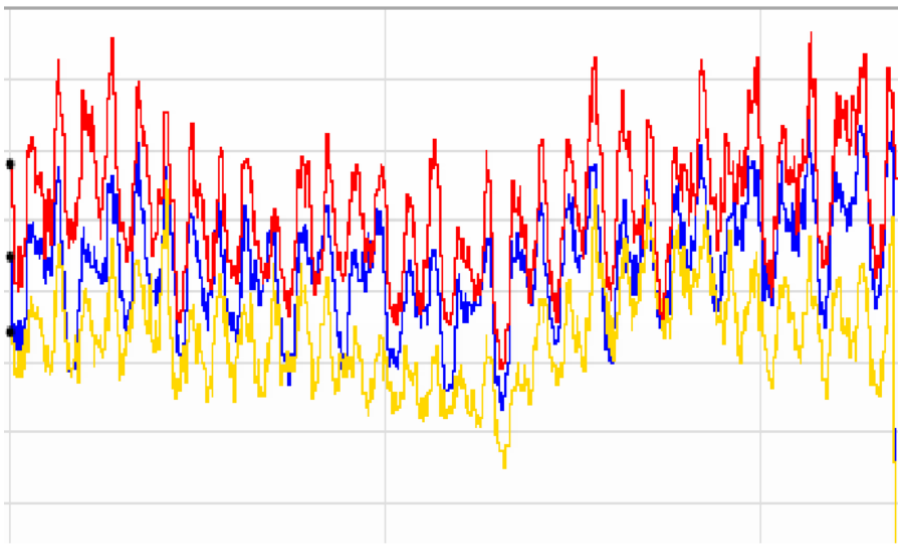


شکل ۲- ۳- ضریب توان دو پست مختلف طی ۲۵ روز

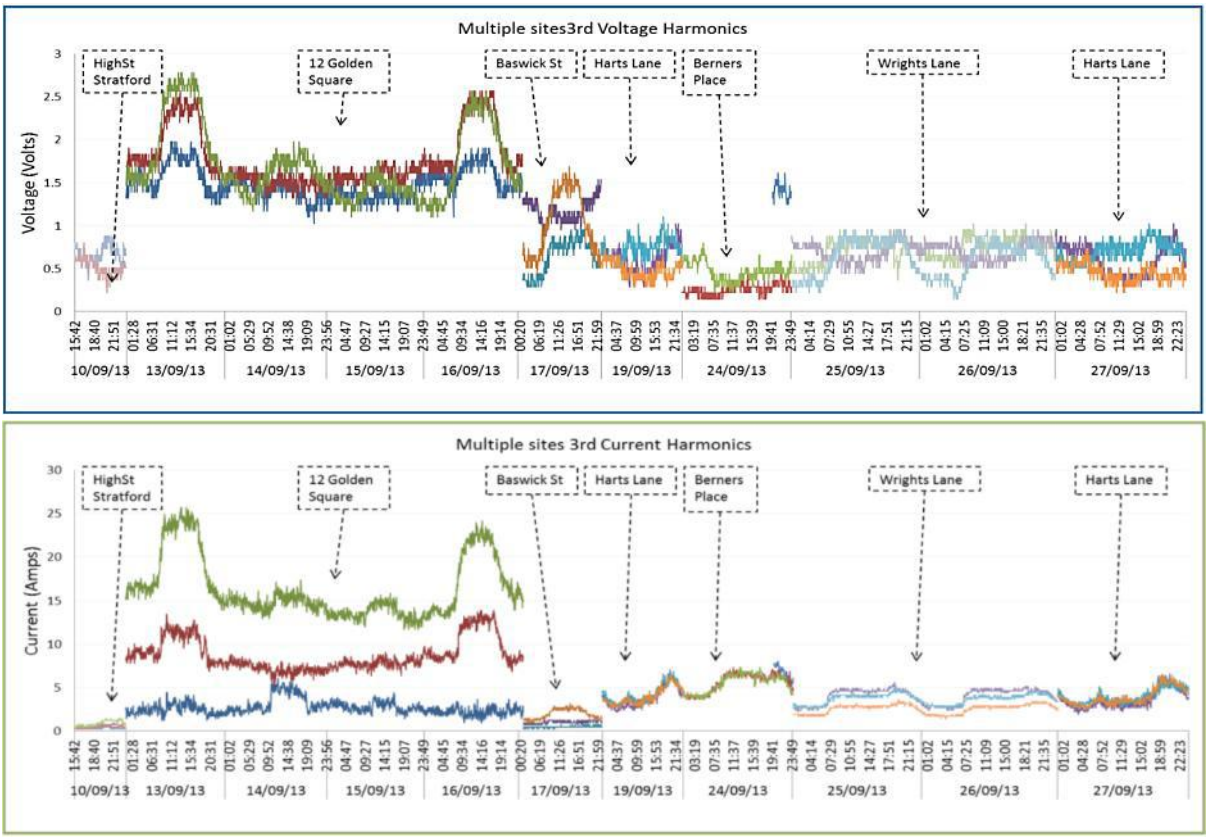
و- تشخیص و مکان‌یابی منابع هارمونیکی و عدم تقارن‌ها در شبکه فشار ضعیف:

سمت فشار ضعیف ترانسفورمرهای شبکه توزیع ثانویه زمین شده‌اند، و درنتیجه آن تغییر بیش‌ازاندازه در تعادل ولتاژهای سه‌فاز نشان از بروز اشکالی در شبکه دارد.برخلاف ولتاژ بر هم خوردن تعادل جریان امری مورد انتظار است، چراکه ممکن است در هرلحظه در یک شبکه در اثر قطع و وصل بارها عدم تعادل‌هایی رخ دهد. البته باید توجه داشت که عدم تعادل بیش‌ازحد در جریان‌های سه‌فاز سبب بروز جریان‌های بسیار زیاد در سیم نول می‌گردد و این امر بر تلفات شبکه می‌افزاید.

بروز هارمونیک‌های ولتاژی مطلب بسیار حساسی برای بهره‌بردار شبکه به شمار می‌رود چراکه هارمونیک ولتاژی سبب بروز هارمونیک برای همه مصرف‌کنندگان متصل به منبع آلوده می‌گردد. هارمونیک‌های جریانی سبب افزایش جریان سیم نول می‌شوند و سبب پدید آمدن تلفات و افزایش حرارت ترانسفورمرها می‌گردد. این امر سبب افزایش نرخ پیر شدن تجهیزات شده و بهره‌بردار می‌بایست عوامل بروز آلودگی را پیدا و برطرف سازد. در شکل ۲- ۴ عدم تعادل سه‌فاز جریان در یک شبکه توزیع ثانویه آورده شده است. دیده می‌شود که بسته به بارگذاری شبکه در ساعات مختلف عدم تعادل ممکن است متغیر باشد اما برای نمونه می‌توان با استفاده از روند موجود در این نمودار استنباط کرد که فاز قرمزرنگ به‌طور متوسط بارگذاری بیشتری نسبت به دو فاز دیگر دارد و بهتر است در میزان بارگذاری آن تعدیلی صورت گیرد. در ادامه در شکل ۲- ۵ نیز هارمونیک‌های سوم ولتاژ و جریان در ۶ پست فشار ضعیف آورده شده است.



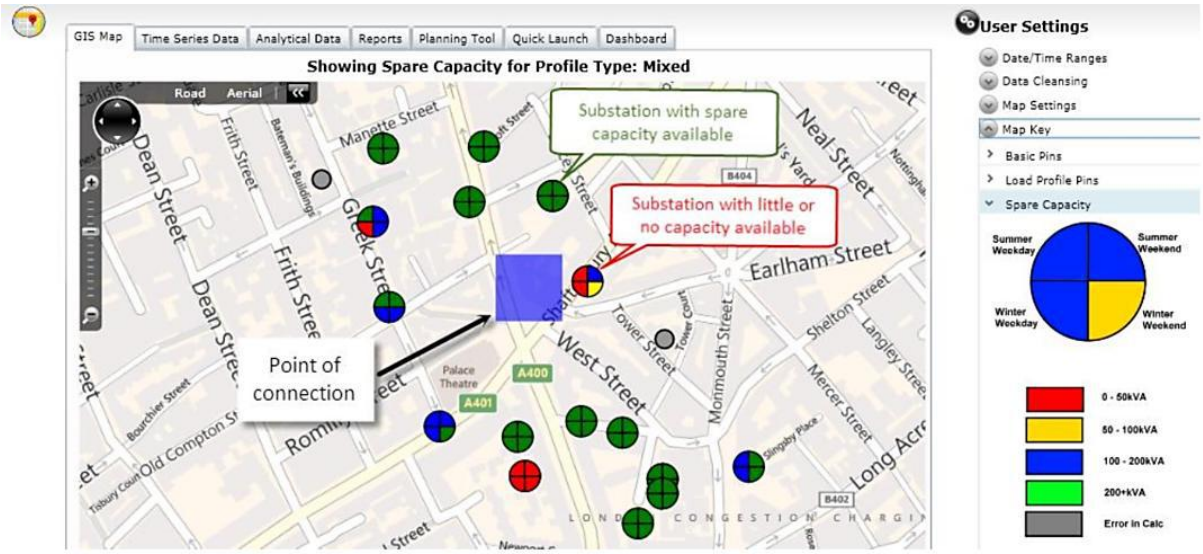
شکل ۲- ۴- سری زمانی جریان‌های سه‌فاز (نرخ ثبت داده : میانگین فازور هر ۳۰ دقیقه)



شکل ۲- ۵- هارمونیک سوم ولتاژ و جریان در ۶ پست

ز- تهیه اطلاعات دوره‌ای برای پیشنهاد توسعه شبکه، تعیین محل مناسب برای اتصال بارهای جدید و پیشنهاد کاندیداهای اتصال منابع تولید پراکنده تجدید پذیر:

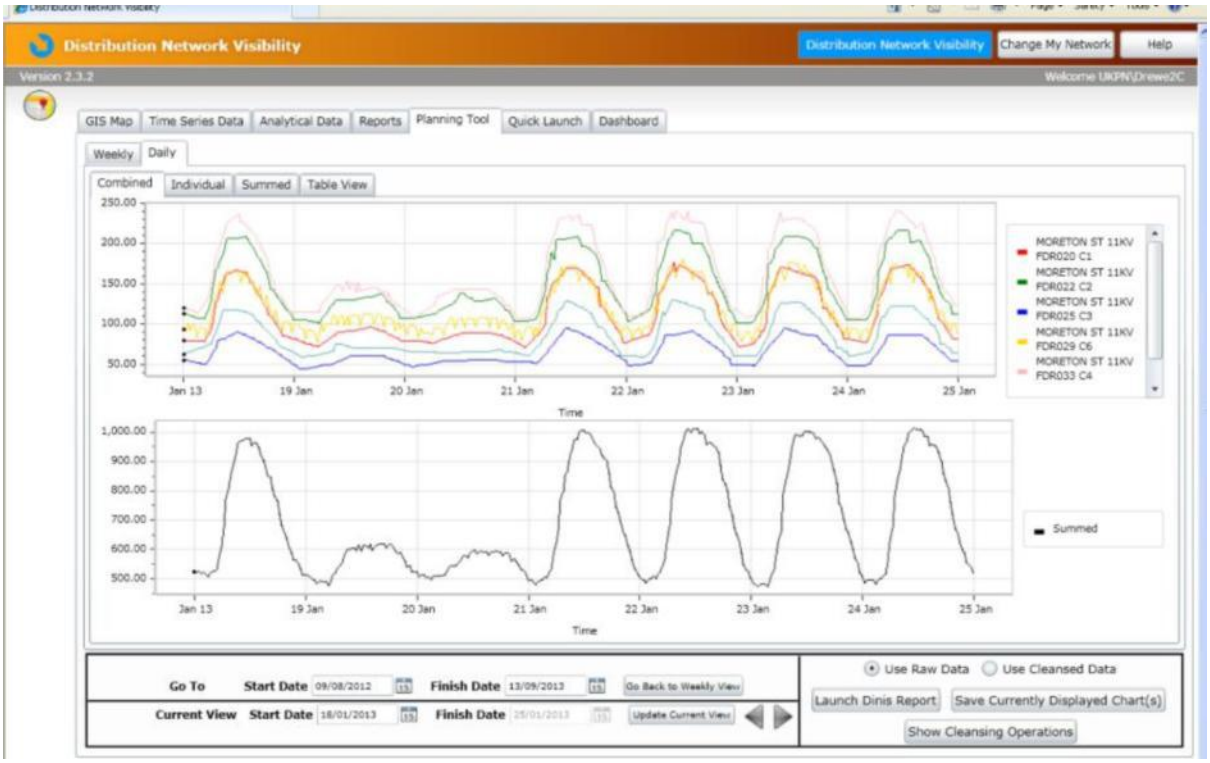
برای این کار لازم است تا ظرفیت آزاد تجهیزات موجود در شبکه با استفاده از اطلاعات دوره‌ای ذخیره‌شده مشخص گردد. با این کار می‌توان در صورت وصول درخواست برای بار جدید و یا اضافه نمودن تولید پراکنده به شبکه فشار ضعیف سامانه قادر خواهد بود که مکان‌های پیشنهادی برای این کار را ارائه دهد. استفاده از ظرفیت‌های آزاد تجهیزات موجود در شبکه سبب بالا رفتن بازدهی بهره‌برداری از تجهیزات موجود می‌شود.



شکل ۲- ۶- نمایش ظرفیت آزاد پست‌ها

ح- تهیه پروفایل بار و تحلیل رشد آن برای استفاده در عملیات ارتقای ظرفیت شبکه

با حرکت سیستم قدرت به سمت روش‌های بهره‌برداری دوستدار طبیعت می‌توان انتظار داشت که پروفایل بارها نسبت به پروفایل‌های موجود تغییرات بنیادین خواهند داشت. این امر به سبب ظهور تولیدات پراکنده به‌خصوص تجدید پذیر، مدیریت سمت مصرف در زیست‌بوم شبکه‌های هوشمند، خودروهای الکتریکی و تجهیزات ذخیره‌سازی انرژی است. به همین جهت بهتر است، تا پروفایل بار پست‌های ثانویه به همراه آهنگ رشد اندازه بار در هر ناحیه از شبکه توزیع مشخص شود. این امر هم در استفاده بهتر از تجهیزات موجود و هم در اجتناب از بارگذاری بیش‌ازحد تجهیزات مفید واقع می‌شود و هم در زمان طرح‌ریزی برای ارتقای ظرفیت شبکه می‌تواند توسعه شبکه را هدفمندتر از طرح‌های سنتی کاربرد دارد. برای نمونه در شکل ۲- ۷ پروفایل بار چند فیدر ۱۱ کیلوولت آورده شده است. توجه شود که بارگذاری این فیدرها از تخمین به‌وسیله اندازه‌گیری بارگذاری پست‌های توزیع ثانویه محاسبه‌شده است. با به دست آوردن بارگذاری هر یک از فیدرهای شبکه توزیع اولیه می‌توان درنهایت بارگذاری پست را محاسبه نمود و با تحلیل پروفایل بار آن به اطلاعاتی نظیر نرخ رشد بار و ... دست‌یافت.



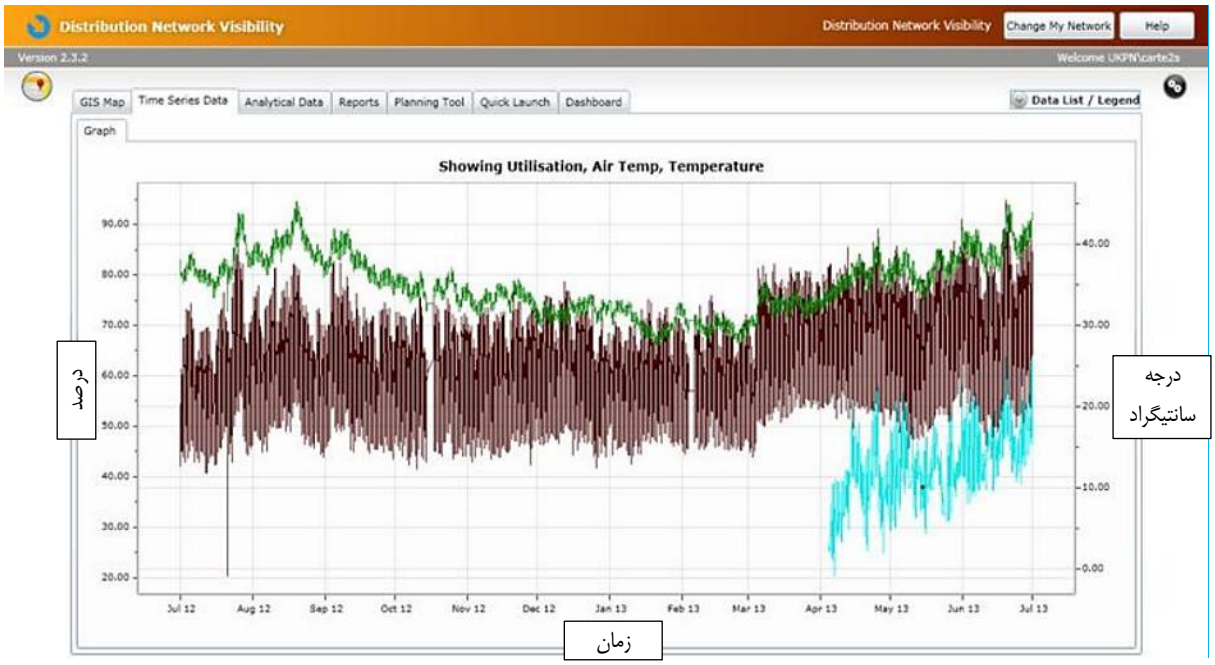
شکل ۲- ۷- پروفایل بارگذاری هفتگی چند فیدر ۱۱ کیلوولت

ط- پایش دمای پست‌های ثانویه توزیع و Dynamic Rating:

در طرح پیاده‌سازی شده در انگلستان علاوه بر تحلیل ولتاژی، فرکانسی و جریانی پارامترهایی نظیر وضع هوا و دمای ترانسفورمرهای فشار ضعیف نیز مورد ارزیابی قرار می‌گیرند. این امر سبب می‌شود تا از بروز گرمای اضافه در پست‌ها به‌خصوص در ساعات پیک مصرف و یا در زمان‌های گرمای هوا جلوگیری شود. در صورت مشاهده بروز دمای غیرمجاز در یک پست، آلارمی به بهره‌بردار ارسال‌شده تا اقدامات لازم برای بهبود تهویه پست اندیشیده شود. همین امر کمک بزرگی به پیشگیری از بروز بسیاری از خطاها و نیز پیر شدن تجهیزات می‌کند.

این حسگرها برای پست‌های سرپوشیده (محفوظ در یک اتاق) نصب گردیده‌اند. دمای اندازه‌گیری شده دمای محیط است و قیدشده که این دما نباید بیش از ۴۰ درجه سانتی‌گراد شود. به‌طور سنتی یک ترانسفورمر مجاز است تا برای مدت‌زمان محدودی با اضافه‌بار مورد بهره‌برداری قرار بگیرد. این میزان اضافه‌بار مجاز و نیز مدت‌زمان پایدار ماندن آن بر روی ترانسفورمر با استفاده از ضرایب اضافه‌بار محاسبه می‌شود. با وجود حسگرهای ولتاژی، جریانی و حس‌گر سنجش دما در این پروژه امکان تعریف ظرفیت بارگذاری پویای ترانسفورمر به وجود می‌آید. در این پروژه دمای نقطه داغ ترانسفورمر با استفاده از یک رابطه

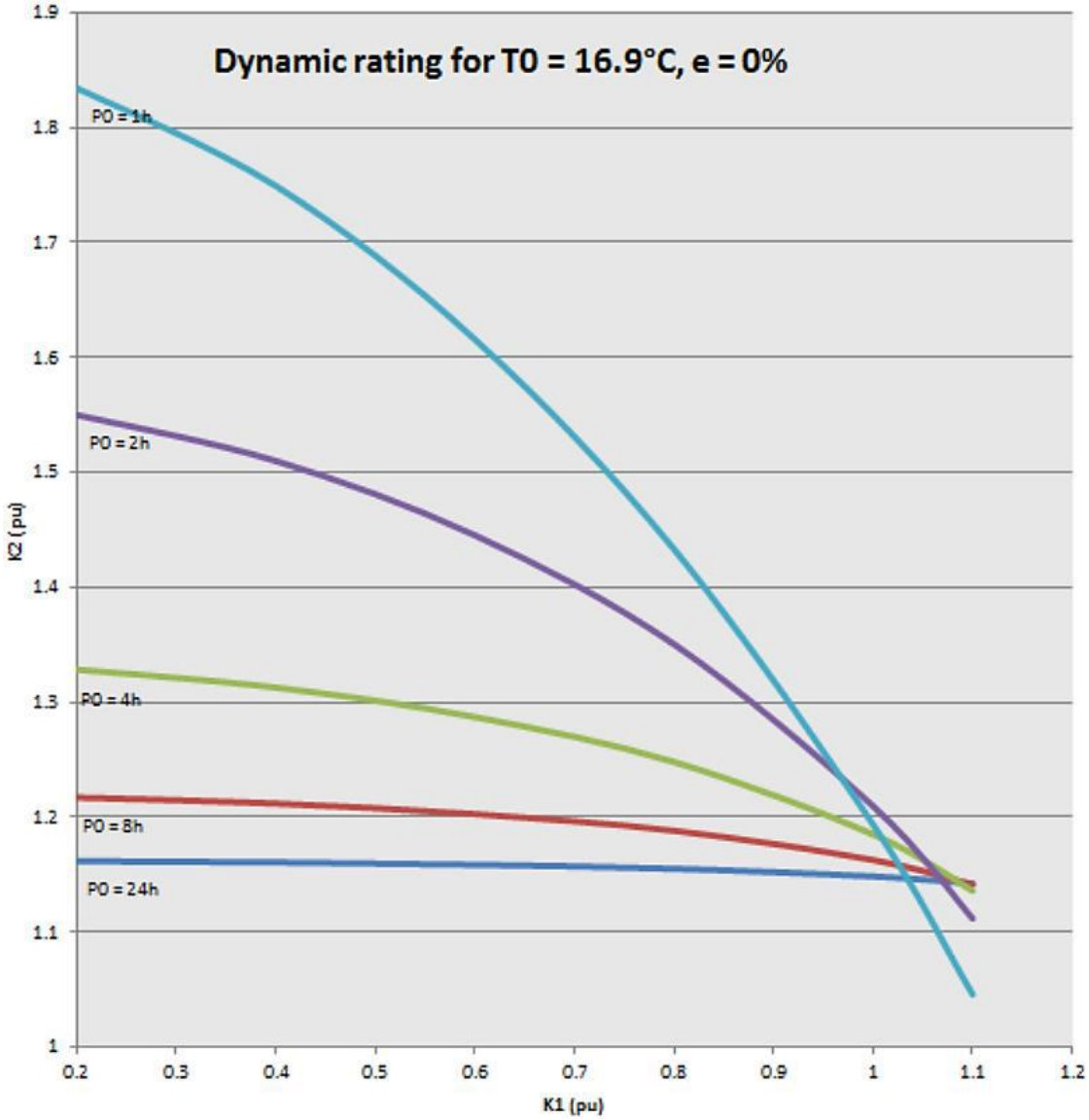
توسعه داده شده توسط IEEE محاسبه‌شده و اگر این دمای تخمینی از مقادیر مجاز بیشتر شود می‌بایست برای جلوگیری از آسیب دیدن ترانسفورمر اقدامات لازم صورت بگیرد.



شکل ۲– ۸– درصد بارگذاری ترانسفورمر در کنار دمای محیط و دمای اتاقک ترانسفورمر (نمودار سبزرنگ : دمای هوای اتاقک ترانسفورمر – نمودار قهوه‌ای : میزان درصد بارگذاری ترانسفورمر – نمودار فیروزه‌ای رنگ: دمای هوا)

- تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمر

یکی از اهداف اصلی این پروژه، پدید آوردن ابزاری کاربردی برای بهره‌بردار شبکه در راستای مدیریت بهتر دارایی‌ها است. گفته شد که هر ترانسفورمر ممکن است در طول روزبه مدت کوتاهی در وضعیت بارگذاری بیش از مقدار نامی خود قرار بگیرد. برای آنکه این اضافه‌بار موجب بروز آسیب به ترانسفورمر نشود نیاز است تا بسته به اضافه‌بار تحمیلی به ترانسفورمر، مشخص شود که تجهیز برای چه مدت‌زمانی تحمل بار جدید را دارد. یکی از روش‌های ساده استفاده از شکل ۲– ۹ است. در این شکل K1 بار اولیه ترانسفورمر بوده و K2 اضافه‌باری است که قرار است به آن تحمیل گردد. با دانستن K1 و K2 می‌توان در این نمودار مدت‌زمانی که ترانسفورمر قادر است تا بارگذاری جدید را تحمل نماید (درحالی‌که به آن آسیبی وارد نشود) مشخص گردد. این قابلیت بهترین عملکرد خود را در تلفیق با سامانه پیش‌بینی بار خواهد داشت. با پیش‌بینی بار در روز آتی و با در دست داشتن مقادیری نظیر k1 و K2می‌توان با استفاده از ظرفیت پویای ترانسفورمرها از آسیب رسیدن به آن‌ها جلوگیری نمود.



شکل ۲- ۹- تعیین پویای ظرفیت یک ترانسفورمر

۲- ۲- ۴- مزایای وجود یک سامانه پایش شبکه در سمت فشار ضعیف شبکه توزیع لندن:

الف- به تعویق انداختن تقویت شبکه و ارتقای ظرفیت آن:

مدیریت بهینه دارایی‌ها یکی از خروجی‌های رؤیت‌پذیر نمودن شبکه‌های توزیع است. با مکان‌یابی ظرفیت‌های آزاد و نیز اضافه‌بارها در شبکه در کنار تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها با استفاده از پیش‌بینی بار می‌توان درکی مناسب از وضعیت

کنونی شبکه و نیز شرایط آن در آینده داشت. با دید بهتر نسبت به شبکه می‌توان با بازآرایی بارگذاری‌ها تقویت شبکه را به تعویق انداخت.

ب- کاهش تعداد و زمان خاموشی‌های مشترکین:

رؤیت دقیق‌تر شبکه سبب می‌شود تا بهره‌بردار دید بهتری از مناطقی از شبکه با بارگذاری‌های غیرعادی داشته باشد. با این کار می‌توان از خطاها و خاموشی‌ها اجتناب کرد. این در حالی است که حتی در صورت بروز خطاها عکس‌العمل‌ها می‌توانند دقیق‌تر، هدف‌دارتر، سریع‌تر و مناسب‌تر باشند.

ج- جلوگیری و محدودسازی آسیب دیدن تجهیزات:

تحلیل بارگذاری شبکه با جزئیات بالا می‌تواند موجب حصول اطمینان از بهره‌برداری از دارایی‌ها در محدوده مجاز گردد. این پایش و تحلیل می‌تواند در حوزه میزان بارگذاری، اندازه هارمونیک‌ها و سایر پارامترهای یک تجهیز باشد. همچنین با تهیه اطلاعات دوره‌ای از میزان بارگذاری تجهیزات می‌توان با پیش‌بینی شرایط بهره‌برداری و نیز با استفاده از شبیه‌سازی‌های رایانه‌ای برای یک عملیات در شبکه پیش از اجرای عملیات از بی‌خطر بودن آن کسب اطمینان نمود.

د- ارتقای کیفیت خدمات ارائه‌شده به مشترکین:

علاوه بر کاهش خاموشی‌ها خدمات بهتری در زمینه‌های ولتاژی و کیفیت توانی می‌تواند از سمت بهره‌بردار به مشترکین ارائه گردد.

۲- ۲- ۵- اطلاعات گردآوری‌شده

- اطلاعات دریافتی از پست‌های توزیع ثانویه (ترانسفورمرهای تغذیه مدارهای فشار ضعیف):

- جریان‌های سه‌فاز (و نوترال در صورت وجود): با استفاده از حسگرهای اندازه‌گیری جریان
- ولتاژهای سه‌فاز و اعوجاج هارمونیکی کلی (THD یا Total Harmonic Distortion)
- دمای پست‌ها
- ضریب توان -kVA توان ظاهری و توان‌های اکتیو و راکتیو

- اطلاعات دریافتی از پست‌های توزیع اولیه (ترانسفورمرهای تغذیه مدارهای فشار متوسط):

- تمام اطلاعات قرائت‌شده مشابه مورد بالا است جز آنکه موقعیت تپ چنجر و جریان باس‌بار نیز به آن اضافه‌شده است.

- اطلاعات مربوط به تجهیزات:

- محل نصب تجهیزات
- مقادیر نامی مربوط به هر تجهیز

- اطلاعات مربوط به تولید:

- درصورتی‌که به شبکه واحدهای تولید پراکنده نصب‌شده باشد باید اطلاعات کامل نیروگاه اعم از مقادیر نامی تجهیزات و ظرفیت‌های تولید هر واحد مشخص باشد.

- اطلاعات هواشناسی

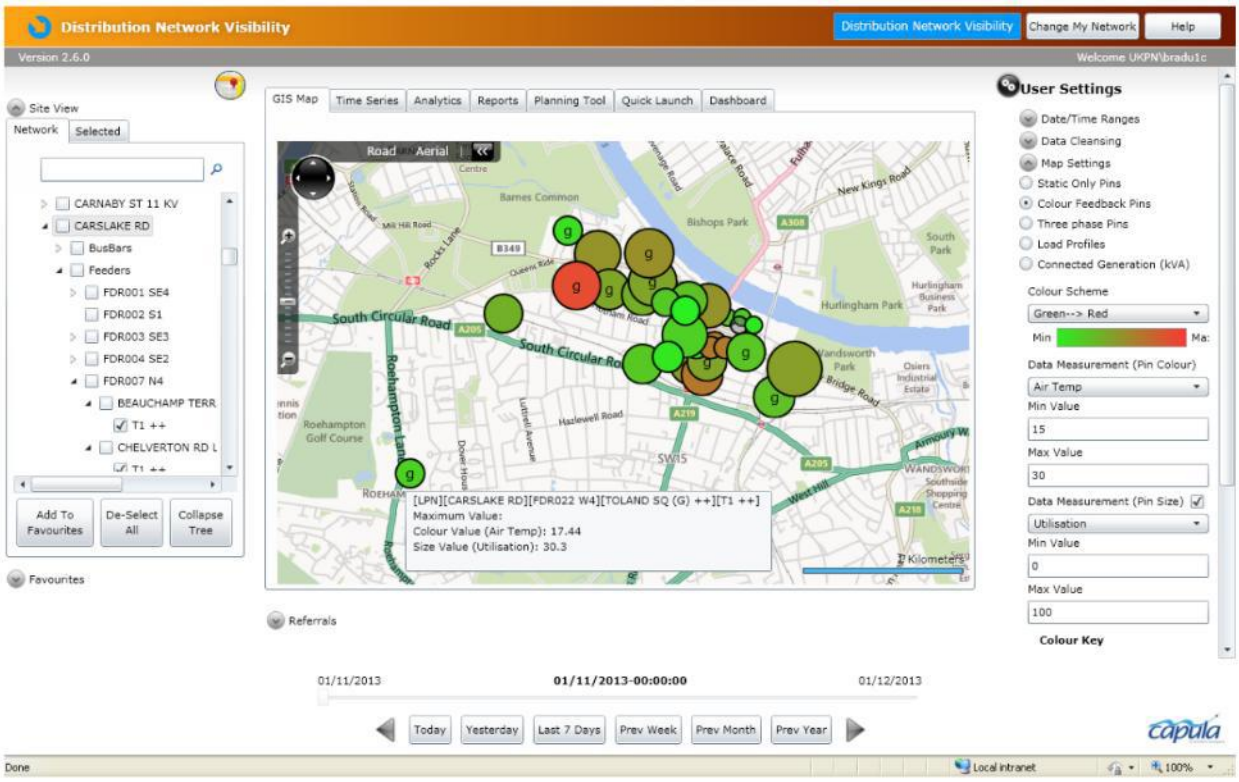
۲- ۲- ۶- نرم‌افزار طراحی‌شده برای مصور کردن و تحلیل داده‌های اندازه‌گیری شده

برای تحلیل اندازه‌گیری‌ها و قابل‌استفاده کردن حجم بزرگی از داده‌ها نیاز به طراحی یک نرم‌افزار جامع برای بررسی اطلاعات وجود دارد. در این پروژه نرم‌افزاری برای پیاده‌سازی الگوریتم‌های ذکرشده در بخش ۲- ۱- ۳ طراحی‌شده است. این رابط کاربری تا حد ممکن کاربرپسند بوده و در ادامه چند تصویر از آن صرفاً جهت اطلاع از آن‌که نرم‌افزار به چه صورت کار می‌کند، آورده شده است. در این نرم‌افزار سعی شده تا حد ممکن از ظرفیت GIS برای معنادار کردن اطلاعات و نتایج استفاده شود اما در بیشتر موارد برای آنکه نتایج به‌صورت جمعی تحلیل شود از spreadsheetها استفاده‌شده است. صفحه اصلی نرم‌افزار که شبکه توزیع شهر لندن به‌صورتGIS در کنار عملکردهای قابل‌اجرا (پایشی و کنترلی) در آن به تصویر کشیده شده، در شکل ۲- ۱۰ آورده شده است.



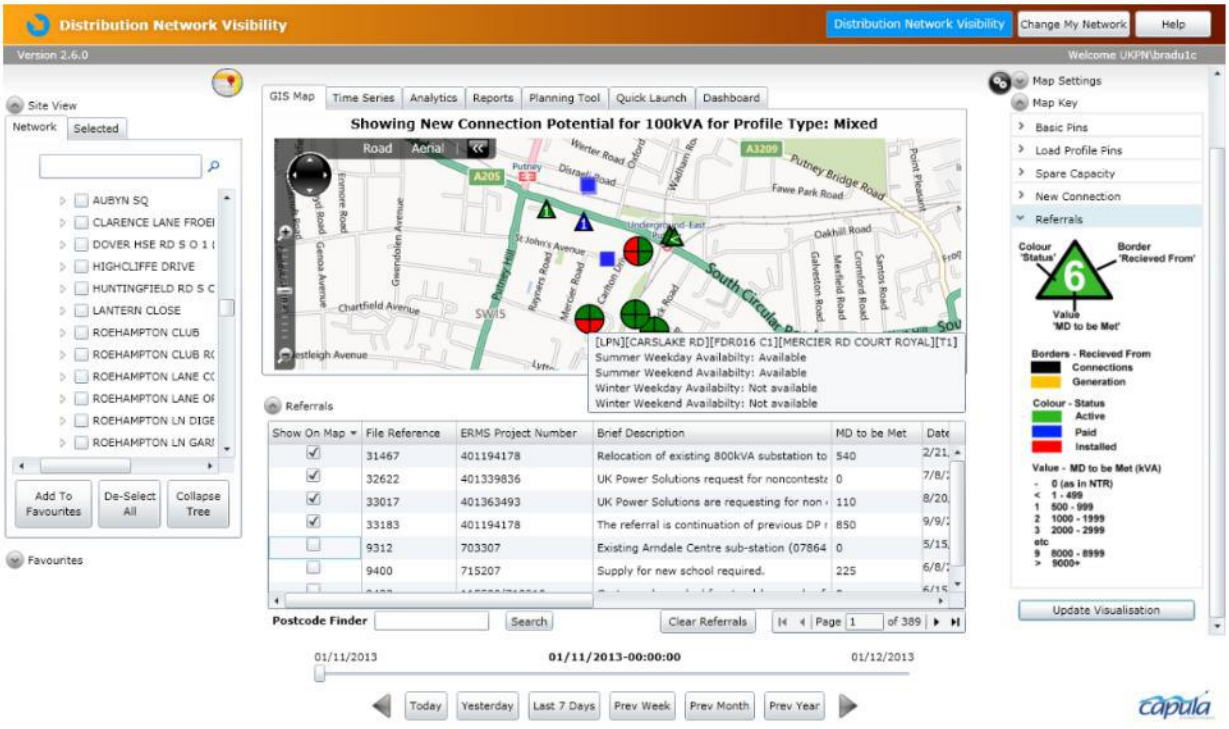
شکل ۲- ۱۰- نقشه GIS شبکه توزیع

برای نمونه دمای اندازه‌گیری شده از پست‌های ثانویه منطقه‌ای کوچک در شکل ۲- ۱۱ آورده شده است.



شکل ۲– ۱۱– وضعیت تهویه چند پست فشار ضعیف

در شکل ۲– ۱۲ شیوه پیشنهاد محل‌های جدید برای اتصال بار نمایش داده شده است. در این شکل بهره‌بردار شبکه توزیع در نرم‌افزار پایش شبکه درخواست نمایش محل‌های مناسب برای نصب باری در اندازه ۱۰۰ کیلوولت آمپر با پروفایل باری مشخص را داده است. نرم‌افزار در پاسخ به این درخواست اقدام به نمایش ظرفیت‌های آزاد پست‌ها در چهار فصل سال نموده و از طریق رنگ‌بندی اقدام به تسهیل امر مکان‌یابی محل مناسب برای نصب بار می‌نماید. پست‌ها به‌صورت دایره‌هایی با چهار برش مشخص شده‌اند. پستی که دارای چهار برش سبز رنگ است در هر چهار فصل سال ظرفیت کافی را برای نصب بار دارد و پست‌هایی که برش‌هایی قرمز رنگ دارند در فصل مربوط به هر برش نمی‌توانند بار مشخص شده را تغذیه نمایند.



شکل ۲- ۱۲- پیشنهاد محل‌های مناسب برای اتصال بارهای جدید

۲- ۲- ۷- خلاصه کاربردها

در گزارش مربوط به این پروژه به‌طور خلاصه کاربردهای مورد انتظار از نصب تجهیزات اندازه‌گیری در جدولی آورده شده و بخشی از شرکت توزیع که از وجود آن کاربرد به‌خصوص منتفع می‌گردد در کنار نام کاربرد آورده شده است. این اطلاعات در جدول ۲- ۴ آورده شده است.

جدول ۲- ۴- خلاصه کاربردهای در نظر گرفته‌شده برای پروژه Distribution Network Visibility

عملکرد	بخش مربوطه	مزایا
۱- مشاهده هم‌زمان پخش توان، ولتاژ و رخدادها	کنترل	پخش توان هم‌زمان و وجود رؤیت‌پذیری بیش‌ازپیش بهبود بهره‌برداری را سبب می‌شود. در این بخش می‌توان نقاطی از شبکه که بیش‌ازحد بارگذاری شده‌اند را تشخیص داد. این امر نیاز به توسعه شبکه و نیز بی‌برقی مشترکین را کاهش می‌دهد.
		جلوگیری از بروز خروج پشت سرهم شبکه‌های فشار ضعیف در اثر خطا در بخش فشارقوی در کنار تشخیص خروج یک‌فاز در صورت عملکرد فیوز یک‌فاز و بروز عدم تقارن در شبکه
۲- خطاهای فشار ضعیف	کنترل	تشخیص بروز خطا و رخدادهای نامطلوب در سطح فشار ضعیف و حتی امکان مطلع ساختن مصرف‌کننده از وقوع آن
۳- بررسی عملکرد و کیفیت بهره‌برداری	مدیریت منابع	پایش ولتاژها و اجتناب از بروز ولتاژهای غیرمجاز
		تشخیص بخش‌هایی از شبکه که ضریب توان مناسبی ندارند. این امر سبب می‌شود تا از اشغال بی‌جای ظرفیت انتقال خطوط و نیز بروز تلفات جلوگیری شود.
		تشخیص برهم‌خوردگی تقارن‌های سه‌فاز در بارگذاری‌ها و هارمونیک‌ها
۴- رشد بار و پروفیل آن	اتصالات و مدیریت منابع	اطلاعات لازم برای اتصال بارهای جدید و تقویت شبکه می‌تواند در زمان بروز اضافه‌بار در یک پست امکان انتقال بار بخشی از آن پست به پست‌های مجاور را فراهم می‌نماید. همچنین وجود این اطلاعات و ثبت آن می‌تواند در زمان‌هایی نظیر توسعه شبکه و یا اتصال منابع تولید پراکنده مفید واقع شود.
		بررسی بار و رشد آن برای ارتقای کیفیت عملیات planning و نیز به تعویق انداختن نیاز به ارتقای شبکه از طریق استفاده از ظرفیت‌های آزاد.
۵- ترانسفورمرها و پایش عیوب و شیوه بهره‌برداری از آن‌ها	مدیریت منابع	بهبود خنک‌کنندگی پست‌های ثانویه توزیع از طریق رؤیت دمای ترانسفورمرها در سطح شبکه و ارتقای سامانه‌های تهویه در هر جا که نیاز باشد.
		کاهش ریسک بروز خطا در عملکرد تپ چنجر ترانسفورمر

۲- ۳- پروژه Suburban PV Impact (محل اجرا: بریتانیا) [۱۹]



شکل ۲- ۱۳-تصویری از محل پایش شبکه برای نشان دادن تعداد بالای پنل‌های فوتوولتاییک در این شبکه

مسئولیت این پروژه بر عهده شرکت Western Power Distribution بریتانیا بوده و در بین سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۳ اجرا شده است. یکی از دلایل انتخاب این پروژه برای بررسی، پرداختن آن به برخی از ملاحظات فنی انتخاب تجهیزات و الزامات پایش شبکه است.

تولیدات پراکنده عنصری کلیدی از یک شبکه هوشمند بوده و تولیدات تجدید پذیر به سبب عدم وجود آسیب‌ها و آلودگی‌های زیست‌محیطی مطلوب‌ترین نوع از انواع تولیدات پراکنده هستند. با پیشرفت دانش، فناوری، پشتیبانی دولت‌ها از نصب پنل‌های فوتوولتاییک در شبکه‌های فشار ضعیف و افزایش تمایل شهروندان به تبدیل بام خانه‌ها به نیروگاه‌های کوچک خورشیدی چالش‌ها و فرصت‌های جدیدی برای بهره‌برداران شبکه به وجود آمده است. به سبب چالش‌های جدید و نیاز به به‌روزرسانی دستورالعمل‌های موجود پیرامون الزامات فنی این‌گونه از تولیدات پراکنده در شبکه پروژه‌ای برای اندازه‌گیری، ثبت و تحلیل پارامترهای بهره‌برداری از شبکه تعریف‌شده است. در این پروژه تجربه استفاده یک‌ساله از حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و رصد برخط اطلاعات اندازه‌گیری شده و ثبت آن‌ها برای استفاده از تجربیات آن به جهت به‌روزرسانی دستورالعمل‌های موجود پیرامون تولیدات پراکنده فشار ضعیف و نیز امکان‌سنجی پایش شبکه توزیع فعال LV آمده است.

کاربردهای مورد انتظار از اندازه‌گیری‌های انجام‌شده امکان تولید تحلیل‌های دقیق پیرامون مطالبی نظیر کیفیت توان، اجتناب از بروز ولتاژهای غیرمجاز، تشخیص برهم خوردن تعادل جریان‌های سه‌فاز و تحلیل ضریب توان در ساعات مختلف در یک شبکه فشار ضعیف مجهز به تعداد بالایی از پنل‌های فوتوولتاییک است.

با حضور بیش‌ازپیش تولیدات پراکنده خورشیدی در شبکه‌های برون‌شهری در بریتانیا نیاز به پایش و بررسی شبکه باهدف به‌روزرسانی قوانین و دستورالعمل‌های بهره‌برداران شبکه‌های توزیع بیش‌ازپیش احساس می‌شود. در این پروژه قصد بر آن است تا با پایش طولانی‌مدت یک منطقه با تعداد بالای پنل‌های خورشیدی در حومه ناتینگهام، اثرات نیروگاه‌های تولید پراکنده بر روی شبکه‌های فشار ضعیف بررسی شود. در جدول ۲- ۵به‌صورت اجمالی به نکات کلیدی این پروژه پرداخته‌شده است. برای این کار باید نقاطی در شبکه انتخاب شوند و با استفاده از حسگرهای ولتاژی و جریانی مشخصات شبکه به‌صورتزمان-حقیقی پایش گردد.پرسش‌های مطرح‌شده برای پاسخگویی در این پروژه عبارت‌اند از:

- چگونگی اندازه‌گیری و ثبت ولتاژ، جریان، هارمونیک و توان اکتیو و راکتیو برخی از دارایی‌های توزیع در مناطق برون‌شهری
- چگونگی نصب ایمن تجهیزات اندازه‌گیری بدون نیاز به بروز قطعی در شبکه؟
- زمان به‌روزرسانی و دریافت اطلاعات جدید از حسگرها در سامانه پایش چقدر باشد؟
- چگونه می‌توان از اطلاعات عظیم به‌دست‌آمده از اندازه‌گیری‌ها در راستای رؤیت‌پذیری بهتر استفاده نمود.
- بررسی آثار تعداد بالای پنل‌های خورشیدی بر روی شبکه‌های توزیع
- تعیین ظرفیت آزاد برای اضافه کردن تولیدات پراکنده بیشتر به شبکه با فرض پایش پذیری شبکه

جدول ۲- ۵- بررسی اجمالی پروژه Suburban PV Impact

نام مقاله / گزارش	پروژهSuburban PV Impact
عملکردهای قابل‌انتظار	**پایش شبکه فشار ضعیف:** • پایش، ثبت و تحلیل شارش توان در شبکه توزیع و بررسی امکان نصب پنل‌های فوتوولتاییک بیشتر در نقاط مختلف شبکه • پایش تقارن سه‌فاز در ولتاژها و جریان‌های محل نصب حسگرها • پایش ولتاژی شبکه • پایش ضریب توان شبکه • پایش کیفیت توان
حس‌گرها	روگووسکی کویل و ترانسفورمر جریان (از نوع Split Core CT)
محل نصب حسگرها	ابتدای فیدرهای فشار ضعیف

پارامترهای اندازه‌گیری شده	• جریان (بزرگی و جهت آن) • ولتاژ • توان حقیقی • توان راکتیو • ضریب توان • اعوجاج هارمونیکی کلی جریان • اعوجاج هارمونیکی کلی ولتاژ • تعادل سه‌فاز جریان و ولتاژ

۲- ۳- ۱- تجهیزات موردنیاز برای پایش شبکه توزیع فشار ضعیف فعال

در این پروژه لازم است تا ولتاژ و جریان سه‌فاز به همراه هارمونیک‌های هر یک (۲ تا ۵۰) اندازه‌گیری شود. با استفاده از این مقادیر توان حقیقی و راکتیو نیز قابل‌محاسبه خواهند بود. برای پایش اندازه‌گیری‌ها از دو تجهیز برای مرحله پایلوت استفاده خواهد شد. این کار برای مقایسه اثربخشی هر یک در پیاده‌سازی اهداف پروژه است. کاندیدای اول برای گردآوری و ارسال اطلاعات اندازه‌گیری شده کنتورEDMI Mk6E است.این تجهیز یک کنتور دقیق برای تولید و انتقال است. از قابلیت‌های آن می‌توان به امکانات مخابراتی مبتنی بر GPRS، تحلیل کیفیت توانی و آمادگی برای AMI اشاره کرد.تجهیز دوم EMS subnet است.این تجهیز نیز امکاناتی مشابه با کنتور EDMI دارد و تصویر هر دو تجهیز در شکل ۲- ۱۴ آورده شده است.



Photo EDMI Mk6e



Photo EMS subnet

شکل ۲- ۱۴- تجهیزات پایشی

تجهیزات انتخابی برای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان

برای اندازه‌گیری ولتاژ در سطح فشار ضعیف از دو نوع حس‌گر استفاده‌شده است.

حس‌گر اول ولتاژ:Schneider voltage handle EE:200

نوع: حسگر اندازه‌گیری ولتاژ فیوز دار

+: قابلیت نصب بدون نیاز اعمال قطع برق برای مشترکین

-: نیاز به اتصال اضافی برای نقطه نوترال

حس‌گر دوم ولتاژ:Nylon G Clamp

+:تأییدشده برای استفاده در شبکه‌های توزیع

+: نیاز به اتصالی اضافی برای نقطه نوترال

-:تنها برای تابلوهای باز فشار ضعیف کاربرد دارد.

اکثر پست‌های توزیع مجهز به ترانسفورمرهای جریان برای تعیین حداکثر میزان دیماند هستند. این نوع کاربرد قیدی برای دقت بالا در اندازه‌گیری ندارد. اما در این پروژه نیاز است تا حس‌گر مورداستفاده دقتی بالا در فرکانس نامی قدرت و در فرکانس‌های بالا داشته باشد. چراکه یکی از اصلی‌ترین انواع تحلیل در حضور نیروگاه‌های خورشیدی (به سبب حضور اینورترها) تحلیل کیفیت توانی است. برای اندازه‌گیری جریان در این پروژه از دودسته ترنسدیوسر جریان استفاده‌شده است. دسته اول ترنسدیوسرها از نوع Split core transformerها هستند.

دسته اول:Split Core Current Transformer

+: دقت نسبتاً بالا

+: مناسب برای اندازه‌گیری‌های طولانی‌مدت

+: بدون نیاز به کالیبراسیون

-: طراحی و ساخت آن حتماً باید با مورداستفاده هماهنگ باشد

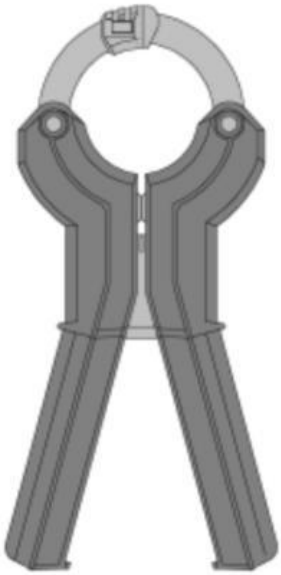
-: طراحی و ساخت آن حتماً باید با فناوری تجهیز مانیتورینگ (در اینجا کنتور) هماهنگ باشد

-: طول سیم‌بندی ثانویه محدودیت‌هایی دارد

ترانسفورمرهای انتخاب‌شده

US1000A:1A

این ترانسفورمر جریان دهانه بزرگی داشته و قابلیت اندازه‌گیری جریان‌هایی به بزرگی ۱۰۰۰ آمپر را در طولانی‌مدت دارد. اما یکی از ایرادات آن بزرگی حس‌گر بوده و در مواردی که فضای آزاد موجود یک قید محدودکننده است، ممکن است این حس‌گر مناسب نباشد. تصویر این حس‌گر در شکل ۲- ۱۵ آورده شده است.



شکل ۲- ۱۵- ترانسفورمر جریان US1000A:1A

Fluke i800 Current Clamp

این حسگر دقت بالایی دارد و حتی برای جریان‌های کمتر از مقدار نامی خود تا حدود زیادی خطی می‌ماند (جریان نامی این CT برابر با ۸۰۰ آمپر است). یکی از معایب آن طول ثابت سیم‌های خروجی آن بوده و همانند CT قبل قابلیت انتخاب طول سیم برای این CT وجود ندارد. این حسگر نیز همانند مورد قبل قدری بزرگ بوده و ممکن است در برخی فضاهای کوچک قابل‌نصب نباشد. تصویر این حس‌گر در شکل ۲- ۱۶ آورده شده است.



شکل ۲- ۱۶-حس‌گر جریان Fluke i800 Current Clamp

Fluke i400 Current Clamp

این حس‌گر جریان نیز مشابه به مورد قبلی است و تفاوت آن جریان نامی کوچک‌تر آن (۴۰۰ آمپر است). در شکل ۲- ۱۷ تصویر این حس‌گر آورده شده است.



شکل ۲- ۱۷- حس‌گر جریان Fluke i400 Current Clamp

دسته دوم:Rogowski Coil

+: قابلیت نصب دور هر نوع فیدر فشار ضعیف را دارا است.

+: سقف جریانی برای آن وجود ندارد.

-: به یک تقویت‌کننده برای تقویت و تبدیل ولتاژی کوچک به یک جریان (trans conductance) برای اتصال به بیشتر کنتورها نیاز دارد.

-: کالیبراسیون نیاز دارد.

-: روگووسکی کویل به همراه تقویت‌کننده هزینه بیشتری از CTهای Split Core در بردارند.

ملاحظات فنی برای انتخاب تقویت‌کننده روگووسکی کویل

برای انتخاب نوع و مشخصات تقویت‌کنندهtrans conductance باید علاوه بر مشخصات روگووسکی کویل به الزامات کنتور برای ورودی جریان هم توجه نمود. برای نمونه در این پروژه کنتور EDMI Mk6E ورودی جریانی متناوب بین صفر تا یک آمپر را از ترنسدیوسرهای جریانی قبول می‌کند. هر سه ترانسفورمر جریانی Split Core نام‌برده در این گزارش این شرط را رعایت می‌کنند و به‌راحتی می‌توان پایانه‌ای خروجی این حسگرها را به کنتور متصل نمود. اما از طرفی دیگر روگووسکی کویل‌ها ساختاری متفاوت دارند. هرچند که یک روگووسکی کویل همانند یک ترانسفورمر جریان از روی شار مغناطیسی

اطراف کابل جریان را اندازه‌گیری می‌کند، اما خروجی آن به‌صورت ولتاژی و در حدود چند میلی ولت است. لذا یک تقویت‌کننده‌trans conductance باید بین حسگر و کنتور جای بگیرد تا بتواند این سیگنال ولتاژی ضعیف را به جریانی در بازه قابل پشتیبانی برای کنتور تبدیل نماید. به همین جهت در این پروژه از یک تقویت‌کننده ساخت شرکت Haysys استفاده‌شده که تصویر آن در شکل ۲- ۱۸ آورده شده است.



شکل ۲- ۱۸- پایانه‌های روگووسکی کویل در کنار تقویت‌کننده‌trans conductanceساخت شرکت Haysis

بستر مخابراتی

علاوه بر موارد یادشده لازم به ذکر است که در این پروژه از GPRS به سبب قدرت سیگنال بالای آن و در دسترس بودن تجهیزات موردنیاز آن در بازار استفاده‌شده است. استفاده از این فناوری سبب کاهش هزینه‌های مرتبط با سامانه‌های مخابراتی مورداستفاده برای ارسال داده‌ها شده و از طرفی دیگر خطای آن بسیار اندک است.

فرمت دریافت و ثبت داده‌ها

در این پروژه مقادیر اندازه‌گیری شده در کنتورها در فرمت (.csv) Comma Separated Variablesدریافت می‌شود و توسط سامانه به جداولی (Spread Sheet) قابل پشتیبانی توسط اکسل تبدیل می‌شوند. از این فرمت برای ثبت و ترسیم داده‌ها نیز استفاده خواهد شد.

۲- ۳- ۲- انتخاب محل نصب حسگرها

برای تحلیل اثر افزایش حضور پنل‌های خورشیدی در سطح شبکه فیدرهای خروجی پست‌های فشار ضعیف که بیشترین تعداد پنل‌های خورشیدی بر روی آن‌ها نصب‌شده است پایش خواهند شد. در این پروژه ۷ فیدر و یک ترانسفورمر ثانویه توزیع به‌عنوان نقاط پایش انتخاب شدند.

نصب حسگرها در هر یک از محل‌های یادشده در حدود نیمی از روز زمان برده و برای نصب هیچ خاموشی به شبکه اعمال نشده است. در شکل ۲- ۱۹ تصویر نمونه‌ای از تجهیزات نصب‌شده در یک پست توزیع آورده شده است. ولتاژ سه‌فاز از باس‌بار پست و جریان از ابتدای فیدرها خوانده می‌شود.



شکل ۲- ۱۹- نمونه‌ای از تجهیزات نصب‌شده در یک پست توزیع

۲- ۳- ۳- تجربیات کسب‌شده

در مورد حسگرهای استفاده‌شده در است پروژه مجری طرح مناسب بودن هر دو فناوری انتخاب‌شده برای رؤیت ولتاژ و حسگرهای استفاده‌شده برای اندازه‌گیری جریان را تأیید نموده است. بستر مخابراتی انتخابی در این پروژه مزایای بسیاری برای بهره‌بردار داشته است اما در کنار این مزایا برای بسترهای مبتنی بر GPRS تعدادی ایراد نیز در این پروژه یافت شده است. یکی از ایرادات عمده آن بروز مشکلاتی از قبیل عدم پاسخگویی بعضی از مودم‌های GPRS در زمان درخواست سرور برای دریافت اطلاعات است. این امر سبب می‌شود که نیاز به بررسی دوره‌ای صحت اطلاعات دریافتی از راه دور به وجود آید

که چندان برای یک سامانه پایشی مطلوب نیست. این قبیل ایرادات برای سامانه GPRS بیشتر در ساعات کاری شهر رخ می‌داده است.

یکی از اهداف اصلی این پروژه تعیین پنجره زمانی ارسال داده هر حسگر به سرور مرکزی بوده است. در این پروژه داده‌ها با نرخ‌های متفاوتی نمونه‌برداری شد و مشخص شد که هر چه این نرخ کوچک‌تر باشد اطلاعات دریافتی دقیق‌تر خواهد بود. اما با کوچک‌تر شدن نرخ نمونه‌برداری اطلاعات از تجهیزات اندازه‌گیری حجم داده‌های دریافتی به‌خصوص در یک شبکه توزیع بزرگ بسیار عظیم خواهد شد لذا لازم است تا بین حداقل و حداکثر نرخ نمونه‌برداری نقطه‌ای بهینه برای پایش شبکه توزیع مجهز به تولیدات پراکنده مشخص شود. با استفاده از نتایج به‌دست‌آمده در طی ۱۲ ماه پایش شبکه در نقاط مختلف مشخص شد که بسته به پارامتر تحت بررسی، نرخ نمونه‌برداری پیشنهادی ممکن است متفاوت باشد. در جدول ۲- ۶ کوتاه‌ترین و بلندترین زمان‌های به‌روزرسانی اطلاعات حسگرها آورده شده است. در این بازه زمان پیشنهادی برای به‌روزرسانی اطلاعات در سرور مرکزی بسته به هر پارامتر در ستون اول آورده شده است.

جدول ۲- ۶- نرخ نمونه‌برداری پیشنهادی برای پایش شبکه توزیع فشار ضعیف فعال

	Duration (minutes)		
Parameter	Recommended	Shortest	Longest
Voltage (Average)	10	1	30
Voltage (Maximum)	15	1	1440
Current (Average)	10	1	30
Current (Maximum)	15	1	1440
Power Factor	30	10	60
Voltage THD %	60	10	1440
Current THD %	60	10	1440
Individual Harmonics	60	10	1440

۲- ۳- ۴- عملکردها، هدف و نتیجه هر یک

حس‌گرهای نصب‌شده در ابتدای فیدرها طیف بزرگی از مقادیر از قبیل ولتاژ، جریان (و هارمونیک‌های هر یک) و نیز ضریب توان شبکه را اندازه‌گیری می‌کنند. در این شبکه با توجه به آن‌که بهره‌بردار قادر به اندازه‌گیری همه نقاط مربوط به فیدرهای فشار ضعیف برای تهیه پروفایل ولتاژی نیست، فرض می‌کند که اگر توان معکوسی در فیدرها از سمت پنل‌های خورشیدی به سمت بالادست شبکه تزریق نشود، می‌توان با تقریب خوبی بیان داشت که همچنان ولتاژ شبکه به‌وسیله تپ ترانسفورمر پست کنترل می‌شود. لذا فرض اساسی برای پذیرفته بودن مقدار ولتاژ اندازه‌گیری شده در این پروژه استقرار حدود ولتاژی در محدوده مجاز تعیین‌شده توسط بهره‌بردار است به شرطی که شارش توان معکوس وجود نداشته باشد. در این پروژه پارامترهای ذکرشده در لیست زیر اندازه‌گیری شده و در سامانه برخط با نرخی از قبل مشخص‌شده به‌روزرسانی و ثبت می‌شود:

- جریان (بزرگی و جهت آن)

- ولتاژ
- توان حقیقی
- توان راکتیو
- اعوجاج هارمونیکی کلی جریان
- اعوجاج هارمونیکی کلی ولتاژ
- تعادل سه‌فاز جریان و ولتاژ

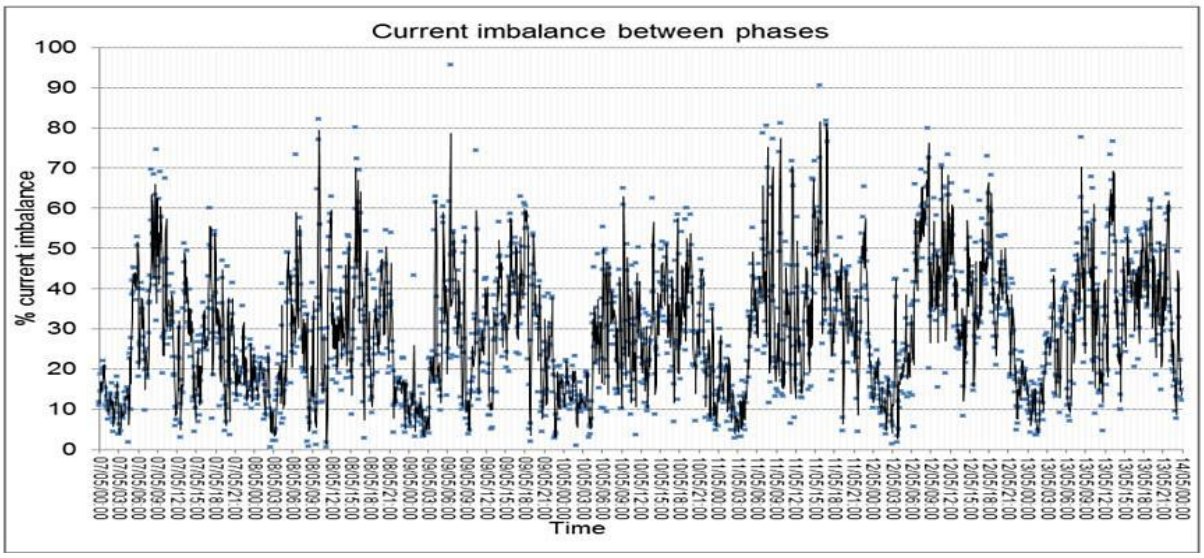
عملکردهای طراحی‌شده برای این سامانه در ادامه آورده شده است:

الف – سامانه ثبت و تحلیل شارش توان برای امکان‌سنجی نصب پنل‌های بیشتر

نصب پرتعداد پنل‌های فوتوولتاییک خورشیدی در شبکه فشار ضعیف تأثیری بزرگ بر روی شیوه پخش توان در شبکه‌های توزیع دارد. در زمان‌های حضور تابش شدید خورشیدی و تولید انرژی الکتریکی حداکثری در همه پنل‌ها، میزان توان تزریقی از سمت پست فشار متوسط به سمت پست فشار ضعیف به‌شدت کاهش می‌یابد. همان‌طور که پیش‌ازاین گفته شد مجری این پروژه فرض کرده که در صورت عدم بروز شارش توان از ترانسفورمر از سمت فشار ضعیف به سمت فشار متوسط و ماندن ولتاژ ابتدای فیدر در حدود مجاز نیازی به صدور آلارم برای هشدار بروز ولتاژهای غیرعادی در سطح شبکه توزیع فشار ضعیف وجود ندارد. لذا با پایش طولانی‌مدت بزرگی ولتاژ ابتدای فیدر و همچنین اندازه و جهت شارش توان می‌توان به‌صورت تقریبی ظرفیت موجود برای نصب پنل‌های بیشتر را تعیین کرد. البته بهتر است که در تعیین مقدار ظرفیت مجاز برای نصب پنل‌های خورشیدی با این روش مقداری حاشیه اطمینان برای اجتناب از شارش توان در جهت عکس و بروز چالش‌های ولتاژی در نظر گرفته شود.

ب –برهم خوردن تعادل سه‌فاز جریان

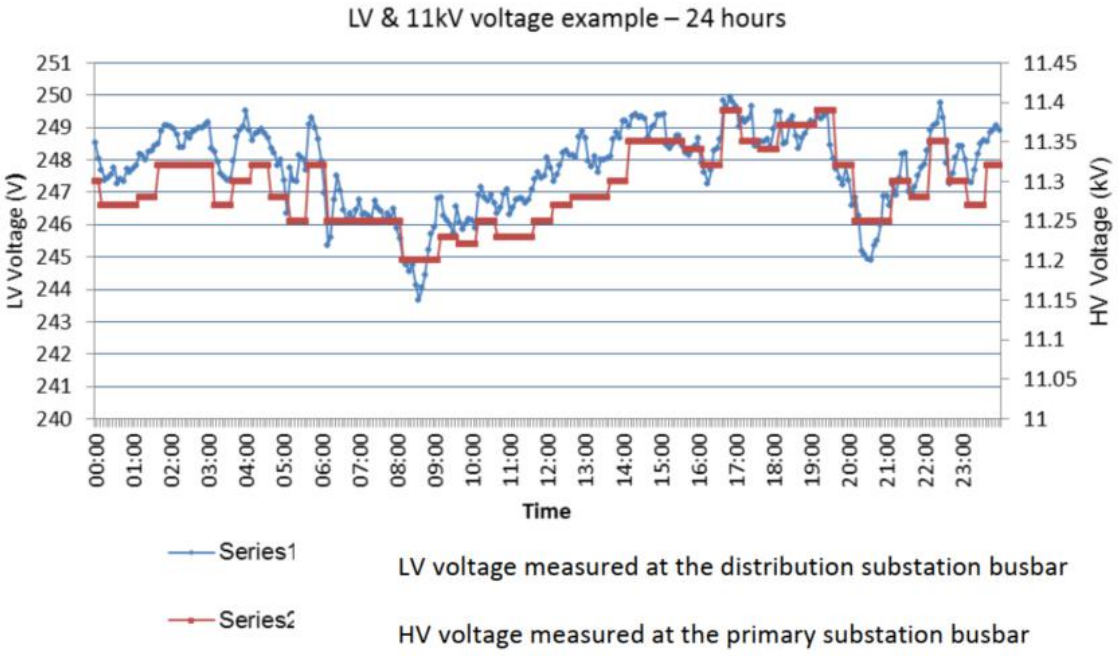
در این پروژه دیده شد که ناهمگونی در میزان تابش خورشید بر روی پنل‌ها و تفاوت میزان بازدهی آن‌ها در تبدیل انرژی نورانی به انرژی الکتریکی ممکن است سبب بروز عدم تعادل سه‌فاز نسبتاً بزرگی در برخی ساعات روز شود. این امر سبب بروز جریان‌های شدید در سیم نوترال، افزایش تلفات و نیز محدود شدن ظرفیت مجاز نصب تولیدات پراکنده می‌شود. البته تحقیق در رابطه با روش‌های اصلاح چنین مشکلاتی از حوزه مطالعاتی این پروژه خارج بوده و این تنها یکی از نتایج پایش شبکه است. در شکل ۲– ۲۰ نمونه‌ای از عدم تعادل جریان سه‌فاز اندازه‌گیری شده در ابتدای یک فیدر آورده شده است.



شکل ۲- ۲۰- نمونه‌ای از بروز عدم تعادل سه‌فاز در جریان‌های شبکه فشار ضعیف در اثر حضور پنل‌های فوتوولتاییک در شمار بالا

ج – پایش ولتاژی

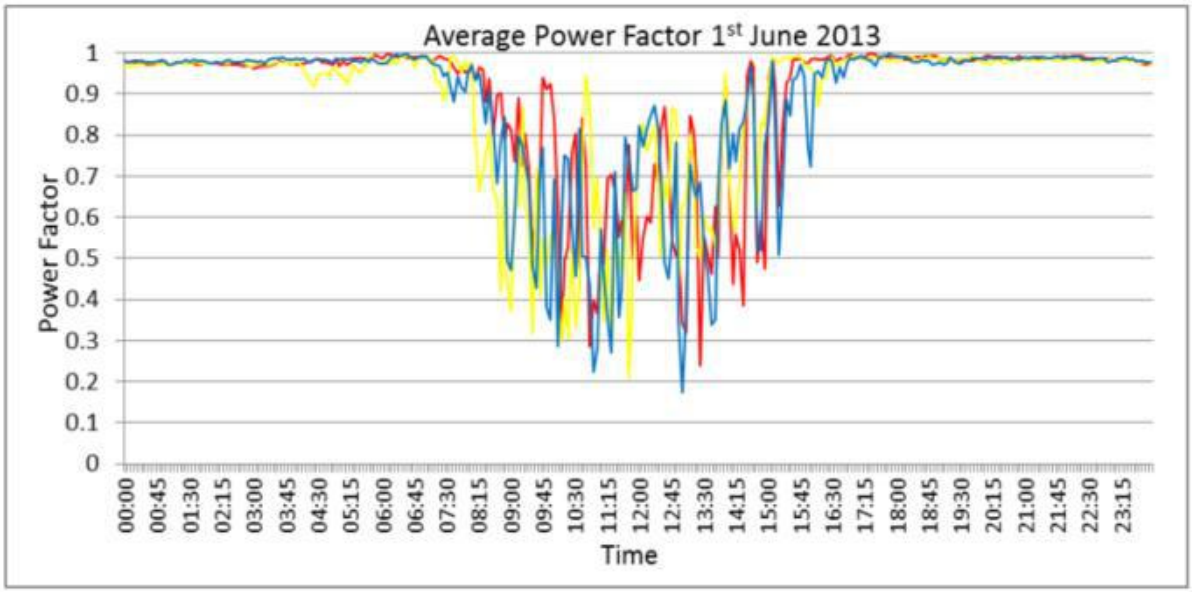
برای حصول اطمینانی صددرصدی از آنکه در یک شبکه توزیع فعال فشار ضعیف اضافه ولتاژی از سمت تولیدات محلی به شبکه اعمال نمی‌شود لازم است تا تعداد زیادی از نقاط شبکه ازنظر ولتاژی پایش شوند. با توجه به گستردگی جغرافیایی شبکه‌های توزیع عملاً این امر ازنظر فنی بسیار دشوار و پرهزینه می‌گردد. به همین جهت در این پروژه فرض بر آن است که در صورت عدم وقوع شارش توان در جهت عکس و باقی ماندن ولتاژ ابتدای فیدر در حدود مجاز می‌توان تا حد مطلوبی از عدم بروز ولتاژهای غیرمجاز اطمینان حاصل کرد. لذا در این پروژه لازم است تا در کنار اندازه‌گیری و ثبت مقدار لحظه‌ای توان‌های اکتیو و راکتیو، بزرگی ولتاژ محل نصب حسگرها نیز اندازه‌گیری شود تا سامانه قادر به محاسبه احتمال وقوع ولتاژهای نامطلوب در شبکه باشد. در شکل ۲- ۲۱ نمونه‌ای از یک نمودار ولتاژ زمان تولیدشده توسط نرم‌افزار پایش شبکه این پروژه آورده شده است. دیده می‌شود که ولتاژ فیدرهای فشار ضعیف با توجه به نبود شارش معکوس توان در این قسمت همچنان به‌وسیله تپ ترانسفورمر شبکه توزیع اولیه کنترل می‌شود.



شکل ۲– ۲۱– ولتاژ پست‌های فشار ضعیف و فشار متوسط اندازه‌گیری شده در یک پست با تعداد بالای پنل‌های فوتوولتاییک

د – ضریب توان

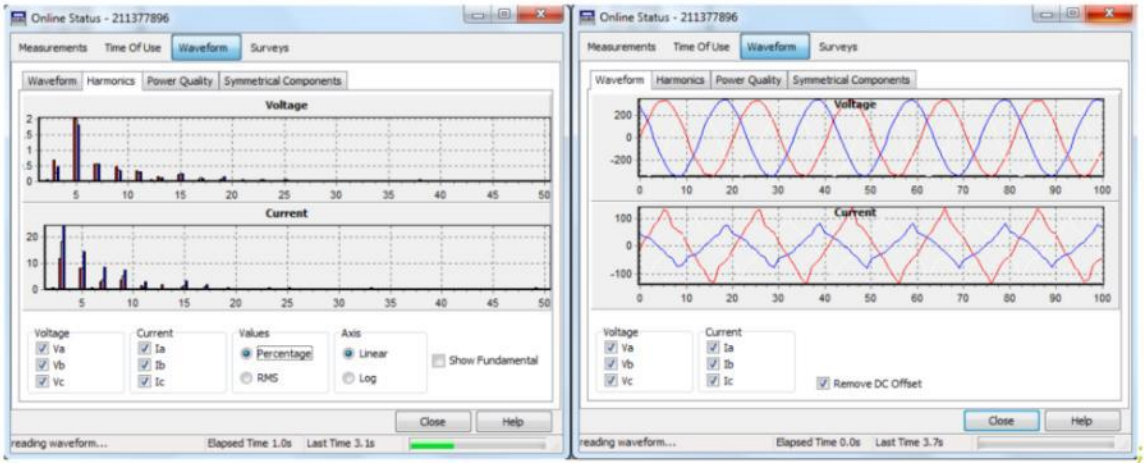
پنل‌های خورشیدی نصب‌شده در این شبکه همگی در ضریب توان ۱ توان اکتیو به شبکه تزریق می‌کنند. لذا هرچند که توان اکتیو بارها توسط پنل‌ها تأمین می‌شود اما همچنان مسیر تغذیه توان راکتیو پست بالادست است. به همین جهت اطلاعات حاصل از اندازه‌گیری‌ها نشان می‌دهد که در برخی از مواقع و با قرار داشتن تولید خورشیدی در مقدار پیک خود ممکن است که ضریب توان شبکه کاهش بسیار شدیدی پیدا کند و به مقادیری نزدیک به ۰,۲ میل کند.



شکل ۲- ۲۲-ضریب توان یک پست فشار ضعیف در طول یک روز

ه - کیفیت توان

پنل‌های خورشیدی به‌واسطه وجود یک اینورتر برای تبدیل برق DC پنل‌ها به برق AC شبکه طبعاً باعث به وجود آمدن هارمونیک در شبکه می‌گردند. در این پروژه نشان داده شد که در مواقعی که تولید محلی در میزان حداکثر خود است هارمونیک‌های جریانی بسیار افزایش‌یافته هرچند که شکل موج ولتاژ هم چنان در حد مطلوبی سینوسی باقی می‌ماند. به سبب آسیب‌های بالقوه هارمونیک‌های جریانی و ولتاژی برای دارایی‌های شبکه‌های توزیع لازم است تا در صورت مشاهده مقادیر بیش‌ازاندازه هارمونیک‌ها اقداماتی برای کاهش آثار مخرب آن‌ها انجام شود.



شکل ۲- ۲۳- هارمونیک‌های ولتاژی و جریانی و شکل موج‌ها

۲- ۴- پایش زمان-حقیقی شبکه توزیع فشار ضعیف/متوسط (محل اجرا: ایتالیا) [۲۰]

پروژه IDE4L بر روی تحقیق و توسعه راهکارها و معماری‌های نوین برای برنامه‌ریزی، مدیریت و کنترل شبکه‌های توزیع تمرکز دارد. به‌طورکلی این پروژه از منابع تولید پراکنده تجدید پذیر به‌عنوان راهکار اساسی برای کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی، کاهش تلفات، ذخیره‌سازی انرژی و کنترل بهتر شبکه نام‌برده و در تلاش است تا از شبکه‌های موجود قدرت با بازدهی بالاتر و به‌صورتی هوشمندانه‌تر بهره‌برداری نماید. به همین جهت یکی از عملکردهای جدایی‌ناپذیر برای ممکن ساختن این پروژه وجود یک سامانه پایش شبکه است. در جدول ۲- ۷ به موضوعات محوری این پروژه به‌طور اجمالی پرداخته‌شده است.

جدول ۲- ۷- نگاهی اجمالی بر پروژه پایش زمان-حقیقی شبکه توزیع فشار ضعیف و فشار متوسط

نام مقاله / گزارش	مقاله مستخرج از پروژه اجراشده، عنوان مقاله: Lessons learnt from real-time monitoring of the low voltage distribution network
عملکردهای قابل‌انتظار	اهداف پروژه: ۱- تشخیص برهم‌خوردگی‌های تعادل سه‌فاز جریان و ولتاژ فیدرها. ۲- تحلیل THD ولتاژ در محل مصرف و بر روی فیدرها. ۳- تشخیص تأثیر منابع تولید پراکنده خورشیدی بر روی ولتاژ مصرف‌کنندگان و صدور آلارم در صورت بروز ولتاژهای غیرمجاز. ۴- تشخیص میزان مصرف، تولید و نیز تشخیص الگوی مصرف انواع مصرف‌کنندگان و تهیه پروفایل‌های بار متفاوت برای تخمین وضعیت مشترکینی که کنتور هوشمند ندارند. ۵- پایش ضریب توان برای تشخیص مناطقی که نیاز به جبران سازی توان راکتیو دارند.
حس‌گرها	-
محل نصب حسگرها	نصب تجهیزات اندازه‌گیری در ابتدای فیدرها – استفاده از کنتورهای هوشمند به‌عنوان وسیله‌ای برای پایش near real time سمت مصرف
آیا از کنتور هوشمند استفاده‌شده؟	بله
پارامترهای اندازه‌گیری شده	پارامترهای استخراج‌شده از کنتورها و حسگرها در بدنه گزارش آورده شده است.

۲- ۴- ۱- افزایش توانایی شبکه‌های هوشمند با کنتورهای هوشمند

توسعه مفاهیمی نظیر شبکه توزیع فعال، اتوماسیون توزیع و معماری آن و سامانه‌های مدیریت خودکار شبکه و شیوه تعامل این مفاهیم با یکدیگر پایه اصلی این پروژه را تشکیل داده‌اند. این پروژه که اصالتاً اروپایی بوده قصد دارد تا فلسفه توسعه‌یافته برای اتوماسیون توزیع خود را به‌صورت میدانی در کشورهایی نظیر ایتالیا، اسپانیا و دانمارک پیاده‌سازی کند تا چالش‌ها و الزامات فنی دورمانده ازنظر خود را نمایان سازد و از تجربیات چنین پروژه‌ای در همه اتحادیه اروپا استفاده گردد.

تابه‌حال در مسیر تکامل شبکه‌های توزیع به سمت شبکه‌های هوشمندتر به دو مبحث وجود اتوماسیون در سطح فشار متوسط و نیز کنتورهای هوشمند به‌طور جداگانه پرداخته‌شده است. اتوماسیون توزیع بیشتر تمرکز بر مواردی نظیر بهبود کیفیت خدمات، تشخیص محل خطا، ایزوله کردن آن و بازیابی برق به بارهای بی‌برق شده دارد درحالی‌که کنتورهای هوشمند بیشتر پیرامون موضوعاتی نظیر مدیریت بار، پاسخگویی بار و نیز اطلاع بهتر مصرف‌کننده از مصرف و قیمت برق خود موردبحث و بررسی قرار می‌گیرند. این در حالی است که شبکه‌های توزیع فشار ضعیف نیز با افزایش تعداد منابع تجدید پذیر انرژی، خودروهای الکتریکی، تجهیزات ذخیره‌ساز انرژی و پمپ‌های حرارت روزبه‌روز با احتیاج بیشتری به پایش روبرو می‌شوند. این پروژه به بررسی امکان پایش شبکه توزیع با استفاده از کنتورهای هوشمند و نیز نصب محدود حس‌گر در سطوح فشار ضعیف و فشار متوسط می‌پردازد. ادامه این بخش از گزارش FP7 پروژه IDE4L اتحادیه اروپا آورده شده است.

۲- ۴- ۲- استفاده‌های جانبی از اطلاعات کنتورهای هوشمند

کنتورهای هوشمند یکی از بلوک‌های اساسی لازم برای هر شبکه هوشمندی به‌حساب می‌آیند. این تجهیزات به‌واسطه امکانات رایانه‌ای و مخابراتی خود قادر به انجام طیف گسترده‌ای از عملکردهای مختلف هستند. در ادامه به برخی از موارد استفاده کنتورهای هوشمند نصب‌شده در سمت مصرف‌کنندگان پرداخته‌شده است:

- پیاده‌سازی سامانه مدیریت و اندازه‌گیری مصرف هوشمند متشکل از : کنتور هوشمند، سامانه‌های مخابراتی واسط بین این کنتورها و سامانه‌های جمع‌آوری اطلاعات متعلق به بهره‌بردار شبکه و سامانه مدیریت انرژی (Billing و ارسال سایر اطلاعات مصرف به بخش‌های دیگر)
- برنامه‌ریزی مصرف
- استخراج داده برای تحلیل بار
- پاسخگویی بار

علاوه بر معماری شبکه اطلاعاتی کنتورهای هوشمند مواردی نظیر فناوری‌های ارتباطی بین تجهیزات و نیز استانداردها و پروتکل‌های تبادل اطلاعات نیز اهمیتی فراوان دارند. برای ارتباط بین کنتورهای هوشمند با سامانه‌های back-end جمع‌آوری اطلاعات متعلق به بهره‌بردار اصولاً یا از Power Line Carrierها و یا از فناوری‌های ارتباطی بی‌سیم نظیر GPRS/UMTS استفاده می‌شود.

۲- ۴- ۳- طرح پیاده‌سازی شده و معماری آن

محل اجرای پروژه در شهر Brescia واقع در شمال ایتالیا واقع‌شده است. این ناحیه از ۱۰ فیدر متشکل از ۲۹۹ مشتری و ۱۱۸ عدد پنل فوتوولتاییک نصب‌شده در منازل مسکونی تشکیل‌شده است. این ناحیه به سبب ضریب نفوذ بالای ۴۰ درصدی PVها انتخاب گردیده است. در شکل ۲- ۲۴ بخشی از این شبکه LV به تصویر کشیده شده است. برای این پروژه ۶۰ کنتور هوشمند به شبکه اضافه‌شده تا ناظر بر تبادل توان بین شبکه، مشترکین و PVها باشد. کنتورهای هوشمند با استفاده از رابط

Ethernet به مودمی مبتنی بر BPL (Broadband power line) در باند فرکانسی ۲ الی ۳۲ مگاهرتز متصل شده‌اند. اطلاعات در پست MV/LV که در آن گره masterBPL فشار ضعیف قرار دارد گردآوری می‌شود. در برخی از پست‌های خیابانی ممکن است نیاز به یک تکرارکننده (Repeater) برای تقویت سیگنال BPLها وجود داشته باشد.

کنتورها مبتنی بر کلاس B دقت اندازه‌گیری (مطابق با استاندارد EN 50470-3:2006) برای توان‌های اکتیو و کلاس ۲ دقت اندازه‌گیری (مطابق با استاندارد IEC 62053-23) برای توان‌های راکتیو هستند. در جدول ۲- ۸ کلاس‌های مربوط به دقت اندازه‌گیری توان‌های اکتیو و راکتیو آورده شده است.

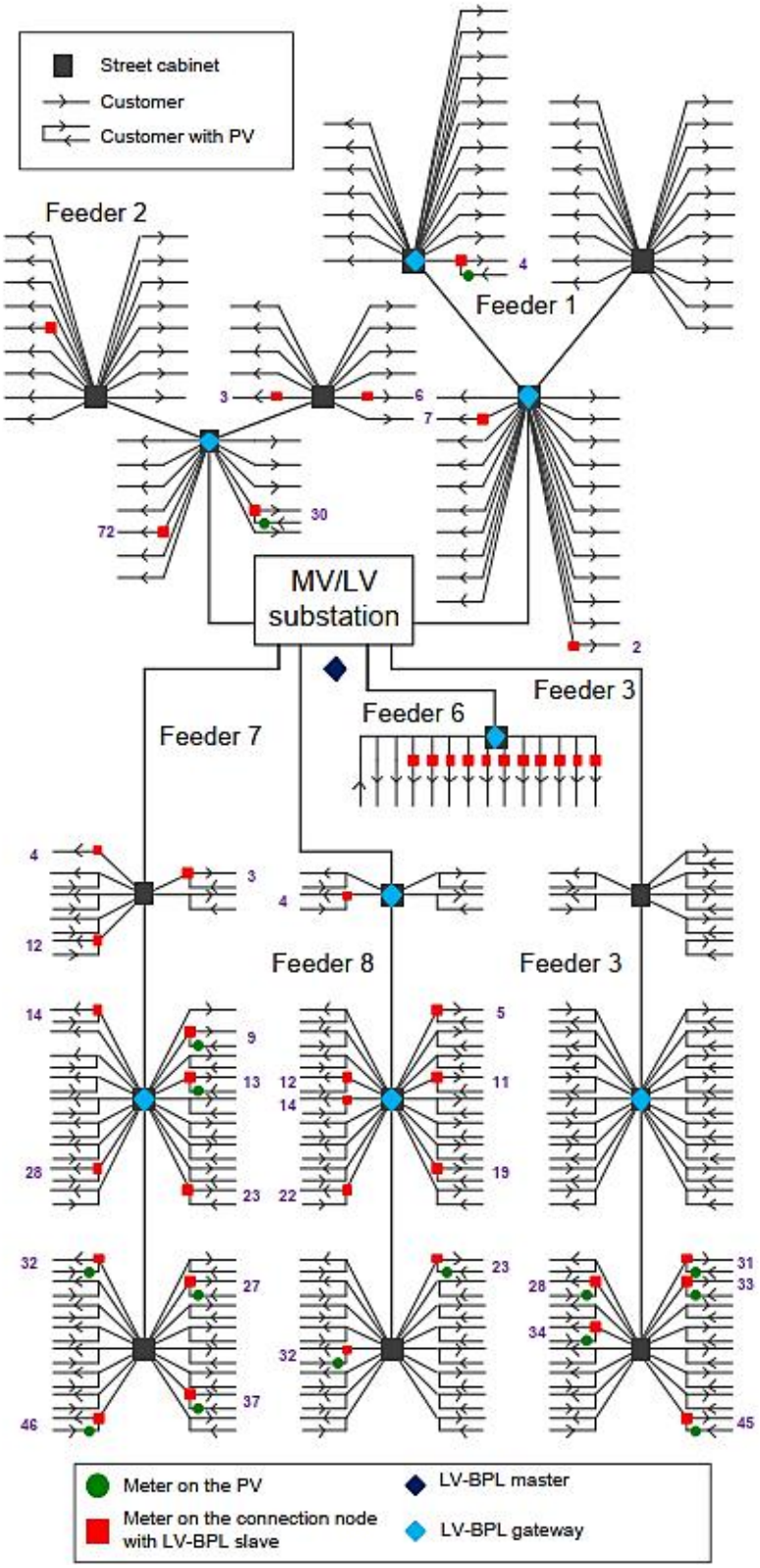
جدول ۲- ۸- کلاس‌های مختلف دقت اندازه‌گیری توان اکتیو و راکتیو

کلاس‌های دقت اندازه‌گیری برای توان اکتیو مبتنی بر EN 50470-3:2006			
کلاس		**Accuracy $0.05*I_{ref}<I<0.1*I_{ref}$**	**Accuracy $0.1*Iref<I<I_{max}$**
A		±2.5%	±2.0%
B		±1.5%	±1.0%
C		±1.0%	±0.5%
کلاس‌های دقت اندازه‌گیری برای توان راکتیو مبتنی بر IEC 62053-23			
کلاس	**Sin φ**	**Accuracy $0.05*I_{ref}<I<0.1*I_{ref}$**	**Accuracy $0.1*Iref<I<I_{max}$**
2	1.0	±2.5%	±2.0%
	0.5	±2.5%	±2.0%
3	1.0	±4.0%	±3.0%
	0.5	±4.0%	±3.0%

پروتکل استفاده‌شده برای سامانه کنتورها DLMS/COSEM است. تجهیز نصب‌شده در پست‌های توزیع ثانویه اطلاعات زیر را از شبکه به‌صورت زمان–حقیقی دریافت می‌نماید:

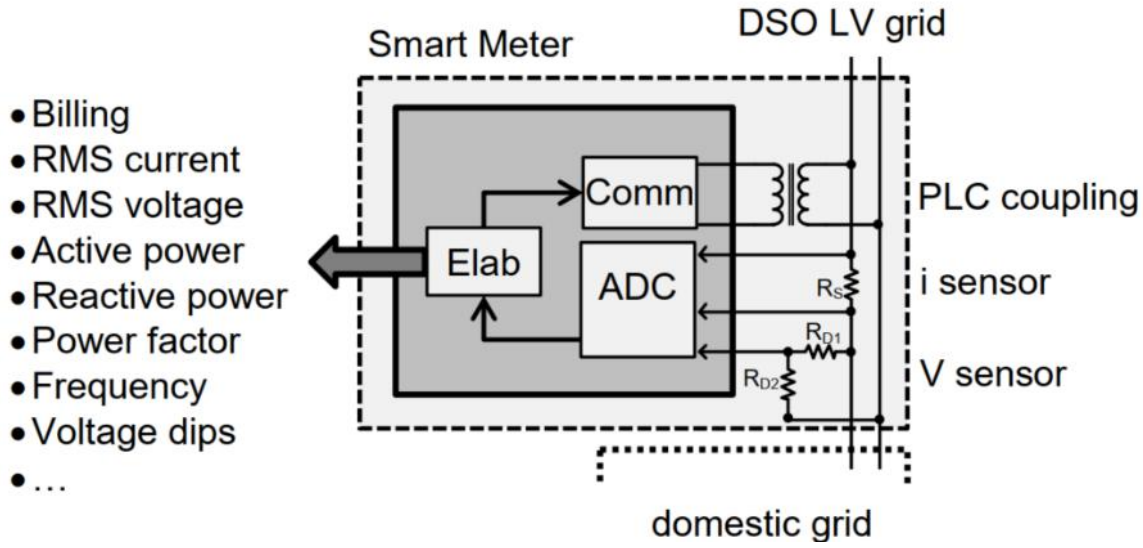
- ولتاژ فاز
- جریان فاز

- توان حقیقی
- توان راکتیو
- ضریب توان



شکل ۲- ۲۴- نمایی از بخشی از شبکه فشار ضعیف تحت بررسی

نتایج اندازه‌گیری‌ها حاصل تحلیل داده‌های گردآوری‌شده در پنجره داده‌ای برابر با ۲۰۰ میلی‌ثانیه بوده و هر ۱ دقیقه به بالادست فرستاده می‌شوند. در شکل ۲- ۲۵ معماری ساده‌سازی شده یک کنتور هوشمند تک فاز آورده شده است. در این پروژه از مقسم ولتاژی مقاومتی برای ولتاژ و از حسگرهای جریانی مبتنی بر مقاومت‌های شنت برای اندازه‌گیری جریان مورداستفاده در کنتورهای تک فاز استفاده‌شده است.



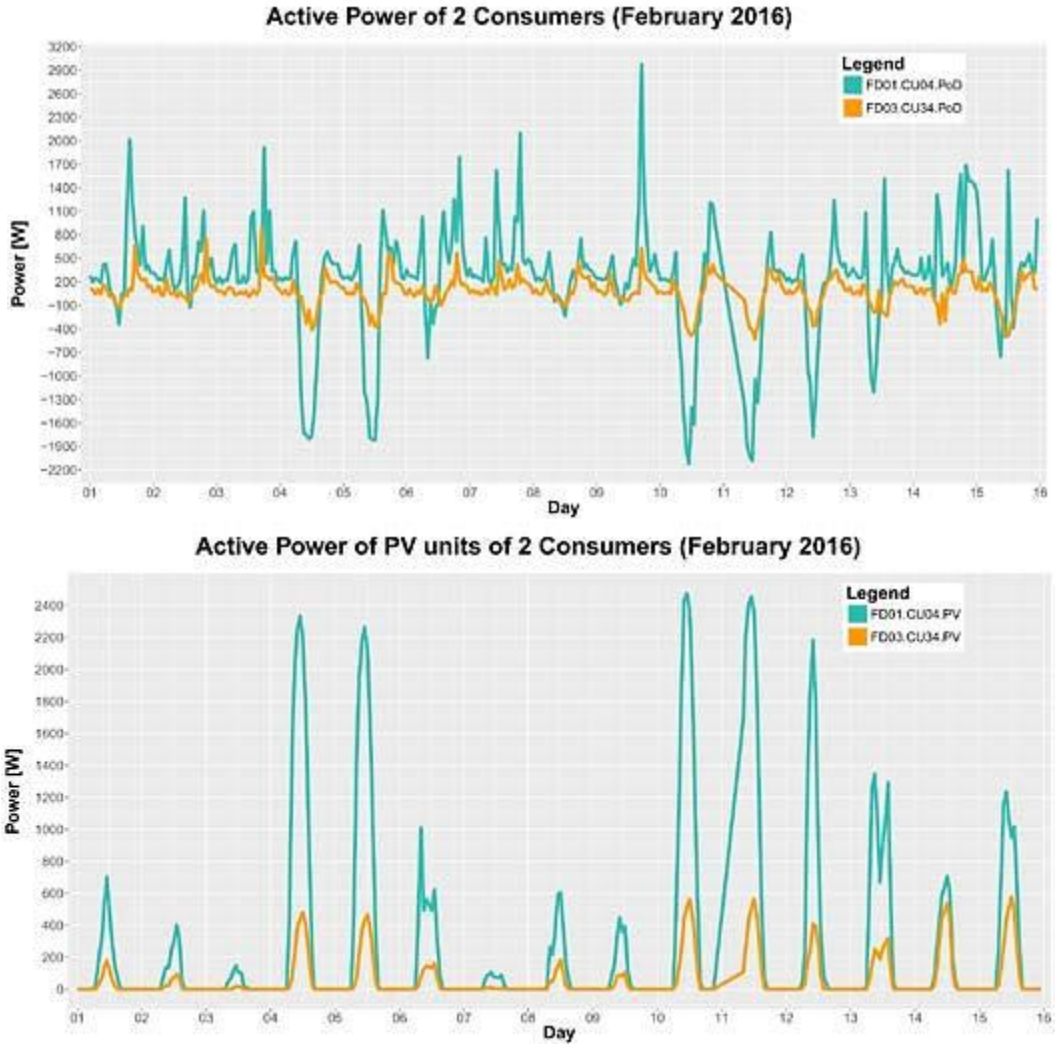
شکل ۲- ۲۵- شمای یک کنتور هوشمند

هرکدام از خطوط با استفاده از بریکرهای هوشمند مبتنی بر IEC 61850 پایش شده است. تجهیز دریافت اطلاعات موجود در پست ثانویه توزیع با پروتکل MMS مقدار زمان-حقیقیRMS ولتاژ فاز، جریان فاز، توان حقیقی، توان راکتیو، ضریب توان، فرکانس، عدم تعادل ولتاژ و جریان و THD ولتاژ را در هر ۱۰ ثانیه از بریکرهای هوشمند دریافت می‌کند. اطلاعات دریافتی از بریکرهای هوشمند و کنتورهای هوشمند برای تحلیل‌های آتی در دیتابیس مربوطه ذخیره می‌شوند.

۲- ۴- ۴- تست‌های میدانی اجرا شده

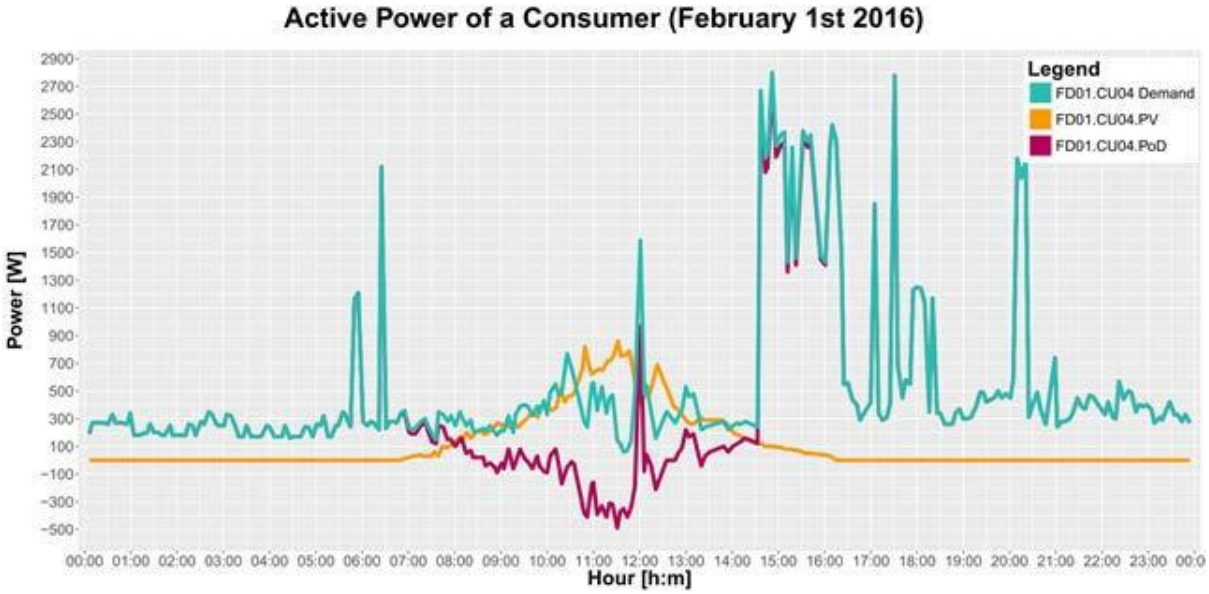
اندازه‌گیری زمان-حقیقی توان

یکی از کاربردهایی که نتایج آن در بسیاری از کاربردهای دیگر نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد، ثبت زمان-حقیقی میزان شارش توان در شبکه و اندازه‌گیری اندازه مصرف بارهای مجهز به کنتورهای هوشمند است. در شکل ۲- ۲۶ میزان مصرف دو مشترک به همراه میزان تولید نیروگاه‌های خورشیدی آن‌ها در ۶ ماهه نخست سال ۲۰۱۶ آورده شده است. از اطلاعات این بخش در تهیه پروفایل مصرف مشترکین، پروفایل ولتاژ و خوشه‌بندی مشترکین در بخش‌های آتی استفاده خواهد شد.



شکل ۲- ۲۶- توان حقیقی اندازه‌گیری شده مربوط به دو مشترک (۳۴ و ۰۴) و پنل‌های فتوولتاییک آن‌ها

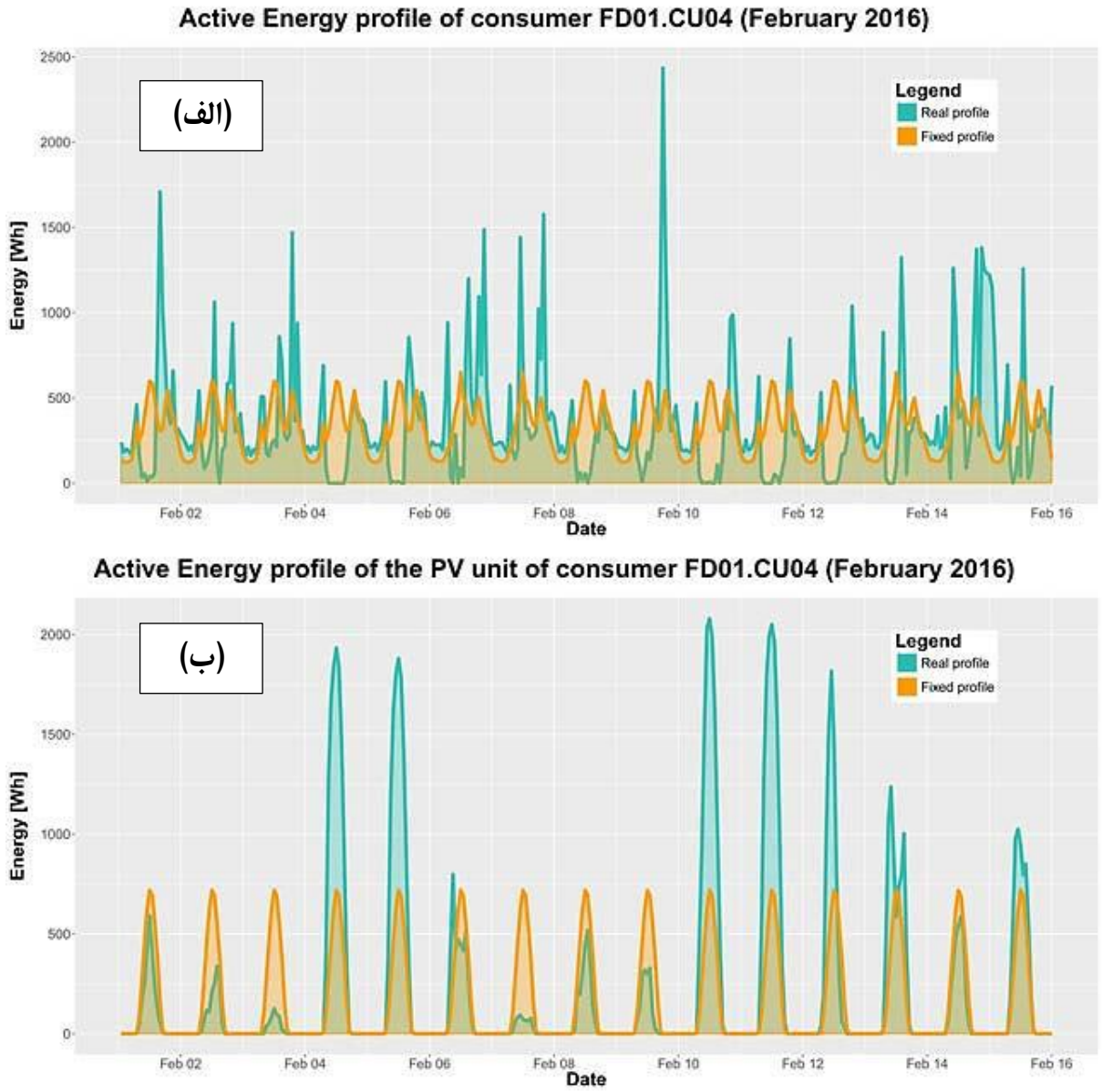
برای نمونه در شکل ۲- ۲۷ مصرف، تولید و مجموع مصرف و تولید یک مشترک در یک روز (اول فوریه سال ۲۰۱۶) آورده شده است. اطلاعات موجود در این نمودار برای روزهای مختلف در فصل‌های مختلف می‌تواند مشخص کند که تأثیر تولید خورشیدی بر روی توان کشیده شده از شبکه به چه میزان بوده و تحلیل این نمودار در کنار ولتاژهای ثبت‌شده در سمت مصرف می‌تواند تعیین کند که توان تزریق‌شده توسط پنل‌های فوتوولتاییک چه تأثیری بر روی ولتاژ نقطه مصرف می‌گذارد.



شکل ۲- ۲۷- پروفایل توان حقیقی تولیدی و مصرفی مشترک ۰۴

میانگین بار و پروفیل تولید

در این پروژه اطلاعات مصرف و تولید مشترکین رصد شده و جمع‌آوری می‌گردد. با استفاده از این اطلاعات و میانگین تولید و مصرف هر مشترک می‌توان اقسام الگوهای مصرف را تعیین نمود. تعیین الگوی مصرف ازآن‌جهت حائز اهمیت است که با استفاده از آن می‌توان تخمینی مناسب از وضعیت مصرف در زمان‌های مختلف برای بارهایی که مجهز به کنتور هوشمند نیستند نیز محاسبه گردد.

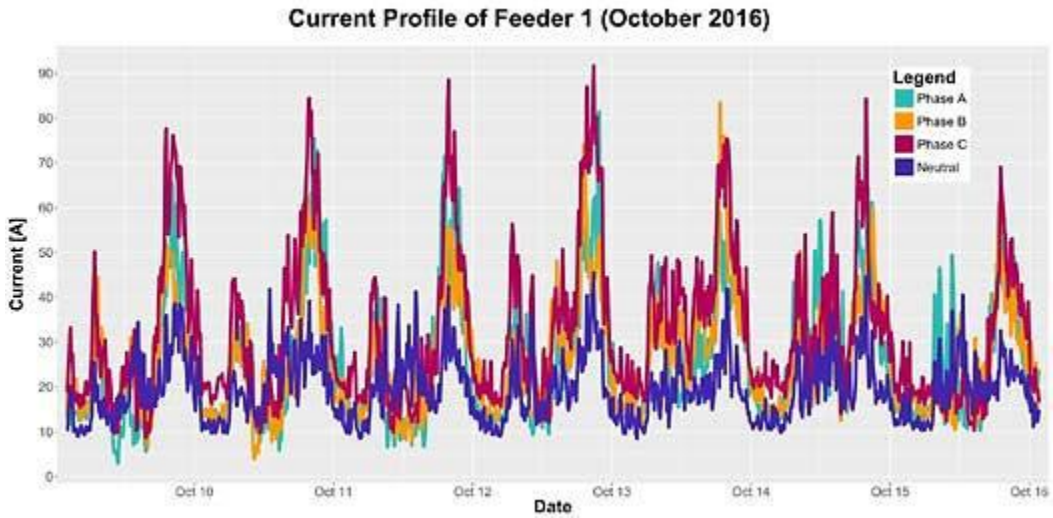


شکل ۲– ۲۸– پروفایل بار حقیقی مشترک ۰۴ در کنار پروفایل ثابت تخمینی مشترک با استفاده از داده‌های تاریخی (الف) و پروفایل تولید انرژی این مشترک در بازه‌ای مشخص از زمان (ب)

ولتاژ و جریان فیدرها به همراه تحلیل کیفیت توانی

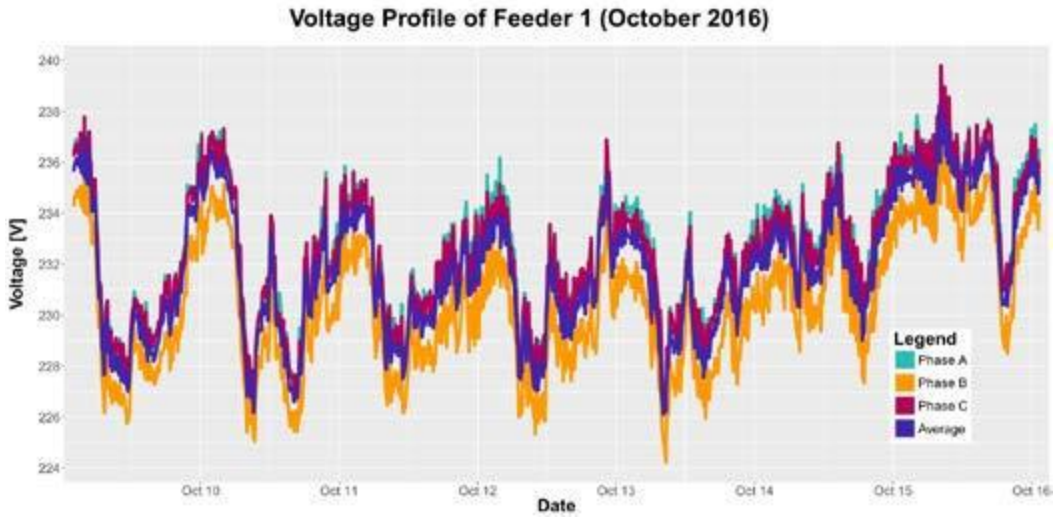
در شکل ۲– ۲۹ جریان جاری‌شده سه‌فاز بر روی فیدر ۱ به همراه جریان نوترال رسم گردیده است. اطلاعات مربوط به بازه زمانی بین ۱۰ الی ۱۶ اکتبر ۲۰۱۶ است. اطلاعاتی که از IED مربوط ارسال‌شده به‌گونه‌ای است که در آن قیدشده که هر وقت تغییر معناداری در جریان رخ دهد، اطلاعات جدید برای به‌روزرسانی به سامانه مرکزی انتقال یابد و تا زمانی که تغییری بیشتر از مقدار آستانه تنظیمی رخ نداده نیازی به ارسال داده‌ها نبوده و در سامانه به‌طور خودبه‌خود به‌جای داده جدید

همان داده قبلی تکرار خواهد شد. برای این نمودار برای مثال در هر ۵ دقیقه حدوداً یک داده ارسال گردیده است. این اطلاعات نمایشگر یک الگوی تکرارشونده از افزایش مصرف در غروب خورشید به سبب نبود تولید خورشیدی در این ساعات است. همچنین دیده می‌شود که جریان سه‌فاز در این قسمت از شبکه در حد چشمگیری نامتعادل بوده و در بیشتر زمان‌ها جریان فاز C بیش‌تر از دو فاز دیگر بوده و جریان سیم نول در برخی از ساعات به بیش از ۴۰ آمپر می‌رسد. برهم خوردن تعادل سه‌فاز و افزایش جریان نوترال سبب افزایش تلفات در شبکه و ترانسفورمر توزیع می‌گردد.

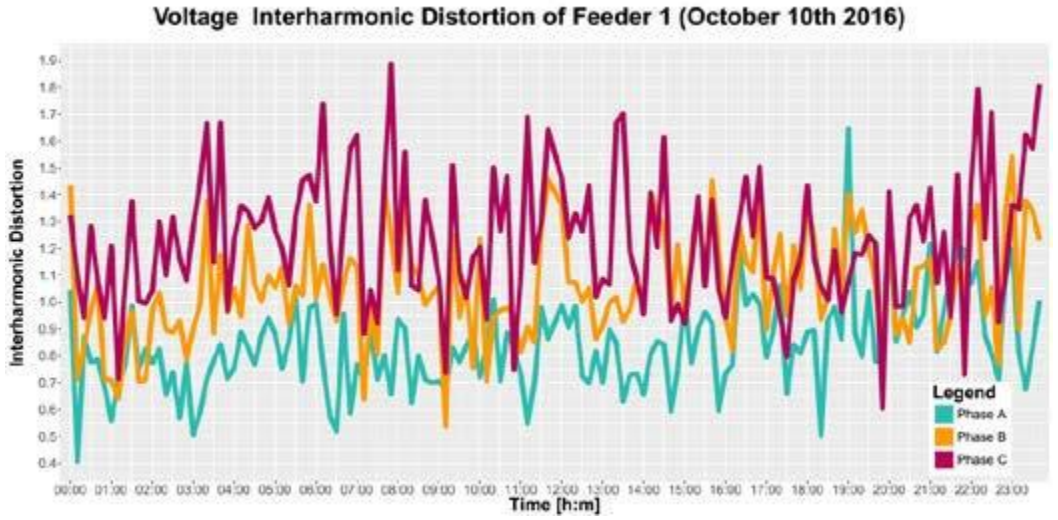


شکل ۲- ۲۹- جریان سه‌فاز خوانده‌شده توسط IED مربوط به فیدر ۱

در شکل ۲- ۳۰ نیز ولتاژهای قرائت‌شده در فیدر ۱ آورده شده است. دیده می‌شود که در این فیدر به‌طور متوسط ولتاژ در طول روز به میزان ۱۰ ولت بالا و پایین می‌شود. بااین‌وجود ازنظر وضعیت عدم تعادل سه‌فاز ولتاژی فیدر در وضعیت مطلوبی است. در شکل ۲- ۳۱ نیز THD ولتاژی فیدر ۱ در طول یک روز (دهم اکتبر) آورده شده است. تعادل ولتاژی سه‌فاز در یک شبکه اهمیت ویژه‌ای داشته و بروز برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز در ولتاژ خبر از بروز یک مشکل بزرگ در شبکه می‌دهد.

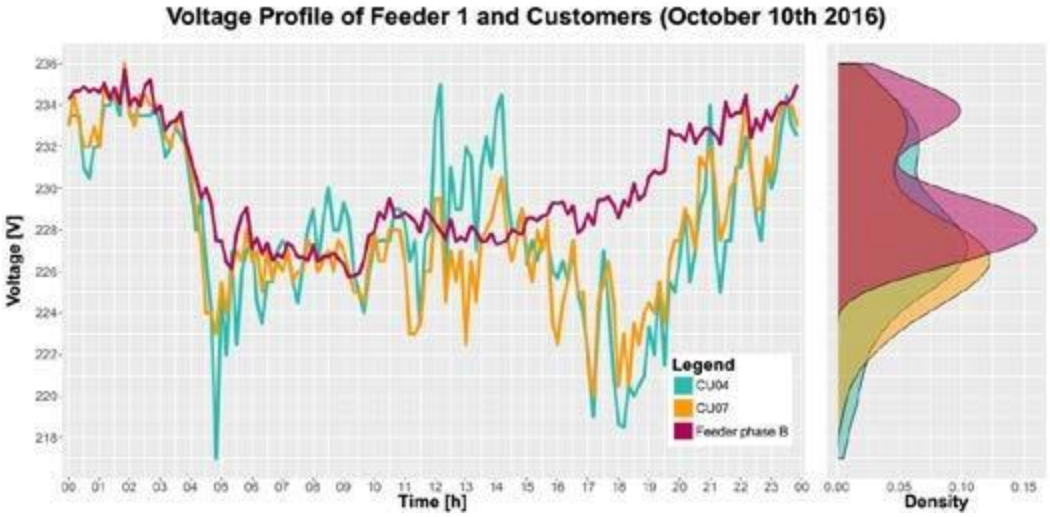


شکل ۲- ۳۰- ولتاژ فیدر ۱ بین تاریخ‌های ۱۰ الی ۱۶ اکتبر



شکل ۲- ۳۱- هارمونیک ولتاژی (THD) فیدر ۱

درشکل ۲- ۳۲ ولتاژ قرائت‌شده از مشترک ۴، ۷ و نیز فیدر ۱ در طول یک روز آورده شده است. قابلیت پایش ولتاژ از کنتورهای هوشمند باعث می‌شود تا بتوان در گستره وسیعی از شبکه توزیع درکی دقیق از وضعیت ولتاژی شبکه داشت. مشترک شماره ۴ نمودار فیروزه‌ای‌رنگ به پنل فوتوولتاییک مجهز است. به همین جهت دیده می‌شود در ساعاتی که نور خورشید به پنل‌ها می‌تابد ولتاژ محل مصرف تا حدود ۲۳۵ ولت بالا رفته درحالی‌که ولتاژ فیدر در حدود ۲۲۶ ولت است. اما با کم شدن تابش خورشید و تغییر میزان مصرف مشترک ولتاژ مجدداً به حدود مورد انتظار و مطابق با منطق سنتی پروفایل بار بازمی‌گردد. این طبع متغیر و عدم قطعیت در تولید پراکنده یکی از ضرورت‌های مهم برای پایش بخش LVشبکه‌های توزیع فعال است. هر چه تعداد کنتورهای هوشمند بیشتر باشد کاربری اطلاعات سامانه پایش شبکه‌های توزیع افزایش بیشتری پیدا می‌کند.



شکل ۲- ۳۲-ولتاژ فیدر ۱ و مشترکین ۷ و ۴ (شکل ۲- ۲۴) طی یک روز (فاز B)

۲- ۴- ۵- عملکردهای پیشنهادی برای سامانه پایش شبکه توزیع فشار ضعیف

با توجه به تحلیل نتایج قرائت‌شده از بیش از ۶ ماه پایش کنتورهای مصرف‌کنندگان، پنل‌های فوتوولتاییک و نیز حسگرهای موجود در فیدرها چندین عملکرد قابل‌دستیابی و مهم برای سامانه پایش توزیع پیشنهادی این پروژه تعریف می‌گردد.

- پایش جریان : برای تشخیص برهم‌خوردگی‌های تعادل سه‌فاز
- پایش ولتاژ : برای تشخیص برهم‌خوردگی‌های تعادل سه‌فاز، کیفیت توان (تحلیل THD ولتاژ)، تشخیص تأثیر منابع تولید پراکنده خورشیدی بر روی ولتاژ مصرف‌کنندگان و صدور آلارم در صورت بروز ولتاژهای غیرمجاز
- پایش توان حقیقی: برای تشخیص میزان مصرف، تولید و نیز تشخیص الگوی مصرف انواع مصرف‌کنندگان و تهیه پروفایل‌های بار متفاوت برای تخمین وضعیت مشترکینی که کنتور هوشمند ندارند.
- پایش ضریب توان: برای تشخیص مناطقی که نیاز به جبران سازی توان راکتیو دارند.

با استفاده از پایش پارامترهای ذکرشده، بهره‌بردار شبکه هوشمند یک گام به کنترل محلی شبکه‌های توزیع با ضریب نفوذ بالای منابع تولید پراکنده به‌خصوص منابع تجدید پذیر انرژی نزدیک‌تر می‌شوند.

۲- ۵- پروژه رؤیت‌پذیر نمودن شبکه توزیع فشار ضعیف/متوسط (محل اجرا: سوئد) [۲۱]

شرکت واتنفال (Vattenfall) سوئد یکی از اولین شرکت‌ها در امر استفاده از کنتورهای هوشمند در جهت دستیابی به شبکه‌ای هوشمند است. این شرکت در نظر دارد تا با استفاده از حسگرهای نصب‌شده در پست‌های ثانویه توزیع در کنار اطلاعات قرائت‌شده از کنتورهای هوشمند درصدد رؤیت شبکه‌های توزیع فشار ضعیف حرکت کند. اما هدف نهایی در امر رؤیت‌پذیری به این مرحله ختم نشده و این شرکت درصدد آن است تا شبکه اطلاعاتی پست‌ها و کنتورهای فشار ضعیف را با حسگرهای موجود در شبکه فشار متوسط تلفیق نماید و با استفاده از آن اطلاعات زمان – حقیقی از پست‌های توزیع فشار ضعیف، کنتورهای مصرف‌کنندگان، اندازه‌گیری‌های صورت گرفته در نقاط استراتژیک فیدرهای فشار متوسط و نیز پست‌های اولیه توزیع، شبکه توزیعی رؤیت شده داشته باشد. این امر سبب می‌شود تا عملیات خودکار مربوط به سامانه‌هایی نظیر مدیریت توزیع و اتوماسیون توزیع با اشراف اطلاعاتی بهتری پیاده‌سازی گردد.

در حال حاضر طول خطوط شبکه توزیع تحت مدیریت واتنفال به ۱۲۰۰۰۰ کیلومتر می‌رسد. شبکه فشار ضعیف نیمی از طول خطوط را به خود اختصاص داده است. این حجم از شبکه توزیع تاکنون رؤیت نشده بوده است. بیشتر پست‌های توزیع این شبکه، یعنی در حدود ۴۱۰۰۰ عدد از پست‌ها از نوع پست‌های توزیع ثانویه هستند (۲۰ یا ۱۰ کیلوولت به ۰٫۴). در کنار تعداد پست‌های پرشمار توزیع به‌طور روزانه از کنتورهای هوشمند نصب‌شده در سطح شبکه حدود ۷۰۰۰۰۰ رخداد به سامانه مرکزی ارسال می‌گردد. این حجم عظیم از اطلاعات نیازمند وجود سامانه‌ای خودکار برای مدیریت اطلاعات است. در کنار مدیریت‌های زمان–حقیقی باید امکاناتی نیز برای ثبت تاریخی اطلاعات برای تحلیل‌های آتی وجود داشته باشد. این امر سبب می‌شود که رؤیت شبکه‌های توزیع از شبکه‌های انتقال متفاوت شود و پیچیدگی‌های فنی مختص به خود را داشته باشد.

جدول ۲- ۹- نگاهی اجمالی بر پروژه

نام مقاله / گزارش	پروژه UPGRID Swedish Demo (رؤیت‌پذیر نمودن شبکه توزیع فشار ضعیف/متوسط)
عملکردهای قابل‌انتظار	پایش بارگذاری دارایی‌ها پایش ولتاژها و ضریب توان در نقاط مجهز به تجهیزات اندازه‌گیری شبکه پایش کیفیت توان تشخیص وقوع خاموشی در شبکه
حس‌گرهای جریانی	روگووسکی کویل
محل نصب حسگرها	سمت ثانویه ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع یا ابتدای فیدرهای فشار ضعیف در سطح LV سمت ثانویه ترانسفورمر شبکه فشار متوسط در کنار اندازه‌گیری‌هایی در نقاط استراتژیک شبکه فشار متوسط
آیا از کنتور هوشمند استفاده‌شده؟	بله

پارامترهای اندازه‌گیری شده	ولتاژ : بزرگی، زاویه و نیز اعوجاج هارمونیکی جریان : بزرگی، زاویه و نیز اعوجاج هارمونیکی دمای پست توزیع محفوظ در اتاقک توزیع

۲- ۵- ۱- هدف از اجرای پروژه

در این پروژه قصد بر آن است تا راه‌حل‌های عملی برای رؤیت و پایش شبکه‌های توزیع فشار متوسط و فشار ضعیف پیدا و پیاده‌سازی شود.به‌طورکلی می‌توان چهار امر را به‌عنوان عوامل محرک برای رؤیت‌پذیر ساختن شبکه‌های توزیع برشمرد. این عوامل عبارت‌اند از:

- مرکزیت مشترک در بازار برق
- برقی شدن بیش‌ازپیش گرمایش و سرمایش
- افزایش تولیدات پراکنده در کنار تولیدات متمرکز
- عملیات شبکه‌های توزیع در راستای بهبود کیفیت برق‌رسانی

ترکیب سامانه پایش شبکه‌های توزیع فشار ضعیف در کنار رؤیت ارتقا یافته شبکه فشار متوسط می‌تواند سبب کاهش خاموشی‌های تجربه‌شده توسط مشترکین شده و ارتقای کیفیت تغذیه بارها را نیز به همراه داشته باشد. شرکت واتنفال با توجه به معاهده پاریس در راستای کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی برای ارتقای مشارکت مصرف‌کنندگان در امر تولید تجدید پذیر انرژی الکتریکی و نیز مدیریت مصرف، رؤیت‌پذیر نمودن کامل شبکه‌های توزیع فشار ضعیف و فشار متوسط را برای پیاده‌سازی الگوریتم‌های پایشی و کنترلی سامانه‌های مدیریت توزیع در یک شبکه هوشمند را ضروری ارزیابی کرده است. از همین رو این پروژه در راستای کشف فرصت‌ها و چالش‌های رؤیت‌پذیر نمودن شبکه‌های توزیع فشار ضعیف و فشار متوسط در کنار یکدیگر تعریف گردیده است.

۲- ۵- ۲- تجهیزات استفاده‌شده

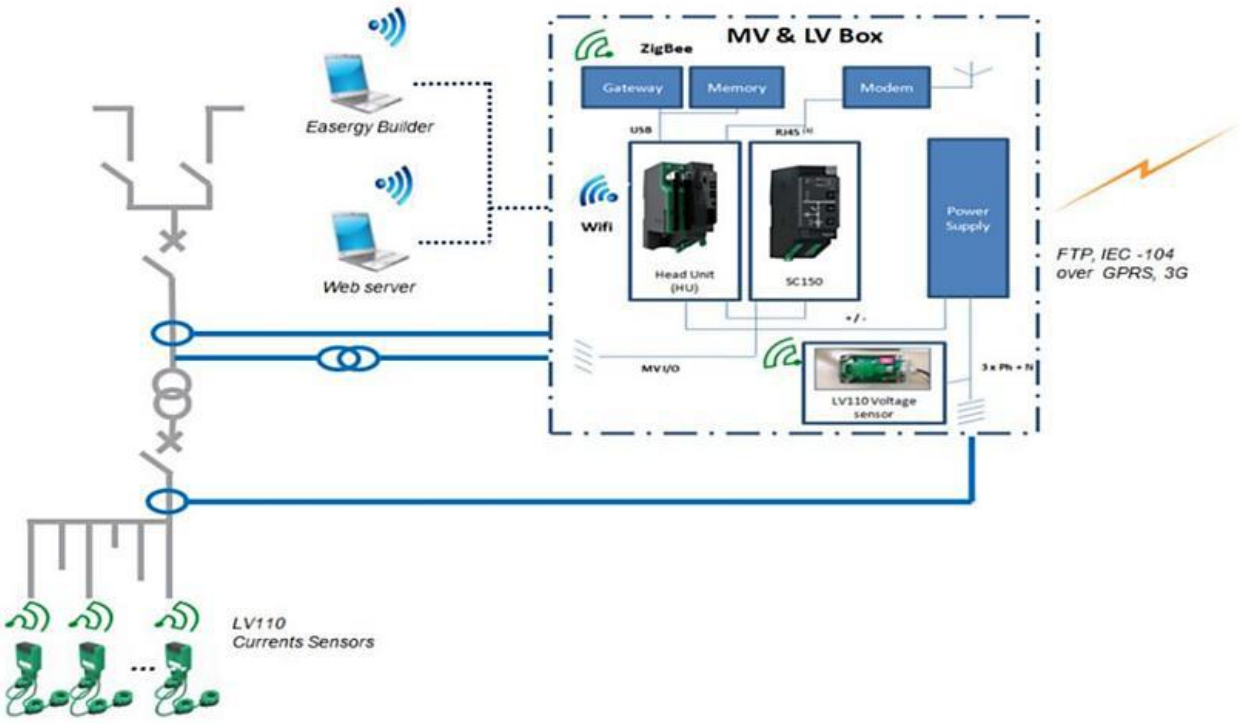
در ادامه برخی از تجهیزات کاندید شده برای نصب در شبکه توزیع فشار ضعیف/متوسط آورده شده است. اندازه‌گیری‌های جریانی در سمت فشار ضعیف شبکه در این پروژه با استفاده از حسگرهای روگووسکی صورت پذیرفته است. یکی از ایده‌های جالب پیاده‌سازی شده در این پروژه استفاده از حسگرهای بی‌سیم جریانی برای انتقال داده‌های مربوط به جریان‌های اندازه‌گیری شده در سمت ثانویه ترانسفورمر توزیع فشار ضعیف است.

الف – Schneider electric RTU

واحد پایانه از راه دور یا Remote Terminal Unit مدلRasergy T300 RTU در اصل برای نصب در شبکه‌های فشار متوسط توزیع طراحی‌شده که امکان استفاده در سطح شبکه‌های توزیع فشار ضعیف را نیز دارد. این تجهیز از یک طراحی

ماژولار بهره می‌برد که تجهیزات موردنیاز برای آن بسته به عملکرد مدنظر تغییر می‌نماید. این تجهیز برای کنترل و پایش پست‌های توزیع فشار متوسط به فشار متوسط و نیز فشار متوسط به فشار ضعیف مورداستفاده قرار می‌گیرد. این تجهیز قابلیت کنترل کلیدها، اندازه‌گیری شارش توان، کیفیت توان و نیز تشخیص وقوع خطا در پایین‌دست پست فشار متوسط به فشار ضعیف را دارا است. همچنین در این تجهیز می‌توان ارتباط بین حسگرهای ولتاژی و جریانی با کنترلر را با استفاده از مخابرات بی‌سیم ZigBeeپیاده‌سازی نمود.

در شکل ۲- ۳۳ یک نمونه از اندازه‌گیری‌های سمت فشار متوسط و فشار ضعیف ترانسفورمر توزیع ۰,۴/۱۰ کیلوولت آورده شده است. دیده می‌شود که این تجهیز قادر به اندازه‌گیری ولتاژ و جریان سمت فشار متوسط در کنار اندازه‌گیری جریان سمت فشار ضعیف ترانسفورمر است. اندازه‌گیری‌ها در سمت فشار ضعیف با استفاده از حسگرهای روگووسکی صورت می‌پذیرد.



شکل ۲- ۳۳- نحوه نصب حسگرهای روگووسکی فشار ضعیف به RTU

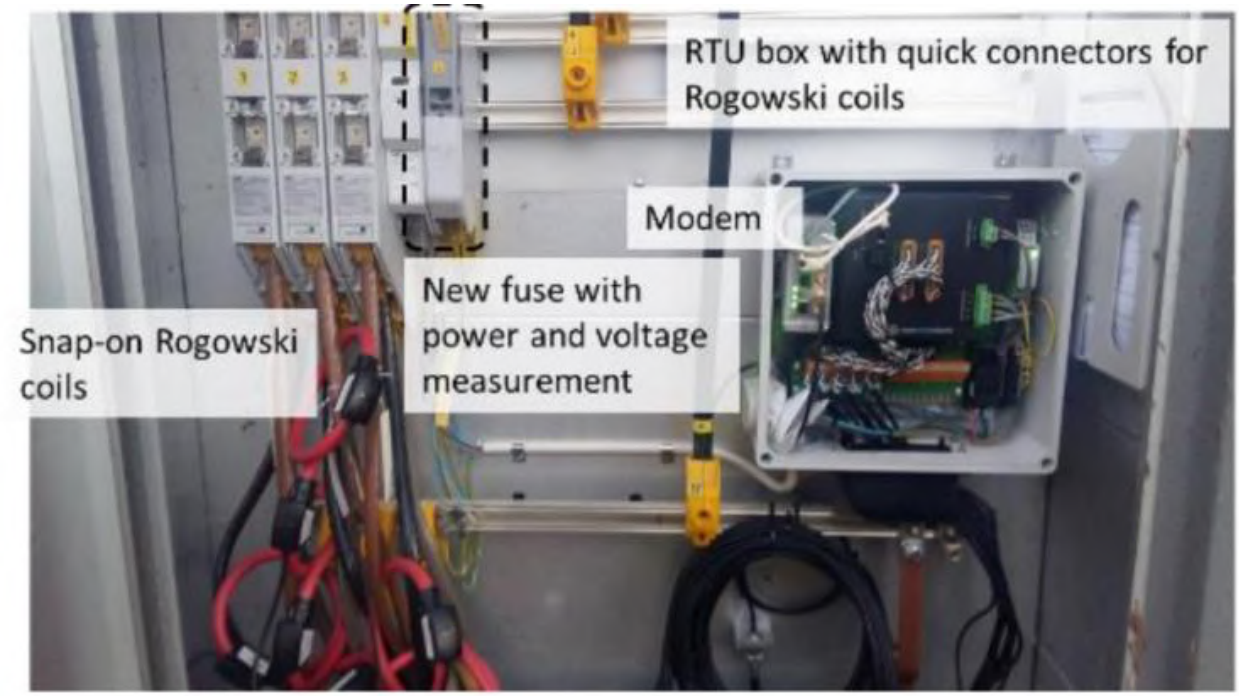
حس‌گر روگووسکی استفاده‌شده در این پروژه نیازی به منبع تغذیه ندارد و با استفاده از سازوکار مخابراتی بی‌سیم ZigBee به کنترلر اشنایدر وصل شده است. اندازه‌گیری‌های جریانی انجام‌شده در سطح فشار متوسط نیز با استفاده از ترانسفورمرهای جریان سازگار با IEC61869-2 پیاده‌سازی شده است.



شکل ۲- ۳۴- حسگرهای روگووسکی نصب‌شده در ابتدای فیدرها

ب- GE RTU Solution for LV network monitoring

این تجهیز با استفاده از اندازه‌گیری‌های ولتاژ و جریان در سمت فشار ضعیف ترانسفورمر ثانویه توزیع قادر است تا شارش توان، کیفیت توان و تشخیص وقوع خطا در این سطح ولتاژی را تشخیص دهد. این تجهیز این امکان را دارد که اندازه جریان‌های سه‌فاز چند فیدر توزیع را اندازه‌گیری نماید و در اصل با یک مدار مانیتورینگ بتوان جریان‌های ابتدای چندین فیدر را به اطلاع سامانه مدیریت توزیع رساند. این تجهیز از حسگرهای روگووسکی برای اندازه‌گیری‌های جریانی پشتیبانی می‌کند. در شکل ۲- ۳۵ شیوه نصب حسگرهای روگووسکی کویل برای اندازه‌گیری جریان‌های خروجی فیدرهای توزیع فشار ضعیف آورده شده است. مدل استفاده‌شده در این پروژه سه ورودی ولتاژی و ۱۸ ورودی جریانی (۶ فیدر سه‌فاز) را پشتیبانی می‌کند.



شکل ۲- ۳۵- شیوه قرارگیری تجهیزات اندازه‌گیری در یک تابلو

۲- ۵- ۳- کاربردهای مورد انتظار

پایش بارگذاری دارایی‌ها و پایش پارامترهای بهره‌برداری

اندازه‌گیری‌های انجام‌شده توسط مجموعه RTU و حسگرها در جدول ۲- ۱۰ آورده شده است. اطلاعات این بخش به‌طورکلی بهره‌بردار شبکه را از وضعیت شارش توان‌های شبکه و نیز بارگذاری دارایی‌ها مطلع می‌سازد. علاوه بر این پارامترهای اندازه‌گیری شده در این بخش برای عملکردها و الگوریتم‌های تشخیصی-هشداری بخش‌های دیگر سامانه رؤیت شبکه توزیع نیز کارایی دارد. با استفاده از اطلاعات این بخش موارد زیر مورد ارزیابی قرار می‌گیرد :

- بارگذاری پست‌های توزیع ثانویه/اولیه و فیدرهای فشار متوسط
- وضعیت شبکه توزیع ازنقطه‌نظر ولتاژ و مکان‌یابی بخش‌هایی که نیاز به نصب جبران‌سازهای توان راکتیو دارند.
- اندازه‌گیری ضریب توان و شناسایی نقاطی از شبکه که در آن‌ها ظرفیت مدار به سبب میزان بالای توان راکتیو اشغال‌شده است.

جدول ۲- ۱۰- اندازه‌گیری‌های انجام‌شده با استفاده از RTUها

عنوان	نوع اندازه‌گیری
جریان	جریان‌های سه‌فاز در کنار امکان اندازه‌گیری جریان نوترال

ولتاژ	ولتاژهای فاز به زمین یا فاز به فاز
توان حقیقی	توان حقیقی هر یک از فازها (یا سه‌فاز)
توان راکتیو	توان راکتیو هر یک از فازها (یا سه‌فاز)
توان ظاهری	توان ظاهری سه‌فاز
ضریب توان	ضریب توان هر یک از فازها در کنار تعیین ضریب توان سه‌فاز
فرکانس	فرکانس ولتاژ اندازه‌گیری می‌شود.

کاربردهای کیفیت توانی

یکی از مزایای وجود سامانه‌ای پایشی برای یک شبکه توزیع امکان رصد شبکه به‌صورتزمان–حقیقی است. با توجه به حجم بالای اطلاعات و نیز گستره جغرافیایی وسیع شبکه‌های توزیع لازم است تا سامانه‌های تشخیصی–هشداری برای رخدادها و خطاهای شبکه طراحی گردد که به‌صورت خودکار بهره‌بردار شبکه را از وقوع اتفاقات شبکه مطلع سازد. در ادامه به برخی از عملکردهای خودکار تشخیصی–هشداری طراحی‌شده در این پروژه برای پایش کیفیت توان شبکه آورده شده است.

- تشخیص fast voltage dip: صدور آلارم برای وقوع dipولتاژی زیر ۹۰ در صد مقدار نامی برای هر یک از فازهای پایین‌دست ترانسفورمر
- تشخیص fast voltage swell : صدور آلارم برای ولتاژهای بزرگ‌تر از ۱۱۰ در صد مقدار نامی برای هر یک از فازهای پایین‌دست ترانسفورمر
- تشخیص slow voltage dip : صدور آلارم برای افت ولتاژ در بازه‌ای ده‌دقیقه‌ای (و یا حتی طولانی‌تر)
- تشخیص slow voltage swell : صدور آلارم برای افزایش ولتاژ در بازه‌ای ده‌دقیقه‌ای (و یا حتی طولانی‌تر)
- برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز ولتاژ : صدور آلارم وقتی نسبت مؤلفه منفی (negative sequence) به مؤلفه مثبت سه‌فاز (positive sequence) ولتاژی از ۲ در صد در بازه‌ای ده‌دقیقه‌ای بیشتر گردد.
- اعوجاج هارمونیکی کلی ولتاژ (Voltage Total Harmonic Distortion) : صدور آلارم درزمانی که THD ولتاژ بیشتر از ۸ درصد گردد.
- برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز جریان : صدور آلارم درزمانی که نسبت مؤلفه منفی به مؤلفه مثبت سه‌فاز جریانی برای مدت‌زمان حداقل ۱۰ دقیقه بیش از ۲۰ درصد گردد.

- اعوجاج هارمونیکی کلی جریانی (Current Total Harmonic Distortion) : صدور آلارم در صورت آنکه میزان THD جریانی هر فاز بیشتر از مقداری مشخص از جریان کشیده شده از ترانسفورمر شود.
- فلیکر : تشخیص حضور فلیکر و صدور آلارم برای اماکنی که نوسانات ولتاژ در بیشتر زمان بهره‌برداری از پست حضور دارد.

جدول ۲- ۱۱- اندازه‌گیری‌های مرتبط با کیفیت توان

عنوان	نوع اندازه‌گیری
ولتاژ	اندازه‌گیریVoltage Sag/Swell
جریان	عدم تقارن جریان‌های سه‌فاز
هارمونیک جریان	هارمونیک‌های ۲ تا ۱۵
هارمونیک ولتاژ	هارمونیک‌های ۲ تا ۱۵
THD جریانی	اندازه‌گیریTHD موج جریان
THD ولتاژ	اندازه‌گیریTHD موج ولتاژ

جدول ۲- ۱۲- پارامترهای اندازه‌گیری شده برای اطلاع از شرایط بهره‌برداری غیرعادی

عنوان	نوع اندازه‌گیری
ولتاژ	ثبت و آلارم برای Voltage Dip و Voltage Swellهای سریع و آهسته
ولتاژ	ثبت و آلارم برای وقوع عدم تعادل ولتاژ
توان	ثبت و آلارم برای از دست رفتن توان در پست
جریان	ثبت و آلارم برای وقوع اضافه جریان و نیز برهم خوردن تعادل سه‌فاز جریان‌ها

کاربردهای مربوط به تشخیص وقوع خطا :

در صورت وقوع خطا در شبکه توزیع، برای پاک‌سازی خطا سه احتمال وجود دارد. یا رله ابتدای فیدر فشار متوسط تریپ می‌دهد، یا فیوزهای موجود در شبکه فشار متوسط سبب پاک‌سازی خطا شده و یا فیوزهای موجود در شبکه فشار ضعیف خطا را پاک‌سازی می‌کنند. وقوع هر یک از موارد یادشده بسته به محل وقوع خطا و نوع آن دارد. در حال حاضر تنها در صورت تریپ رله ابتدای فیدر فشار متوسط است که بهره‌بردار شبکه از وقوع خطا مطلع می‌شود. اطلاعات دریافتی در اتاق کنترل نیز در صورت عملکرد رله ابتدای فیدر فشار متوسط نیز مشتمل بر نوع خطا بوده و اطلاعاتی از محل آن ارائه نمی‌شود.

در این پروژه در سطح فشار متوسط از نشان‌گرهای خطا استفاده‌شده است. اما برای بخش فشار ضعیف تنها نقطه اندازه‌گیری ابتدای فیدرها یا ترانسفورماتور مربوط به شبکه توزیع ثانویه است. برای تشخیص وقوع خطا در سطح فشار ضعیف برخی از مواردی که باید در نظر گرفته شود در ادامه آورده شده است:

برخی از عملکردهای ضروری در سطح فشار متوسط[۳۱] :

- ارسال هشدار در صورت باز شدن یک، دو و یا سه‌فاز فیدر فشار متوسط
- تشخیص موفقیت‌آمیز بودن عملیات باز بست

برخی از عملکردهای لازم برای اهداف حفاظتی در سطح فشار ضعیف شبکه :

- مقایسه مؤلفه‌های مثبت و منفی ولتاژ برای تشخیص وقوع خطاهای نامتقارن در سطح شبکه فشار ضعیف
- صدور آلارم در صورت تشخیص افت ولتاژ بیش از مقداری از پیش تعیین‌شده برای اطلاع بهره‌بردار شبکه از امکان وقوع خطا در شبکه فشار ضعیف
- اطلاع از سوختن فیوز در صورت : (تشخیص شرایط اضافه‌بار و همراه شدن آن با از دست رفتن ناگهانی بخشی از بارها) یا (تشخیص اضافه جریان و همراه شدن آن شرایط غیرعادی ولتاژی و تغییر ناگهانی در توان) یا (تشخیص اضافه جریان و از دست رفتن تغذیه کلی پست)
- رخداد وقوع برهم‌خوردگی توازن سه‌فاز ولتاژی : صدور آلارم برای شرایطی که عدم تعادل ولتاژهای سه‌فاز از حدی قابل تنظیم فراتر رود.
- تشخیص fast voltage dip : این مورد که در بخش قبلی هم به آن اشاره شد از وقوع یک خطا در شبکه خبر می‌دهد که لازم است تا به‌صورت یک هشدار به اطلاع بهره‌بردار شبکه رسانده شود.
- تشخیص وقوع اضافه جریان : بسته به فناوری استفاده‌شده در حسگرهای جریانی و همچنین ظرفیت ذکرشده برای اندازه‌گیری جریان‌های بیش از مقدار نامی می‌توان وقوع اضافه جریان‌هایی بیش از یک بازه زمانی مشخص را به‌صورت یک نشانگر از وقوع خطا تعریف نمود.

[۳۱] متاسفانه اطلاعاتی در مورد چگونگی پیاده‌سازی این عملکردها در گزارش نیامده است.

به‌طورکلی در این پروژه ذکر می‌گردد که پتانسیل بالایی در استفاده از داده‌های برداشت‌شده از پست‌های فشار ضعیف برای شناسایی و تشخیص وقوع خطا در شبکه‌های فشار متوسط وجود دارد. هرچند که در این پروژه از این پتانسیل استفاده نشده است. اما به‌طورکلی با توسعه سامانه‌هایی نظیر اسکادا و نیز مدیریت توزیع فشار ضعیف/فشار متوسط می‌توان عملکردهایی جدید با استفاده از داده‌های در دسترس رسید.

۲- ۶- سامانه مدیریت شبکه فشار ضعیف توزیع–(محل اجرا: پرتغال) [۲۲]

در این پروژه هدف اصلی ارزیابی قابلیت‌های بالقوه مجموعه‌ای از حسگرها و کنتورهای هوشمند برای رؤیت‌پذیری شبکه‌های توزیع فشار ضعیف است. برای این کار اندازه‌گیری‌هایی در سمت فشار ضعیف پست‌های توزیع ثانویه و ابتدای انشعابات توزیع در ترکیب با اطلاعات استخراج‌شده از کنتورها در منطقه‌ای به نام Batlha در کشور پرتغال به‌صورت پایلوت پیاده‌سازی شده است. با استفاده از این اندازه‌گیری‌ها به مواردی نظیر پایش/مدیریت کیفیت توان، بهینه‌سازی بهره‌برداری، جلوگیری، تشخیص و مکان‌یابی خطا و استفاده از اطلاعات رؤیت شده در مدیریت شبکه فشار ضعیف و اتوماسیون توزیع پرداخته می‌شود. در جدول ۲- ۱۳ به‌طور اجمالی به برخی از جوانب اصلی این پروژه پرداخته‌شده است.

جدول ۲- ۱۳- نگاهی اجمالی بر پروژه

نام مقاله / گزارش	**a management system for low voltage grids (مقاله)**
عملکردهای قابل‌انتظار	رؤیت‌پذیر نمودن شبکه توزیع به‌منظور : • پایش و نمایش شارش توان در سطح شبکه • پایش کیفیت توان • استفاده از داده‌های سامانه پایش برای بهینه‌سازی بهره‌برداری • مدیریت رویدادها و خاموشی‌ها • تحلیل داده‌های گردآوری‌شده برای محاسبه تلفات
حس‌گرها	در رابطه با نوع حسگرها صحبتی به میان نیامده است.
محل نصب حسگرها	سمت فشار ضعیف پست توزیع یا ابتدای فیدرها – در ابتدای انشعاب‌ها
آیا از کنتور هوشمند استفاده‌شده؟	بله، از این کنتورها برای ثبت پروفایل بار و نیز پایش ولتاژی استفاده‌شده است.

۲- ۶- ۱- هدف از اجرای پروژه

درحالی‌که شبکه‌های توزیع ابعاد وسیعی دارند اما اطلاعات بسیار اندکی از وضعیت کاری آن‌ها به‌صورت بهنگام در اختیار بهره‌بردار قرار دارد. این امر سبب شده تا شبکه توزیع به رقم گستردگی جغرافیایی و سهم گسترده‌ای که از تلفات شبکه دارند تا به امروز رؤیت‌پذیری چندانی نداشته باشند. امروزه با گسترش حضور تولیدات پراکنده در سطح شبکه‌های توزیع فشار ضعیف چالش‌های بیشتری برای بهره‌بردار شبکه پدید آمده است. منابع تولید پراکنده سبب به وجود آمدن شارش توان در دو جهت شده و این امر نیاز به پایش ولتاژهای سطح شبکه را سبب می‌شود. چراکه ممکن است به سبب تولید محلی در بخشی از شبکه ولتاژها از حدود مجاز خود خارج شوند.

حضور روزافزون تولیدات پراکنده در سطح شبکه‌های توزیع فشار ضعیف، نیاز به بهینه‌سازی شیوه بهره‌برداری از شبکه و مدیریت بهتر دارایی‌ها در این سطح ولتاژی از اهداف اصلی پیاده‌سازی سامانه مدیریت شبکه توزیع فشار ضعیف در این پروژه هستند. هدف اصلی آن است تا با کمک حسگرهای نصب‌شده در شبکه و نیز کنتورهای هوشمند مشترکین شبکه‌های توزیع رؤیت‌پذیر گردد. این رؤیت‌پذیری سبب بهبود پایش کیفیت توان از جانب بهره‌بردار و نیز بهبود وضعیت بهره‌برداری از شبکه چه ازنظر ولتاژی و چه ازنظر تلفات کلی سیستم می‌گردد. در این پروژه قصد بر آن است تا با پیاده‌سازی یک پایلوت برای رؤیت‌پذیری شبکه توزیع فشار ضعیف درکی بهتر از چالش‌های مختلف در زمینه‌های مخابراتی، نرم‌افزاری و سخت‌افزاری برای بهره‌بردار شبکه به وجود آید. همچنین در این پروژه چالش‌های فنی برای پیاده‌سازی سامانه مدیریت توزیع فشار ضعیف نیز مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

۲- ۶- ۲- تجهیزات استفاده‌شده و معماری سامانه

شبکه توزیع کنونی مشخصه‌ای غیرفعال داشته و به سبب عدم حضور تجهیزات گردآوری اطلاعات فاقد عملکردهای کنترلی فعال در سطح این شبکه است. این در حالی است که در مقوله شبکه‌های هوشمند در حال حاضر صحبت از نصب حسگرها در فیدرهای فشار ضعیف همواره در میان است. در این پروژه پست‌های ثانویه به واحدهای مخابراتی – کنترلی مرکزی برای دریافت و ارسال اطلاعات از شبکه حسگرهای نصب‌شده در سمت فشار ضعیف پایین‌دست خود مجهز می‌شوند.

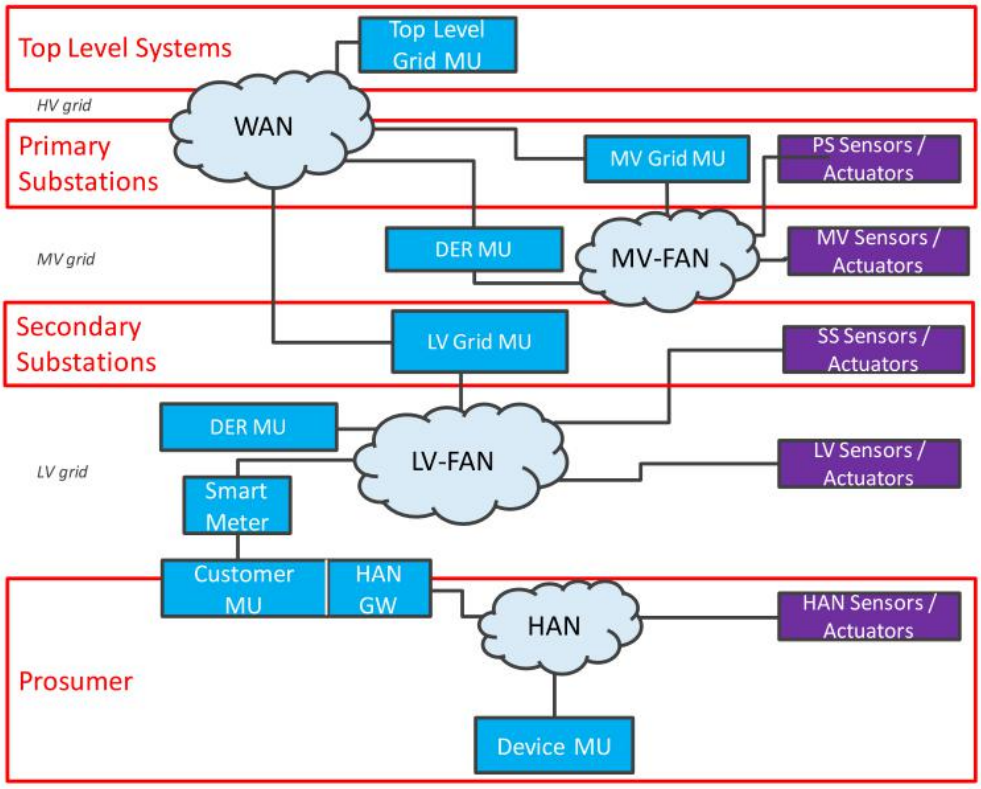
بسترهای مخابراتی استفاده‌شده در این پروژه :

Power line carrier برای ارسال و دریافت اطلاعات از کنتورهای هوشمند هرچند که استفاده از این فناوری به معنای از دست رفتن امکان برقراری ارتباط با کنتورهایی است که در اثر خطا و یا قطعی بی‌برق گشته‌اند. – برای ارتباط بین حسگرها و گردآورنده اطلاعات از مخابرات بی‌سیم استفاده‌شده است. برای این کار از طیف فرکانس آزاد ۸۶۸ مگاهرتز استفاده‌شده است. برای این کار از ماژول‌های مخابراتی XBee-Pro 868 استفاده‌شده است.

اطلاعات ناشی از رؤیت شبکه‌های توزیع فشار ضعیف در اتوماسیون و مدیریت شبکه‌های فشار متوسط نیز کارایی دارد.

معماری و تجهیزات تشکیل‌دهنده مدیریت توزیع

سامانه مدیریت توزیع در این پروژه مبتنی بر معماری سلسله‌مراتبی e-balance است. در این معماری شبکه هوشمند توزیع به چند سطح تقسیم می‌شود. این سطوح عبارت‌اند از: مصارف خانگی، شبکه فشار ضعیف، تولیدات پراکنده، سامانه‌های مدیریتی-پایشی مربوط به بهره‌بردار شبکه. هرکدام از سطوح نامبرده واحد مدیریتی مخصوص به خود را داشته که برخی فرمان‌ها کنترلی محلی و نیز جمع‌آوری اطلاعات را می‌توان عمده وظایف آن‌ها دانست.



شکل ۲- ۳۶- معماری سامانه مدیریت توزیع e-balance

هدف این پروژه پیاده‌سازی شبکه‌ای از حسگرها و ساخت یک سامانه مدیریت توزیع فشار ضعیف است. به همین سبب یک واحد مدیریت شبکه فشار ضعیف متشکل از حسگرها، کنتورهای هوشمند و شبکه‌های مخابراتی میدانی برای اتصال مخابراتی تجهیزات نامبرده پیاده‌سازی می‌گردد. سامانه مخابراتی این پروژه ترکیبی از PLC و یک شبکه مخابراتی بی‌سیم است. سامانه مدیریتی فشار ضعیف این پروژه در یک پست ثانویه توزیع واقع‌شده است. برای آن‌که سامانه مدیریتی قادر به تصمیم‌گیری باشد لازم است تا اطلاعات حسگرها و کنتورهای هوشمند به آن ارسال گردد. برای این کار اطلاعات حسگرهای اندازه‌گیری موجود بر انشعابات و نیز کنتورهای هوشمند به گردآورنده‌های اطلاعات نصب‌شده در اتاقک‌های خیابانی توزیع ارسال می‌گردد. این تجهیزات نیز اطلاعات دریافت شده را از طریق لینک‌هایی مبتنی بر Ethernet یا به‌صورت بی‌سیم به سامانه مدیریت شبکه توزیع منصوب در پست ثانویه ارسال می‌گردد.

۲- ۶- ۳- عملکردهای مورد انتظار از سامانه مدیریت توزیع فشار ضعیف

هدف اصلی از این پروژه حصول قابلیت‌های یک سامانه مدیریت توزیع فشار ضعیف برای سامانه پایلوت Batlha در پرتغال است. امکانات این سامانه عبارت‌اند از : **پایش شارش توان**، پایش شرایط بهره‌برداری از شبکه ازنظر **کیفیت توان**، **تشخیص کلاه‌برداری**، **محاسبه تلفات**، **تشخیص وقوع خطای فشار ضعیف**، تشخیص خطا در مدارهای روشنایی معابر و جلوگیری از بروز خطا با پایش شیوه استفاده از دارایی‌ها است.

پایش شارش توان و تلفات:

هدف اصلی این عملکرد اندازه‌گیری جریان‌های فازها، شارش توان‌های خطوط، محاسبه تلفات، ولتاژ گره‌ها و ترسیم پروفایل ولتاژ خطوط با استفاده از اطلاعات دریافتی از حسگرهای نصب‌شده در شبکه و نیز کنتورهای هوشمند مشترکین است. برای پیاده‌سازی این امر علاوه بر تعداد مشخصی از اندازه‌گیری‌ها می‌بایست مدلی نسبتاً دقیق از شبکه نیز در اختیار سامانه پایش قرارگرفته باشد. البته برای محاسبات مربوط به تلفات لازم است تا اطلاعات دوره‌ای کنتورهای مشترکین در کنار داده‌های به‌دست‌آمده از تجهیزات اندازه‌گیری تحلیل شده تا بتوان تخمینی از تلفات فنی و غیر فنی شبکه را محاسبه نمود.

مدیریت رخدادها و خاموشی‌ها :

حس‌گرهای استفاده‌شده در این پروژه به سامانه هشداری مجهز شده‌اند که در صورت بروز جریان‌های خطا آلارمی به بهره‌بردار شبکه به‌منظور هشدار صادر شود. این تجهیز با سامانه جغرافیایی GIS ادغام گردیده است. برای تشخیص وقوع خطا در سمت فشار ضعیف ترانسفورمر توزیع ثانویه از مقادیر اندازه‌گیری شده ولتاژی استفاده می‌شود. با رخ دادن ولتاژهای بسیار کوچک می‌توان از وقوع یک خطا در شبکه توزیع پایین‌دست اطلاع پیدا کرد حال‌آنکه در کنار این امر می‌تواند تغییرات بارگذاری فیدر نیز در نظر گرفته شود.

برای جلوگیری از بروز خطا لازم است تا بر بارگذاری فیدرها ، فیوزها و نیز ترانسفورمرهای توزیع پایش شود. برای این کار در سامانه مدیریت توزیع فشار ضعیف مدل دقیقی از شبکه ساخته‌شده و حدود حرارتی هر یک از ادوات در آن ثبت می‌گردد. سامانه پایشی با اندازه‌گیری بارگذاری تجهیزات و مقایسه آن با حد حرارتی در راستای بهره‌برداری بهتر از تجهیزات موجود اقدام می‌نماید. برای جلوگیری از بروز خطا و یا عملکرد فیوزها در سطح فشار ضعیف نیز دو پارامتر اندازه‌گیری می‌شود. اولاً که مقدار اضافه‌بار یکی از پارامترهای تحت اندازه‌گیری بوده و در کنار آن مدت‌زمان حضور آن نیز اندازه‌گیری می‌شود. این داده‌ها در بهره‌برداری بهتر از دارایی‌ها بسیار مفید بوده و سبب می‌شوند تا از عملکرد بیهوده تجهیزات حفاظتی جلوگیری شده و در مکان‌هایی که نیاز به تقویت شبکه وجود دارد، بهره‌بردار شبکه قادر به اجرای عملیات تقویت شبکه باشد.

کیفیت توان و خدمات ارائه شده به مشترکین :

به جهت پایش کیفیت خدمات مشترکین سامانه پایش شبکه‌های فشار ضعیف توزیع به‌صورت دوره‌ای اطلاعات مربوط به خاموشی‌های اعمال‌شده به مشترکین (از طریق کنتور هوشمند مشترکین)، اطلاعات مربوط به کیفیت توان (نظیرTHD ولتاژ و جریان اندازه‌گیری شده چه از طریق حسگرها و چه کنتورهای هوشمند) و ارزیابی ولتاژ نقاط حس‌گر دار شبکه ازنقطه‌نظر رعایت حدود مجاز ولتاژی.

۲- ۷- پایش زمان-حقیقی بر شبکه فشار ضعیف توزیع [۲۳]

به‌طور سنتی ، پایش شبکه توزیع عموماً در پست‌های اولیه توزیع متمرکزشده و بهره‌بردار شبکه توزیع دیدی نسبت به شبکه یا پست فشار ضعیف ندارد. با رشد سریع و نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه‌هایLV ، تمایل به گسترش پایش زمان-حقیقیبر شبکه توزیعLV افزایش می‌یابد. یکی از پروژه‌های تحت چارچوبFP7، پروژه اروپاییINTEGRIS راه‌حلی زمان-حقیقی برای پایش شبکه LV ارائه می‌دهد و آن را به روشی مقرون‌به‌صرفه پیاده‌سازی می‌کند. این راهکار اطلاعات دریافتی از کنتورهای هوشمند را با اطلاعات دریافتی از حسگرهای نصب‌شده در پست ثانویه توزیع ترکیب نموده تا بتواند با استفاده از یک سامانه مدیریت توزیع نامتمرکز اطلاعاتی دقیق و زمان-حقیقی از وضعیت کاری شبکه در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار دهد. در این مقاله زیرساخت‌های مرتبط با فناوری اطلاعات و مخابرات یک سامانه پایش شبکه فشار ضعیف توزیع به همراه آزمایش عملکرد و اثربخشی این سامانه مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

جدول ۲- ۱۴- نگاهی اجمالی بر عملکردهای مطرح‌شده

نام مقاله / گزارش	**Real-Time Low Voltage Network Monitoring – ICT Architecture and Field Test Experience (مقاله)**
عملکردهای قابل‌انتظار	• رؤیت شبکه توزیع با استفاده از تخمین وضعیت • تأمین اطلاعات لازم برای سامانه مدیریت توزیع و SCADA شبکه‌های توزیع با سطوح ولتاژی بالاتر • پایش کیفیت توانی • پایش ولتاژی • پیاده‌سازی معماری غیرمتمرکز برای مدیریت بهتر حجم بالای داده‌ها
حس‌گرها	در رابطه با نوع حسگرها صحبتی به میان نیامده است.
محل نصب حسگرها	سمت فشار ضعیف پست توزیع – ابتدای فیدرها – در ابتدای انشعاب‌ها– استفاده از کنتورهای هوشمند به‌عنوان منبع اطلاعات
آیا از کنتور هوشمند استفاده‌شده؟	بله

۲- ۷- ۱- هدف از اجرای پروژه

با رشد سریع ضریب نفوذ تولیدات پراکنده در سطح شبکه‌های توزیع فشار ضعیف انگیزه‌ای مضاعف در رؤیت‌پذیر نمودن شبکه به‌صورت زمان–حقیقی در این سطح ولتاژی به وجود آمده است. یک پایش زمان–حقیقی زمانی ممکن می‌شود که تجهیزات اندازه‌گیری به شبکه‌های فشار ضعیف/متوسط اضافه‌شده و با استفاده از یک بستر مخابراتی داده‌های ناشی از اندازه‌گیری‌های خود را به یک سامانه اطلاعاتی ارسال کند. یکی از مواردی که در سال‌های اخیر سبب افزایش امید به پیاده‌سازی سامانه‌ای برای پایش شبکه توزیع فشار ضعیف گردیده است، افزایش تعداد کنتورهای هوشمند نصب‌شده در سطح شبکه است. دو چالش اساسی در امر نصب حس‌گر در شبکه و نیز مدیریت اطلاعات دریافت شده وجود دارد. اول آنکه حجم اطلاعات دریافتی بسته به تعداد حسگرها به‌صورت نمایی افزایش پیدا می‌کند و دوم آنکه تجهیزات گوناگون ممکن است بر اساس پروتکل‌های مختلفی اطلاعات خود را ارسال کنند که این امر سبب پدید آمدن چالشی اساسی در گردآوری اطلاعات قرائت‌شده از تجهیزات مختلف دارد. به همین جهت در این پروژه با استفاده از استاندارد IEC61850 بستری مشترک برای گردآوری اطلاعات دریافتی از تجهیزات مختلف به وجود آورده شده است.

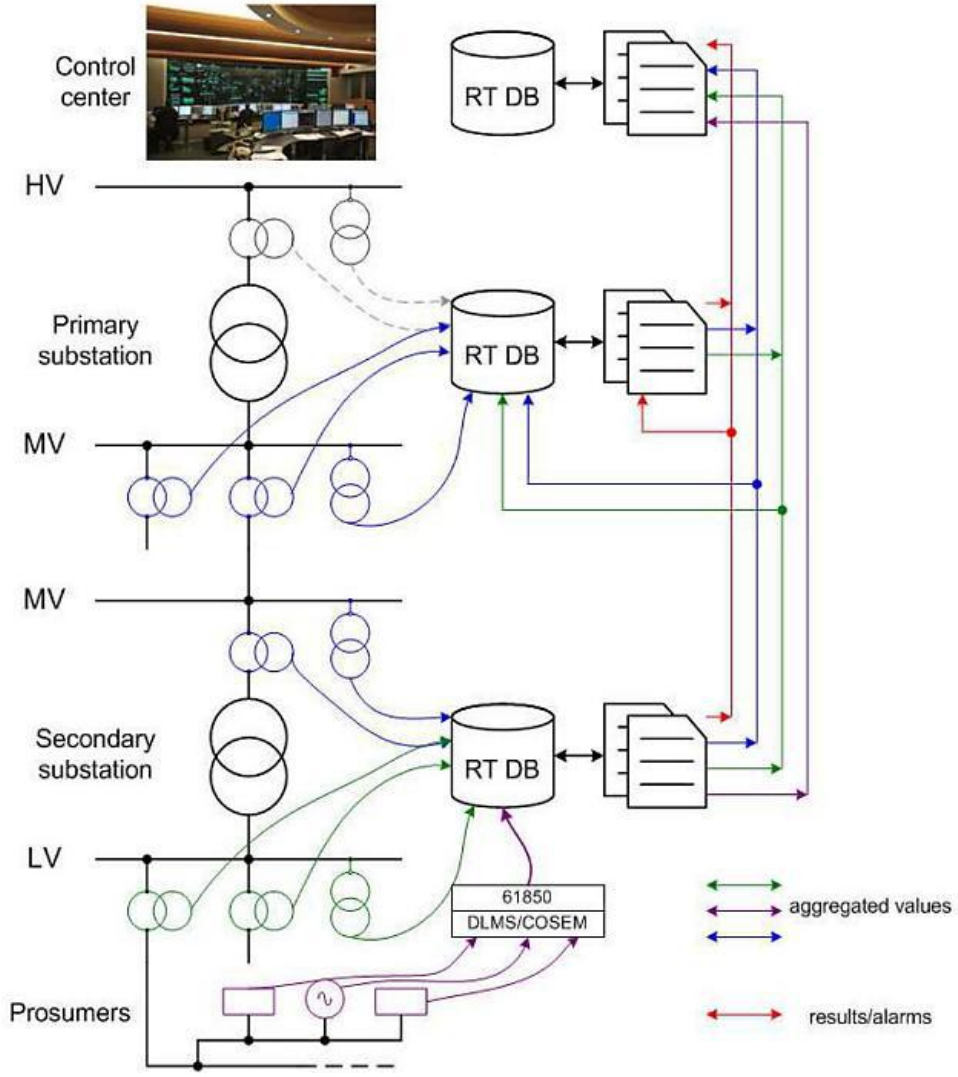
۲- ۷- ۲- تجهیزات استفاده‌شده و معماری سامانه

راهکار پایشی ارائه‌شده در این مقاله باهدف پیاده‌سازی یک سامانه پایشی به مقرون‌به‌صرفه از سه پیش‌فرض اساسی استفاده می‌کند: ۱- استفاده از داده‌های اندازه‌گیری شده توسط کنتورهای هوشمند برای ارتقای مدیریت و پایش شبکه. ۲- استفاده از معماری غیرمتمرکز برای سامانه مدیریت توزیع ۳-استفاده از استاندارد IEC61850.

در برخی از کشورهای اروپایی در حال حاضر از کنتورهای هوشمند صرفاً برای خدمات صدور قبض استفاده می‌شود. اصولاً این تجهیزات اطلاعات خود را تنها در صورت دریافت سیگنال تقاضا به سامانه رأی گیر اعلام می‌کنند و از همین رو سابقاً به آن‌ها به چشم یک تجهیز پایش زمان–حقیقی نگاه نگردیده است. برای یک شبکه توزیع گسترده تعداد حسگرها و کنتورهای هوشمند ممکن است تعداد بسیار بالایی پیدا کند. این امر سبب می‌شود تا چالشی جدی برای طرح‌های پایش شبکه توزیع متمرکز در مدیریت حجم بالای داده‌ها پدید آید. از همین رو برای حل این مشکل رویه‌ای غیرمتمرکز برای جمع‌آوری و تحلیل داده‌ها در پست‌های اولیه و یا ثانویه توزیع پیاده‌سازی می‌گردد. در این رویکرد بخش عمده‌ای از فرمان‌های کنترلی پایشی به‌صورت محلی صادرشده و بخش اندکی از آن به‌صورت متمرکز و در سامانه SCADA مرکزی صورت می‌پذیرد.

در رویکرد غیرمتمرکز پست ثانویه محلی مطلوب برای گردآوری داده‌های اندازه‌گیری شده در پایین‌دست خود محسوب می‌گردد. در شکل ۲- ۳۷ شمای کلی سامانه غیرمتمرکز مدیریت شبکه‌های توزیع و پایش شبکه توزیع فشار ضعیف آورده شده است. اطلاعات اندازه‌گیری شده از کنتورهای هوشمند ابتدا به پست ثانویه توزیع ارسال‌شده و این اطلاعات ازآنجا با داده‌های ناشی از اندازه‌گیری‌های شبکه‌های فشار ضعیف در سامانه پایگاه داده زمان–حقیقیتجمیع شده و تحلیل و بررسی می‌گردد. از این بخش تنها اطلاعات تحلیل‌شده نظیر آلارم‌ها و یا داده‌های درخواستی به سامانه کنترل‌کننده مرکزی توزیع (و یا پایگاه داده پست اولیه توزیع) ارسال می‌گردد. مرکز کنترل در این طرح تنها مسئول پیاده‌سازی پایش و تصمیم‌گیری‌های

سطح بالا بوده و بسیاری از داده‌های اندازه‌گیری شده در سطح فشار ضعیف و حتی فشار متوسط برای مرکز کنترل عملاً بی‌استفاده است.



شکل ۲- ۳۷- طرح غیرمتمرکز ارائه‌شده برای مدیریت شبکه توزیع فشار ضعیف

فلسفه اصلی سامانه مدیریت توزیع غیرمتمرکز عبارت است از: پیاده‌سازی تصمیم‌گیری در نزدیک‌ترین نقطه به محل اندازه‌گیری داده‌ها و ارسال داده تنها در مواردی که به آن نیاز وجود دارد. این امر سبب آزادسازی ظرفیت‌های مخابراتی، امکان گسترش سامانه پایشی و بهینه شدن محاسبات کامپیوتری می‌گردد. برای نمونه به‌صرفه‌تر آن است که مواردی نظیر تخمین وضعیت شبکه و نیز پخش توان در منطقه‌ای کوچک از شبکه فشار ضعیف پیاده‌سازی شود تا در کل پایین‌دست پست فشار متوسط توزیع.

یکی از مهم‌ترین وجوه تمایز این پروژه نسبت به سایر پروژه‌های کنترلی پایشی شبکه‌های توزیع پیاده‌سازی و معماری غیرمتمرکز آن است. در این پروژه یک واحد اتوماسیون پست برای پست فشار ضعیف طراحی می‌شود که برخی از اقدامات پایشی–مدیریتی شبکه توزیع فشار ضعیف را به‌صورت محلی پیاده‌سازی می‌کند. از عملکردهای قابل پیاده‌سازی به‌صورت محلی می‌توان به تخمین حالت شبکه توزیع فشار ضعیف، مکان‌یابی خطا و نیز مدیریت کیفیت توان اشاره کرد. برای پیاده‌سازی واحد اتوماسیون پست مدلی تحت استاندارد IEC61850 برای این واحد طراحی‌شده است که دیاگرام آن در شکل ۲– ۳۸ آورده شده است. در جدول ۲– ۱۵ مخفف‌های استفاده‌شده در این دیاگرام آورده شده است.

منطق استاندارد IEC61850 اصالتاً برای ارتباط میان IEDهای پست‌ها طراحی گردیده است. واحد اتوماسیون پست از این استاندارد برای برقراری ارتباط با سایر تجهیزات پست‌های ثانویه و اولیه استفاده می‌نماید. ایده این طرح در ادامه آورده شده است:

۱. هر نقطه اندازه‌گیری مشتمل بر کنتورهای مشترکین و تولیدات پراکنده به یک گره منطقی استاندارد IEC61850 نگاشت می‌شود.

۲. در نتیجه، کل شبکه توزیع فشار ضعیف می‌تواند به یک مدل اطلاعاتی استاندارد IEC61850 نگاشت شود. این مدل دارای شمار زیادی از تجهیزات منطقی و گره‌های منطقی بوده که هر کدام از آن‌ها نماینده یکی از نقاط پیاده‌سازی اندازه‌گیری‌ها هستند.

۳. درون پایگاه داده واحد اتوماسیون پست، اطلاعات اندازه‌گیری شده بر مبنای مدل استاندارد IEC61850 طبقه‌بندی گردیده‌اند.

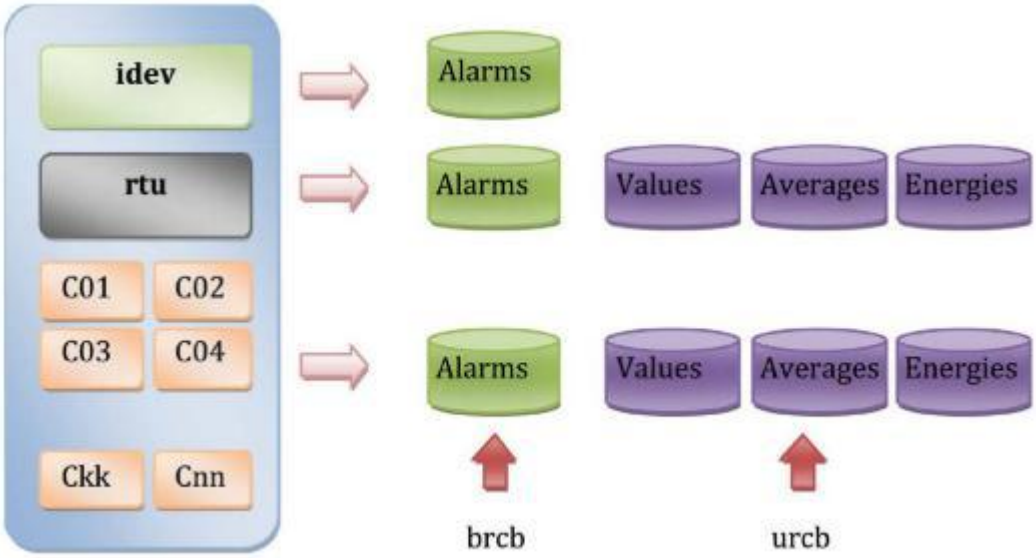
۴. با این مدل اطلاعاتی، برخی از اجزای تشکیل دهنده واحد اتوماسیون پست می‌توانند با یکدیگر از طریق IEC61850/MMS به تبادل اطلاعات بپردازند. همچنین واحد اتوماسیون پست از این پروتکل برای ارسال اطلاعات به اسکادا در مرکز کنترل استفاده می‌کند.

در شکل ۲– ۳۸ یک طرح مفهومی از مدل اطلاعاتی مورد بحث با استفاده از استاندارد IEC61850 آورده شده است. کل واحد اتوماسیون پست به‌صورت یک IED یا یک تجهیز فیزیکی مدل می‌شود. این تجهیز به‌عنوان یک وسیله برای متمرکز کردن اطلاعات دریافت شده از زیرسامانه‌ها عمل می‌کند. این تجهیز شمار زیادی از تجهیزات منطقی نظیر idev، rtu و cXXها را شامل می‌شود. معنای تجهیزات منطقی ذکر شده در جدول ۲– ۱۵آورده شده است.

هر یک از تجهیزات منطقی مشتمل بر چندین گره منطقی هستند. برخی از گره‌های منطقی استفاده‌شده در این مدل اطلاعات در جدول ۲– ۱۵ آورده شده‌اند. هر تجهیز منطقی برای ارسال گزارش‌ها چندین دسته اطلاعاتی را شامل می‌شود. این دسته‌ها ۴ عدد بوده و به شرح زیرند:

۱. ”Values“ که برای گزارش اندازه پارامترهای شبکه از آن‌ها استفاده می‌شود
۲. ”Averages“ که برای داده‌های آماری گردآوری‌شده میانگین محاسبه می‌شود.
۳. ”Energies“ برای مقادیر انرژی
۴. ”Alarms“ برای ارسال هشدارها

هشدارها از buffered report control block (brcb) استفاده نموده و سایر دسته‌های اطلاعاتی از unbuffered report control block (urcb) استفاده می‌نمایند.



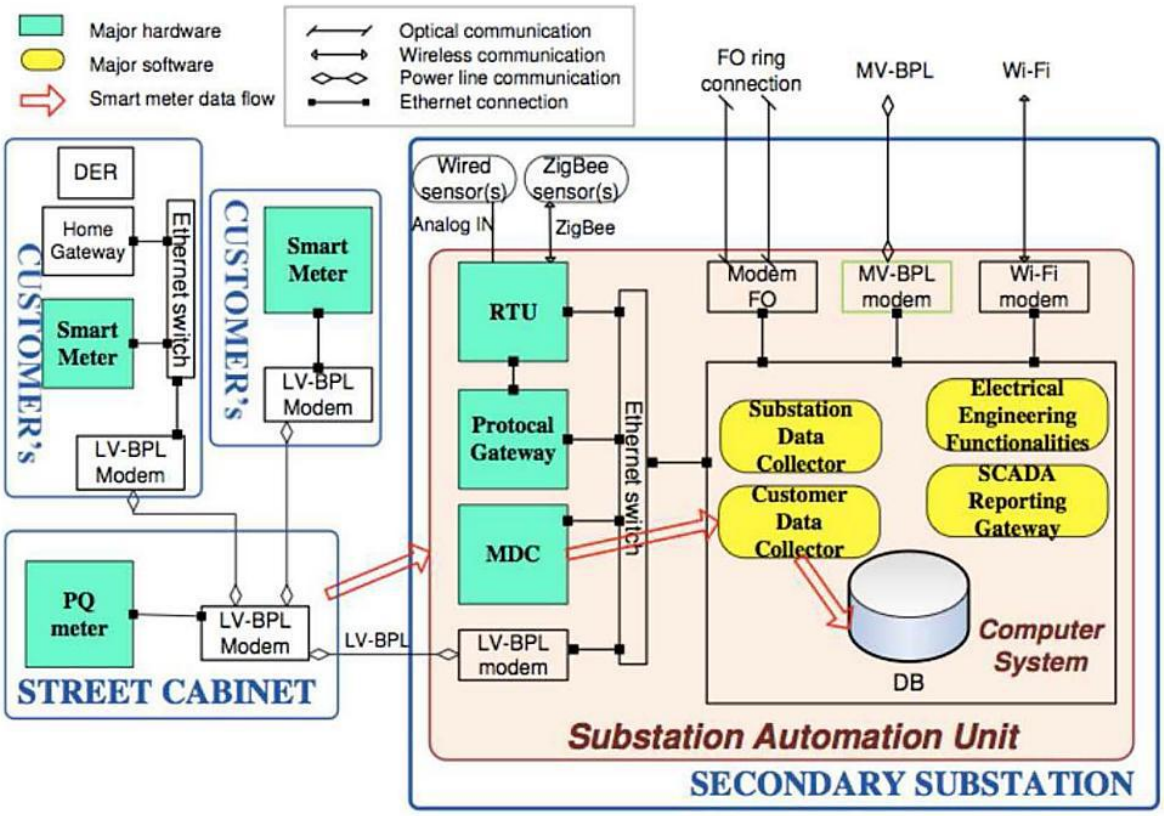
شکل ۲- ۳۸- مدل واحد اتوماسیون پست مبتنی بر IEC61850

جدول ۲- ۱۵- تشریح تجهیزات و گره‌های منطقی استفاده‌شده در این مدل اطلاعاتی

تجهیزات منطقی		گره‌های منطقی	
عنوان	توضیح	عنوان	توضیح
idev	تجهیزی منطقی برای تشریح وضعیت فیزیکی درونی واحد اتوماسیون توزیع	MMXU	نود[۳۲]منطقی داده برای اندازه‌گیری‌هایی نظیر ولتاژ و جریان
rtu	تجهیزی منطقی که تمام نقاط داده را سازمان‌دهی می‌کند. نقاطی مشتمل بر سمت فشار متوسط و فشار ضعیف ترانسفورمر توزیع ثانویه و همه فیدرهای فشار ضعیف	MSTA	نود منطقی داده برای مقادیری نظیر حداقل و حداکثر مقادیر ولتاژ و جریان
cXX	XX شماره کنتور هوشمند مشترک است. در شکل به‌صورت C01، C02 و ... مشخص شده است.	MMTR	نود منطقی داده برای مقادیر اندازه‌گیری شده از کنتورهای هوشمند نظیر انرژی اکتیو و توان راکتیو بار
		MHAI	نود منطقی داده برای اندازه‌گیری هارمونیک‌ها

در شکل ۲- ۳۹ نیز اجزای سازنده درونی واحد اتوماسیون پست آورده شده است. در این دیاگرام طریقه اتصال خطوط ارتباطی بین اجزای اصلی نظیر کنتورهای هوشمند مشترکین، حسگرهای نصب‌شده در تابلوهای توزیع و نیز حسگرهای متعلق به پست آورده شده است.

[32]Node



شکل ۲- ۳۹- اجزا درونی واحد اتوماسیون پست

به‌طورکلی در این پروژه تجهیزات اندازه‌گیری استفاده‌شده در شبکه فشار ضعیف می‌توان برحسب محل نصب به ۵ گروه تقسیم شود. این گروه‌ها عبارت‌اند از : کنتورهای هوشمند مشترکین تک فاز و سه‌فاز، تجهیزات اندازه‌گیر کیفیت توان در تابلوهای توزیع مربوط به انشعاب فیدرهای توزیع، حسگرهای اندازه‌گیر نصب‌شده در ابتدای هر فیدر و نیز حسگرهای مربوط به اندازه‌گیری ولتاژ و جریان اولیه و ثانویه ترانسفورمر شبکه توزیع فشار ضعیف. اطلاعات برداشت شده از هر یک از تجهیزات در جدول ۲- ۱۶ آورده شده است.

جدول ۲- ۱۶- پارامتر اندازه‌گیری شده توسط هر یک از تجهیزات اندازه‌گیری

تجهیز اندازه‌گیری	پارامتر اندازه‌گیری شده	تجهیز اندازه‌گیری	پارامتر اندازه‌گیری شده
کنتور هوشمند تک فاز محل نصب : مصرف‌کنندگان تک فاز	مقدار RMS جریان	تجهیزات اندازه‌گیری کیفیت توان محل نصب : تابلوهای خیابانی توزیع، ابتدای انشعاب فیدر فشار ضعیف	سنجش کیفیت توانی محل نصب مبتنی بر استاندارد EN50160 و محاسبه میانگین ۱۰ دقیقه‌ای هر یک از پارامترهای تحت اندازه‌گیری
	مقدار RMS ولتاژ	تجهیزات اندازه‌گیری نصب‌شده در سمت فشار ضعیف و فشار متوسط ترانسفورمر توزیع MV به LV	اندازه‌گیری جریان
	توان حقیقی		اندازه‌گیری ولتاژ
	توان راکتیو		محاسبه توان حقیقی
کنتور هوشمند سه‌فاز محل نصب : مصرف‌کنندگان سه‌فاز	مقدار RMS جریان		محاسبه توان راکتیو
	مقدار RMS ولتاژ		سنجش کیفیت توانی محل نصب
	توان حقیقی	حس‌گرهای نصب‌شده در ابتدای فیدرها	اندازه‌گیری جریان
	توان راکتیو		اندازه‌گیری ولتاژ
	فلیکر		محاسبه توان حقیقی
	اعوجاج هارمونیکی		محاسبه توان راکتیو
	برهم‌خوردگی‌های تعادل سه‌فاز		
	Voltage dip		

۲- ۷- ۳- عملکردهای مورد انتظار

در این پروژه به‌طور خاص به عملکردهای قابل پیاده‌سازی به‌صورت محلی در پست توزیع فشار ضعیف پرداخته می‌شود، هرچند که این امر پوشیده نیست که اطلاعات سامانه مدیریت توزیع فشار ضعیف در سامانه‌های کنترلی بالادستی نیز کاربرد دارد. برای مدیریت توزیع در سطح فشار ضعیف عملکردهای مختلفی قابل‌ذکر است که برخی از آن‌ها عبارت‌اند از :

الف- تشخیص خاموشی و مکان‌یابی علل آن :

استفاده از داده‌های کنتورها به‌منظور تشخیص باز شدن فاز و خطاهای مربوط به هادی نوترال. این قابلیت می‌تواند موجب بهبود امنیت بهره‌برداری از شبکه‌های فشار ضعیف گشته و از مدت‌زمان خاموشی‌های تجربه‌شده توسط مشترکین بکاهد.

ب- تخمین وضعیت شبکه (State estimation) :

تخمین وضعیت شبکه مسئول بیان تقریبی ولتاژها، جریان‌ها و شارش توان در تمامی فازها و قسمت‌ها شبکه فشار ضعیف است. با استفاده از تخمین وضعیت این امکان فراهم می‌شود حتی در صورت نبود تجهیزات اندازه‌گیری نظیر کنتورهای

هوشمند برای همه مشترکین، بتوان تخمینی خوب از وضعیت شبکه در نقاط کور که اندازه‌گیری زمان–حقیقی در آن وجود ندارد، به دست آورد. این تخمین با استفاده از مدل‌سازی توپولوژی شبکه و اجزای تشکیل‌دهنده آن در سامانه تخمین توزیع پیاده‌سازی می‌گردد. برای مشترکینی که به کنتورهای هوشمند مجهز نیستند نیز پروفایل‌های بار قابل‌انتظار از مشترک جایگزین می‌گردد. کاربرد مورد انتظار از یک سامانه تخمین وضعیت شبکه، رؤیت‌پذیر نمودن شبکه توزیع است.

به‌طورکلی این امر که بتوان با حداقل تعداد حس‌گر و با راهکاری اقتصادی شبکه‌ای فشار ضعیف را پایش نمود، هدف اصلی این پروژه است. با ایجاد امکان اندازه‌گیری و تخمین توان‌های شارش شده در خطوط و نیز ترانسفورمرها و نیز ولتاژ نقاط مختلف شبکه توزیع می‌توان اطلاعات لازم برای سامانه مدیریت توزیع فشار ضعیف و نیز SCADA/DMS توزیع را تأمین نمود.

ج- سایر کاربردها:

- **پایش ولتاژی:** تخمین ولتاژ هر فاز در نقاط مختلف شبکه فشار ضعیف. این امر به‌خصوص در شرایطی که ضریب بالای نفوذ تولیدات پراکنده تجدید پذیر در سمت فشار ضعیف پست توزیع وجود داشته باشد بسیار حائز اهمیت است. دلیل این امر امکان بروز اضافه ولتاژ و اضافه‌بار در برخی از تجهیزات شبکه است.
- **سنجش کیفیت توان:** با اندازه‌گیری کیفیت توان تابلوهای توزیع موجود در خیابان‌ها می‌توان نقاط آلوده شبکه ازنظر کیفیت توانی را با دقت بسیار بالایی مکان‌یابی نمود و فیدرهای آلوده‌کننده را تشخیص داد.

۲- ۸- تخمین ولتاژ از راه دور با استفاده از اندازه‌گیری ولتاژ و جریان در ابتدای فیدرها [۲۴]

استفاده از ترانسفورمرهای مجهز به تپ چنجر تحت بار می‌تواند در مدیریت ولتاژی شبکه‌های توزیعی که به تولیدات پراکنده مجهز هستند بسیار مفید واقع شود. مدیریت ولتاژ یک شبکه توزیع فعال به دانستن ولتاژ دقیق محل مصرف تمام مشترکین و یا روشی برای تخمین اندازه ولتاژ در محل مصرف نیاز دارد. راهکار اولیه عملاً در شرایط فعلی شبکه‌های توزیع امری دست‌نیافتنی به نظر می‌رسد و در این مقاله سعی بر آن است تا با پیاده‌سازی اندازه‌گیری‌های محدود در سطح پست توزیع فشار ضعیف الگوریتمی ارائه شود که ولتاژ مشترکین را تخمین بزند. این روش بر مدل‌سازی بارها و اندازه‌گیری در سطح پست استوار است. در این روش بارها به شکل نسبتاً دقیقی بسته به نوع خود (اعم از بارهای مسکونی تجاری و صنعتی) دسته‌بندی‌شده و با مدل‌سازی شبکه و نیز اندازه‌گیری‌های انجام‌شده در پست، الگوریتم ولتاژ نقاط آنتن‌هایی فیدرهای توزیع را بدون اندازه‌گیری از راه دور محاسبه می‌کند.

نام مقاله / گزارش	Remote voltage estimation in LV feeders with local monitoring at transformer level (مقاله)
عملکردهای قابل‌انتظار	• ارائه روشی برای تخمین ولتاژهای پایین‌دست شبکه‌های توزیع
حس‌گرها	در رابطه با نوع حسگرها صحبتی به میان نیامده است.
محل نصب حسگرها	سمت فشار ضعیف پست توزیع – ابتدای فیدرها

۲- ۸- ۱- هدف از اجرای پروژه

در مدار آمدن روزافزون پنل‌های فوتوولتاییک در شبکه‌های توزیع مسکونی فشار ضعیف سبب بروز چالش‌های ولتاژی برای بهره‌برداران شبکه‌های توزیع گشته است. در چنین شرایطی بهره‌بردار شبکه موظف است تا ولتاژ را در حدود مجاز خود برای تمام مشترکین نگه‌داشته و این امر با ماهیت پویای منابع تولید پراکنده خورشیدی به سبب عدم قطعیت در میزان تولید امری چالش‌برانگیز است. یکی از راهکارهای موجود برای اجتناب از بروز چالش‌های ولتاژی محدود ساختن ضریب نفوذ تولیدات پراکنده است که این امر سبب می‌شود که نتوان به‌طور کامل از پتانسیل انرژی‌های پاک استفاده نمود. اما در همین

حال یکی دیگر از ابزارهای کنترل ولتاژ در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف استفاده از ترانسفورمرهای مجهز به تغییردهنده تپ تحت بار بوده و این در حالی است که بیشتر پست‌های ثانویه توزیع موجود در ایرلند (پست‌های ۰,۴/۱۰ کیلوولت و ۰,۴/۲۰ کیلوولت) این قابلیت را ندارند. البته این امر نیز خود درگرو در دست داشتن اندازه ولتاژ نقاط بحرانی شبکه (برای نمونه نقاط آنتن‌هایی انشعابات یک فیدر فشار ضعیف و یا محل نصب تولیدات پراکنده) است. این چالش‌ها سبب ارائه روش پایشی این پروژه گردیده است.

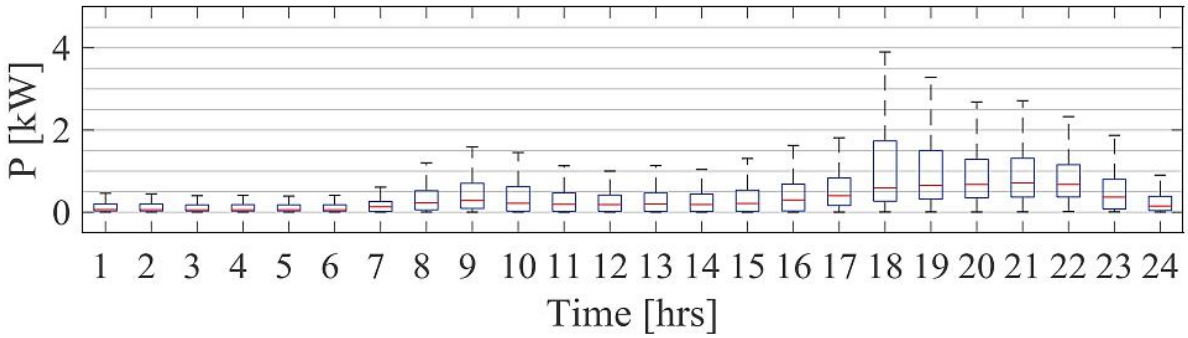
۲- ۸- ۲- روش ارائه‌شده

با داشتن امکان کنترل ولتاژ در پست توزیع فشار ضعیف و نیز در دست داشتن اصل مقدار ولتاژ در سطح شبکه و یا تخمینی از آن می‌توان الگوریتم‌های کنترلی برای برقراری ولتاژ شبکه در حدود مجاز ارائه نمود. برای آنکه بتوان تخمینی مناسب از ولتاژ شبکه در نقاط مختلف آن ارائه نمود لازم است تا علاوه بر نصب تجهیزات اندازه‌گیری در سطح شبکه از شبه اندازه‌گیری‌ها نیز بهره جست. شبه اندازه‌گیری‌ها اطلاعاتی هستند که به‌واسطه مطالعات آماری از یک پارامتر خاص قابل‌محاسبه‌اند. برای نمونه پروفایل بار مشترکین مسکونی در منطقه‌ای خاص در روزها و فصل‌های گوناگون می‌تواند به‌صورت آماری با استفاده از انتخاب گروهی کوچک از مشترکین به‌صورت تخمینی محاسبه شود. با استفاده از اطلاعات آماری و تخمین رفتار مصرف‌کنندگان می‌توان درکی نسبی نسبت به نقاطی از شبکه به دست آورد که در آن‌ها تجهیزی برای اندازه‌گیری نصب نشده است.

در این مقاله با استفاده از شبه اندازه‌گیری‌ها و حسگرهای نصب‌شده در ابتدای فیدرها روشی مبتنی بر بهینه‌سازی برای تخمین دقیق ولتاژ نقاط دور از پست توزیع ارائه می‌گردد. با استفاده از ولتاژهای تخمین زده‌شده در این بخش می‌توان تپ بهینه برای داشتن بهترین شرایط ولتاژی در پایین‌دست پست را محاسبه نمود. برای بررسی میزان اثربخشی طرح ارائه‌شده در این مقاله نتایج شبیه‌سازی آن به یک مورد واقعی مقایسه شده است.

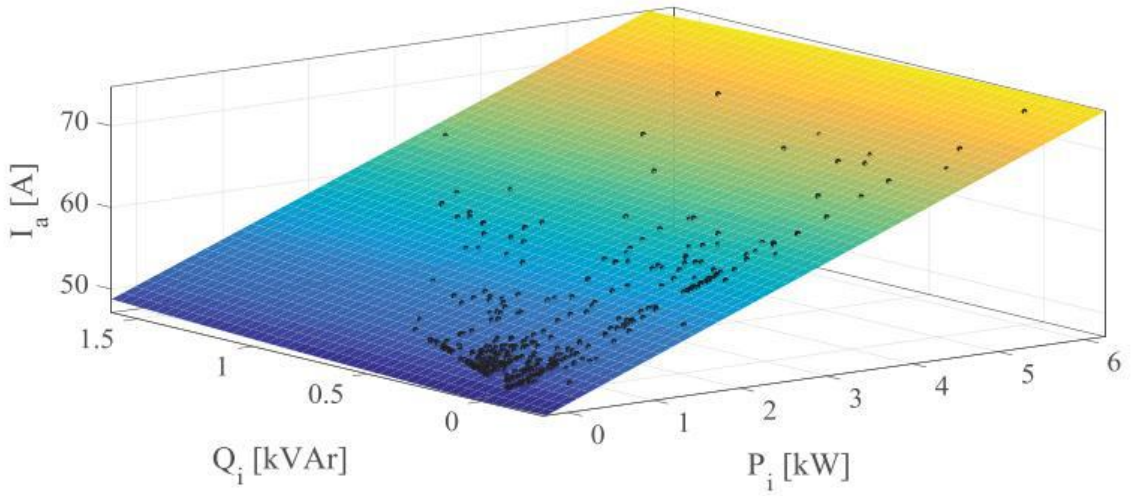
تخمین بار با روش Maximum Likelihood Estimation (MLE)

پارامترهای یک مدل آماری می‌تواند با استفاده از روش MLE بر روی یک سری از داده‌های متناهی تخمین زده شوند. این روش شناخته‌شده در تخمین وضعیت شبکه‌های قدرت به‌صورت سنتی کاربرد دارد.در شکل ۲- ۴۰ توزیع احتمالاتی میزان مصرف توان اکتیو یک بار مسکونی در یک روز زمستانی آورده شده است. خطوط افقی قرمزرنگ میانه داده‌ها، مستطیل‌ها بازه متعلق به ۵۰ درصد داده‌ها و خطوط افقی سیاه‌رنگ نیز بازه قرارگیری ۹۹,۳ در صد توان‌های اندازه‌گیری شده در یک جامعه آماری را نشان می‌دهند. با استفاده از اطلاعات آماری برای روزهای مختلف فصول سال می‌توان انحراف معیار را محاسبه نمود.



شکل ۲- ۴۰- توزیع احتمالاتی یک‌بار مسکونی در یک روز زمستانی (روز کاری)

برای تخمین ولتاژ گره‌ها از معادلات پخش توان [۲۵] استفاده‌شده است. با استفاده از non-linear regression analysisصفحه‌ای از بهترین پاسخ فرموله می‌گردد تا بزرگی ولتاژ گره‌ها بسته به هر ترکیبی از توان حقیقی و راکتیو بارها قابل‌محاسبه باشد. در شکل ۲- ۴۱نمونه‌ای از چنین صفحه‌ای برای حالتی که جریان یک فاز نقطه‌ای از شبکه مجهول مسئله است، آورده شده است.



شکل ۲- ۴۱- جریان فاز a در نقطه‌ای از شبکه بسته به توان‌های مختلف در پایین‌دست نقطه فرضی

با این کار می‌توان وابستگی یک متغیر نظیر ولتاژ یا جریان را به توان حقیقی و غیرحقیقی بارها نظیر (۲- ۱) و (۲- ۲) محاسبه نمود. سپس با استفاده از یک روش حلقه بسته پخش توان ولتاژ گره‌ها با استفاده از روش نیوتن رافسون در حل معادلات غیرخطی محاسبه می‌گردد.

$$\int_{P_i^{initial}}^{P_i^{final}} \frac{dX_p}{dP}\, dP = b_1 \Delta P_i{}^2 + b_2 \Delta P_i + b_3 \Delta P_i Q_i^{initial} \qquad (۲-۱)$$

$$\Delta P_i = P_i^{final} - P_i^{initial}$$

$$\int_{Q_i^{initial}}^{Q_i^{final}} \frac{dX_p}{dQ} dQ = b_3 P_i^{initial} \Delta Q_i + b_4 \Delta Q_i{}^2 + b_5 \Delta Q_i \qquad (۲-۲)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{final} - Q_i^{initial}$$

در آنتن‌ها نیز پس از به دست آوردن متغیر موردنظر (در اینجا ولتاژ گره‌ها) مقدار محاسبه‌شده و یا قابل‌انتظار متغیر مسئله محاسبه می‌گردد. فرمولاسیون کامل این مقاله در [۲۴] آورده شده است و به سبب عدم تناسب آن با موضوع این فصل جهت مطالعه بیشتر به مرجع ذکرشده مراجعه گردد. در قسمت نتایج مقاله مشخص می‌شود که روش ارائه‌شده قادر است تا حداقل و حداکثر مقدار ولتاژ نقاط مختلف در پایین‌دست ترانسفورمر توزیع را با خطایی در حدود ۱ درصد پیش‌بینی کند.

۲- ۸- ۳- عملکردهای مورد انتظار

به‌طورکلی این مقاله به دنبال پایش ولتاژهای یک شبکه توزیع فشار ضعیف تنها با نصب تجهیزات اندازه‌گیری در ابتدای فیدرها است. برای پر کردن خلأ اندازه‌گیری در نقاط پایین‌دست پست‌ها نیز این مقاله از شبه اندازه‌گیری‌های محاسبه‌شده به روش‌های آماری استفاده می‌نماید و به‌صورت تقریبی گزارشی از وضعیت ولتاژی مشترکین ارائه می‌کند. اطلاعات مستخرج از سامانه تخمین ولتاژ در این مقاله می‌تواند در کنترل‌کننده یک ترانسفورمر مجهز به قابلیت تغییر تپ در حضور بار داده شده و کنترل ولتاژ در شبکه پیاده‌سازی شود.

این مقاله به‌طورکلی با استفاده از گردآوری اطلاعات مصرف چندین مشترک وضعیت مصرف بارهای دیگر شبکه را تخمین میزند. با استفاده از نتایج این تخمین حدود بالا و پایین ولتاژهای فیدر توزیع فشار ضعیف محاسبه می‌گردد. سپس با استفاده از یک روش کنترلی مبتنی بر decision tree بزرگی تپ ترانسفورمر برای کنترل ولتاژ تعیین می‌گردد.

۲- ۹- کنترل ولتاژ شبکه توزیع فشار ضعیف با استفاده از تخمین ولتاژ فیدرها [۲۶]

شبکه‌های توزیع فشار ضعیف به سبب اضافه شدن تولیدات پراکنده فشار ضعیف و رشد روزافزون مصرف با چالش‌های ولتاژی متعددی روبرو هستند. به همین جهت یکی از راهکارهای بالقوه برای حل مشکلات بالقوه ولتاژی و نیز کنترل پویای ولتاژ استفاده از ترانسفورمرهای مجهز به قابلیت تغییر تپ تحت بار (on-load tap changing) است. در این مقاله روشی rule-based برای کنترل تپ ترانسفورمر ارائه گردیده است. برای آن‌که طرح کنترل ولتاژ کارآمدی لازم را داشته باشد، این امر ضروری است که کنترلر از ولتاژ نقاط مختلف شبکه به‌خصوص نقاط بحرانی نظیر آنتن‌های فیدرها مطلع باشد. به‌منظور کنترل کارآمد پست توزیع فشار ضعیف مجهز به ترانسفورمر با قابلیت تغییر تپ تحت بار در این مقاله روشی برای تخمین ولتاژ فیدرها ارائه می‌گردد. این تخمین به‌گونه‌ای است که تنها نیازمند اندازه‌گیری بار در ابتدای فیدرهای توزیع فشار ضعیف بوده و نیازی به نصب حس‌گر در طول فیدر ندارد.

جدول ۲- ۱۷- نگاهی اجمالی به پروژه

نام مقاله / گزارش	Voltage Control in PV-Rich LV Networks Without Remote Monitoring (مقاله)
عملکردهای قابل‌انتظار	• ارائه روشی برای تخمین ولتاژهای پایین‌دست شبکه‌های توزیع • استفاده از ولتاژ حاصل از تخمین وضعیت برای کنترل ولتاژ شبکه فشار ضعیف
محل نصب حسگرها	سمت فشار ضعیف پست توزیع ازنظر ولتاژی—اندازه‌گیری جریان‌های ابتدای فیدرها به‌صورت سه‌فاز
پارامترهای اندازه‌گیری شده	اندازه‌گیری ولتاژ پست توزیع در کنار بارگذاری هر فاز خروجی‌ها

۲- ۹- ۱- هدف از اجرای پروژه

کاهش هزینه‌های نصب و تولید پنل‌های خورشیدی در کنار طرح‌های حمایتی دولتی برای استفاده روزافزون از انرژی‌های پاک سبب شده تا در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف ضریب نفوذ این دست از تولیدات پراکنده با رشد چشمگیری مواجه گردد. این امر می‌تواند در برخی ساعات بهره‌برداری از شبکه سبب بروز اضافه ولتاژ و نیز اضافه‌بار شده و مشکلات متعددی برای بهره‌بردار شبکه پدید آورد. با افزایش بزرگی تولید محلی در بخشی از شبکه فشار ضعیف ممکن است ولتاژ مشترکینی که در همسایگی ناحیه موردنظر قرارگرفته‌اند، دچار اضافه ولتاژ گردند.

در طراحی شبکه‌های توزیع انگلستان ترانسفورمرهای توزیع ۰,۴/۶,۶ و ۰,۴/۱۱ به قابلیت off-load tap changing مجهز هستند. درواقع نزدیک‌ترین نقطه به مصرف که امکان کنترل ولتاژ در آن با استفاده از تغییر تپ تحت بار وجود دارد ترانسفورمرهای مربوط به شبکه توزیع فشار متوسط (۱۱/۳۳ و ۶,۶/۳۳) هستند. این امر سبب می‌شود که در کنترل ولتاژ سمت مصرف در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف انعطاف بسیار کمی وجود داشته باشد.

برای آنکه طرح کنترل ولتاژ اثربخشی لازم را داشته باشد این امر ضروری است که کنترلر از ولتاژ نقاط بحرانی شبکه مطلع باشد. اندازه‌گیری ولتاژی نقاط آنتن‌هایی فیدرهای توزیع می‌تواند یکی از راه‌حل‌های ممکن برای پیاده‌سازی این کار باشد. هرچند که نصب تجهیزات اندازه‌گیری یکی از راه‌کارهای مورداطمینان در امر کنترل ولتاژ در سطح شبکه‌های توزیع فشار ضعیف است اما سبب افزایش هزینه‌های بهره‌بردار شبکه می‌گردد. از همین روست که با توجه به گستردگی شبکه‌های توزیع فشار ضعیف و تعداد بالای پست‌های ثانویه توزیع در این سطح ولتاژی تعداد و هزینه حسگرهای ولتاژی و سامانه‌های مخابراتی هر یک هزینه‌ای بسیار گزاف پیاده می‌کند و ازنظر اقتصادی با مشکلات جدی مواجه می‌گردد.

به همین جهت در این مقاله از تخمین وضعیت شبکه توزیع برای تقریب ولتاژ نقاط بحرانی شبکه استفاده‌شده است. مطالعات اخیر در حوزه تخمین وضعیت شبکه نشان می‌دهد که اطلاعات به‌دست‌آمده از این طریق (اعم از جریان یا ولتاژ نقاطی مشخص از شبکه) با مقدار حقیقی آن تفاوت چندانی ندارد. اما در شبکه‌های توزیع به‌خصوص در سطح فشار ضعیف مطالعات چندانی در این حوزه صورت نگرفته است.

در این پروژه، یک روش تخمین ولتاژ عملی و عمومی برای کنترل ولتاژ شبکه فشار ضعیف ارائه‌شده است. از اطلاعات حاصل از تخمین ولتاژ در این پروژه برای کنترل ولتاژ شبکه با استفاده از ترانسفورمر مجهز به قابلیت تغییر تپ تحت بار استفاده می‌شود. این روش ابتدا تعداد مشترکین حاضر بر روی هر فاز فیدرها را تخمین زده و یک مدل از فیدر توزیع تولید می‌کند. حسگرهای اندازه‌گیر حاضر در پست نیز پارامترهایی نظیر ولتاژ، جریان و بارگذاری ترانسفورمر را تعیین نموده و با استفاده از مدل هر فیدر و بار ترانسفورمر ولتاژ شبکه در آنتن‌های فیدرها تخمین زده می‌شود. میزان موفقیت طرح ارائه‌شده در یک شبکه توزیع فشار ضعیف در انگلستان ارزیابی‌شده است.

۲- ۹- ۲- تجهیزات اندازه‌گیری نصب‌شده

تجهیزات نصب‌شده

در پست توزیع دو مدل حس‌گر یکی برای اندازه‌گیری ولتاژ و دیگری برای اندازه‌گیری جریان فیدرها نصب‌شده است. حسگرهای اندازه‌گیری ولتاژ بر روی باس‌بار ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع نصب‌شده و در ابتدای هر یک از فیدرها، بر روی هر یک از فازها حسگرهای اندازه‌گیری جریان نصب گردیده است.

۲- ۹- ۳- شیوه تخمین ولتاژ در شبکه

تخمین تعداد مشترکین

برای تخمین تعداد مشترکین حاضر بر روی هرکدام از فازها از روش زیر استفاده می‌شود:

۱-اندازه‌گیری توان حقیقی هر فاز در بازه زمانی iام در ابتدای فیدر

۲- محاسبه درصد سهم توان اکتیو فاز در زمان iام نسبت به‌کل توان کشیده شده از فیدر مربوطه

۳- محاسبه تخمین خام تعداد مشترکین از طریق ضرب درصد سهم هر فاز از کل توان حقیقی در تعداد مشترکین حاضر بر روی فیدر

۴- محاسبه تخمین تعداد مشترکین حاضر بر روی فیدر توزیع با استفاده از تخمین فیلتر شده به روش cumulative moving average و finite impulse response filter . در این روش تمام تخمین‌های خام زمان‌های قبلی از تعداد مشترکین در نظر گرفته‌شده و تقریبی دقیق‌تر از تعداد مشترکین حاضر بر روی هر فاز در زمان iام اندازه‌گیری‌ها پیاده‌سازی می‌شود.

مدل عمومی فیدر

فیدرهای فشار ضعیف در اروپا شعاعی بوده و شاخه‌های متعددی دارند. هرچند که در این فیدرها ممکن است انشعابات متعددی وجود داشته باشد، اما درهرصورت می‌توان شاخه را به‌عنوان مسیر اصلی مشخص نمود. برای مدل‌سازی فیدر عمومی طول این شاخه اصلی اهمیتی فراوان دارد. این اهمیت ازآن‌جهت است که در این طرح فیدر با توجه به اطلاعات به‌دست‌آمده از تخمین تعداد مشترکین به تعداد مشترکین به فواصل مساوی تقسیم‌شده و فرض می‌شود که به هر تکه یک‌بار وصل شده است.

در فیدرهای توزیع برای تعیین سطح مقطع فیدر از رویکردی تلسکوپی استفاده می‌شود. قسمت‌هایی که نزدیک پست هستند سطح مقطعی بالاتر و با دور شدن از پست سطح مقطع هادی کاهش می‌یابد. به همین جهت در این پروژه از میانگین سطح مقطع فیدر برای مدل کردن آن استفاده می‌شود.

تخمین ولتاژ

برای تخمین ولتاژ ابتدا لازم است تا مقدار اندازه‌گیری شده توان حقیقی و راکتیو در ابتدای فیدرها بر تعداد مشترکین تخمین زده‌شده تقسیم شود. با این کار توان حقیقی و راکتیو هر مشترک همانند (۲- ۳) و (۲- ۴) محاسبه می‌شود.

$$P_{cust}^{\varphi} = P_{head}^{\varphi} / FE^{\varphi} \qquad (۲-۳)$$

$$Q_{cust}^{\varphi} = Q_{head}^{\varphi} / FE^{\varphi} \quad (۴-۲)$$

در این روابط زیرنویس cust برای نمایش توان محاسبه‌شده برای هر مشترک و زیرنویس head برای نمایش توان ابتدای فیدر آورده شده است. FE نیز تخمین فیلتر شده از تعداد مشترکینی است که به هر فاز وصل گردیده است. حال برای محاسبه ولتاژ هر قطعه از خط از رابطه (۲- ۵) استفاده می‌شود. در این رابطه برای محاسبه ولتاژ هر تکه به ولتاژ ابتدای تکه نیاز است و با حرکت از ابتدای فیدر (ولتاژ ابتدای فیدر از طریق حسگرهای ولتاژی اندازه‌گیری شده) می‌توان ولتاژ کل خط را تقریب زد.

$$V_{Segment}^{End} = V_{Segment}^{Start} - \frac{\left(R \times \lambda P_{cust}^{\varphi}\right) + j(X \times \lambda Q_{cust}^{\varphi})}{V_{Segment}^{Start}} \quad (۵-۲)$$

۲- ۹- ۴- نتیجه‌گیری

این مقاله روشی برای پایش ولتاژی بر روی یک شبکه توزیع فشار ضعیف ارائه نموده که در آن با نصب تجهیزات اندازه‌گیری تنها در ابتدای فیدرها اقدام به تخمین ولتاژ کل فیدر می‌شود. این روش بر روی چند فیدر واقعی در شبکه توزیع بریتانیا تحت آزمون قرارگرفته و از نتایج این آزمون‌ها مشخص می‌گردد که این روش دقت لازم را برای پیاده‌سازی الگوریتم‌های کنترل ولتاژی دارا است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که فرض اساسی این مقاله بر یکسان بودن توزیع بار در طول فیدر تأثیر چندانی بر خروجی محاسبات ندارد.

۲- ۱۰- دهکده هوشمند Ashton Hayes [۲۷]

این پروژه برای هدف خنثی شدن ازنظر آلودگی‌های کربنی در دهکده‌ای بانام اشتون هایس در انگلستان تعریف گردیده است. برای آنکه امکان اتصال فناوری‌های دوست دار طبیعت نظیر تهویه تمام الکتریکی در منازل و نیز تولیدات پراکنده برای شبکه وجود داشته باشد نیاز است تا بهره‌بردار شبکه توزیع امکان رصد شبکه فشار ضعیف توزیع انرژی الکتریکی را داشته باشد. برای این امر در پیاده‌سازی این پروژه مسائلی نظیر شیوه جذب همکاری اهالی، رؤیت شبکه و نیز تحلیل داده‌های برداشت‌شده پرداخته مطرح که در این گزارش صرفاً به دو مورد آخر پرداخته می‌شود. به همین جهت در این پروژه با استفاده از نصب تجهیزات اندازه‌گیری در پست توزیع فشار ضعیف، فیدرها و برخی ساختمان‌ها امکان مشاهده وضعیت شبکه به‌صورتزمان–حقیقی برای بهره‌بردار توزیع فراهم می‌گردد.

از اطلاعات برداشت‌شده برای تحلیل وضعیت شبکه در راستای تعیین امکان اتصال منابع تولید پراکنده تجدید پذیر در شبکه و نیز پایش وضعیت کنونی مصرف و ارزیابی نرخ رشد آن استفاده‌شده است. در کنار این موارد از اطلاعات دریافتی از حسگرها برای تشخیص وضعیت ولتاژی شبکه و نیز ارزیابی وضعیت توزیع بار بر روی هرکدام از فازهای ترانسفورمر ازنظر تعادل سه‌فاز استفاده می‌شود.

جدول ۲- ۱۸- نگاهی اجمالی بر پروژه

نام مقاله / گزارش	پروژه Ashton Hayes smart village
عملکردهای قابل‌انتظار	امکان‌سنجی نصب بیشتر تولیدات پراکنده تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمر توزیع پایش تعادل سه‌فاز پایش شبکه توزیع ازنقطه‌نظر ولتاژی
حس‌گرها	روگووسکی کویل‌ها
محل نصب حسگرها	• ترانسفورمرهای فشار ضعیف اعم از زمینی و هوایی • اندازه‌گیری نقطه‌ای در آنتن‌های شاخه اصلی فیدر توزیع با نصب حس‌گر یا استفاده از داده‌های کنتورهای هوشمند در صورت وجود

۲- ۱۰- ۱- اهداف پروژه

سابقاً در طراحی‌های مربوط به شبکه‌های توزیع تجهیزات پایش شبکه‌های فشار ضعیف چندان مطرح نبودند. یکی از دلایل اساسی این امر هزینه اقتصادی و نیز نبود توجیهی فنی برای این کار بود، چراکه شبکه‌های توزیع فشار ضعیف عموماً شعاعی بوده و به‌طور سنتی در آن‌ها توان از سمت منبع (پست) به سمت بارهای موجود در پایین‌دست جاری می‌شود. از طرفی دیگر تجهیزات چندانی در سمت فشار ضعیف برای پیاده‌سازی سامانه‌های کنترلی سابق بر این وجود نداشته و به همین دلیل حتی در صورت نصب تعدادی حس‌گر برای پایش وضعیت شبکه بسیاری از قابلیت‌های بالقوه سامانه پایشی بلااستفاده می‌ماند. با کاهش هزینه‌های مربوط به تجهیزات اندازه‌گیری و نیز به وجود آمدن امکان کنترل ولتاژ و مصرف در سطح فشار ضعیف به‌واسطه افزایش حضور تولیدات پراکنده و کنتورهای هوشمند، امروزه می‌توان از ظرفیت‌های وجود یک سامانه پایشی برای شبکه فشار ضعیف به‌خوبی بهره برد.

۲- ۱۰- ۲- کاربردهای مورد انتظار در دهکده هوشمند

- استفاده از داده‌های برداشت‌شده از شبکه برای تعیین امکان در مدار آوردن تعداد بیشتر تولیدات پراکنده اعم از تولیدات پراکنده بادی، خورشیدی و یا حتی تولیدات پراکنده مبتنی بر سوخت‌های فسیلی نظیر CHPها
- رؤیت بارگذاری ترانسفورمرهای توزیع در ساعات، روزها و فصول مختلف و رصد دقیق زمان‌های وقوع اضافه‌بارها – ارائه دید بهتر به بهره‌بردار شبکه از منحنی‌های دیماند برای پلن‌های آینده
- پیاده‌سازی الگوریتمی برای تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمر توزیع بسته به دمای آن برای اجتناب از بروز حرارت اضافه در پست‌های توزیع – ارزیابی وجود ظرفیت آزاد با استفاده از محاسبه ظرفیت پویای ترانسفورمر در زمان‌های مختلف
- ارزیابی شیوه بارگذاری فیدرها و تشخیص وقوع برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز در ساعات مختلف شبانه‌روز
- رصد زمان–حقیقی شبکه فشار ضعیف برای اطلاع از وقوع شارش توان در جهت معکوس در اثر ازدیاد تولید محلی و پیشگیری بروز مشکلات ولتاژی در پایین‌دست پست توزیع
- استفاده از حس‌گر ولتاژی نصب‌شده در محل ترانسفورمر توزیع و ولتاژ یک نقطه در آنتن‌های شاخه اصلی فیدر توزیع فشار ضعیف (اندازه‌گیری شده با استفاده از کنتور هوشمند یک مشترک و یا نصب حس‌گر مجزا) برای ارزیابی وضعیت ولتاژی طول فیدر. البته لازم به ذکر است برای این کار علاوه بر اطلاعات زمان–حقیقی ناشی از اندازه‌گیری‌های ولتاژی توسط حسگرها لازم است تا در سامانه پایش شبکه اطلاعات لازم برای مدل کردن فیدر وجود داشته باشد تا بتوان به‌صورت تقریبی پروفایل ولتاژ فیدر را در زمان‌های مختلف تقریب زد.

۲- ۱۱- پروژه راهکارهای ارائه شده برای پایش شبکه توزیع فشار ضعیف [۲۸]

حرکت به سمت کاهش آثار زیست‌محیطی ناشی از استفاده از سوخت‌های فسیلی به اقبال بیشتر به فناوری‌های مبتنی بر انرژی‌های پاک منجر شده است. در انگلستان با برقی شدن حمل‌ونقل، گرمایش (استفاده از Heat Pumpهای برقی)و بیشتر شدن تولیدات پراکنده فشار ضعیف در محل مصرف چالش‌های مختلفی برای طرح‌های سنتی بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع به وجود آمده است. این امر سبب شده که بهره‌بردار توزیع به مدل‌های دقیقی از شبکه برای پیش‌بینی عملیات آتی و نیز گسترش شبکه داشته باشد. علاوه بر این با تغییر ماهیت غیرفعال شبکه‌های توزیع فشار ضعیف به سبب برهم خوردن منطق سنتی تنظیم ولتاژ شبکه نیاز به اندازه‌گیری‌های ولتاژی در سطح شبکه و در محل پست‌های فشار ضعیف به وجود آمده است تا با استفاده از آن‌ها بتوان به تخمین مناسبی برای تعیین پروفایل ولتاژ فیدرها رسید.

با توجه به چالش‌های پیش روی شبکه‌های توزیع با در مدار آمدن شمار بیشتر منابع تولید پراکنده در سطح فشار ضعیف و نیز افزایش مصرف در سال‌های اخیر در این پروژه روشی برای پایش شبکه توزیع فشار ضعیف ارائه می‌گردد. در این روش سعی شده علاوه بر فراهم آوردن بستری برای تحلیل داده‌های ناشی از اندازه‌گیری‌ها، امکان رصد مؤثر شبکه توزیع با حداقل تعداد حس‌گر فراهم گردد.

جدول ۲- ۱۹- نگاهی اجمالی بر پروژه

نام مقاله / گزارش	**پروژه Low Voltage Network Solutions**
عملکردهای قابل‌انتظار	تحلیل کیفیت توان، پایش ولتاژی شبکه، پایش بارگذاری ترانسفورمرهای فشار ضعیف، تعیین و تشخیص ظرفیت آزاد و اضافه‌بارهای شبکه، پایش ضریب توان، تهیه پروفایل بار فیدرها و ترانسفورمرهای فشار ضعیف، تحلیل رشد بار و پیش‌بینی بارگذاری‌های آتی با استفاده از داده‌های تاریخی
حس‌گرها	حس‌گرهای جریانی از نوع روگووسکی کویل استفاده‌شده است.
محل نصب حسگرها	• ابتدای فیدرهای فشار ضعیف • یک نقطه در وسط فیدر فشار ضعیف* *: در صورت نیاز می‌توان یک نقطه هم در آنتن‌های فیدر در نظر گرفت تا به‌صورت تقریبی بتوان پروفایل ولتاژ خط را تقریب زد.

۲- ۱۱- ۱- اهداف پروژه

- نصب حسگرهای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان در سطح شبکه‌های توزیع فشار ضعیف بدون اعمال خاموشی به مشترکین
- افزایش اشراف اطلاعاتی بهره‌بردار شبکه توزیع نسبت به وضعیت بهره‌برداری شبکه فشار ضعیف
- استفاده از اطلاعات ناشی از اندازه‌گیری‌ها برای ارتقای دقت مدل‌سازی شبکه برای افزایش دقت در تعیین ضریب نفوذ مجاز تولیدات پراکنده و بهبود عملکرد شبکه در حضور تعداد بالای تولیدات پراکنده نصب‌شده در سطح شبکه فشار ضعیف توزیع
- بهبود درک بهره‌بردار از شرایط بارگذاری و ارتقای دقت امر پیش‌بینی بار بامطالعه دقیق روند افزایش میزان مصرف و اطلاعات تاریخی ثبت‌شده از بارگذاری شبکه‌های فشار ضعیف. از این اطلاعات در حوزه مدیریت دارایی‌های توزیع و نیز توسعه و ارتقای شبکه استفاده می‌شود.

۲- ۱۱- ۲- محل نصب حسگرها و نوع آن‌ها

حس‌گرهای نصب‌شده در پست فشار ضعیف توزیع اعم از پست‌های هوایی و زمینی:

- اندازه‌گیری جریان سه‌فاز هر یک از فیدرهای خارج‌شده از ترانسفورمر فشار ضعیف نصب‌شده برای تغذیه مدار توزیع ثانویه
- اندازه‌گیری ولتاژی باس‌بارهای سه‌فاز خروجی از ترانسفورمر به‌صورت فاز به زمین

پارامترهای اندازه‌گیری شده در پست‌های توزیع: *

- ولتاژ RMS بین خط و نقطه نوترال هر سه‌فاز باس‌بار ترانسفورمر توزیع
- جریان جهت‌دارRMS برای هر فاز هر یک از فیدرها، جریان نوترال نیز بسته به وجود قابلیت اندازه‌گیری آن در تجهیز اندازه‌گیری به حس‌گر مجهز می‌گردد.
- محاسبه ضریب توان هر فاز
- محاسبه توان‌های اکتیو و راکتیو هرکدام از فازها
- محاسبه اعوجاج هارمونیکی کلی (THD) جریانی

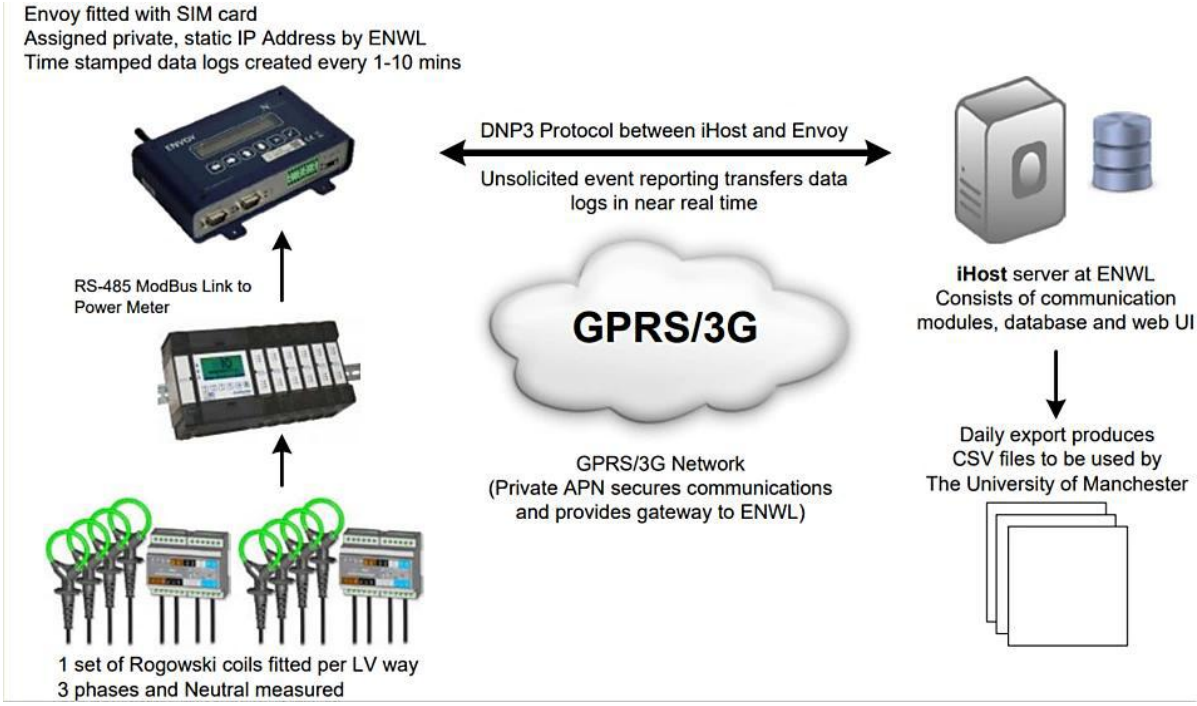
*: لازم است تا همه اندازه‌گیری‌ها با اطلاعات زمانی، مکانی، شماره فیدر، فاز (a، b و c) و شماره‌سریال تجهیز مخابراتی استفاده‌شده در سایت همراه گردیده باشد.

اندازه‌گیری‌های پیشنهادی برای فیدرهای توزیع:

- در این پروژه پیشنهاد می‌گردد که برای داشتن درکی درست از پروفایل ولتاژ فیدر نقاطی در میانه فیدر و در آنتن‌های شاخه اصلی آن ازنظر ولتاژی تحت اندازه‌گیری قرار بگیرند. با استفاده از ولتاژهای اندازه‌گیری شده در فیدرها و نیز مدل کردن فیدر در سامانه پایش شبکه توزیع فشار ضعیف می‌توان به‌صورت تقریبی از وضعیت ولتاژی فیدر اطلاعاتی مناسب به دست آورد.

۲- ۱۱- ۳- رابط مخابراتی بین تجهیزات اندازه‌گیری و سامانه مرکزی پایش

برای جمع‌آوری داده‌ها، ذخیره‌سازی و امکان دسترسی، داده‌ها از تجهیزات اندازه‌گیری به‌وسیله رابط مخابراتی 3G/GPRS به سرورهای متعلق به بهره‌بردار توزیع ارسال می‌گردد. استفاده از اینترنت 3G برای نقل‌وانتقال داده‌ها سبب صرفه‌جویی در پیاده‌سازی لینک‌های مخابراتی می‌گردد. در شکل ۲- ۴۲ شمای کلی نقل‌وانتقال داده‌ها بین سرور و حسگرها آورده شده است.



شکل ۲- ۴۲- راهکار پیاده‌سازی شده برای جمع‌آوری داده‌ها

۲- ۱۱- ۴- عملکردهای مورد انتظار

- پایش کیفیت توان: پایش کیفیت توانی پست‌های فشار ضعیف توزیع برای تشخیص وجود آلودگی‌های هارمونیکی در فیدرها،
- تهیه پروفایل ولتاژ فیدرها: برای پیاده‌سازی طرح‌های آتی کنترل ولتاژ در سطح شبکه فشار ضعیف لازم است تا برای پیاده‌سازی الگوریتم کنترلی به‌طور تقریبی پروفایل ولتاژ فیدر توزیع فشار ضعیف مشخص باشد.
- پایش بارگذاری ترانسفورمرهای فشار ضعیف:اندازه‌گیری بارگذاری ترانسفورمر در زمان‌های مختلف و ثبت داده‌ها برای مدیریت بهتر دارایی‌های توزیع
- ظرفیت آزاد و اضافه‌بارهای شبکه: تشخیص ظرفیت‌های آزاد در شبکه برای تعیین مکان‌های مناسب برای نصب بارهای جدید و نیز تشخیص پست‌ها و فیدرهایی که با اضافه‌بار مواجه می‌گردند.

- ضریب توان: پایش ضریب توان‌های فیدرهای توزیع برای مکان‌یابی نقاطی که به جبران سازی نیاز دارند.
- تحلیل بار: تهیه پروفایل بار فیدرها و ترانسفورمرهای فشار ضعیف، تحلیل رشد بار و پیش‌بینی بارگذاری‌های آتی با استفاده از داده‌های تاریخی

۲- ۱۲- جایابی بهینه تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه‌های توزیع [۲۹]

به سبب افزایش روزافزون تولید در شبکه‌های فشار ضعیف به‌طور روزافزون به تعداد شبکه‌هایی که دچار اضافه‌بار و بروز ولتاژهای غیرمجاز می‌شوند روبه افزایش است. با توجه به مفاهیم مطرح‌شده در طرح‌های شبکه‌های هوشمند اطلاع از شرایط شبکه برای پیاده‌سازی عملکردهای پیشرفته مطرح‌شده در اکوسیستم شبکه‌های هوشمند امری ضروری است. برای اطلاع از سیستم نیاز است تا تجهیزات اندازه‌گیری بیشتری به شبکه‌های فشار ضعیف و فشار متوسط آلمان اضافه گردد. در حال حاضر نقاط بسیار محدودی در سطح فشار متوسط با استفاده از تجهیزات اندازه‌گیری رصد شده و شرایط بهره‌برداری باقی شبکه با استفاده از روش‌هایی نظیر تخمین وضعیت شبکه محاسبه می‌شود. این مقاله ایده نصب تعداد محدودی از تجهیزات اندازه‌گیری را برای ارتقای چشمگیر قابل‌رؤیت بودن شبکه توزیع فشار ضعیف/متوسط را مطرح می‌سازد.

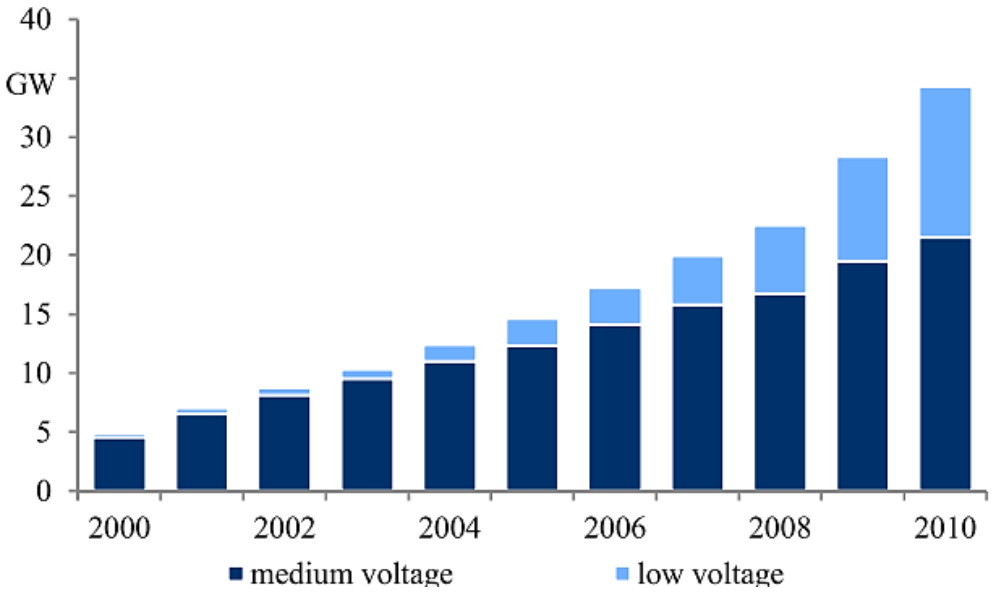
جدول ۲- ۲۰- نگاهی اجمالی بر پروژه جایابی بهینه تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه‌های توزیع

نام مقاله / گزارش	مقاله Optimized positioning of measurements in distribution grids
عملکردهای قابل‌انتظار	رؤیت‌پذیری شبکه توزیع فشار متوسط و نیز فشار ضعیف و تخمین وضعیت شبکه توزیع به‌صورت یکپارچه
حس‌گرها	-
محل نصب حسگرها	پست توزیع فشارقوی به متوسط (ابتدای فیدر فشار متوسط) - ابتدای فیدر فشار ضعیف در پست فشار متوسط به ضعیف - تجهیز برخی از مشترکین به کنتورهای هوشمند.
آیا از کنتور هوشمند استفاده‌شده؟	بله به‌صورت اختیاری می‌توان از کنتورهای هوشمند نیز استفاده نمود. در این مقاله تأثیر استفاده از کنتورهای هوشمند در تخمین وضعیت شبکه بسیار حائز اهمیت است.

۲- ۱۲- ۱- اهداف اجرای پروژه

با افزایش ظرفیت تولید نصب‌شده در شبکه‌های فشار ضعیف و فشار متوسط آلمان، شبکه قدرت با تغییر ساختاری بنیادین مواجه شده است. میزان افزایش ظرفیت تولیدات نصب‌شده در شبکه‌های فشار ضعیف و فشار متوسط در شکل ۲- ۴۳ آورده شده است. این نمودار نشان می‌دهد که تولیدات پراکنده موجود در شبکه‌های فشار متوسط در حالی رشد ظرفیت را تجربه کرده‌اند که ظرفیت تولیدات نصب‌شده در سطح شبکه‌های فشار ضعیف با رشدی تصاعدی روبرو بوده است. این رشد ظرفیت

تولید در سطح فشار ضعیف عموماً به سبب حضور پنل‌های خورشیدی فوتوولتاییک است. افزایش تولیدات محلی به‌واسطه افزایش تعداد پنل‌های فوتوولتاییک نصب‌شده در شبکه در کنار افزایش مصرف در مسیر حرکت به برقی کردن حمل‌ونقل در کشور آلمان سبب شده تا انتظار بروز چالش‌های ناشی از این امور در بهره‌برداری شبکه‌های قدرت به وجود آید.



شکل ۲- ۴۳- ظرفیت تولیدات پراکنده نصب‌شده در سطوح ولتاژی فشار ضعیف و فشار متوسط در شبکه قدرت آلمان

برای فائق آمدن به چالش‌های پیش روی بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع نوین لازم است تا بهره‌بردار شبکه درکی درست از ولتاژها و بارگذاری‌های نقاط کلیدی شبکه‌های توزیع داشته باشد. این درک از وضعیت شبکه ممکن است به‌صورت نصب تجهیزات اندازه‌گیری و یا به‌واسطه الگوریتم‌های تخمین وضعیت شبکه باشد. هرچند که ممکن است تخمین وضعیت شبکه ازنظر هزینه راهکاری به‌صرفه‌تر برای پایش شبکه فرض شود، اما این پاسخ در کوتاه‌مدت کاربردی است و برای حفظ انسجام شبکه در بلند مدیریت همچنان به نصب تجهیزات اندازه‌گیری نیاز است.

۲- ۱۲- ۲- اماکن پیشنهادی برای نصب حسگرها

به‌طور سنتی در شبکه‌های توزیع فشار متوسط در آلمان شمار نقاطی که مجهز به تجهیزات اندازه‌گیری هستند به پست‌های فشارقوی به فشار متوسط محدود می‌گردد. البته به‌طورکلی به شمار نقاطی که به تجهیزات اندازه‌گیری مجهز هستند می‌توان مولدهایی با ظرفیت تولید بیش از ۱۰۰ کیلووات هم اضافه نمود. به‌جز موارد ذکرشده در سطح شبکه‌های توزیع فشار ضعیف هیچ اندازه‌گیری زمان-حقیقی دیگری یافت نمی‌شود. در سطح فشار ضعیف نیز جز تعداد بسیار محدود کنتورهای هوشمند (در تاریخی که این مقاله نوشته‌شده است (۲۰۱۲)) تجهیز دیگری برای اطلاع برخط از وضعیت شبکه در حال حاضر نصب نگردیده است.

در این مقاله روشی برای تعیین مکان‌های مناسب برای نصب حسگرها آورده شده است. با استناد به نتایج ناشی از بهینه‌سازی‌ها می‌توان گفت که نصب حسگرها در نقاطی نظیر **پست فشارقوی به فشار متوسط**، **پست فشار متوسط به فشار ضعیف** و نیز مجهز نمودن **برخی از مشترکین به کنتورهای هوشمند** باقابلیت رصد زمان–حقیقی پارامترهایی نظیر ولتاژ و توان مصرفی مشترک در ترکیب با **روش‌های مدرن تخمین وضعیت** شبکه می‌تواند سبب ارتقای رؤیت‌پذیری شبکه گردد.

۲- ۱۳- مکان‌یابی تجهیزات اندازه‌گیری برای ارتقای دقت تخمین حالت شبکه توزیع فشار متوسط [۳۰]

در شبکه‌های فشار متوسط برخلاف شبکه‌های فشار ضعیف بیشتر کارهای صورت گرفته در امر رؤیت‌پذیر نمودن شبکه، مبتنی بر روش‌های تخمین وضعیت بوده و اصولاً الگوریتمی برای جایابی و تعیین تعداد حسگرها برای رؤیت شبکه ارائه می‌گردد. در این مقاله روشی برای مکان‌یابی نقاط مناسب برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری شارش توان و ولتاژ ارائه‌شده است. این روش در یک شبکه هندی نیز پیاده‌سازی شده و اثربخشی آن مورد ارزیابی قرارگرفته است. روش بهینه‌سازی چندهدفه بوده و اهداف آن عبارت‌اند از: ۱- مجموع هزینه ۲- میزان خطای نسبی ولتاژ باس ۳- میانگین خطای نسبی زاویه ولتاژ باس. درواقع به بیانی دیگر هدف از این بهینه‌سازی کاهش هزینه تجهیزات موردنیاز و نیز کاهش خطا (افزایش دقت) تخمین وضعیت شبکه توزیع فشار متوسط است. تخمین دقیق‌تر شبکه سبب می‌شود تا الگوریتم‌های کنترلی و پایشی سیستم به‌صورت بهتری پیاده‌سازی گردند. در جدول ۲- ۲۱ به‌طور اجمالی به این مقاله پرداخته‌شده است.

جدول ۲- ۲۱- نگاهی اجمالی بر پروژه

نام مقاله / گزارش	مقاله Optimal Allocation of Measurement Devices for Distribution State Estimation Using Multiobjective Hybrid PSO–Krill Herd Algorithm
عملکردهای قابل‌انتظار	این مقاله روشی برای رؤیت‌پذیر نمودن شبکه با استفاده از حداقل تعداد حس‌گر اندازه‌گیری و با در نظر گرفتن قیودی برای دقیق بودن پارامترهای تخمین زده‌شده در شبکه ارائه می‌کند. هدف از آن تولید اطلاعاتی دقیق و کافی از وضعیت ولتاژی و بارگذاری شبکه برای پیاده‌سازی توابع پیشرفته پایشی کنترلی در شبکه است. عملکرد اصلی مورد انتظار از این مقاله فراهم آوردن داده‌های لازم برای استفاده در سامانه‌های مدیریت توزیع و SCADA است.
حس‌گرها	نوع حسگر ذکر نگردیده اما خطای کلی تجهیزات اندازه‌گیری مقادیر مختلفی فرض شده و بسته به خطاهای اندازه‌گیری متفاوت مکان نصب حسگرها مشخص می‌گردند.
محل نصب حسگرها	از طریق جایابی مشخص می‌شود.

۲- ۱۳- ۱- اهداف مقاله

هدف این مقاله ارائه روشی مبتنی بر بهینه‌سازی چندهدفه برای تعیین تعداد و نیز محل نصب حسگرهای نصب‌شده در شبکه فشار متوسط توزیع بوده تا دقت مقادیر تخمین زده‌شده ولتاژهای باس‌های مختلف شبکه در حدود مطلوبی باقی بماند. در این مقاله انتظار می‌رود که با تخمین نسبتاً دقیق پارامترهای بهره‌برداری از شبکه (در اینجا اندازه و زاویه ولتاژهای شینه‌های مختلف) با حداقل تعداد تجهیزات اندازه‌گیری به رؤیت شبکه توزیع پرداخته شود.

۲- ۱۳- ۲- شیوه جایابی و تعیین تعداد تجهیزات اندازه‌گیری

ابتدا توابع هدف الگوریتم تعریف می‌گردند. تابع هدف F1 هزینه احداث طرح پایشی و توابع F2 و F3 میزان خطای اندازه و زاویه ولتاژهای تخمین زده‌شده را محاسبه می‌نمایند. بین این توابع هدف یک تضاد بزرگ وجود دارد، چراکه به‌طورکلی می‌توان گفت که با بیشتر شدن تعداد تجهیزات اندازه‌گیری دقت مقادیر تخمین زده‌شده ولتاژی افزایش می‌یابد اما از طرفی دیگر بیشتر شدن تعداد حسگرها سبب افزایش هزینه شده که امر مطلوبی حساب نمی‌شود. به همین جهت الگوریتم بهینه‌سازی به‌صورت چندهدفه با در نظر گرفتن هر سه تابع هدف حل خواهد شد. برای تخمین وضعیت شبکه نیز از روش (BC-DSSE[۳۳]) استفاده‌شده است.

$$F_1 = \sum_{i=1}^{nl} C_{\mathrm{pf},i} \cdot P_{\mathrm{pf},i} + \sum_{i=1}^{n} C_{\mathrm{VMM},i} \cdot P_{\mathrm{VMM},i} \qquad (۶-۲)$$

هزینه تجهیزات اندازه‌گیری ولتاژی $=C_{VMM}$, هزینه تجهیزات اندازه‌گیری شارش توان $=C_{pf}$

متغیرهای مشخص‌شده با حرف p نیز از نوع دودویی بوده و مقادیری صفر و یک را اختیار می‌کنند. برابر شدن

$$F_2 = \frac{1}{n}\left(\sum_{i=1}^{n}\left|\frac{V_i^a - V_i^{\mathrm{est}}}{V_i^a}\right|\right) \times 100 \qquad (۸-۲)$$

$$F_3 = \frac{1}{n}\left(\sum_{i=1}^{n}\left|\frac{\delta_i^a - \delta_i^{\mathrm{est}}}{\delta_i^a}\right|\right) \times 100. \qquad (۷-۲)$$

برای آنکه مقادیر تخمین زده‌شده اندازه و زاویه ولتاژی در این طرح بتواند قابل‌قبول واقع شود لازم است تا قیودی برای الگوریتم بهینه‌سازی تعریف شود که همواره حدود خطای تخمین‌ها در یک محدوده مشخص و مجاز باشد. در روابط (۲- ۸) و (۲- ۹) به ترتیب قیود محدودساز خطای اندازه ولتاژهای تخمین زده‌شده و زاویه ولتاژها آورده شده است. دیده می‌شود که

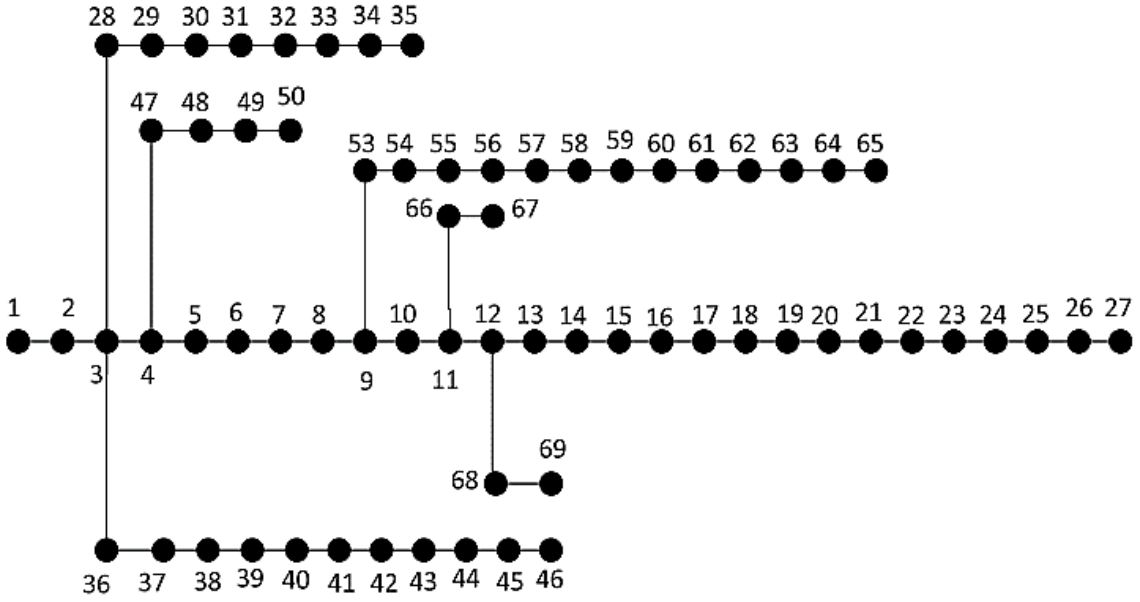
[33] branch-current-based Distribution System State Estimation

قید اندازه ولتاژ تخمین زده‌شده الگوریتم را موظف به رعایت دقتی یک‌درصدی برای اندازه ولتاژها و دقتی ۵ درصدی برای زاویه ولتاژها می‌کند.

$$\left|\frac{V_i^a - V_i^{\text{est}}}{V_i^a}\right| \leq 0.01 \qquad (۸-۲)$$

$$\left|\frac{\delta_i^a - \delta_i^{\text{est}}}{\delta_i^a}\right| \leq 0.05 \qquad (۹-۲)$$

حال برای آنکه مشخص شود که چه فیدرهایی نیاز به تجهیزات اندازه‌گیری شارش توان دارند، از یک الگوریتم بهینه‌سازی ابتکاری (metaheuristic) استفاده خواهد شد. متغیرهای این الگوریتم نصب یا عدم نصب تجهیز اندازه‌گیری بر روی فیدرها بوده و هدف الگوریتم ترسیم نمودار pareto-front بهینه‌سازی چندهدفه برای ارزیابی اثر توابع هدف سه‌گانه بر یکدیگر است. در ادامه برای نمونه جایابی حسگر بر روی شبکه ۶۹ باس ieee آورده شده است. در شکل ۲- ۴۴ تصویر شبکه ۶۹ شینه آورده شده است. بارگذاری شینه‌ها متغیر با زمان فرض شده و میزان خطای اندازه‌گیری برای تجهیزات ۱، ۳ و ۵ درصد در نظر گرفته‌شده است. با پیاده‌سازی الگوریتم بهینه‌سازی این مقاله شاخه‌هایی که نیاز به نصب تجهیزات اندازه‌گیری شارش توان دارند، در کنار تعداد تجهیزات لازم در جدول ۲- ۲۲ آورده شده است. دیده می‌شود که با بالا رفتن خطای اندازه‌گیری تجهیزات انتخاب‌شده برای رعایت قیود (۲- ۸) و (۲- ۹) نیاز است تا تعداد حسگرهای لازم بیشتر شود.



شکل ۲- ۴۴- شبکه ۶۹ شینه IEEE

جدول ۲- ۲۲- گزیده‌ای از نتایج این مقاله

شمار تجهیزات اندازه‌گیری شارش توان	شماره خطوطی که به تجهیزات اندازه‌گیری شارش توان مجهز شده‌اند	خطای اندازه‌گیری تجهیزات
۵	۶۶-۵۴-۲۴-۷-۱	٪۱
۵	۵۲-۴۳-۱۸-۱۱-۱	٪۳
۹	۶۱-۵۳-۴۹-۳۳-۲۸-۲۱-۱۴-۷-۱	٪۵

۲- ۱۴- تعیین ظرفیت پویا برای بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع – محل اجرا بریتانیا [۳۱]-[۳۴]

در این پروژه قصد بر آن است تا دانش موردنیاز برای استفاده از داده‌های زمان حقیقی برداشت شده از سامانه‌های پایشی شبکه‌های توزیع بررسی‌شده و به‌جای اطلاعات سنتی نظیر حداکثر تقاضا و دستورالعمل‌ها مورد استفاده قرار بگیرد. یکی از تکنیک‌های تحت بررسی در این پروژه برای استفاده از این داده‌ها، تعیین ظرفیت پویای دارایی‌ها (Dynamic Asset Rating) برای تجهیزاتی نظیر ترانسفورمرها، خطوط هوایی و کابل‌های زیرزمینی شبکه‌های توزیع به جهت تعیین عمر دارایی‌ها است. این تکنیک سبب افزایش بارگذاری دارایی‌ها و نیز استفاده حداکثری از ظرفیت‌های نصب شده در شبکه می‌شود. افزایش جریان عبوری از تجهیزات در اثر افزایش میزان بارگذاری سبب بیشتر شدن تلفات مسی و افزایش دمای تجهیز می‌گردد. برای نمونه افزایش دمای عملکرد ترانسفورمرها سبب پیری عایقی و افزایش دمای هادی‌های هوایی سبب افزایش شکم و کاهش حریم مجاز می‌گردد. بنابراین آمپاسیتی حرارتی (حداکثر جریانی که می‌تواند از یک تجهیز عبور کند قبل از آنکه دمای تجهیز بیش‌ازحد مجاز گردد) باید با استفاده از پایش و یا تخمین دمای هادی‌ها حساب شده و با مقادیر حدی مجاز هر یک مقایسه گردد تا استهلاک تجهیزات بیش‌ازاندازه بالا نرود. داده‌ای محیطی و بارگذاری پایش شده برای محاسبه زمان حقیقی بارگذاری بار استفاده‌شده و این امکان فراهم می‌شود که برای زمان‌های محدود بتوان از دارایی‌های شبکه در آمپاسیته‌های بالاتر از مقادیر نامی بهره‌برداری کرد. با استفاده از پایش خط وضعیت آب‌وهوا، تعیین ظرفیت پویا به شکل بهتری قابل محاسبه خواهد بود.

تاکنون مطالعات متعددی در حوزه تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها، خطوط هوایی و کابل‌ها انجام شده است که در بخش ۲- ۱۳- ۱ به آن‌ها پرداخته‌شده است. در این پروژه از تجربیات بررسی‌شده در [۳۱] استفاده می‌شود تا تعیین ظرفیت پویای دارایی‌ها به‌صورت عملی در یک شبکه توزیع پیاده‌سازی شود. تعیین ظرفیت پویا در شبکه‌های توزیع مدرن می‌تواند به بهره‌برداری بهینه از تجهیزات و اثربخشی بیشتر طرح‌های load transfer منجر شود.

۲- ۱۴- ۱- کلیات مبحث تعیین ظرفیت پویای دارایی‌های شبکه

توجه پیرامون مبحث تعیین ظرفیت پویای دارایی‌های شبکه‌های انتقال سابقه‌ای نسبتاً طولانی (حدوداً از سال ۱۹۸۰) داشته و هدف اصلی آن را می‌توان بهره‌جویی از شرایط محیطی نظیر دمای پایین هوا برای بارگذاری بیش از مقدار نامی درج شده بر روی تجهیز بدون بروز گرمای بیش‌ازحد دانست. در کشور انگلستان هدف اصلی از دنبال کردن طرح‌های تعیین پویای ظرفیت دارایی‌ها مدیریت پیک بار در زمستان است.

الف- تعیین ظرفیت پویا در ترانسفورمرها

پارامترهای مورد نیاز :

- جریان گذرنده از ترانسفورمر
- دمای هوا

ترانسفورمرها گران‌قیمت‌ترین تجهیزات موجود در شبکه‌های توزیع هستند. پیاده‌سازی طرح‌های تعیین ظرفیت پویا برای ترانسفورمرها از طریق به تعویق انداختن نیاز به توسعه شبکه سبب صرفه‌جویی اقتصادی برای بهره‌برداران شبکه می‌گردد. کارهای تحقیقاتی انجام شده پیرامون این موضوع عموماً شرایط اضافه‌بار و یا نوسانات بارگذاری (برای نمونه نوسانات بارگذاری ترانسفورمرهای توزیع در اثر وجود نیروگاه بادی در شبکه) را مورد مطالعه قرار می‌دهند.

از ملزومات استفاده از تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها درک اثرات دمای روغن و سیم‌بندی بر وی عمر عایق است. بیشترین دمایی که در ترانسفورمر رخ می‌دهد که با نام دمای نقطه داغ (Hot Spot Temprature) شناخته می‌شود، در جایی پیرامون سیم‌بندی‌ها واقع شده است. اما جایابی محل وقوع نقطه داغ در سیم‌بندی بسیار دشوار بوده و محل آن تابعی از طراحی ترانسفورمر، شیوه خنک سایز، دمای محیط، دمای روغن و تلفات مسی است. این امر سبب دشواری اندازه‌گیری دمای نقطه داغ با هر سطح از قطعیت می‌گردد. هرچند که طرح‌های مبتنی بر اندازه‌گیری نقطه داغ سیم‌بندی پیش‌ازاین ارائه شده‌اند. اما همه این روش‌ها تنها در زمان ساخت ترانسفورمر قابل پیاده‌سازی هستند. یکی از اولین نمونه‌های پیاده‌سازی تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمر در کشور نیوزلند در سال ۲۰۱۲ اجرا شده است. این پروژه یکی از مثال‌های خوب برای بارگذاری بیش‌ازاندازه نامی در مدت‌زمان‌های کوتاه است.

مدل‌سازی:

استانداردهای صنعتی دمای نقطه داغ ترانسفورمر را تخمین می‌زنند. این امر عموماً با اندازه‌گیری افزایش دمای بالای روغن و نقطه داغ ترانسفورمر نسبت به دمای محیط اجرا می‌گردد. یعنی در واقع با اندازه‌گیری دمای محیط اختلاف دمای بین نقطه داغ و بالای روغن و یا بین نقطه داغ با دمای محیط تخمین زده می‌شود.

$$T_{\mathrm{hs}} = T_o + \Delta T_{\mathrm{hs}} = T_a + \Delta T_o + \Delta T_{\mathrm{hs}} \qquad (۱۰-۲)$$

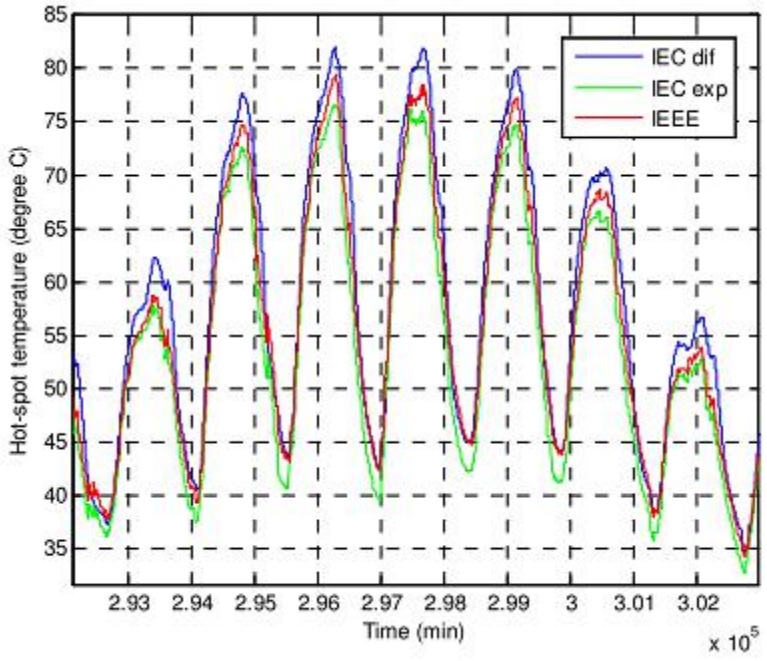
با استفاده از مدل‌های دمای نقطه داغ ترانسفورمر، شیوه مستهلک شدن ترانسفورمر و نرخ پیری آن قابل تخمین خواهد بود. در این پروژه از مدل‌های ترانسفورمرهای روغنی موجود در استانداردهای IEEE C57.91 و IEC60076-7 استفاده شده است. در این پروژه نرخ واحد مستهلک شدن در دمای ۹۸ درجه سانتی‌گراد برای کاغذهای عادی و ۱۱۰ درجه برای کاغذهای ارتقا یافته فرض شده است. مدل استفاده‌شده در این پروژه برای تخمین دمای نقطه داغ ترانسفورمر در ادامه آورده شده است. در این روابط K ضریب بار (جریان بار تقسیم بر جریان نامی ترانسفورمر) و زیرنویس r مقادیر نامی را مشخص نموده است. سایر زیرنویس‌های استفاده‌شده نظیر x, y, k11, k21 و k22 در استاندارد IEC60076-7 شرح داده شده است.

$$\frac{dT_o}{dt} = -\frac{1}{k_{11}\tau_o}T_o + \frac{1}{k_{11}\tau_o}T_a + \frac{1}{k_{11}\tau_o}\Delta T_{or}\left(\frac{1+K^2R}{1+R}\right)^x \quad (۱۱-۲)$$

$$\frac{d\Delta T_{\mathrm{hs1}}}{dt} = -\frac{1}{k_{22}\tau_w}\Delta T_{\mathrm{hs1}} + \frac{1}{k_{22}\tau_w}k_{21}K^y\Delta T_{or} \quad (۱۲-۲)$$

$$\frac{d\Delta T_{\mathrm{hs2}}}{dt} = -\frac{k_{22}}{\tau_o}\Delta T_{\mathrm{hs2}} + \frac{k_{22}}{\tau_o}(k_{21}-1)K^y\Delta T_{or} \quad (۱۳-۲)$$

در بین مدل‌های ارائه شده برای محاسبه دمای نقطه داغ ترانسفورمر در استاندارد IEC می‌بایست به دنبال مدلی بود که محافظه‌کارانه‌ترین دما را تخمین زند. از همین رو با استفاده از پیاده‌سازی مدل‌های دیفرانسیلی، نمایی و مدل تخمین دمای IEEE اقدام به محاسبه دمای نقطه داغ برای یک ترانسفورمر توزیع شد. در شکل ۲- ۴۵ شیوه تغییر دما در زمان‌های مختلف آورده شده است. دیده می‌شود که مدل دیفرانسیلی IEC بدبینانه‌ترین تخمین را از دمای نقطه داغ سیم‌پیچی ترانسفورمر ارائه داده و از همین رو در این پروژه از این مدل استفاده خواهد شد.



شکل ۲- ۴۵- محاسبه دمای نقطه داغ ترانسفورمر با استفاده از مدل‌های مختلف در ۷ روز

۲- ۱۴- ۲- تعیین ظرفیت پویای خطوط هوایی

اطلاعات مورد نیاز:

- تابش خورشید (به‌صورت تقریبی)
- سرعت باد (به‌صورت تقریبی)
- جریان گذرنده از هادی‌ها

ظرفیت ایستای خطوط هوایی توسط سازمان Energy Networks Association (ENA) برای کشورهای بریتانیا و ایرلند مشخص گردیده و در تعیین این ظرفیت معیار اصلی حصول اطمینان از باقی ماندن دمای هادی در حدود قابل‌تحمل است. برای آنکه ایمنی عمومی در اعداد اعلامی توسط این سازمان رعایت شود، تغییرات فصلی دما نیز در نظر گرفته‌شده‌اند. عموماً حد دمایی بهره‌برداری از یک هادی با فاصله آن از زمین و مسائل مربوط به حریم سنجیده شده و در تعیین این دما، لزوماً به بحث‌هایی نظیر استهلاک عایقی و یا دمای ذوب هادی‌ها پرداخته نمی‌شود. البته لازم به ذکر است که آثار دیگری نیز برای افزایش دمای هادی‌ها نظیر Grease melt، تأثیر بر روی نقاط اتصال و از دست رفتن استحکام مکانیکی در هادی‌های آلومینیمی وجود دارد. در انگلستان برای شبکه‌های توزیع ساخته شده قبل از سال ۱۹۷۰ دمای خطوط هوایی به ۵۰ درجه سانتی‌گراد محدود شده است. خطوط جدیدتر توزیع اما بیشتر به دمای ۷۵ درجه سانتی‌گراد محدود گردیده‌اند. این امر بدان جهت است که نسبت استحکام به وزن در هادی‌های جدید بیشتر است. استاندارد ENA ER P27 ظرفیت گذرنده در دماهای ۵۰، ۶۵ و ۷۵ درجه سانتی‌گراد را برای هادی‌ها مشخص کرده است.

مدل‌سازی:

سه استاندارد شناخته شده در زمینه تعیین ظرفیت هادی‌های هوایی عبارت‌اند از : IEC/TR 61597، IEEE 738-1993 و CIGRE working Group 22.12. برای تعیین ظرفیت پویا، مدل سیگره در کشور انگلستان به‌صورت گسترده استفاده‌شده است. دمای steady state هادی‌های توزیع از توازن بین افزایش حرارت در اثر تلفات اهمی و خنک‌سازی هادی محاسبه می‌شود. در این روابط T دما، زیرنویس c مقدار گذرای دمای هادی، بالانویس s مقدار steady state، بالانویس ini و ult نیز به ترتیب مقادیر اولیه و نهایی را مشخص می‌نمایند. P1 و P2 توان حرارتی قبل و بعد از دوره خنک‌سازی است. مقادیر تاو خنک‌سازی و گرمادهی نیز به ترتیب ثابت‌های زمانی روابط زیر هستند.

$$\text{Heating} \quad T_c = T_s^{(\text{ult})} - \left(T_s^{(\text{ult})} - T_s^{(\text{ini})}\right) e^{-\frac{t}{\tau_{\text{heating}}}} \qquad (۱۴-۲)$$

$$\text{Cooling} \quad T_c = \frac{T_s^{(\text{ini})}}{P_1}\left[P_2 + (P_1 - P_2) e^{-\frac{t}{\tau_{\text{cooling}}}}\right] \qquad (۱۵-۲)$$

۲- ۱۴- ۳- تعیین ظرفیت پویای کابل‌های زیرزمینی

اطلاعات مورد نیاز:

- دمای خاک
- جریان گذرنده از هادی‌ها

جریان ایستای تعیین شده به‌عنوان کابل‌های زیرزمینی در شبکه توزیع بریتانیا بر مبنای افزایش دمای مجاز در عایق کابل (برای نمونه ۹۰ در جه سانتی‌گراد برای کابل با عایق پلیمری) تعیین می‌گردد. در ENA ER P17 برای جلوگیری از ورود آسیب‌های حرارتی به عایق کابل‌ها با توجه به حداکثر بارگذاری تابستان و زمستان روشی برای تعیین ظرفیت ایستای کابل ارائه گردیده است. البته باید توجه داشت که این مقادیر در هنگامی‌که کابل در همسایگی کابل‌های دیگری قرار داشته باشد، تغییر خواهد کرد. مقادیر P17 به تعداد کمی از انواع کابل محدود شده و تقریب زدن‌های فراوانی در محاسبات آن لحاظ گردیده است. به همین جهت برای جلوگیری از بروز اشکالات حرارتی در کابل‌ها در تعیین ظرفیت ایستا، حاشیه اطمینان نسبتاً بزرگی در نظر گرفته می‌شود.

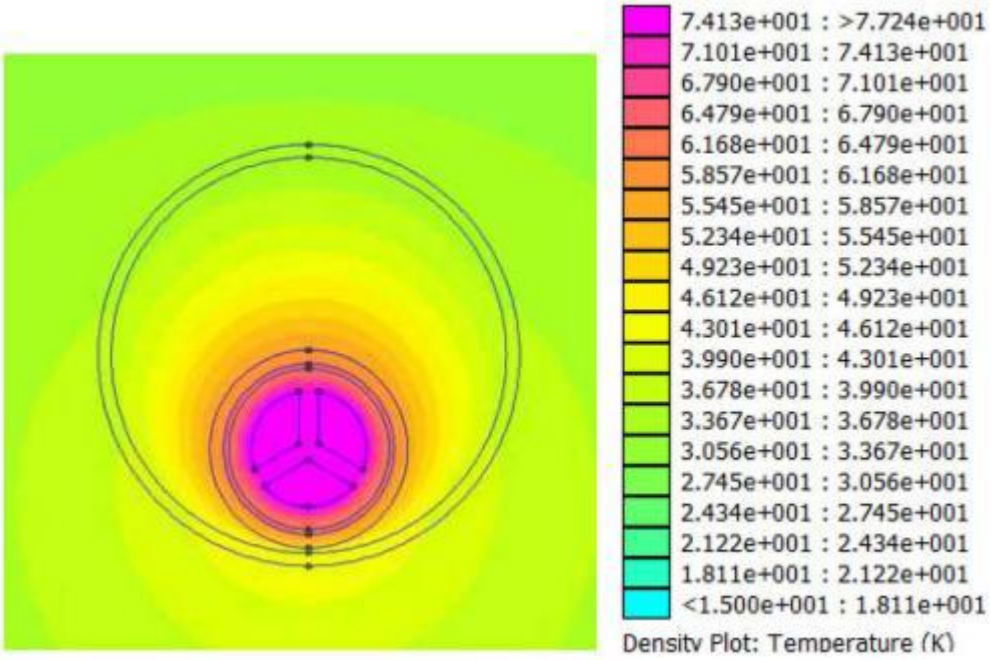
مدل‌سازی

مدل‌های صنعتی برای کابل‌های زیرزمینی در استانداردهای IEC 60853-1 و IEC60287-1 آورده شده است. مدل استفاده‌شده برای تعیین ظرفیت پویای کابل در این مقاله از معادلات IEC60287-1 استخراج گردیده است. درصورتی‌که کابل در تماس با هوا باشد معادلات مربوط به افزایش دمای کابل نسبت به دمای محیطی در (۲- ۱۶) آورده شده است. در

این معادله ΔT افزایش دمای کابل نسبت به دمای محیط، I جریان گذرنده از هادی، Re مقاومت ac برحسب طول در حداکثر دمای بهره‌برداری از کابل و Wd تلفات دی‌الکتریک کابل در واحد طول است. Rt1 مقاومت حرارتی بین هادی و sheath، Rt2 مقاومت حرارتی بین sheath و armor، و Rt3 و Rt4 مقاومت بین کابل و محیط پیرامون آن هستند.

$$\Delta T = \left(I^2 R_e + \frac{1}{2} W_d\right) R_{t1} + \left[I^2 R_e (1+\lambda_1) + W_d\right] n R_{t2} + \left[I^2 R_e (1+\lambda_1+\lambda_2) + W_d\right] n (R_{t3} + R_{t4}) \quad (۲-۱۶)$$

با ساخت مدلی از کابل با استفاده از معادله (۲- ۱۶) و نیز در دست داشتن دمای محیط و جریان گذرنده از کابل می‌توان دمای نقاط مختلف در کابل را تخمین زد. برای نمونه در شکل ۲- ۴۶ مدلی دقیق از شیوه توزیع حرارت در کابل با استفاده از روش المان محدود محاسبه شده است. در این شکل دمای محیط برابر با ۱۵ درجه سانتی‌گراد، جریان هادی ۲۳۰ آمپر و مقاومت حرارتی ۰٫۸ کیلومتر بر وات برای خاک فرض گردیده است.



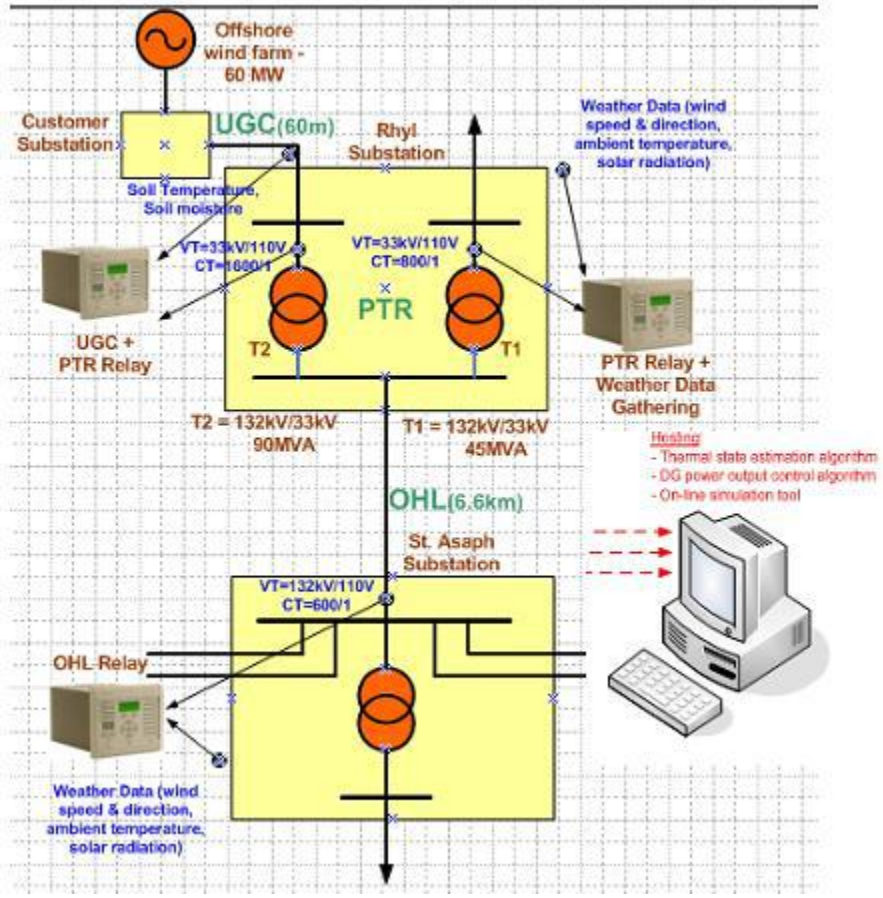
شکل ۲- ۴۶- شیوه توزیع دما در کابل ۱۱ کیلوولت PICAS ۱۸۵ میلی‌متر مربع [۳۱]

۲- ۱۴- ۴- پیاده‌سازی‌های مختلف برای تعیین ظرفیت پویای دارایی‌های شبکه

روش پیاده‌سازی مطرح شده در [۳۲]

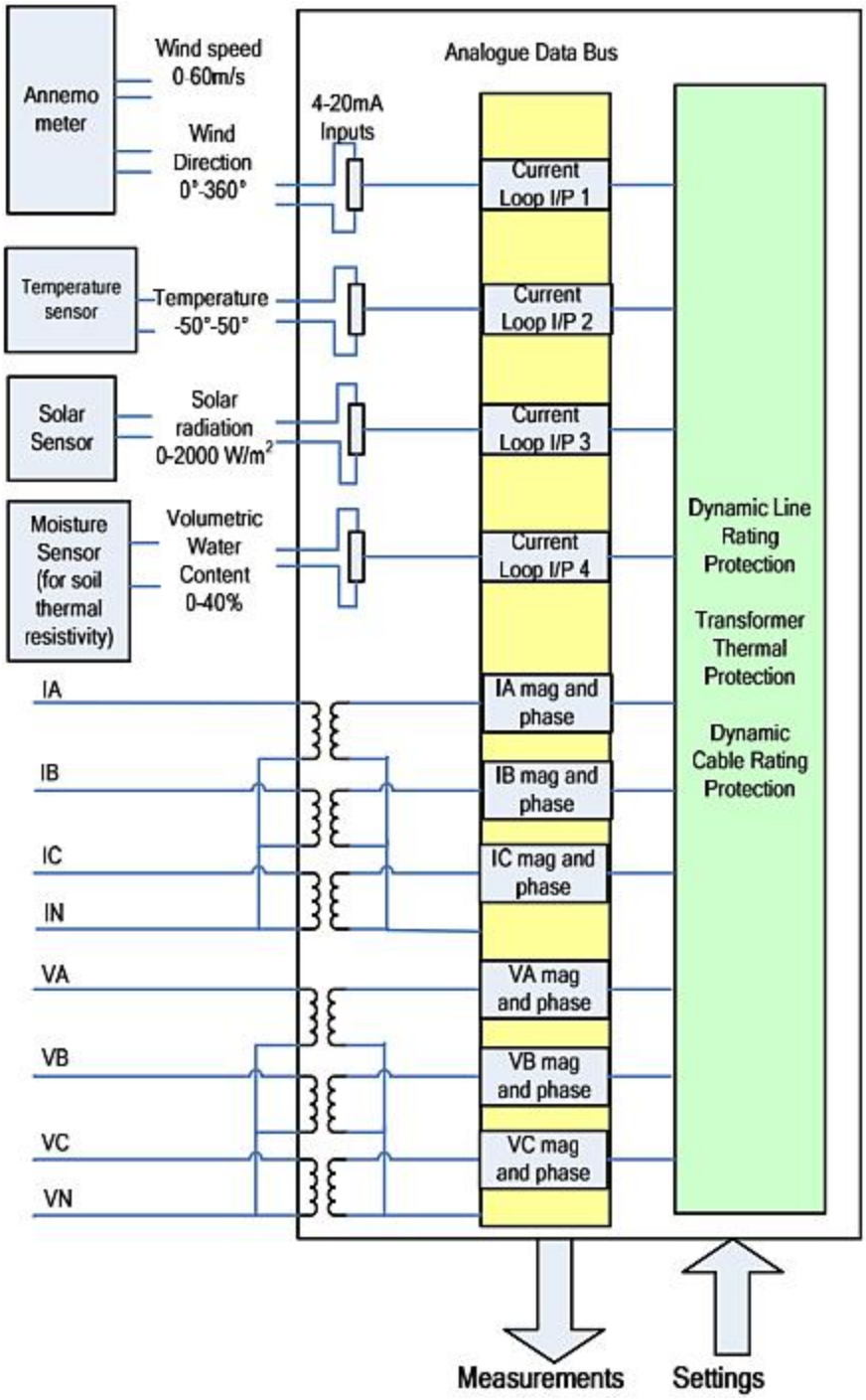
مقالات بررسی‌شده در این بخش عمدتاً از روش‌های مشابهی برای تعیین ظرفیت پویای تجهیزاتی نظیر کابل‌ها، ترانسفورمرها و خطوط هوایی توزیع استفاده نموده‌اند. برای نمونه در پروژه‌ای در اسکاتلند [۳۲] برای شبکه ۳۳ کیلوولت

توزیع، شرکت آلستوم رله P341 را به‌گونه‌ای تغییر داد که قابلیت‌های محاسباتی مربوط به تعیین ظرفیت پویای دارایی‌ها به آن اضافه گردید و با استفاده از آن وضعیت بارگذاری دارایی‌های مختلف شبکه پایش گردید. در شکل ۲- ۴۷ معماری کلی سامانه پیاده‌سازی شده برای تعیین ظرفیت پویای کابل و ترانسفورمر توزیع ۳۳ کیلوولت آورده شده است.



شکل ۲- ۴۷- معماری کلی سامانه تعیین ظرفیت پویای پیاده شده در اسکاتلند [۳۲]

در [۳۲] از فرمولاسیون متفاوتی نسبت به [۳۱] (فرمولاسیون ارائه شده در این گزارش) استفاده‌شده است. در این پروژه برای تعیین ظرفیت پویای خطوط هوایی سرعت باد، جهت وزش باد، دمای محیطی و تابش خورشید است. برای کابل‌ها اطلاعات مورد نیاز برای تعیین ظرفیت پویا مقاومت خاک (محاسبه شده با استفاده از اندازه‌گیری رطوبت خاک) و دمای خاک هستند. برای پایش ترانسفورمرها نیز ورودی لازم دمای محیط خواهد بود. رله‌های P341 به‌گونه‌ای تغییر داده‌شده‌اند که علاوه بر کاربردهای متداول خود نظیر حفاظت اضافه جریان و زمین قادر به تعیین ظرفیت پویای کابل‌ها، ترانسفورمرها و نیز خطوط هوایی با استفاده از الگوریتم ارائه شده در [۳۱] باشند. در شکل ۲- ۴۸ ورودی‌ها و خروجی‌های مرتبط با هر یک از حسگرهای معمول و حسگرهای ارائه شده به رله‌ها ترسیم گردیده است.

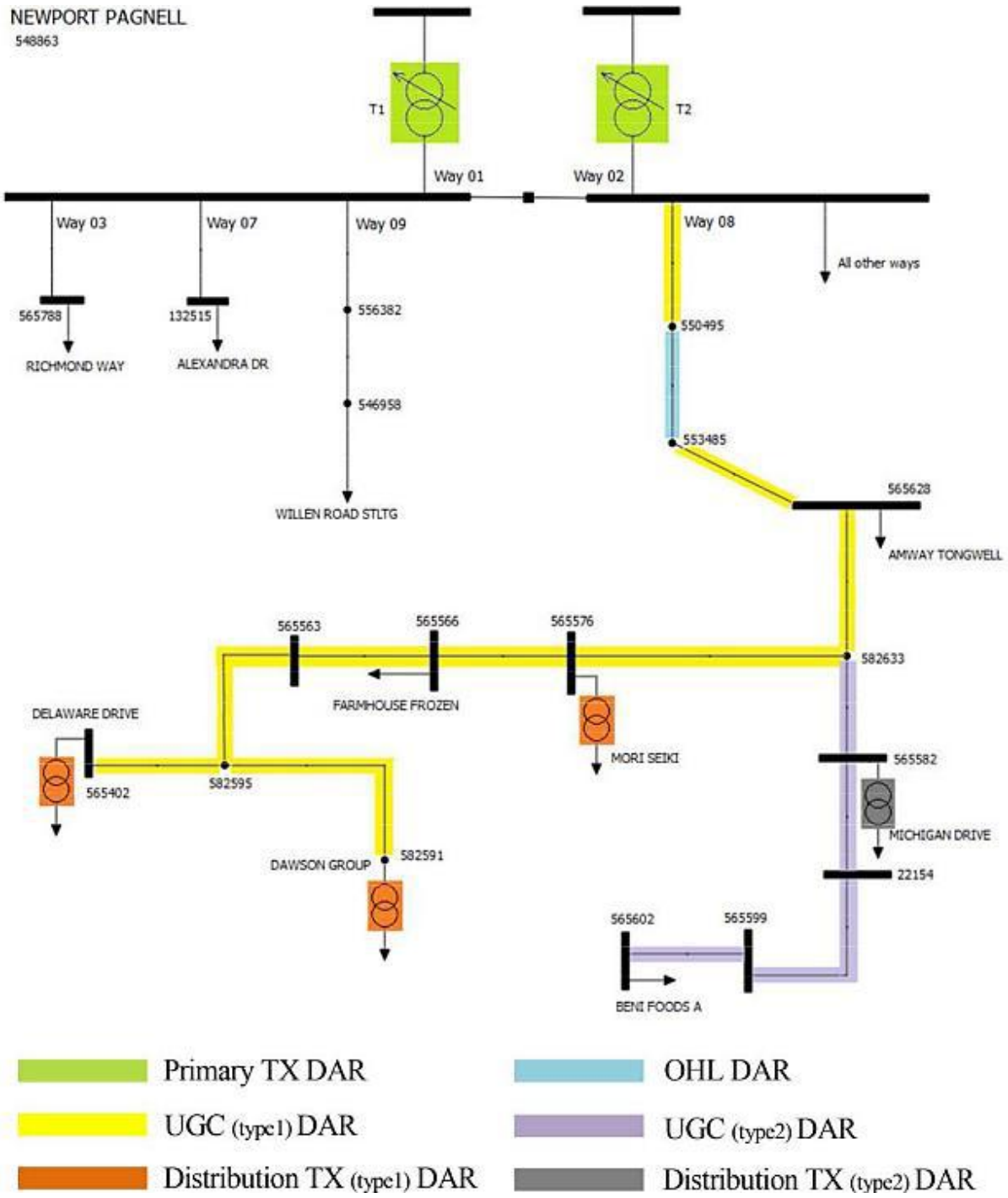


شکل ۲- ۴۸- ورودی‌ها و خروجی‌های مورد نیاز برای پیاده‌سازی هر یک از انواع دارایی [۳۱]

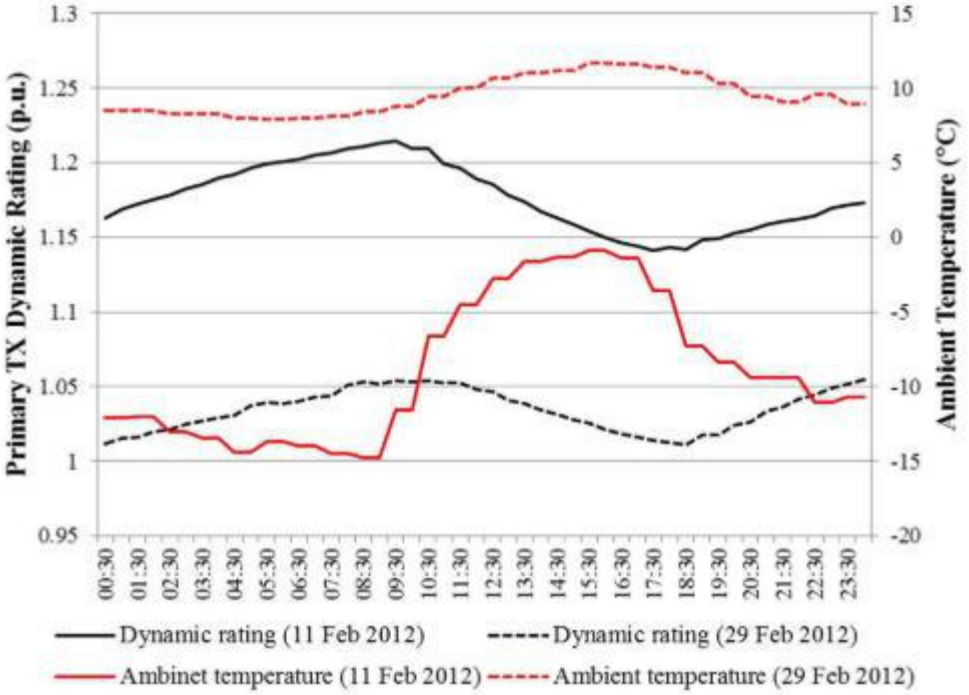
روش مطرح شده در [۳۱]

در این روش ۶ گونه مختلف از دارایی‌ها اعم از : ترانسفورمر زمینی ۳۳ به ۱۱ کیلوولت، خط هوایی ۱۱ کیلوولت و دو نوع از ترانسفورمرهای توزیع به‌عنوان شبکه آزمون برگزیده شده‌اند. استانداردها اغلب دمای ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد را به‌عنوان دما با نرخ استهلاک یک واحد برای کاغذ ارتقا یافته در عایق‌بندی ترانسفورمرها در نظر می‌گیرند.

برای تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها از اطلاعات آب‌وهوایی و جریان بار کشیده شده از فازهای ترانسفورمر برای تشخیص میزان بارگذاری ترانسفورمر نسبت به ظرفیت ایستای آن استفاده می‌شود. برای تعیین ظرفیت پویا نیز از معادله دیفرانسیلی استاندارد IEC استفاده‌شده است. در [۳۱] از اطلاعات هواشناسی مربوط به پست‌ها و اطلاعات بارگذاری ثبت شده در بازه‌ای از زمان اقدام به شبیه‌سازی مدل‌های ریاضی ذکر شده در استانداردهای بین‌المللی شده است. در شکل ۲- ۵۰ شیوه تغییر ظرفیت پویای یک ترانسفورمر توزیع در ساعات مختلف روز با تغییر دمای محیط آورده شده است.

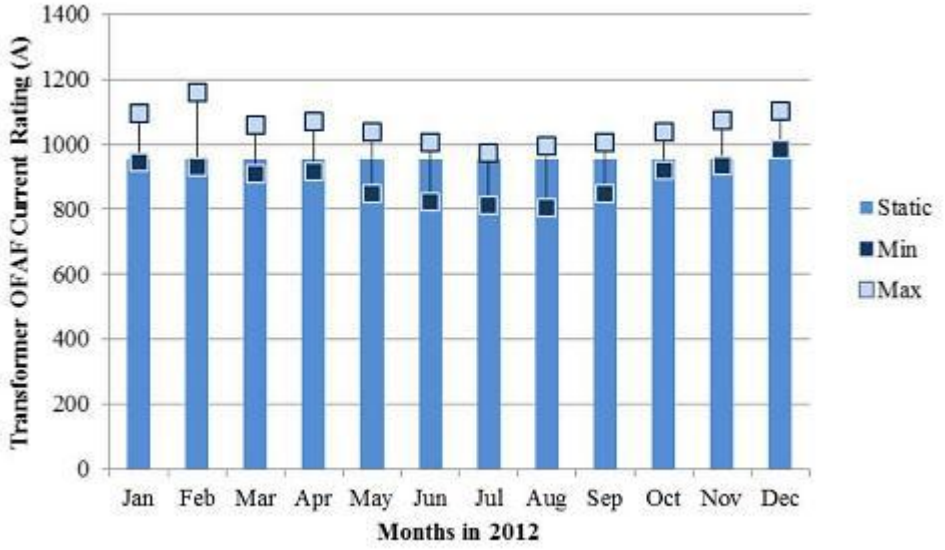


شکل ۲- ۴۹- شبکه آزمون انتخاب شده برای تعیین ظرفیت پویای دارایی‌ها



شکل ۲- ۵۰- ظرفیت پویای ترانسفورمر توزیع با خنک‌سازی OFAF برای دو روز متفاوت در دماهای مختلف

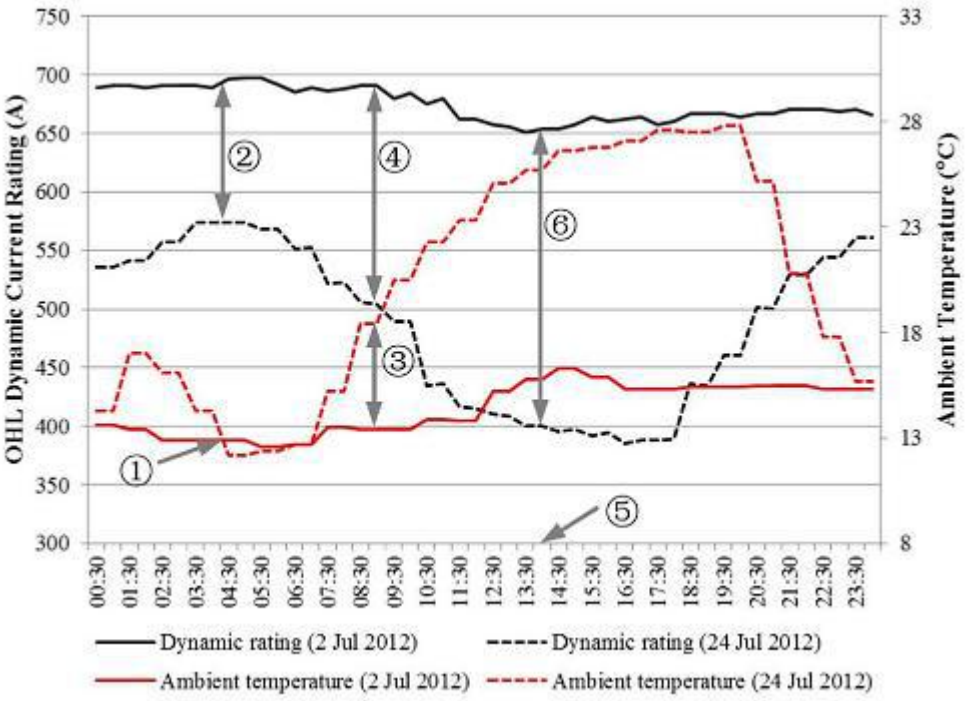
در شکل ۲- ۵۱ حداکثر و حداقل ظرفیت پویای محاسبه شده برای هر ماه آورده شده است. در بررسی‌های این بخش مشخص می‌شود که در فصول سرد سال ترانسفورمر می‌تواند تا حدود ۲۰ درصد بیشتر از ظرفیت نامی خود را برای ساعاتی محدود و بدون بروز افت چشمگیری در عمر عایقی داشته باشد.



شکل ۲- ۵۱- مقایسه بین ظرفیت پویا و ایستای ترانسفورمر شبکه توزیع اولیه

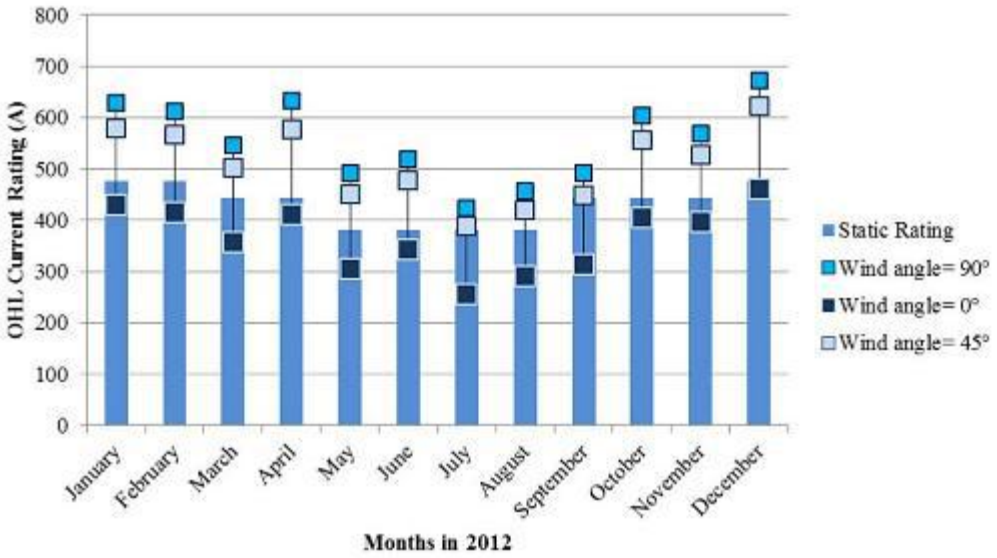
در مورد تعیین ظرفیت پویای خطوط هوایی نیز مواردی نظیر سرعت باد، میزان تابش خورشیدی، جهت وزش باد و جریان گذرنده از خط در نظر گرفته‌شده است.

در شکل ۲- ۵۲ نمونه‌ای از تعیین ظرفیت پویای خطوط هوایی برای دو روز متفاوت آورده شده است. در نقطه ۱ بر روی نمودار (در طول شب) دیده می‌شود که به سبب عدم وجود تابش خورشیدی دمای هر دو روز با یکدیگر برابر بوده و تفاوتی که در بین ظرفیت پویای تعریف‌شده برای این دو روز پدید آمده ناشی از وزش باد متفاوت است. در روز دوم جولای سرعت باد بیشتر بوده و خنک‌سازی خط بهتر است و ظرفیت پویای خط در حدود ۱۲۰ آمپر بالاتر محاسبه شده است (نقطه ۲). در نقطه ۳ نشان داده شده که دمای محیط در روز ۲۴ جولای ۵ درجه سانتی‌گراد بیشتر از دوم جولای است. در نقطه ۴ دیده می‌شود که در اثر این تغییر در دما، اختلاف ظرفیت پویای تعیین شده خطوط به ۱۷۰ آمپر رسیده است. در نقطه ۵ دمای محیطی و تابش خورشیدی روز ۲۴ جولای سبب بروز اختلاف ۲۵۰ آمپری (نقطه ۶) در ظرفیت پویای خط شده است.



شکل ۲- ۵۲- نمونه‌ای از تعیین ظرفیت پویای خطوط هوایی برای ۲ روز

در ادامه نیز در شکل ۲- ۵۳ حداقل و حداکثر ظرفیت پویای خط برای ماه‌های مختلف در ازای تغییر زاویه وزش باد آورده شده است. ظرفیت ایستای خطوط نیز با استفاده از دستورالعمل P27 تعیین شده است. با وزش عمودی باد بر هادی‌ها بیشترین خنک‌سازی بر روی خط اتفاق افتاده و از همین رو بیشترین ظرفیت پویا در این شرایط اتفاق می‌افتد.



شکل ۲- ۵۳- نمونه‌ای از تعیین ظرفیت پویای خط هوایی در فصول مختلف

۲- ۱۵- مروری کوتاه بر سایر کاربردهای حسگرهای مغناطیسی

علاوه بر آنچه در این فصل به رشته تحریر درآمد، کاربردهای دیگری هم برای حسگرهای مغناطیسی در سامانه‌های قدرت یافت می‌شود که در ادامه به برخی از آن‌ها پرداخته‌شده است. این موارد هرچند که ممکن است تناسب چندانی با موضوع این مرحله از پروژه نداشته باشد، اما به جهت ماهیت عملکرد یادشده در هر بخش، می‌توان تعریف این کاربردها را در اکوسیستم شبکه‌های هوشمند متصور دانست.

استفاده به‌جای ترانسفورمرهای جریان برای رله‌های حفاظتی

استفاده از روگووسکی کویل‌ها به‌عنوان ورودی جریانی در رله‌های دیجیتالی:رله‌های الکترومکانیکی به سبب ساختار و نوع کاربردشان برای عملکرد به جریان‌هایی با دامنه‌های بالا نیاز داشتند. اما در رله‌های نومریکال به سبب امکان عملکرد رله حتی در صورت دریافت سیگنال‌های کم‌توان از تجهیزات اندازه‌گیری می‌توان روگووسکی کویل‌ها را با ترانسفورمرهای جریان جایگزین نمود. یکی از نظایر این عملکرد حفاظتی در [۳۵] موردبررسی قرارگرفته است. استفاده از روگووسکی کویل‌ها سبب بالا رفتن سرعت پاسخگویی سامانه حفاظت می‌شود و عملکرد این دست از حسگرها در باند بزرگ فرکانسی سبب می‌شود تا بتوان طرح‌های حفاظتی مبتنی بر امواج سیار [۳۶] پیاده‌سازی نمود. طرح‌های مبتنی بر امواج سیار در جایابی خطا عملکرد خوبی دارد.

تشخیص تخلیه جزئی

یکی دیگر از موارد استفاده روگووسکی کویل‌ها اندازه‌گیری زمان–حقیقی پدیده تخلیه جزئی است. تخلیه جزئی پدیده‌ای فرکانس بالا بوده و برای مشاهده آن به وجود حس‌گری پهن باند ازنظر فرکانسی نیاز است. تشخیص ایرادات عایقی در تجهیزاتی نظیر کابل‌ها سبب می‌شود که تعمیر جزء آسیب‌دیده از سیستم قبل از وقوع خطا و با هزینه‌های بسیار کمتری پیاده‌سازی شود. در برخی از موارد نظیر برخی کابل‌ها تشخیص پدیده تخلیه جزئی در اثر وجود خازن‌های بزرگ پراکندگی با استفاده از ولتاژ کاری دشوار محسوب می‌گردد. به همین جهت در این موارد از حسگرهای روگووسکی می‌توان کمال بهره را جست [۳۷] و [۳۸].

تشخیص قطعی هادی نوترال

با قطع شدن هادی نوترال در شبکه‌های فشار ضعیف توزیع امکان بروز ولتاژهای غیرمجاز در شبکه به وجود می‌آید. این امر سبب بروز تهدیدات ولتاژی در سطح شبکه و نیز برای مشترکین می‌گردد. یکی از موارد استفاده حسگرهای مغناطیسی، اندازه‌گیری ولتاژ و جریان نقاط مختلف شبکه در کنار اطلاعات برداشت‌شده از کنتورهای هوشمند برای پایش ولتاژهای سه‌فاز و جریان‌های گذرنده از مسیر نوترال است. در [۳۹] روشی برای تشخیص وقوع قطعی هادی نوترال در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف با استفاده از کنتورهای هوشمند مشترکین و نیز نصب حسگرهای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان در پایین‌دست ترانسفورمر توزیع فشار ضعیف در کشور آفریقای جنوبی ارائه گردیده است. با پایش شبکه و اطلاع زودهنگام از بروز اشکال در هادی نوترال و یا سیستم زمین پست توزیع، بهره‌بردار با دریافت آلارم مربوطه قادر به حل مشکل، قبل از خطرآفرینی آن خواهد بود.

پایش پنل‌های خورشیدی [۴۰]

سامانه‌های پایش نیروگاه‌های خورشیدی به جهت ارزیابی عملکرد نیروگاه نیازمند اندازه‌گیری پارامترهای مربوط به شیوه بهره‌برداری از مجموعه هستند. برای آنکه به‌صورت قابل‌اطمینان و پایدار بتوان از سامانه فوتوولتاییک بهره‌برداری نمود وجود یک سامانه پایشی ضروری است. به سبب تولید DC پنل‌های فوتوولتاییک استفاده از حسگرهای مغناطیسی با قابلیت اندازه‌گیری ولتاژ و جریان مستقیم با پهنای باند فرکانسی بالا برای اندازه‌گیری اعوجاج‌های هارمونیکی موردنیاز چنین سامانه پایشی است. حسگرهای اثر هال حلقه بسته به سبب وجود قابلیت اندازه‌گیری جریان‌های DC و AC، پاسخگویی سریع و دارا بودن باند فرکانسی وسیع یکی از بهترین انتخاب‌ها در سامانه‌های پایش پنل‌های خورشیدی برای اندازه‌گیری جریان پنل‌ها هستند.

۲- ۱۶- جمع‌بندی

همان‌گونه که در ابتدای فصل بدان اشاره گردید، یکی از عمده استفاده‌های حسگرهای مغناطیسی استفاده در امر پایش شبکه‌های توزیع (عمده استفاده از حسگرهای مغناطیسی در سطح ولتاژی فشار ضعیف است.) به‌منظور رؤیت شبکه و فراهم

نمودن اطلاعات لازم برای پیاده‌سازی عملکردهای پایشی-کنترلی است. در این فصل پروژه‌هایی با محوریت کاربردهای حسگرهای مغناطیسی در پایش وضعیت شبکه‌های توزیع موردبررسی قرارگرفته که خود ممکن است به روش‌های گوناگون و با نصب حسگرها در نقاط مختلفی پیاده‌سازی شده باشد. پس از پرداختن به روش‌هایی که در آن‌ها با استفاده از نصب حسگرها و قرائت داده‌ها به‌طور مستقیم به امر رؤیت شبکه پرداخته‌اند، به روش‌هایی که از تخمین وضعیت شبکه نیز برای تعیین شرایط بهره‌برداری از شبکه اقدام نموده‌اند نیز پرداخته خواهد شد.

در بررسی‌های انجام‌شده و انتخاب پروژه‌های این فصل علاوه بر اعتبار و کارآمدی طرح‌ها، امکان پیاده‌سازی آن با توجه به موضوعیت این پروژه و نیازهای کنونی شبکه توزیع ایران در نظر گرفته‌شده است. به‌طورکلی رصد شبکه را می‌توان با استفاده از اندازه‌گیری مستقیم پارامترهای بهره‌برداری از شبکه و یا استفاده از شبه اندازه‌گیری‌ها انجام داد. در روش‌های مبتنی بر اندازه‌گیری‌های مستقیم بسته به هدف از اجرای پروژه:۱- تجهیزات اندازه‌گیری در پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع فشار ضعیف نصب‌شده و با رصد ترانسفورمرهای فشار ضعیف علاوه بر جمع‌آوری اطلاعات و ایجاد آگاهی از شبکه‌های فشار ضعیف توزیع به رصد فیدرهای فشار متوسط نیز کمک می‌شود و یا ۲- هدف از نصب حسگرها صرفاً رصد وضعیت خود شبکه توزیع فشار ضعیف است. در این حالت بسته به اهداف پروژه ممکن است که: ۱- حسگرها در ابتدای فیدرها نصب‌شده باشد و یا ۲- برای رصد وضعیت بهره‌برداری از فیدر فشار ضعیف علاوه بر ابتدای فیدر در طول فیدر نیز (نقاط ابتدایی یا میانی و ابتدای انشعابات) حسگرهایی نصب‌شده باشد.

در روش‌هایی که علاوه بر اندازه‌گیری‌های مستقیم از شبه اندازه‌گیری‌ها نیز استفاده‌شده، روش‌های تخمین وضعیت شبکه نقش کلیدی در پیاده‌سازی طرح ایفا می‌کنند. بسته به این‌که اهداف پروژه چه مسائلی باشد شبه اندازه‌گیری‌ها ممکن است شامل جمع‌آوری اطلاعات آماری از مصرف‌کنندگان به‌صورت فردی و در زمان‌های مختلف سال باشد و یا برای نمونه به‌صورت جمعی به مصرف‌کنندگان نگاه شده و مصرف یک فیدر به‌صورت آماری تعیین گردد. با در دست داشتن اطلاعات قابل‌اتکای ناشی از کارهای آماری قوی برای تولید شبه‌اندازه‌گیری‌ها می‌توان تخمینی دقیق‌تر از وضعیت شبکه‌های توزیع فشار ضعیف/متوسط با استفاده از نصب تعداد محدودی از تجهیزات اندازه‌گیری به دست آورد.

درمجموع صرف‌نظر از آن‌که اطلاعات شبکه‌های توزیع به چه صورت گردآوری‌شده به‌طورکلی این اطلاعات برای پیاده‌سازی تعدادی مشخص از عملکردهای کنترلی-پایشی مورداستفاده قرار می‌گردند. پایش کیفیت توان، پایش بارگذاری، مدیریت دارایی‌ها، تحلیل وضعیت ولتاژی شبکه (و کنترل ولتاژ در صورت وجود تجهیزات لازم)، مدیریت خاموشی، اطلاع از وقوع خطا و نیز مدیریت، تعمیرات و توسعه شبکه توزیع از عملکردهای قابل‌انتظار برای یک سامانه پایشی در شبکه‌های توزیع است. با نصب تجهیزات اندازه‌گیری در سطح شبکه راه برای پیاده‌سازی عملکردهای پیشرفته یک شبکه هوشمند هموارتر می‌گردد.

حال با توجه به مشخص شدن چارچوب موضوعی پروژه که عمدتاً به پایش وضعیت بهره‌برداری از شبکه‌های فشار ضعیف اختصاص یافته، می‌بایست کاربردهای مستخرج از تجربیات بین‌المللی که در شبکه قدرت ایران مؤثر واقع می‌شود با

در نظر گرفتن مواردی نظیر مشکلات و نیازهای شبکه فعلی توزیع مشخص گردد. دو هدف اصلی شبکه‌های توزیع، تأمین برق مشترکین در ولتاژ مجاز و با کمترین میزان خاموشی است. از همین رو با توجه به محدود بودن پایش شبکه‌های فشار ضعیف توزیع در کشورمان یکی از اولویت‌های اصلی سامانه‌های پایشی می‌تواند به پایش ولتاژ و پایش رخدادها و خاموشی های شبکه اختصاص یابد.

با افزایش شمار بارهای غیرخطی در بین مصرف‌کنندگان (نظیر تجهیزات الکترونیکی، لامپ‌های ال‌ای‌دی و ...) یکی از عمده نگرانی‌های کنونی بهره‌برداران توزیع، مشکلات کیفیت توانی ایجادشده است. این امر سبب می‌شود که نیاز به وجود سازوکاری برای پایش کیفیت توان شبکه و وضعیت هارمونیکی آن امری ضروری به‌حساب آید. مشکلات کیفیت توانی و هارمونیکی علاوه بر وارد آوردن آسیب بر دارایی‌های شبکه‌های توزیع اعم از ترانسفورمرها سبب افزایش تلفات در شبکه می گردند. تلفات بالا یکی از مشکلات اصلی شبکه‌های قدرت ایران است. این در حالی است که سهم بزرگی از این تلفات به شبکه‌های توزیع اختصاص یافته است. اولین قدم برای کنترل و کاهش تلفات در شبکه‌های توزیع امر پایش آن است. لذا بهره‌بردار توزیع برای اتخاذ تدابیر لازم برای کاهش تلفات و افزایش بهره‌وری شبکه نیازمند وجود سامانه‌ای برای پایش تلفات شبکه است. در کنار مشکلات ذکر شده در بسیاری از بارهای جدید و رو به رشد در مصارف خانگی (نظیر لامپ‌های LED) میزان ضریب توان بارها بسیار کوچک بوده و این امر سبب اشغال ظرفیت ترانسفورمرها و افزایش تلفات شبکه شده و از همین رو پایش ضریب توان شبکه‌های توزیع نیز امری ضروری محسوب می‌شود.

با توجه به اهمیت و جایگاه ترانسفورمرهای توزیع، وجود سامانه‌هایی برای پایش میزان بارگذاری و شیوه بهره‌برداری از آن‌ها برای بهره‌برداران شبکه از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. از همین رو می‌بایست سامانه‌های پایشی برای سنجش ظرفیت ترانسفورمرها (ترجیحاً ظرفیت پویا) وجود داشته باشد تا در صورت بهره‌برداری از آن‌ها در ظرفیت‌های بیش‌ازحد مجاز با صدور آلارم از وقوع استهلاک بیش‌ازحد و در مواردی آسیب‌های جدی به تجهیزات جلوگیری شود.

زمانی کاربردهای ذکر شده مؤثر واقع می‌شود که ارتباطی دوطرفه میان تجهیزات اندازه‌گیری و مرکز پایش و گرداوری اطلاعات وجود داشته باشد. از همین رو فناوری مخابراتی استفاده‌شده در سامانه پایشی نیز خود از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. ازنظر فناوری ارتباطی، گسترش شبکه‌های مخابراتی همراه در سال‌های اخیر سبب پدید آمدن فرصتی برای استفاده از ارتباطات سیار برای نقل‌وانتقال اطلاعات در سامانه‌های پایشی در بستر GPRS گردیده است که از این حیث با توجه به ضریب نفوذ بالای اینترنت همراه در کشور این بستر نقل‌وانتقال داده‌ها می‌تواند در این پروژه برای ارتباط بین تجهیزات اندازه‌گیری و تجهیزات استفاده‌شده برای گردآوری اطلاعات استفاده شود. در تجربیات بررسی‌شده در این فصل نیز دیده شد که استفاده از فناوری‌های مبتنی بر GPRS/3G/4G امری متداول است.

.

فصل سوم:

بررسی وضعیت فعلی شبکه توزیع (سیستم‌های اندازه‌گیری موجود و بسترهای ارتباطی) ازنقطه‌نظر پایش

۳- بررسی وضعیت فعلی شبکه توزیع (سیستم‌های اندازه‌گیری موجود و بسترهای ارتباطی) ازنقطه‌نظر پایش

۳- ۱- مقدمه

در این فصل وضعیت فعلی شبکه‌های توزیع ازنظر پایش مورد بررسی قرار می‌گیرد. این مرحله از پروژه جهت مشخص کردن سامانه‌های پایشی مورد نیاز شبکه انجام گرفته است. این بررسی شامل معرفی تجهیزات اندازه‌گیری پایش از راه دور نصب شده، معرفی سیستم‌های مخابراتی مورد استفاده و معرفی طرح‌های کاربردی پیاده‌سازی شده یا در حال پیاده‌سازی است. همچنین در آنتن‌های فصل گزارش آماری اطلاعات تجهیزات اندازه‌گیری نصب شده در شبکه فشار متوسط و فشار ضعیف که از چهار شرکت توزیع نمونه اخذ شده آورده شده است.

اندازه‌گیری در شبکه‌های توزیع می‌تواند موقت یا دائم باشد. در اندازه‌گیری‌های دائمی تجهیزات اندازه‌گیری به‌صورت دائم در مدار قرار می‌گیرند درحالی‌که اندازه‌گیری‌های موقت، به‌منظور تست و تعمیرات و یا ارزیابی شرایط و موقعیت بهره‌برداری کاربرد دارد و تجهیزات مربوطه موقتاً در زمان محدود به شبکه اتصال می‌یابند. به‌عنوان‌مثال اندازه‌گیری ولتاژ و جریان توسط ولت‌متر و آمپرمتر، اندازه‌گیری ولتاژ باتری برای ارزیابی وضعیت شارژ، اندازه‌گیری وضعیت آنتن‌دهی برای ارزیابی محل نصب تجهیزات اتوماسیون، اندازه‌گیری مقاومت سیستم ارتینگ نمونه‌های قابل ذکر از اندازه‌گیری‌های موقت هستند. هدف این گزارش بررسی سیستم‌های اندازه‌گیری دائمی موجود در شبکه هست.

سیستم‌های اندازه‌گیری در شبکه‌های توزیع سه هدف اساسی را دنبال می‌کند:

۱- اندازه‌گیری میزان انرژی و پروفیل مصرف انرژی که عموماً توسط کنتورها انجام می‌شود.

۲- اندازه‌گیری پارامترهای الکتریکی به‌خصوص جریان و توان مصرفی به‌منظور بررسی وضعیت شبکه جهت طراحی، پیش‌بینی بار، بازآرایی شبکه و ... که عموماً توسط دیتالاگرها انجام می‌شود.

۳- اندازه‌گیری پارامترهای الکتریکی به‌خصوص جریان به‌منظور حفاظت شبکه که عموماً توسط رله‌های حفاظتی انجام می‌شود.

۳- ۲- کنتور

کنتور وسیله‌ای است که از آن برای اندازه‌گیری انرژی استفاده می‌شود. برای محاسبه انرژی ضروری است ولتاژ و جریان و ضریب توان اندازه‌گیری گردد. بنابراین اطلاعات مذکور نیز در کنتور وجود دارد. همچنین توان و هارمونیک‌های جریانی و

ولتاژی نیز جزو اطلاعاتی است که می‌توان در کنتورهای پیشرفته‌تر یافت. در شبکه‌های ۲۰ کیلوولت عموماً از کنتورهای سه‌فاز در نقاط زیر استفاده می‌شود:

الف) ابتدای فیدرهای ۲۰ کیلوولت و یا به عبارتی خروجی outgoing ترانسفورمرهای قدرت منصوبه در پست‌های فوق توزیع

ابتدای فیدرهای ۲۰ کیلوولت و یا به عبارتی خروجی outgoing ترانسفورمرهای قدرت منصوبه در پست‌های فوق توزیع به‌منظور سنجش میزان انرژی تحویلی به فیدر کنتورهای سه‌فاز نصب می‌شود. کنتورهای منصوبه در ابتدای فیدرها از مدل‌های MK6e و یا Actaris6000 هست. اطلاعات کنتورهای ابتدای فیدرها از طریق مودم‌های GPRS به شرکت مدیریت شبکه برق ایران ارسال می‌گردد. سپس هر شرکت توزیع اطلاعات فیدرهای مربوط به منطقه تحت پوشش خود را از طریق سامانه اینترنتی دریافت می‌نماید. اطلاعات دریافتی در دفاتر بازار برق به‌منظور برآورد بار کوتاه‌مدت مورد استفاده قرار می‌گیرد. ضمناً از این اطلاعات برای محاسبه تلفات نیز استفاده می‌شود. کنتور Actaris6000 و مشخصات آن در شکل ۳-۱ نشان داده شده است. کنتور Mk6e و مشخصه‌های فنی آن نیز در شکل ۳-۲ نشان داده شده است. کنتورهای MK6e در قیاس با سایر کنتورها ازجمله Actaris6000 بسیار گران‌تر هستند و گاه قیمت آن‌ها تا ۵ برابر سایر کنتورها است.

مشخصات فنی کنتورها در شکل‌های ۳-۱ و ۳-۲ آورده شده است. مهم‌ترین تفاوت‌های بین کنتورهای Mk6E و ACTARIS را می‌توان با بررسی ویژگی‌های هر کدام ملاحظه نمود. از جمله در بحث ارتباطات و پروتکل‌های ارتباطی می توان ملاحظه نمود که کنتور Mk6E از پروتکل‌های IEC61107/IEC62056-21، MODBUS، UDP/IP، DNP3، IEC870-5-102 و کنتور ACTARIS از پروتکل‌های IEC62056-21 و IEC62056/42-46-53-61-62 و DLMS پشتیبانی می‌کند. این مقایسه نشان می‌دهد که کنتور Mk6E به مراتب قابلیت‌های بالاتری داشته و می‌توان از آن چنانچه در بروشور کنتور نیز ذکر شده است در سیستم‌های اسکادا نیز استفاده کرد. ضمنا هرگونه مودم GPRS را می‌توان به آن وصل نمود و بدون اینکه نیاز به تبدیل پورت و یا نیاز به تبدیل پروتکل باشد. همچنین کنتور Mk6E دارای ورودی و خروجی دیجیتال است. در کنتورهای Mk6E تعداد ورودی‌ها و خروجی‌های دیجیتال را می‌توان تا ۱۶ مورد با استفاده از کارت‌های جانبی ارتقا داد. کنتور EDMI Mk6E دقت اندازه‌گیری بالاتری دارد زیرا کلاس دقت آن 0.2S بوده اما کلاس دقت کنتور ACTARIS معادل 0.5S است. هر دو کنتور دارای پورت‌های RS232 و RS485 هستند. هر دو کنتور در فرکانس‌های ۵۰ و ۶۰ هرتز کارآیی دارند. از نظر دمایی کنتورهای ACTARIS در بازه بیشتری کار می‌کنند که بین ۴۰- تا ۷۰ درجه سانتی‌گراد است در حالی که کنتورهای Mk6E در بازه ۲۵- تا ۶۰ درجه سانتی‌گراد کاربرد دارند. هر دو کنتورهای دو جهته هستند و می‌توانند میزان انرژی که از بالادست به پایین‌دست انتقال می‌یابد و برعکس را به صورت مجزا و همچنین به صورت مجموع ثبت کنند. کنتورهای Mk6E مجهز به موتور جمع‌آوری داده MV90 می باشد که یک موتور قوی برای جمع‌آوری، مدیریت و تجزیه و تحلیل داده‌ها است و در تحلیل شبکه کاربرد مهمی می‌تواند داشته باشد. هر دو کنتور پارامترهای کیفیت توان را نیز اندازه‌گیری می‌کنند که دقت کنتورهای Mk6E در این خصوص بیشتر است.



Technical Specifications

Ratings	Voltage: Direct Current: Ct/Connection:	3*57.7/100V up to 3*277/480V auto ranging Ib 5A, Imax 100A Ib 1A, Imax 10A
Network Types	Direct Connection: C/t, v/t connection:	4-wire meter, fully operational in 3-wire connection without neutral 3- and 4-wire configurable connections (for asymetrical VDE or symetrical USE connections)
Accuracy	Direct Connected: Transformer Connected: Reactive energy:	Active energy MID: Class B Active energy Class 0.5S & MID: Class B Class 2 or Class C
Frequency	50 / 60 Hz	
Real Time Clock	Back up with external removable battery and internal super capacitor Compliant with IEC 62054-21	
Operating Temperature Range	-40°C to +70°C (specific variant for high temperature operating conditions)	
Standards	Full compliance with MID standard EN50470-1 and EN50470-3 and CE marking standards (mechanical, climatic, electrical, electromechanical, metrological)	
Communications	IR-port (IEC 62056/21 and IEC 62056/42-46-53-61-62) RS232C or RS485 DLMS-Cosem, Protocol (IEC 62056/42-46-53-61-62)	

شکل ۳-۱: کنتور Actaris6000 و مشخصات فنی آن.



Accuracy
- Class 0.2S / 0.5S (IEC 62053-22, IEC 62052-11)

Voltage
- Nominal - 57 to 240V (phase to neutral)
- Burden - <10VA / phase @ Vn (3 phase), as per IEC 62053-61
- Frequency 45-65 Hz

Current
- CT Range - 1/4A and 5/20A
- Short time over-current - 20 times the Imax for 0.5 seconds
- Burden - <0.5VA/phase

Auxiliary Supply Options
- 240V, 110V (other voltages available on special order)

Measurement Modes
- 3 phase 3 wire (2 element)
- 3 phase 4 wire (3 element)

Measured Energy Values
- Import/Export Wh, varh and VAh
- Absolute Wh, varh and VAh
- 4 quadrant Wh, varh and VAh
- Phase A, B, C or Total

Other Measured and Displayed Values
- Power: W, var, VA
- True RMS Voltage (3 phase)
- True RMS Current (3 phase)
- Power factor
- Frequency
- Phasor angles

Quality of Supply Features
- THD
- Unbalance
- Fundamental Voltage, Current and Watt measurement
- Harmonics (up to the 50th)
- Sag / Swell
  - 5 cycle resolution
  - Records time/date/phase/duration /worst excursion
  - Programmable trigger levels

Pulsing IO
- 2 inputs + common ground
- 2 outputs + common ground
- 6 outputs + common ground
- 110/240V BOSFET outputs (IEC 62053-31 class A and B)
- Up to 16 inputs or outputs via optional extended IO cards

Communications Ports
- Local - ANSI type 2 optical or FLAGTM (IEC 61107)
- Remote - Isolated RS485, RS232 or both

Communications Features
- ANSI Type 2 Optical
- IEC 61107 / IEC 62056-21 + VDEW 2.0 extensions
- RS232 (RTS/CTS and DTR/DCD)
- RS485 (2 or 4 wire multidrop)
- SCADA
- Modems (PSTN/GPRS/GSM/CDMA)
- MV90TM
- MODBUS®
- UDP/IP over PPP/GPRS
- DNP3 level 2
- IEC 870-5-102
- Optional internal modem power supply

Temperature Range
- Operating -25 to +60°C
- Storage -25 to +80°C

Humidity range
- 0 to 95% non condensing

Time Keeping
- Accuracy: 0.5s/day (over full temperature range)
- Backup time - 2 years without power
- Backup type - optional lithium battery 700/1200mAh, 3.6V and SuperCap (single/dual)
- Battery shelf life of 20 plus years
- Mains synchronised or internal crystal time keeping. Mains synchronised reverts to internal crystal on loss of all phase volts

Time Of Use
- 8 rates plus unified rate
- Up to 12 separate import and export registers
- Up to 200 programmable special days
- Daily, Weekly, Monthly, Yearly, Special
- 13 or more previous periods
- Block or Rolling Maximum Demand
- Time of Maximum Demand

Load Survey / Profile
- NEM compliant
- Over 900 kilobytes of fl ash data storage space.
  - ~ 3100 day-channel capacity at 30 minute intervals
  - ~ 1875 day capacity at 30 minute intervals / 2 channels
  - ~ 520 day capacity at 15 minute intervals / 3 channels
- Up to 50 channels
- Interval programmable from 1 second to 1 month
- Multiple independent surveys
- Energy, instantaneous readings, pulsing inputs, average/min /max readings

LCD Display
- 16 character by 2 line alphanumeric display
- Programmable units, multipliers and leading zeros
- Up to 64 user definable screen displays
- Displays any available meter parameter
- Optional 20 character by 4 line alphanumeric display

Extensions for Customer Applications: standard or to order

Mk6E GENIUS plus®meter continues the successful concept of meter "Extensions" introduced in the original Mk6 Genius® Using "EziScript", complex register manipulations can be performed allowing sophisticated meter functions. New Extensions are constantly under development, contact us to find out the latest updates.

Some examples of currently available Extensions are:
- Send SMS at percentage of maximum demand, or equipment failure alarm
- Maximum demand control of loads via pulsing outputs
- Time Of Use history etc

Software
- EziView Windows® software (optional), can be used for programming and reading the meter
- EziView also allows offline configuration of tariff programs and all meter parameters, for later upload

Dimensions
- 262mm (L) 175 mm (W) 93mm (D)

شکل ۳-۲: کنتور Mk6e و مشخصه‌های فنی آن

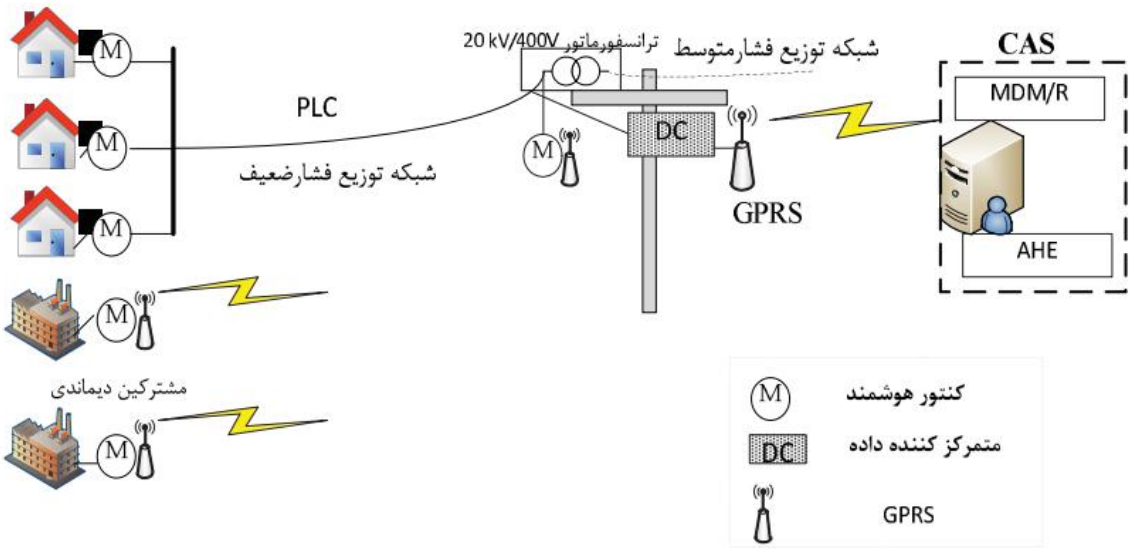
ب) کنتورهای مشترکین تحویل اولیه (تحویل ۲۰ کیلوولت)

به مشترکینی که برق مصرفی آن‌ها در سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت ارائه می‌شود اصطلاحاً مشترکین تحویل اولیه اطلاق می‌گردد. در این مشترکین از کنتور ۳ فاز ۲۰ کیلوولت برای سنجش انرژی مصرفی استفاده می‌شود. مشترکین تحویل اولیه اکثراً مشترکین دیماندی می‌باشند و مصرف آن‌ها بالا هست و لذا اهمیت بالایی برای شرکت‌های توزیع دارند. این مشترکین ممکن است دارای پست اختصاصی باشند و یا ممکن است با فیدر اختصاصی نیز تغذیه شوند. نظر به اهمیت مصرف در این مشترکین، قرائت انرژی آن‌ها نیز اهمیت پیدا می‌کند. در این مشترکین از طرح فراسامانه هوشمند اندازه‌گیری و مدیریت انرژی (فهام) برای قرائت اطلاعات کنتور از راه دور استفاده می‌شود. طرح ملی فهام از اولین گام‌های جدی بود که در راستای هوشمند سازی شبکه برق در سال ۱۳۸۸ کلید خورد. هدف اصلی این طرح پیاده‌سازی زیرساخت هوشمند اندازه‌گیری (AMI) شامل کنتورهای هوشمند، شبکه مخابراتی و مرکز جمع‌آوری داده و دستیابی به اهدافی چون اندازه‌گیری، مانیتورینگ، کنترل و مدیریت تولید، توزیع و ذخیره و مصرف انرژی الکتریکی، کاهش تلفات، کاهش هزینه‌ها و افزایش قابلیت اطمینان شبکه هست. بنابراین اهداف اجرای طرح فهام عبارت است از:

- فراهم شدن بستر اصلاح الگوی مصرف
- بسترسازی مناسب برای اجرای کامل قانون هدفمند کردن یارانه‌ها
- امکان اعمال مدیریت بار توسط بهره‌بردار شبکه در شرایط عادی و اضطراری
- کاهش دخالت و خطای نیروی انسانی در قرائت و صدور قبض و بهبود وصول مطالبات
- کاهش تلفات غیرفنی و مشخص‌سازی و مانیتورینگ تلفات فنی شبکه توزیع
- افزایش کیفیت خدمات و کاهش زمان قطعی و نظارت بر کیفیت برق
- ایجاد بستر برای گسترش استفاده از تولیدات پراکنده و انرژی‌های پاک
- امکان پیش‌فروش برق و راه‌اندازی بازار خرده‌فروشی برق
- بهینه کردن هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری
- فراهم آوردن بستر مناسب جهت قرائت مکانیزه کنتورهای آب و گاز

اکثر کنتورسازان کشور در پروژه طرح فهام مشارکت داشته‌اند. از آن جمله می‌توان به شرکت‌های بهینه‌سازان طوس، الکترونیک افزار آزما و توس فیوز اشاره نمود.

معماری اجرایی طرح فهام در شکل ۳-۳ نشان داده شده است. در این طرح پیش‌بینی شده بود که اطلاعات مشترکین دیماندی از طریق مودم‌های GPRS به مرکز مدیریت داده ارسال گردد و اطلاعات مشترکین تحویل ثانویه (فشار ضعیف یا ۴۰۰ ولت) نیز به‌صورت PLC و از طریق شبکه توزیع توسط متمرکز کننده داده (DC) در پست‌های توزیع جمع‌آوری و سپس با استفاده از مودم GPRS به مرکز جمع‌آوری داده ارسال گردد. از اقدامات فوق فقط بخش فشار متوسط به‌صورت گسترده اجرا شده است. در بخش فشار ضعیف گستردگی اجرا محدود به چند طرح پایلوت در شهرهای تهران و مشهد هست.



شکل ۳-۳: معماری اجرایی طرح فهام.

ازجمله اقدامات انجام یافته در طراحی سیستم یکپارچه سخت‌افزاری و نرم‌افزاری و در تأمین تجهیزات هوشمند در اجرای فاز اول طرح فهام می‌توان به موارد ذیل اشاره نمود.

- طراحی و تأمین کنتورهای هوشمند (AMI) و سایر تجهیزات لازم برای مشترکین صنعتی، تجاری و مسکونی متراکم و پراکنده
- طراحی و تأمین MDM (Meter Data Management)
- طراحی و تأمین سخت‌افزار و نرم‌افزار سیستم مرکزی CAS (Central Access System)
- طراحی و ارائه انواع نرم‌افزارهای کاربردی جهت پایش و کنترل عملکرد سیستم
- پیاده‌سازی طرح‌های توسعه‌ای نظیر قابلیت همکاری کنتورهای هوشمند FID (FAHAM Interoperability Documents)، مدیریت کلید (Key Management)

اطلاعات زیادی در مراجع مختلف در خصوص طرح فهام وجود دارد که نیازی به تکرار آن‌ها نیست. اطلاعات تکمیلی در خصوص زیرساخت‌های مخابراتی در بخش‌های بعدی ارائه خواهد شد. زیرساخت مخابراتی مورد استفاده در طرح فهام شبکه APN هست و در آن از مودم‌های GPRS استفاده می‌شود.

ج) کنتورهای مشترکین فشار ضعیف سه‌فاز و تک‌فاز

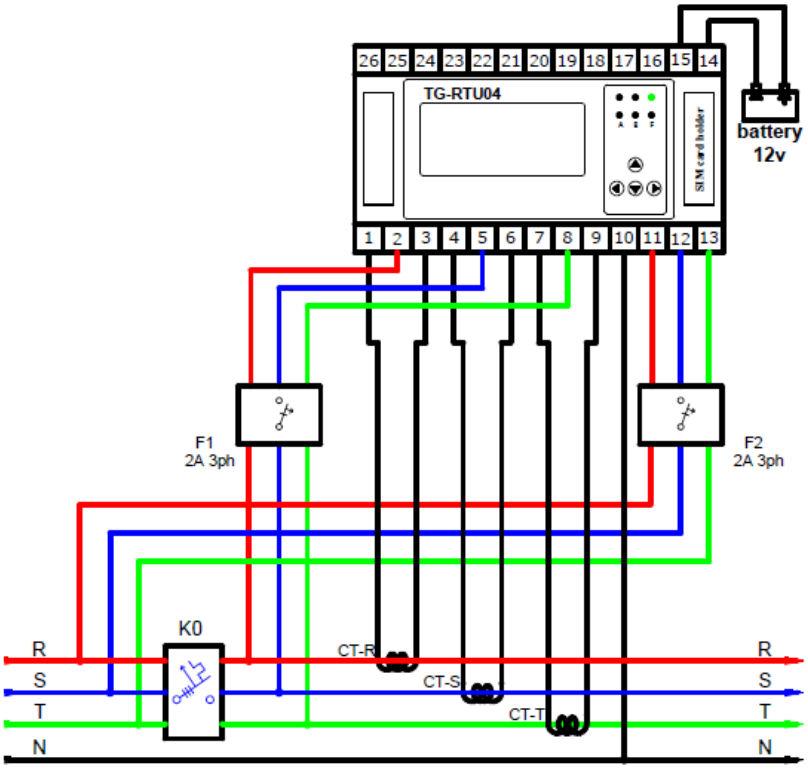
در سطح ولتاژ ۴۰۰ ولت (فشار ضعیف) هم مشترکین تک‌فاز وجود دارد و هم مشترکین سه‌فاز. قرائت اطلاعات کنتورهای مذکور توسط کنتورخوان‌ها و با حضور در محل مشترک انجام می‌شود. هرچند بخش زیادی (بیش از ۶۰ درصد) از کنتورهای مکانیکی قدیمی در سطح کشور با کنتورهای دیجیتال تعویض شده‌اند اما هنوز راه زیادی تا جمع‌آوری کامل کنتورهای مکانیکی وجود دارد. کنتورهای سه‌فاز و تک‌فاز شرکت‌های الکترونیک افزار آزما، توس فیوز و بهینه‌سازان طوس در شبکه وجود دارد. ضمناً می‌توان کنتورهای ABB، Landis، L-GAMA و ACTARIS قدیمی را نیز در شبکه یافت.

۳- ۳- دیتالاگرها

ثبت‌کننده داده یا دیتالاگر وسیله‌ای الکترونیکی است که داده‌هایی را که به‌وسیله حسگرهای تعبیه شده در دستگاه یا ابزار و حسگر خارجی تأمین می‌شوند را در طول زمان یا در رابطه با مکان ذخیره می‌کند. اکثر دیتالاگرها (اما نه همه آن‌ها) بر پایه یک پردازنده دیجیتال طراحی و ساخته می‌شوند که جزئیات آن‌ها در ادامه توضیح داده خواهد شد. در برخی از دیتالاگرها نیز از میکروکامپیوتر به‌عنوان پردازنده اصلی استفاده می‌گردد. دیتالاگرها در پست‌های توزیع نصب شده و بسته به مدل‌های مختلف، قابلیت اندازه‌گیری پارامترهای الکتریکی نظیر ولتاژ، جریان، ضریب توان، توان‌های اکتیو و راکتیو، انرژی الکتریکی، هارمونیک‌های تا مراتب ۱۶، ۳۱ و گاها بالاتر را دارند. دیتالاگرها را می‌توان هم در سطح فشار ضعیف و هم در سطح فشار متوسط نصب نمود. در سطح فشار متوسط اتصال دیتالاگر به شبکه از طریق CT و PT مناسب انجام می‌شود. هدف از نصب دیتالاگرها در شبکه جمع‌آوری اطلاعات جهت استفاده در بررسی وضعیت موجود شبکه و تحلیل داده‌ها به‌منظور طراحی‌های آتی شبکه هست. با استفاده از اطلاعات دیتالاگر به‌راحتی می‌توان اطلاعات کاربردی مفیدی نظیر منحنی بار و ضرایب بهره‌برداری و ... استخراج نمود.

اطلاعات برداشت شده توسط دیتالاگر به‌صورت محلی در حافظه داخلی ذخیره و معمولاً توسط یک پورت USB تعبیه شده بر روی آن قابل برداشت است. البته برخی از دیتالاگرها مجهز به ماژول‌های GPRS می‌باشند و می‌توان اطلاعات آن‌ها را به‌صورت Web service و یا SMS نیز دریافت نمود. اکثر قریب به اتفاق دیتالاگرها دارای پورت RS485 و مجهز به پروتکل مدباس می‌باشند. بنابراین می‌توان اطلاعات آن‌ها را توسط RTU نیز برداشت نمود.

در شکل ۳-۴ یک نمونه از اتصالات دیتالاگر به شبکه به‌صورت ساده نشان داده شده است.



شکل ۳-۴: اتصالات دیتالاگر به شبکه.

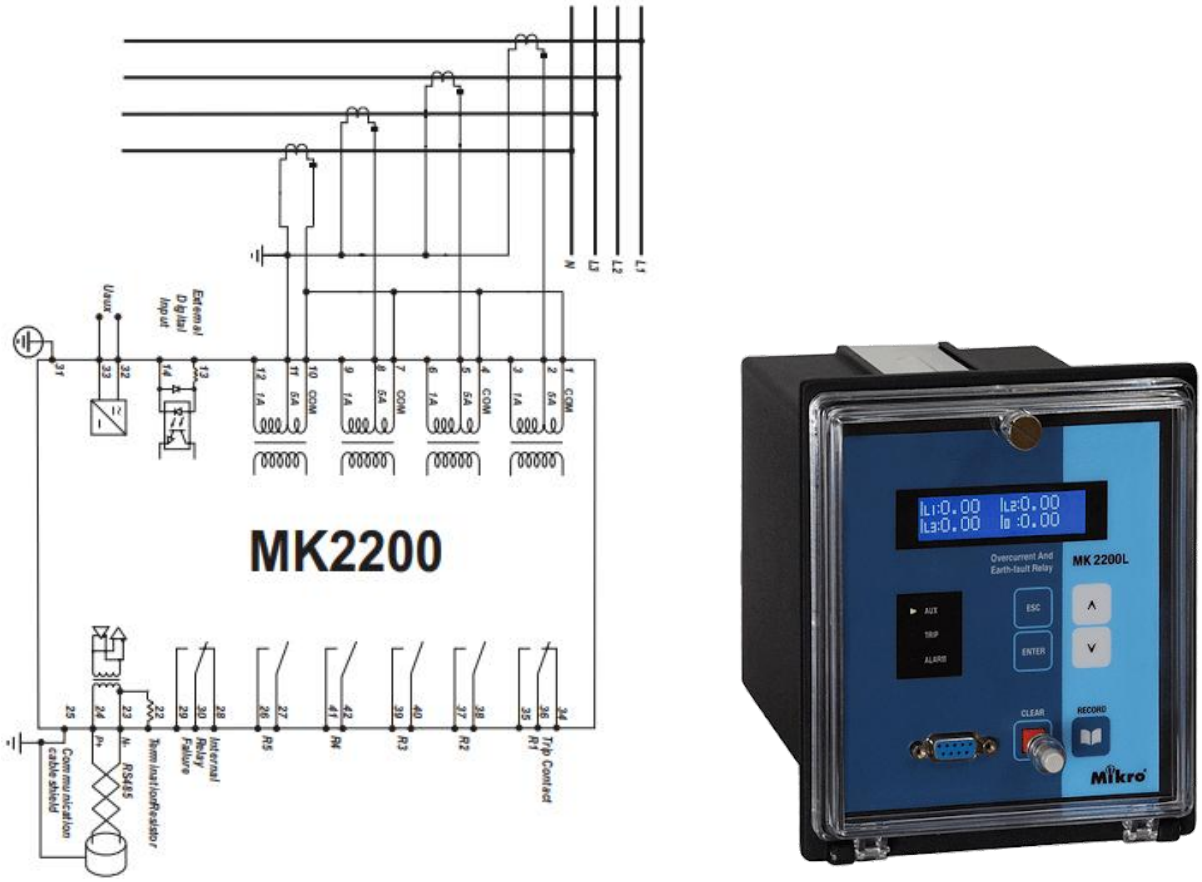
۳- ۴- رله‌های حفاظتی

رله‌ها یا تجهیزات حفاظتی، دستگاه‌هایی هستند که با قطع مدار و باز کردن کلیدهای قدرت، کار حفاظت سیستم قدرت در برابر آسیب و اتصالی‌ها را انجام می‌دهند. پیش‌ازاین که کلید قدرت بتواند باز شود، مکانیسم عملکرد آن و سیم‌پیچی قطع آن باید فعال شود. این فعال شدن از سوی رله‌ها انجام می‌پذیرد. رله به دستگاهی گفته می‌شود که به دنبال تغییرات شدید پارامترهایی که اندازه می‌گیرد (نظیر ولتاژ، جریان یا اندازه فیزیکی مانند دما و جابجایی روغن (در رله بوخهولتس)) تحریک شده و موجب به کار افتادن فرآیند قطع کلید قدرت می‌گردد.

مهم‌ترین رله‌ای که به‌صورت فراگیر در شبکه‌های توزیع ۲۰ کیلوولت به کار می‌رود رله اضافه جریان یا OC هست. رله‌های OC در دو نوع پرایمری و ثانویه وجود دارند. اساس کار رله‌های پرایمری مکانیکی بوده و مستقیماً بر روی فیدر ۲۰ کیلوولت نصب می‌گردند. این رله‌ها تقریباً منسوخ شده‌اند و درصد کمی در شبکه وجود دارند که کم کم در حال جایگزینی هستند. در مقابل رله‌های ثانویه رله‌هایی هستند که مبتنی بر نمونه‌برداری گسسته از جریان و ولتاژ شبکه می‌باشند. این رله‌ها میکروپروسسوری و یا میکروکامپیوتری هستند و بر اساس تحلیل فوریه گسسته عملکرد حفاظتی را انجام می‌دهند. اتصال این رله‌ها نیز به شبکه از طریق CT و PT مناسب با core حفاظتی هست.

رله‌های MK2200، Hafez، VAMP، FANOX، Micom و همیان از متداول‌ترین رله‌های مورد استفاده در شبکه‌های توزیع می‌باشند. در شکل ۳-۵ یک نمونه از رله‌های OC و اتصالات آن نشان داده شده است. این رله صرفاً جریانی است و لذا فاقد اندازه‌گیری ولتاژی هست. در مقابل رله‌های multi-function نیز وجود دارند که حفاظت‌های مختلفی حتی ROCOF را انجام می‌دهند. این رله‌ها عموماً در پست‌های حساس و یا کلیدخانه DGها نصب می‌شوند.

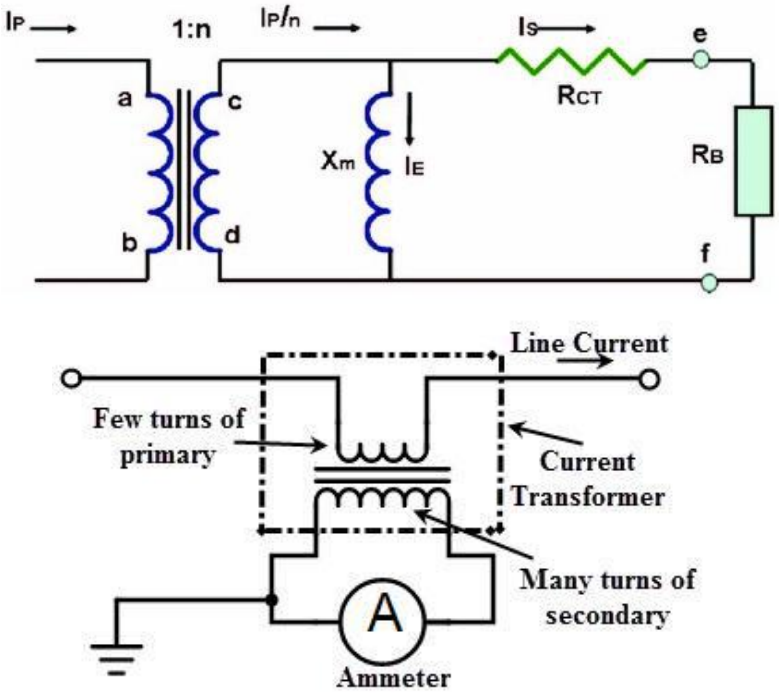
رله‌های حفاظتی نیز همچون سایر IDها دارای پورت سریال (RS232 و یا RS485) می‌باشند. ازآنجایی‌که جریان و ولتاژ به‌صورت لحظه‌ای در رله‌ها سنجیده می‌شود لذا اطلاعات آن‌ها را نیز می‌توان تحت پروتکل مدباس دریافت نمود. این کار توسط RTU در پست‌های اتوماسیون قابل انجام است.



شکل ۳-۵: یک نمونه از رله‌های OC و اتصالات آن.

۳- ۵- ترانسفورمرهای ولتاژ و ترانسفورمرهای جریان

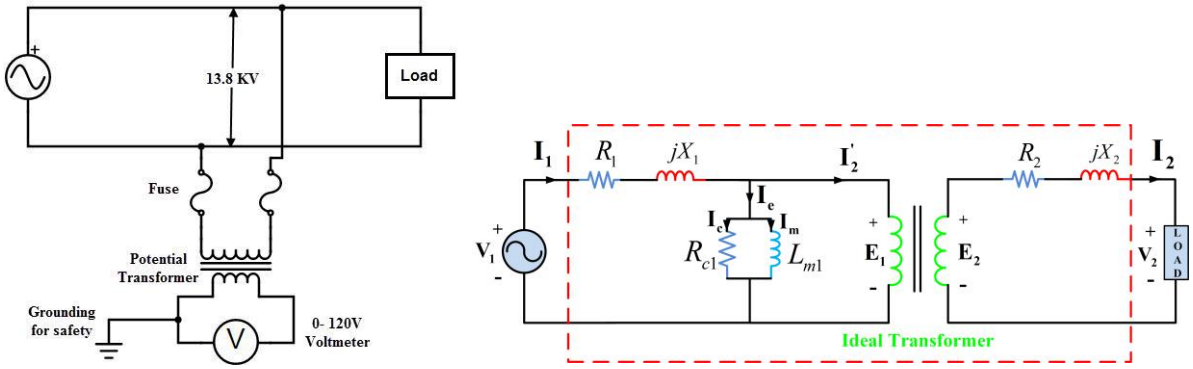
تجهیزات اندازه‌گیری و حفاظتی (کنتور، رله، دیتالاگر و ...) را نمی‌توان مستقیم و بی‌واسطه به شبکه‌های ۲۰ کیلوولت توزیع متصل نمود. این کار توسط ترانسفورمرهای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان انجام می‌شود. ترانسفورمرهای جریان و ولتاژ تجهیزات جانبی هستند که به سیستم قدرت وصل می‌شوند و لذا نباید کارکرد آن را تحت تأثیر قرار دهند. به عبارتی نباید مصرف‌کننده توان باشند یا تلفات سیستم را به‌صورت چشمگیری افزایش دهند. CTها به‌صورت سری در مدار قرار می‌گیرند. نحوه قرار گرفتن CT در شبکه و مدار معادل CT در شکل ۳-۶ نشان داده شده است. در این شکل R_B مقاومت دستگاه اندازه‌گیری یا رله هست و لذا باید طوری طراحی شود که امپدانس آن‌ها نزدیک صفر بوده و نسبت به X_m دارای مقدار بسیار کمی باشد. به عبارتی CT بایستی در شرایط اتصال کوتاه مورد بهره‌برداری قرار گیرد. در طراحی یک سیستم اندازه‌گیری با CT توجه به مسائلی نظیر BURDEN اهمیت بالایی دارد و لذا معمولاً در ثانویه CTها از سیم نمره ۲,۵ یا ۴ استفاده می‌کنند.



شکل ۳-۶: نحوه قرار گرفتن CT در شبکه و مدار معادل CT.

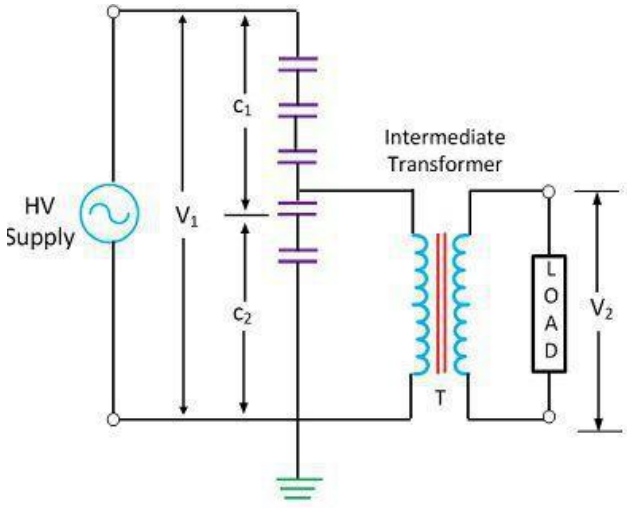
ترانسفورمر ولتاژ معمولاً به‌صورت موازی در مدار قرار می‌گیرد. در شکل ۳-۷ نحوه قرار گرفتن PT در مدار و مدار معادل آن نشان داده شده است. عبارت LOAD در شکل ۳-۷ مربوط به ولت‌متر یا تجهیز حفاظتی هست. در این بخش نیز به‌منظور اثرات حداقلی PT بر شبکه، هسته باید طوری طراحی شود که جریان ناچیزی از PT عبور کند. ضمن اینکه امپدانس LOAD نیز باید به‌مراتب بیشتر از امپدانس هسته PT باشد. به عبارتی PT در شرایط مدار باز مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد

و باید دقت نمود که به‌هیچ‌عنوان اتصال کوتاه نگردد زیرا خطرناک بوده و اثرات شدیدی نظیر آتش‌سوزی را می‌تواند به دنبال داشته باشد.



شکل ۳-۷: نحوه قرار گرفتن PT در مدار و مدار معادل آن.

یکی دیگر از تجهیزاتی که در اندازه‌گیری ولتاژ در شبکه‌های توزیع کاربرد دارد، مقره‌های خازنی است. مقره خازنی در واقع نوعی مقسم ولتاژ خازنی هست که ولتاژ شبکه را به سطح قابل‌قبول و قابل اعمال به تجهیز اندازه‌گیری می‌رساند. دیاگرام مداری مقره خازنی در شکل ۳-۸ نشان داده شده است. از مقره‌های خازنی اکثراً در نشانگرهای ولتاژ کنتاکت‌دار در اتوماسیون پست‌های زمینی استفاده می‌شود.



شکل ۳-۸: دیاگرام مداری مقره خازنی.

۳- ۶- اجزا تشکیل‌دهنده سیستم‌های اندازه‌گیری

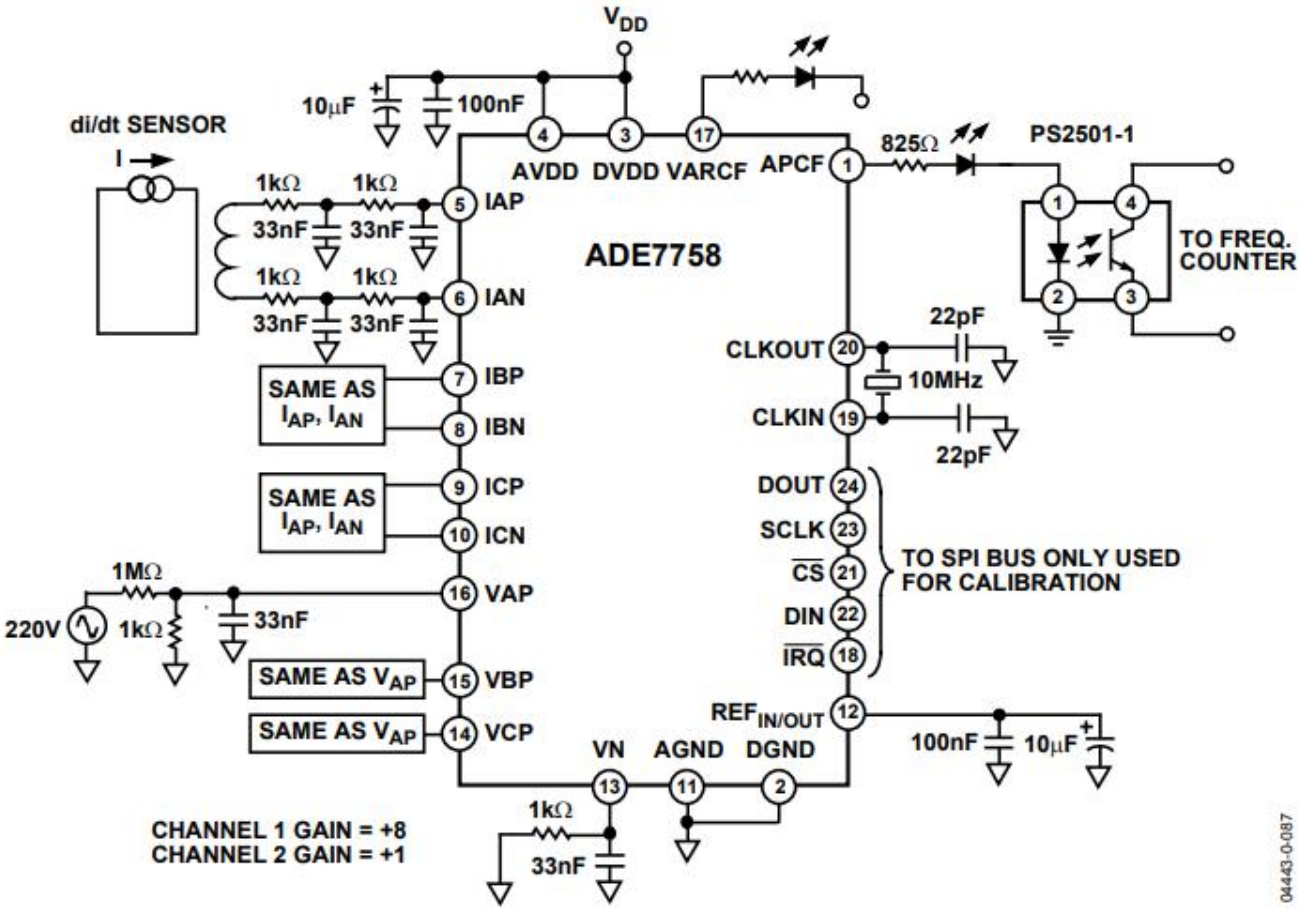
در بخش‌های قبل با تجهیزات IED که در شبکه‌های توزیع استفاده می‌شود آشنایی اولیه به عمل آمد. برخلاف سیستم‌های اندازه‌گیری سنتی که عموماً مکانیکی و عقربه‌ای بودند در سیستم‌های جدید با پیشرفت فنّاوری نیمه‌هادی‌ها و ICهای الکترونیکی از نمونه‌برداری گسسته و از ICهای پیشرفته اندازه‌گیری استفاده می‌شود. در این نوع سیستم‌های اندازه‌گیری عموماً دارای دو بعد اساسی هستند: الف) سخت‌افزار ب) نرم‌افزار.

سخت‌افزار در این سیستم‌ها از چهار بخش اصلی تشکیل یافته است:

۱- بخش اندازه‌گیری پارامترهای الکتریکی آنالوگ. شرکت ANALOG DEVICES از بزرگ‌ترین تولیدکنندگان ICهای اندازه‌گیری چندمنظوره در جهان هست. این ICها به ICهای کنتور نیز شهرت دارند. به‌عنوان‌مثال در این قسمت می‌توان از ADE7758 یا ADE8000 که یک IC انرژی‌متر چندمنظوره هست استفاده نمود. این IC وظیفه اندازه‌گیری تمام پارامترهای شبکه از قبیل مقادیر مؤثر ولتاژ و جریان و توان‌های اکتیو و راکتیو و ... را بر عهده دارد. اینترفیس این IC، SPI هست. در شکل ۳-۹ مدار الکترونیکی این IC نمایش داده شده است. ورودی‌های این IC از نوع ولتاژی بوده و لذا با استفاده از مقاومت و خازن مقادیر ولتاژ در پین‌های ورودی به حد قابل اعمال به IC رسانده می‌شود. از این ورودی‌ها نمونه‌های گسسته برداشت شده و سپس با عبور سیگنال از مدارات S/H و فیلترهای دیجیتال جهت حذف نویز و هارمونیک‌های مراتب بالاتر، از سیگنال مورد نظر تبدیل فوریه گسسته گرفته‌شده و نهایتاً مقدار عدد نهایی جریان و ولتاژ و مراتب هارمونیکی و ... در اختیار میکروپروسسور یا میکروکامپیوتر قرار می‌گیرد. تقریباً در تمامی تجهیزاتی که جریان یا ولتاژ اندازه گرفته می‌شود نظیر کنتور، دیتالاگر یا رله از چنین مداری استفاده می‌شود.

۲- واحد پردازش مرکزی. در این بخش می‌توان از سری STM32 که از خانواده ARM CORTEX-M3 هست استفاده نمود که کاربرد صنعتی دارد. مقاومت این میکروکنترلر در برابر عوامل طبیعی مانند ESD بسیار بالا هست. سازگاری این میکروکنترلرها با سیستم‌عامل‌های RTOS (Real-Time Operation System) به دلیل قابلیت‌های منحصربه‌فرد معماری آن بسیار بالا هست. وظیفه واحد پردازش مرکزی مدیریت سیستم بوده و کلیه برنامه‌های منصوبه در RTOS توسط این واحد پردازش و به کار گرفته می‌شود. این بخش نیز جزء لاینفک کلیه سیستم‌های اندازه‌گیری (رله، کنتور و دیتالاگر و ...) هست.

۳- مودم GSM که وظیفه ارسال اطلاعات به سرور از طریق شبکه GPRS و همچنین پیامک (در صورت نیاز) به موبایل افراد مشمول را به عهده دارد. در این بخش از ماژول‌های صنعتی SIMCOM استفاده می‌شود که داری استاندارد CE هست. پردازنده مرکزی توسط پورت سریال به این ماژول متصل شده و با استفاده از دستورات AT Command این ماژول را کنترل می‌کند. فرآیند اتصال به شبکه GPRS و GSM توسط خود این ماژول انجام می‌شود. اطلاعات قرائت شده، با استفاده از پروتکل http توسط این ماژول به سرور ارسال می‌گردد. در اکثر رله‌ها، دیتالاگرها و کنتورها این بخش وجود ندارد اما می‌توان به‌صورت ماژولار به آن‌ها اضافه نمود.



شکل ۳-۹: مدار الکترونیکی پیشنهادی برای IC اندازه‌گیری ADE7758.

۴- پایگاه داده محلی که شامل حافظه‌ای محلی جهت ذخیره اطلاعات در حالت OFFLINE هست. در این قسمت از حافظه‌های غیرفرار SPI Flash استفاده می‌گردد که ظرفیتی بالغ بر ۱۰ مگابایت دارند. این حافظه با استفاده از نرم‌افزار LFS (Log File System) کنترل می‌شود. این بخش در تمامی تجهیزات هوشمند IED وجود دارد.

در بخش نرم‌افزاری همان‌گونه که قبلاً نیز مورد اشاره قرار گرفت بایستی یک سیستم‌عامل RTOS بر روی پردازنده مرکزی نصب گردد تا بتوان نرم‌افزارهای کاربردی را بر روی آن اجرا نمود. نرم‌افزارهای کاربردی این سیستم از بخش‌های مختلف تشکیل شده است:

۱- نرم‌افزارهای ارتباط با DAQ. این نرم‌افزار اطلاعات خام را از ICهای اندازه‌گیری نظیر ADE7758 به‌صورت کدهای ۲۴ بیتی دریافت نموده و بعد از پردازش آن‌ها اطلاعات قابل فهم را استخراج می‌کند. این اطلاعات به قسمت GSM برای ارسال به سرور و به قسمت LFS جهت ذخیره در پایگاه داده محلی ارسال می‌شود. نرم‌افزار DAQ در فواصل زمانی از پیش تعیین شده به‌صورت متناوب اجرا می‌شود.

۲- نرم‌افزار ارتباط با مودم GSM. این قسمت وظیفه مدیریت ماژول GSM را بر عهده دارد. مرتفع نمودن کلیه ایرادات احتمالی ماژول GSM بر عهده این بخش است و همچنین اطلاعات خروجی از واحد DAQ نیز توسط این نرم‌افزار به ماژول GSM ارسال می‌شود.

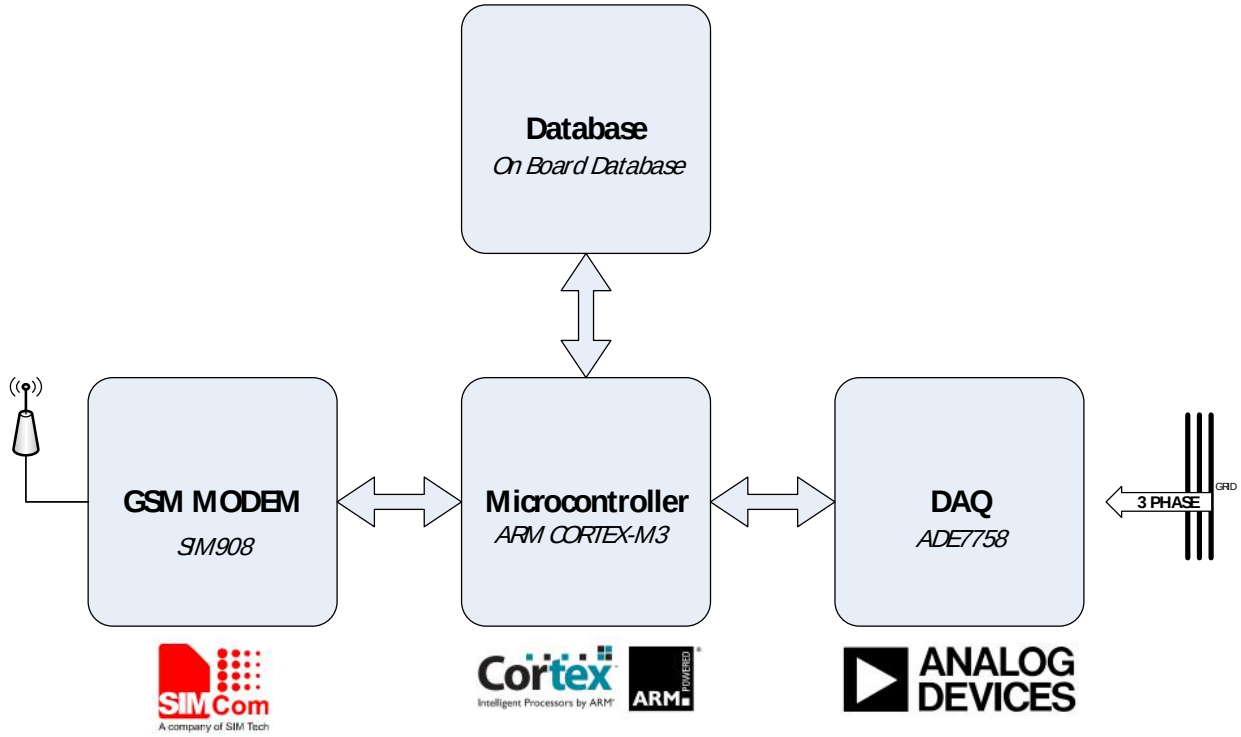
۳- نرم‌افزار مدیریت باتری. در این سیستم‌ها پیشنهاد می‌شود از باتری آلکالاین خشک استفاده شود که کمترین نیاز به نگهداری را دارد و برای استفاده‌های طولانی‌مدت بسیار مناسب هست. این نرم‌افزار با پایش وضعیت باتری از خراب بودن آن مطلع شده و آن را به کاربر اطلاع می‌دهد.

۴- نرم‌افزار بررسی عملکرد سایر بخش‌ها (Fault Diagnostic System). این بخش از مجموعه توابعی تشکیل شده است که وضعیت سایر بخش‌های سیستم را به‌صورت مداوم بررسی می‌کند و در صورت کشف خطا اقدام به اصلاح آن می‌نماید.

۵- نرم‌افزار پروتکل. نرم‌افزاری است که اطلاعات دریافتی تحت پروتکل‌های مورد نظر (نظیر MODBUS، DNP3 و ...) را قرائت و به بخش‌های مربوطه ارسال می‌نماید و یا پکت‌های اطلاعاتی لازم را بر مبنای اطلاعات خام دریافتی آماده‌سازی می‌کند.

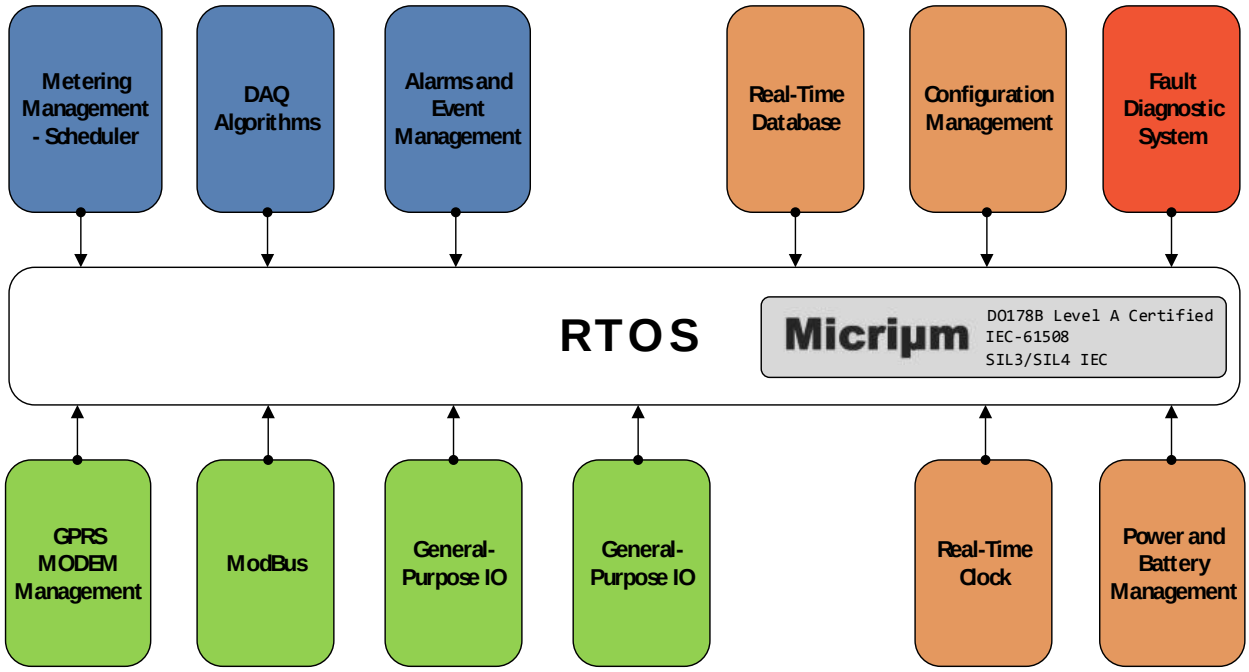
۶- نرم‌افزارهای حفاظتی. این بخش در رله‌ها برای توابع حفاظتی در نظر گرفته می‌شود که با پایش برخط ورودی‌ها در صورت نیاز خروجی مورد نظر برای حفاظت را اجرا کند.

بر مبنای مطالب فوق‌الذکر شماتیک بخش سخت‌افزاری در شکل ۳-۱۰ نشان داده شده است.



شکل ۳-۱۰: بلوک دیاگرام بخش‌های سخت‌افزاری تجهیزات اندازه‌گیری.

شماتیکی از بخش نرم‌افزاری نیز در شکل ۳-۱۱ نشان داده شده است.

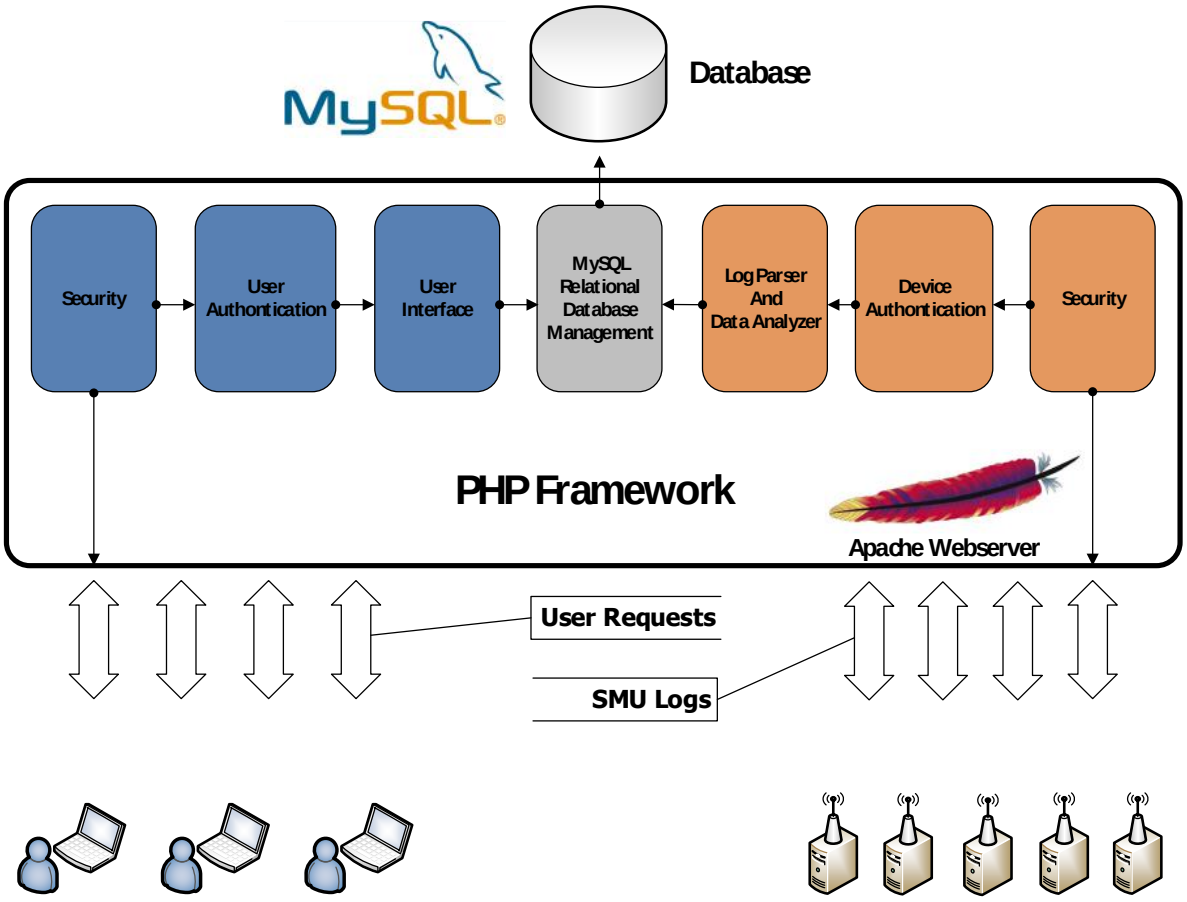


شکل ۳-۱۱: بلوک دیاگرام بخش‌های نرم‌افزاری تجهیزات اندازه‌گیری.

علاوه بر بخش‌های فوق نرم‌افزار موجود در سرور نیز اهمیت بسزایی دارد زیرا نرم‌افزار سرور جهت دریافت اطلاعات ارسال شده از دستگاه و ذخیره آن در پایگاه داده تعبیه می‌شود. معمولاً این نرم‌افزار به زبان PHP نوشته شده و به‌صورت Web Application استفاده می‌شود. از پایگاه داده MySQL نیز می‌توان در سرور استفاده نمود. نرم‌افزار طراحی شده در سرور بایستی ازنظر امنیتی به حدی قوی باشد که اجازه ورود تجهیزات و کاربرهای خارج از سیستم به داخل آن را ندهد. ضمن اینکه استفاده از فایروال و همچنین اجرای تکنیک‌های Data encryption نیز توصیه می‌گردد. در شکل ۳-۱۲ بلوک دیاگرام ویژگی‌های نرم‌افزار سرور نمایش داده شده است.

۳- ۷- مروری بر سیستم‌های قرائت از راه دور

مقوله سیستم‌های اندازه‌گیری و شبکه هوشمند، سرآغاز تلفیق حوزه‌های فناوری اطلاعات و ارتباطات با مهندسی قدرت بوده و در واقع فصل مشترک آن‌ها به شمار می‌رود. گسترده بودن ذینفعان در حوزه کاری این شبکه‌ها، که فرایند تولید، انتقال و توزیع انرژی را در بر می‌گیرند، به همراه جدید و ناشناخته بودن این عرصه، ابهامات و چالش‌های زیادی را از جنبه‌های فنی و اجرایی پیشروی متولیان امر قرار داده است. در این بخش به‌منظور بررسی سیستم‌های قرائت از راه دور مروری خواهیم داشت بر سیستم‌های اتوماسیون و اسکادا که در حال حاضر در کشور اجرا می‌گردد.



شکل ۳-۱۲: بلوک دیاگرام نرم‌افزار سرور.

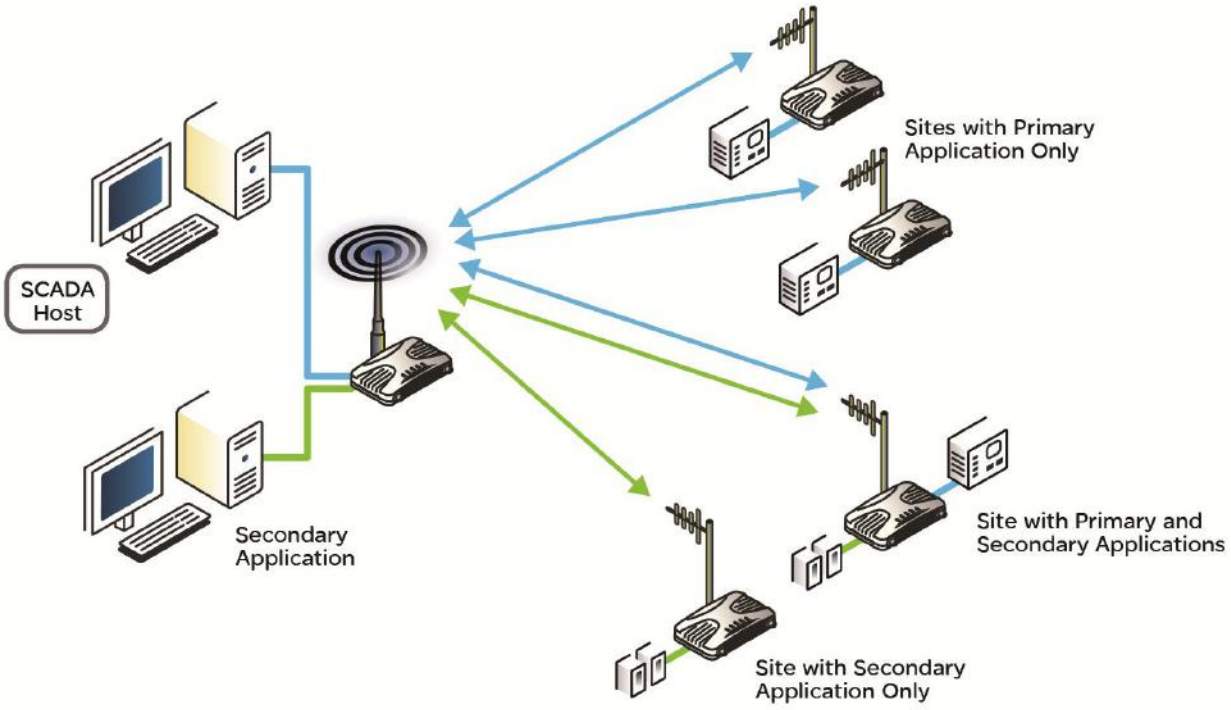
۳- ۷- ۱- اجزا تشکیل‌دهنده ایستگاه‌های اتوماسیون

در سیستم‌های اتوماسیون توزیع اجزا اصلی تشکیل‌دهنده سیستم به‌طور خلاصه عبارت است از:

- RTU: این تجهیز در سمت ایستگاه قرار گرفته و وظیفه آن عبارت است از جمع‌آوری اطلاعات اعم از دیجیتال و آنالوگ و جمع‌بندی آن، انجام اعمال منطقی و مهم‌تر از همه ایجاد پکت دیتا (Data Packet) مبتنی بر پروتکل مورد نظر. این تجهیز اطلاعات را تحت پروتکل مشخص از مرکز کنترل مشخص دریافت و یا به مرکز کنترل ارسال می‌نماید.
- مودم: مودم تجهیزی است که اطلاعات را از طریق آنتن ارسال و یا دریافت می‌کند. بسته به بستر ارتباطی مودم خاص آن بستر باید استفاده گردد.

- آنتن: برای تقویت و ارسال داده استفاده می‌شود. معمولاً در بستر مخابراتی رادیوی UHF از آنتن‌های جهت‌دار یاگی (Yagi) در ایستگاه‌ها و آنتن‌های تمام جهت امنی (Omni) در مرکز کنترل استفاده می‌شود.
- مودم بیس: مودمی است که در مرکز کنترل قرار گرفته و اطلاعات تمامی مودم‌های ریموت را شناسایی و جمع‌آوری می‌کند.
- سرور اسکادا: سیستمی جهت نصب و اجرای اسکادا و دیتابیس‌ها و فایروال‌های لازم هست. این سیستم می‌تواند معماری‌های مختلفی بسته به نوع شبکه و افزونگی‌های لازم داشته باشد.
- نرم‌افزار اسکادا: وظیفه نرم‌افزار همان‌گونه که از نام آن پیداست عبارت است از جمع‌آوری داده‌های شبکه، تجزیه‌وتحلیل، پایش و کنترل ایستگاه‌های ریموت.

در شکل ۳-۱۲ شمای کلی از یک سیستم اتوماسیون و اسکادا ارائه شده است و در ادامه همین بخش اجزا سیستم مورد بحث و بررسی قرار خواهد گرفت.



شکل ۳-۱۲: بلوک دیاگرام کلی از یک سیستم اتوماسیون و اسکادا.

۳- ۷- ۲- سیستم اسکادا

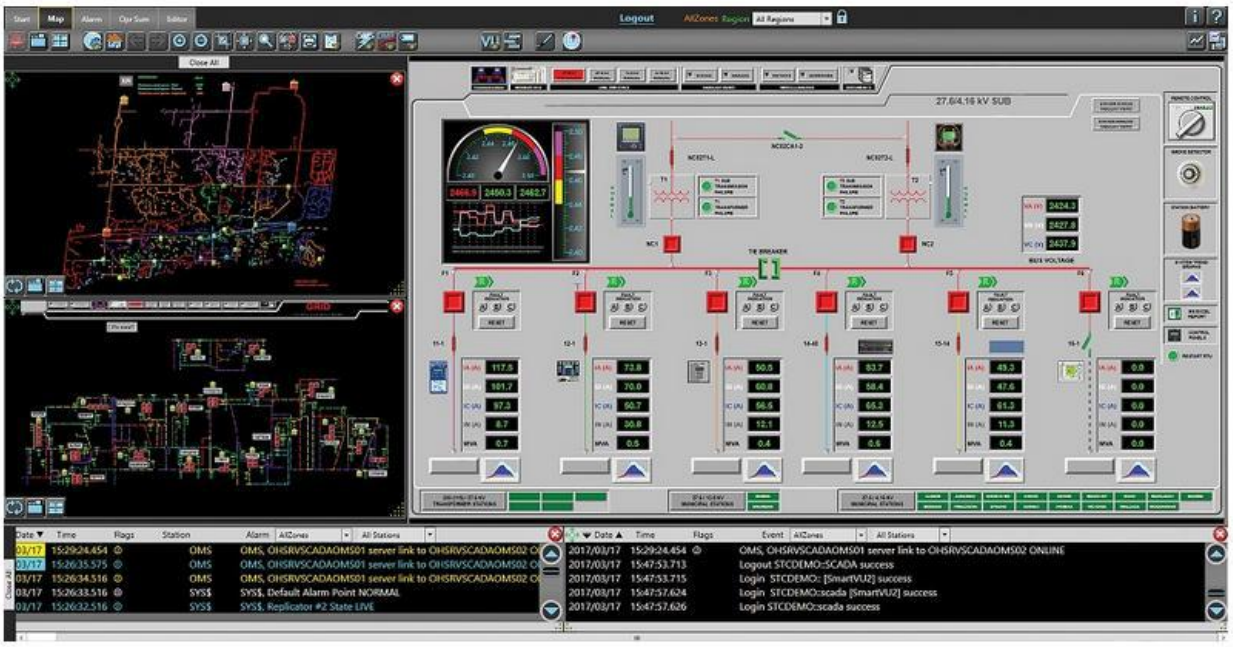
) به SCADA: Supervisory Control And Data Acquisitionسامانه سرپرستی و گردآوری داده یا اسکادا (سامانه‌های کنترل و اندازه‌گیری در مقیاس بزرگ اطلاق می‌شود. وظیفه این سامانه‌ها کنترل فرآیندهای صنعتی هست که این فرآیند می‌تواند یک فرآیند شیمیایی یا هر فرآیند دیگری باشد. در سیستم‌های توزیع نیروی برق از اسکادا عموماً برای پایش و یا کنترل کلیدهای قدرت و قطع و وصل آن‌ها و پایش وضعیت ترانسفورمرها و فیدرها استفاده می‌شود. اسکادا بایستی قادر باشد با پروتکل‌های استاندارد با تجهیزات شبکه ارتباط برقرار کند. به‌طور ساده می‌توان گفت که نقش پروتکل در کامپیوتر مانند نقش زبان برای انسان است. پروتکل عبارت است از استاندارد یا قراردادی که برای ارتباط میان دو سیستم برقرار می‌شود. پروتکل اتصال بین دو گره، انتقال داده بین آن دو و تبادلات میانی را ممکن کرده و آن را کنترل می‌کند. پروتکل در ساده‌ترین حالت می‌تواند به‌عنوان قوانین اداره منطق، ترکیب و هم‌زمانی ارتباطات در نظر گرفته شود. پروتکل‌ها ممکن است در سخت‌افزار یا نرم‌افزار یا ترکیبی از این دو پیاده‌سازی شوند. پروتکل در پایین‌ترین سطح، رفتار اتصال سخت‌افزاری را تعریف می‌کند.

از ابتدای دهه ۱۹۶۰ کنترل فرآیندهای صنعتی توسط سیستم‌های الکتریکی انجام می‌شود. از میانه دهه ۱۹۷۰ اصطلاح اسکادا مطرح گردید که بیشتر شامل جمع‌آوری داده و کنترل صنعتی بوده است. در آن زمان سیستم‌های اتوماسیون صنعتی عموماً مستقل و به‌صورت جزیره‌ای بودند و بحث امنیت زیاد مطرح نبود. از سال ۲۰۰۰ شبکه‌های اسکادا و اتوماسیون بر روی شبکه عمومی اینترنت نیز اجرا شد و از آن زمان بود که بحث امنیت مطرح گردید.

در حال حاضر، نرم‌افزار اسکادای مورد استفاده در مراکز دیسپاچینگ توزیع با پروتکل DNP3 کار می‌کند و در مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای با پروتکل IEC101 یا IEC104 کار می‌کنند. در برنامه‌های هوشمندسازی ارتباط مستقیم مراکز دیسپاچینگ وجود دارد که در این راستا هم پروتکل tase2 مورد کاربرد هست. پروتکل IEC60870-6 (TASE.2) به‌منظور ارتباط بین مراکز کنترل SCADA به‌عنوان پروتکل استاندارد از طرف سازمان IEC ارائه شده است. با توجه به اینکه در حال حاضر در ایران قابلیت ارتباط بین مراکز کنترل توزیع و فوق توزیع به‌منظور دسترسی به اطلاعات سطح ۲۰ کیلوولت ایستگاه‌های فوق توزیع در مرکز کنترل توزیع بسیار مورد توجه قرار گرفته است، شناخت این پروتکل استاندارد می‌تواند در ارائه یک راه‌حل برای ارتباط بین مراکز کنترل توزیع و فوق توزیع راه‌گشا باشد. ساده‌ترین راه دریافت اطلاعات و کنترل تجهیزات ایستگاه‌های شبکه، نصب پایانه راه دور در این ایستگاه‌ها و ارسال اطلاعات به مرکز کنترل هست. ولی درصورتی‌که این ایستگاه‌ها دارای پایانه‌هایی باشند که اطلاعات را به یک مرکز کنترل ارسال می‌نمایند به‌منظور جلوگیری از نصب پایانه دیگری در این ایستگاه اطلاعات جمع‌آوری شده در مرکز کنترل این منطقه به مرکز کنترل دوم که به این اطلاعات نیاز دارد ارسال می‌گردد.

اطلاعات در کانال‌های اصلی مخابراتی به سرور منتقل و طبقه‌بندی می‌شوند. برای هر ایستگاه شماتیک مختص آن ایستگاه در اسکادا رسم می‌شود که موسوم به SLD هست. هر ایستگاه با یک آدرس به‌خصوص شناسایی و هر یک از اطلاعات در یک آدرس انحصاری از پیش تعیین شده قرار داده می‌شود که برای سیستم اسکادا و تجهیزات منصوبه در

ایستگاه‌ها (RTU) مفهوم هست. توسط این آدرس‌ها، شناسایی و ردیابی و صحت‌سنجی اطلاعات قابل انجام خواهد بود. شکل ۳-۱۳ نمایی از یک سیستم اسکادا را نشان می‌دهد.



شکل ۳-۱۳: نمایی از یک سیستم اسکادا.

۳- ۷- ۳- سرور

به بیان ساده سرور، کامپیوتری همیشه روشن و قدرتمند است که کاربران در زمان‌های متفاوت، از آن انتظار پاسخ به درخواست‌های خود را دارند. سرور اساسی‌ترین بخش یک سیستم اسکادا است که در آن نرم‌افزار اسکادا و دیتابیس‌های مربوطه نصب می‌گردند. سرور بایستی ازنظر سخت‌افزار به نحوی انتخاب گردد که بیشترین هم‌خوانی را با نرم‌افزار اسکادا داشته باشد. اتصال وسایل ارتباطی به سرور اسکادا در زمان بهره‌برداری ممنوع بوده و صرفاً کارشناس مسئول آن هم در موارد اضطرار و با در نظر گرفتن مسائل امنیتی می‌تواند اقدام به این کار نماید. سرور باید مجهز به سیستم‌های امنیتی باشد تا نفوذ به آن امکان‌پذیر نباشد. اتصال سرور به اینترنت ممنوع است. استفاده از فایروال مناسب با تنظیمات امنیتی اختصاصی اهمیت بالایی دارد.

اجزا تشکیل دهنده یک سیستم اسکادا در سمت مرکز کنترل عبارت است از:

۱- سرور: همان‌گونه که بیان شد سرور اصلی‌ترین بخش سیستم اسکادا بوده و نرم‌افزارهای اسکادا و FEP و دیتابیس‌ها بر روی آن نصب می‌شوند.

۲- مودم بیس: مودم بیس یک مودم رادیویی یا APN بوده که اطلاعات سایر مودم‌های ریموت را جمع‌آوری می‌کند و به سرور انتقال می‌دهد. مودم به یک آنتن تمام جهت اتصال می‌یابد و ازآنجایی‌که حجم اطلاعات مورد نیاز جهت تبادل بالاست، بایستی توان بالایی داشته باشد. برای هر کانال مخابراتی یک مودم بیس و یک آنتن تمام جهت در نظر گرفته می‌شود. نمونه‌ای از مودم بیس و آنتن تمام جهت در شکل‌های (۱۴) و (۱۵) نشان داده شده است.



شکل ۳-۱۴: یک نمونه مودم بیس رادیویی.

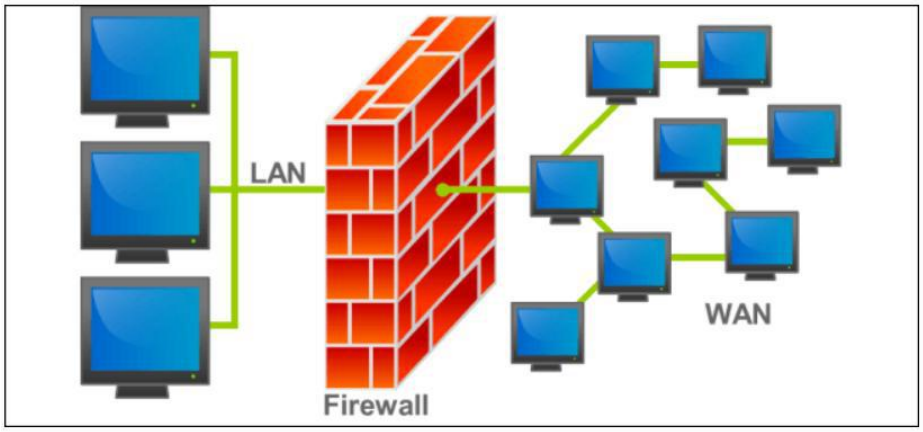


شکل ۳-۱۵: سمت راست: آنتن امنی، سمت چپ: آنتن ۴-پل.

۳- مبدل پورت: مودم‌های صنعتی معمولاً پورت سریال دارند و سرور پورت اترنت لذا برای اتصال مودم به سرور از یک مبدل پورت صنعتی باید استفاده نمود.

۴- سوئیچ صنعتی: ممکن است اطلاعات در یک سیستم اسکادا از چندین کانال مخابراتی دریافت شود لذا باید از یک سوئیچ صنعتی با چندین پورت اترنت با IP مجزا استفاده شود تا اطلاعات بین مودم‌های بیس و سرور تبادل گردد.

۵- فایروال: نحوه عملکرد فایروال‌ها به این‌گونه است که بسته‌ها را بین شبکه‌ها ردوبدل و مسیریابی (Route) می‌کند. و هم ترافیک ورودی به شبکه و هم ترافیک خروجی از آن را کنترل و مدیریت کرده و با توجه به قوانینی که در آن‌ها تعریف می‌شود به شخص یا کاربر خاصی اجازه ورود و دسترسی به یک سیستم خاص را می‌دهند. استفاده از فایروال با پورت‌های مجزا برای هر کانال ضروری است. در شکل ۳-۱۶ مفهوم فایروال نشان داده شده است.



شکل ۳-۱۶: مفهوم فایروال.

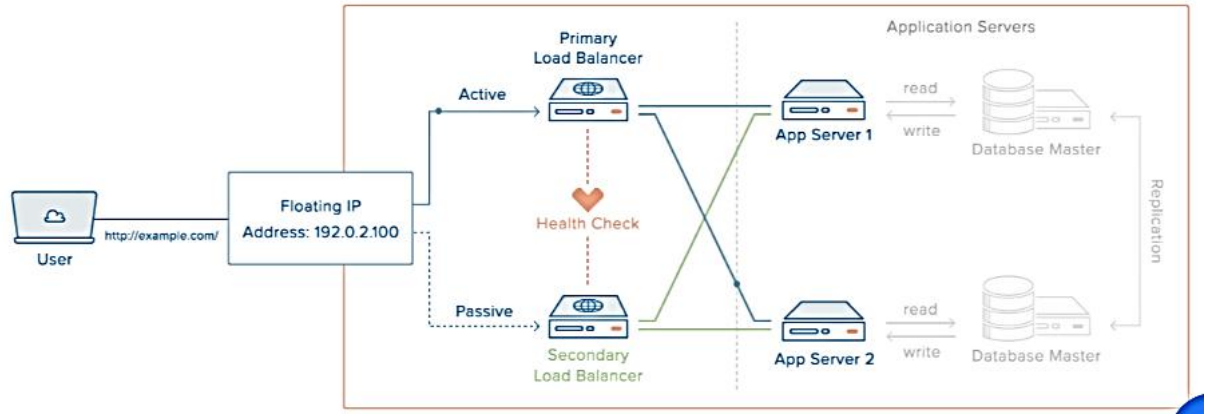
۶- ویدئووال یا DLP: سیستم ویدئووال (Video Wall) یک سیستم نمایش یکپارچه با ابعاد وسیع و با قابلیت دریافت تعداد زیادی از ورودی‌های ویدئویی و دیتا در فرمت‌های مختلف تصویری هست. ویدئووال معمولاً در سه نوع ماژول LED برای مصارف خارجی یا (Outdoor)، مانیتورهای LCD و Rear Back projection که غالباً، برای محیط‌های داخلی یا (INDOOR) استفاده می‌شوند. نمایشگرهای Rear Back projection که سیستم نمایش آن توسط ویدئو پروژکتور تعبیه شده به همراه یک عدد آینه خاص و کاملاً تخت که قابلیت انعکاس تصاویر ویدئو پروژکتور را دارند، تأمین می‌گردند. این فنّاوری که به DLP نیز موسوم است در سیستم‌های اسکادا و صنعتی پرکاربرد است زیرا بین تصاویر آن درز و فاصله وجود ندارد. در مقابل از معایب این سیستم می‌توان به قیمت بسیار بالای دستگاه و نگهداری، عمر لامپ پایین ویدئو پروژکتور و بالا بودن قیمت لامپ‌های DLP، به هم ریختن یکپارچگی نور در صورت تعویض لامپ، دمای بالای دستگاه و مصرف بالای برق اشاره نمود. شرکت‌های بارکو (BARCO)، آی‌ویس (Eyevis) و کریستی (CHRISTIE) از بزرگ‌ترین سازندگان این نوع سیستم نمایشی می‌باشند. در شکل ۳-۱۷ استفاده از ویدئووال در مراکز دیسپاچینگ نشان داده شده است.



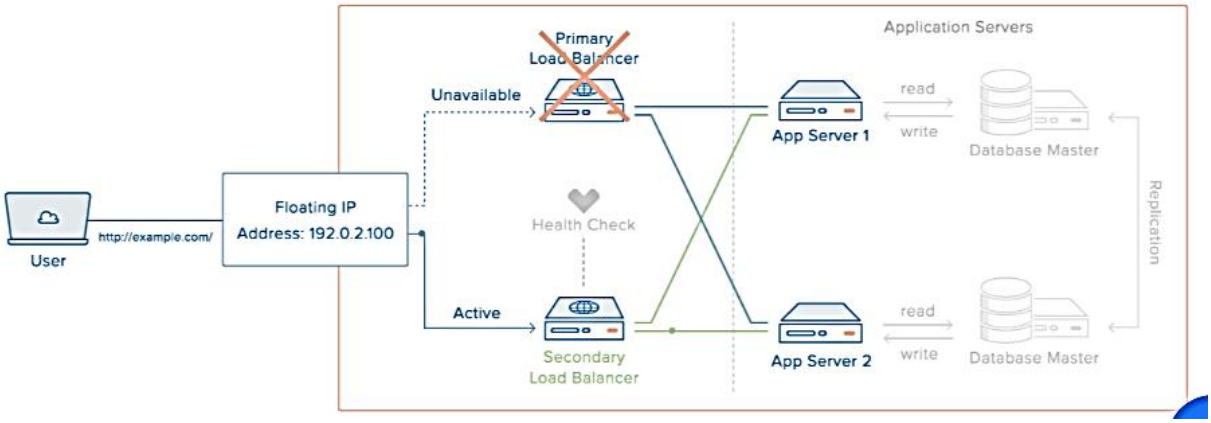
شکل ۳-۱۷: استفاده از ویدئووال در مراکز دیسپاچینگ.

یکی دیگر از مسائل بسیار مهم در بحث سرور اسکادا افزونگی یا redundancy هست. افزونگی با اضافه کردن چند ماژول به‌جای یک ماژول و استفاده کردن از همه آن‌ها سعی می‌کند احتمال درست کار کردن سیستم را بالا ببرد. مثلاً فرض کنید که یک سیستم به‌جای آنکه یک پردازنده داشته باشد، شامل دو پردازنده باشد. حال اگر یکی از آن‌ها از کار بیافتد سیستم می‌تواند به‌طور خودکار پردازنده دوم را جایگزین کند. افزونگی در علوم مهندسی به هر نوعی از منابع موازی اشاره دارد که یکسان هستند و در مباحث مرتبط با پایگاه داده نیز به هر نوع داده یکسانی که در چند جدول مختلف نگهداری گردد اصطلاحاً افزونگی داده گفته می‌شود.

در ایجاد افزونگی لازم است تعداد تجهیزات و سیستم‌های مشابه دو یا چند دستگاه باشد. به‌عنوان‌مثال دو دستگاه سرور برای مواقعی که یکی از آن‌ها از کار بیافتد یا دو شبکه برای مواقعی که یکی از آن‌ها دچار مشکل گردد. در شکل ۳-۱۸ یک معماری ساده برای نشان دادن مفهوم افزونگی نشان داده شده است. در شکل الف سیستم در حالت نرمال در حال کار است و اطلاعات از طریق لینک Active که به رنگ آبی هست، در حال تبادل است. در این حالت لینک سبز رنگ در حالت پشتیبان در شبکه قرار دارد. به‌محض اینکه لینک اولیه آبی رنگ از کار بیافتد (Unavalible)، لینک سبز رنگ فعال شده و تبادل اطلاعات از آن طریق اتفاق خواهد افتاد. بدیهی است که تجهیزاتی که در حالت افزونگی کاربرد دارند بایستی مجهز به توابعی نظیر Health check بوده و به‌صورت برخط با هم ارتباط داشته باشند.



الف



ب

شکل ۳-۱۸: مفهوم افزونگی، الف) عملکرد نرمال، ب) عملکرد در صورت خرابی لینک اصلی.

۳- ۷- ۴- معماری ریموت‌ها

ایستگاه‌های محلی که اطلاعات آن‌ها به مرکز کنترل ارسال می‌گردد یا فرمان‌ها بر روی آن‌ها اعمال می‌شود در اصطلاح ریموت نامیده می‌شود. ایستگاه‌های ریموت، می‌تواند شامل پست‌های زمینی یا سکسیونرها و ریکلوزرهای هوایی و یا آشکارسازهای خطا باشد. اطلاعات آنالوگ توسط دیتالاگر یا رله (در صورت وجود) قرائت و به RTU ارسال می‌گردد. در صورت عدم وجود تجهیزات فوق با استفاده از کارت آنالوگ و ترانسدیوسر می‌توان مقادیر آنالوگ را برداشت نمود. وضعیت کلیدها نیز از طریق کنتاکت‌های کمکی دریافت می‌شود. فرمان‌ها قطع و وصل هم از طریق بوبین‌های قطع و وصل به کلیدها اعمال می‌شود. کلیه اطلاعات در RTU تجزیه‌وتحلیل شده و در Packetهای مناسب به مقاصد مورد نظر ارسال می‌شود. در یک ایستگاه ریموت تجهیزات زیر قرار دارد.

۱- آنتن: بسته به زیرساخت مخابراتی شرکت توزیع، آنتن مناسب باید استفاده نمود. در صورت بستر مخابراتی رادیویی UHF آنتن یاگی جهت‌دار 9dbm تا 13dBm می‌تواند مناسب باشد. آنتن شبکه‌های APN حجم کوچکی داشته و تمام جهت است. سیستم‌های رادیوترانک نیز آنتن و مودم مخصوص به خود را دارد. در شکل ۳-۱۹ آنتن یاگی نشان داده شده است.

مثال: اگر یک آنتن با گین 9dBm وجود داشته باشد و ورودی آن ۵ وات باشد. ازآنجایی‌که ۵ وات معادل 37dBm است لذا خروجی آنتن معادل 46dBm و به عبارتی ۴۰ وات خواهد بود. همان‌گونه که ملاحظه می‌گردد از این مثال ساده می‌توان به عملکرد تقویت سیگنال توسط آنتن پی برد.



شکل ۳-۱۹: آنتن یاگی برای لینک‌های رادیویی.

۲- مودم: وظیفه مدولاسیون و دمدولاسیون اطلاعات مخابراتی را دارد. اطلاعات به‌صورت رمزنگاری (ecrypt) شده بین مودم‌های بیس و ریموت ارسال می‌گردد. تنظیمات فرکانسی، تنظیمات دسترسی و تنظیمات شناسایی منابع اطلاعاتی توسط مودم‌ها انجام می‌شود. در شکل ۳-۲۰ یک نمونه مودم رادیویی ریموت نشان داده شده است.



شکل ۳-۲۰: مودم رادیویی ریموت.

۳- RTU: وظیفه آماده‌سازی پکت‌های اطلاعاتی تحت پروتکل DNP3 و جمع‌آوری داده‌ها بر عهده RTU هست که در ادامه توضیحات تکمیلی ارائه خواهد شد.

۴- سیستم تغذیه مناسب: سطوح ولتاژ کاری استاندارد برای کارکرد مودم‌ها و RTUها ۱۲، ۲۴، ۴۸ ولت DC و برای شارژ موتور ۴۸ ولت و ۱۱۰ ولت DC یا AC هست. بسته به سطوح ولتاژ مورد نیاز بایستی از باتری، شارژر، مبدل‌های ولتاژ و یا اینورتر مناسب استفاده نمود. برق سیستم در صورت وجود شبکه فشار ضعیف در محل از آن تأمین می‌شود. درصورتی‌که برق فشار ضعیف در منطقه وجود نداشته باشد از ترانسفورمر تک‌فاز یا PT با توان مناسب برای تأمین برق استفاده می‌شود. سیستم‌های خورشیدی نیز جایگزین مناسبی برای تأمین برق هست. در صورت قطع برق، باتری با ظرفیت مناسب تا وصل مجدد برق سیستم تغذیه را تأمین می‌کند. در شکل ۳-۲۱ تجهیزاتی از سیستم تغذیه نشان داده شده است.



شکل ۳-۲۱: تجهیزات مربوطه به تغذیه سیستم‌های اتوماسیون شامل، باتری، شارژر خورشیدی باتری و شارژر باتری.

۳- ۷- ۵- مودم

در سیستم‌های اتوماسیون سه نوع مودم ازنظر کاربردی وجود دارد: مودم ریموت (Remote)، مودم تکرارکننده (Repeater) و مودم بیس (Base). مودم ریموت تجهیزی است که در ایستگاه‌های محلی نصب شده و بین RTU و آنتن قرار می‌گیرد. وظیفه مودم تبادل اطلاعات مابین RTU و مرکز کنترل هست. اطلاعات از طریق آنتن متناسب با بستر مخابراتی تبادل می‌گردد. وظیفه مودم در حالت کلی مدوله و دمدوله کردن سیگنال‌های دریافتی هست. مودم تکرارکننده مودمی است در ایستگاه‌های تکرارکننده نصب شده و در شرایطی که دید مستقیم بین ایستگاه‌های محلی و مرکز کنترل وجود نداشته باشد تبادل اطلاعات از طریق تکرارکننده انجام می‌شود. مودم بیس به مودمی اطلاق می‌گردد که در مرکز کنترل نصب شده و وظیفه آن تبادل اطلاعات بین سرور و ایستگاه‌های محلی و تکرارکننده‌ها هست.

RTU -۶-۷-۳

منظور از دستگاه RTU (Remote Terminal Unit) تجهیزی است که با داشتن تعدادی ورودی و خروجی دیجیتال و تعدادی ورودی آنالوگ، وظیفه جمع‌آوری اطلاعات این کمیت‌ها و ارسال به مرکز بالادست با استفاده از تجهیزات مخابراتی مناسب و اعمال فرمان‌ها ارسالی از مرکز کنترل را در نقاط میانی فیدرهای فشار متوسط، پست‌های توزیع و نقاط مانوری شبکه بر عهده دارد که تأکید آن بر بخش اصلی پایانه راه دور است. دستگاه RTU وظیفه دارد که با مرکز کنترل دیسپاچینگ ارتباط برقرار نماید. اطلاعات بین RTU و مرکز کنترل دیسپاچینگ بایستی بر اساس یکی از پروتکل‌های استاندارد مانند DNP3، IEC60870-5-101 و IEC60870-5-104 به‌صورت دوطرفه مبادله شود. تجهیز مخابراتی این اطلاعات را از RTU دریافت کرده و به مرکز ارسال می‌کند.

به‌طور ساده می‌توان گفت که نقش پروتکل در کامپیوتر مانند نقش زبان برای انسان است. پروتکل عبارت است از استاندارد یا قراردادی که برای ارتباط میان دو سیستم برقرار می‌شود. پروتکل اتصال بین دو گره، انتقال داده بین آن دو و تبادلات میانی را ممکن کرده و آن را کنترل می‌کند. پروتکل در ساده‌ترین حالت می‌تواند به‌عنوان قوانین اداره منطق، ترکیب و هم‌زمانی ارتباطات در نظر گرفته شود. پروتکل‌ها ممکن است در سخت‌افزار یا نرم‌افزار یا ترکیبی از این دو پیاده‌سازی شوند. پروتکل در پایین‌ترین سطح، رفتار اتصال سخت‌افزاری را تعریف می‌کند. پروتکل DNP3 مخفف عبارت Distributed Network Protocol Version 3 به معنای پروتکل شبکه‌های گسترده نسخه ۳ است که مجموعه‌ای از پروتکل‌های ارتباطی استفاده‌شده بین اجزاء هست و در روند سیستم‌های اتوماسیون استفاده می‌شود. استفاده اصلی آن در خدمات رفاهی مانند شرکت‌های آب و برق هست. به‌طور خاص DNP3، برای تسهیل ارتباطات بین انواع مختلفی از جمع‌آوری داده‌ها و تجهیزات کنترلی توسعه یافته است و نقش مهمی را در سیستم‌های SCADA ایفا می‌کنند که توسط ایستگاه‌های اصلی SCADA، واحدهای ترمینال از راه دور و دستگاه‌های هوشمند الکترونیکی استفاده می‌شود. پروتکل DNP3 پیام‌های حامل خود را در دو حالت RTU یا TCP اجرا می‌نماید که رابط آن به ترتیب پورت‌های سریال نظیر بسترهای RS232/422 یا RS485 استاندارد و پورت Ethernet، هست. این پروتکل را می‌توان به‌صورت Master و یا Slave اجرا نمود.

پروتکل MODBUS نیز یکی دیگر از پروتکل‌های پرکاربرد است که برای برقراری ارتباط بین دستگاه RTU با سایر IEDها و یا تجهیزات موجود در داخل پست با برد مشخص است این پروتکل به دو صورت MODBUS TCP با پورت Ethernet و MODBUS RTU با پورت سریال RS232 و RS485 قابلیت ارتباط دارد.

عبارت IED مخفف عبارت Intelligent Electronic Device به تجهیزی اطلاق می‌شود که دارای میکروپروسسور بوده و جهت کنترل یا رؤیت تجهیزات سیستم‌های قدرت از قبیل ترانسفورماتور، کلید فشارقوی و بانک‌های خازنی استفاده می‌شود و با استفاده از پروتکل‌های ارتباطی فوق‌الذکر قابلیت اتصال مستقیم به دستگاه RTU را دارد.

شکل ۳-۲۲ دیاگرام یک RTU ماژولار و کارت‌های IO آن را نشان می‌دهد. ارتباطات برای داده‌های آنالوگ و دیجیتال از طریق کارت‌های IO انجام می‌شود. لازم به ذکر است که اتصال کلیه تجهیزات (دیتالاگر، RTU و رله) به CT استفاده از طریق ترمینال‌های اتصال کوتاه کننده مجاز است که در شکل ۳-۲۲ شماتیک آن نشان داده شده است.

RTU دارای ورودی و خروجی‌های متعددی است که اینترفیس لازم برای ارتباط با تجهیزات بیرونی را فراهم می‌آورند و نیاز است که کابل‌کشی‌های لازم برای برقراری این اینترفیس‌ها انجام شود.

به‌طورکلی می‌توان کابل‌های ورودی و خروجی به تابلو دستگاه را به چهار دسته اصلی تقسیم نمود:

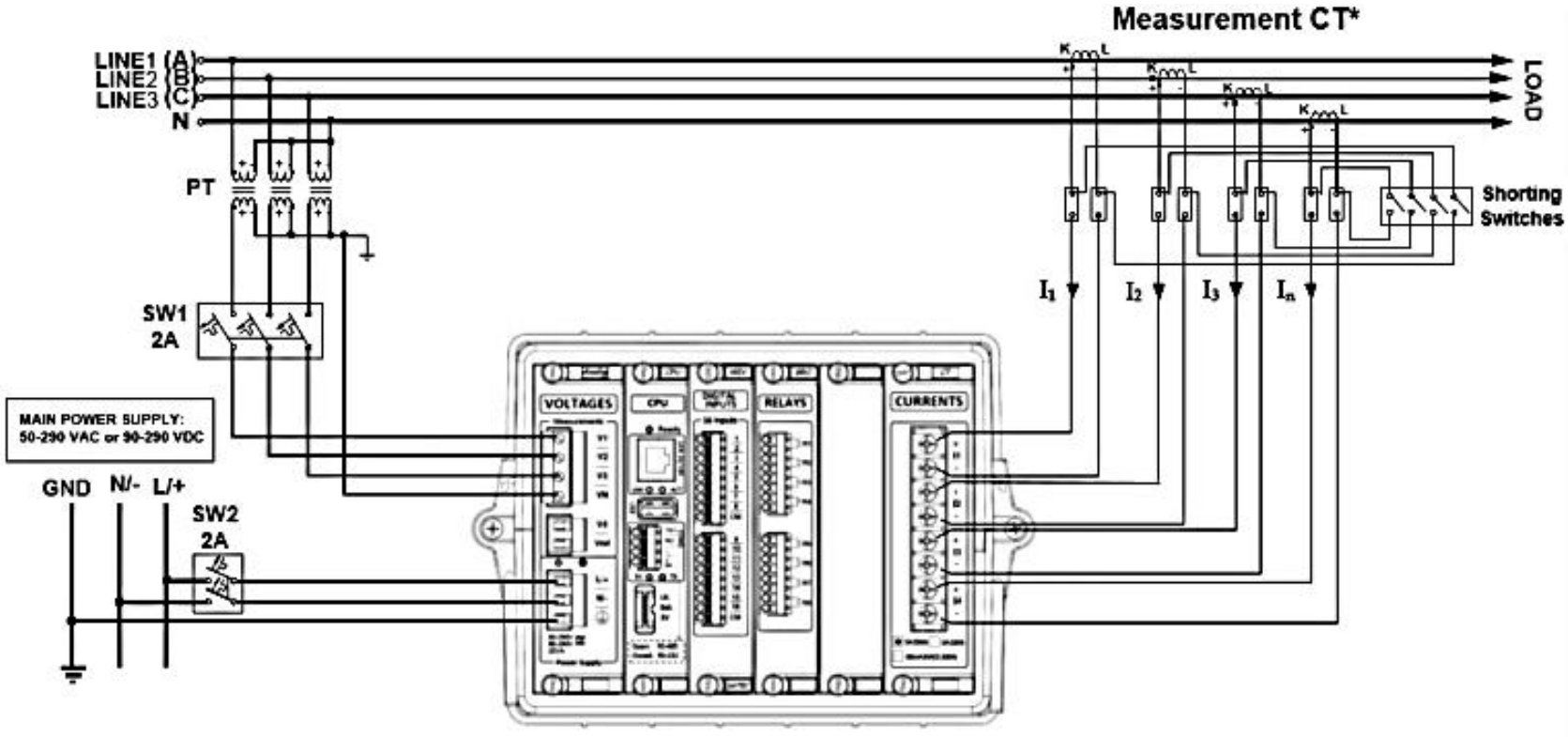
کابل‌کشی مورد نیاز برای ورودی‌های دیجیتال (digital input) دستگاه RTU

کابل‌کشی مورد نیاز برای خروجی‌های دیجیتال (digital output) دستگاه RTU

کابل‌کشی مورد نیاز برای ورودی‌های آنالوگ (analogue input) دستگاه RTU

کابل‌کشی مورد نیاز بستر ارتباطی پروتکل MODBUS یا DNP3

در شکل ۳-۲۳ یک نمونه از تابلو RTU آماده شده نشان داده شده است که کلیه سیم‌کشی‌های ورودی و خروجی آن انجام یافته است. در مواقعی که حجم سیم‌کشی‌ها بالا باشد و نتوان در ترمینال‌های داخل تابلو آن‌ها را جانمایی کرد از تابلوی مجزایی به نام تابلوی مارشالینگ برای نظم‌دهی به سیم‌ها استفاده می‌شود.

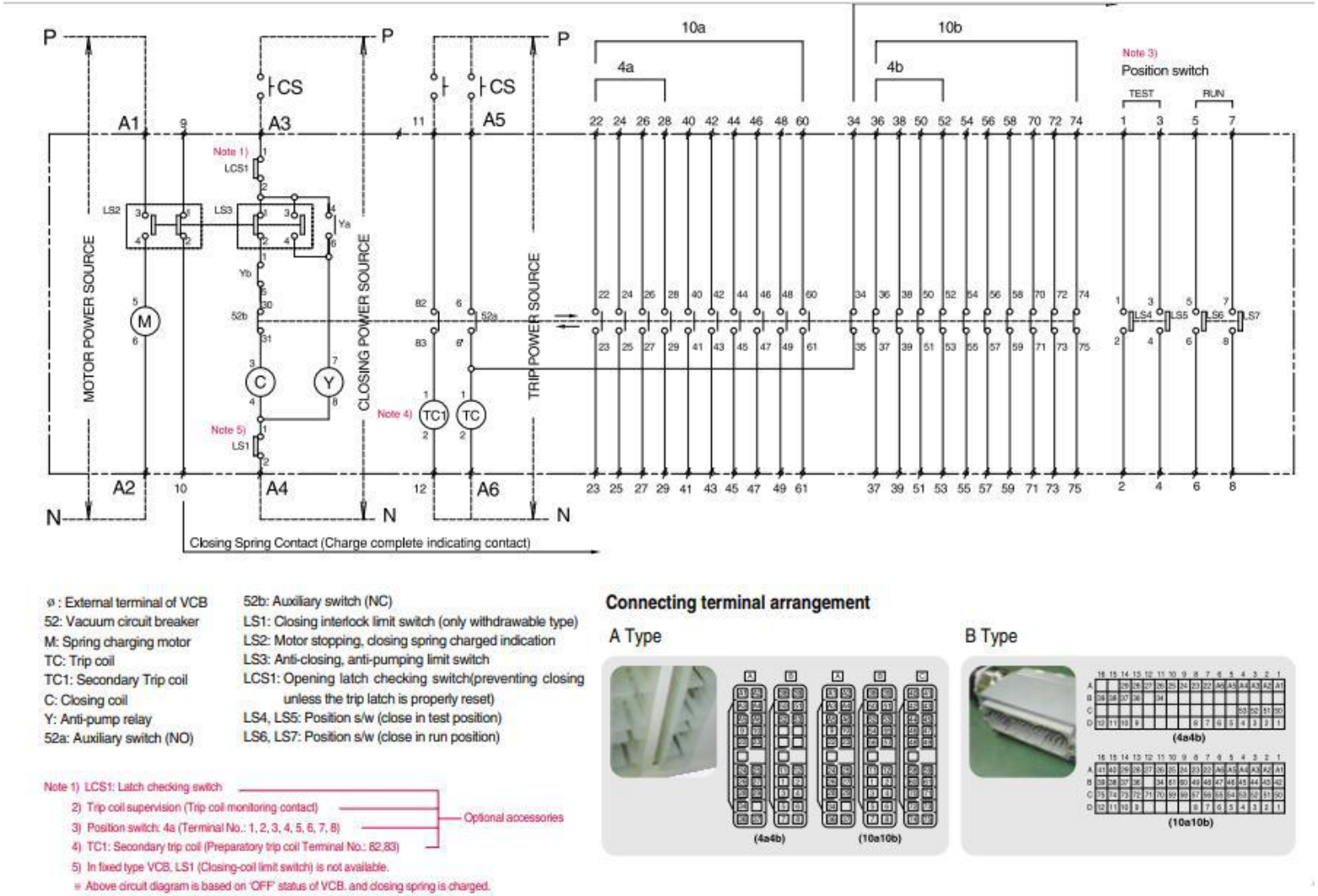


شکل ۳-۲۲: دیاگرام یک RTU ماژولار و کارت‌های IO آن.



شکل ۳-۲۳: یک نمونه تابلو RTU ماژولار.

در شکل ۳-۲۴ سیم‌بندی داخلی یک نمونه دژنگتور نمایش داده شده است که در واقع سیگنال‌های وضعیت و فرمان جهت کنترل دژنگتور می‌باشند. موتور شارژ فنر، بوبین‌های قطع و وصل، کنتاکت‌های کمکی وضعیت کلید، کنتاکت‌های کمکی افت فشار گاز و وضعیت فنر در این شکل نشان داده شده است.



شکل ۳-۲۴: سیم‌بندی داخلی یک نمونه دژنکتور.

همان‌گونه که قبلاً نیز ذکر گردید پروتکل مورد استفاده در اسکادای توزیع DNP3 هست. در این پروتکل لازم است سیگنال‌های DO و DI آدرس‌دهی گردند تا توسط سیستم اسکادا قابل شناسایی باشند. ضمن اینکه هر ایستگاه با یک کد شناسایی منحصربه‌فرد شناسایی می‌شود. هر پوینت یا سیگنال نیز آدرس منحصربه‌فرد دارد. در جدول ۳-۱ نمونه‌ای از لیست سیگنال‌ها برای اتوماسیون یک پست زمینی نشان داده شده است. این سیگنال‌ها یا عمومی هستند. نظیر وضعیت درب پست، وضعیت حس‌گر دود، وضعیت رله Dummy و یا مربوط به سلول‌های ورودی و خروجی می‌باشند. رله Dummy عبارت است از یک رله الکترومکانیکی داخل تابلو RTU که در مواقع تست به آن فرمان قطع یا وصل داده می‌شود تا سیستم اسکادا تست شود. درصورتی‌که پس از فرمان وضعیت این رله تغییر کند در واقع عملکرد سیستم RTU و سیستم مخابراتی صحیح خواهد بود. مورد مهم و قابل‌توجه دیگر مشخصه‌های فنی RTU است که نمونه‌ای از آن در جدول ۳-۲ ارائه شده است. این مشخصات توسط بهره‌بردار و با توجه به نیاز سیستم تعیین می‌گردد.

جدول ۳-۱: نمونه‌ای از لیست سیگنال‌ها.

Row	Cells	Signal Title	A/D I/O	I/O Qty	Type	Remark
1	General	AC Supply OK	DI	1	Event	
2		DC Supply OK	DI	1		
3		Smoke Detection	DI	1		
4		SS Door close/open	DI	1		
5		Dummy relay open	DI	1		
6		Dummy relay close	DI	1		
7		Spare	DI	2		
8		Dummy relay open	DO	1	Command	
9		Dummy relay open	DO	1		
10		Spare	DO	2		
11	Incoming Cell	Switch Open	DI	1	Event	
12		Switch Close	DI	1		
13		Switch Failure	DI	1		
14		Switch Gas Low Pressure	DI	1		
15		R/L SW	DI	2		
16		Voltage Indicator	DI	1		
17		Spare	DI	1		
18		Switch open	DO	1	Command	
19		Switch close	DO	1		
20		Spare	DO	2		

21	Outgoing Cell	Switch Open	DI	1	Event	
22		Switch Close	DI	1		
23		Switch Failure	DI	1		
24		Switch Gas Low Pressure	DI	1		
25		R/L SW	DI	2		
26		Voltage Indicator	DI	1		
27		Fault Indicator	DI	1		
28		Switch open	DO	1	Command	
29		Switch close	DO	1		
30		FD Reset	DO	1		
31		Spare	DO	1		
32	Feeding Cells	CB Open	DI	1	Event	From CB State Contacts
33		CB Close	DI	1		From CB State Contacts
34		CB Failure	DI	1		From CB State Contacts
35		CB Gas Low Pressure	DI	1		
36		R/L SW	DI	2		
37		Voltage Indicator	DI	1		
38		Relay Fault Indicator	DI	1		
39		Phase Currents	AI	3	Value	From CTs or Modbus
40		CB open	DO	1	Command	To CB open Coil
41		CB close	DO	1		To CB close Coil
42		Relay Alarm reset	DO	1		To Relay reset Terminal
43		Spare	DO	1		

جدول ۳-۲: مشخصات فنی RTU

ردیف	عنوان	توضیحات
۱	نوع	ماژولار و قابل توسعه
۲	ولتاژ تغذیه	24VDC یا 48VDC
۳	DI	۳۲ کانال- با ولتاژ ورودی ۴۸ ولت
۴	DO	۱۶ کانال- با خروجی رله‌ای

۵	AI	مورد نیاز نیست
۶	AO	مورد نیاز نیست
۷	پروتکل ارتباطی	DNP3 – Modbus
۸	پورت‌های ارتباطی	RS232 (۲ پورت) RS485 (۲ پورت) اترنت (۱ پورت) GPRS
۹	دمای کارکرد	۳۰- تا ۷۰+ درجه سانتی‌گراد
۱۰	کانفیگ	کانفیگ ساده توسط کامپیوتر و نوت‌بوک
۱۱	زبان برنامه‌نویسی	قابلیت Logic نویسی برای ایجاد انواع اینترلاک‌های نرم‌افزاری

RTU باید توانایی برقراری ارتباط با سایر تجهیزات الکترونیکی هوشمند (مانند رله‌های حفاظتی) که در پست توزیع قرار می‌گیرند را داشته باشد. به همین منظور وجود پورت ارتباطی و پروتکل استاندارد مناسب بر روی آن از الزامات عملکردی دستگاه است. یکی از موارد مهم تعیین الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های دستگاه پایانه راه دور RTU زمینی توزیع استفاده از پروتکل MODBUS برای برقراری ارتباط بین دستگاه RTU با سایر IEDهاست. این پروتکل معمولاً از بستر ارتباطی RS485 که به‌صورت یک باس دوسیمه است، استفاده می‌نماید. در هنگام کابل‌کشی رعایت موارد ذیل الزامی است:

– کابل مورد استفاده برای شبکه مدباس حتماً باید دارای حداقل یک زوج سیم به هم تابیده باشد.

– کابل بایستی مجهز به شیلد مناسب مانند نوع ورقه شیلد و یا بافت کامل باشد (Shielded Twisted Pair).

– اگر کابل چند زوج انتخاب شود، باید از سیم‌های زوج به هم تابیده برای شبکه مدباس استفاده نمود.

– در تجهیزات مجهز به پورت ۴۸۵ معمولاً دو ترمینال برای انتقال داده و یک ترمینال ارت یا شیلد وجود دارد. ترمینال‌های داده با نام‌های +D و یا A و ترمینال ارت با نام‌های –D و یا B مشخص می‌شوند. ترمینال‌های داده نظیر به نظیر باید به همدیگر متصل شوند و در این اتصالات از ترمینال‌های واسطه استفاده نشود.

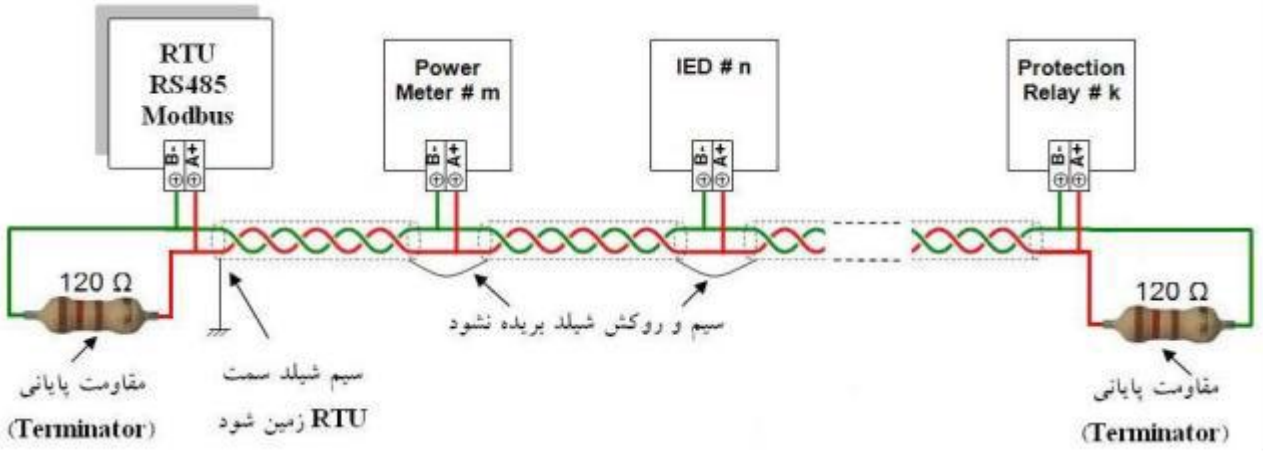
– اگر دستگاه پایانه راه دور به‌عنوان MASTER پروتکل مدباس در ابتدا و یا آنتن‌های باس ارتباطی قرار نگرفته باشد و در وسط باس ارتباطی باشد، لازم است مقاومت پایانی داخلی آن از مدار خارج شود.

– سیم شیلد در سمت دستگاه باید به ارت متصل شود.

– از ایجاد باس‌های ارتباطی به شکل ستاره، حلقوی و غربالی خودداری شود.

– هر دستگاه در شبکه ایجاد شده باید داری آدرس ID منحصربه‌فردی باشد.

– سرعت انتقال و تعداد بیت‌های داده و Parity باید بر روی همه دستگاه‌ها به‌صورت یکسان تعریف شود. در یک فریم پروتکل، تعداد ۸ بیت داده و یک بیت خاتمه قرار دارد و از بیت Parity استفاده نمی‌شود. نحوه آرایش تجهیزات در پروتکل مدباس مطابق شکل ۳–۲۵ است.



شکل ۳–۲۵: نحوه سیم‌کشی MODBUS بین RTU و IEDها.

برای حذف نویز باید در ابتدا و آنتن‌های باس RS485، با مقاومت پایانی دو سیم باس را به همدیگر متصل نمود. این مقاومت‌های پایانی می‌توانند در داخل دستگاه‌ها قرار گرفته روی ابتدا یا آنتن‌های باس، باشند.

۳– ۸– بسترهای مخابراتی

اطلاعات آماده شده در مراکز کنترل و ایستگاه‌ها بایستی امکان تبادل با یکدیگر را داشته باشند، برای انجام این کار لازم است از یک سیستم مخابراتی مناسب بهره‌گیری گردد. بستر مخابراتی بستگی زیرساخت‌های هر شرکت تعیین می‌گردد. هر شرکت توزیع بسته به گستردگی و شرایط جغرافیایی خود اقدام به احداث زیرساخت مناسب نموده است. به‌عنوان‌مثال در جایی که گستره شهر به نحوی باشد که دید مستقیم بین ایستگاه‌ها و مراکز کنترل وجود داشته باشد، زیرساخت رادیوی UHF می‌تواند مناسب باشد. از طرفی در جایی که گستردگی شبکه برق به اندازه استان هست به دلیل اینکه دید مستقیم بین ایستگاه‌ها و مراکز کنترل وجود ندارد استفاده از رادیوترانک عمومی و یا APN می‌تواند مفید واقع شود. به‌طورکلی می‌توان گفت که زیرساخت‌های مخابراتی پرکاربرد در شرکت‌های توزیع عموماً محدود به رادیوی UHF، APN، رادیوترانک عمومی، PTP و PTM هست که هر کدام در ادامه به‌طور مختصر توضیح داده می‌شوند.

۳– ۸– ۱– فناوری APN[۳۴]

[34] Access Point Name

با پیشرفت فناوری و گسترش نفوذ اینترنت، تعداد کاربران و دستگاه‌های متصل به شبکه در حال افزایش است. هر چه اتصال دستگاه‌ها به شبکه‌های تبادل اطلاعات ساده‌تر و سریع‌تر صورت پذیرد، امکان تعریف و پیاده‌سازی خدمات جدید بر بستر شبکه بیشتر خواهد بود.

طریقه ارتباط بین حس‌گرها با مرکز کنترل از اهمیت بالایی برخوردار بوده و می‌تواند چالش‌برانگیز باشد. بسیاری از این حس‌گرها از طریق کابل شبکه به سیستم متصل می‌شوند که در این شیوه، در درجه اول امکان نظارت از راه دور وجود نخواهد داشت و از سوی دیگر در اثر آسیب دیدن سیم یا تجهیزات ارتباطی در زمان حادثه، حس‌گرها از مدار خارج می‌شوند. در روشی دیگر، حس‌گرها از طریق اتصال بی‌سیم به اینترنت اطلاعات خود را ارسال می‌کنند که این شیوه نیز به دلایلی قابل اعتماد نیست.

پایداری نه‌چندان قابل اعتماد ارتباطات اینترنتی و احتمال قطع و وصل شدن شبکه و همچنین وجود تهدیدات امنیتی در فضای اینترنت سبب می‌شود تبادل اطلاعات بر بستر اینترنت بهترین گزینه برای متصل کردن حس‌گرها نباشد.

در حال حاضر یکی از بهترین بسترهای پیشنهادی برای تبادل اطلاعات بین این حس‌گرها را می‌توان شبکه امن همراه یا همان APN دانست. استفاده از این فناوری در ارتباط دو دستگاه نسبت به روش‌های مرسوم برتری‌های فراوانی دارد. ازجمله اینکه در شبکه APN به علت تبادل اطلاعات در یک شبکه اختصاصی و مستقل از اینترنت، امنیت بسیار بالا خواهد بود. در این روش، با توجه به اینکه اطلاعات بر بستر شبکه همراه ارسال می‌شوند، هم پایداری شبکه تضمین می‌شود و هم تجهیزات فیزیکی وجود نخواهد داشت که در حوادث آسیب ببینند. سرویس APN بر روی فنّاوری‌های متنوعی ازجمله نسل دوم، سوم و چهارم شبکه‌های مخابراتی قابل پیاده‌سازی است.

شبکه امن همراه یا APN یک شبکه ارتباطی ایمن و اختصاصی بر بستر شبکه است که داده‌ها را درون کانالی امن مستقل از اینترنت بین نقاط یک شبکه و یک پایگاه داده منتقل می‌کند و از آن می‌توان برای انتقال انواع اطلاعات و تراکنش‌هایی که نیاز به بستری امن دارند استفاده نمود. به‌این‌ترتیب با استفاده از یک سیم‌کارت و شبکه همراه امن، می‌توان از هر نقطه در ایران که تحت پوشش شبکه وجود دارد، اطلاعات را به‌صورت امن میان ایستگاه‌های ثابت و سیار و سرورهای یک شرکت منتقل نمود.

شبکه اختصاصی امن همراه یا همان سرویس APN، راهکاری نوین برای ایجاد یک شبکه داخلی منعطف با نودهای متحرک در سراسر کشور محسوب می‌شود. با استفاده از سرویس APN، سازمان‌ها می‌توانند اجزا متحرک و غیرمتمرکز خود را به‌آسانی در شبکه داخلی سازمان تعریف کرده و به ارتباط و تبادل اطلاعات میان کارکنان، تجهیزات و سرورها در هر نقطه جغرافیایی بپردازند.

ساختار شبکه APN

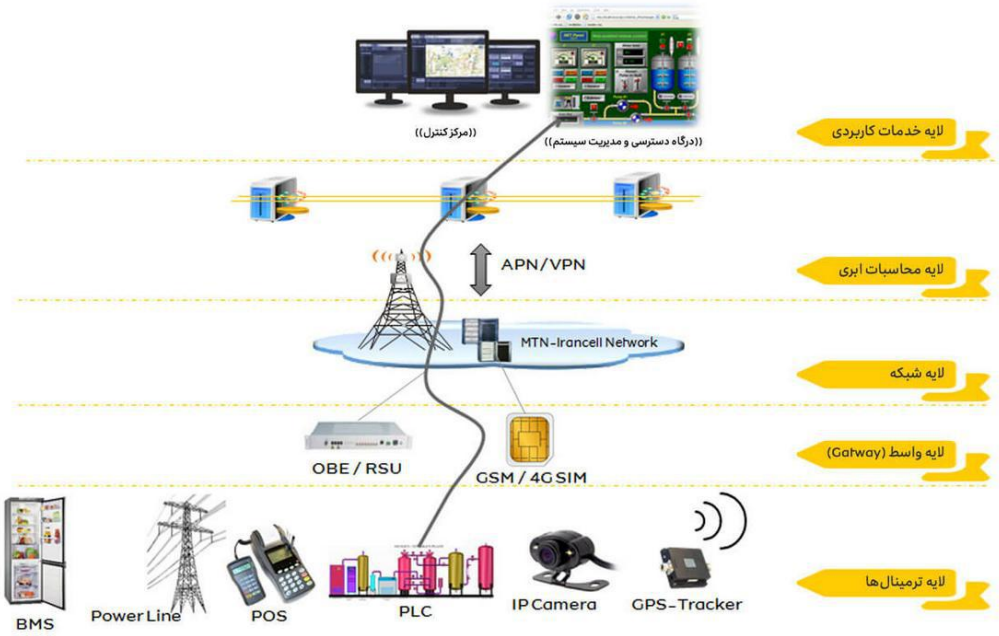
ساختار شبکه APN برای ایرانسل به‌عنوان یکی از اپراتورهای فعال در این زمینه در شکل ۳-۲۶ نشان داده شده است. این ساختار از ۵ لایه شامل لایه ترمینال‌ها، لایه واسط (Gateway)، لایه شبکه، لایه محاسبات ابری و لایه خدمات کاربردی هست. لایه‌های ترمینال و خدمات کاربردی مربوط به متقاضی استفاده از شبکه APN هست. در لایه

خدمات کاربردی سرور و مرکز کنترل وجود دارد که متقاضی می‌خواهد از راه دور و از آن مرکز سایت‌های موجود در لایه ترمینال را پایش و کنترل نماید. برای این کار بایستی در سمت ترمینال‌ها یک‌لایه واسط قرار گیرد که همان سیم‌کارت و مودم GPRS/GSM هست. در لایه‌های شبکه و محاسبات ابری تجهیزات اپراتور APN قرار دارد که شامل آنتن‌ها و مراکز بیس و ارتباطات داخلی اپراتور هست. رمزنگاری اطلاعات و تجزیه‌وتحلیل داده‌ها در این لایه‌ها انجام می‌پذیرد که نهایتاً به مرکز کنترل متقاضی ارسال می‌گردد.

کاربردها

شبکه امن همراه به‌عنوان یک بستر ارتباطی خصوصی، امن و پایدار کاربردهای متعددی در صنایع و حوزه‌های مختلف دارد. یکی از فراگیرترین کاربردهای شبکه APN، برقراری ارتباط میان شعب و دفاتر شرکت‌ها است. برای بسیاری از کسب‌وکارها انتقال اطلاعات بر بستر اینترنت با چالش‌های امنیتی جدی همراه است. ازاین‌رو شبکه APN امکان انتقال اطلاعات بر بستر شبکه‌ای خصوصی و غیر وابسته به اینترنت را فراهم می‌کند. در همین راستا، امکان ایجاد دسترسی برای مدیران و کارکنان شرکت‌ها از سراسر کشور به سرورها و پلتفرم‌های شرکت، کاربرد دیگری برای APN محسوب می‌شود که علاوه بر مزایای فراوان، امکان دورکاری را نیز برای کارکنان ایجاد می‌کند. برقراری ارتباط مابین فروشندگان شرکت‌های پخش و سرور مرکزی شرکت جهت ثبت سفارش‌ها، استعلام موجودی انبار، استعلام وضعیت پرداخت‌های مشتری و ... از نمونه‌های اجرایی این راهکار است.

استفاده از شبکه APN برای انتقال اطلاعات دستگاه‌های خودپرداز و کارت‌خوان بانک‌ها و همچنین ارسال اطلاعات کنتورهای هوشمند آب و برق به مراکز پایش اطلاعات نیز از دیگر کاربردهای این سرویس است. همچنین برقراری ارتباط مابین سایر دستگاه‌ها (ارتباطات ماشین به ماشین) نیز بر بستر APN به سهولت انجام می‌گردد. ماشین‌های فروش اتوماتیک، حس‌گرهای هوشمند، دوربین‌های نظارتی و ... همگی مواردی هستند که می‌توانند برای انتقال اطلاعات خود از شبکه APN بهره بگیرند.



شکل ۳-۲۶: ساختار شبکه APN.

مزایا

- **تخصیص IP**: سرویس APN قابلیت پذیرش IP استاتیک و دینامیک را دارد.
- **پوشش گسترده:** این راهکار بر بستر شبکه اختصاصی اپراتور راه‌اندازی شده و امنیت بالایی دارد. ازآنجاکه شبکه‌های ارائه‌دهنده سرویس (به‌خصوص همراه اول و ایرانسل) دارای گسترده‌ترین شبکه دیتای ایران است، سرویس APN همیشه و در همه‌جا در دسترس خواهد بود.
- **امنیت بالا:** بر اساس ادعای اکثر اپراتورها این سرویس‌ها امنیت بالایی دارد.
- **پهنای باند بالا:** سرویس APN با پهنای باند بالا و بر بستر فناوری 3G/4G ارائه می‌گردد APN همیشه و در همه‌جا در دسترس خواهد بود.
- **عدم وابستگی به اینترنت:** APN به شبکه اینترنت وابستگی ندارد و انتقال داده‌ها بر بستر سیم‌کارت صورت می‌گیرد.
- **کاربردهای متنوع:** در اکثر راهکارهای ماشین به ماشین (M2M) و اینترنت اشیاء (IOT) می‌توان از این سرویس استفاده نمود.

۳- ۸- ۲- رادیو

امروزه و در عصر پیشرفت فنّاوری، کاربرد و استفاده از طیف‌های فرکانسی و امواج رادیویی در حال گسترش روزافزون است. مهم‌ترین مزیت این فناوری کاهش حجم اتصالات و وسایل رابط همچون سیم‌ها و کابل‌ها هستند که در نتیجه

موجب کاهش چشم‌گیر هزینه‌ها می‌گردند. به‌طوری‌که روابط بدون سیم جایگزین مطمئن آن‌ها می‌شوند. امواج رادیویی در هوا با سرعتی نزدیک به سرعت نور انتقال می‌یابند. این امر یکی از مهم‌ترین مزایای این فناوری هست که نقش بسزایی در تسریع ارتباط به عهده دارد. عدد فرکانس یا بسامد یک رادیو به معنای فرکانسی است که رادیوی مورد نظر بر روی آن فرکانس عمل ارسال و یا دریافت پیام‌ها را انجام می‌دهد. طول‌موج فاصله بین دو نقطه نظیر هم روی یک موج است. به‌طورمعمول طول‌موج را از یک قله موج تا قله دیگر آن اندازه می‌گیرند. طول‌موج یا Wavelength یک سیگنال الکترومغناطیسی با فرکانس یا بسامد آن رابطه معکوس دارد.

سرویس‌های رادیویی در حقیقت قالب‌های قانونی برای استفاده اصولی از امواج رادیویی می‌باشند. این سرویس‌ها از طرف مراجع قانونی متولی (سازمان تنظیم مقررات و ارتباطات رادیویی) برای کاربردهای مختلفی تعریف و ارائه می‌شوند.

یک فرکانس مشخص برای انجام عمل ارسال و دریافت به‌طوری‌که جهت برقراری ارتباط با یک یا چندین رادیوی مختلف که در پوشش برد یکدیگر قرار دارند لازم است تا فرکانس یا کانال ارتباطی همه آن‌ها یکسان و مشابه تنظیم شود. در جدول ۳-۳ تقسیم‌بندی امواج رادیویی ارائه شده است. در سیستم‌های اتوماسیون صنعتی معمولاً از شبکه رادیویی UHF استفاده می‌شود.

در یک بستر مخابراتی رادیویی UHF وجود دید مستقیم بین مرکز کنترل و ایستگاه‌ها اهمیت دارد. این بستر برای کلان‌شهرها مناسب است. البته ممکن است در مواردی ارتفاع مرکز کنترل نسبت ایستگاه‌ها به اندازه بالا نباشد که دید مستقیم بین همه نقاط و مرکز کنترل برقرار شود. در این موارد استفاده از یک تکرارکننده (ریپیتر) در نقاط مرتفع شهر می‌تواند مفید باشد.

سیستم‌های رادیویی UHF شامل آنتن‌های جهت‌دار یاگی، مودم و برق‌گیر و کابل کواکسیال هست. همان‌گونه که قبلاً نیز بیان گردید، در سیستم رادیویی دید مستقیم بین ایستگاه‌های ریموت و تکرارکننده و مرکز بسیار اهمیت دارد و درصورتی‌که دید مستقیم با احداث دکل تأمین گردد بایستی دکل با ارتفاع مناسب اجرا و راه‌اندازی شود. تنظیمات فرکانسی مودم و نوع مودم با توجه به زیرساخت‌های موجود شرکت تعیین می‌گردد و لذا در این خصوص قبل از هرگونه اقدام عملیاتی بایستی با امور دیسپاچینگ شرکت توزیع هماهنگی‌های لازم انجام پذیرد.

جدول ۳-۳: تقسیم‌بندی امواج رادیویی.

نماد	تقسیمات	گستره فرکانس
VLF	امواج ۱۰ هزارمتری	3-30kHz
LF	امواج کیلومتری	30-300kHz
FM	امواج هکتامتری	300-3000kHz
HF	امواج دکامتری	3-30MHz
VHF	امواج متری	30-300MHz
UHF	امواج دسی‌متری	300-3000MHz
SHF	امواج سانتی‌متری	3-30GHz

EHF	امواج میلی‌متری	30-300GHz
	امواج دسی‌میلی‌متری	300-3000GHz

نحوه تست مخابراتی و ارتباط ایستگاه‌ها با مرکز کنترل دیسپاچینگ

الف) روش نرم‌افزاری

– به‌منظور تعیین نقاط اسکادای جدید جهت ایستگاه‌های جدید با استفاده از نرم‌افزار Radio Mobile (یا نرم‌افزارهای مشابه) بعد از استخراج فایل‌های kml از نرم‌افزار google earth تمام مشخصات شامل مختصات موقعیت مکانی، ارتفاع، درجه حرارت کاری، مشخصات آنتن‌ها تعیین گردیده و توسط نرم‌افزار گیرندگی آنتن در محل ایستگاه جدید مشخص می‌گردد.

نمونه‌ای نتایج نرم‌افزار در شکل ۳–۲۷ آورده شده است که در آن دید مستقیم بین دو ایستگاه وجود دارد. لازم به ذکر است که در این نوع نرم‌افزارها عوارض طبیعی وجود دارد و بررسی عوارض مصنوعی نیاز به پیمایش میدانی دارد.



شکل ۳–۲۷: بررسی وضعیت رادیویی بین ریموت و مرکز کنترل با دید مستقیم.

در نمونه‌ای دیگر که در شکل ۳–۲۸ ارائه می‌گردد دید مستقیم بین دو ایستگاه وجود ندارد و بنابراین نتایج قابل‌قبول نیست.



شکل ۳–۲۸: بررسی وضعیت رادیویی بین ریموت و مرکز کنترل بدون دید مستقیم.

ب) بررسی میدانی

به‌صورت عملی یک ایستگاه سیار توسط یک دستگاه آنتن یاگی و باتری و یا شارژر و رادیو مودم به محل ایستگاه جدید حمل شده و گیرندگی ایستگاه مورد نظر تست و بررسی می‌شود.

اجرای سیستم مخابراتی

– پس از بررسی‌های انجام یافته تنظیمات رادیو مودم متناسب با پارامترهای مخابراتی از قبیل فرکانس و.. مشخص گردیده و دسی‌بل مورد نظر تنظیم می‌گردد.

– موقعیت و جهت آنتن و کابل‌های آنتن کنترل می‌شود. در صورت نیاز دکل با ارتفاع لازم احداث می‌گردد.

– در صورت نیاز در مسیر کابل کواکسیال آنتن بایستی برق‌گیر مناسب نصب گردد.

– بعد از حصول اطمینان از عملکرد آنتن و رادیو مودم، توسط مرکز کنترل و کارشناس اتوماسیون کانال‌ها و RTU مربوطه در نرم‌افزار مرکز کنترل به حالت ON در می‌آید.

– هرگونه استفاده از طیف فرکانسی با مجوز سازمان تنظیم ارتباطات و مقررات رادیویی انجام خواهد گرفت و رونوشت به اداره حراست ارسال خواهد شد.

۳- ۸- ۳- رادیوترانک عمومی

رشد تقاضا برای سرویس‌های رادیویی ترانک به‌طورمعمول در حدود ٪۱۰ در سال است و هیچ علامتی از کم شدن این رشد تقاضا در آینده نزدیک دیده نمی‌شود. این تقاضای رو به رشد مشکلاتی را در جهت بی‌نیاز ساختن مردم با طیف مختص به رادیوترانک به وجود می‌آورد. بنابراین تکنیک‌های جدید، در جستجوی راهی هستند که بتوانند از طیف فرکانسی موجود استفاده بیشتری ببرند. در چنین تکنیکی از ترانکینگ استفاده می‌شود، که اجازه استفاده بیشتر را از فضای فرکانس فراهم می‌کند. به‌وسیله ترانکینگ استفاده‌کنندگان از یک دسته کانال به‌طور مشترک سهم می‌برند، در این روش اتلاف وقت استفاده‌کنندگان کاهش می‌یابد و در نتیجه این کاهش، احتمال دارد که همه کانال‌ها به‌طور هم‌زمان مورد استفاده باشند.

ترانکینگ یک سیستم عمومی پذیرفته شده است که به‌طور اتوماتیک کانال‌ها را بر تعداد استفاده‌کنندگان تقسیم می کند. برای دستیابی به این مرحله به معنای واقعی تعداد استفاده‌کنندگان باید چند برابر تعداد ترانک‌ها (تعداد فرکانس‌ها) باشد. ترانک وقتی سودمند است که تعداد کانال‌های مورد نیاز بیشتر از تعداد کانال‌های واگذار شده سیستم باشد. در سیستم ترانک کانال‌ها برحسب نیاز به مکالمات اختصاص می‌یابند و هنگامی‌که مکالمات تمام شد، کانال‌ها برای اختصاص به دیگر استفاده‌کنندگان به منبع برمی‌گردد. اهمیت این سیستم در اینجا است که هر استفاده کننده به هر کانال آزادی در داخل منبع یا مخزن کانال (سایت) دسترسی دارد. این مفهوم در شکل ۳-۲۹ نشان داده شده است.

فلسفه اساسی سیستم ترانک تسهیم اتوماتیک (اختصاص سهم کانال به هر یک از متقاضیان ارتباط) تعداد کمی کانال رادیویی در بین تعداد زیادی مشترک هست. به‌کارگیری سیستم‌های رادیویی ترانک، به‌منظور استفاده هر چه مؤثرتر از سیستم‌های رادیویی مرسوم هست. امروزه با توسعه شبکه‌های مخابراتی، ترافیک ارتباط رادیویی نیز افزایش چشم‌گیری یافته و با توجه به محدودیت باند فرکانسی، استفاده بهینه از آن برای ارتباط بیشترین تعداد مشترک، در وسیع‌ترین ناحیه تحت پوشش، یکی از ابعاد مهم ارتباطات مدرن به شمار می‌آید.

سیستم رادیویی ترانک که به‌تازگی مطرح گردیده، می‌تواند به‌عنوان یکی از راه‌حل‌های مطمئن برای حل این مشکل به کار گرفته شود. سیستم ترانک سال‌ها است که در شبکه‌های ارتباطی رادیویی مورد استفاده قرار گرفته و از طریق تعداد اندکی کانال رادیویی، ارتباط بین مشترکین زیادی برقرار شده است، به همین ترتیب در سیستم رادیویی ترانک، چندین کانال برای تعداد زیادی از مشترکین اختصاص داده می‌شود و قسمت کنترل مرکزی با تخصیص کانال‌ها به مشترکین متقاضی، شبکه را طوری کنترل می‌نماید که از تمام کانال‌ها به‌طور مساوی و مداوم استفاده شود و از این طریق بالاترین بهره‌وری ممکن از باند فرکانسی به دست می‌آید. با مثال ساده‌ای عملکرد سیستم ترانک روشن می‌گردد.

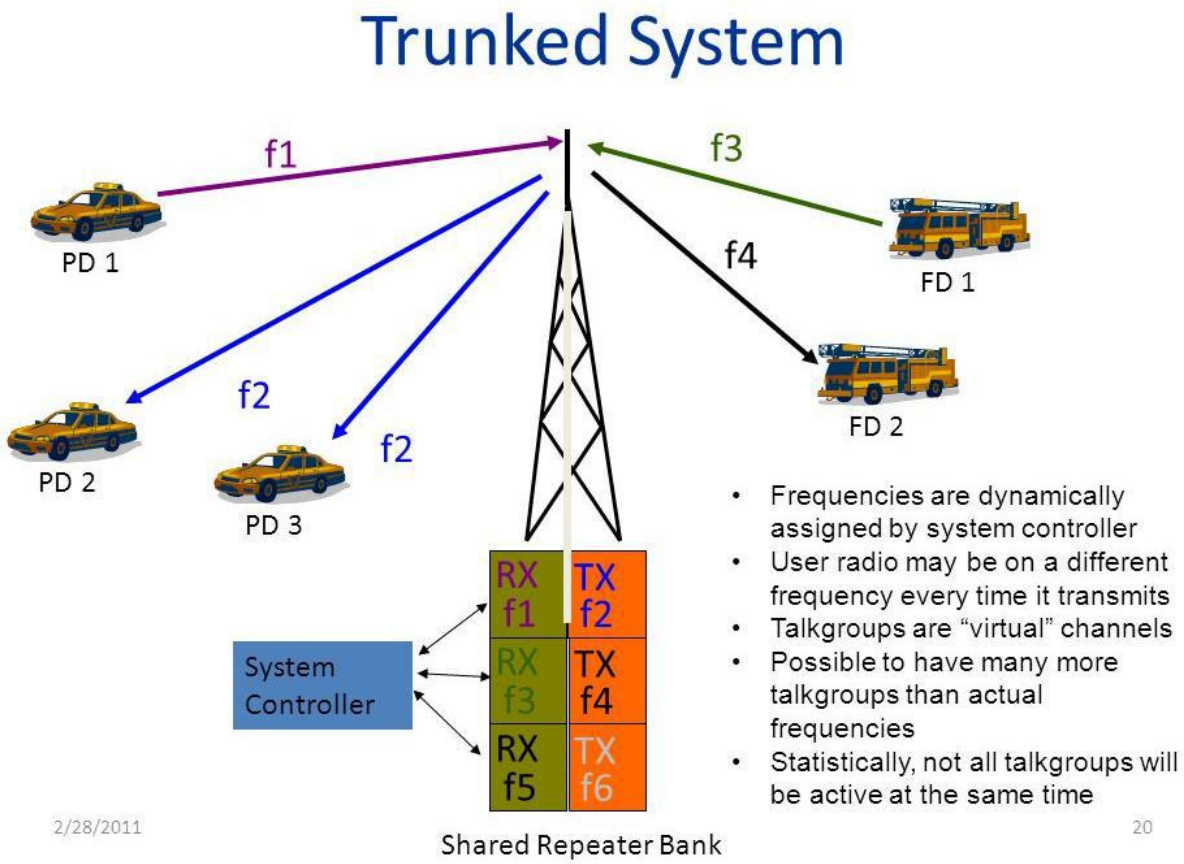
واژه رادیوترانک در ترجمه لفظی به‌صورت امواج رادیویی اختصاصی معنی می‌شود. تفاوت شبکه‌های GSM (تلفن همراه) با رادیوترانک‌ها این است که شبکه‌های تلفن همراه برای افراد معمولی مورد استفاده قرار می‌گیرد و عموم کاربران را مدنظر دارد اما رادیوترانک مربوط به بخش‌های خاصی نظیر ادارات پلیس، آتش‌نشانی و... است.

امنیت شبکه‌های ترانک نسبت به شبکه‌های موبایل بسیار بالا و هزینه ایجاد تأسیسات آن‌ها بسیار پایین‌تر است.

اگرچه این شبکه‌های ترانک برای مؤسسات اداری است اما امکان استفاده کاربران عادی نیز از آن وجود دارد. همانند شبکه GSM برای تماس با فرد مورد نظر باید شماره‌گیری انجام شود.

در سیستم رادیوترانک سرعت ارسال داده کم، پوشش وسیع، خطای بیت متوسط و هزینه تجهیزات بسیار پایین است. ساختار فنی شبکه بر بستر فناوری‌های 4G و TETRA به‌عنوان دو فنّاوری مکمل و ارائه انواع خدمات صوت، دیتا، ویدئو و... هست.

شرکت «های‌وب» پروانه ایجاد شبکه رادیوترانک عمومی را در سال ۱۳۹۵ طی مزایده برگزارشده توسط سازمان تنظیم مقررات و ارتباطات رادیویی دریافت نمود و سپس به ایجاد و توسعه شبکه در سراسر کشور پرداخت.



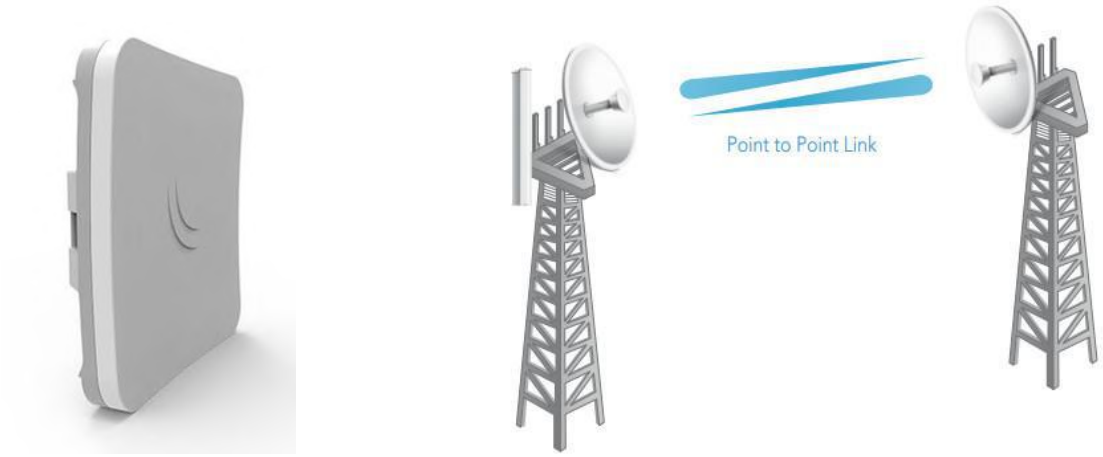
شکل ۳-۲۹: مفهوم رادیوترانک.

۳-۸-۴- PTP و PTM

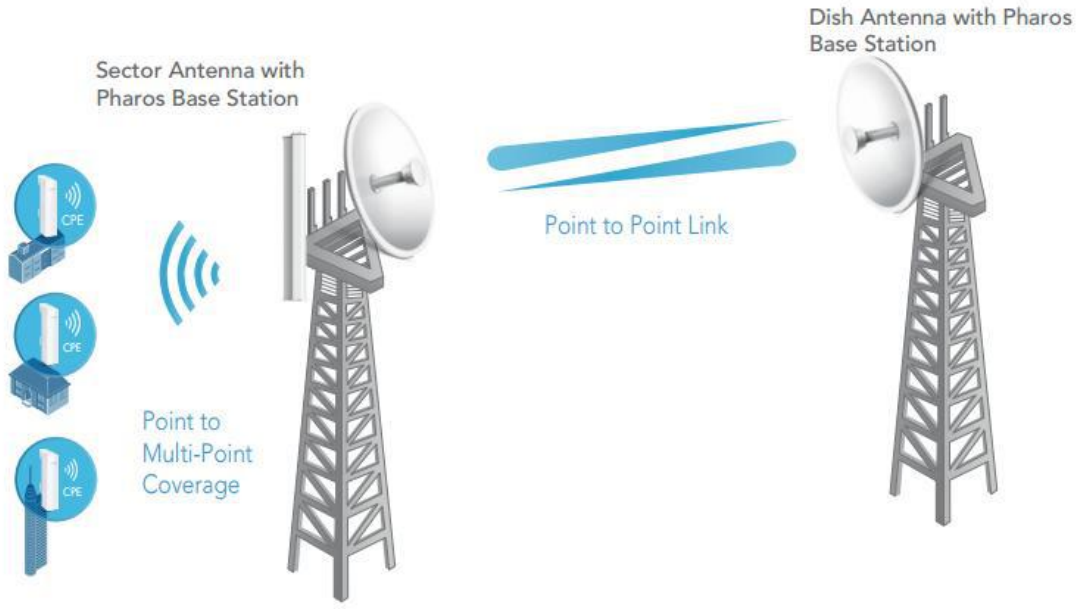
تکه باندهای فرکانسی ۲۴۸۳/۵ – ۲۴۰۰ مگاهرتز و ۵۸۷۰ – ۵۷۲۵ مگاهرتز موسوم به باندهای فرکانسی ۲/۴ گیگاهرتز و ۵/۸ گیگاهرتز در بسیاری از کاربردهای رادیویی بدون نیاز به دریافت پروانه اختصاصی به کار می‌روند. این باندها که به‌صورت بین‌المللی برای کاربردهای موسوم به ISM معرفی شده است توسط بسیاری از شبکه‌های محلی رادیویی (RLAN)، شبکه‌های شهری (MAN) و شبکه‌های گسترده (WAN) مورد استفاده قرار می‌گیرند. اگر چه باندهای فرکانسی فوق در عرف بین‌المللی آزاد نامیده می‌شوند، با این حال مانند سایر بخش‌های طیف امواج رادیویی دارای مقررات و ضوابط فنی مربوط به خود هستند. علاوه بر تکه باندهای فرکانسی فوق، به موجب قطعنامه شماره ۲۲۹ مقررات رادیویی بین‌الملل تکه باندهای فرکانسی ۵۱۵۰- ۵۳۵۰ مگاهرتز و ۵۴۷۰- ۵۷۲۵ مگاهرتز نیز به کاربری‌های مشابه تعلق گرفته است.

مصوبه فوق مربوط به شرایط بهره‌برداری از شبکه‌های رادیویی ثابت نقطه به نقطه با استفاده از فناوری طیف گسترده در محدوده تکه باندهای فرکانسی فوق و به‌منظور ضابطه‌مند نمودن بهره‌برداری از این‌گونه تجهیزات و ساده‌سازی مقررات بهره‌برداری، استفاده بهینه از طیف امواج رادیویی؛ و امکان استفاده بیشترین تعداد بهره‌برداران از باندهای فرکانسی مذکور با کیفیت قابل‌قبول تدوین شده است.

با علم به موضوع فوق برخی از سازندگان مانند شرکت میکروتیک (Mikrotik) اقدام به ساخت و تولید انبوه رادیو–مودم‌هایی کرده‌اند که در پهنای باند آزاد قابل استفاده است. از این سیستم‌ها در بردهای تا ۹۰ کیلومتر هم می‌توان استفاده نمود. بدیهی است که هر چه برد مورد نظر بیشتر باشد هزینه آنتن و رادیو–مودم نیز بالاتر خواهد بود. از این سیستم‌ها می‌توان هم به‌صورت نقطه–به–نقطه (Point-To-Point) و هم به‌صورت نقطه–به–چند نقطه (Point-To-MultiPoint) بهره‌برداری نمود. شکل ۳–۳۰ شماتیک یک ارتباط PTP و شکل ۳–۳۱ شماتیک یک ارتباط MTP را نشان می‌دهد.



شکل ۳–۳۰: سمت راست: شماتیک یک ارتباط PTP و سمت چپ: یک نمونه آنتن باند آزاد با برد متوسط.



شکل ۳–۳۱: شماتیک یک ارتباط MTP

نکته بسیار مهم: ازآنجایی‌که این سیستم‌ها در پهنای باند آزاد کاربرد دارند در صورت استفاده از مخابرات PTP در سیستم اتوماسیون و اسکادا بایستی سیستم‌های امنیتی به شکل بسیار جدی اعمال گردد.

۳- ۸- ۵- اینترنت اشیا IOT

اینترنتِ اشیاء مفهومی جدید در دنیای فناوری و ارتباطات به‌شمار می‌آید. اصطلاح "اینترنت اشیا" اولین بار توسط کوین اشتون در سال ۱۹۹۹ در شرکت پروکتر و گمبل ارائه شد و ایده آن، ایجاد پیوند میان فناوری جدید RFID و موضوع بسیار داغ اینترنت در زنجیره تأمین شرکت پروکتر و گمبل بود که مورد توجه مدیران اجرایی قرار گرفت. بعد ازآن، مرکز MIT Auto-ID چشم‌انداز اینترنت اشیا خود را در سال ۲۰۰۱ ارائه کرد و سپس اتحادیه بین‌المللی مخابرات (ITU) در طی یک گزارش، این فناوری را در سال ۲۰۰۵ به‌صورت رسمی معرفی نمود.

اینترنت اشیا دیدگاهی نوین در صنعت فناوری اطلاعات است که تمامی مفاهیم فنی، اجتماعی و اقتصادی را شامل می‌شود. در این دیدگاه محصولات، کالاهای مصرفی، خودروها و کامیون‌ها، تجهیزات صنعتی و صنایع (برق، تلفن و ...)، حسگرها و دیگر مؤلفه‌ها؛ هر روزه توسط اتصالات اینترنتی و همچنین قابلیت‌های قدرتمند تحلیلی داده‌ها با یکدیگر ترکیب شده‌اند تا نحوه کارکرد و زندگی ما را دگرگون کنند. پروژه‌های انجام شده در اینترنت اشیا بر اینترنت و اقتصاد، تأثیر بسیار چشمگیری داشته؛ به نحوی که پیش‌بینی‌ها نشان می‌دهد تا سال ۲۰۲۵ در حدود ۱۰۰ میلیارد شئ متصل به اینترنت اشیا خواهیم داشت که این اتصالات تأثیر بیش از ۱۱ تریلیون دلاری در اقتصاد جهان دارد.

در یک تعریف ساده، اینترنت اشیا ممکن است به‌عنوان یک شبکه از عناصر فیزیکی که توسط موارد زیر فعال می‌گردد، در نظر گرفته شود:

حسگرها: جهت جمع‌آوری اطلاعات

شناسه‌ها: برای شناسایی منبع داده (به‌عنوان‌مثال، حسگرها و دستگاه‌ها)

نرم‌افزار: جهت تجزیه‌وتحلیل داده‌ها

اتصال به اینترنت: جهت برقراری ارتباط و اطلاع‌رسانی.

با در نظر گرفتن تمام عناصر ذکرشده در بالا، اینترنت اشیا، شبکه‌ای از اشیا با قابلیت شناسایی واضح عناصر است که به کمک هوش نرم‌افزاری و حسگرها، امکان اتصال از هر مکان به اینترنت را داشته و با استفاده از زیرساخت‌های مخابراتی اینترنت، چیزها یا اشیا را برای تبادل اطلاعات با تولیدکننده، اپراتور و یا سایر دستگاه‌های متصل، توانمند می‌سازد. این فناوری به اشیا فیزیکی (برای ارائه اطلاعات خاص)، اجازه درک کردن و کنترل از راه دور از طریق اینترنت را می‌دهد و فرصت‌هایی برای یکپارچه‌سازی بیشتر بین دنیای فیزیکی و سیستم‌های کامپیوتری به وجود آورده که موجب بهبود کارایی، دقت و سود اقتصادی می‌شود. در اینترنت اشیا هر شی با استفاده از سیستم محاسباتیِ طراحی‌شده، به‌طور منحصربه‌فرد شناسایی می‌شود و می‌تواند با زیرساخت‌های موجود در اینترنت همکاری کند.

کاربرد IOT در شبکه‌های برق

اتصال سیستم‌های اتوماسیون به شبکه اینترنت مجاز نبوده و لذا استفاده از IOT در اسکادا توصیه نمی‌شود. مهم‌ترین کاربرد IOT در برق در مدیریت مصرف انرژی و اتوماسیون منازل و واحدهای تجاری هست که هنوز به‌طور ویژه در ایران مورد توجه قرار نگرفته است.

۳- ۹- ایستگاه‌های هوایی

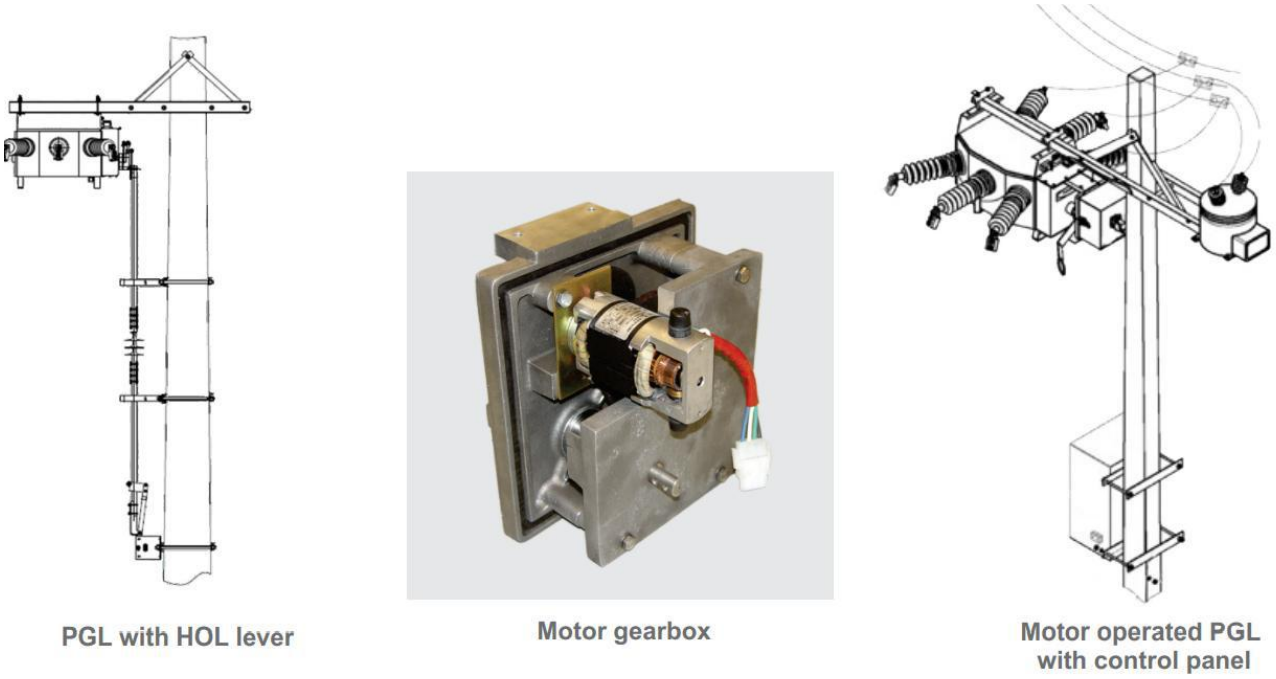
در خصوص ایستگاه‌های زمینی و اتوماسیون آن‌ها در بخش قبل بحث شد در این بخش به اتوماسیون ایستگاه‌های هوایی اشاره خواهد شد. ایستگاه‌های هوایی به ایستگاه‌هایی اطلاق می‌شود که بر روی تیرهای برق نصب می‌گردند. این ایستگاه‌های می‌تواند شامل قطع‌کننده باشد نظیر سکسیونر هوایی یا ریکلوزر هوایی و یا شامل ترانسفورمرهای ولتاژ باشد. آشکارسازهای خطای هوایی نیز گروه عمده‌ای از ایستگاه‌های هوایی را تشکیل می‌دهند.

هر ایستگاه هوایی می‌تواند اتوماسیون باشد که در این صورت بایستی مجهز به تجهیزات دیگری نظیر تابلوی RTU، موتور و بوبین قطع و وصل، کنتاکت‌های کمکی و سیستم تغذیه باشد. ترانسفورمرهای هوایی معمولاً فاقد سیستم اتوماسیون می‌باشند. درحالی‌که در سکسیونرها و ریکلوزرهای هوایی سیستم اتوماسیون به‌وفور استفاده می‌شود. سکسیونر و ریکلوزر هر دو دارای محفظه قطع جرقه می‌باشند. تفاوت آن‌ها در قطع جریان اتصال کوتاه است. سکسیونر قادر به قطع جریان اتصال کوتاه نبوده اما ریکلوزر می‌تواند جریان اتصال کوتاه را قطع کند. هر دو کلید قدرت مجهز به ترانسفورمرهای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان نیز می‌باشند و اطلاعات آن‌ها در RTU قرائت می‌گردد. در شکل ۳-۳۲ دو ایستگاه هوایی در کنار هم که اتوماسیون شده‌اند نشان داده شده است. یک ایستگاه سکسیونر هوایی و یک ایستگاه آشکارساز خطا هست. آنتن‌های یاگی، ترانسفورمر تک‌فاز و تابلوهای کنترل در این شکل قابل‌رؤیت هستند.



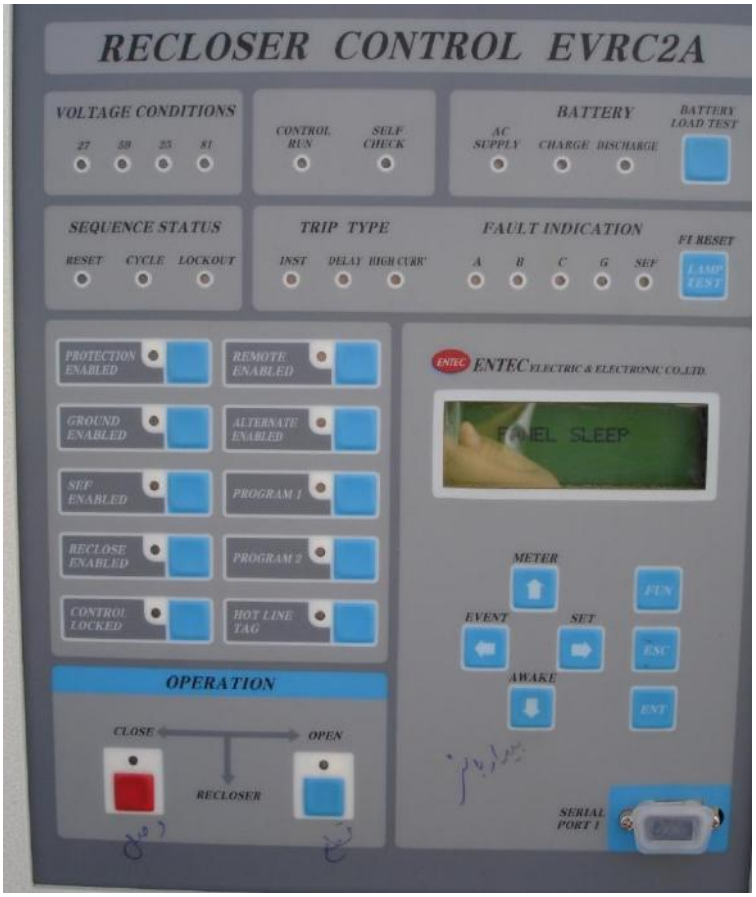
شکل ۳-۳۲: دو ایستگاه هوایی اتوماسیون شده.

در شکل ۳-۳۳ یک سکسیونر هوایی به همراه موتور نشان داده شده است.



شکل ۳-۳۳: یک سکسیونر هوایی به همراه موتور.

هر ایستگاه هوایی RTUدار دارای یک تابلو کنترل است که RTU و سیستم تغذیه در آن تعبیه شده است. RTU دارای یک پنل است که یک نمایشگر نیز دارد. این پنل برای مواقعی کاربرد دارد که نیاز به قطع و وصل محلی یا نیاز به تنظیمات اولیه و یا نیاز به برداشت اطلاعات باشد. نمونه‌ای از پنل یک ریکلوزر در شکل ۳-۳۴ نشان داده شده است. ال‌ای‌دی‌های روی پنل نشان دهنده وجود ولتاژ در هر سمت کلید و همچنین وقوع خطا و نوع خطا می‌باشند. ضمناً وجود تغذیه تابلو و وضعیت باتری‌ها نیز توسط این LEDها قابل‌رؤیت است. همچنین توالی ریکلوز را نیز می‌توان توسط LEDها رؤیت کرد. توسط کلیدهای روی پنل نیز فرمان‌ها قطع و وصل ارسال می‌کردد. ضمناً کلیدهایی برای فعال‌سازی ;Remote/Loca، فعال‌سازی انواع حفاظت شامل SEF، زمین و فاز، control luck و وضعیت خط گرم وجود دارد. به کمک پنل و برخی کلیدهای کنترلی نیز می‌توان تنظیمات ریکلوزر را انجام داد. این تنظیمات شامل تنظیمات ارتباطی (نظیر آدرس RTU، تنظیمات پورت (Ethernet و RS232 و ..)، تنظیمات پروتکل (نظیر baud rate، کلاس‌بندی داده‌ها، Object variation، timing و ...) و scaling) تنظیمات حفاظتی (نظیر تنظیمات جریان OC، تنظیمات فواصل زمانی ریکلوز و تنظیمات CT و ...) و تنظیمات عمومی (نظیر وضعیت نور پنل، پسورد و ...) هست. کلیه Logها و همچنین جریان و ولتاژ بر روی پنل قابل‌رؤیت است.



شکل ۳-۳۴: پنل یک ریکلوزر

۳- ۱۰- آشکارساز خطا (Fault Detector)

آشکارساز خطا تجهیزی است برای نشان دادن خطاهای فاز به فاز و فاز به زمین روی داده در شبکه‌های فشار متوسط پایین‌دست. آشکارساز، تغییرات جریان عبوری از هادی‌های خط را بر اساس القای الکترومغناطیس با استفاده از حس‌گر (سیم‌پیچ) حس کرده و جهش‌های ناگهانی جریان در بازه زمانی مشخص و یا عبور جریان از میزان آستانه تعیین شده در هر یک از فازها را به‌عنوان خطا تشخیص می‌دهد. در شکل ۳- ۳۵ نحوه نصب آشکارساز خطا و تجهیزات آن نشان داده شده است.

دو روش برای تشخیص خطا در آشکارسازهای خطوط هوایی فشار متوسط وجود دارد.

- افزایش جریان خط از مقدار آستانه ($I_{pick-up} - I_{threshold}$)
- جهش ناگهانی جریان خط در بازه زمانی بسیار کوتاه (di/dt)

di: نرخ جهش جریان، قابل تنظیم در رنج‌های مشخص (۶ – ۱۲ – ۲۵ – ۳۰ – ۶۰ – ۸۰ – ۱۲۰ آمپر)

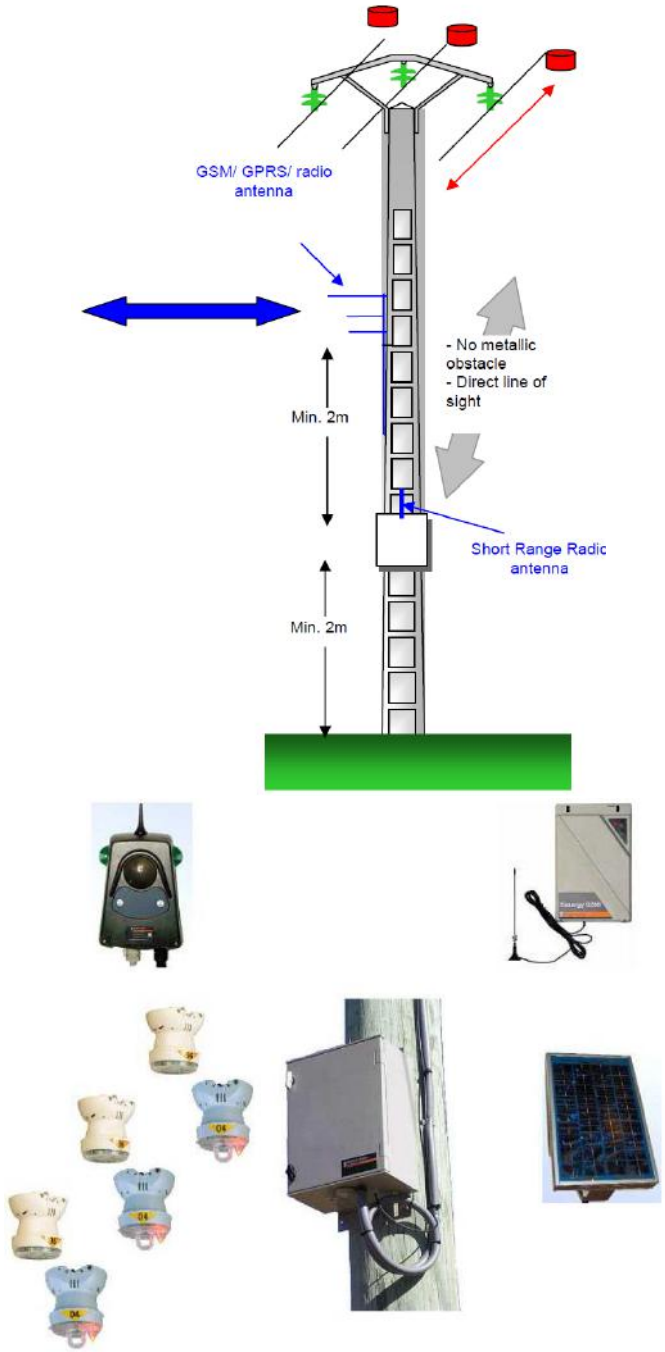
dt: بازه زمانی تغییرات جریان که در اکثر آشکارسازها غیرقابل تنظیم بوده و بر اساس فرکانس شبکه توسط میکروپروسسور آشکارساز به میزان ۳ سیکل تعیین می‌گردد. (در فرکانس 50Hz برابر 60ms)

انواع آشکارساز خطوط هوایی فشارمتوسط:

- آشکارسازهای هوایی ساده (Local)
  - نشانگر خطا فقط در محل نصب با آلارم نوری
- آشکارسازهای هوایی RTU دار Remote (UHF Band)
  - نشانگر خطا در محل نصب با آلارم نوری
  - ارسال اطلاعات خطا و دیگر پارامترهای شبکه فشار متوسط به مرکز با استفاده از فرستنده رادیویی
- آشکارسازهای هوایی Remote با قابلیت ارسال SMS (GSM network)
  - نشانگر خطا در محل نصب با آلارم نوری
  - ارسال اطلاعات خطا و دیگر پارامترهای شبکه فشار متوسط به مرکز با استفاده از SMS

نحوه بروز آلارم در آشکارسازهای خطا در محل

- برای خطاهای گذرا: چشمک زدن LEDهای زرد یا سبز رنگ شدت نور ملایم
- برای خطاهای ماندگار: چشمک زدن LEDهای قرمز رنگ با شدت نور شدید به مدت ۲ ساعت یا بیشتر...



شکل ۳-۳۵: نحوه نصب آشکارساز خطا و تجهیزات آن.

روش‌های تنظیم پارامترهای آشکارساز (Setting)

- اعمال تنظیمات به‌وسیله تغییر دادن وضعیت dip switchهای روی برد آشکارساز
- اعمال تنظیمات به‌صورت نرم‌افزاری با اتصال آشکارساز به کامپیوتر
- اعمال تنظیمات به‌وسیله ارسال کدهای مخصوص از طریق SMS به سیم‌کارت نصب شده در آشکارسازهای GSM

۳- ۱۱- معرفی اجمالی طرح‌های اجرایی توسط شرکت مادر تخصصی توانیر

علیرغم وجود تجهیزات اندازه‌گیری نسبتاً زیادی که در شبکه نصب شده است، گاها بهره‌برداری مناسبی از قابلیت‌های این تجهیزات به عمل نمی‌آید. با درک این مسئله در شرکت توانیر، طرح‌های ملی جهت بهره‌برداری بهینه از این تجهیزات ارائه نموده است که در این بخش به مواردی از این طرح‌ها اشاره خواهد شد.

۳- ۱۱- ۱- طرح ملی چاوش (چشم‌انداز اصلاح ولتاژ شبکه‌های توزیع)

همان‌گونه که از نام این طرح مشخص است هدف از این طرح اصلاح ولتاژ شبکه هست. در گذشته اقدامات مدونی برای اصلاح ولتاژ انجام نمی‌شد. این در حالی است که با گسترش استفاده از کنتورهای دیجیتال که قابلیت ثبت و اندازه‌گیری ولتاژ را نیز دارند، استفاده از این قابلیت در اصلاح ولتاژ مطرح گردید. تقریباً در همه جای شبکه در محل مشترکین کنتور دیجیتال نصب شده است که در هر دوره کنتورخوانی اطلاعات آن‌ها ثبت می‌شود. حال با تجزیه‌وتحلیل این داده‌ها می‌توان وضعیت ولتاژ در محل کنتورها را مشخص نمود. ازآنجایی‌که محل کنتورها در نرم‌افزار GIS نیز ثبت شده است به‌راحتی می‌توان فیدر فشار ضعیف و فیدر فشار متوسط که کنتور در آن نصب شده است را شناسایی نمود. شکل ۳-۳۶ بلوک دیاگرام پیشنهادی توانیر در اجرای طرح ملی چاوش را نشان می‌دهد. در کنار کنتورها استفاده از سایر تجهیزات ثبت ولتاژ نظیر دیتالاگرها نیز برای کمک به این طرح پیشنهاد شده است. کلیه فرآیندهای اجرایی در شکل ۳-۳۶ و دستورالعملی با عنوان "دستورالعمل چشم‌انداز اصلاح ولتاژ شبکه‌های توزیع" توسط شرکت توانیر ارائه شده است.

۳- ۱۱- ۲- طرح ملی هما (هوشمندسازی مراکز اتفاقات)

در طرح هما امکان شناسایی موقعیت مشترکین در شبکه برق (از طریق سامانه‌های اطلاعاتی GIS)، شناسایی خاموشی‌های با برنامه و بی‌برنامه در شبکه تا اعلام حادثه و اعزام خودروهای عملیاتی به محل حادثه (از طریق سامانه موقعیت‌یاب مکانی)، تماماً به‌صورت مکانیزه، هوشمند و بدون دخالت اپراتورهای انسانی فراهم شده است.

در این طرح پس از اعلام خاموشی از طرف مشترک و ثبت آن در سامانه خاموشی شرکت، موقعیت مکانی محل وقوع خاموشی مشخص و نزدیک‌ترین اکیپ به محل خطا از طریق GPS موجود در خودرو شناسایی و به محل اعزام می‌گردد. بلوک دیاگرام این فرآیند در شکل ۳-۳۷ نشان داده شده است. با اجرای این طرح مدت‌زمان رفع خاموشی به کمترین میزان کاهش می‌یابد و در نتیجه شاخص‌های قابلیت اطمینان بهبود می‌یابد.

از مهم‌ترین دستاوردهای استقرار طرح هما می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

- ایجاد درگاه‌های متنوع ارتباطی مشترکین از طریق یک شناسه واحد
- هوشمند سازی شناسایی مشترکین و اطلاع‌رسانی در لحظه
- ایجاد یکپارچگی کامل با درگاه ارتباطی خدمات سبز توانیر

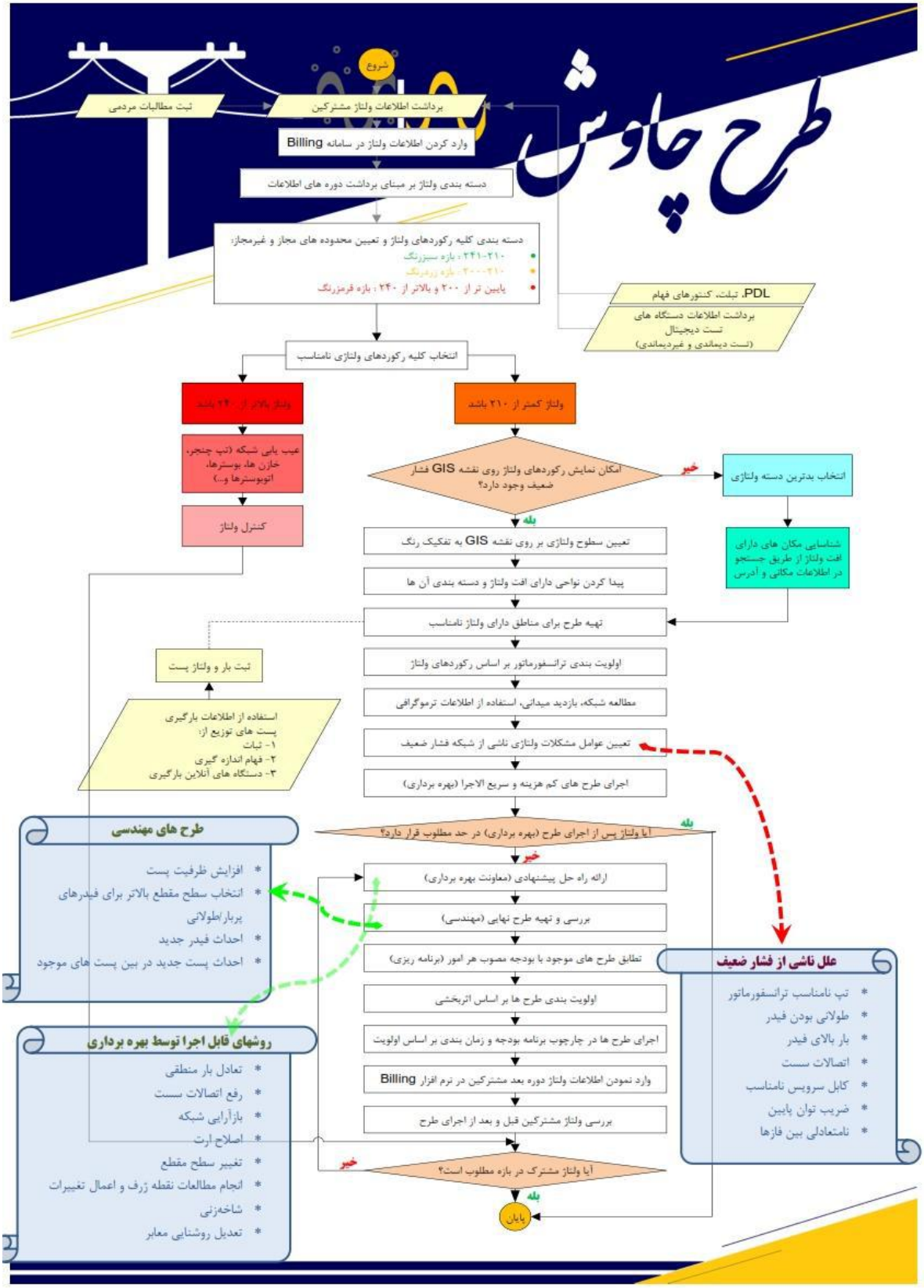
– تشخیص منطقه جغرافیایی خاموشی مشترکین و اطلاع‌رسانی بر اساس اطلاعات خاموشی در GIS به‌صورت هوشمند از درگاه‌های متنوع ارتباطی

– کنترل اکیپ‌های عملیاتی به‌صورت لحظه‌ای و روی نقشه

– نظارت لایه‌ای بر اساس سطوح دسترسی در مراکز کنترل

– اطلاع‌رسانی لحظه‌ای به مشترکان از وضعیت درخواست‌ها در سیستم

– هوشمندسازی به‌منظور افزایش دقت در ثبت اطلاعات و محاسبه انرژی تأمین نشده



شکل ۳-۳۶: بلوک دیاگرام اجرایی طرح ملی چاوش.



شکل ۳-۳۶: فرایند عملیاتی هوشمندسازی مراکز اتفاقات (طرح هما).

۳- ۱۱- ۳- طرح ملی سیما (سامانه یکپارچه مدیریت شاخص‌های استراتژیک)

قابلیت اطمینان در شبکه‌های برق یکی از اصول اساسی در تأمین برق مشترکین است و در واقع کیفیت عملکرد شرکت‌های برق با این شاخص‌ها سنجیده می‌شود. پایه‌های علمی قابلیت اطمینان به‌صورت مدون در مراجع مختلف ارائه شده است. در این خصوص برخی از اطلاعات در دسترس نیست و نمی‌توان این شاخص‌ها را با روش‌های کلاسیک به دست آورد. بنابراین استفاده از روش‌های تقریبی گریزناپذیر خواهد بود. در "دستورالعمل نحوه محاسبه شاخص‌های سیما در حوزه بهره‌برداری" در واقع روش‌هایی تقریبی برای انجام محاسبات قابلیت اطمینان ارائه شده است. این دستورالعمل که در سال ۹۸ ابلاغ گردید از اقبال بالایی در شرکت‌های برق برخوردار شد و تقریباً تمامی شرکت با انجام مستمر محاسبات شاخص‌ها در بهبود مستمر خدمات ارائه شده تلاش چشمگیری دارند.

۳- ۱۱- ۴- طرح ملی کاهش تلفات

کاهش تلفات ازجمله مباحث عمیق و جدی در صنعت برق به شمار می‌رود. در سال‌های اخیر صنعت برق روند رو به رشدی داشته است، به‌طوری‌که امروز حتی محروم‌ترین و دورافتاده‌ترین مناطق شهری و روستایی کشور از نعمت برق برخوردار شده‌اند و طبیعی است به‌موازات این فرایند زیرساخت‌های مورد نیاز نیز افزایش یافته و تلفات انرژی برق نیز روند رو به رشدی داشته باشد. تلفات را در شکل کلی می‌توان به دو دسته فنی و غیرفنی تقسیم‌بندی کرد. تلفات فنی تلفات ناشی از کاستی‌های فنی، تجهیزاتی و طراحی‌های غیراستاندارد است که در چشم‌انداز بلندمدت و میان‌مدت باید جهت کاهش آن‌ها برنامه‌ریزی و هزینه کرد. اما تلفات غیرفنی تلفات ناشی از دخالت یا سوءاستفاده انسانی در تأسیسات الکتریکی بوده و در چشم‌انداز کوتاه‌مدت باید برای کاهش آن‌ها برنامه‌ریزی و هزینه کرد. دولت (وزارت نیرو) بر اساس تبصره بند «ج» ماده (۱) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها مصوب ۸۸/۱۰/۱۵ مجلس شورای اسلامی مکلف شده است تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع را تا پایان برنامه پنجم توسعه به ۱۴ درصد برساند، اما مجموع تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع در پایان سال ۱۳۹۱ به ۱۸/۷ درصد رسیده بود. هرچند میزان تلفات شبکه انتقال و توزیع در کشور طی سال‌های گذشته

کاهش پیدا کرده، اما روند کاهش آن کند بوده است. لذا با حفظ روند حاکم بر کاهش تلفات از سال آغاز اجرای قانون هدفمند کردن یارانه‌ها در سال ۸۹ تا سال ۱۳۹۳، حدود ۱۰ سال زمان لازم بود تا تلفات شبکه برق در کشور به سطح متوسط جهانی برسد.

البته یادآوری می‌شود میزان تلفات انرژی در کشورهای مختلف متناسب با شرایط جغرافیایی، وسعت و پراکندگی محل نیروگاه‌ها (برق‌آبی)، ترکیب و منحنی بار مصرف‌کنندگان متفاوت بوده و به‌تنهایی عامل مقایسه مناسبی برای عملکرد صنعت برق کشورها با یکدیگر نیست.

در این راستا هم‌اکنون برنامه‌های عملیاتی طرح ملی کاهش تلفات برق در کشور تدوین شده و درخواست اصلاح آیین‌نامه تکمیلی تعرفه‌های برق با رویکرد کاهش تلفات، راه‌اندازی داشبورد مدیریت کاهش تلفات به‌منظور کنترل روند اقدام‌ها، تغییر سطوح ولتاژ خطوط طولانی شبکه، سنجش‌پذیری دقیق میزان تلفات هر شرکت از طریق نصب کنتورهای مدیریت شبکه، کنترل صحت سامانه اندازه‌گیری مصارف مشترکان دیماندی از طریق نصب کنتورهای هوشمند و استفاده از ترانسفورماتورهای کم‌ظرفیت و کم‌تلفات برای کاهش و حذف شبکه‌های فشار ضعیف از دیگر تصمیمات این کمیته در دو بخش تلفات فنی و غیرفنی می‌باشند. همچنین توسعه استفاده از مولدهای تولید پراکنده و انرژی‌های تجدیدپذیر نیز از دیگر راهکارهای مهمی است که وزارت نیرو در جهت طرح جهادی کاهش تلفات برق در سطح شبکه‌های توزیع برق دنبال می‌کند.

یکی از دلایل اصلی بالا بودن تلفات انرژی قدمت و فرسودگی شبکه و تجهیزات است، به‌طوری‌که برای مثال نیمی از شبکه توزیع تهران بالای ۲۵ سال قدمت دارد. همچنین بخش قابل‌ملاحظه‌ای از تلفات صنعت برق کشور اختصاص به تلفات غیرفنی شبکه داشته و حذف برق‌های غیرمجاز بیشترین تأثیر را بر کاهش تلفات دارد. لذا اولین و مؤثرترین اقدام جهت کاهش تلفات، کمینه کردن تلفات غیرفنی در شبکه است. در این راستا، جمع‌آوری انشعابات غیرمجاز و همچنین اعمال قانون در مورد افرادی که بدون نصب لوازم اندازه‌گیری نسبت به سرقت انرژی برق و نیز دست‌کاری در لوازم اندازه‌گیری خود اقدام می‌نمایند، ضمن آنکه باعث جلوگیری از ضرر به بیت‌المال می‌شود، باعث کاهش سرمایه‌گذاری برای احداث نیروگاه‌ها می‌شود. همچنین در مناطقی که انشعابات غیرمجاز زیاد است، علاوه بر تلفات غیرفنی، تلفات فنی نیز به دلیل بارگیری کنترل نشده و بیش‌ازحد مجاز تجهیزات زیاد می‌شود که باعث افت ولتاژ شدید شبکه خواهد شد.

هزینه‌های مرتبط با شناسایی و از بین بردن برق‌های غیرمجاز نسبت به سایر فعالیت‌ها کمتر بوده و ساماندهی این نوع تلفات غیرفنی در شبکه به‌سرعت امکان‌پذیر است. بر اساس این، کابل‌های خودنگهدار (روکش‌دار) جایگزین کابل‌های مسی بدون روکش توزیع برق می‌شوند تا امکان استفاده غیرمجاز از آن‌ها به حداقل ممکن برسد. در این راستا، برگزاری جلسات توجیهی با پیمانکاران، تقویت اکیپ‌های جمع‌آوری انشعاب‌های غیرمجاز، هماهنگی با ضابطان قضایی برای طرح شکایت علیه برق‌های غیرمجاز، نصب کنتور برای تمامی شبکه‌های روشنایی معابر، اجرای پروژه‌های تجمیع کنتور روی ترانسفورماتورهای هوایی توزیع و ... بایستی پیگیری شود.

این طرح به‌صورت مستمر در سنوات گذشته در شرکت‌های برق اجرا شده و هم‌اکنون نیز اجرا می‌گردد.

۳- ۱۲- گزارش آماری اطلاعات تجهیزات اندازه‌گیری در شرکت‌های توزیع

در این بخش گزارشی آماری از چند شرکت نمونه ارائه می‌گردد. این شرکت‌ها عبارت‌اند از شرکت‌های توزیع تبریز، اردبیل، غرب مازندران و نواحی تهران. به این منظور جداول مندرج در پیوست ۱ تهیه و به کارشناسان شرکت‌های مذکور ارجاع گردید که نهایتاً به شکل زیر جمع‌بندی شده است. تعداد فیدرها و تعداد کل پست‌های هوایی و زمینی در جدول ۳-۴ ارائه شده است.

جدول ۳-۴: تعداد فیدرها و تعداد کل پست‌های هوایی و زمینی

ردیف	نام شرکت توزیع	تعداد فیدر	تعداد کل پست‌های زمینی و هوایی
۱	نواحی تهران	۷۶۳	۵۶۴۳۴
۲	غرب مازندران	۱۸۲	۱۵۰۹۵
۳	تبریز	۲۴۳	۷۱۴۳
۴	اردبیل	۲۴۶	۷۱۴۲

در جدول ۳-۵ تجهیزات اندازه‌گیری بر روی فیدرهای فشارمتوسط، در جدول ۳-۶ تجهیزات اندازه‌گیری در اولیه پست توزیع زمینی عمومی و اختصاصی، در جدول ۳-۷ تجهیزات در ثانویه پست توزیع زمینی عمومی و اختصاصی و تابلوهای توزیع عمومی، در جدول ۳-۸ تجهیزات اندازه‌گیری بر روی فیدرهای فشارضعیف، در جدول ۳-۹ نوع سیستم مخابراتی و در جدول ۳-۱۰ نوع سامانه کاربردی برای هر کدام از شرکت‌های مذکور به تفکیک نشان داده شده است.

جدول ۳-۵: تجهیزات اندازه‌گیری بر روی فیدرهای فشارمتوسط

تجهیزات اندازه‌گیری بر روی فیدرهای فشارمتوسط	نام شرکت توزیع	تعداد کل	ضریب نفوذ (میانگین تعداد تجهیز منصوبه بر روی هر فیدر)	توضیحات (نوع - شرکت سازنده – محل‌های نصب - ...)
سکسیونرهای RTUدار (با قابلیت اندازه‌گیری جریان)	نواحی تهران	۱۳۴	۰/۱۷۶	Jinkwang-entec-- نوآوران برق آریا
	غرب مازندران	۶۲	۰/۳۴۱	پارس کلید
	تبریز	۱۳۵	۰/۵۵۵	VEI - پارس سوئیچ - ENTEC
	اردبیل	۲۰	۰/۰۸۱	ENTEC
آشکارسازهای خطا: ۱- محلی (با قابلیت پرچم) ۲- RTUدار	نواحی تهران	۱- ۵۷۸ ۲- ۲۱۵	۱- ۰/۷۵۷ ۲- ۰/۲۸۲	هوشمند : Linetroll(بهین تجربه) معمولی : Linetroll(بهین تجربه)-اشنایدر
	غرب مازندران	۱- ۷۹ ۲- -	۱- ۰/۴۳۴ ۲- -	بهین تجزیه

	تبریز	۱- ۲۰۰ ۲- ۳۵	۱- ۰/۸۲۳ ۲- ۰/۱۴۴	۱- Linetroll(بهین تجربه) ۲- اشنایدر
	اردبیل	۱- - ۲- ۳۰	۱- - ۲- ۰/۱۲۲	شینتو (آریان کلید پارس)
مقره‌های سنجشی ولتاژ و جریان (به‌طور مثال: ساخت شرکت ایمن برق صنعت)	نواحی تهران	۲	۰/۰۰۲	ایمن برق صنعت
	غرب مازندران	۰	۰	در دست بررسی
	تبریز	-	-	تقریباً تمامی پست‌های کمپکت مجهز به مقره سنجشی هستند
	اردبیل	-	-	-
ریکلوزرهای با قابلیت ارسال داده‌های اندازه‌گیری	نواحی تهران	۵۳	۰/۰۶۹	Jinkwang-tavrida-entec
	غرب مازندران	۱۵	۰/۰۸۲	Tavrida
	تبریز	۸	۰/۰۳۳	ENTEC ABB
	اردبیل	۱۳	۰/۰۵۳	Tavrida–Sell–ENTEC
کلیدهای قدرت (دژنگتورها) اتوماسیون شده در پست‌های زمینی	نواحی تهران	۴۲	۰/۰۵۵	تابلوهای کمپکت شرکت نوآوران برق آریا
	غرب مازندران	۳	۰/۰۱۶	
	تبریز	۹۶	۰/۳۹۵	پارس سوئیچ (گازی و خلأ)–HYUNDAI–SELL–LS
	اردبیل	-	-	-
سایر تجهیزات با قابلیت اندازه‌گیری روی فیدرهای فشارمتوسط در صورت وجود	نواحی تهران			DCU جهت مانیتورینگ فیدر فشار متوسط تجهیزات فوق توسط دفتر بازار برق جهت قرائت جریان و توان و سایر پارامترهای قابل قرائت از کنتورهای فیدرهای فشار متوسط بر روی تمام فیدرها نصب گردیده است
	غرب مازندران			
	تبریز			
	اردبیل			

جدول ۳-۶: تجهیزات اندازه‌گیری در اولیه پست توزیع زمینی عمومی و اختصاصی

تجهیزات اندازه‌گیری در اولیه پست توزیع زمینی عمومی و اختصاصی	نام شرکت توزیع	تعداد کل	درصد پوشش در شبکه (%) یا ضریب نفوذ (میانگین تعداد تجهیز منصوبه در هر پست)	توضیحات (نوع - شرکت سازنده – محل‌های نصب - ...)
	نواحی تهران	۴۶	۰/۰۶۰	

دیتالاگر (ثبات): (به‌طور مثال ساخت شرکت مشهد تدبیر و سنجش افزار آسیا ...)	غرب مازندران			
	تبریز	۴۰۰	۱/۶۵	محل نصب در پست‌های زمینی و ترانسفورمرهای هوایی با ظرفیت بالاتر از ۱۰۰۰ KVA
	اردبیل			
کنتور: آنالوگ – دیجیتال	نواحی تهران			نسبت آنالوگ به دیجیتال حدود ۳۵ به ۶۵ درصد کنتورها هست
	غرب مازندران	۲۴۴ دستگاه دیجیتال		کنتور فهام شرکت کنتور سازی بهینه سازان طوس
	تبریز	۷۰۲		از این تعداد ۷۰۲ کنتور دیجیتال (شامل فهام و غیر فهام) وجود دارد و کنتور مکانیکی در این بخش وجود ندارد. (۱۰۰٪)
	اردبیل	۴۱		کنتور فهام
اندازه‌گیری از طریق رله‌های دارای پورت خروجی	نواحی تهران	۴۲	۰/۰۵۵	۴۲دستگاه رله تایترونیک تابلوهای دژنکتور پست‌های اتوماسیونی
	غرب مازندران	۰	۰	
	تبریز	۲۰	۰/۰۸۲	VMAP – MK2200 -
	اردبیل	۰	۰	
سایر تجهیزات با قابلیت اندازه‌گیری در اولیه پست توزیع زمینی در صورت وجود	نواحی تهران	–	–	–
	غرب مازندران	–	–	–
	تبریز	–	–	–
	اردبیل	–	–	–

جدول ۳-۷ تجهیزات در ثانویه پست توزیع زمینی عمومی و اختصاصی و تابلوهای توزیع عمومی

تجهیزات در ثانویه پست توزیع زمینی	نام شرکت توزیع	تعداد کل	درصد پوشش در شبکه (%) یا ضریب نفوذ	توضیحات (نوع – شرکت سازنده – محل‌های نصب – ...)

عمومی و اختصاصی و تابلوهای توزیع عمومی			(میانگین تعداد تجهیز منصوبه در هر فیدر)	
دیتالاگر (ثبات): شرکت مشهد تدبیر و سنجش افزار آسیا ...	نواحی تهران	۲۲	۰/۰۲۹	ویستا جهان – باسط پژوه
	غرب مازندران	۳۰	۰/۱۶۵	دیتالاگر مشهد تدبیر
	تبریز	۳۶۰۰	۱۴/۸۱	محل نصب در پست‌های زمینی، تابلوهای سنجش و ترانسفورمرهای هوایی با ظرفیت بالاتر از ۱۰۰۰ KVA
	اردبیل	۱۴۰	۰/۵۶۹	
کنتور: آنالوگ – دیجیتال	نواحی تهران	–	–	
	غرب مازندران			برای کلیه مشترکین دیماندی ثانویه آمار به شرح زیر است ۴۳۶۶ کنتور دیجیتالی هوشمند ۴۳۹۷ کنتور دیجیتالی غیر هوشمند به همراه ۷۲۵ کنتور آنالوگ (مربوط به روشنایی معابر)
	تبریز	تعداد کل مشترکین از تک‌فاز ۵ آمپری تا دیماندی تحویل اولیه ۱۰۲۶۰۶۷	از این تعداد ۵۹۶۷۹۱ کنتور دیجیتال (شامل فهام و غیر فهام) وجود دارد و مابقی مکانیکی هستند. (۵۸,۱٪)	
	اردبیل	تعداد کل مشترکین از تک‌فاز ۵ آمپری تا دیماندی تحویل اولیه ۵۸۰۰۰۰	از این تعداد ۳۷۰۰۰۰ کنتور دیجیتال (شامل فهام و غیر فهام) وجود دارد و مابقی مکانیکی هستند. (۶۳,۸٪)	
سایر تجهیزات در ثانویه پست توزیع زمینی و تابلو توزیع عمومی در صورت وجود	نواحی تهران	–	–	–
	غرب مازندران	–	–	–
	تبریز	–	–	–
	اردبیل	–	–	–

جدول ۳-۸: تجهیزات اندازه‌گیری بر روی فیدرهای فشار ضعیف

تجهیزات اندازه‌گیری بر روی فیدرهای فشارضعیف	نام شرکت توزیع	تعداد کل	درصد پوشش در شبکه (%)	توضیحات (نوع - شرکت سازنده – محل‌های نصب - ...)
تجهیزات با قابلیت اندازه‌گیری روی فیدرهای فشارضعیف در صورت وجود	نواحی تهران	۰	۰	
	غرب مازندران	۰	۰	
	تبریز	۰	۰	
	اردبیل	۰	۰	
	گلستان	۰	۰	
کنتور هوشمند در سمت مشترکین فشار متوسط	نواحی تهران	۱۵۰۰		سنجش افزار آزما، بهینه سازان توس و توس فیور پست اشتراک‌های ولتاژ اولیه
	غرب مازندران	۲۴۴		
	تبریز	۷۰۲		
	اردبیل	۴۱		
کنتور هوشمند در سمت مشترکین فشارضعیف	نواحی تهران	۱۸۵۰۰		سنجش افزار آزما، بهینه سازان توس و توس فیور
	غرب مازندران	۴۳۶۶		
	تبریز	–		
	اردبیل	–		

دول ۳-۹: نوع سیستم مخابراتی

نوع سیستم مخابراتی	نام شرکت توزیع	استفاده یا عدم استفاده	کاربرد سیستم مخابراتی
سیستم رادیویی	نواحی تهران	استفاده	دارا بودن پروانه رادیویی باند UHF جهت پروژه تله متری
	غرب مازندران	استفاده	هدایت اکیپ‌های عملیاتی رفع خاموشی‌ها (مرکز ۱۲۱ و دیسپاچینگ)
	تبریز	استفاده	در سیستم اتوماسیون استفاده می‌شود
	اردبیل	استفاده	برای ارتباط بی‌سیم‌های اتفاقات
سیستم GPRS	نواحی تهران	استفاده	بعنوان بستر ردیاب‌های خودرو، کنتورهای هوشمند
	غرب مازندران		قرائت کنتورهای هوشمند
	تبریز		به‌صورت محدود در برخی از آشکارسازهای خطای زمینی
	اردبیل	–	
سیستم APN	نواحی تهران		به‌عنوان بستر کنتورهای هوشمند کپکو

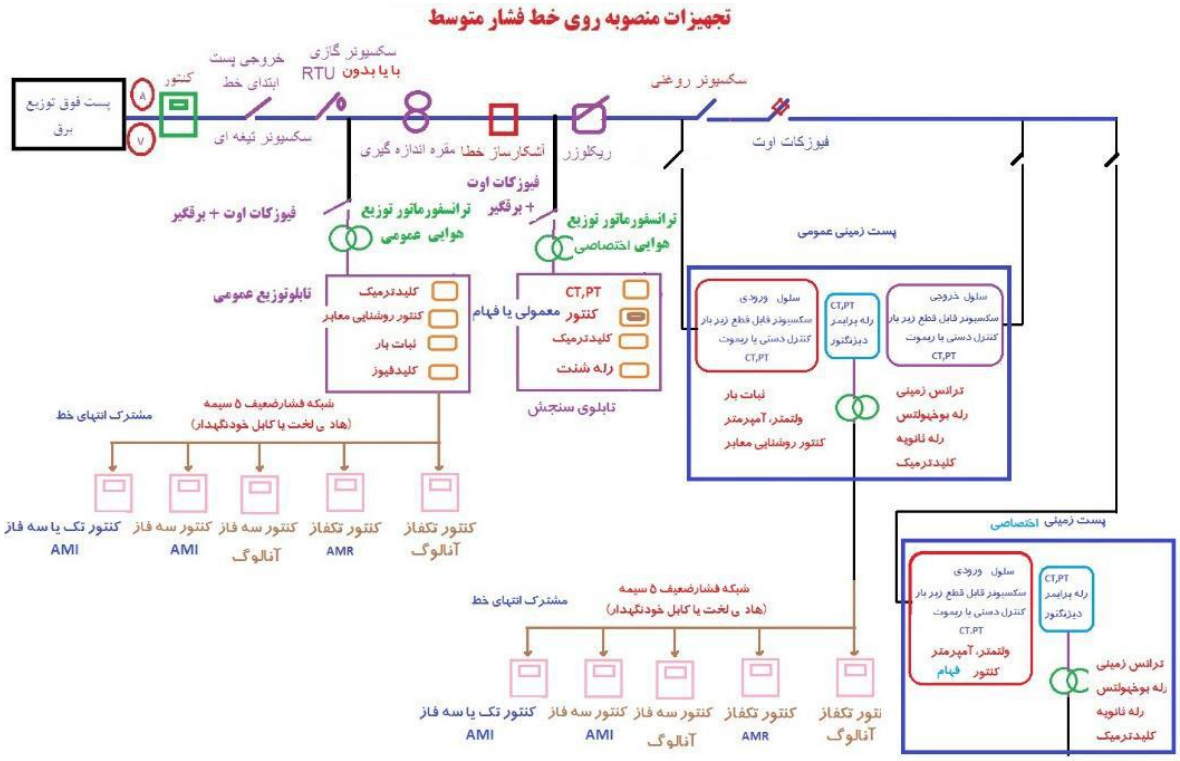
	غرب مازندران		بستر مخابراتی اتوماسیون
	تبریز		در بخشی از سیستم اتوماسیون در بخش قرائت کنتورهای بازار برق در بخش قرائت کنتورهای فهام که هر کدام شبکه مستقل دارد.
	اردبیل		در سیستم اتوماسیون در بخش قرائت کنتورهای بازار برق در بخش قرائت کنتورهای فهام هر کدام شبکه مستقل دارد.
سیستم رادیوترانک عمومی	نواحی تهران		استفاده از بستر 4Gاپراتور ترانک ملی (های‌وب)
	غرب مازندران	عدم استفاده	
	تبریز	عدم استفاده	
	اردبیل	عدم استفاده	
فیبر نوری	نواحی تهران		در بعضی مناطق بعنوان WAN شرکت، سامانه پایش کنتورهای هوشمند (شهاب (بهینه سازان) و پایا (افزارآزما)
	غرب مازندران		بستر مخابراتی اتوماسیون
	تبریز		در اتوماسیون و ارتباط با یک پست فوق توزیع
	اردبیل		در بخش اتوماسیون
سایر (توضیح داده شود)	نواحی تهران		عملکرد نشانگر خطا هوشمند توسط پیامک ارسال می‌گردد.
	غرب مازندران	عدم استفاده	
	تبریز	عدم استفاده	
	اردبیل	عدم استفاده	

جدول ۳-۱۰: نوع سامانه کاربردی

نوع سامانه کاربردی	نام شرکت توزیع	توضیحات (محل استفاده – قابلیت‌ها - ...)	اولویت
سیستم مکان‌یاب خطای هوشمند	نواحی تهران	۲۱۵ دستگاه نشانگر خطا هوشمند نصب شده در تمام مناطق برق	
	غرب مازندران	دیسپاچینگ	۱
	تبریز	وجود ندارد	
	اردبیل	وجود ندارد	
سیستم پایش بار ترانسفورماتور	نواحی تهران	-	

	غرب مازندران	دفتر نظارت بر بهره‌برداری	۴
	تبریز	به‌صورت حضور اپراتور در پست و قرائت دیتالاگر اجرا می‌شود	
	اردبیل	به‌صورت حضور اپراتور در پست و قرائت دیتالاگر اجرا می‌شود	
سیستم تشخیص و مدیریت خاموشی (به‌طور مثال طرح هما)	نواحی تهران	–	
	غرب مازندران	دیسپاچینگ –نرم‌افزار تذرو افزار – کلیه تماس‌های غرب استان مازندران با سیستم پاسخگویی تعاملی خودکار IVR انجام خواهد شد و نقش اپراتورها برای ثبت خاموشی و هدایت اکیپ اتفاقات و عملیات برای رفع خاموشی به حداقل ممکن برسد	۵
	تبریز	پیاده شده است	
	اردبیل	در حال پیاده‌سازی	
سیستم پایش ولتاژ فیدر (به‌طور مثال طرح چاوش)	نواحی تهران	–	
	غرب مازندران	دفتر نظارت بر بهره‌برداری– با همکاری سامانه مشترکین CIS و سامانه GIS	۶
	تبریز	پیاده شده است	
	اردبیل	پیاده شده است	
سیستم پایش تلفات در فشارضعیف	نواحی تهران	نرم‌افزار پایش کنتورهای هوشمند، شرکت بهینه سازان	
	غرب مازندران		۲
	تبریز	در دفاتر مهندسی محاسبه می‌شود.	
	اردبیل	در دفاتر مهندسی محاسبه می‌شود.	
سیستم پایش تلفات در فشارمتوسط	نواحی تهران	–	
	غرب مازندران		۳
	تبریز	در دفاتر مهندسی محاسبه می‌شود.	
	اردبیل	در دفاتر مهندسی محاسبه می‌شود.	
سیستم پایش کیفیت توان	نواحی تهران	–	
	غرب مازندران		۸
	تبریز	وجود ندارد	

	اردبیل	به‌صورت موردی در صورت نیاز نصب می‌شود (به علت وجود یک دستگاه برای اهداف مطالعاتی)	
سیستم پایش نامتعادلی ولتاژ	نواحی تهران	نرم‌افزار شهاب کنتور هوشمند و نرم‌افزار پایش بهینه سازان	
	غرب مازندران		۹
	تبریز	به‌صورت دوره‌ای و با حضور تکنسین در پست اجرا می‌شود	
	اردبیل	به‌صورت دوره‌ای و با حضور تکنسین در پست اجرا می‌شود	
سیستم پایش ضریب توان شبکه	نواحی تهران	نرم‌افزار شهاب کنتور هوشمند و نرم‌افزار پایش بهینه سازان	
	غرب مازندران	دفتر بازار برق – پروفیل بار ساعتی کنتورهای IGMC	۷
	تبریز	به‌صورت دوره‌ای و با حضور تکنسین در پست اجرا می‌شود	
	اردبیل	با توجه به رؤیت مقادیر موجود در پست‌های ۶۳ توسط نرم‌افزار اتوماسیون ، امکان محاسبه برای فیدرهای ۲۰ کیلوولت وجود دارد	
سایر سامانه‌های کاربردی (نام برده شود)	نواحی تهران	کنترل و مانیتورینگ LBS & REC	
	غرب مازندران	–	
	تبریز	–	
	اردبیل	–	



شکل ۳-۳۷: تجهیزات منصوبه در شبکه توزیع

فصل چهارم:

پیشنهاد کاربردهای قابل‌دستیابی از داده‌های برداشتی توسط حسگرها و اولویت‌بندی و انتخاب آن‌ها

۴- پیشنهاد کاربردهای قابل‌دستیابی از داده‌های برداشتی توسط حسگرها و اولویت‌بندی و انتخاب آن‌ها

۴- ۱- مقدمه

در این فصل از پروژه با توجه به مطالعات صورت گرفته در فصل دوم، کاربردهای قابل‌دستیابی مبتنی بر داده‌های برداشت شده از حسگرها دسته‌بندی شده و در آنتن‌ها بر اساس معیارهای تعیین شده مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. ساختار این فصل در ادامه آورده شده است. در بخش ۴- ۱ محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری دسته‌بندی شده و مزایا و معایب هر روش نصب از تجهیزات اندازه‌گیری در هر بخش مربوط به هر طرح ذکر گردیده است. در بخش ۴- ۲ به دسته‌بندی کاربردهای مستخرج از تجربیات بین‌المللی پرداخته‌شده و برای هر یک توضیحات مربوط به آن کاربرد اعم از شرح آن، ضرورت، ملزومات سخت‌افزاری مورد نیاز و ... ذکر گردیده است که خلاصه‌ای از این موارد در بخش ۴- ۳ نیز آورده شده است. در بخش ۴-۴ طرح‌های نصب تجهیزات اندازه‌گیری مورد ارزیابی قرار گرفته و کاربردهای قابل‌دستیابی از هر یک نوشته شده و امتیازی برحسب شمار تجهیزات اندازه‌گیری مورد نیاز و کاربردهای قابل‌دستیابی به هر یک داده شده است. در آنتن‌ها نیز کاربردها بر اساس ۴ معیار مورد ارزیابی قرار گرفته و امتیازبندی شده است.

در بخش دوم به بررسی تجارب بین‌المللی پیرامون استفاده از حسگرهای مغناطیسی در شبکه‌های توزیع پرداخته شد. به استناد پروژه‌های بررسی‌شده می‌توان نتیجه گرفت که هرچند در بسیاری از موارد تجهیزات اندازه‌گیری نصب شده برای پایش شبکه‌های توزیع فشار ضعیف و فشار متوسط استفاده‌شده است، اما عمده کاربرد حسگرهای مغناطیسی در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف است. لذا می‌توان گفت که کاربرد عمده حسگرهای مغناطیسی در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف بوده هرچند که داده‌های برداشت شده از این حسگرها علاوه بر سامانه‌های پایشی-کنترلی سطح فشار ضعیف در سامانه‌های مدیریتی مربوط به شبکه‌های توزیع فشار متوسط نیز کاربرد داشته باشند.

هدف عمده پروژه‌های بررسی‌شده پایش شبکه بوده و از همین رو کارکردهای مطرح‌شده در این پروژه‌ها عموماً با یکدیگر اشتراکات زیادی دارند، هرچند که در هر پروژه برای پیاده‌سازی یک کاربرد خاص ممکن است رویه‌ای متفاوت در پیش‌گرفته‌شده باشد. البته لازم به ذکر است که در انتخاب محل نصب حسگرها در پروژه‌های بررسی‌شده تفاوت‌هایی بنیادین وجود داشته و بسته به هدف اصلی از سامانه پایش شبکه ممکن است سطح ولتاژی نیازمند پایش و محل نصب حسگرها متفاوت باشد. این امر سبب شده که بسته به کارکردهای مورد انتظار از حسگرهای نصب‌شده، محل نصب آن‌ها در شبکه توزیع متفاوت باشد. به‌طورکلی می‌توان طرح‌های بررسی‌شده در بخش دوم را ازنظر محل نصب حسگرها و یا ازنظر کارکردهای مورد انتظار دسته‌بندی نمود. برای آنکه هم شیوه‌های مختلف اجرای یک سامانه پایشی مبتنی بر حسگرها بررسی شود و هم به کاربردهای قابل‌دسترس پرداخته شود، در این بخش پروژه‌ها از دو جهت دسته‌بندی‌شده و سپس موردبررسی و ارزیابی قرار می‌گیرند. در بخش اول پروژه‌ها برحسب محل نصب حسگرها دسته‌بندی‌شده و در بخش بعد کاربردهای مطرح‌شده در پروژه‌ها موردبحث و بررسی قرار می‌گیرد. سپس با بررسی مزایا و معایب هر یک از موارد ذکرشده، عملکردهای قابل‌دسترسی استخراج می‌گردند.

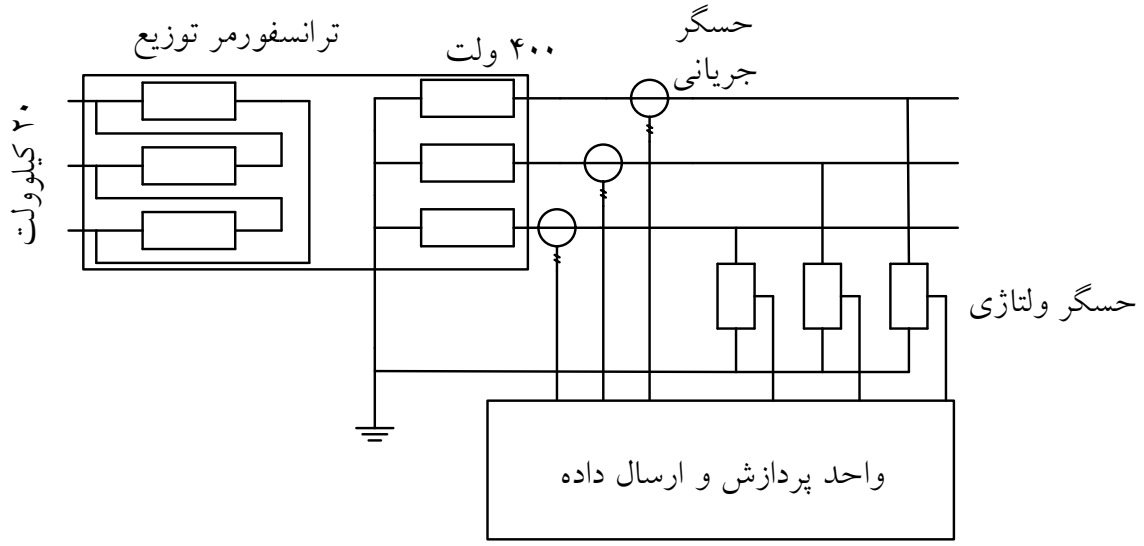
۴- ۲- دسته‌بندی تجربیات بین‌المللی در استفاده از حسگرهای فشار ضعیف بسته به محل نصب آن‌ها

سامانه‌های پایش با استفاده از نصب حسگرهای اندازه‌گیری در سطح شبکه، به‌صورت زمان-حقیقی (real-time) اقدام به پایش پارامترهای بهره‌برداری از شبکه می‌نمایند. حال بسته به کارکردهای مورد انتظار از سامانه پایش شبکه و ناحیه نیازمند رصد، ممکن است تجهیزات اندازه‌گیری در سطوح متفاوت ولتاژی و یا نقاط مختلفی از شبکه نصب گردد. البته لازم به ذکر است که نام بردن از وجود حس‌گر در یک سطح ولتاژی خاص به معنای عدم وجود تجهیزات اندازه‌گیری در سطوح ولتاژی دیگر نبوده و این دسته‌بندی صرفاً بر مبنای تمرکز اصلی هر پروژه انجام شده است.

۴- ۲- ۱- نصب حس‌گر در پایانه خروجی ترانسفورمر

یکی از اهداف اصلی در نصب حسگرهای مغناطیسی در ثانویه ترانسفورمرهای تغذیه‌کننده شبکه‌های توزیع فشار ضعیف، پدید آوردن امکان رصد شبکه در سطح LV[۳۵] در کنار استفاده از داده‌های این حسگرها برای تخمین وضعیت شبکه‌های توزیع فشار متوسط است. البته برای کاربردهایی نظیر تخمین وضعیت شبکه‌های فشار متوسط نیازمند تعداد بالایی از تجهیزات اندازه‌گیری بوده که در بخش بعدی به آن پرداخته‌شده است.

در شکل ۴- ۱ نحوه اتصال حسگرها در این دسته‌بندی آورده شده است. در این طرح به ۳ حس‌گر جریانی برای اندازه‌گیری جریان‌های سه‌فاز و نیز سه حس‌گر ولتاژی برای اندازه‌گیری ولتاژ فاز به نول نیاز بوده و به این موارد یک ماژول محاسباتی-مخابراتی هم نیاز است. به‌طورکلی می‌توان گفت که برای رؤیت هر پست درمجموع هزینه شش حس‌گر و یک ماژول محاسباتی-مخابراتی و هزینه‌های سامانه مخابراتی باید در نظر گرفته شود.



شکل ۴- ۱- نصب حسگرهای جریانی و ولتاژی برای نظارت بر شبکه از منبع شبکه فشار ضعیف توزیع

[35]LV: Low Voltage

خلاصه یکی از پروژه‌هایی که طرح نوع اول در آن استفاده‌شده در جدول ۴- ۱آورده شده است. در این پروژه طراحان به‌طورکلی به دنبال نصب حس‌گر در سمت فشار ضعیف شمار زیادی از ترانسفورمرهای ثانویه توزیع هستند. با این کار هم عملکردهای مبتنی بر مدیریت دارایی‌ها نظیر اطلاعاتی درباره میزان بارگذاری، تشخیص اضافه‌بارها و ظرفیت‌های آزاد در شبکه توزیع پیاده‌سازی شده و هم تخمینی از وضعیت بارگذاری در طول فیدر فشار متوسط از اطلاعات مستخرج از ترانسفورمرها قابل‌محاسبه است. در کنار موارد ذکرشده می‌توان از سامانه‌های مدیریت رخدادها،پیش‌بینی بار، نظارت بر کیفیت توان و برنامه‌ریزی بهره‌برداری از شبکه به‌عنوان سایر عملکردهای این مدل از حس‌گر گذاری در شبکه یادکرد.

جدول ۴- ۱- نمونه‌ای از یک پروژه با استفاده از نوع اول نصب حسگرها

نام مقاله / گزارش	Distribution Network Visibility
عملکردهای قابل‌انتظار	رؤیت نمودن شبکه‌های توزیع با استفاده از پایش ترانسفورمرهای فشار متوسط به فشار ضعیف و به کار بردن داده‌های زمان–حقیقی رؤیت شده در: مدیریت دارایی‌ها، مدیریت رخدادها، پیش‌بینی بار، نظارت بر کیفیت توان، مکان‌یابی پست‌های مناسب برای اتصالات جدید (چه بار و چه تولیدات پراکنده)
حس‌گرهای جریانی	روگووسکی کویل و ترانسفورمر جریان (از نوع split core)
محل نصب حسگرها	سمت ثانویه ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع
آیا از کنتور هوشمند استفاده‌شده؟	خیر
پارامترهای اندازه‌گیری شده	ولتاژ: بزرگی، زاویه و نیز اعوجاج هارمونیکی جریان: بزرگی، زاویه و نیز اعوجاج هارمونیکی دمای پست توزیع محفوظ در اتاقک توزیع

یکی از موارد استفاده این مدل از حس‌گر گذاری در شبکه‌های توزیع، تلفیق داده‌های برداشت‌شده از شبکه فشار ضعیف با داده‌هایی است که از تجهیزات اندازه‌گیری موجود در شبکه‌های فشار متوسط برداشت می‌شود. برای نمونه در پروژه موجود در جدول ۴- ۱ در ابتدای فیدرهای توزیع فشار متوسط اقدام به نصب تجهیزات اندازه‌گیری شده و اطلاعات تولیدشده توسط مجموعه حسگرهای نصب‌شده در پایین‌دست ترانسفورمرهای فشار ضعیف متصل به هر فیدر با داده‌های برداشت‌شده از این بخش تلفیق می‌شود. این اطلاعات در کنار یکدیگر بهره‌بردار شبکه را قادر به پایش شبکه در سطوح فشار متوسط و فشار ضعیف ساخته و مکان‌یابی ایرادهای موجود در هر یک از سطوح ولتاژی را از یکدیگر تمایز می‌بخشد.

مزایا :

- امکان پیاده‌سازی شمار زیادی از کاربردها تنها با نصب تجهیزات اندازه‌گیری در خروجی یک ترانسفورمر
- در شمار زیادی از دستورالعمل‌های بین‌المللی نیز پایش این نقطه از شبکه توصیه شده است.

معایب :

- دیده نشدن پارامترها بهره‌برداری از شبکه توزیع فشار ضعیف در طول فیدر و به‌خصوص ارزیابی ولتاژی نقاط آنتن‌هایی فیدرهای توزیع فشار ضعیف

۴- ۲- ۲- نصب حس‌گر در پایانه خروجی شمار زیادی از ترانسفورمرها

این شکل از نصب تجهیزات اندازه‌گیری عملاً همان نوع اول بوده و طرح جدیدی نیست، اما به دلیل آن‌که وجود شمار زیادی از ترانسفورمرهای توزیعی که به تجهیزات اندازه‌گیری مجهز هستند سبب پدید آمدن امکان پیاده‌سازی کاربردهای بیشتری می‌شود، از همین رو در این فصل این طرح از نصب تجهیزات اندازه‌گیری به دو بخش تقسیم‌شده است.

هرچند که انتخاب تنها یک نقطه برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه فشار ضعیف دیدی محدود از وضعیت شبکه LV در اختیار بهره‌بردار قرار می‌دهد، اما محدودسازی تعداد حسگرها در پست‌های فشار ضعیف سبب می‌شود تا بتوان در شمار بیشتری از پست‌های توزیع LVحس‌گر نصب نمود. رؤیتِ شمار بیشتر پست‌های LV سبب می‌شود تا گستره جغرافیایی تحت پایش بهره‌بردار از شبکه‌های توزیع بیشتر شود، هرچند که همچنان نقاطی در شبکه فشار ضعیف دیده نشده باشد. این امر علاوه بر افزایش تعداد پست‌های LVرؤیت شده سبب افزایش تعداد نقاطی از فیدر فشار متوسط می‌شود که بهره‌بردار از بارگذاری و ولتاژ آن‌ها از طریق تبدیل مقادیر اندازه‌گیری شده با استفاده از نسبت دور ترانسفورمر و نیز نحوه اتصال آن مطلع است. اطلاعات برداشت‌شده از خروجی ترانسفورماتورهای فشار ضعیف قابل‌تبدیل به اطلاعاتی معنادار در سمت فشار متوسط شبکه بوده و از آن‌ها برای سامانه‌های مدیریت شبکه‌های توزیع فشار متوسط نیز استفاده می‌شود.

مزایا:

- امکان نصب حس‌گر در شمار بیشتری از پست‌های فشار ضعیف با توجه به محدود ساختن نقطه پایش شبکه فشار ضعیف به پایانه ترانسفورمر آن
- امکان استفاده از داده‌های برداشت‌شده از سمت ثانویه ترانسفورمرهای فشار ضعیف توزیع برای رؤیت وضعیت بارگذاری فیدر فشار متوسط در صورت زیادشدن پست‌های فشار ضعیف مجهز به حسگرهای اندازه‌گیری
- امکان توسعه سامانه رؤیت شبکه با نصب گسترده کنتورهای هوشمند و تجمیع داده‌های سامانه‌های کنتورها و حسگرهای نصب‌شده در شبکه

معایب :

- دیده نشدن پارامترها بهره‌برداری از شبکه توزیع فشار ضعیف در طول فیدر و به‌خصوص ارزیابی ولتاژی نقاط آنتن‌هایی فیدرهای توزیع فشار ضعیف

۴- ۲- ۳- نصب حس‌گر در ابتدای فیدرهای توزیع فشار ضعیف

در این نوع از نصب حسگرها همانند نوع اول، نقطه ابتدایی شبکه توزیع مورد پایش و اندازه‌گیری قرار می‌گیرد اما برخلاف روش قبل به‌جای اندازه‌گیری ابتدای ترانسفورمر، هر فیدر به‌صورت جداگانه تحت اندازه‌گیری قرار می‌گیرد.

نصب تجهیزات اندازه‌گیری در ابتدای فیدرهای توزیع فشار ضعیف سبب می‌شود که بهره‌بردار به‌صورت جزئی‌تری قادر به نظارت بر بارگذاری شبکه توزیع فشار ضعیف شود. علاوه بر این امر در صورت تجهیز همه فیدرهای خارج‌شده از یک ترانسفورمر به حسگرهای اندازه‌گیری امکان محاسبه بارگذاری ترانسفورمر و نیز عملکردهای ذکرشده در حس‌گر گذاری نوع اول هم قابل پیاده‌سازی می‌شود.

اندازه‌گیری و رؤیت پارامترهای بهره‌برداری از شبکه توزیع از نقطه ابتدایی فیدرهای توزیع فشار ضعیف سبب می‌شود که اختلالات و رخدادهای پایین‌دست شبکه توزیع فشار ضعیف به‌صورت دقیق‌تری مکان‌یابی شده و تشخیص داده شود. برای نمونه در نصب حس‌گر با استفاده از طرح نوع اول با توجه به اندازه‌گیری پارامترهای بهره‌برداری از شبکه از پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع فشار ضعیف در صورت بروز اشکالی در پایین‌دست ترانسفورمر حتی اگر اختلال تشخیص داده شود، امکان تعیین فیدر مشکل‌دار وجود ندارد. اما در طرح نوع دوم با توجه به این‌که اندازه‌گیری‌ها از نقطه ابتدایی فیدرهای توزیع فشار ضعیف صورت می‌پذیرد، در صورت مشاهده شرایط غیرعادی در مواردی نظیر بارگذاری و وضعیت هارمونیکی فیدر موردنظر می‌توان فیدر مربوط به محل بروز اختلال در شبکه فشار ضعیف را با دقت بالاتری تعیین نمود. برای نمونه با بروز تغییری ناگهانی در میزان بارگذاری یک فیدر می‌توان از بروز اتفاقی نظیر وقوع قطعی در مسیر برق‌رسانی به مشترکین یک یا چند فاز اطلاع حاصل کرد.

برای مثال یکی از پروژه‌هایی که در آن از چنین روش نصب حسگری استفاده‌شده، در جدول ۴- ۲آورده شده است. در این پروژه کیفیت توان و خدمات ارائه‌شده به مشترکین، نظارت ولتاژی، نظارت براثر تغییرات منابع انرژی پراکنده نصب‌شده بر روی فیدرهای فشار ضعیف، تحلیل بارگذاری و بررسی آن و مکان‌یابی نقاطی از شبکه که نیاز به جبران سازی توان راکتیو دارند ازجمله عملکردهای مورد انتظار از سامانه نظارتی ارائه‌شده هستند. البته باید افزود که در این پروژه و بسیاری از موارد مشابه، کنتورهای هوشمند به‌عنوان ابزاری برای بهبود تخمین وضعیت بهره‌برداری شبکه استفاده می‌شوند. کنتورهای هوشمند با ارسال داده‌های اندازه‌گیری شده در محل مصرف در دوره‌های چنددقیقه‌ای (دوره‌ای نسبتاً طولانی‌تر از نرخ ارسال مقادیر اندازه‌گیری شده توسط حسگرها) بر کیفیت عملکرد سامانه نظارتی شبکه فشار ضعیف می‌افزاید.

جدول ۴- ۲- نگاهی اجمالی بر یکی از پروژه‌های اجراشده با استفاده از نوع اول نصب حسگر

نام مقاله / گزارش	مقاله مستخرج از پروژه اجراشده، عنوان مقاله: Lessons learnt from real-time monitoring of the low voltage distribution network
عملکردهای قابل‌انتظار	۱- تشخیص برهم‌خوردگی‌های تعادل سه‌فاز جریان و ولتاژ فیدرها. ۲- تحلیل THD ولتاژ در محل مصرف و بر روی فیدرها. ۳- تشخیص تأثیر منابع تولید پراکنده خورشیدی بر روی ولتاژ مصرف‌کنندگان و صدور آلارم در صورت بروز ولتاژهای غیرمجاز. ۴- تشخیص میزان مصرف، تولید و نیز تشخیص الگوی مصرف انواع مصرف‌کنندگان و تهیه پروفایل‌های بار متفاوت برای تخمین وضعیت مشترکینی که کنتور هوشمند ندارند. ۵- پایش ضریب توان برای تشخیص مناطقی که نیاز به جبران سازی توان راکتیو دارند.
محل نصب حسگرها	کنتور هوشمند در سمت مصرف - ابتدای فیدرها
آیا از کنتور هوشمند استفاده‌شده؟	بله
پارامترهای اندازه‌گیری شده	پارامترهای استخراج‌شده از کنتورها و حسگرها در فصل دوم آورده شده است.

هرچند که داده‌های برداشتی از کنتورها ممکن است به‌اندازه داده‌های حسگرها وضوح زمانی لازم و نرخ نمونه‌برداری بالا را نداشته باشد اما این اطلاعات می‌تواند در مواردی نظیر اطلاع از ولتاژ سمت مصرف‌کنندگان (بخصوص مشترکینی که در نقاط آنتن‌هایی شاخه‌های فیدرهای توزیع واقع‌شده‌اند) در امر کنترل ولتاژ و برنامه‌ریزی‌های بهره‌بردار شبکه مورداستفاده قرار بگیرد.

الف- ترکیب طرح نوع دوم با روش‌های تخمین ولتاژ سمت مصرف

یکی دیگر از عملکردهای قابل پیاده‌سازی در این نوع از حس‌گر گذاری در شبکه فشار ضعیف امکان پیاده‌سازی روش‌های مبتنی بر تخمین ولتاژ دوردست برای کنترل ولتاژ شبکه توزیع است. نمونه‌ای از این کار در جدول ۴- ۳به‌طور خلاصه آورده شده است.در این روش برای اطلاع از ولتاژ شبکه در نقاط آنتن‌هایی فیدرها (که بیشترین افت ولتاژ عموماً در چنین نقاطی رخ می‌دهد) به‌جای اندازه‌گیری مستقیم پارامتر ولتاژ سه‌فاز از روشی ریاضی برای ساخت یک مدل عمومی از فیدر و نیز تخمین توزیع بار در طول فیدر استفاده می‌شود. مقدار به‌دست‌آمده از روشنایی‌سنج هرچند که دقتی برابر با نصب حس‌گر در آنتن‌های انشعابات فیدرهای فشار ضعیف خارج‌شده از پست را ندارد اما عملکردی قابل‌قبول بدون نیاز به نصب حس‌گر در نقاط آنتن‌هایی در شبکه مزایای این دست از روش‌ها هستند. این امر سبب شده که روش‌های مبتنی بر تخمین ولتاژ بتواند به‌عنوان گزینه‌ای مناسب در ترکیب با سامانه‌های نظارت بر شبکه نوع دوم برای در دست داشتن اطلاعاتی از ابتدا و آنتن‌های فیدرهای فشار ضعیف توزیع باشند. این عملکرد می‌تواند در شبکه‌هایی که مشترکین آن به تعداد کافی از کنتورهای هوشمند مجهز نیستند در امر تخمین ولتاژ سمت مصرف کمک کند.

جدول ۴- ۳- نگاهی اجمالی بر پروژه

نام مقاله / گزارش	Voltage Control in PV-Rich LV Networks Without Remote Monitoring (مقاله)
عملکردهای قابل‌انتظار	• ارائه روشی برای تخمین ولتاژهای پایین‌دست شبکه‌های توزیع • استفاده از ولتاژ حاصل از تخمین وضعیت برای کنترل ولتاژ شبکه فشار ضعیف
محل نصب حسگرها	سمت فشار ضعیف پست توزیع ازنظر ولتاژی – اندازه‌گیری جریان‌های ابتدای فیدرها به‌صورت سه‌فاز
پارامترهای اندازه‌گیری شده	اندازه‌گیری ولتاژ پست توزیع در کنار بارگذاری هر فاز فیدرهای فشار ضعیف خروجی

مزایا :

- نظارت بر شبکه فشار ضعیف از نقطه ابتدایی هر فاز هر فیدر که این امر امکان پیاده‌سازی روش‌های مبتنی بر تخمین ولتاژ فیدر را فراهم می‌آورد.
- امکان استفاده از داده‌های برداشت‌شده از سمت ثانویه ترانسفورمرهای فشار ضعیف توزیع برای رؤیت وضعیت بارگذاری فیدر فشار متوسط در صورت زیادشدن پست‌های فشار ضعیف مجهز به حسگرهای اندازه‌گیری
- امکان رصد بهتر تغییرات بارگذاری ناشی از وقوع رخدادها و خطاها به سبب کاهش تعداد بارهای تحت نظارت در رصد هر فیدر نسبت به رصد کل بارهای متصل به ترانسفورمر توزیع در طرح نوع اول
- امکان توسعه سامانه رؤیت شبکه با نصب گسترده کنتورهای هوشمند و تجمیع داده‌های سامانه‌های کنتورها و حسگرهای نصب‌شده در شبکه

معایب :

- تعداد حسگرهای موردنیاز برای این طرح بسیار بیشتر از طرح نوع اول است.
- دیده نشدن پارامترها بهره‌برداری از شبکه توزیع فشار ضعیف در طول فیدر و به‌خصوص ارزیابی ولتاژی نقاط آنتن‌هایی فیدرهای توزیع فشار ضعیف در صورت عدم استفاده از طرح‌های مبتنی بر تخمین ولتاژ و یا استفاده از ظرفیت ارسال داده کنتورهای هوشمند

۴- ۲- ۴- وجود حس‌گر در طول فیدر علاوه بر ابتدای فیدر و پایانه خروجی ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع

این رویکرد در نصب حسگرها در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف به بیشترین تعداد تجهیزات اندازه‌گیری و محاسباتی– مخابراتی نیاز دارد. بالا رفتن تعداد حسگرهای نصب‌شده سبب افزایش هزینه سامانه نظارتی شده ولی از طرف دیگر دید بهتری از وضعیت شبکه در اختیار بهره‌بردار قرار می‌دهند. بالا رفتن تعداد حسگرها و نصب تجهیزات اندازه‌گیری در نقاط استراتژیک و بحرانی شبکه سبب بالا رفتن دقت و سرعت جایابی رخدادها و خطاهای شبکه شده و عملکردی بهتر در زمینه پایش کیفیت توان و نیز تشخیص مکان‌های آلوده‌کننده شبکه داشته باشد.

عدم قطعیت در تولید، مشکلات ولتاژی و مشکلات کیفیت توانی نیروگاه‌های تولید پراکنده تجدید پذیر سبب بروز چالش‌های فراوانی برای بهره‌بردار شبکه می‌شوند. این چالش‌ها زمانی تشدید می‌شوند که ضریب نفوذ تولیدات تجدید پذیر انرژی که در سمت فشار ضعیف شبکه نصب‌شده‌اند، بالا باشد. شبکه‌های توزیع فشار ضعیف به سبب گستردگی جغرافیایی، هزینه بسیار بالا و نیز ماهیت یک‌سو تغذیه‌ای که داشته‌اند از جهت پایش و رؤیت‌پذیری موردتوجه چندانی قرار نگرفته‌اند. این دست از روش‌ها به‌طور خاص برای رؤیت جزئی شبکه‌های فشار ضعیف ارائه می‌گردند و قادر به نظارت بر شیوه شارش توان در نقاط استراتژیک شبکه فشار ضعیف توزیع و نیز پیاده‌سازی نظارت ولتاژی مناسب هستند.

در جدول ۴– ۴خلاصه‌ای از یکی از پروژه‌هایی که از این نوع از نصب حسگرها بهره برده، آورده شده است. در این پروژه اندازه‌گیرها در نقاطی مانند سمت فشار ضعیف پست توزیع، ابتدای فیدرها، در ابتدای انشعاب‌ها و محل نصب کنتور هوشمند مشترکین (از کنتورهای هوشمند به‌عنوان وسیله‌ای برای پایش شبکه استفاده می‌شود) نصب‌شده و سامانه‌های نظارتی و مدیریتی غیرمتمرکز برای مدیریت حجم بالای اطلاعات ارائه گردیده است.

جدول ۴– ۴– نگاهی اجمالی بر پروژه

نام مقاله / گزارش	**Real-Time Low Voltage Network Monitoring – ICT Architecture and Field Test Experience (مقاله)**
عملکردهای قابل‌انتظار	• رؤیت شبکه فشار ضعیف توزیع • تأمین اطلاعات لازم برای سامانه مدیریت توزیع و SCADA • پیاده‌سازی معماری غیرمتمرکز برای مدیریت بهتر حجم بالای داده‌ها
حس‌گرها	در رابطه با نوع حسگرها صحبتی به میان نیامده است.
محل نصب حسگرها	سمت فشار ضعیف پست توزیع – ابتدای فیدرها – در ابتدای انشعاب‌ها– استفاده از کنتورهای هوشمند به‌عنوان منبع اطلاعات
آیا از کنتور هوشمند استفاده‌شده؟	بله

پارامترهای اندازه‌گیری شده	برای هر تجهیز اندازه‌گیری متفاوت است. برای اطلاع به متن گزارش رجوع شود.

این مدل از نصب تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه مزایای فراوانی ازنظر عملکردهای نظارتی-کنترلی دارد اما از طرفی دیگر هزینه اولیه پیاده‌سازی آن در یک شبکه توزیع واقعی با توجه به گستردگی و پیچیدگی شبکه‌های فشار ضعیف بسیار بالا است. همچنین لازم به ذکر است که در طرح‌های پایشی که از این طرح نصب حسگرها استفاده می‌کنند، استفاده از داده‌های کنتورهای هوشمند در سامانه مدیریت توزیع امری رایج است. این دست از طرح‌ها هزینه پیاده‌سازی بالایی دارند و برای شبکه‌هایی توصیه می‌شوند که ضریب نفوذ بالای تولیدات پراکنده تجدید پذیر در آن‌ها وجود داشته باشد.

مزایا :

- نظارت به شبکه با استفاده از حسگرها و کنتورهای هوشمند نصب‌شده مشترکین، شیوه نصب حسگر به‌گونه‌ای است که بیشترین نقاط ممکن در شبکه تحت اندازه‌گیری قرار بگیرد و تمام نقاط استراتژیک در شبکه توزیع فشار ضعیف تحت پوشش سامانه نظارتی کنترلی قرار بگیرد.
- امکان استفاده از داده‌های برداشت‌شده از سمت ثانویه ترانسفورمرهای فشار ضعیف توزیع برای رؤیت وضعیت بارگذاری فیدر فشار متوسط در صورت زیادشدن پست‌های فشار ضعیف مجهز به حسگرهای اندازه‌گیری
- امکان رصد بهتر وضعیت بهره‌برداری شبکه به سبب نزدیکی محل نصب حسگرها به مشترکین نسبت به طرح‌های قبلی
- مکان‌یابی دقیق‌تر انواع رخدادها، اختلالات و مشکلات شبکه و آلودگی‌های کیفیت توانی به سبب تعدد بالاتر تجهیزات اندازه‌گیری نصب‌شده در شبکه
- امکان توسعه سامانه رؤیت شبکه با نصب گسترده کنتورهای هوشمند و تجمیع داده‌های سامانه‌های کنتورها و حسگرهای نصب‌شده در شبکه

معایب :

- تعداد حسگرهای موردنیاز برای این طرح بسیار بیشتر از طرح نوع اول و دوم است.
- در بسیاری از شبکه‌های فشار ضعیف نیازی به نصب این تعداد از حسگرها برای ارزیابی نحوه عملکرد شبکه وجود ندارد.

۴- ۲- ۵- نصب حس‌گر در ابتدای فیدر فشار ضعیف یا ترانسفورمر توزیع در کنار استفاده از داده‌های کنتورهای مشترکین و یا ابتدای فیدرهای فشار متوسط

در بسیاری از موارد بررسی‌شده، قبل از آن‌که اقدام به نصب تجهیزات اندازه‌گیری برای پایش شبکه فشار ضعیف شده باشد،شبکه‌های فشار متوسط ازنظر ولتاژ، جریان و شارش توان در نقاط محدودی تحت پایش قرار می‌گیرند. این پایش غالباً در نقطه **ابتدایی فیدرهای توزیع فشار متوسط در** (پست‌های فشار متوسط) صورت می‌گیرد. در پایش شبکه های فشار متوسط داده‌های حاصل از اندازه‌گیری‌ها در فواصل زمانی مشخص (و قابل تنظیم از راه دور) به سامانه‌های گردآوری اطلاعات ارسال می‌شود. سامانه‌های گردآوری اطلاعات با ثبت تاریخی داده‌های ارسالی از سمت حسگرهای نصب‌شده در سطح شبکه، امکان بررسی و مطالعات آتی بر روی این داده‌ها را فراهم می‌آورند. بهره‌بردار شبکه با استفاده از نتایج تحلیل‌های سامانه پایش شبکه قادر به ارتقای بهره‌وری عملیات شبکه و نیز ارتقای بازدهی بهره‌برداری از شبکه می‌گردد. به سبب گستردگی جغرافیایی شبکه‌های توزیع شمار حسگرهای موردنیاز برای پایش شبکه عددی بزرگ به خود گرفته و تعداد بالای حسگر در یک شبکه سبب بزرگی حجم داده‌های تولیدشده از حسگرها می‌گردد. برای آن‌که حجم بالا از داده‌ها برای بهره‌بردار شبکه قابل‌استفاده باشد، لازم است تا سامانه‌های پایش امکانات تحلیلی و هشداری موردنیاز برای مطلع نمودن بهره‌بردار از وضعیت کلی شبکه و نیز شرایط غیرعادی را داشته باشد.

حال با نصب تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه‌های فشار ضعیف توزیع (برای نمونه با استفاده از طرح نوع اول) و در دست داشتن اطلاعات زمان حقیقی از وضعیت بهره‌برداری از شبکه‌های LV این امکان فراهم می‌شود که بتوان اطلاعات برداشت‌شده از این حسگرها را به سامانه‌های نظارت بر شبکه‌های توزیع فشار متوسط افزود. تلفیق داده‌های برداشت‌شده از حسگرها در سطوح ولتاژی LV و MVسبب توسعه عملکردهای زیادی می‌شود. برای نمونه تحلیل ولتاژی شبکه‌های توزیع فشار متوسط به سبب پایش پست‌های فشار ضعیف بسیار دقیق‌تر شده و علت‌یابی و مکان‌یابی مشکلات ولتاژی شبکه بسیار ساده‌تر می‌گردد.

مثال‌های ذکرشده در بخش‌های ۴-۱-۱ و ۴-۱-۲ هر دو علاوه بر استفاده از نصب تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه فشار ضعیف اقدام به پایش شبکه‌های فشار متوسط نیز کرده بودند. هدف از این مدل از پایش سیستم‌های توزیع آن است که سامانه پایش جامعی در شبکه به وجود آید که قادر به تشخیص و صدور هشدار در صورت وقوع شرایط غیرعادی در شبکه باشد. علاوه بر این نیاز است تا بهره‌بردار به هنگام برنامه‌ریزی برای عملیات توسعه و تقویت شبکه اطلاعاتی کامل از وضعیت بهره‌برداری در طول دوره زمانی نسبتاً طولانی داشته باشد تا تصمیم‌گیری‌های اخذشده بهترین نتایج را به همراه داشته باشند.

مزایا :

- امکان استفاده از داده‌های برداشت‌شده از سمت ثانویه ترانسفورمرهای فشار ضعیف توزیع برای رؤیت وضعیت بارگذاری فیدر فشار متوسط در صورت زیادشدن پست‌های فشار ضعیف مجهز به حسگرهای اندازه‌گیری
- امکان تلفیق داده‌های برداشت‌شده در سطوح مختلف ولتاژی با یکدیگر برای پایش یکپارچه شبکه توزیع

معایب :

- یکی از معایب عمده این طرح عدم تعریف الگوریتم جایابی برای تجهیزات اندازه‌گیری در سطح شبکه‌های توزیع فشار متوسط است.

۴- ۳- دسته‌بندی تجربیات بین‌المللی برحسب عملکردهای قابل‌انتظار از حسگرهای نصب‌شده

الف- سامانه گردآوری داده و پایش شبکه

در وهله اول لازم است تا توضیحاتی کلی در مورد سامانه‌های نظارتی-کنترلی مرسوم در شبکه‌های قدرت آورده شود. این سامانه‌ها به‌طورکلی اطلاعاتی زمان-حقیقی در مورد شبکه را جمع‌آوری کرده و در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار می‌دهند. علاوه بر جمع‌آوری اطلاعات، این سامانه‌ها به قابلیت‌هایی برای مدل کردن شبکه و تحلیل اطلاعات گردآوری‌شده نیز مجهز هستند. اطلاعات گردآوری‌شده می‌تواند طیف گسترده‌ای از داده‌ها نظیر وضعیت باز یا بسته بودن سوییچ‌ها و مدار شکن‌ها، مقادیر اندازه‌گیری شده جریان و ولتاژ را شامل شود. داده‌های حاصل از اندازه‌گیری‌ها در بازه‌های مشخص زمانی (قابل‌کنترل و بازخوانی از راه دور)، به سامانه‌های مرکزی کنترل ارسال می‌گردند.

برای اطلاع از رخدادهای شبکه عموماً عملکردهایی برای پردازش داده‌های برداشت‌شده از سطح شبکه طراحی می‌گردد تا در صورت بروز رخدادهای شبکه سامانه از آن‌ها مطلع شده و در صورت وخامت اوضاع هشدارهای لازم برای بهره‌بردار شبکه ارسال گردد. برای نمونه یکی از مهم‌ترین عملکردهای مربوط به سامانه‌های پایش شبکه، مقایسه داده‌های برداشت‌شده در هرلحظه با مقادیر نامی تجهیزات و محدودیت‌های بهره‌برداری است. با استفاده از این داده‌های برداشت شده، تشخیص وقوع اضافه‌بار در تجهیزاتی نظیر ترانسفورمرها و فیدرها و یا خروج اندازه ولتاژ شبکه از حدود مجاز قابل‌تشخیص است. البته به‌طورکلی در سامانه‌های نظارتی عملکردهایی نظیر اطلاع از وضعیت باز یا بسته بودن کلیدها و نیز عملکرد و یا عدم عملکرد رله‌ها نیز می‌تواند زیرمجموعه‌ای از داده‌های گردآوری‌شده باشد.

ستون فقرات یک سامانه نظارت بر شبکه، وجود قابلیتی برای ثبت هم‌زمان داده‌های برداشت‌شده از شبکه و گرداوری مؤثر داده‌ها است. عموماً در سامانه‌های ثبت داده‌های تاریخی میانگین داده‌های برداشت‌شده از تجهیزات اندازه‌گیری در فواصلی از قبل مشخص شده (برای نمونه ارسال داده در هر ۱ تا ۱۰ دقیقه) در سامانه ثبت‌شده تا بتواند در آینده مورداستفاده قرار بگیرد.

ب- سامانه مدیریت توزیع

یک سامانه مدیریت توزیع مجموعه‌ای از عملکردهایی است که توسط بهره‌بردار شبکه توزیع مورداستفاده قرار می‌گیرد تا عملکرد شبکه توزیع پایش، کنترل و بهینه گشته و پیچیدگی‌های ساختاری آن مدیریت شود. هدف نهایی یک سامانه مدیریت توزیع آن است که یک شبکه توزیع به هوشمندی و خود ترمیمی رسیده و قابلیت اطمینان، کیفیت خدمات‌رسانی به مشترکین، بازدهی و اثربخش واقع‌شدن عملیات شبکه بهبود یابد. در شکل ۴- ۲ نمونه‌ای از ساختار و معماری یک سامانه مدیریت توزیع به‌طورکلی آورده شده است.



شکل ۴- ۲- ساختار و اجزای اصلی تشکیل‌دهنده یک سامانه مدیریت توزیع

در این پروژه هدف آن است تا کارایی حسگرهای مغناطیسی برای پایش شبکه‌های توزیع مورد ارزیابی قرار بگیرد. همان‌گونه که از شکل ۴- ۲ پیداست، سامانه‌های پایش شبکه بخشی از سامانه مدیریت توزیع محسوب می‌شوند که خود به زیرسامانه‌هایی نظیر پایش توپولوژی شبکه، پایش وضعیت بهره‌برداری از شبکه و نیز پایش منابع انرژی پراکنده قابل قسمت هستند. پایش توپولوژی شبکه عموماً از طریق اطلاع از باز و بسته بودن تجهیزات قطع و وصل مدار صورت گرفته و حسگرهای ولتاژی و جریانی برای پایش وضعیت بهره‌برداری از شبکه و یا منابع انرژی پراکنده کاربرد دارند.

کاربردهای سامانه‌های پایش شبکه توزیع که با استفاده از حسگرهای مغناطیسی قابل پیاده‌سازی هستند، از [۱۸]- [۴۰] استخراج شده و در ادامه آورده شده است. در این عملکردها برخی نسبت به سایرین کارکردی بنیادین داشته و

اطلاعات موردنیاز برای بسیاری از عملکردها را تهیه می‌کنند. از همین رو در آنتن‌های توضیحات هر عملکرد خلاصه‌ای از کارکرد موردنظر و وابستگی آن به عملکردهای دیگر آورده شده است.

۴- ۳- ۱- نمایش شارش توان و ثبت داده‌های تاریخی

یکی از اصلی‌ترین عملکردهای مورد انتظار از سامانه‌های نظارتی توزیع، اندازه‌گیری و نظارت بر شارش توان در سطح شبکه است. اندازه توان گذرنده از فیدرها و ترانسفورمرها در بسیاری از عملکردهای سطح بالاتر که در همین بخش به آن‌ها پرداخته خواهد شد، کاربرد دارد. در تجربیات بین‌المللی بررسی‌شده عنوان می‌شود که علاوه بر تعیین اندازه توان گذرنده از تجهیزات بهتر است که جهت توان نیز معلوم گردد تا در مواردی که برای مثال در شبکه منبع تولید پراکنده وجود دارد، امکان صدور هشدار برای شرایط وقوع شارش توان در جهت معکوس وجود داشته باشد. برخی از عملکردهای قابل‌دستیابی با استفاده از پایش شارش توان عبارت‌اند از:

- فراهم آوردن امکان رصد میزان بارگذاری و شارش توان شبکه‌های توزیع در تلفیق با نقشه‌های جغرافیایی برای استفاده داده‌ها برای پرسنل حوزه کنترل و برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع در مواردی نظیر مدیریت بار و پاسخگویی به خاموشی‌ها
- فراهم آوردن امکان دریافت گزارش‌ها و تحلیل‌های دوره‌ای از میزان مصرف در نقاط مختلف شبکه در زمان‌های مختلف
- برنامه‌ریزی کلیدزنی و تغییر آرایش در شبکه‌های توزیع با استفاده از داده‌های برداشته شده از حس‌گرها
- کمک به عملیات انتقال بار در شبکه‌های توزیع فشار متوسط
- مدیریت بهتر شرایط خطا، تعمیرات و خاموشی‌ها در شبکه‌های توزیع
- استفاده از داده‌های برداشت شده از این کاربرد در مواردی نظیر: پایش وضعیت بارگذاری ترانسفورمرها و فیدرها، ثبت داده‌های تاریخی و پیش‌بینی بار، توسعه شبکه و پایش ضریب توان نیز استفاده می‌گردد.
- تلفیق داده‌های برداشت شده از توان های شارش شده در شبکه با نقشه‌های جغرافیایی در نرم‌افزارهایی نظیر PowerOn برای پایش برخط وضعیت بهره‌برداری از شبکه

برخی مزایای پایش زمان حقیقی شارش توان:

- جلوگیری از اضافه‌بار در اثر عملیاتی که با تغییری در آرایش شبکه همراه است: نظیر بازیابی بارهای از دست رفته یا برقراری تعادل سه‌فاز به شبکه
- درک بهتر شیوه شارش توان در اثر اضافه شدن تولیدات پراکنده
- نظارت بر رفتار شبکه در اثر افزایش دیماند
- کمک به بهبود اثربخشی عملیات کنترلی شبکه
- تشخیص وقوع اضافه‌بار و یا تجهیزاتی که نزدیک به اضافه‌بار هستند
- امکان پیاده‌سازی تخمین وضعیت شبکه با استفاده از اندازه‌گیری‌های مستقیم و شبه اندازه‌گیری‌ها

برای نظارت بر توان شارش شده در تجهیزات نیاز است تا توان‌های اکتیو، راکتیو و ظاهری در فواصل زمانی مشخص و قابل تنظیم از راه دور به سامانه مرکزی نظارت بر عملکرد شبکه ارسال گردد، تا امکان پیاده‌سازی تحلیل‌های مبتنی بر اندازه و جهت توان شارش شده وجود داشته باشد.

برای اندازه‌گیری توان سه‌فاز لازم است تا ولتاژ و جریان‌های سه‌فاز، هر سه اندازه‌گیری شوند. برای آنکه اطلاعات برداشته‌شده از حسگرها کاربردهای لازم را داشته باشد، لازم است تا سامانه‌های برخط جمع‌آوری اطلاعات با سرعتی مشخص در بازه‌ای از زمان داده‌های محاسبه‌شده در حسگرها را بازخوانی نمایند. برای نمونه در برخی از پروژه‌های بررسی‌شده در بخش دوم از این گزارش زمان به‌روزرسانی اطلاعات برای توان‌های اندازه‌گیری شده در سامانه برخط مدیریت اطلاعات، هر ۱۰ دقیقه عنوان‌شده است. البته لازم به ذکر است که هر چه سرعت به‌روزرسانی اطلاعات در سامانه‌های بر خط بیشتر باشد، وضوح و دقت داده‌های ثبت‌شده و دقت نتایج حاصل‌شده از تحلیل این داده‌ها بیشتر می‌شود اما به سبب پیچیدگی‌های فنی و پدید آوردن امکان مدیریت حجم بالایی از اطلاعات، بهتر است که سرعت به‌روزرسانی داده‌ها در سامانه‌های نظارتی در حدودی قابل‌قبول باقی بماند. البته علاوه بر نرخ به‌روزرسانی اطلاعات در سامانه‌های برخط، نرخ نمونه‌برداری ماژول حسگرها نیز اهمیت ویژه‌ای دارد. این نرخ با توجه به کارکردهای مورد انتظار از سامانه‌های نظارتی تعیین می‌شود.

الف- برخی ملاحظات فنی در انتخاب ماژول‌های اندازه‌گیری برای پیاده‌سازی این کاربرد

در ماژول‌های اندازه‌گیری نصب‌شده در سطح شبکه، یکی از مهم‌ترین مواردی که باید در نظر گرفته شود، نرخ نمونه‌برداری از سیگنال‌های ولتاژ و جریان است. بسته به نوع کاربردهایی که از ماژول‌های اندازه‌گیری انتظار می‌رود بزرگی نرخ نمونه‌برداری متفاوت خواهد بود. بنا بر قاعده نایکوئیست، حداقل نرخ نمونه‌برداری لازم برای امکان بازتولید یک سیگنال با فرکانس f، برابر با 2f است. لذا ازنظر تئوری برای محاسبه فازور سیگنال‌های ولتاژ و جریان در فرکانس قدرت ۵۰ هرتز، لازم است تا نرخ نمونه‌برداری حداقل برابر با ۱۰۰ نمونه بر ثانیه باشد. با بالا رفتن نرخ نمونه‌برداری از سیگنال‌های ولتاژی و جریانی، دقت محاسبات فازوری بالاتر رفته و امکان محاسبه هارمونیک‌های بالاتر نیز پدید می‌آید، اما از طرفی دیگر حجم محاسبات و هزینه ماژول‌های محاسباتی بالاتر می‌رود. برای کارکردهایی که در آن‌ها صرفاً اندازه‌گیری توان‌های ظاهری، اکتیو و راکتیو در فرکانس قدرت هدف اصلی باشد، نیازی به انتخاب نرخ‌های نمونه‌برداری بالا نیست. برای نمونه در کنتورهای Itron، نرخ نمونه‌برداری از سیگنال‌های ولتاژی و جریانی برابر با ۶۰۰ نمونه بر ثانیه یا ۱۰ نمونه بر سیکل (برای شبکه‌ای با فرکانس قدرت ۶۰ هرتز) است [۴۱]. اما در عمل عملکردهای دیگری نظیر کارکردهای مرتبط با کیفیت توان و یا ثبت اغتشاشات شبکه هم وجود دارند که نیازمند نرخ بالاتری از نمونه‌برداری از سیگنال‌های ورودی هستند. به همین جهت در کنتورهای پیشرفته‌تر نرخ نمونه‌برداری بیشتر شده و امکان محاسبه فازور مربوط به هارمونیک پانزدهم (حداقل ۱۵۰۰ نمونه بر ثانیه) را نیز فراهم می‌آورد. برای نمونه، در کنتورهای Landis Gyr Focus AX نرخ نمونه‌برداری برابر با ۱۷۲۴ نمونه بر ثانیه است [۴۲].

از سویی دیگر تعداد بیت‌های مبدل آنالوگ به دیجیتال نیز برای ماژول‌های اندازه‌گیری باید مشخص باشد. برای نمونه برای مبدل‌های آنالوگ به دیجیتال ۸، ۱۶، ۲۰ و ۲۴ بیت بسته به وضوح تبدیل، خطای توان اندازه‌گیری متفاوت

است. با جریان فرض جریان سه‌فاز گذرنده‌ای برابر با ۶۰۰ آمپر از تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه فشار ضعیف توزیع (ولتاژ ۴۰۰ ولت سه‌فاز) خطای محاسباتی ناشی از مبدل آنالوگ به دیجیتال انتخابی در جدول ۴- ۵ آورده شده است. دیده می‌شود که هرچند میزان توان اندازه‌گیری شده با افزایش تعداد بیت‌ها دقیق‌تر می‌شود، اما عملاً از ۱۶ بیت به بعد افزایش دقت بسیار ناچیز بوده و عملاً تأثیر چندانی در عملکرد پایش جاری شدن توان در شبکه ندارد [۴۲].

جدول ۴- ۵- حداقل خطای محاسباتی در اثر محدود بودن تعداد بیت مبدل آنالوگ به دیجیتال

تعداد بیت‌های استفاده‌شده در مبدل آنالوگ به دیجیتال	میزان خطای محاسباتی برحسب وات	میزان خطای محاسباتی برحسب درصد
۸	۱۶۲۳٫۸	۰٫۳۹۱
۱۶	۶٫۳۴۳۰	۰٫۰۰۱۵
۲۰	۰٫۳۹۶۴	$۹٫۵۴*۱۰^{-۵}$
۲۴	۰٫۰۲۴۸	$۵٫۹۶*۱۰^{-۶}$
۳۲	$۹٫۶۸*۱۰^{-۵}$	$۲٫۳*۱۰^{-۸}$

البته علاوه بر امکانات پایشی، ممکن است کارکردهایی برای ثبت رویدادهای شبکه نیز تعریف گردد. یکی از قابلیت‌هایی که در تجربیات بین‌المللی موردتوجه قرارگرفته، امکان ثبت داده‌های اندازه‌گیری شده با وضوح‌بالا به‌صورت محلی برای مدت‌زمانی کوتاه است. این عملکرد سبب می‌شود که پس از وقوع پیشامد یا رخدادی در شبکه بهره‌بردار قادر به فراخوانی داده‌های ثبت‌شده با وضوح‌بالا از ماژول‌های نصب‌شده در پست‌ها باشد. البته این قابلیت با رویکردهای متفاوتی پیاده‌سازی شده است. برای نمونه ممکن است ماژول‌ها به عملکردی برای تشخیص وقوع اختلال در شبکه مجهز شوند و در صورت بروز اختلال، ولتاژها و جریان‌های اندازه‌گیری شده با نرخ نمونه‌برداری بسیار بالا (برای نمونه حداقل ۴ کیلوهرتز برای ثبت اختلالات شبکه) ثبت و به سامانه جمع‌آوری داده‌های حاصل از اندازه‌گیری‌ها ارسال گردد.

یکی از عمده مصارف اطلاعات حاصل‌شده از اندازه‌گیری توان شارش شده در شبکه، استفاده از آن‌ها در سامانه‌های تخمین وضعیت است. در این سامانه‌ها با استفاده از مدل‌سازی دقیق شبکه، اطلاعات تاریخی موجود از مصرف‌کنندگان و اطلاعات تولیدشده توسط تجهیزات اندازه‌گیری تخمینی از پارامترهای بهره‌برداری از شبکه نظیر بارگذاری خطوط و یا اندازه و زاویه ولتاژهای باس‌های مختلف شبکه محاسبه می‌گردد. این روش‌ها به سبب دقت و کارایی که در ارائه اطلاعات بهره‌برداری از شبکه با استفاده از حداقل تعداد حس‌گر موردنیاز دارند، موردتوجه بسیاری قرارگرفته‌اند.

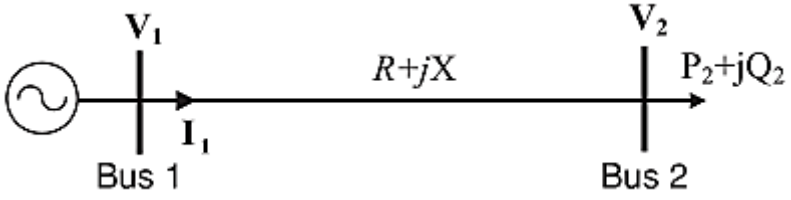
ب- اطلاع از شیوه پخش توان با استفاده از تخمین وضعیت

هدف از آنالیز پخش توان، تحلیل وضعیت بهره‌برداری از شبکه در حالت steady state است. اطلاعات مستخرج از این عملکرد تحلیلی، عموماً مشتمل بر ولتاژ گره‌ها و توان شارش شده در شاخه‌های شبکه می‌گردد. این عملکرد درواقع یکی از ابتدایی‌ترین ابزارهای در دسترس برای سامانه‌های مدیریت توزیع است که به بر پایه آن عملکردهای حوزه تحلیل، بهره‌برداری و برنامه‌ریزی شبکه استوار می‌گردد.

به سبب دشواری‌های ناشی از گستردگی شبکه توزیع و نیز هزینه‌بر بودن نصب شمار بالای حس‌گر جهت اندازه‌گیری زمان حقیقی پارامترهای بهره‌برداری، نظارت بر شبکه‌های توزیع بسیار محدود است. به همین جهت شبکه‌های توزیع به سبب کاستی‌های مرتبط با تعداد نقاط اندازه‌گیری شده رؤیت‌پذیری چندانی نداشته است. درصورتی‌که وضعیت شبکه قابل تخمین باشد، با استفاده از تعداد محدودی از نقاط اندازه‌گیری می‌توان پارامترهای بهره‌برداری از شبکه را محاسبه نمود. رؤیت‌پذیری و کنترل‌پذیری یک سیستم دوال‌های ریاضی هستند. این امر بدان معناست که سامانه‌ای که به‌طور مؤثری رؤیت‌پذیر نباشد، قابل‌کنترل هم نخواهد بود. با در مدار آمدن منابع انرژی پراکنده (DER) نظیر منابع تولید پراکنده، اتومبیل‌های برقی، پمپ‌های حرارتی و بارهای کنترل‌پذیر میزان عدم قطعیت شبکه در تخمین بار به‌مراتب نسبت به یک شبکه توزیع سنتی بالاتر رفته است.

تخمین وضعیت شبکه علاوه بر کاهش خطاهای موجود در اندازه‌گیری‌های انجام‌شده، اطلاعاتی تخمینی از وضعیت بهره‌برداری از شبکه در نقاط مختلف ارائه می‌نماید. روش‌های تخمین وضعیت شبکه به‌طور گسترده در شبکه‌های انتقال مورداستفاده قرار می‌گیرند. البته لازم به ذکر است که شبکه‌های انتقال در سطح مطلوبی به تجهیزات اندازه‌گیری مجهز هستند. برای شبکه‌های توزیع که کاستی‌هایی در شمار اندازه‌گیری‌های بهنگام در مقایسه با شبکه‌های انتقال دارند، شمار زیادی از شبه‌اندازه‌گیری‌ها می‌توانند به‌عنوان ورودی‌های سامانه تخمین وضعیت شبکه به‌کاربرده شوند.

برای توضیح بهتر تخمین وضعیت شبکه از یک مثال استفاده خواهد شد. شبکه ساده شکل ۴- ۳ را در نظر بگیرید. ولتاژ باس ۲ در این شبکه با استفاده از رابطه (۴- ۱) محاسبه می‌شود. با فرض آنکه ولتاژ باس ۱ و جریان خروجی از آن همانند (۲- ۴) تعیین گردد، ولتاژ باس ۲ (Z_2) همانند (۴- ۳) محاسبه می‌گردد. به‌طورکلی تر رابطه (۴- ۳) را می‌توان به فرم رابطه (۴- ۴) بازنویسی نمود. در این معادله z ماتریس اندازه‌گیری، h توابع مرتبط با معادلات مداری (یا معادلات پخش توان)، xمتغیر حالت و e ماتریس خطای اندازه‌گیری است. مقدار واقعی xقابل‌محاسبه نیست، اما می‌توان مقدار تخمینی آن را به دست آورد. با فرض قرار دادن مقدار تخمین زده‌شده پارامتر x در معادله (۴- ۴) فرم معادله به‌صورت (۴- ۵) می‌شود. در این معادله r خطای اندازه‌گیری (یا باقی‌مانده اندازه‌گیری) است.



شکل ۴- ۳- یک شبکه ساده دارای دو باس‌بار

$$\mathbf{V_2} = \mathbf{V_1} - \mathbf{I_1}(R + jX) \quad (۱-۴)$$

$$\mathbf{V_1} = \mathbf{x_1}, \mathbf{I_1} = \mathbf{x_2} \quad (۲-۴)$$

$$\mathbf{z_2} = [\mathbf{x_1} - \mathbf{x_2}(R + jX)] + \mathbf{e_2} \quad (۳-۴)$$

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (۴-۴)$$

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) + \mathbf{r} \quad (۴-۵)$$

برای آنکه وضعیت شبکه تخمین زده شود می‌توان به (۴- ۵) به چشم یک مسئله بهینه‌سازی نگاه کرد که در آن مقدار rمی‌بایست حداقل گردد. البته باید توجه داشت که برای استفاده از تجهیزات اندازه‌گیری مختلف در تعیین مقادیر اندازه‌گیری شده باید از ضرایب وزنی برای تعیین دقت حسگر در مسئله بهینه‌سازی استفاده نمود. یکی از روش‌های پراستفاده در امر تخمین وضعیت شبکه روش Weighted Least Square (WLS) بوده که در ادامه به شکل اجمالی به آن پرداخته خواهد شد.

ج- تخمین وضعیت با استفاده از روش(Weighted Least Square (WLS

در روش WLS تابعی برحسبr(ذکرشده در معادله (۴- ۵)) تعریف می‌شود. رابطه مربوط به محاسبه r در (۴- ۶) آورده شده است. برای به دست آوردن تخمین متغیر حالت نیاز است تا برای مسئله بهینه‌سازی یک تابع هدف تعیین گردد. این تابع هدف در (۴- ۷) آورده شده است. پاسخ معادله (۴- ۷) تخمینی از مقدار متغیر حالت را تعیین می‌کند که باید قید ارائه‌شده در (۴- ۸) را رعایت نماید. در (۴- ۸)،H ماتریس ژاکوبین توابع اندازه‌گیری h(x) است. پاسخ (۴- ۷) عموماً با استفاده از روش‌های حل مبتنی بر تکرار به‌دست‌آمده که در آن‌ها لازم است که h(x) در همسایگی $\mathbf{x^k}$ خطی‌سازی شود. برای پیاده‌سازی روش حل مبتنی بر تکرار، لازم است تا در تکرار اول یک حدس از مقادیر اولیه متغیرهای حالت زده شود و در هر تکرار (k) یک دسته از معادلات همانند (۴- ۹) نوشته می‌شود. (۴- ۹) معادله نرمال مسئله WLS نامیده می‌شود.G(x) در این معادله همانند (۴- ۱۰) محاسبه می‌شود. تکرار الگوریتم تا زمانی که تغییرات xدر (۴- ۱۱) به یک مقدار کوچک میل کند ادامه خواهد داشت.

$$\rho(r_i) = (z_i - h_i(x))^2 \quad (۴-۶)$$

$$\min F(\mathbf{x}) = \min \sum_{i=1}^{m} w_i (z_i - h_i(x))^2 = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (۴-۷)$$

$$\frac{\partial F(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}) \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] = 0 \quad (۴-۸)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) \Delta \mathbf{x}^k = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)] \quad (۴-۹)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \mathbf{W} \mathbf{H}(\mathbf{x}) \quad (۴-۱۰)$$

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \Delta \mathbf{x}^k \quad (۴-۱۱)$$

در روش‌های تخمین وضعیت شبکه باید سازوکارهایی برای حذف خودکار داده‌های بد وجود داشته باشد. برای تشخیص این امر یکی از راهکارهای ارائه‌شده بروز مانده‌های بزرگ در تخمین وضعیت شبکه است. این امر به‌خصوص در مواردی که از شبه‌اندازه‌گیری‌ها به‌جای اندازه‌گیری مستقیم استفاده می‌شود بسیار حائز اهمیت است. شبه‌اندازه‌گیری‌ها داده‌هایی هستند که از اندازه‌گیری مستقیم بهنگام پارامترهای شبکه حساب‌نشده‌اند و از داده‌هایی نظیر اطلاعات کنتورها و یا اطلاعات کلی در مورد نوع مصرف‌کننده و مصرف کلی آن‌ها حساب‌شده‌اند.

لازم به ذکر است که آرایش تجهیزات اندازه‌گیری (نوع تجهیزات، محل نصب و دقت آن‌ها) اثری بزرگ بر کیفیت داده‌های حاصل از تخمین وضعیت شبکه دارند. به همین جهت در تخمین وضعیت باید تأثیر آرایش کلی تجهیزات اندازه‌گیری نصب‌شده در شبکه بر روی خطاهای احتمالی بر روی متغیرهای حالت دیده شود.

با بررسی برخی از پروژه‌های عملی نظیر موارد بررسی‌شده در بند ۲- ۱ و ۲- ۲ پروژه مشخص شد که برای آنکه داده‌های تاریخی ثبت‌شده بتواند به‌صورت حداکثری قابل‌استفاده واقع شود لازم است که به همراه اطلاعات تکمیلی در سامانه موردنظر ثبت گردد. برای نمونه همه اندازه‌گیری‌های ارسال‌شده توسط هر حس‌گر می‌بایست همراه با زمان دقیق ارسال اطلاعات، مکان نصب، نام تجهیز تحت نظارت و نیز اختصاص یک کد مخصوص به هر حسگر باشد. اختصاص یک کد به هر حسگر و همراهی داده ارسالی با این کد سبب می‌شود که در صورت بروز خطا تجهیزات اندازه‌گیری نصب‌شده در سطح شبکه امکان یافتن تجهیز معیوب از اطلاعات ثبت‌شده به‌سادگی فراهم گردد و در صورت نیاز به جایگزین نمودن تجهیز، گروه تعمیر از مشخصات حس‌گر اطلاع داشته باشد.

علاوه بر موارد ذکرشده در بالا لازم است تا برای مدل‌سازی شبکه در سامانه نظارتی اطلاعات کامل تجهیزات شبکه و نیز مختصات جغرافیایی هر یک در سامانه ثبت گردد. این اطلاعات با ساده‌سازی رابط کاربری نرم‌افزار پایش شبکه امکان تلفیق سامانه نظارتی را با یک سامانه GIS فراهم می‌آورد. تلفیق داده‌های خوانده‌شده توسط حسگرها با سامانه‌هایGIS سبب ارتقای بهره‌وری سامانه نظارتی شده و در بسیاری از عملکردها می‌تواند عملیات شبکه را ساده‌سازی کند.

نتیجه:

نیازسنجی عملکرد:	اندازه‌گیری، ثبت و تحلیل اندازه و جهت (جهت شارش در حضور ضریب نفوذ بالای تولیدات پراکنده اهمیت بیشتری پیدا می‌کند) شارش توان در شبکه‌های توزیع یکی از عملکردهای بنیادین سامانه‌های نظارتی-کنترلی بوده و سنگ بنای بسیاری از عملکردهای دیگر است. این عملکرد هم در سامانه‌های مدیریت شبکه‌های فشار متوسط و هم‌فشار ضعیف کاربرد گسترده‌ای دارد.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حسگر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	**تجهیزات اندازه‌گیری:** حداقل سه حس‌گر ولتاژی و سه حسگر جریانی برای اندازه‌گیری توان‌های اکتیو، راکتیو و ظاهری شبکه (لازم به ذکر است که بسته به طرح ممکن است برای اندازه‌گیری ولتاژ نوترال نسبت به زمین و یا خواندن جریان نوترال نیاز به حسگرهای بیشتری باشد)

امکانات محاسباتی محلی:

نیاز به وجود تجهیزی الکترونیکی برای پردازش سیگنال‌های خروجی حسگرها به داده‌های قابل معنی برای سامانه تحلیل و ثبت داده

نرخ نمونه‌برداری محلی: حسگرها بسته به اهداف مورد انتظار از سامانه پایشی: بین ۶۰۰ نمونه بر ثانیه تا ۴۰۰۰ نمونه بر ثانیه

امکانات مخابراتی:

در بسیاری از موارد برای ارسال داده‌های محلی اندازه‌گیری شده در این عملکرد از شبکه‌های مخابراتی مبتنی بر GPRSاستفاده‌شده است.

نرخ ارسال داده‌ها: ارسال یک داده در هر ۱، ۵ و یا ۱۰ دقیقه

امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:

در این عملکرد به نرم‌افزاری برای ثبت تاریخی، تحلیل و پدید آوردن امکان فراخوانی داده‌های ناشی از اندازه‌گیری‌های انجام‌شده نیاز است. بسیاری از تحلیل‌هایی که باید بر روی داده‌های تولیدشده توسط این عملکرد

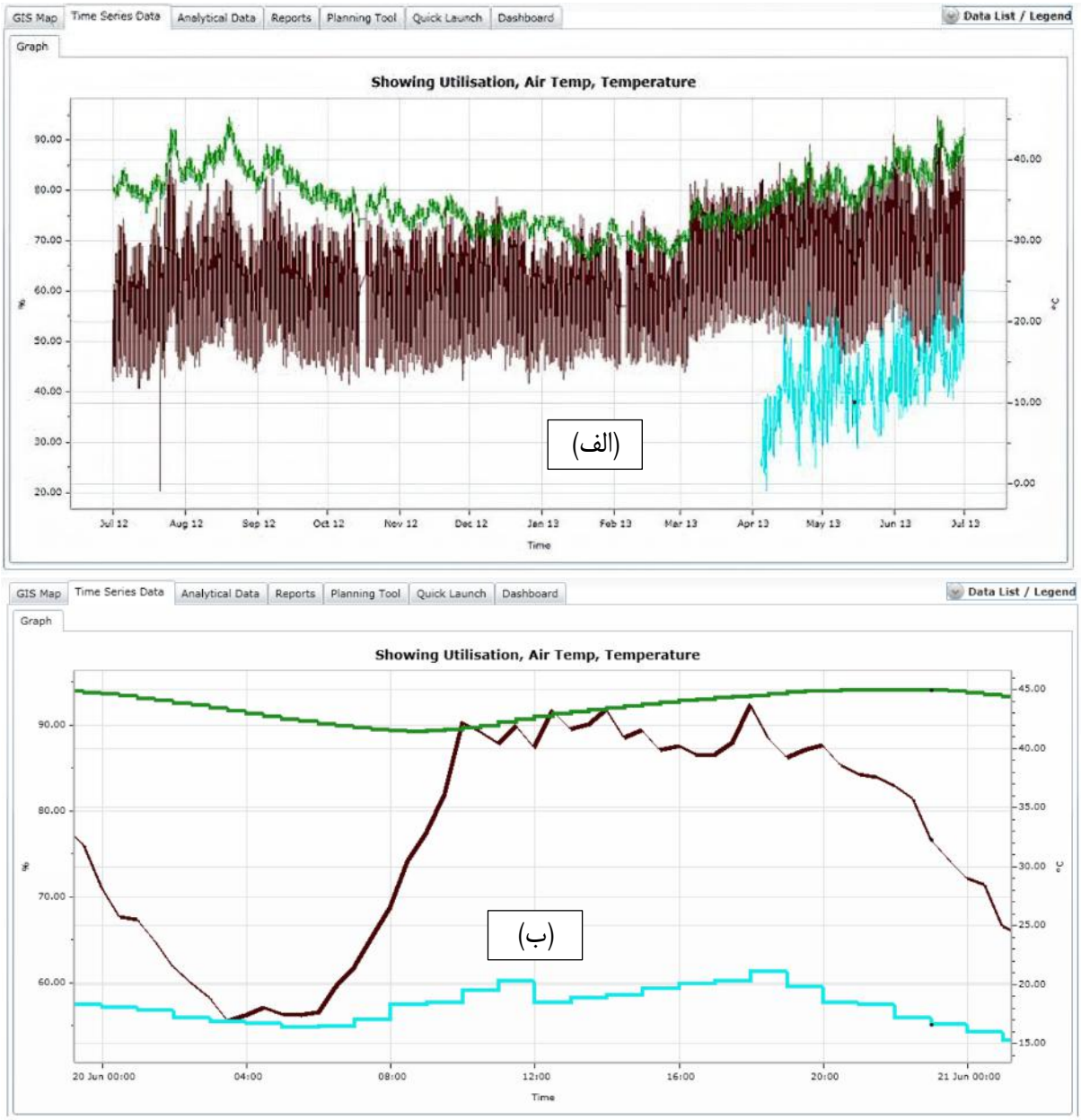
۴- ۳- ۲- پایش بارگذاری ترانسفورمرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها

به‌طورکلی یکی از عمده اهداف پروژه‌های نظارتی به‌خصوص در سطح شبکه‌های فشار ضعیف توزیع، رصد وضعیت بارگذاری و بهره‌برداری از ترانسفورمر فشار ضعیف است. یکی از مزایای استفاده از تجهیزات اندازه‌گیری و پایش بر خط وضعیت بهره‌برداری از شبکه امکان پیاده‌سازی طرح‌های تعیین ظرفیت پویای دارایی‌ها (Dynamic Asset Rating) است [۴۳]. به‌طور سنتی برای این ترانسفورمرها تدابیر خاصی برای نظارت برخط و نیز مدیریت بار و تعیین ظرفیت پویای تجهیز در نظر گرفته نمی‌شود. یکی از مهم‌ترین عملکردهای مستخرج از نظارت بر شارش توان (عملکرد الف) امکان رصد بارگذاری ترانسفورمرهای توزیع فشار ضعیف (بسته به محل نصب حسگرها) است. در امر پایش ترانسفورمرها رصد موارد کیفیت توانی و تعادل سه‌فاز نیز می‌تواند ذیل این کاربرد تعریف گردیده و از آسیب‌دیدگی‌های ناشی از بروز آلودگی های هارمونیکی شدید و یا برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز در ترانسفورمرها جلوگیری شود.

الف- مکان‌یابی اضافه‌بارها و ظرفیت‌های آزاد در سطح شبکه

در این عملکرد بارگذاری ترانسفورمرهای فشار ضعیف شبکه توزیع به‌صورت تاریخی ثبت‌شده و مقدار بار آن برای هرزمانی مشخص می‌گردد. داده‌های ناشی از اندازه‌گیری‌های ثبت‌شده تاریخی و نیز مشخصات مهم هر ترانسفورمر (مشخصاتی نظیر محل نصب، نوع نصب (زمینی یا هوایی)، محصور بودن ترانسفورمر در اتاقک توزیع و ...) در سامانه نظارت برخط ثبت می‌گردد. حال با استفاده از این داده‌ها ظرفیت‌های آزاد و نیز نقاطی که در آن‌ها ترانسفورمر شبکه دچار اضافه‌بار شده است مشخص می‌گردد. با تعیین محل وقوع اضافه‌بارها و ظرفیت‌های آزاد در ساعات و ایام مختلف، بهره‌بردار شبکه دید کاملی نسبت به شبکه ازنقطه‌نظر اصلاح بارگذاری دارایی‌ها پیدا می‌کند.

البته در امر مدیریت دارایی‌ها و به‌خصوص مدیریت بارگذاری ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع، تنها از حسگرهای جریانی و ولتاژی استفاده نشده است. ازآن‌جهت که تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمر و نیز حد بارگذاری حرارتی آن به دمای نقطه کار ترانسفورمر در ساعات مختلف بستگی دارد، در برخی از تجربیات بین‌المللی داده‌های حاصل از سنجش دمای ترانسفورمر و هواشناسی نیز در سامانه‌های نظارت بر شبکه‌های توزیع نیز در نظر گرفته‌شده‌اند. در شکل ۴- ۴ داده‌های برداشت‌شده از یک سامانه پایش عملکرد ترانسفورمر فشار ضعیف آورده شده است.



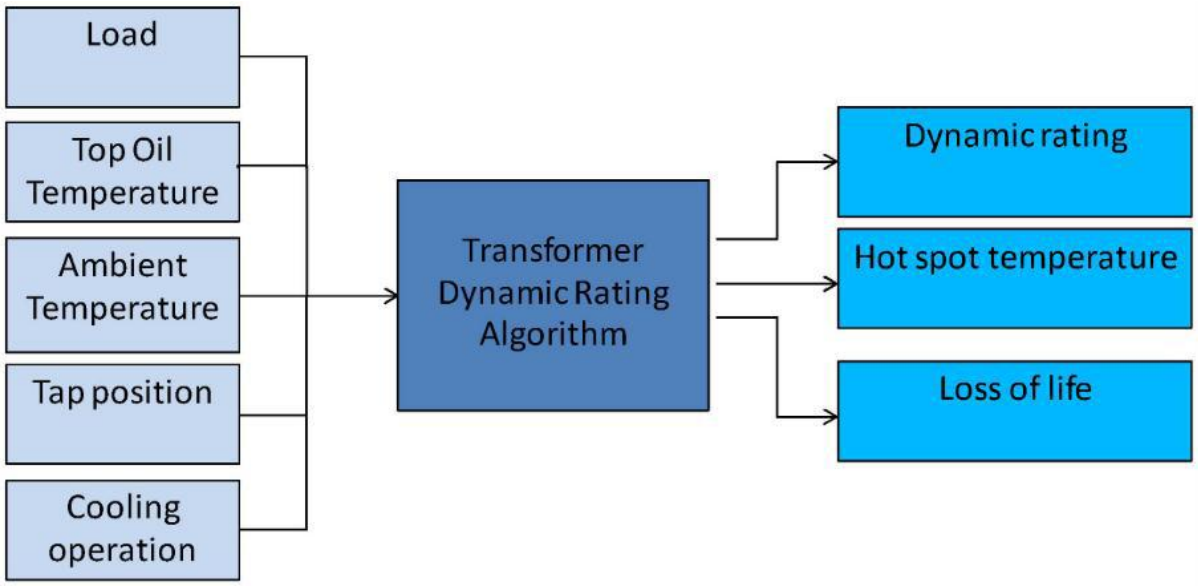
شکل ۴- ۴- میزان بارگذاری ترانسفورمر (برحسب درصد نمودار قهوه‌ای)، دمای هوای پست (نمودار سبز) و دمای هوای بیرون (نمودار فیروزه‌ای‌رنگ)— نمودار (الف) پایش عملکرد در ۱۲ ماه، نمودار (ب) پایش عملکرد ترانسفورمر در یک روز

ب- Dynamic Rating ترانسفورمرها

یکی از کاربردهای نصب تجهیزات اندازه‌گیری در پایانه فشار ضعیف شبکه‌های توزیع، امکان تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها (Dynamic Rating) در هر زمان است. ظرفیت پویای تجهیزات مبین آن است که میزان بارگذاری قابل‌قبول برای یک تجهیز می‌تواند تغییر کند و پارامتری ایستا نیست. برای ترانسفورمرها این مقدار برابر است با حداکثر بار متغیر بازمانی که اعمال آن به یک ترانسفورمر با در نظر گرفتن شرایط محیطی قابل‌قبول است. در حالت کلی ظرفیت ترانسفورمرها برحسب مگاولت‌آمپر و برحسب خروجی ثانویه آن‌ها برای شرایط فرکانس نامی، ولتاژ نامی در ثانویه، دمای محیطی ۳۰ درجه و دمایی در حدود ۱۱۰ درجه برای گرم‌ترین نقطه سیم‌بندی ترانسفورمر بیان می‌شود [۴۴]. ترانسفورمر

قدرت به‌طورکلی گران‌ترین دارایی در یک شبکه توزیع محسوب می‌شود. یکی از اهداف بهره‌برداران توزیع در پیاده‌سازی تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها افزایش طول عمر تجهیزات، بارگذاری بالاتر از ظرفیت نامی در زمان‌های مجاز و مدیریت بهتر شرایط غیرعادی بهره‌برداری از شبکه است.

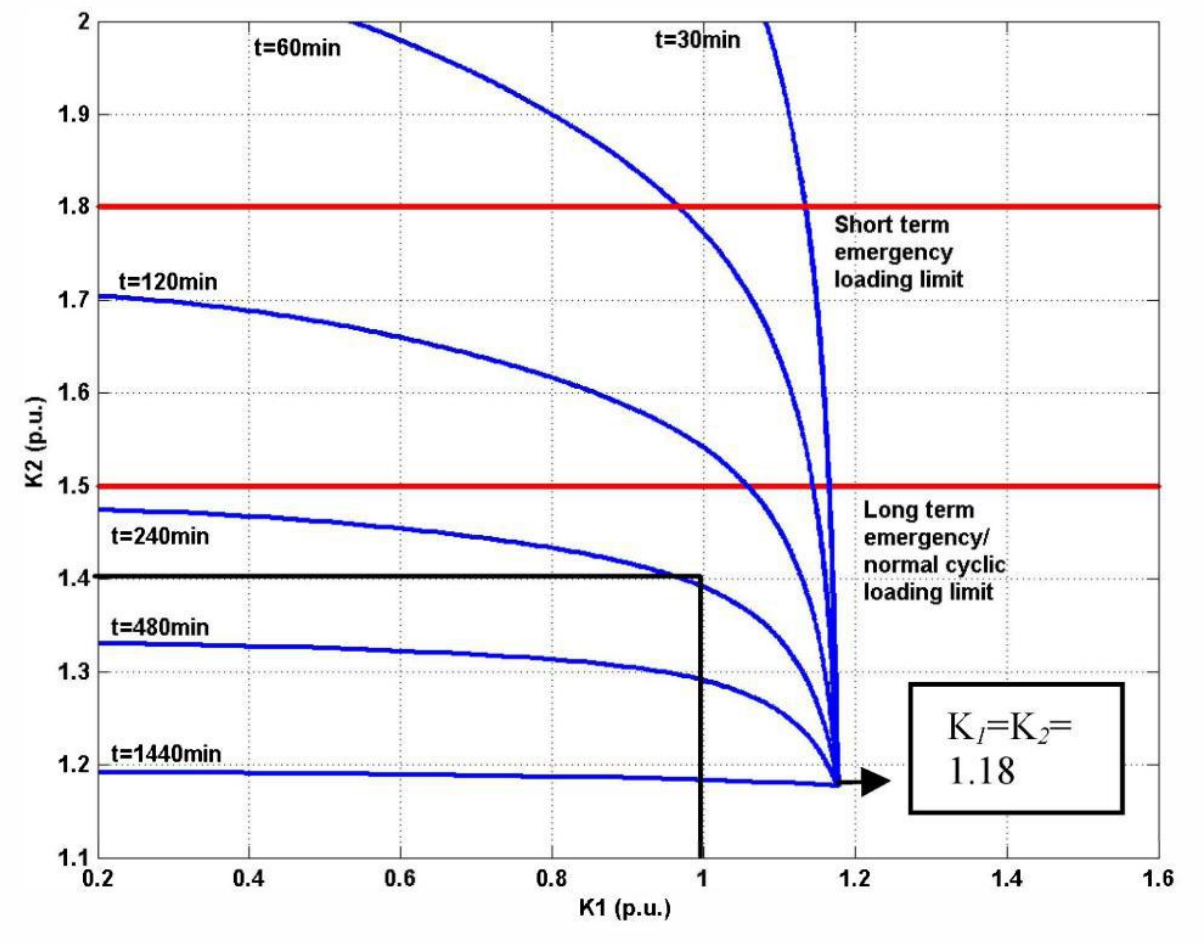
پیاده‌سازی تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها مبحث جدیدی بوده و تعداد اندکی از شرکت‌های توزیع بدان پرداخته‌اند. روش‌های مرسوم در تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها عموماً گران بوده چراکه به اطلاعاتی نظیر دمای روغن، میزان بار، دمای محیط، موقعیت تپ و وضعیت خنک‌سازی نیاز دارد که در ترانسفورمرهای توزیع که تجهیزات چندانی برای اندازه‌گیری زمان حقیقی پارامترهای بهره‌برداری ندارند اقتصادی نیست. اما با تعمیم کاربردهای مورد انتظار از تجهیزات اندازه‌گیری نسبت سود به هزینه این کارکرد حتی برای ترانسفورمرهای فشار ضعیف نیز بالاتر می‌رود. در شکل ۴- ۵ نمونه‌ای از یک سامانه تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها آورده شده است. البته بسته به روش استفاده‌شده در تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها ممکن است داده‌های مورد نیاز برای این الگوریتم بیشتر یا کمتر از موارد موجود در این شکل باشند.



شکل ۴- ۵- ورودی‌ها و خروجی‌های یک الگوریتم Transformer Dynmic Rating

برای نمونه در [۴۵] روشی ساده برای تعیین ظرفیت ترانسفورمر در هر زمان بسته به بارگذاری در زمان‌های قبلی در بخش ۲- ۱ مورد بررسی قرار گرفته است. در کشور نیوزلند [۴۶] نیز از نصب تجهیزات اندازه‌گیری برای پایش ترانسفورمرهای توزیع بزرگ‌تر از ۳ مگاولت‌آمپر اقدام به تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها با روشی نسبتاً ساده کرده‌اند. در این روش، برای ترانسفورمرهای مختلف استفاده‌شده در Unison کشور نیوزلند منحنی‌هایی نظیر شکل ۴- ۶ تولید شده است. در این منحنی K1 ضریب اولیه بار ترانسفورمر بوده و مقدار آن از تقسیم میزان بار اولیه ترانسفورمر بر مقدار نامی درج شده بر روی پلاک آن محاسبه می‌شود. K2 ضریب بار در دوره اضافه‌بار است. میزان بارگذاری برای دوره اضافه‌بار به‌گونه‌ای تعیین شده که نرخ پیر شدن ترانسفورمر در حد پیری به اندازه یک روز در ازای سپری شده هر روز باشد. یکی از بهترین وضعیت‌های به‌کارگیری این عملکرد، تلفیق آن با سامانه‌های پیش‌بینی بار است. برای نمونه

بهره‌بردار شبکه با استفاده از داده‌های حاصل از پیش‌بینی بار مطلع از وقوع اضافه‌باری برای ۲ ساعت آتی می‌شود. با استفاده از این نمودار مشخص می‌شود که میزان این اضافه‌بار نمی‌تواند بیشتر از ۱,۴ پریونیت باشد.



شکل ۴- ۶- یک نمودار نمونه از یکی از ترانسفورمرهای Unison در کشور نیوزلند در دمای محیطی ۲۰ درجه سانتی‌گراد

از سامانه‌های پایش وضعیت ترانسفورمر مبتنی بر تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمر می‌توان در تعیین زمان مناسب برای سرمایه‌گذاری در شبکه استفاده کرد. چراکه با رصد ترانسفورمرهای موجود در شبکه و در دست داشتن ظرفیت پویای آن‌ها می‌توان زمان‌هایی که بارگذاری ترانسفورمرها از مقادیر مجاز بیشتر می‌شود تعیین شده و یا حتی با استفاده از داده‌های حاصل از پیش‌بینی بار از وقوع آن جلوگیری شود و پیش از وقوع شرایط حاد بارگذاری در شبکه بهره‌بردار از وقوع آن مطلع گردد.

نتیجه:

نیازسنجی عملکرد:	ترانسفورمرها یکی از گران‌قیمت‌ترین تجهیزات شبکه‌های توزیع هستند که به سامانه‌های نظارتی خاص خود نیاز دارند. در طرح‌هایی که در ابتدای فیدرها اقدام به نصب حس‌گر برای

	اندازه‌گیری شارش توان می‌نمایند هم امکان رصد بارگذاری فیدرها و هم ترانسفورمرها وجود دارد.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	در این عملکرد از داده‌های حاصل‌شده از عملکرد «الف» برای سنجش بارگذاری ترانسفورمر استفاده می‌شود. هرچند که ممکن است بسته به طرح پیاده‌سازی شده به اطلاعات سامانه‌های هواشناسی و نیز حسگرها سنجش دما نیز نیاز باشد.
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	نرم‌افزار طراحی‌شده در این عملکرد می‌بایست قادر به اجرای محاسبات لازم برای تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمر توزیع در کنار ذخیره اطلاعات دارایی‌ها باشد.

۴- ۳- ۳- پایش بارگذاری فیدرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها

الف- پایش فیدرهای فشار ضعیف

در برخی از انواع مختلف نصب حسگرها ممکن است علاوه بر نصب تجهیزات اندازه‌گیری در پایانه خروجی ترانسفورمر، حسگرها در ابتدای فیدرها نصب‌شده باشد. در این موارد علاوه بر امکان تخمین بارگذاری ترانسفورمر از طریق جمع مقادیر اندازه‌گیری شده توسط حسگرهای هر فیدر می‌توان میزان بارگذاری هر فاز از هر فیدر را نیز به دست آورد. با استفاده از داده‌های اندازه‌گیری شده توسط حسگرها می‌توان از وجود ظرفیت‌های آزاد و نیز اضافه‌بارها در ساعات مختلف و ایام سال اطلاعات لازم را به دست آورد.

ب- پایش فیدرهای فشار متوسط

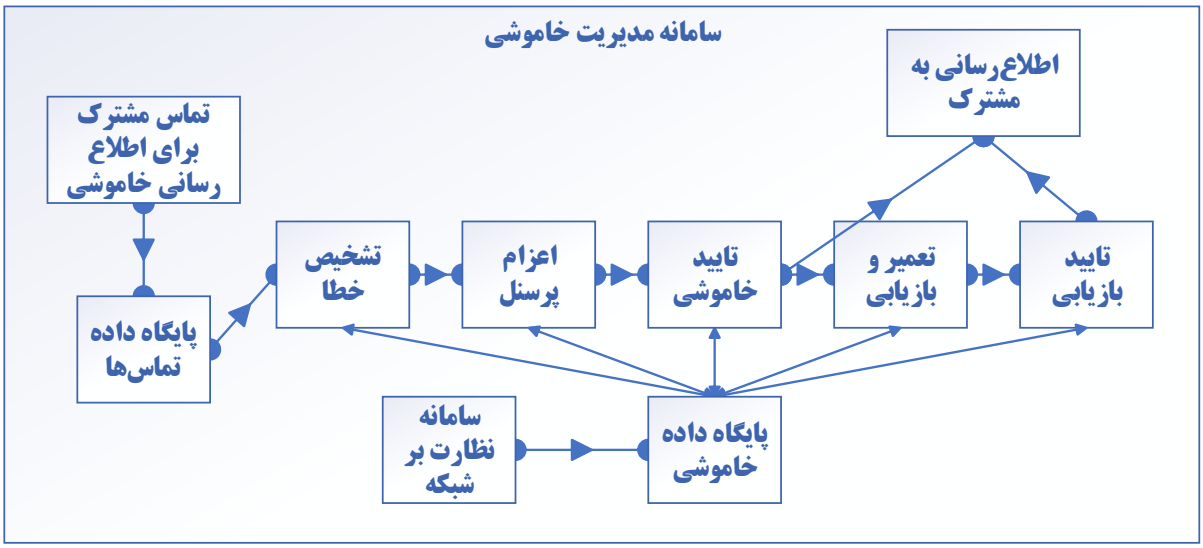
یکی از کاربردهای مطرح شده در امر نصب تجهیزات اندازه‌گیری در ابتدای فیدرهای فشار متوسط، محاسبه وضعیت بارگذاری فیدرها و تعیین ظرفیت پویای خطوط هوایی و کابل‌ها است. بسته به روش اتخاذ شده در امر تعیین ظرفیت پویای خطوط توزیع ممکن است علاوه بر اندازه‌گیری‌های جریانی نیاز به اندازه‌گیری پارامترهای دیگری نظیر دمای محیط، تابش خورشید، سرعت و جهت وزش باد نیز باشد. برای نمونه روش ارائه شده در یکی از مقالات بررسی‌شده در فصل ۲ برای تعیین ظرفیت پویای خطوط هوایی به اطلاعاتی نظیر تابش خورشید، سرعت باد و جریان گذرنده از هادی‌ها نیاز داشته و برای تعیین ظرفیت پویای کابل‌ها نیز به داده‌های نظیر دمای خاک و جریان گذرنده از هادی‌ها نیاز دارد. در فصل دوم به‌تفصیل به چند نمونه از اقسام روش‌های پیاده‌سازی شده در امر تعیین ظرفیت پویای خطوط توزیع آورده شده است.

نتیجه

نیازسنجی عملکرد:	ازنقطه‌نظر اهمیت تعیین ظرفیت پویای فیدرها اعم از کابل‌های زمینی و خطوط هوایی درجه اهمیت نسبتاً پایین‌تری نسبت به پایش ترانسفورمرها دارند.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	در این عملکرد از داده‌های حاصل‌شده از عملکرد «الف» برای سنجش بارگذاری فیدر استفاده می‌شود. هرچند که ممکن است بسته به طرح پیاده‌سازی شده به اطلاعات سامانه‌های هواشناسی و نیز حسگرهای سنجش دما و ... نیز نیاز باشد.
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	نرم‌افزار طراحی‌شده در این عملکرد می‌بایست قادر به اجرای محاسبات لازم برای تعیین ظرفیت پویای فیدرهای توزیع در کنار ذخیره اطلاعات باشد.

۴- ۳- ۴- پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه

یکی از مهم‌ترین اهداف شرکت‌های توزیع ارائه برقی با قابلیت اطمینان بالا و با حداقل میزان خاموشی به مشترکین است. از همین روست که از مهم‌ترین سامانه‌های مرتبط با مدیریت رویدادها، سامانه‌های مدیریت خاموشی هستند. سامانه مدیریت خاموشی سنتی از ترکیب اطلاعاتی نظیر تماس مشترکین و رصد تیم‌های میدانی استفاده می‌کند تا وقوع و محل خاموشی و را تشخیص دهد. جریان اطلاعات در یک سامانه مدیریت خاموشی در شکل ۴- ۷ آورده شده است.



شکل ۴- ۷- جریان اطلاعات در سامانه مدیریت خاموشی

روش متداول برای تشخیص وقوع خاموشی در شبکه توزیع اساساً بر تماس مشترکین استوار شده است. با در دست بودن اطلاعات کافی در مورد توپولوژی شبکه و با گروه‌بندی تماس‌ها محل وقوع خطا به‌صورت تقریبی تعیین می‌شود. در این عملیات برای بالا بردن کارایی، محل قرارگیری تجهیزات حفاظتی مختلف و نیز کلیدهای شبکه در سامانه مشخص‌شده تا گروه اعزامی در وهله اول علت خاموشی را در عملکرد موارد فوق جستجو کند. در شبکه‌هایی که عملکردهای کنترلی زمان حقیقی در امر مدیریت خاموشی ندارد، اصولاً سامانه مدیریت خاموشی صرفاً بر اطلاعات گردآوری‌شده توسط تماس‌ها استوار است. اما در شبکه‌هایی که تجهیزات اندازه‌گیری باقابلیت ارسال زمان حقیقی داده‌ها وجود دارد، می‌توان از آن‌ها در امر تشخیص، مکان‌یابی و رفع خاموشی استفاده نمود.

الف- استفاده از داده‌های گردآوری شده در سامانه پایش توزیع برای مدیریت بهتر رویدادها

تشخیص وقوع خاموشی در سازوکارهای کنونی برای مدیریت خاموشی تا حدود زیادی بر اطلاعات دریافتی از مشترکین متکی است. یکی از فرصت‌های نصب حسگرها به‌خصوص در شبکه‌های فشار ضعیف توزیع که بهره‌بردار اطلاعات بسیار کمی از آن‌ها در درست دارد، امکان تشخیص وقوع خاموشی از روی سنجش شارش توان در ابتدای فیدرها است. با در دست بودن داده‌های تاریخی و نیز اطلاعات ناشی از به‌روزرسانی اندازه‌گیری‌های انجام‌شده در شبکه توزیع امکان تشخیص وقوع تغییری بزرگ در بارگذاری یک فیدر و یا یک ترانسفورمر به وجود آمده است.

برخی از عملکردهای نظارتی–هشداری مستخرج از تجربیات بین‌المللی بررسی‌شده در فصل ۲ برای تشخیص وقوع خاموشی در شبکه، در ادامه آورده شده است :

- در این عملکرد سامانه نظارتی با رصد لحظه‌به‌لحظه بار گذرنده از حسگرها وقوع تغییری ناگهانی در بار را تشخیص می‌دهد. حال‌آنکه این تغییر ناگهانی در بارگذاری ناشی از بروز خطا و یا یک قطعی در شبکه باشد، با احتمالی بالا خبر از بروز رخدادی در شبکه می‌دهد. تشخیص وقوع تغییر ناگهانی در بار گذرنده از حس‌گر می‌تواند در کنار سایر منابع اطلاعاتی (نظیر تماس‌های مشترکین) برای تشخیص ناحیه بی‌برق شده و تسریع در امر برق‌رسانی به بارهای ازدست‌رفته مورداستفاده قرار بگیرد. البته در میزان کارایی چنین طرحی، معماری استفاده‌شده برای تعیین محل نصب حسگرها در شبکه از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. چراکه برای نمونه درصورتی‌که حسگرها تنها بارگذاری پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع را اندازه‌گیری کنند، امکان رصد تغییری کوچک در اثر بی‌برقی ناحیه‌ای در پایین‌دست یک فیدر از بین می‌رود. اما با کوچک شدن ناحیه اندازه‌گیری شده (نظیر استفاده از طرح‌های نوع دوم و سوم در نصب حسگرها) بروز تغییرات ناگهانی در بارگذاری توسط حسگرها مشهودتر شده و امکان تشخیص بروز قطعی در شبکه را ساده‌تر می‌کند.
- اطلاع از سوختن فیوز در صورت : (تشخیص شرایط اضافه‌بار و همراه شدن آن با از دست رفتن ناگهانی بخشی از بارها) یا (تشخیص اضافه جریان و همراه شدن آن شرایط غیرعادی ولتاژی و تغییر ناگهانی در توان) یا (تشخیص اضافه جریان و از دست رفتن تغذیه کلی پست)
- مقایسه مؤلفه‌های مثبت و منفی ولتاژ برای تشخیص وقوع خطاهای نامتقارن در سطح شبکه فشار ضعیف
- مقایسه مؤلفه‌های مثبت و منفی جریان برای تشخیص قطعی نامتقارن در سطح شبکه فشار ضعیف
- صدور آلارم در صورت تشخیص افت ولتاژ بیش از مقداری از پیش تعیین‌شده برای اطلاع بهره‌بردار شبکه از امکان وقوع خطا در شبکه فشار ضعیف
- رخداد وقوع برهم‌خوردگی توازن سه‌فاز ولتاژی: صدور آلارم برای شرایطی که عدم تعادل ولتاژهای سه‌فاز از حد از پیش تعیین‌شده فراتر رود.
- صدور آلارم در صورت بروز برهم‌خوردگی بیش‌ازحد تعادل سه‌فاز جریانی
- تشخیص fast voltage dip: این مورد از وقوع یک خطا در شبکه خبر می‌دهد و لازم است تا وقوع آن به‌صورت یک هشدار به اطلاع بهره‌بردار شبکه رسانده شود.
- تشخیص وقوع اضافه جریان: بسته به فناوری استفاده‌شده در حسگرهای جریانی و همچنین ظرفیت ذکرشده برای اندازه‌گیری جریان‌های بیش از مقدار نامی،می‌توان وقوع اضافه جریان‌هایی بیش از یک بازه زمانی مشخص را به‌صورت یک نشانگر از وقوع خطا تعریف نمود.

ب- استفاده از کنتورهای هوشمند مشترکین برای تشخیص وقوع خاموشی و گستره آن

یکی از مزایای برجسته در استفاده از کنتورهای هوشمند بهبود امر مدیریت خاموشی در سامانه‌های مدیریت توزیع است. تجمیع داده‌های برداشت‌شده از کنتورهای هوشمند مشترکین و سامانه‌های مدیریت خاموشی موجود سبب کاهش هزینه‌های بازیابی بارهای ازدست‌رفته و نیز مدت‌زمان خاموشی‌ها می‌گردد. این امر می‌تواند تا حد زیادی سبب کاهش

زمان خاموشی‌ها شود چراکه در بسیاری از طرح‌های متکی بر تماس مشترکین برای تائید وقوع خاموشی لازم است که حدود ۱۵ درصد از مشترکین پیامی مبتنی بر وقوع قطعی برق را در سامانه مورد نظیر ثبت نمایند.

نتیجه:

نیازسنجی عملکرد:	طرح‌های مرسوم ارائه‌شده مدیریت خاموشی عموماً بر منابع اطلاعاتی متعددی استوار هستند و استفاده از اطلاعات ناشی از حسگرهای نصب‌شده در شبکه تنها می‌تواند کمکی برای تشخیص نواحی بی‌برق شده و نیز منبع اطلاعاتی جدید برای تشخیص وقوع بی‌برقی در شبکه باشد.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	در این عملکرد از داده‌های حاصل‌شده از عملکرد «الف» و «د» برای سنجش بار گذرنده از حسگرها استفاده می‌شود.
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	امکان استفاده از داده‌های تاریخی ثبت‌شده برای بار گذرنده از حس‌گر و نیز امکان ارسال هشدار به بهره‌بردار در صورت رصد بروز تغییرات ناگهانی در بار.

۴- ۳- ۵- پایش کیفیت توان

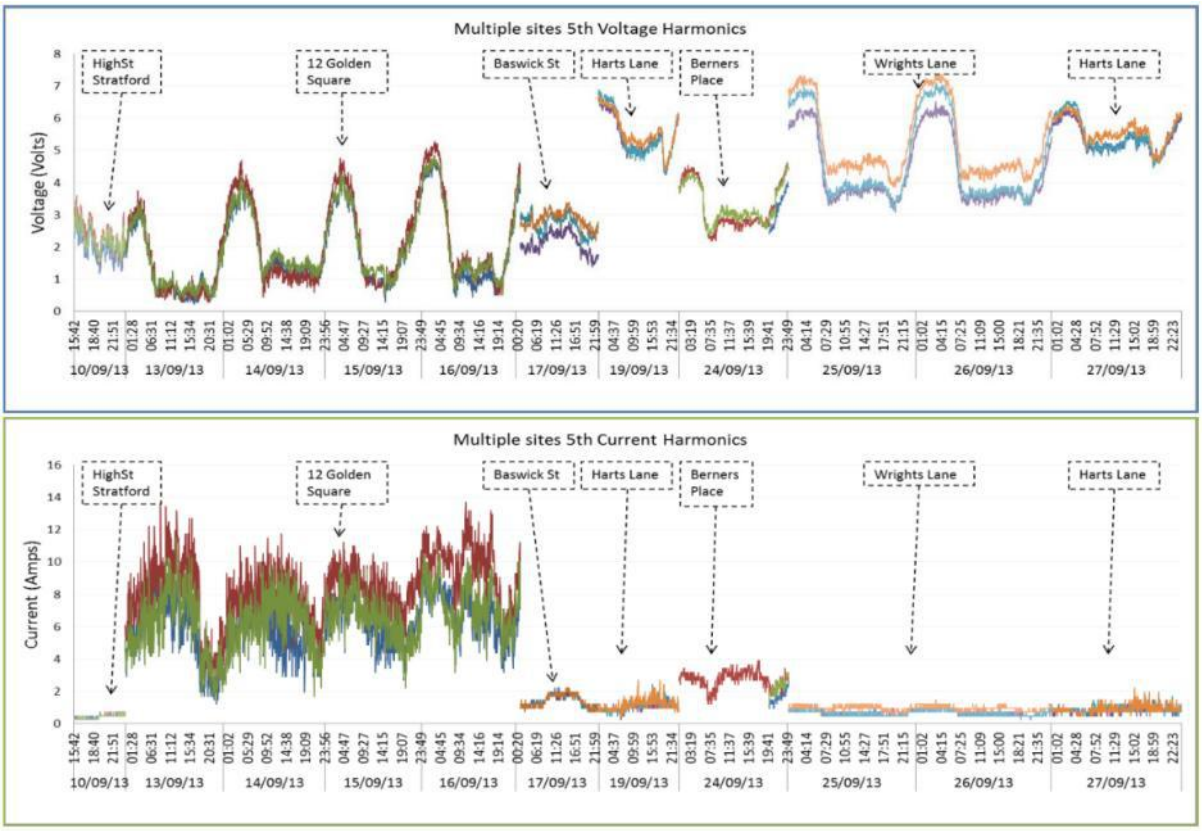
یکی از اساسی‌ترین و پرتکرارترین عملکردهای مورداستفاده در تجربیات بررسی‌شده در فصل دوم، عملکردهای مرتبط با کیفیت توان است. در سال‌های اخیر حضور نیروگاه‌های تولید پراکنده تجدید پذیر (که از اینورترها به‌عنوان رابط در اتصال به شبکه استفاده می‌کنند) و بارهایی با آلودگی هارمونیکی در شبکه در حال افزایش بوده است. این امر سبب شده تا نیاز به وجود سامانه‌ای برای تشخیص میزان آلودگی‌های هارمونیکی و مکان‌یابی عوامل آلودگی پدید آید. وجود آلودگی‌های هارمونیکی در شبکه سبب افزایش جریان نوترال شبکه، افزایش تلفات و آسیب دیدن تجهیزات متعلق به مصرف‌کنندگان و بهره‌بردار شبکه شده و از همین رو حضور آلودگی‌های هارمونیکی نباید از حدود مجاز خود خارج گردد.

نظارت‌های کیفیت توانی ممکن است در اقسام مختلفی پیاده‌سازی شده باشد. برای نمونه یکی از راهکارهای پیاده‌سازی سامانه‌ای برای نظارت بر وضعیت شبکه ازنظر هارمونیکی اندازه‌گیریTHD ولتاژ و جریان محل نصب حسگرها است. میانگین THD اندازه‌گیری شده از سیگنال‌های ولتاژی و جریانی در بازه‌ای مشخص از زمان محاسبه‌شده و با نرخی مشخص در سامانه برخط نظارتی بارگذاری می‌گردد. گونه دیگر نظارت کیفیت توانی آن است که اندازه فازور هارمونیک‌های مشخصی در شبکه اندازه‌گیری شود و مقدار آن بسته به ملاحظات طراحی با نرخی مشخص در سامانه

نظارتی برخط به‌روزرسانی گردد. فارغ از نوع نظارت بر کیفیت توان لازم است تا سازوکاری برای ثبت داده‌های مربوط به آلودگی‌های هارمونیکی برای ساعات مختلف شبانه‌روز و همچنین ایام سال وجود داشته باشد. وجود داده‌های تاریخی سبب می‌شود تا ریشه‌یابی عوامل بروز آلودگی‌های هارمونیکی ساده‌تر گردد. از نتایج پروژه‌های بررسی‌شده چنین نتیجه می‌شود که ممکن است که در یک شبکه در ساعاتی خاص در اثر فعالت صنعتی و یا حتی افزایش تولید محلی ناشی از پنل‌های فتوولتاییک آلودگی هارمونیکی زیاد شود و در سایر ساعات شبانه‌روز مشکل هارمونیکی چندانی وجود نداشته باشد. همین امر سبب اهمیت سامانه ثبت و گرداوری داده‌های هارمونیکی تاریخی در شبکه می‌شود. برای نمونه در شکل ۴- ۸ بزرگی فازور هارمونیک پنجم در ۷ پست فشار ضعیف توزیع آورده شده است. دیده می‌شود که بزرگی هارمونیک‌های ولتاژ و جریان ماهیتی متغیر بازمان دارند و از همین روست که ثبت و بررسی زمانی کیفیت توان اهمیت ویژه‌ای دارد.

با در نظر گرفتن کاربردهای متعدد مورد انتظار از یک سامانه پایش شبکه در کنار شمار تجهیزات اندازه‌گیری نصب شده در شبکه حجم اطلاعات تولید شده توسط سامانه بسیار زیاد می‌گردد. با توجه به حجم بالای اطلاعات و نیز گستره جغرافیایی وسیع شبکه‌های توزیع لازم است تا سامانه‌های تشخیصی-هشداری برای رخدادها و خطاهای شبکه طراحی گردد که به‌صورت خودکار بهره‌بردار شبکه را از وقوع اتفاقات شبکه مطلع سازد. در ادامه به برخی از عملکردهای خودکار تشخیصی-هشداری طراحی‌شده در این پروژه برای نظارت بر کیفیت توان شبکه آورده شده است.

- تشخیص fast voltage dip: صدور آلارم برای وقوع dip ولتاژی زیر ۹۰ در صد مقدار نامی برای هر یک از فازهای پایین‌دست ترانسفورمر
- تشخیص fast voltage swell: صدور آلارم برای ولتاژهای بزرگ‌تر از ۱۱۰ در صد مقدار نامی برای هر یک از فازهای پایین‌دست ترانسفورمر
- تشخیص slow voltage dip: صدور آلارم برای افت ولتاژ در بازه‌ای ده‌دقیقه‌ای (و یا حتی طولانی‌تر)
- تشخیص slow voltage swell: صدور آلارم برای افزایش ولتاژ در بازه‌ای ده‌دقیقه‌ای (و یا حتی طولانی‌تر)
- اعوجاج هارمونیکی کلی ولتاژ (Voltage Total Harmonic Distortion): صدور آلارم درزمانی که THD ولتاژ بیشتر از ۸ درصد گردد.
- اعوجاج هارمونیکی کلی جریانی (Current Total Harmonic Distortion): صدور آلارم در صورت آنکه میزان THD جریانی هر فاز بیشتر از مقداری مشخص از جریان کشیده شده از ترانسفورمر شود.
- تشخیص فلیکر و صدور آلارم در صورت وقوع آن

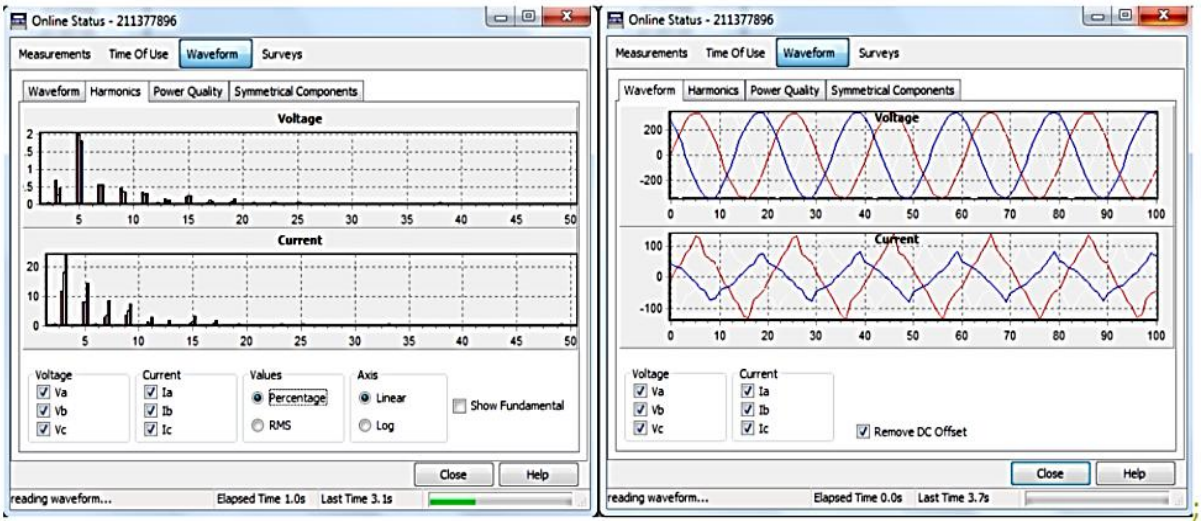


شکل ۴- ۸- هارمونیک ۵ مربوط به هفت پست توزیع فشار ضعیف

در مکان‌یابی عوامل آلوده‌کننده هارمونیکی شبکه، تحلیل هارمونیکی جریانی به‌اندازه تحلیل هارمونیکی سیگنال‌های ولتاژی حائز اهمیت است. به همین سبب لازم است تا تحلیل هارمونیکی هر دو سیگنال با پنجره زمانی کافی در سامانه‌های تحلیل اطلاعات آنلاین وجود داشته باشد تا سرمنشأ آلودگی هارمونیکی به شکل ساده‌تر و دقیق‌تری قابل جایابی باشد.

الف- نرخ نمونه‌برداری و تعداد بیت‌های مبدل آنالوگ به دیجیتال

برای پایش کیفیت توان و شناسایی مؤثرتر عواملی که سبب به وجود آمدن آلودگی‌های هارمونیکی در شبکه می‌شوند، لازم است تا ماژول‌های اندازه‌گیری قادر به محاسبه فازور هارمونیک‌های متعددی باشند. با بررسی تجربیات موجود در فصل ۲ مشخص می‌شود که اغلب کارکردهای کیفیت توانی، سامانه پایشی به اندازه‌گیری هارمونیک‌های ۱۵ (و در برخی موارد ۲۰) محدود شده است. این امر به این دلیل است که عمده آلودگی هارمونیکی شبکه‌های توزیع در این باند فرکانسی رخ می‌دهد. برای نمونه در شکل ۴- ۹ که از [۴۷] برداشته‌شده، سامانه پایش کیفیت توان قادر به اندازه‌گیری هارمونیک‌ها تا هارمونیک شماره ۲۰ (۱۰۰۰ هرتز) است. برای آنکه تجهیزات اندازه‌گیری قادر به محاسبه فازور برای هارمونیک‌هایی با فرکانس ۱۰۰۰ هرتز باشند، طبق قاعده نایکوئیست لازم است تا نرخ نمونه‌برداری بزرگ‌تر مساوی ۲۰۰۰ نمونه بر ثانیه باشد. لذا مشخص است که کارکردهای کیفیت توانی نرخ نمونه‌برداری بالاتری نسبت به کارکردهای عادی طلب می‌کنند.



شکل ۴- ۹- بررسی آلودگی‌های هارمونیکی یک فیدر توزیع

در عملکردهای کیفیت توانی، بسته به قیودی که برای دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌ها باید رعایت شود و آنکه قرار است تا چه هارمونیکی اندازه‌گیری شود، تعداد بیت‌های مربوط به مبدل آنالوگ به دیجیتال اهمیت زیادی پیدا می‌کند. در برخش بررسی شارش توان دیده شد که برای محاسبه بزرگی توان گذرنده از حسگرها یک مبدل ۱۶ بیت برای جریان نامی ۶۰۰ آمپر و ولتاژ ۴۰۰ ولت دقت بالایی در اندازه‌گیری‌ها در اختیار طراح سامانه پایش قرار می‌داد. حال در اینجا اثر افزایش و کاهش تعداد بیت‌های در دسترس مبدل آنالوگ به دیجیتال بر روی دقت هارمونیک‌های اندازه‌گیری شده به‌صورت حدودی بیان خواهد شد. برای این کار لازم است تا برای هارمونیک‌های موجود در سیگنال‌های ولتاژی و جریانی مقداری به‌صورت حدسی بیان شود. در جدول ۴- ۶ مقادیری فرضی برای هارمونیک‌های جریانی گذرنده از یک حسگر با جریان نامی ۶۰۰ آمپر آورده شده و بسته به هر هارمونیک تأثیر انتخاب مبدل آنالوگ به دیجیتال بر روی دقت مقادیر محاسبه‌شده هارمونیک‌ها آورده شده است.

جدول ۴- ۶- تأثیر تعداد بیت موجود در مبدل آنالوگ به دیجیتال بر دقت

شماره هارمونیک	جریان فرضی هارمونیک برحسب آمپر	خطای تبدیل برحسب درصد		
		8 bit ADC	16 bit ADC	20 bit ADC
3	۲۵	٪۹,۳۷۵	٪۰,۰۳۷	٪۰,۰۲۳
5	۱۵	٪۱۵,۶۲۵	٪۰,۰۶۱	٪۰,۰۳۸
7	۸	٪۲۹,۲۹۷	٪۰,۱۱۴	٪۰,۰۷۲
9	۷	٪۳۳,۴۸۲	٪۰,۱۳۱	٪۰,۰۸۲
11	۴	٪۵۸,۵۹۴	٪۰,۲۲۹	٪۰,۰۱۴۳
13	۲	٪۱۱۷,۱۸۷	٪۰,۴۵۸	٪۰,۰۲۸۶
15	۱	٪۲۳۴,۳۷۵	٪۰,۹۱۵	٪۰,۰۵۷۲

ب-ملاحظات فنی در انتخاب تجهیزات اندازه‌گیری

در پیاده‌سازی سامانه‌های نظارت بر کیفیت توان مشخصات خود حسگرهای استفاده‌شده در طرح و نرخ نمونه‌برداری محلی ماژول اندازه‌گیری نیز خود از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.در انتخاب نوع حسگر می‌بایست پاسخ فرکانسی حسگر و نیز خطی بودن آن در ازای فرکانس‌های متفاوت در نظر گرفته شود. از همین رو یکی از پراستفاده‌ترین نوع حسگرها برای پیاده‌سازی سامانه‌های نظارت بر کیفیت توان، حسگرهای از نوع روگووسکی هستند. علاوه بر این وجود عملکردهای مرتبط با کیفیت توان به سبب نیاز به اندازه‌گیری هارمونیک‌های بالا، سبب ایجاد نیاز به نرخ‌های نمونه‌برداری بالا می‌شود. با بالا رفتن نرخ نمونه‌برداری از سیگنال‌های ناشی از اندازه‌گیری ولتاژ و جریان شبکه تجهیز محاسباتی موردنیاز برای تحلیل محلی داده‌ها پیچیده‌تر و گران‌تر می‌گردد.

نتیجه:

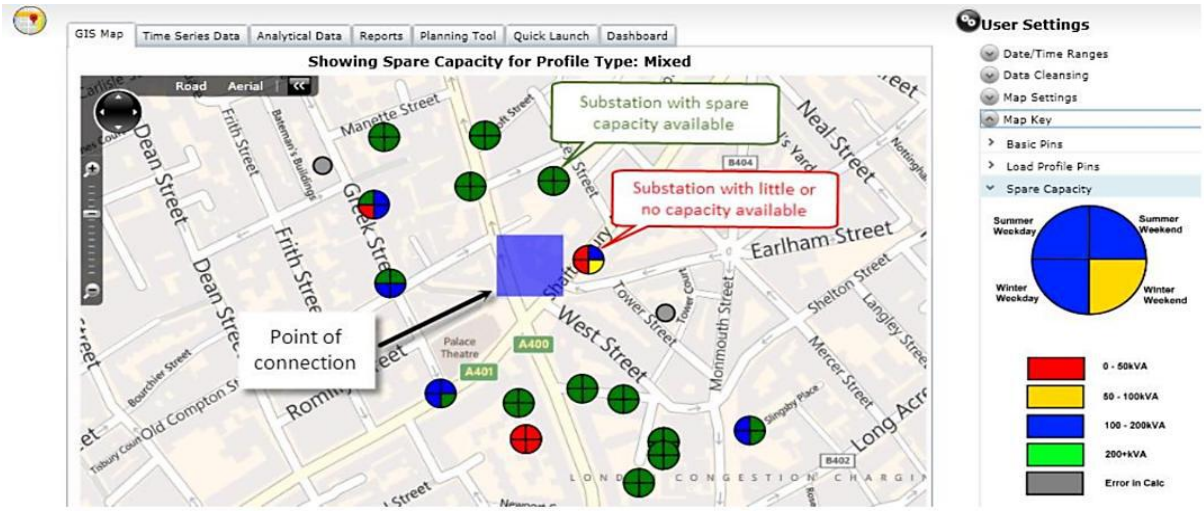
نیازسنجی عملکرد:	در شبکه‌هایی که دارای ضریب نفوذ بالای تولیدات تجدید پذیر و یا بارهایی با آلودگی هارمونیکی هستند وجود چنین سامانه‌ای ضروری است.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	برای پیاده‌سازی سامانه‌های نظارت بر کیفیت توان لازم است تا تجهیزات اندازه‌گیری پهنای باند لازم و پاسخ فرکانسی مطلوبی داشته باشند. تجهیز محاسباتی متصل به حسگرها نیز خود باید قدرت محاسباتی لازم برای نرخ‌های نمونه‌برداری بالا را برای وجود قابلیت کافی جهت تحلیل اطلاعات داشته باشد.
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	به وجود آوردن امکان ثبت اطلاعات تاریخی ناشی از اندازه‌گیری‌های هارمونیکی و پدید آوردن امکان صدور آلارم در صورت بروز آلودگی‌های هارمونیکی بیش‌ازحد ولتاژی و جریانی

۴- ۳- ۶- ارائه تحلیل‌های مرتبط با تقویت، توسعه و مکان‌یابی نقاط جدید اتصال بار

در این بخش از اطلاعات محاسبه‌شده در بخش «الف» و نیز اطلاعات تاریخی ثبت و گردآوری‌شده در بخش «ج» استفاده می‌شود تا بهره‌بردار با دید بهتری برنامه‌ریزی‌های آتی شبکه را پیاده‌سازی نماید. با نصب حسگرها در سطح شبکه نقاطی که در آن‌ها اضافه‌بار رخ می‌دهد مشخص‌شده و نقاطی که ظرفیت آزاد چشمگیری در آن‌ها وجود دارد نیز مشخص می‌گردد. یکی از مزایای سامانه‌های پایش شبکه توزیع این است که ظرفیت‌های آزاد و اضافه‌بارها برحسب زمان اندازه‌گیری می‌شوند.

با دانستن نقاطی که در آن‌ها اضافه‌بار رخ می‌دهد بهره‌بردار اولویت خود را بر تقویت شبکه گذاشته و در صورت نبود امکان تقویت لازم است تا بارهای متصل شده به یک فیدر و یا یک پست مجدداً بین پست‌ها و فیدرهای همسایه بازآرایی گردند. همچنین با پیش‌بینی بار با استفاده از داده‌های تاریخی ثبت‌شده در عملکرد «ج» بهره‌بردار شبکه این امکان را دارد که امکان بروز اضافه‌بار در شبکه را قبل از وقوع آن پیش‌بینی کند و در مدت‌زمان موجود به جهت پیشگیری از مشکلات ناشی از اضافه‌بار ترانسفورمرها تدابیری را برای حل این موضوع اتخاذ کند.

با تشخیص ظرفیت‌های آزاد شبکه نیز بهره‌بردار می‌تواند با اعمال تغییراتی در شبکه و شیوه اتصال بارها به پست‌ها از ظرفیت‌های آزاد موجود جهت تعدیل بارگذاری پست‌ها استفاده نماید. اطلاع از ظرفیت‌های آزاد علاوه بر این موضوع می‌تواند برای نصب مشترکین جدید به شبکه مفید واقع شود. اصولاً در سامانه‌های پایش شبکه لازم است تا رابط کاربری برای بهره‌بردار شبکه به‌گونه‌ای باشد که اطلاع از ظرفیت‌های آزاد را به‌صورت تلفیقی با داده‌های سامانه GIS مشاهده کند و در اتصال بارهای جدید در صورت امکان از ظرفیت‌های آزاد موجود استفاده نماید. در شکل ۴- ۱۰ نمونه‌ای از یک نرم‌افزار پیشنهاد نقاط مناسب برای اتصالات جدید در شبکه توزیع فشار ضعیف آورده شده است. در این نرم‌افزار ظرفیت آزاد پست‌های مجاور محل بار جدید در چهارفصل سال با استفاده از رنگ‌بندی مشخص می‌گردد و بهره‌بردار شبکه قادر است تا ظرفیت آزاد هر پست در زمان‌های مختلف را با دقت نسبتاً خوبی ملاحظه نماید و اقدام به اتخاذ تصمیم برای اتصال بار جدید نماید.



شکل ۴- ۱۰- پیشنهاد نقاط مناسب برای اتصالات جدید در شبکه توزیع

نتیجه:

نیازسنجی عملکرد:	به جهت تقویت و توسعه شبکه و نیز اتصال مشترکین جدید به شبکه وجود چنین عملکردی برای جایابی بارهای جدید و نیز مکان‌یابی نقاط نیازمند تقویت ضروری محسوب می‌شود.

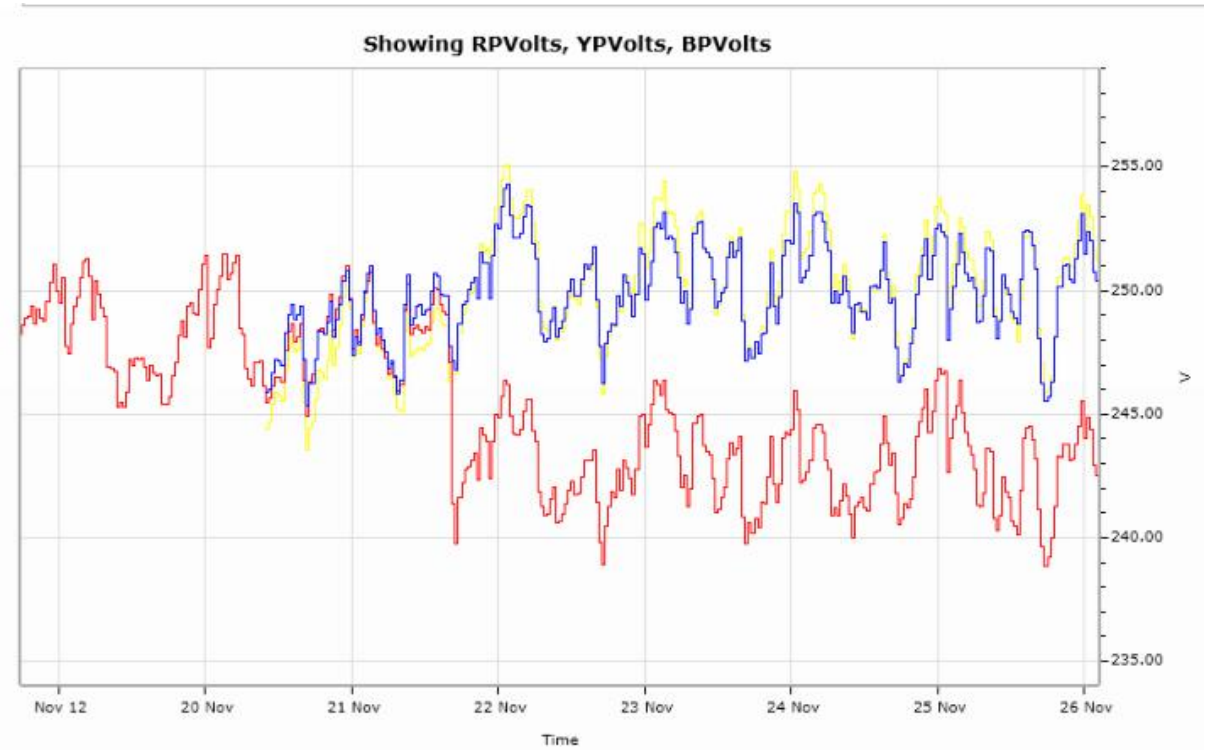
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	در این عملکرد از داده‌های حاصل‌شده از عملکرد «الف» و «ج» برای تحلیل وضعیت شبکه استفاده می‌شود.
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	امکان تلفیق داده‌های برداشت‌شده از وضعیت بهره‌برداری از شبکه‌های فشار ضعیف با سامانه‌های GIS برای افزایش کارآمدی عملکرد. امکان پیشنهاد نقاط لازم برای تقویت و بهترین پست برای اتصال بارهای جدید.

۴- ۳- ۷- نظارت بر تعادل سه‌فاز مدار

ولتاژ شبکه می‌بایست سه‌فاز متعادل باشد و بروز ولتاژهای نامتعادل که مؤلفه‌های بزرگ منفی یا صفر دارند می‌تواند نشان از بروز اشکالی در شبکه داشته باشد. به همین جهت لازم است تا عملکردی هشداری در سامانه پایش شبکه وجود داشته باشد که در صورت بروز ولتاژهای نامتعادل با صدور آلارمی بهره‌بردار شبکه را از بروز شرایط غیرعادی شبکه مطلع سازد. در برخی از اقسام پیاده‌سازی این عملکرد تنها اندازه ولتاژهای سه‌فاز برای داشتن تقریبی از تعادل سه‌فاز ولتاژی در نظر گرفته می‌شود. اما بهتر است که در بررسی تعادل ولتاژی هم‌اندازه و هم فازور ولتاژ در نظیر گرفته شود. برای صدور هشدار در صورت بروز عدم تعادل در ولتاژ داریم:

- برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز ولتاژ : صدور آلارم وقتی نسبت مؤلفه منفی (negative sequence) به مؤلفه مثبت سه‌فاز (positive sequence) ولتاژی از ۲ در صد در بازه‌ای ده‌دقیقه‌ای بیشتر گردد.

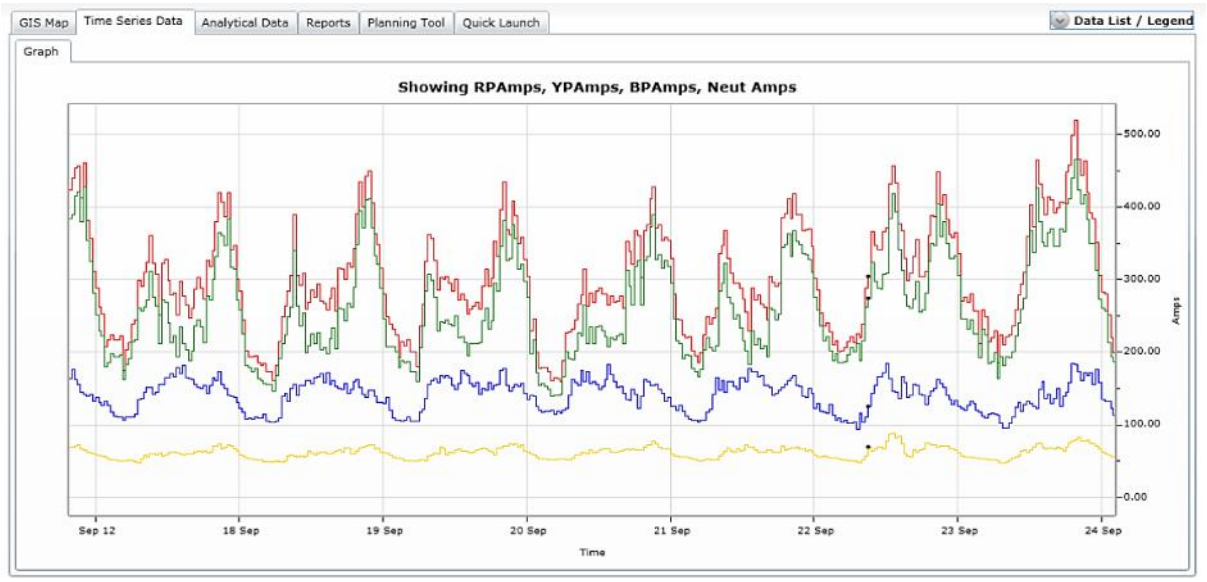
در شکل ۴- ۱۱ اندازه ولتاژهای سه‌فاز یک پست فشار ضعیف تحت پایش آورده شده است. در این پست شین ارت به سرقت رفته است و شبکه فشار ضعیف در اثر این واقعه اتصال نوترال خود را ازدست‌داده است. در این شکل دیده می‌شود که سامانه نظارت بر شبکه قادر به رصد این واقعه بوده است. با رصد وقایع این‌چنینی که رخداد آن‌ها سبب بروز برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز ولتاژی می‌شود، بهره‌بردار شبکه با دریافت هشدار قادر است تا در راستای تصمیمات مقتضی را اتخاذ نماید. یکی از نکات مهم در مورد وجود سامانه‌های هشداری برای این کارکرد را می‌توان حجم بالای داده‌های گردآوری‌شده به‌صورت زمان حقیقی توسط سامانه پایشی دانست. برای نمونه با پایش تعداد بالایی از پست‌های فشار ضعیف، امکان نظارت مستقیم توسط بهره‌برداران شبکه بر تمام پارامترهای بهره‌برداری وجود ندارد و لازم است تا سامانه خود به امکانات نظارتی لازم برای صدور هشدار در صورت وقوع شرایط غیرعادی را داشته باشد.



شکل ۴- ۱۱-تعادل سه‌فاز ولتاژ در یک پست بااتصال نوترال قطع‌شده

برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز جریانی در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف امری معمول بوده و احتمال وقوع آن بسیار قوی است. برای آنکه بروز نامتعادلی جریان در شبکه و دارایی‌های آن (نظیر ترانسفورمرها) سبب بروز مشکلات و آسیب نشود عملکردی مبتنی بر هشدار وجود داشته باشد تا در صورت بروز عدم تعادل‌های غیرمجاز در جریان‌های سه‌فاز هشداری برای بهره‌بردار شبکه به جهت اصلاح اشکال صادر شود. در شکل ۴- ۱۲ نمونه‌ای از نتایج ناشی از پایش تعادل سه‌فاز جریانی در یک پست توزیع فشار ضعیف آورده شده است. در ادامه به تنظیمات نوعی برای نظارت بر برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز جریانی یک سامانه بررسی‌شده در بخش ۲ پرداخته‌شده است:

- برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز جریان : صدور آلارم درزمانی که نسبت مؤلفه منفی به مؤلفه مثبت سه‌فاز جریانی برای مدت‌زمان حداقل ۱۰ دقیقه بیش از ۲۰ درصد گردد.



شکل ۴- ۱۲- اندازه فازور جریان‌های گذرنده از فازها و سیم نوترال شبکه توزیع در ایام مختلف سال

در مواردی که حسگرها در ابتدای ترانسفورمرهای توزیع نصب‌شده‌اند، سامانه قادر به اندازه‌گیری بار موجود بر روی هر فاز از ترانسفورمر توزیع بوده و بهره‌بردار را قادر می‌سازد تا در صورت بروز عدم تعادلی چشمگیر در بارگذاری فازها، نسبت به توزیع مجدد بارگذاری‌ها اقدام نماید. در مواردی که حسگرها در ابتدای فیدرها نصب‌شده‌اند، سامانه نظارتی قادر به رصد شیوه بارگذاری یکایک فازهای هر فیدر بوده و در مواردی که نیاز وجود داشته باشد، سامانه می‌بایست بهره‌بردار شبکه را از وقوع عدم تعادل در توزیع بار بین فازهای یک فیدر مطلع کند. در مواردی که حسگرها در ابتدای فیدرها نصب‌شده‌اند نسبت به حالتی که تنها بارگذاری سه‌فاز ترانسفورمر اندازه‌گیری می‌شود، به سبب اندازه‌گیری جزئی‌تر بارها امکان اصلاح بارگذاری جهت بازیابی تعادل سه‌فاز قابلیت اجرایی به‌مراتب ساده‌تری دارد، چراکه اعداد اندازه‌گیری شده توسط سامانه نظارتی به محل وقوع عدم تعادل در بارگذاری نزدیک‌تر است.

نتیجه:

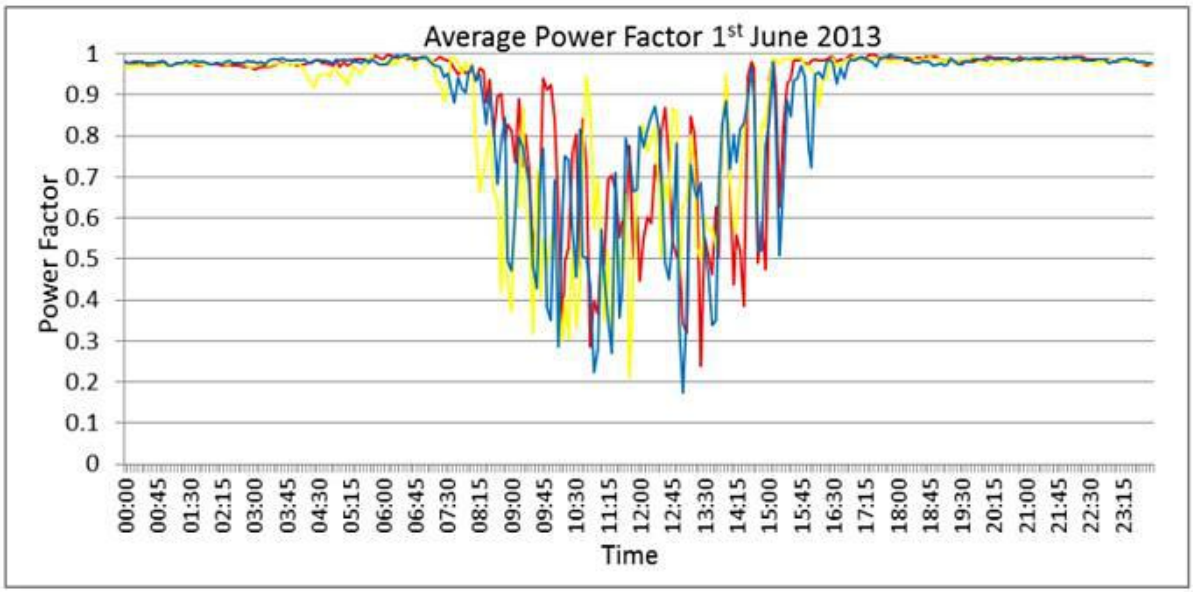
نیازسنجی عملکرد:	با توجه به آنکه عموماً در طرح‌های پایش شبکه سیگنال‌های ولتاژ و جریان هر دو اندازه‌گیری می‌شوند، استفاده از این سیگنال‌ها برای بررسی تعادل سه‌فاز امری ضروری محسوب می‌شود.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	درصورتی‌که طراح قصد پایش تعادل سه‌فاز ولتاژی یا جریانی را دارد، لازم است تا حس‌گر و ماژول محاسباتی قادر به ارائه تخمینی مناسب از اندازه و زاویه فازورهای ولتاژ و جریان اندازه‌گیری شده باشند.

امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	امکانات تحلیلی برای سنجش تعادل سه‌فاز به‌صورت محلی و امکان ارسال هشدار در صورت بروز شرایط نامطلوب ازنظر تعادل سه‌فاز

۴- ۳- ۸- پایش ضریب توان

به سبب ماهیت پویای بارهای توزیع، بسته به نوع بارهای متصل به شبکه و نیز ساعتی که بارگذاری موردبررسی قرار می‌گیرد، ضریب توان شبکه عددی متفاوت پیدا می‌کند. یکی از کاربردهای قابل پیاده‌سازی با استفاده از اندازه‌گیری و ثبت داده‌های مرتبط با شارش توان در محل نصب حسگرها، امکان رصد ضریب توان شبکه برحسب زمان است. با استفاده از داده‌های تاریخی ثبت‌شده از تغییرات ضریب توان در ساعات مختلف روز و همچنین در ایام مختلف یک سال می‌توان به شکل مؤثرتری درصدد ارتقای ضریب توان شبکه و نیز جبران سازی توان راکتیو آن برآمد. این امر علاوه بر کاهش تلفات سبب آزادسازی ظرفیت ترانسفورمرها و فیدرهای توزیع می‌گردد.

در مواردی که نیروگاه‌های تولید پراکنده در شبکه نصب‌شده‌اند (به‌خصوص سامانه‌های فتوولتاییک)، میزان تولید این نیروگاه‌ها بر ضریب توان شبکه نیز مؤثر خواهد بود. برای نمونه نیروگاه‌های خورشیدی به‌گونه‌ای تنظیم می‌شوند که توان اکتیو به شبکه تزریق کنند. تزریق توان اکتیو توسط نیروگاه‌های خورشیدی به‌خصوص در ساعاتی که تابش در حداکثر مقدار خود است، سبب می‌شود که بخشی از توان اکتیو مصرف‌کنندگان توسط نیروگاه‌ها تأمین‌شده و این در حالی است که توان راکتیو مصرفی بارها همچنان ثابت باقی‌مانده است. این امر سبب می‌شود که ضریب توان شبکه به میزان تولید محلی نیز وابسته شود و از همین رو تنها در برخی ساعات نیاز به جبران سازی توان راکتیو در سطح شبکه خواهد بود. وجود یک سامانه برخط برای پایش شبکه توزیع سبب می‌شود که بتوان ضریب توان شبکه را در زمان‌های مختلف محاسبه نمود و این امر سبب فراهم آمدن امکان کنترل برخط ضریب توان شبکه می‌گردد. در شکل ۴- ۱۳ نمونه‌ای از نظارت بر ضریب توان یک پست فشار ضعیف در طول روز برای هر یک از فازها آورده شده است.



شکل ۴- ۱۳- نمونه‌ای از تغییر ضریب توان در ساعات یک روز

نتیجه:

نیازسنجی عملکرد:	پایش ضریب توان برحسب زمان تدابیر لازم برای جبران سازی توان راکتیو شبکه را مؤثرتر نموده و سبب کاهش تلفات و آزادسازی ظرفیت می‌گردد.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	از داده‌های حاصل از عملکردهای «الف» و «ج» استفاده می‌شود.
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	امکان تلفیق داده‌های ناشی از تحلیل شبکه ازنظر ضریب توانی با سامانه‌های GIS به جهت ارتقای بهره‌وری سامانه پایش شبکه

۴- ۳- ۹- پایش ولتاژ شبکه

یکی از عملکردهای بسیار مهم در امر پایش شبکه‌های توزیع، پایش ولتاژی شبکه است. برای پایش ولتاژ روش‌های متفاوتی اعم از تخمین وضعیت شبکه و نیز نصب فیزیکی حس‌گر وجود دارد. نظارت ولتاژی در شبکه‌های فشار ضعیف توزیع بسیار حائز اهمیت است چراکه در این شبکه‌ها برخلاف شبکه‌های با سطوح ولتاژی بالاتر امکانات لازم برای کنترل ولتاژ تحت بار وجود ندارد. از طرفی دیگر شبکه‌های توزیع فشار ضعیف به‌طور مستقیم با مصرف‌کنندگان نهایی انرژی الکتریکی در ارتباط هستند و هر تغییری در ولتاژ این شبکه‌ها تأثیری مستقیم بر روی ولتاژ دیده‌شده در سمت مصرف دارد.

یکی از کاربردهای سامانه‌های پایش ولتاژ امکان کنترل ولتاژ در شبکه‌های فشار ضعیف است. در این شبکه‌ها عموماً ترانسفورمر توزیع مجهز به قابلیت تغییر خودکار تپ نبوده و تپ ترانسفورمر در فصل‌های مختلف توسط پرسنل شرکت توزیع عوض می‌شود. وجود سامانه پایش ولتاژ توزیع می‌تواند برای تأیید انتخاب تپ مناسب برای ترانسفورمر توزیع استفاده شود. اما دیگر استفاده این سامانه امکان پیاده‌سازی طرح‌های کنترل ولتاژ خودکار است. از کنترل Volt/VAR برای بهبود پروفایل ولتاژ و حداقل سازی تلفات شبکه مورداستفاده قرار می‌گیرد. این عملکرد می‌تواند به‌صورت یک مسئله بهینه‌سازی چندهدفه در سامانه پیاده‌سازی شود. کنترل Volt/VAR نقاط کاری بهینه تجهیزات کنترل‌کننده ولتاژ نظیر ترانسفورمرهای مجهز به قابلیت On Load Tap Changing، رگولاتورهای ولتاژی، منابع انرژی پراکنده، تجهیزات الکترونیک قدرتی برای کنترل ولتاژ و خازن‌ها را تعیین می‌نمایند. بهینه‌سازی مربوط به این عملکرد ممکن است در راستای حداقل کردن توابع هدفی مختلف و متغیر با زمان بهره‌برداری از شبکه به‌صورت برخط پیاده‌سازی شده و یا به‌صورت چندهدفه فرموله گردد. در ادامه به چند شیوه مختلف پیاده‌سازی سامانه‌های پایش ولتاژ اشاره شده است.

ب- نصب تجهیزات اندازه‌گیری در نقاط میانی و یا آنتن‌هایی فیدر توزیع برای پایش ولتاژ

در این رویکرد، حسگرهایی برای اندازه‌گیری ولتاژ نقاطی غیر از نقاط ابتدایی فیدرهای توزیع نیز به سامانه نظارتی اضافه می‌شوند. حال ممکن است برای هر فیدر تنها یک حس‌گر در میانه شاخه اصلی و یا آنتن‌های آن قرار داده شود. ولتاژ خوانده‌شده از این حسگر در کنار ولتاژ اندازه‌گیری شده ابتدای فیدرها (ولتاژ سه‌فاز خارج‌شده از ترانسفورمر توزیع) می‌تواند برای تخمین پروفایل ولتاژ فیدر مورداستفاده قرار بگیرد.

ج- استفاده از روش‌های تخمین ولتاژ بدون نیاز به نصب حس‌گر اضافی در شبکه

گفته شد که یکی از مهم‌ترین تعهدات بهره‌بردار شبکه توزیع نسبت به مشترکین، تحویل ولتاژ در حدود مجاز به مشترکین است. از همین رو اندازه ولتاژ نقطه ژرف شبکه اهمیت فراوانی دارد. نقطه ژرف شبکه، مشترکی است که در فیدر فشار ضعیف حداقل ولتاژ را در بین مصرف‌کنندگان دریافت می‌کند. اندازه‌گیری ولتاژ نقطه ژرف یا باید از طریق اندازه‌گیری مستقیم با نصب حسگر و یا قرائت داده‌های اندازه‌گیری شده توسط کنتورهای هوشمند (در صورت وجود) باشد، یا می‌توان به‌طور تخمینی با اندازه‌گیری ولتاژ خروجی ترانسفورمر توزیع اقدام به ارزیابی شبکه ازنقطه‌نظر ولتاژی نمود. برای مثال در چند نمونه از پروژه‌های بررسی‌شده در بخش دوم، پایش ولتاژی در شبکه‌های فشار ضعیف توزیع

تنها در پایانه‌های خروجی ترانسفورمرهای توزیع صورت می‌گرفت و با استفاده از دستورالعمل‌ها و تجربیات به‌دست‌آمده در شبکه، با رصد حدود ولتاژی پایانه خروجی، بهره‌بردار شبکه وضعیت ولتاژی شبکه و مناسب بودن و یا نبودن تپ انتخابی را ارزیابی می‌نمود. با این کار با وجود آنکه تجهیزی به‌صورت مستقیم اقدام به اندازه‌گیری ولتاژ در نقطه ژرف شبکه توزیع و یا نقاط آنتن‌هایی شاخه اصلی فیدر توزیع نمی‌کند، اما پایش ولتاژی بر تجربیات میدانی استوار بوده و تا حدود زیادی سبب ایجاد اطمینان در بهره‌بردار شبکه از تحویل ولتاژ مناسب به مشترکین می‌گردد.

نصب حس‌گر ولتاژی در میانه و یا آنتن‌های فیدر دارای چالش‌های متعددی است. علاوه بر هزینه‌بر شدن سامانه نظارتی براثر افزایش تعداد حسگرها، دشواری یافتن محلی مناسب برای نصب تجهیز و نیز امکانات مخابراتی لازم برای ارتباط با مرکز جمع‌آوری داده نیز از چالش‌های تعدد حسگرها در شبکه‌های توزیع هستند. از همین رو یکی از روش‌های پیاده‌سازی عملکردهایی که به ولتاژ نقاطی در پایین‌دست پست توزیع برای پیاده‌سازی احتیاج دارند، روش تخمین ولتاژ نقاط دوردست است. در سال‌های اخیر مقالات متعددی به ارائه روش‌هایی برای پیاده‌سازی چنین عملکردی اقدام نموده‌اند.

یکی از روش‌های تخمین ولتاژ نقطه آنتن‌هایی فیدر توزیع روش بررسی‌شده در فصل ۲، بند ۸ است. در این روش با دانستن مواردی نظیر قطر مقطع هادی فیدر، طول و تعداد کل مشترکین متصل شده به آن، مدلی عمومی برای فیدر توزیع در الگوریتم ساخته می‌شود. حال با استفاده از اندازه‌گیری ولتاژ و توان ابتدای فیدر، الگوریتم قادر به تخمین تعداد مشترکین حاضر بر روی هر فاز فیدر و نیز ولتاژ نقاط آنتن‌هایی شاخه اصلی خواهد بود. این روش سبب می‌شود که سامانه نظارتی با استفاده از اندازه‌گیری‌های نصب‌شده در ابتدای فیدر توزیع قادر به کسب اطلاع از نقاطی در آنتن‌های فیدر باشد که در آن‌ها هیچ تجهیزی برای اندازه‌گیری ولتاژ نصب نگردیده است.

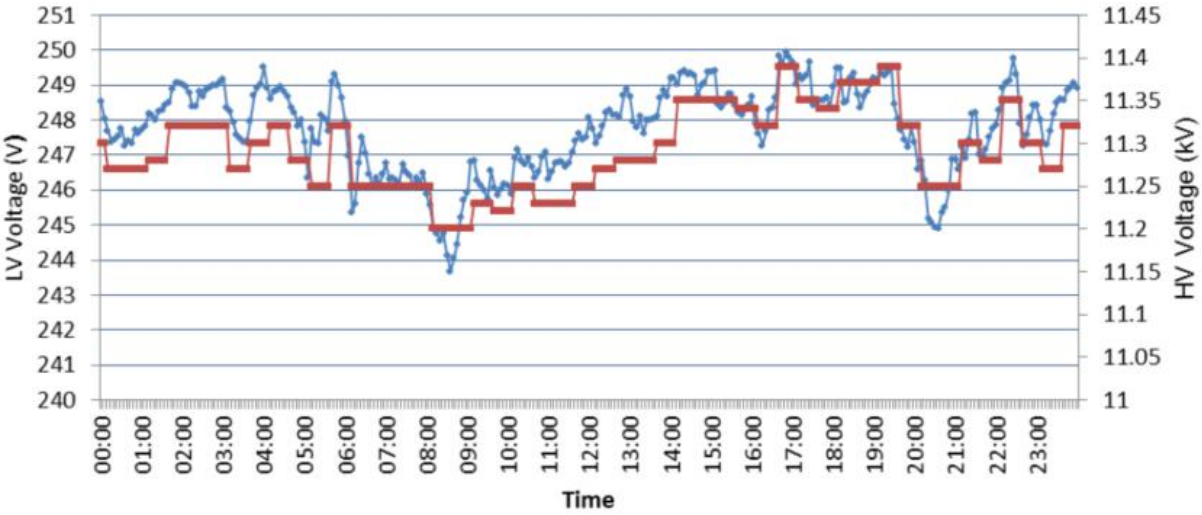
د- استفاده از داده‌های تولید شده از کنتورهای هوشمند مشترکین

یکی از ابزار پر استفاده در شبکه‌های هوشمند توزیع، کنتورهای هوشمند هستند. به همین جهت در برخی از تجربیات بین‌المللی بررسی‌شده در فصل دوم، از کنتورهای هوشمند مشترکین برای کسب اطلاع سامانه پایش از بزرگی ولتاژ در نقاط مختلف شبکه فشار ضعیف و در سمت مصرف استفاده‌شده است. استفاده از کنتورهای هوشمند برای ارسال داده‌های اندازه‌گیری شده امکان پایش نزدیک به زمان حقیقی ولتاژی بدون نیاز به نصب تجهیزات اندازه‌گیری جدید را فراهم می‌آورد.

ه- نظارت ولتاژی شبکه‌های فشار ضعیف و فشار متوسط در کنار یکدیگر

در طرح‌هایی که علاوه بر شبکه‌های فشار ضعیف، شبکه‌های فشار متوسط توزیع هم ازنظر ولتاژی تحت پایش قرار می‌گیرند، پایش شبکه می‌تواند با در نظر گرفتن ولتاژهای هر دو سطح MV و LV پیاده‌سازی شود. برای نمونه در یک شبکه توزیع فشار ضعیف، افت ولتاژ ممکن است به دلایل متعددی نظیر اضافه‌بار، عدم انتخاب تپ مناسب در ترانسفورمر، عدم جبران سازی مناسب بار راکتیو و مواردی دیگر باشد یا اینکه این افت ولتاژ دلیلی در شبکه فشار متوسط داشته باشد. رصد هم‌زمان ولتاژی شبکه‌های توزیع LV و MV در کنار یکدیگر می‌تواند سبب تشخیص عامل اشکال ولتاژی در شبکه باشد. برای نمونه در شکل ۴- ۱۴ ولتاژ پست فشار ضعیف و فشار متوسط در کنار یکدیگر برای ساعات مختلف

آورده شده است. در این شکل نمودار آبی‌رنگ مربوط به وضعیت ولتاژی در پست فشار ضعیف و نمودار قرمزرنگ مربوط به وضعیت ولتاژی در ابتدای فیدر فشار متوسط تغذیه‌کننده پست LV است. دیده می‌شود که در زمان‌های مختلف ولتاژهای ثبت‌شده در پایانه خروجی پست فشار ضعیف تابعی از ولتاژ پست فشار متوسط است.



شکل ۴- ۱۴- بررسی ولتاژی شبکه‌های توزیع فشار ضعیف و فشار متوسط

نتیجه:

نیازسنجی عملکرد:	پایش ولتاژی شبکه، امکان پیاده‌سازی طرح‌های کنترل ولتاژی در سطح فشار ضعیف را فراهم می‌آورد. با توجه به امکان تخمین ولتاژ نقاط بحرانی (ازنظر ولتاژی) امکان محاسبه ولتاژ نقاط دوردست بدون نیاز به نصب حس‌گر در محل نیز به وجود می‌آید و می‌توان تنها با نصب حس‌گر در ابتدای شبکه، از مجاز بودن ولتاژ نقاط دیگر نیز اطمینان حاصل کرد.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	اندازه‌گیری ولتاژ و توان ابتدای فیدرهای توزیع فشار ضعیف اندازه‌گیری ولتاژ نقاط آنتن‌هایی و میانی فیدر در صورت عدم استفاده از روش‌های مبتنی بر تخمین وضعیت شبکه
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	برای پیاده‌سازی این عملکرد در صورت استفاده از روش‌های مبتنی بر تخمین ولتاژ دوردست لازم است تا سرور انتخابی برای تحلیل داده‌های برداشت‌شده از حسگرها قادر به اجرای

محاسبات کامپیوتری مربوط به هر یک از فیدرهای تحت پایش باشد.

۴- ۳- ۱۰- پایش تلفات شبکه توزیع [۴۹]

بهره‌بردار شبکه توزیع برای اهدافی نظیر plannig، کاهش تلفات شبکه، محاسبه تلفات غیر فنی، بهبود بازدهی شبکه و تعیین آرایش بهینه آن به محاسبه تلفات نیاز دارد. حجم عظیم محاسبات کامپیوتری، نبود تجهیزات اندازه‌گیری کافی و نبود پایگاه داده‌های کامل از توپولوژی شبکه و مدل آن سبب شده که تلفات شبکه توزیع با استفاده از تخمین و نه از طریق محاسبات مستقیم به دست آید.

الف- تلفات توزیع در ایران

بنا به گزارش وزارت نیرو، میانگین تلفات در ایران نسبت به شاخص‌های بین‌المللی تلفات به سبب مستهلک بودن تجهیزات، طرح‌های غیر مهندسی، بارهای نامتعادل و ... بیشتر است. در کشور ما برخلاف میزان بالای تلفات در شبکه‌های توزیع محاسبه تلفات و اقدام جدی در جهت کاهش آن به‌عنوان یک هدف مهم در نظر گرفته نشده است. در شبکه‌های فشار ضعیف توزیع به دلیل نبود پایگاه داده‌های جامع از اطلاعات شبکه، کافی نبودن شمار کنتورهای نصب شده در خروجی ترانسفورمرهای فشار ضعیف توزیع نیاز به ارائه روشی بر مبنای تخمین برای یافتن میزان تلفات شبکه‌های توزیع به‌شدت حس می‌شود.

در ایران در شرکت‌های توزیع برای کاهش و تخمین میزان تلفات از روش زیر که اتکایی حداقلی به اطلاعات شبکه دارد، استفاده می‌شود. در این روش تلفات کلی شبکه در بازه زمانی خاص از تفاضل میزان انرژی خریداری شده و فروخته شده محاسبه می‌شود. انرژی خریداری شده از کنتورهای موجود در پست‌های توزیع استخراج شده و انرژی فروخته شده از مجموع قبض مشترکین به دست می‌آید. تلفات بار پیک نیز از روابط (۴- ۱۲) و (۴- ۱۳) محاسبه می‌شود.

$$\text{Peak Load Loss} = \frac{\text{Energy Loss}}{h \cdot L_{sf}} \qquad (۴-۱۲)$$

$$L_{sf} = k \cdot LF + (1-k)\, LF^2 \qquad (۴-۱۳)$$

L_{sf} loss factor;
k a constant;
LF load factor;
h time duration.

برخلاف استفاده گسترده از این روش، تلفات محاسبه شده به دلایل زیر از دقت کافی برخوردار نیست:

- عدم تطابق دوره تاریخی قرائت قبوض مشترکین

- برای تعیین ضریب k مطالعات کافی صورت نگرفته و مقدار آن برابر با ۰,۷ در نظر گرفته می‌شود.
- با در نظر گرفتن میزان بالای تلفات غیر فنی در شبکه‌های توزیع ایران، این روش تخمین اطلاعات دقیقی از میزان تلفات فنی و غیر فنی ارائه نمی‌کند.

ب- راهکارهای ارائه شده برای محاسبه و یا تخمین تلفات

یکی از روش‌های بنیادین در محاسبه تلفات، استفاده از پخش بار است. در پخش بار نیاز است تا اطلاعاتی نظیر توپولوژی شبکه، نوع هادی‌ها، اندازه بارها و ... معلوم باشد. البته لازم به ذکر است که در استفاده از چنین روشی کیفیت و دقت داده‌های جمع‌آوری شده اهمیت فراوانی دارد. راه دیگر برای محاسبه تلفات مقایسه ورودی و خروجی سیستم قدرت است. در این روش از کنتورهای مشترکین برای محاسبه مجموع انرژی فروخته شده استفاده‌شده و مجموع انرژی تحویل شده به شبکه توزیع از کنتور نصب شده در ابتدای شبکه توزیع استفاده می‌شود. البته این میزان از تلفات متشکل از تلفات فنی و غیر فنی بوده و برای تفکیک این دو نوع تلفات از هم با استفاده از داده‌های گردآوری شده به حجم بالایی از اطلاعات و مدل شبکه نیاز خواهد بود.

دشواری‌های محاسبه تلفات شبکه سبب روی آوردن به روش‌های مبتنی بر تخمین تلفات شده است. برای نمونه در برخی مقالات از شبکه‌های عصبی برای تخمین تلفات فنی و غیر فنی در شبکه فشار ضعیف توزیع استفاده‌شده است. برای پیاده‌سازی این طرح اطلاعاتی از فیدرها نظیر توان اکتیو و راکتیو و یا انرژی ماهیانه، طول فیدرها، ولتاژ خط و ظرفیت ترانسفورمر توزیع به‌عنوان ورودی شبکه عصبی در نظر گرفته‌شده و خروجی شبکه عصبی میزان تلفات است. از شبکه‌های عصبی در کشور برزیل برای تخمین تلفات ترانسفورمرهای توزیع استفاده‌شده است.

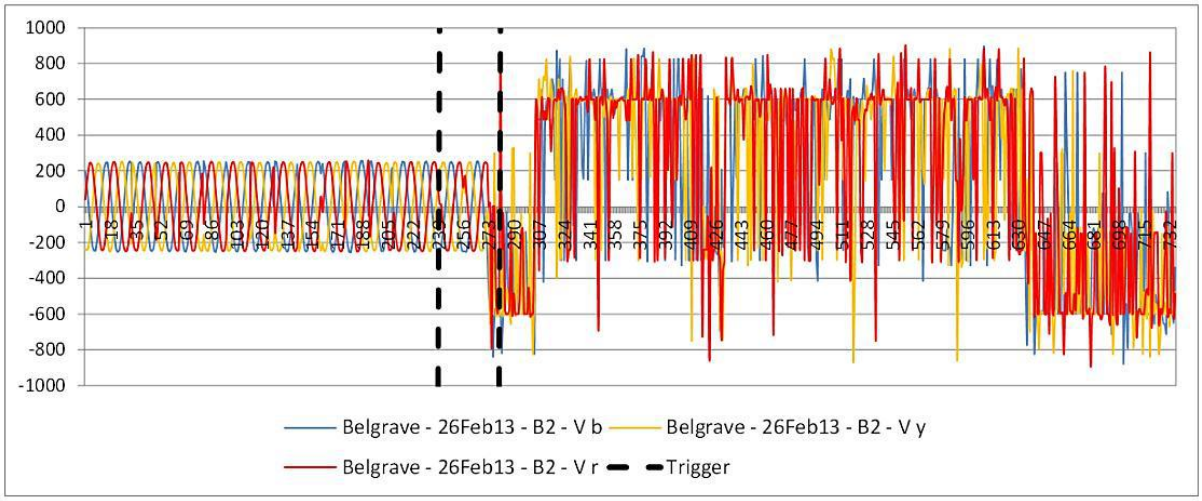
نتیجه

نیازسنجی عملکرد:	تلفات در شبکه‌های توزیع چه از نوع فنی و چه از نوع غیر فنی سبب خروج وضعیت بهره‌برداری شبکه از حالت بهینه و اتلاف سرمایه‌های ملی می‌گردد. از همین رو لازم است تا برای کاهش تلفات در شبکه و همچنین تشخیص میزان آن در نقاط مختلف سازوکاری تعریف گردد.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	اندازه‌گیری توان مصرف شده از ابتدای فیدرهای توزیع و یا ترانسفورمر توزیع و دسترسی به اطلاعاتی نظیر میزان انرژی مصرفی مشترکین

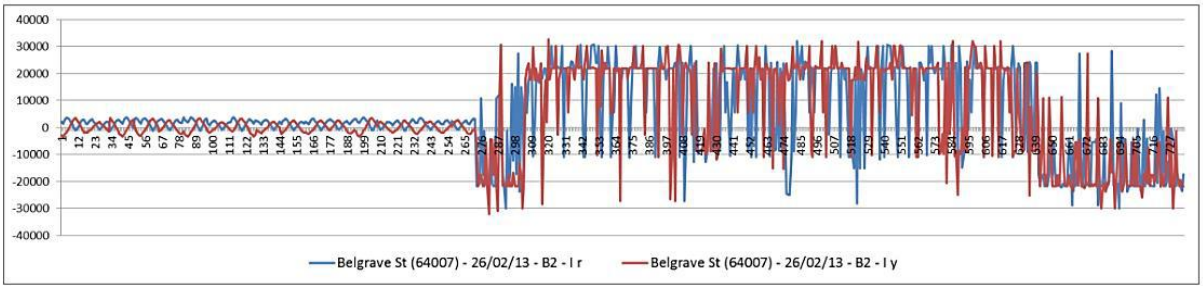
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز: امکان دریافت اطلاعات مصرف مشترکین و تخمین انرژی فروخته شده به آن‌ها و محاسبه انرژی کشیده شده از نقطه ابتدایی شبکه توزیع.

۴- ۳- ۱۱- ثبت اغتشاشات شبکه

پس از وقوع هر رخداد و خطا، یکی از امور مهم که باید توسط بهره‌بردار شبکه انجام شود، تحلیل و بررسی واقعه است. از همین رو در برخی از تجربیات بررسی‌شده اقدام به تعبیه کارکردی برای ثبت شکل موج‌های ولتاژی و جریانی شده است. برای نمونه نتایج برداشته شده از یک خطا در شبکه توزیع در شکل ۴- ۱۵ و شکل ۴- ۱۶ آورده شده است. کارکرد ثبت رخدادها در این پروژه از یک کارکرد ماشه برای ثبت شکل موج‌های ولتاژی و جریانی استفاده کرده است. با رسیدن بزرگی اغتشاش سیگنال ولتاژی و جریانی به یک مقدار قابل تنظیم، تجهیز ثبت کننده اغتشاشات شبکه اقدام به ثبت شکل موج‌هایی می‌کند که در حین رخداد روی داده است.



شکل ۴- ۱۵-۷۰۰ میلی‌ثانیه از داده‌های ثبت شده در ثبات اختلالات – ولتاژهای ثبت شده



شکل ۴- ۱۶-۷۰۰ میلی‌ثانیه از داده‌های ثبت شده در ثبات اختلالات – جریان‌های ثبت شده

نرخ نمونه‌برداری ثبت کننده اختلالات می‌بایست مقداری بزرگ داشته باشد. چراکه عموماً شکل موج‌هایی که بر اثر خطاها و یا گذراهای سیستم به وقوع می‌پیوندند، دارای المان‌های فرکانس بالا هستند. از همین رو برای نمونه در [۴۸]

نرخ نمونه‌برداری ثبات اختلالات شبکه برابر با ۴ کیلوهرتز انتخاب شده است. هرچند که در عمل نرخ نمونه‌برداری از اختلالات شبکه ممکن است به مقادیری در حدود ۱۰ الی ۵۰ کیلوهرتز (و یا بیشتر از آن) برسد.

نتیجه

نیازسنجی عملکرد:	پدید آوردن امکان بررسی و تحلیل شکل موج‌های ثبت شده در ثبات اغتشاشات برای مطالعات مربوط به علت‌یابی خاموشی و یا رویداد شبکه.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	ثبت کننده اغتشاشات باید قادر به ثبت شکل موج‌های ولتاژی و جریانی با نرخ نمونه‌برداری بالا باشند. همچنین حسگر انتخاب شده برای این کاربرد باید در طیف نسبتاً بزرگی از فرکانس رابطه خطی خود را حفظ نماید.
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	امکان فراخوانی شکل موج ولتاژی و جریانی ثبت شده از راه دور.

۴- ۳- ۱۲- محاسبه ضریب هم‌زمانی [۵۰]

یکی از مشکلاتی که شرکت‌های توزیع در انجام تحلیل‌های مختلف مورد نیاز خود و همچنین در طراحی شبکه با آن مواجه هستند فقدان اطلاعات کافی از مدل بار انواع مشترکین است. به‌طورکلی حتی در کشورهای پیشرفته جمع‌آوری و دسترسی به اطلاعات و پارامترهای شبکه توزیع نسبت به شبکه انتقال بسیار محدودتر و دشوارتر است. مهم‌ترین فاکتوری که مهندسین به‌منظور تخمین بار شبکه توزیع از آن استفاده می‌کنند ضریب هم‌زمانی است. با توجه به این‌که بخش اعظمی از مصارف انرژی در شهرهای بزرگ به مشترکین خانگی اختصاص دارد، تعیین ضریب هم‌زمانی مصرف برای این گروه مشترکین از اهمیت بالایی برخوردار است. مشترکین خانگی دارای بار پایه ثابت حدود چند صد وات و بار پیک چند کیلووات بوده که با توجه به طبیعت مصرف معمولاً پیک بار تک مشترک در زمان کوتاهی اتفاق می‌افتد. ازآنجایی‌که پیک بار هر مشترک بازه زمانی کوتاهی داشته و از سوی دیگر مصارف از طبیعت نامعین و احتمالاتی برخوردارند، پیک بار چند مشترک به‌ندرت در زمان مشابه اتفاق می‌افتد. به همین دلیل، پیک تقاضای هم‌زمان معرفی می‌شود. ضریب هم‌زمانی عبارت است از نسبت حداکثر تقاضای هم‌زمان به حداکثر تقاضای غیر هم‌زمان.

به دلیل عدم استفاده هم‌زمان از کلیه مصارف ضریب هم‌زمانی در برآورد توان بسیار مهم است و در طراحی شبکه کاربرد زیادی دارد. تخمین‌هایی که برای بارگذاری تجهیزات توزیع و انتقال در رده‌های مختلف ولتاژ زده می‌شود معمولاً بر اساس تخمین باری است که بر اساس منحنی‌های هم‌زمانی به دست می‌آید. به‌عنوان‌مثال پیک هم‌زمان یک گروه از مشترکین که توسط بخشی از یک فیدر یا توسط یک ترانسفورمر یا خطوط فشار ضعیف تغذیه می‌شوند، از روی دیماند پیک تک مشترکین با استفاده از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$C_f = \frac{\text{Group Peaks}}{\sum \text{individual Peaks}} \qquad (۱۴-۴)$$

به‌طورکلی تعیین ضریب هم‌زمانی در شرکت‌های توزیع کاملاً تجربی بوده و به تجارب مهندسین طراح متکی است. برای نمونه، در شرکت توزیع برق تهران بزرگ نیز انتخاب ضریب هم‌زمانی از این قاعده مستثنا نبوده و مطابق الزامات طراحی برای مشترکین خانگی به‌طورکلی برای فرهنگ مصرف A در محدوده ۰,۱۵ الی ۰,۲۵ و برای فرهنگ مصرف B در محدوده ۰,۲۵ الی ۰,۳۵ در نظر گرفته می‌شود که در ادامه فرهنگ مصرف تعریف‌شده است. با توجه به شرایط آب‌وهوایی تهران و اینکه استفاده از گرمایش الکتریکی به دلیل دسترسی آسان به سیستم گاز طبیعی کشور معمول نیست، پیک بار سالیانه در تابستان اتفاق می‌افتد و یکی از مهم‌ترین عوامل تأثیرگذار در ایجاد تیپ‌های مختلف مصرف وسایل خنک‌کننده مورد استفاده مشترکین هست. بدین ترتیب مشترکین دارای فرهنگ مصرف A مشترکین با تمکن مالی ضعیف تا متوسط در نظر گرفته‌شده‌اند که از تجهیزات برقی معمولی و نیز از کولر آبی جهت خنک‌کنندگی محیط استفاده می‌کنند و مشترکین دارای سطح فرهنگ B شامل مشترکین با تمول مالی متوسط به بالا هستند از تجهیزات الکتریکی بیشتر نظیر مایکروفر، فر برقی، کامپیوتر و کولر گازی یا هواساز جهت خنک‌کنندگی استفاده می‌کنند. قالب فرهنگ مصرف مشترکین بررسی‌شده در منطقه برقی [۵۰] (منطقه برق سهروردی) A بوده و می‌توان گفت تنها تفاوت مشترکین دارای فرهنگ مصرف A نسبت به B استفاده از کولر گازی است.

نکته حائز اهمیت آن است که با وجود آن‌که سال‌هاست که در محاسبات توسعه شبکه و تخمین بار از ضریب هم‌زمانی استفاده می‌شود اما تعداد مطالعات صورت گرفته برای تعیین دقیق و آماری آن و تعریف شاخص‌ها چندان زیاد نیست. رفتار هم‌زمانی مشترکین معمولاً از یک شرکت توزیع برق شرکت توزیع دیگر بسیار متفاوت است و بنابراین هر شرکت توزیع می‌بایست منحنی ضرایب هم‌زمانی مشترکین خود را بر اساس مطالعه بار مشترکین در سیستم توزیع خودش به دست آورد. حتی در نواحی مختلف شهری تحت پوشش یک شرکت توزیع نیز فرهنگ مصرف متفاوت مناطق مختلف سبب تغییر در ضریب هم‌زمانی بارهای آن نقاط خواهد شد. موضوع مهم دیگر آن است که با پیشرفت فنّاوری و جایگزینی روزافزون انرژی الکتریکی در بسیاری از مصارف و جنبه‌های زندگی بشر موجب می‌گردد که این ضریب با تغییر فرهنگ مصرف در طی سال‌ها نیاز به بازنگری داشته باشد.

در این پروژه با توجه به اینکه از نصب تجهیزات اندازه‌گیری برای تعیین توان گذرنده از فیدرها یا ترانسفورمرها استفاده‌شده، تعیین ضریب هم‌زمانی با استفاده از مجموع ظرفیت فروخته شده قابل محاسبه خواهد بود. برای این کار لازم است تا ماکزیمم توان اندازه‌گیری شده در فیدر یا ترانسفورمر معلوم شده و تعداد مشترکین و ظرفیت فروخته شده به هر یک به‌صورت میدانی جمع‌آوری گردد. سپس با استفاده از رابطه (۴- ۱۴) می‌توان ضریب هم‌زمانی نقاط تحت پایش را مشخص نمود. لذا شمار مصرف‌کنندگان متصل به تجهیز تحت پایش (اعم از فیدر فشار ضعیف یا ترانسفورمر توزیع) و توان دیده شده از حسگرها اطلاعات مورد نیاز برای این کاربرد هستند.

نتیجه

نیازسنجی عملکرد:	ضریب هم‌زمانی بارها در طراحی و برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع حائز اهمیت بالایی است. از همین رو سازوکاری نیاز است تا بهره‌بردار شبکه با استفاده از آن قادر به اندازه‌گیری این پارامتر باشند.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	حداکثر توان خوانده شده در دوره محاسبه ضریب هم‌زمانی و اطلاعات مشترکین تغذیه شده توسط تجهیز تحت پایش از اطلاعات لازم برای پیاده‌سازی این کاربرد است.
امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	امکان دریافت شمار مشترکین تغذیه شده به‌وسیله تجهیز تحت پایش (اعم از ترانسفورمر و یا فیدر) و محاسبه ضریب هم‌زمانی.

۴- ۳- ۱۳- پیش‌بینی بار

یکی از امکانات فراهم شده ناشی از پایش توان در سطح شبکه پدید آمدن امکان ثبت داده‌های تاریخی خوانده شده از تجهیزات اندازه‌گیری است. با استفاده از داده‌های تاریخی ثبت شده می‌توان اقدام به پیاده‌سازی روش‌های پیش‌بینی بار نمود. پیش‌بینی بار باعث باز شدن پنجره‌های متعددی به روی بهره‌بردار شبکه توزیع می‌گردد. برای نمونه این امر سبب می‌شود تا بهره‌بردار شبکه پیش از وقوع اضافه‌بارها از احتمال وقوع آن مطلع شده و قادر به اتخاذ اقدامات پیشگیرانه برای جلوگیری از عملکرد تجهیزات حفاظتی و یا استهلاک بیش‌ازحد دارایی‌های شبکه در اثر این اضافه‌بارها شود. اطلاعات ناشی از پیش‌بینی بار علاوه بر آنچه گفته شد در مواردی نظیر توسعه، تعمیر و نگهداری از شبکه نیز کاربردهای متعددی دارد. ثبت و تحلیل داده‌های تاریخی در کنار فراهم آوردن دید بهتر از وضعیت رشد بارگذاری شبکه امکان توسعه کارکردهای مرتبط با پیش‌بینی بار را نیز فراهم می‌آورند.

نتیجه

نیازسنجی عملکرد:	پیش‌بینی بار در کاربردهایی نظیر توسعه شبکه و عملیات آن کاربردهای فراوانی دارد.
ادوات (یا عملکردهای) لازم برای دستیابی به عملکرد (اعم از تعداد حس‌گر و تجهیزات موردنیاز دیگر):	در این کاربرد از اطلاعات تاریخی ثبت شده از توان های شارش شده در سطح شبکه استفاده می‌شود.

امکانات نرم‌افزاری موردنیاز:	امکان فراخوانی داده‌های تاریخی ثبت شده و پیش‌بینی بارگذاری تجهیزات تحت پایش و استفاده از مدل شبکه برای پیش‌بینی بارگذاری یک ناحیه بزرگ‌تر.

۴- ۴- خلاصه‌ای از بررسی کاربردها

در این بخش به‌صورت خلاصه به بررسی کلی کاربردهای بررسی‌شده بخش قبلی پرداخته‌شده است. در این بخش هر کاربرد ازنظر پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری، نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده، ملاحظات فنی مورد نیاز برای انتخاب حسگر و حسگرهای مورد نیاز ازنظر نوع و تعداد مورد بررسی قرار گرفته است. در بخش تعداد حسگرهای مورد نیاز، به حداقل تعداد حسگر مورد نیاز برای پیاده‌سازی کاربرد مورد نظر اشاره شده است. این امر بدان معناست که برای یک کاربرد خاص ممکن است برای تحلیل ولتاژ و جریان نوترال نیاز به حسگرهای اضافه نسبت به آنچه در این جداول بدان اشاره شده است باشد. برای نمونه ممکن است در پایش کیفیت توان علاوه بر تحلیل هارمونیکی ولتاژ و جریان فازها نیاز به تحلیل هارمونیکی جریان گذرنده از نوترال و ولتاژ آن باشد که در این صورت به چهار حسگر ولتاژی برای سنجش ولتاژ سه‌فاز و نوترال نسبت به زمین و چهار حسگر جریانی برای اندازه‌گیری جریان فازها و نوترال باشد.

۴- ۴- ۱- نمایش شارش توان و ثبت داده‌های تاریخی

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	حسگر موردنیاز
پایش شارش توان	**محاسبات محلی:** امکان محاسبه میانگین بار در فواصل زمانی بین ارسال داده‌ها **محاسبات ابری:** برای تخمین، تحلیل و پایش شیوه شارش توان در شبکه نیاز به قدرت محاسباتی بالایی است.	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه در سیکل نرخ ارسال داده: ارسال یک داده در هر ۱ تا ۱۰ دقیقه	خطی بودن و دقت در بارگذاری‌های متفاوت.	حداقل ۳ حسگر ولتاژی حداقل ۳ حسگر جریانی
ضرورت	این کارکرد خوراک اطلاعاتی بسیاری از عملکردهای دیگر را تأمین می‌نماید. از همین روست که وجود چنین کارکردی برای یک سامانه پایش وضعیت بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع (اعم از فشار ضعیف و فشار متوسط) ضروری است.			

۴- ۴- ۲- پایش بارگذاری ترانسفورمرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	حسگر موردنیاز
پایش بارگذاری ترانسفورمرها	**محاسبات محلی:** امکان محاسبه میزان بارگذاری ترانسفورمر توزیع (استفاده از	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه در سیکل	این عملکرد از داده‌های عملکرد شارش توان استفاده می‌کند و قید جدیدی در این زمینه ندارد.	حداقل سه حسگر ولتاژی[1]

	داده‌های کارکرد «پایش شارش توان») و ظرفیت پویای آن **محاسبات ابری:** امکان پایش بارگذاری ترانسفورمرها و ارسال هشدار در صورت نیاز	نرخ ارسال داده: ارسال یک داده در هر ۱ تا ۱۰ دقیقه		حداقل سه حسگر جریانی[1] حسگر سنجش دما*
ضرورت	با توجه به تغییرات بنیادین در پروفایل بارهای شبکه، رشد بارها و حضور روزافزون تولیدات پراکنده در شبکه لازم است تا سامانه‌هایی برای نظارت بر شیوه بهره‌برداری از دارایی‌های شبکه وجود داشته باشد تا از بروز اضافه‌بارهای غیرمجاز جلوگیری شود.			

[1]: در صورت پایش ولتاژ و جریان نوترال در این کاربرد به ۴ حسگر برای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان نیاز خواهد بود

۴- ۴- ۳- پایش بارگذاری فیدرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	حسگر موردنیاز
پایش بارگذاری فیدرها	**محاسبات محلی:** امکان محاسبه میزان بارگذاری فیدر و ظرفیت پویای آن **محاسبات ابری:** امکان پایش بارگذاری فیدرها و ارسال هشدار در صورت نیاز	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه در سیکل نرخ ارسال داده: ارسال یک داده در هر ۱ تا ۱۰ دقیقه	این عملکرد از داده‌های عملکرد شارش توان استفاده می‌کند و قید جدیدی در این زمینه ندارد.	حداقل سه حسگر ولتاژی[2] حداقل سه حسگر جریانی[2] حسگر سنجش دما (دمای هوا و خاک)، تابش خورشید و وزش باد
ضرورت	پایش فیدرهای توزیع اعم از خطوط هوایی و کابل‌ها برای اجتناب از بروز اضافه‌بارهای طولانی‌مدت و غیرمجاز			

[2]: در صورت پایش ولتاژ و جریان نوترال در این کاربرد به ۴ حسگر برای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان نیاز خواهد بود

۴- ۴- ۴- پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	تعداد حسگر موردنیاز
پایش رویدادها	**محاسبات محلی:** در ماژول باید قابلیتی برای تشخیص وقوع شرایط غیرعادی و ثبت شکل موج‌های ولتاژی و جریانی پس از تشخیص وقوع رخداد وجود داشته باشد. **محاسبات ابری:** امکان صدور هشدار و نیز فراخوانی داده‌های ثبت شده از ماژول‌های	نرخ نمونه‌برداری محلی: بسته به کاربردهای انتخاب شده برای پیاده‌سازی متغیر بوده (به‌طور متوسط ۲ کیلوهرتز) نرخ ارسال داده: ارسال یک داده در هر ۱ تا ۱۰ دقیقه	پاسخ فرکانسی خطی از ۵۰ هرتز تا حدود ۲ کیلوهرتز	۳ حسگر ولتاژی ۳ حسگر جریانی

	اندازه‌گیری برای تحلیل آنچه در شبکه رخ‌داده است.	+ امکان ارسال بزرگی هارمونیک‌ها به‌صورت جداگانه		
ضرورت	در حال حاضر بهره‌بردار شبکه اطلاعات اندکی از خطاها و رخدادهای شبکه دارد، وجود یک سامانه پایشی می‌تواند منجر به کاهش عملیات تعمیر و ساعات خاموشی تحمیلی به مشترکین شود.			

۴- ۴- ۵- پایش کیفیت توان

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	تعداد حسگر موردنیاز
پایش کیفیت توان	**محاسبات محلی:** ماژول محاسباتی باید قادر به انجام محاسبات مربوط به محاسبه هارمونیک‌ها در نرخ‌های بالای نمونه‌برداری باشد. **محاسبات ابری:** امکان صدور هشدار و نیز فراخوانی داده‌های ثبت‌شده (بزرگی THD و هر کدام از هارمونیک‌ها) از ماژول‌های اندازه‌گیری	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه در سیکل نرخ ارسال داده‌ها: حداکثر هر نیم ساعت	پاسخ فرکانسی خطی برای طیف بزرگی از فرکانس‌ها از ۵۰ هرتز تا چندین کیلوهرتز (تا بزرگی فرکانس حداکثر هارمونیکی که قرار است پایش شود.)	حداقل ۳ حسگر ولتاژی[۳] حداقل ۳ حسگر جریانی[۳]
ضرورت	در شبکه‌هایی که دارای ضریب نفوذ بالای تولیدات تجدید پذیر و یا بارهایی با آلودگی هارمونیکی هستند وجود چنین سامانه ای ضروری است.			

[۳]: در صورت نیاز پایش اندازه و اعوجاجات هارمونیکی نوترال تجهیزات تحت پایش به چهار حسگر ولتاژی و جریانی نیاز خواهد بود.

۴- ۴- ۶- ارائه تحلیل‌های مرتبط با تقویت، توسعه و مکان‌یابی نقاط جدید اتصال بار

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	تعداد حسگر موردنیاز
تقویت، توسعه و مکان‌یابی نقاط جدید اتصال بار	**محاسبات محلی:** امکان محاسبه میانگین بار در فواصل زمانی ارسال داده. **محاسبات ابری:** قابلیت نرم‌افزاری لازم برای مکان‌یابی اضافه‌بارها و ظرفیت‌های آزاد برای پیشنهاد خودکار محل جدید اتصال بارها و تولیدات پراکنده	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه در سیکل نرخ ارسال داده: حداکثر هر نیم ساعت	این عملکرد از داده‌های عملکرد شارش توان و داده‌های تاریخی ثبت شده استفاده می‌کند و قید جدیدی در این زمینه ندارد.	حداقل ۳ حسگر ولتاژی حداقل ۳ حسگر جریانی
ضرورت	به جهت تقویت و توسعه شبکه و نیز اتصال مشترکین جدید به شبکه وجود چنین عملکردی برای جایابی بارهای جدید و نیز مکان‌یابی نقاط نیازمند تقویت ضروری محسوب می‌شود.			
نکته	اثربخشی این کارکرد شدیداً در گرو تعداد پست‌های پایش شده در شبکه است.			

۴- ۴- ۷- نظارت بر تعادل سه‌فاز مدار

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	تعداد حسگر موردنیاز
نظارت بر تعادل سه‌فاز مدار	**محاسبات محلی:** امکان محاسبه میانگین فازورهای ولتاژی و جریانی **محاسبات مرکزی:** قابلیت نرم‌افزاری لازم برای صدور هشدار در صورت بروز نامتعادلی شدید	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه بر سیکل نرخ ارسال داده‌ها: حداکثر هر نیم ساعت	رابطه‌ای خطی با میزان بارگذاری.	حداقل ۳ حسگر ولتاژی[۴] حداقل ۳ حسگر جریانی[۴]
ضرورت	با توجه به آنکه عموماً در طرح‌های پایش شبکه سیگنال‌های ولتاژ و جریان هر دو اندازه‌گیری می‌شوند، استفاده از این سیگنال‌ها برای بررسی تعادل سه‌فاز امری ضروری محسوب می‌شود.			

[۴]: در صورت نیاز به پایش ولتاژ نوترال نسبت به زمین و جریان نوترال برای ارزیابی میزان به هم خوردگی تعادل سه‌فاز تجهیز تحت پایش به چهار حسگر ولتاژی و جریانی نیاز خواهد بود.

۴- ۴- ۸- پایش ضریب توان

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	تعداد حسگر موردنیاز
پایش ضریب توان	**محاسبات محلی:** امکان محاسبه میانگین فازورهای ولتاژی و جریانی **محاسبات ابری:** قابلیت نرم‌افزاری لازم برای ارائه پیشنهاد برای اصلاح شبکه	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه بر سیکل نرخ ارسال داده‌ها: حداکثر هر نیم ساعت	این عملکرد از داده‌های عملکرد شارش توان و داده‌های تاریخی ثبت شده استفاده می‌کند و قید جدیدی در این زمینه ندارد.	۳ حسگر ولتاژی ۳ حسگر جریانی
ضرورت	پایش ضریب توان برحسب زمان تدابیر لازم برای جبران سازی توان راکتیو شبکه را مؤثرتر نموده و سبب کاهش تلفات و آزادسازی ظرفیت می‌گردد.			

۴- ۴- ۹- پایش ولتاژی شبکه

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	تعداد حسگر موردنیاز

پایش ولتاژی شبکه	**محاسبات محلی:** **در صورت پیاده‌سازی تخمین ولتاژ فیدر توزیع:** امکان محاسبات نسبتاً سنگین باید در ماژول وجود داشته باشد. **در صورت نصب حسگر برای پایش ولتاژ نقاط دور از پست:** محاسبات محلی سبک تنها برای حصول فازور ولتاژی **محاسبات ابری:** قابلیت نرم‌افزاری لازم برای رصد شبکه و صدور هشدار در صورت بروز شرایط غیرعادی ولتاژی	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه بر سیکل نرخ ارسال داده‌ها: حداکثر هر نیم ساعت	–	حداقل ۳ حسگر ولتاژی[۵] ۳ حسگر جریانی*
ضرورت	پایش ولتاژی شبکه، امکان پیاده‌سازی طرح‌های کنترل ولتاژی در سطح فشار ضعیف را فراهم می‌آورد. با توجه به امکان تخمین ولتاژ نقاط بحرانی (ازنظر ولتاژی) امکان محاسبه ولتاژ نقاط دوردست بدون نیاز به نصب حس‌گر در محل نیز به وجود می‌آید و می‌توان تنها با نصب حس‌گر در ابتدای شبکه، از مجاز بودن ولتاژ نقاط دیگر نیز اطمینان حاصل کرد.			

[۵]: در صورت نیاز به پایش ولتاژ نوترال به یک حس‌گر اضافه برای اندازه‌گیری ولتاژ نوترال نسبت به زمین نیز نیاز خواهد بود.

۴- ۴- ۱۰- پایش تلفات شبکه توزیع

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	حسگر موردنیاز
پایش تلفات شبکه توزیع	**محاسبات محلی:** امکان محاسبه میزان بار محل نصب تجهیز اندازه‌گیری **محاسبات ابری:** امکان دریافت اطلاع مصرف از کنتورهای مشترکین و یا پیاده‌سازی روش‌های تخمینی برای محاسبه تلفات	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه در سیکل نرخ ارسال داده: محاسبه انرژی در دوره‌ای مشخص و ارسال آن به سامانه پایش	این عملکرد از داده‌های عملکرد شارش توان استفاده می‌کند و قید جدیدی در این زمینه ندارد.	حداقل سه حسگر ولتاژی حداقل سه حسگر جریانی بسته به نوع پیاده‌سازی کاربرد ممکن است به اطلاعاتی نظیر اطلاع مصرف مشترکین نیاز باشد.
ضرورت	با توجه به بالا بودن تلفات توزیع در کشورمان و اختصاص سهم بزرگی از این تلفات به شبکه‌های فشار ضعیف لازم است تا سازوکاری برای پایش تلفات‌ها وجود داشته باشد.			

۴- ۴- ۱۱- ثبت اغتشاشات شبکه

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	تعداد حسگر موردنیاز

ثبت اغتشاشات شبکه	**محاسبات محلی:** در این کاربرد نیاز است که ماژول‌های اندازه‌گیری قادر به ثبت شکل موج‌های ولتاژی و جریانی با نرخ نمونه‌برداری بالا باشد. در ضمن در ماژول باید قابلیتی برای تشخیص وقوع شرایط غیرعادی و ثبت شکل موج‌های ولتاژی و جریانی پس از تشخیص وقوع رخداد وجود داشته باشد **محاسبات ابری:** امکان صدور هشدار و نیز فراخوانی داده‌های ثبت شده از ماژول‌های اندازه‌گیری برای تحلیل آنچه در شبکه رخداده است.	نرخ نمونه‌برداری محلی: بین ۴ تا ۵۰ کیلوهرتز نرخ ارسال داده: ارسال یک داده در هر ۱ تا ۱۰ دقیقه	پاسخ فرکانسی خطی برای طیف بزرگی از فرکانس‌ها از ۵۰ هرتز تا چندین کیلوهرتز	۳ حسگر ولتاژی ۳ حسگر جریانی
ضرورت	امکان بررسی و رصد اغتشاشات شبکه برای علت‌یابی آن.			

۴- ۴- ۱۲- محاسبه ضریب هم‌زمانی

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	حسگر موردنیاز
پایش تلفات شبکه توزیع	**محاسبات محلی:** امکان محاسبه میزان بار محل نصب تجهیز اندازه‌گیری **محاسبات ابری:** -	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه در سیکل نرخ ارسال داده: ارسال حداکثر بار اندازه‌گیری شده در دوره‌ای مشخص از زمان	این عملکرد از داده‌های عملکرد شارش توان استفاده می‌کند و قید جدیدی در این زمینه ندارد.	سه حسگر ولتاژی سه حسگر جریانی
ضرورت	یکی از فاکتورهای تأثیرگذار در طراحی شبکه و انتخاب ظرفیت بهینه تجهیزات مورد استفاده در شبکه توزیع، ضریب هم‌زمانی مصرف بوده و به همین جهت تعیین صحیح این پارامتر نقش مهمی در طراحی بهینه شبکه خواهد داشت.			

۴- ۴- ۱۳- - پیش‌بینی بار

عنوان عملکرد	پیچیدگی محاسباتی محلی/ابری	نرخ نمونه‌برداری محلی و نرخ ارسال داده	ملاحظات فنی موردنیاز برای انتخاب حس‌گر	تعداد حسگر موردنیاز
پیش‌بینی بار	**محاسبات محلی:** محاسبه میانگین پارامترهایی نظیر ولتاژ، جریان و اطلاعات مربوط به شارش توان در فواصل زمانی ارسال داده **محاسبات ابری:** امکان فراخوانی داده‌ها از ماژول‌های اندازه‌گیری و ثبت داده‌ها با ملزومات فنی مقتضی، امکان انجام محاسبات مربوط به تحلیل بارگذاری‌ها و پیش‌بینی بار	نرخ نمونه‌برداری محلی: حداقل ۱۰ نمونه در سیکل نرخ ارسال داده: ارسال یک داده در هر ۱ تا ۱۰ دقیقه	این عملکرد از داده‌های عملکرد شارش توان استفاده می‌کند و قید جدیدی در این زمینه ندارد.	حسگرهای ولتاژی و جریانی

ضرورت	پیش‌بینی بار با استفاده از اطلاعات تاریخی ثبت شده از میزان توان گذرنده از تجهیز تحت پایش سبب پدید آوردن امکان اتخاذ اقدامات پیشگیرانه برای اضافه‌بارهای آتی شبکه خواهد شد.

*: موارد اختیاری (بسته به شیوه اجرای کارکرد مورد نظر ممکن است به آن نیاز باشد.)

۴- ۵- ارزیابی طرح‌های مختلف نصب حسگر

برای ارزیابی طرح‌های مختلف در این بخش، کاربردهای قابل‌دستیابی هر یک از شیوه‌های نصب حس‌گر مورد بحث قرار می‌گیرد. گفته شد که شیوه نصب تجهیزات اندازه‌گیری در پروژه‌های بررسی‌شده در فصل ۲ به ۵ نوع قابل قسمت است. در این بخش به عملکردهای قابل‌دستیابی از هر یک از طرح‌های نصب حسگر پرداخته‌شده و ملاحظات موجود ازنظر تعداد حسگرهای مورد نیاز برای اثربخشی هر یک از طرح‌های معرفی شده مورد بررسی قرار می‌گیرد. در آنتن‌ها نیز با توجه به تعداد حسگرهای مورد نیاز، کاربردهای قابل دستیابی، هزینه تجهیزات مورد نیاز (اعم از پردازشی، مخابراتی و ...) و ضرورت طرح نمره‌ای از ۱ تا ۱۰ به هر طرح اختصاص می‌یابد که در این نمره محدودیت‌های موجود برای پیاده‌سازی این پروژه از قبیل تعداد حسگرهایی که می‌توان خرید در نظر گرفته‌شده است.

۴- ۵- ۱- نصب حس‌گر در پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع

نصب تجهیزات اندازه‌گیری ولتاژ و جریان در خروجی ترانسفورمرهای توزیع علاوه بر فراهم آوردن امکان پایش شبکه فشار ضعیف توزیع از نقطه ابتدایی، سبب امکان پیاده‌سازی طرح‌هایی نظیر پایش وضعیت بارگذاری ترانسفورمر و تعیین ظرفیت پویا برای آن می‌گردد. نصب تجهیزات اندازه‌گیری در پایانه خروجی ترانسفورمرهای توزیع در این بخش به دو قسمت تقسیم‌شده است. دسته اول به بررسی کاربردهای قابل‌دستیابی از نصب حسگرها در یک پست توزیع پرداخته و در دسته دوم کاربردهای قابل‌دستیابی از نصب گسترده تجهیزات اندازه‌گیری در پایانه خروجی ترانسفورمرهای توزیع در سطح شبکه می‌پردازد.

از بررسی‌های انجام شده در بخش ۴- ۱ و ۴- ۲ نتیجه می‌شود که به‌طورکلی کاربردهای زیر از این طرح نصب تجهیزات اندازه‌گیری قابل‌دستیابی هستند:

۱. پایش بارگذاری ترانسفورمر و امکان پیاده‌سازی طرح‌های محاسبه ظرفیت پویای دارایی‌ها (Dynamic Asset Rating)
۲. نظارت بر تعادل سه‌فاز جریان‌ها و ولتاژهای سه‌فاز
۳. پایش رویدادهای شبکه فشار ضعیف از دید ترانسفورمر توزیع
۴. پایش ضریب توان ترانسفورمر
۵. پایش کیفیت توان ترانسفورمر
۶. پایش ولتاژی شبکه
۷. امکان پیش‌بینی میزان بارگذاری ترانسفورمر
۸. محاسبه ضریب هم‌زمانی در ترانسفورمر

۹. ثبت اغتشاشات دیده شده از پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع
۱۰. محاسبه ضریب هم‌زمانی ترانسفورمر توزیع

با توجه به شمار کاربردهایی که حتی از نصب یک ماژول اندازه‌گیری (متشکل از حداقل سه حسگر ولتاژی و جریانی) در پایانه خروجی یک پست توزیع قابل‌دستیابی است، این طرح از حسگرها بیشترین میزان مزیت نسبت به هزینه را به خود اختصاص می‌دهد. از همین رو در ارزیابی انجام شده به این طرح از نظر شمار حسگرهای نصب شده نمره ۱۰، از نظر شمار کاربردهای قابل دستیابی ۱۰، هزینه تجهیزات مورد نیاز (اعم از محاسباتی و مخابراتی) ۱۰ و از نظر ضرورت پیاده‌سازی سامانه پایشی نیز نمره ۱۰ اختصاص می‌یابد. در آنتن‌ها میانگین امتیازهای اختصاص یافته به طرح برابر با ۱۰ می‌گردد.

امتیاز طرح: ۱۰

۴- ۵- ۲- نصب حسگر در پایانه خروجی شمار زیادی از ترانسفورمرهای توزیع یک شبکه

در این مدل از نصب تجهیزات اندازه‌گیری شمار زیادی از پست‌های توزیع ۲۰ به ۰٫۴ کیلوولت شبکه مجهز به حسگرهای ولتاژی و جریانی در پایانه خروجی خود می‌شوند. داده‌های خوانده شده در این طرح به سبب شمار بیشتر تجهیزات اندازه‌گیری، امکان پیاده‌سازی کاربردهای بیشتری را علاوه بر کاربردهای ذکر شده در طرح قبلی پدید می‌آورد. برای نمونه اطلاعات گردآوری شده از حسگرها در شمار بالا سبب رؤیت‌پذیر نمودن شبکه فشار متوسط توزیع می‌شود و این رؤیت‌پذیری خود نیز امکان پیاده‌سازی توابع کنترلی زیادی را برای این سطح ولتاژی فراهم می‌آورد. در ادامه برخی از کاربردهایی که می‌توان با استفاده از نصب شمار زیادی از ماژول‌های اندازه‌گیری در سطح شبکه توزیع با استفاده از این طرح به آن‌ها دست یافت آورده شده است:

۱. امکان پایش توان گذرنده از ترانسفورمرهای توزیع و تخمین شیوه بارگذاری شبکه‌های فشار متوسط و استفاده از این اطلاعات در مواردی نظیر برنامه‌ریزی تغییرات آرایش شبکه وکلیدزنی‌ها
۲. امکان پیش‌بینی بارگذاری شبکه‌های توزیع با استفاده از داده‌های تاریخی گردآوری شده از حسگرها
۳. امکان رصد رویدادها در سطح شبکه‌های توزیع و مکان‌یابی بهتر نقاط بی‌برق شده
۴. امکان پایش کیفیت توان نقاط متعدد شبکه و مکان‌یابی نقاط آلوده کننده ازنظر هارمونیکی
۵. امکان رصد وضعیت ولتاژی شبکه‌های توزیع فشار ضعیف (از نقطه ابتدایی) و وضعیت ولتاژی در شبکه‌های فشار متوسط و رصد بهتر علل مشکلات شبکه
۶. محاسبه ضریب هم‌زمانی پست‌ها و مناطق مختلف شبکه توزیع

با توجه به شمار زیاد حسگرهای مورد نیاز برای پیاده‌سازی کاربردهای مطرح شده از این شیوه از نصب تجهیزات اندازه‌گیری و نیز محدودیت این پروژه در نصب تجهیزات اندازه‌گیری، در ارزیابی انجام شده به این طرح از نظر شمار

حسگرهای نصب شده نمره ۱، از نظر شمار کاربردهای قابل دستیابی ۹، هزینه تجهیزات مورد نیاز (اعم از محاسباتی و مخابراتی) ۱ و از نظر ضرورت پیاده‌سازی سامانه پایشی نیز نمره ۵ اختصاص می‌یابد. در آنتن‌ها میانگین امتیازهای اختصاص یافته به طرح برابر با ۴ می‌گردد. البته لازم به ذکر است که گسترش استفاده از طرح شماره ۱ از نصب حسگرها در نهایت امکان پیاده‌سازی کاربردهای مطرح شده در این بخش را فراهم می‌آورد.

امتیاز طرح: ۴

۴- ۵- ۳- نصب حس‌گر در ابتدای فیدر فشار ضعیف توزیع

در این نوع از نصب حسگر همانند دو طرح قبلی شبکه‌های توزیع در نقطه ابتدایی خود تحت پایش قرار گرفته است، اما با این تفاوت که در این طرح فیدرهای خارج شده از یک ترانسفورمر توزیع به تجهیزات اندازه‌گیری مجهز می‌شود. این مدل از نصب حسگرها شمار تجهیزات اندازه‌گیری جریانی مورد نیاز برای پایش یک پست را زیادتر نموده اما دید دقیق‌تری از شیوه بهره‌برداری از شبکه توزیع فشار ضعیف در اختیار بهره‌بردار شبکه توزیع قرار می‌دهد. کاربردهای مورد انتظار از این شیوه از نصب تجهیزات اندازه‌گیری در ادامه آورده شده است:

- پایش بارگذاری فیدرها و امکان تشخیص وقوع اضافه‌بار
- نظارت بر تعادل سه‌فاز جریان فیدرها و ولتاژهای سه‌فاز
- پایش رویدادهای شبکه فشار ضعیف از دید هر یک از فیدرهای خارج شده از ترانسفورمر توزیع
- امکان پایش کیفیت توان و مکان‌یابی نقاط آلوده کننده شبکه ازنظر هارمونیکی (فیدری که بار آلوده کننده به آن متصل است.)
- امکان رصد رویدادها در سطح شبکه‌های توزیع فشار ضعیف و مکان‌یابی بهتر نقاط بی‌برق شده (فیدرهایی که تحت تأثیر اغتشاش شبکه و یا خاموشی واقع شده‌اند)
- امکان رصد وضعیت ولتاژی شبکه (در ثانویه پست توزیع) با استفاده از تخمین ولتاژ نقاط بحرانی در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف به همراه امکان پیاده‌سازی طرح‌های کنترل ولتاژ
- محاسبه ضریب هم‌زمانی مشترکین متصل به فیدرهای فشار ضعیف

این شیوه از نصب تجهیزات اندازه‌گیری در شبکه‌های توزیع امکان پیاده‌سازی کاربردهای پایشی–هشداری ذکر شده در بخش سوم از این فصل را به‌صورت دقیق‌تری نسبت به نوع اول نصب حسگرها فراهم می‌آورد. اما افزایش شمار تجهیزات اندازه‌گیری مورد نیاز برای پایش شبکه سبب بالاتر رفتن هزینه سامانه پایشی می‌شود. به همین جهت در ارزیابی انجام شده به این طرح از نظر شمار حسگرهای نصب شده نمره ۷، از نظر شمار کاربردهای قابل دستیابی ۱۰، هزینه تجهیزات مورد نیاز (اعم از محاسباتی و مخابراتی) ۷ و از نظر ضرورت پیاده‌سازی سامانه پایشی نیز نمره ۸ اختصاص می‌یابد. در آنتن‌ها میانگین امتیازهای اختصاص یافته به طرح برابر با ۸ می‌گردد.

امتیاز طرح: ۸

۴- ۵- ۴- نصب حس‌گر در طول فیدر علاوه بر ابتدای آن و پایانه خروجی ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع

- پایش بارگذاری فیدرها و امکان رصد شیوه بارگذاری
- نظارت بر تعادل سه‌فاز جریان فیدرها و ولتاژهای سه‌فاز
- پایش رویدادهای شبکه فشار ضعیف از دید هر یک از فیدرهای خارج شده از ترانسفورمر توزیع
- امکان پایش کیفیت توان و مکان‌یابی نقاط آلوده کننده شبکه ازنظر هارمونیکی (فیدری که بار آلوده کننده به آن متصل است.)
- امکان رصد رویدادها در سطح شبکه‌های توزیع فشار ضعیف و مکان‌یابی بهتر نقاط بی‌برق شده (فیدرهایی که تحت تأثیر اغتشاش شبکه و یا خاموشی واقع شده‌اند)
- در این دست از طرح‌ها عمدتاً هدف نظارت مستقیم بر وضعیت ولتاژی شبکه‌های فشار ضعیف توزیعی است که ضریب نفوذ بالای تولیدات پراکنده تجدید پذیر در آن‌ها وجود دارد. لذا عمده کاربرد مورد انتظار از این دست از طرح‌ها، پایش ولتاژی شبکه است.

فیدرهای فشار ضعیف توزیع طول چندانی نداشته و این امر به‌خصوص در شبکه‌های شهری که تراکم بار بیشتر است، شدت بیشتری می‌یابد. به همین جهت اطلاع از پارامترهای بهره‌برداری از شبکه فشار ضعیف در نقاطی مانند خروجی‌های فرعی هرچند اطلاعات زیادی را در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار می‌دهد، اما این اطلاعات سود چندانی را نصیب بهره‌بردار توزیع نمی‌کنند. از همین رو در ارزیابی انجام شده به این طرح از نظر شمار حسگرهای نصب شده نمره ۱، از نظر شمار کاربردهای قابل دستیابی ۴، هزینه تجهیزات مورد نیاز (اعم از محاسباتی و مخابراتی) ۱ و از نظر ضرورت پیاده‌سازی سامانه پایشی نیز نمره ۲ اختصاص می‌یابد. در آنتن‌ها میانگین امتیازهای اختصاص یافته به طرح برابر با ۲ می‌گردد..

امتیاز طرح: ۲

۴- ۵- ۵- استفاده از داده‌های کنتورهای مشترکین و یا ابتدای فیدرهای فشار متوسط در کنار داده‌های ناشی از حسگرهای نصب شده

در این نمونه از طرح‌های پایشی شبکه‌های توزیع علاوه بر کاربردهای مطرح شده در هر یک از انواع نصب تجهیزات اندازه‌گیری، سامانه پایشی به داده‌های تولید شده توسط کنتورها نیز دسترسی پیدا می‌کند. با دریافت اطلاعات مربوط به کنتورهای نصب شده در ابتدای فیدر امکان پایش ولتاژ، توان جاری شده در فیدر و وضعیت کیفیت توانی آن فراهم آمده و سبب تکمیل شدن داده‌های یک سامانه پایشی می‌گردد. رصد اطلاعات گردآوری شده از کنتورهای مشترکین نیز می‌تواند در محاسبه تلفات کاربرد گسترده‌ای داشته باشد. برای محاسبه تلفات با مقایسه انرژی گذرنده از تجهیزات اندازه‌گیری نصب شده در ابتدای فیدر و یا ترانسفورمر فشار ضعیف با مجموع انرژی فروخته شده به مشترکین می‌توان

مجموع تلفات فنی و غیر فنی یک شبکه توزیع فشار ضعیف را محاسبه نمود. اهم کاربردهای این طرح افزون بر کاربردهایی که در طرح ۱ ذکر گردید عبارت‌اند از:

۱. پایش شبکه فشار متوسط و فشار ضعیف در کنار یکدیگر در صورت استفاده از کنتورهای نصب شده در ابتدای فیدر فشار متوسط
۲. پایش تلفات شبکه پایین‌دست ترانسفورمر
۳. امکان پایش ولتاژی سمت مصرف در صورت مجهز بودن مشترکین به کنتورهای هوشمند

از همین رو در ارزیابی انجام شده به این طرح از نظر شمار حسگرهای نصب شده نمره ۷، از نظر شمار کاربردهای قابل دستیابی ۶، هزینه تجهیزات مورد نیاز (اعم از محاسباتی و مخابراتی) ۶ و از نظر ضرورت پیاده‌سازی سامانه پایشی نیز نمره ۵ اختصاص می‌یابد. در آنتن‌ها میانگین امتیازهای اختصاص یافته به طرح برابر با ۶ می‌گردد.

امتیاز طرح: ۶

۴- ۶- ارزیابی کاربردها

برای بررسی نهایی کاربردهای قابل‌دستیابی بر اساس چهار معیار کلی اقدام به امتیازدهی به کاربردها شد. توضیحات مربوط به این ۴ معیار در ادامه آورده شده است.

معیار ۱- امتیاز بر اساس شمار حسگرهای مورد نیاز برای پیاده‌سازی کاربرد:

برخی از کاربردها بهترین عملکرد خود را زمانی دارا هستند که بر داده‌های ناشی از شمار زیادی از اندازه‌گیری‌ها در سطح شبکه استوار شده باشند. این کاربردها در این معیار نمره‌ای پایین‌تر دریافت نموده و کاربردهایی که با استفاده از شمار تجهیزات اندازه‌گیری پایین‌تر همچنان عملکرد مطلوب خود را حفظ می‌نمایند، نمره‌ای بالاتر دریافت کرده‌اند.

معیار ۲- امتیاز بر اساس اثر کاربرد بر روی پیچیدگی و هزینه ماژول‌های محاسباتی-مخابراتی انتخابی و قدرت نرم‌افزار انتخابی برای تحلیل داده‌ها:

برخی از کاربردها نظیر ثبت کننده اغتشاشات شبکه نیازمند قدرت محاسباتی محلی بالا بوده و برخی از کاربردها نظیر تحلیل‌های مربوط به توسعه شبکه نیازمند قدرت محاسباتی بالا در سخت‌افزار تحلیل شبکه است. در این معیار ازنظر پیچیدگی‌های پیاده‌سازی مربوط به هر کاربرد ارزیابی هر بخش انجام شده است.

معیار ۳- اثر کاربرد بر الزامات فنی حسگر انتخابی:

در این معیار امتیاز بالاتر به کاربردهایی تعلق می‌گیرد که ملزومات فنی کمتری برای انتخاب تجهیز اندازه‌گیری داشته باشند. کاربردهایی که الزاماتی داشته باشند که سبب افزایش هزینه در امر انتخاب حسگرها شود، امتیاز پایین‌تری دریافت می‌کنند.

معیار ۴- ضرورت کاربرد از دید بهره‌بردار توزیع:

این امتیاز مستخرج از چندین جلسه با کارکنان شرکت‌های توزیع مختلف بوده و برحسب نیاز شرکت‌ها و ارجحیت هر طرح داده شده است.

جدول ۴- ۷- امتیازبندی نهایی

عنوان کاربرد	معیار ۱	معیار ۲	معیار ۳	معیار ۴	جمع امتیازات
نمایش شارش توان	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۴۰

DAR[۳۶] ترانسفورمرها	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۴۰
DAR فیدرهای توزیع	۱ امتیاز	۷ امتیاز	۱۰ امتیاز	۵ امتیاز	۲۳
پایش رویدادها	۸ امتیاز	۸ امتیاز	۸ امتیاز	۱۰ امتیاز	۳۴
پایش کیفیت توان	۵,۵ امتیاز	۵ امتیاز	۳ امتیاز	۸ امتیاز	۲۱,۵
تحلیل‌های مرتبط با توسعه شبکه	۱ امتیاز	۷ امتیاز	۱۰ امتیاز	۵ امتیاز	۲۳
پایش تعادل سه‌فاز	۹ امتیاز	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۸ امتیاز	۳۷
پایش ضریب توان	۵,۵ امتیاز	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۷ امتیاز	۳۲,۵
پایش ولتاژ شبکه	۵ امتیاز	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۳۵
پایش تلفات	۵ امتیاز	۸ امتیاز	۱۰ امتیاز	۱۰ امتیاز	۳۳
ثبت اغتشاشات	۵,۵ امتیاز	۱ امتیاز	۱ امتیاز	۳ امتیاز	۱۰,۵
محاسبه ضریب هم‌زمانی	۱۰ امتیاز	۸ امتیاز	۱۰ امتیاز	۸ امتیاز	۳۶
پیش‌بینی بار	۱۰ امتیاز	۸ امتیاز	۱۰ امتیاز	۶ امتیاز	۳۴

۴- ۷- جمع‌بندی

در این فصل کاربردها و انواع محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری مستخرج از پروژه‌های بررسی‌شده در فصل دوم از این گزارش دسته‌بندی شده و به‌طور خلاصه در جدول ۴- ۸ آورده شده است. با بررسی شمار کاربردهای قابل‌دستیابی، شمار تجهیزات اندازه‌گیری مورد نیاز و ضرورت سنجی طرح، یکی از بهترین طرح‌های بررسی‌شده در بین ۵ طرح نصب تجهیزات اندازه‌گیری، «نصب تجهیزات اندازه‌گیری در پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع» است. این طرح از نصب تجهیزات اندازه‌گیری به استفاده از یک ماژول پردازشی-مخابراتی، ۳ حسگر ولتاژی و ۳ حسگر جریانی نیاز داشته و با استفاده از آن می‌توان به پیاده‌سازی شمار زیادی از کاربردها پرداخت. همچنین استفاده از یک ماژول پردازشی-مخابراتی در پست توزیع فشار ضعیف سبب می‌شود تا بتوان با نصب تجهیزات اندازه‌گیری بیشتر و اتصال آن به ماژول، به پایش فیدرهای فشار ضعیف خارج شده از ترانسفورمر پرداخت و طیف کاربردهای قابل‌دستیابی از نصب تجهیزات اندازه‌گیری را به میزان قابل‌توجهی افزایش داد. در این صورت با نصب تنها یک ماژول پردازشی-مخابراتی اقدام به پایش فیدرهای فشار ضعیف

[36] DAR: Dynamic Asset Rating تعیین ظرفیت پویای دارایی‌ها

توزیع در کنار پایش ترانسفورمر توزیع شده و باید قدرت پردازشی مورد نیاز در ماژول پردازشی–مخابراتی در نظر گرفته‌شده باشد.

در بخش ۴– ۵ به ارزیابی کاربردهای مستخرج از تجربیات بین‌المللی پرداخته شد. با بررسی‌های صورت گرفته و دریافت نظر افراد فعال در شبکه‌های توزیع، سه کاربرد «نمایش شارش توان و ثبت داده‌های تاریخی»، «پایش بارگذاری ترانسفورمرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها» و «پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه» در بین ۱۳ کاربرد بررسی‌شده از اهمیت و ارزش بالاتری نسبت به سایر کاربردها برخوردار هستند. اما این امر قابل‌توجه است که فراهم آوردن امکان پیاده‌سازی این ۳ کاربرد سبب می‌شود تا اطلاعات مورد نیاز برای پیاده‌سازی کاربردهای دیگر در سامانه پایشی نظیر «نظارت بر تعادل سه‌فاز مدار»، «پایش ضریب توان»، «پایش ولتاژ شبکه»، «محاسبه ضریب هم‌زمانی» و «پیش‌بینی بار» فراهم شود. به همین جهت در اولویت‌بندی کاربردها در این پروژه سه کاربرد نام برده در صدر کاربردهای پیشنهادی توسط مجریان پروژه قرار گرفته و در کنار آن امکان پیاده‌سازی ۵ کاربرد دیگر ذکر شده نیز در آینده در نظر گرفته خواهد شد. البته کاربردهایی نظیر پایش کیفیت توان و پایش تلفات شبکه نیز دو کاربرد مهم دیگر در زمینه پایش شبکه‌های توزیع محسوب شده که پیاده‌سازی هر یک ملاحظات و پیچیدگی‌های مخصوص به خود را داشته ولی از اهمیت و ضرورت بالایی برخوردار هستند. از همین رو امکان استفاده از این دو کاربرد در سامانه پایشی مورد نظر نیز در نظر گرفته خواهد شد.

جدول ۴– ۸– اقسام کاربردها و محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری

دسته‌بندی محل نصب حسگرها	دسته‌بندی کاربردها
۱. نصب حس‌گر در پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع ۲. نصب حسگر در پایانه خروجی شمار زیادی از ترانسفورمرهای توزیع یک شبکه ۳. نصب حس‌گر در ابتدای فیدر فشار ضعیف توزیع ۴. نصب حس‌گر در طول فیدر علاوه بر ابتدای آن و پایانه خروجی ترانسفورمر فشار ضعیف توزیع ۵. استفاده از داده‌های کنتورهای مشترکین و یا ابتدای فیدرهای فشار متوسط در کنار داده‌های ناشی از حسگرهای نصب شده	۱. نمایش شارش توان و ثبت داده‌های تاریخی ۲. پایش بارگذاری ترانسفورمرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها ۳. پایش بارگذاری فیدرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها ۴. پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه ۵. پایش کیفیت توان ۶. ارائه تحلیل‌های مرتبط با تقویت، توسعه و مکان‌یابی نقاط جدید اتصال بار ۷. نظارت بر تعادل سه‌فاز مدار ۸. پایش ضریب توان ۹. پایش ولتاژ شبکه ۱۰. پایش تلفات شبکه توزیع ۱۱. ثبت اغتشاشات شبکه ۱۲. محاسبه ضریب هم‌زمانی ۱۳. پیش‌بینی بار

فصل پنجم:

نتیجه‌گیری مرحله اول از پروژه

۵- نتیجه‌گیری مرحله اول از پروژه

۵- ۱- مقدمه

در مرحله اول از این پروژه اقدام به انجام مطالعات اولیه و گردآوری دانش مورد نیاز برای اجرای این پروژه شده است. یکی از اهداف مهم مرحله اول از این پروژه اجرای مطالعات لازم برای به دست آوردن توان پاسخگویی به سه سؤال اساسی است. این سه سؤال عبارت‌اند از:

۱. فناوری منتخب برای حسگر اندازه‌گیری با قابلیت نصب غیر مخرب انتخاب شده چیست؟

۲. محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری کجا واقع شده است؟

۳. کاربردهای در نظر گرفته‌شده برای اندازه‌گیری‌های مستخرج از حسگرها چه مواردی هستند؟

در ادامه، در سه بخش به پاسخگویی به این سه پرسش پرداخته خواهد شد.

۵- ۲- فناوری منتخب برای حسگر اندازه‌گیری جریانی

برای پاسخگویی به سؤال اول، مطالعات فصل اول صورت پذیرفت و با بررسی اقسام فناوری‌های حسگرهای اندازه‌گیری جریانی اعم از حسگرهای روگووسکی، اثر هال، مغناتو–مقاومتی، فلاکس‌گیت، حسگرهای نوری و حسگرهای مبتنی بر فناوری MEMS و با در نظر گرفتن معیارهایی نظیر خطی بودن، هزینه، باند فرکانسی و قابل نصب بودن در تابلوهای توزیع کشور مشخص گردید که یکی از بهترین انواع تجهیزات اندازه‌گیری، حسگرهای جریانی روگووسکی هستند. البته لازم به ذکر است که بررسی تجربیات بین‌المللی در فصل دوم نیز از این ادعا حمایت می‌کند. هرچند که این نوع از حسگرها برای اندازه‌گیری جریانی به کار می‌روند، اما خروجی آن‌ها ولتاژی بوده و نیازمند پردازش‌های تکمیلی برای قابل استفاده نمودن سیگنال در کاربردهای پایشی است. در تجهیزات اندازه‌گیری قدیمی‌تر برای استفاده از این حسگرها اقدام به طراحی مدارهای آنالوگ برای تبدیل سیگنال خروجی به سیگنالی جریانی استفاده‌شده و این کار سبب گران شدن حسگرهای روگووسکی می‌شد. اما در سال‌های اخیر و توسعه فناوری در زمینه‌های کامپیوتری و الکترونیکی سبب شده تا بتوان به‌صورت مؤثرتر و به‌صرفه‌تری خروجی این حسگرها را قابل استفاده نمود. علاوه بر خطی بودن نسبت به جریان‌های بالا و پایین (که در شبکه‌های توزیع به سبب ماهیت پویای بارها الزامی مهم در انتخاب حسگر محسوب می‌شود) خصوصیت‌های مثبت دیگری نظیر باند پاسخگویی فرکانسی بالا، عدم اشباع و امکان نصب در طیف گسترده‌ای از تابلوهای توزیع (انعطاف‌پذیر بودن روگووسکی کویل‌ها) است. عملکرد بی‌نظیر این نوع از حسگر سبب شده تا در سال‌های اخیر مورد توجهات فراوانی در زمینه‌های پایشی شبکه‌های توزیع قرار بگیرد و در بیشتر پروژه‌های بررسی‌شده در فصل دوم دیده شد که این نوع از حسگر به سایر روش‌های اندازه‌گیری جریان ترجیح داده شده است.

۵- ۳- محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری

با توجه به آنکه هدف اصلی این پروژه استفاده از حسگرهای مغناطیسی برای اندازه‌گیری پارامترهای بهره‌برداری از شبکه بوده، پروژه‌ها و مقالات بررسی‌شده در این مرحله با در نظر گرفتن اولویت استفاده از حسگرهای مغناطیسی انتخاب شدند. با بررسی تجربیات بین‌المللی مشخص شد که عمده استفاده از حسگرها مغناطیسی در پایش شبکه‌های توزیع فشار ضعیف بوده است. هرچند که برخی از فناوری‌های این حسگرها امکان نصب در سطوح ولتاژی بالاتر و شبکه‌های فشار متوسط توزیع را نیز دارا هستند. اما شمار نسبتاً بالای تجهیزات اندازه‌گیری مورد نیاز برای کاربردی نمودن یک سامانه پایش برای شبکه فشار متوسط سبب شد تا در این پروژه عمده تمرکز به کاربردهای قابل‌دستیابی از نصب حسگر در سطح شبکه‌های فشار ضعیف متمرکز شود.

در تجربیات بررسی‌شده در این پروژه دیده شد که نقاط مختلفی ممکن است به‌عنوان محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری انتخاب شود و بسته به محل انتخابی کاربردهای مختلفی پیاده‌سازی گردد. به‌طورکلی در یک شبکه فشار ضعیف تجهیزات اندازه‌گیری ممکن است در خروجی ترانسفورمر توزیع، ابتدای فیدرهای فشار ضعیف و یا در طول فیدر LV نصب گردند. در بین موارد نامبرده نصب تجهیزات اندازه‌گیری در خروجی ترانسفورمر توزیع فشار ضعیف امکان پیاده‌سازی بیشترین شمار سامانه‌های کاربردی را فراهم می‌آورد. نصب تجهیز اندازه‌گیری در پایانه خروجی ترانسفورمر فشار ضعیف علاوه بر فراهم آوردن امکان پایش ترانسفورمر توزیع، اطلاعاتی ارزشمند از شیوه بهره‌برداری از شبکه پایین‌دست این ترانسفورمر را در اختیار بهره‌بردار شبکه قرار می‌دهد. انتخاب محل پست توزیع به‌عنوان نقطه نصب تجهیزات پایشی شبکه سبب می‌شود تا علاوه بر پایش پایانه خروجی سه‌فاز ترانسفورمر امکان پایش فیدرهای خارج شده از باس‌بار ترانسفورمر نیز با استفاده از یک ماژول پردازشی–مخابراتی پدید آید. البته باید توجه داشت که در صورت این کار باید در طراحی تجهیز پردازشی–مخابراتی تعداد ورودی‌های مورد نیاز برای این کار و نیز قدرت پردازشی سیگنال‌های سه‌فاز ورودی در نظر گرفته‌شده باشد. برای نمونه برای یک ترانسفورمر توزیع که ۴ فیدر فشار ضعیف توزیع را تغذیه می‌کند می‌بایست ۳ ورودی ولتاژی و جریانی برای پایانه فشار ضعیف ترانسفورمر و ۱۲ ورودی جریانی برای اندازه‌گیری جریان‌های فیدرهای فشار ضعیف داشته باشد. این امر سبب می‌شود که تنها با استفاده از یک ماژول پردازشی–مخابراتی اقدام به پایش فیدرها و خروجی‌های ترانسفورمرهای فشار ضعیف شود و علاوه بر آن با استفاده از نصب حسگر ولتاژی در باس‌بار خروجی ترانسفورمر اطلاعات ولتاژی مورد نیاز برای ترانسفورمر و ۴ فیدر پایش شده فراهم شود و در شمار حسگرهای ولتاژی مورد نیاز صرفه‌جویی گردد.

با بررسی انجام شده در فصل سوم مشخص شده است که طرح‌های هوشمندسازی اتفاقات، کاهش تلفات، اصلاح ولتاژ و ... که توسط شرکت توانیر پیگیری می‌شود نیاز به نصب تجهیزات اندازه‌گیری در پایین‌دست ترانسفورمرهای توزیع و فیدرهای خروجی فشارضعیف دارد. از طرف دیگر با بررسی بر روی چهار شبکه نمونه توزیع مشخص گردید که درصد پوشش تجهیزات اندازه‌گیری نصب شده فعلی در این محل‌ها بسیار کم است که در آینده باید افزایش یابد. این بررسی نتایج به‌دست‌آمده برای اولویت محل نصب حسگرها را تأیید می‌کند.

۵- ۴- کاربردهای در نظر گرفته‌شده

در فصل چهارم، به‌طورکلی ۱۳ کاربرد قابل‌دستیابی از تجربیات بین‌المللی بررسی‌شده در فصل دوم استخراج گردید و به ارزیابی و تحلیل هر یک پرداخته‌شده است. این کاربردها عبارت‌اند از:

۱. نمایش شارش توان و ثبت داده‌های تاریخی

۲. پایش بارگذاری ترانسفورمرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها

۳. پایش بارگذاری فیدرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها

۴. پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه

۵. پایش کیفیت توان

۶. ارائه تحلیل‌های مرتبط با تقویت، توسعه و مکان‌یابی نقاط جدید اتصال بار

۷. نظارت بر تعادل سه‌فاز مدار

۸. پایش ضریب توان

۹. پایش ولتاژ شبکه

۱۰. پایش تلفات شبکه توزیع

۱۱. ثبت اغتشاشات شبکه

۱۲. محاسبه ضریب هم‌زمانی

۱۳. پیش‌بینی بار

با توجه به اهداف مطرح شده در این پروژه و شمار تجهیزات اندازه‌گیری که قرار است در شبکه نصب شود و با در نظر گرفتن مواردی نظیر ضرورت و هزینه سامانه پایشی، مشخص شد که دو کاربرد «پایش بارگذاری ترانسفورمرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها» و «پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه» در بین ۱۳ کاربرد بررسی‌شده از اهمیت بالاتری برخوردار هستند. ترانسفورمر گران‌قیمت‌ترین دارایی شبکه‌های توزیع بوده و از همین حیث پایش شیوه بهره‌برداری از آن و جلوگیری از اعمال اضافه‌بار و هر عاملی که سبب کاهش عمر آن شود از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. از همین رو کاربرد «پایش بارگذاری ترانسفورمرها و تعیین ظرفیت پویای آن‌ها» از اهداف اصلی اجرای این پروژه در نظر گرفته‌شده است. از سویی دیگر در کاربرد «پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه» به سبب اهمیت کاهش خاموشی‌های اعمال شده به مشترکین و هم‌چنین کاهش زمان مورد نیاز برای تیم‌های بازیابی برق‌رسانی به مشترکین در اثر وقوع خاموشی اقدام به پیاده‌سازی عملکردهایی می‌شود که بهره‌بردار شبکه را قادر به اطلاع از وقوع یک خطا، رخداد و یا خاموشی در شبکه نماید.

البته لازم به ذکر است با توجه به اطلاعات مورد نیاز برای پیاده‌سازی کاربردهای ذکر شده، کاربردهایی دیگر نظیر «نمایش شارش توان و ثبت داده‌های تاریخی»، «نظارت بر تعادل سه‌فاز مدار»، «پایش ضریب توان»، «پایش ولتاژ شبکه»، «محاسبه ضریب هم‌زمانی» و «پیش‌بینی بار» که هر کدام سبب افزایش ارزش سامانه پایشی می‌گردد نیز در آینده قابل پیاده‌سازی خواهند بود. البته با توجه به بالا بودن تلفات در شبکه‌های توزیع کشورمان و نیاز به وجود سازوکاری

برای اندازه‌گیری و شناسایی علل آن و مشکلات رو به گسترش کیفیت توانی، امکان اضافه کردن کاربردهای «پایش کیفیت توان» و «پایش تلفات» نیز در سامانه پایشی وجود داشته باشند.

۶- مراجع

[1]. B. Wilsch, “Magnetic field sensor arrays for current determination using spatial harmonics: application to measurements in electrical grids.” 2016.

[2]. L. A. Kojovic *et al.*, “Practical aspects of Rogowski coil applications to relaying,” *IEEE PSRC Spec. Rep.*, vol. 9, 2010.

[3]. A. J. Wheaton, “Western Power Distribution/UK Power Networks sensor comparison study-low carbon network fund tier 1 project.,” 2013.

[4]. Honeywell technical information, “HALL EFFECT SENSING AND APPLICATION.”

[5]. J. Niemira and J. Long, “Use of Hall Effect Sensors for Protection and Monitoring Applications,” *IEEE PSRC Work. Gr.*, 2018.

[6]. S. Milano, “Achieving Closed-Loop Accuracy in Open-Loop Current Sensors,” 2019.

[7]. K.-L. Chen and N. Chen, “A new method for power current measurement using a coreless Hall effect current transformer,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 60, no. 1, pp. 158–169, 2010.

[8]. N. George and S. Gopalakrishna, “Development of a new low-cost and reliable core-less current probe for conductor with reduced access,” *IEEE Sens. J.*, vol. 17, no. 14, pp. 4619–4627, 2017.

[9]. Honeywell application note, “Magnetoresistive Sensors,” 2003.

[10]. Y. Chen, Q. Huang, A. H. Khawaja, D. Cai, and J. Wu, “A novel non-invasion magnetic sensor array based measurement method of large current,” *Measurement*, vol. 139, pp. 78–84, 2019.

[11]. A. H. Khawaja, Q. Huang, J. Li, and Z. Zhang, “Estimation of current and sag in overhead power transmission lines with optimized magnetic field sensor array placement,” *IEEE Trans. Magn.*, vol. 53, no. 5, pp. 1–10, 2017.

[12]. M. Kazim, A. H. Khawaja, U. Zabit, and Q. Huang, “Fault Detection and Localization for Overhead 11-kV Distribution Lines With Magnetic Measurements,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 69, no. 5, pp. 2028–2038, 2019.

[13]. LEM, “Isolated current and voltage transducers characteristics - applications - calculations (3rd edition).”

[14]. “IEEE Guide for Application of Optical Instrument Transformers for Protective Relaying,” *IEEE Std C37.241-2017*. pp. 1–50, 2018.

[15]. I. Paprotny, E. Leland, C. Sherman, R. M. White, and P. K. Wright, "Self-powered MEMS sensor module for measuring electrical quantities in residential, commercial, distribution and transmission power systems," *2010 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2010 - Proc.*, pp. 4159–4164, 2010.

[16]. O. Z. Olszewski *et al.*, "A MEMS silicon-based piezoelectric AC current sensor," *Procedia Eng.*, vol. 87, pp. 1457–1460, 2014.

[17]. J. Ekanayake, K. Liyanage, J. Wu, A. Yokoyama, and N. Jenkins, Smart Grid: Technology and Applications. 2012.

[18]. UK Power Networks, "Distribution Network Visibility," London, 2013.

[19]. Western Power Distribution, "Suburban PV Impact," Nottingham, 2013.

[20]. A. Barbato et al., "Lessons learnt from real-time monitoring of the low voltage distribution network," Sustain. energy, grids networks, 2017.

[21]. Vattenfall, "UPGRID Swidish Demo," Sweden.

[22]. A. Grilo, A. Casaca, M. Nunes, A. Bernardo, P. Rodrigues, and J. P. Almeida, "A management system for low voltage grids," 2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017, 2017, doi: 10.1109/PTC.2017.7980826.

[23]. S. Lu, S. Repo, D. Della Giustina, F. A. C. Figuerola, A. Lof, and M. Pikkarainen, "Real-Time Low Voltage Network Monitoring - ICT Architecture and Field Test Experience," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 6, no. 4, pp. 2002–2012, 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2371853.

[24]. V. Rigoni and A. Keane, "Remote voltage estimation in LV feeders with local monitoring at transformer level," IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/PESGM.2017.8273891.

[25]. C. Murphy and A. Keane, "Optimised voltage control for distributed generation," 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232409.

[26]. A. T. Procopiou and L. F. Ochoa, "Voltage Control in PV-Rich LV Networks Without Remote Monitoring," IEEE Trans. Power Syst., vol. 32, no. 2, pp. 1224–1236, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2591063.

[27]. SP Energy Networks, "Ashton Hayes Smart Village - Close Down Report," Birkenhead, England.

[28]. Electricity North West, "Low Voltage Network Solutions," United Kingdom, 2014.

[29]. D. Echternacht, C. Linnemann, and A. Moser, "Optimized positioning of measurements in distribution grids," IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur., pp. 1–7, 2012, doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465628.

[30]. S. Prasad and D. M. Vinod Kumar, “Optimal Allocation of Measurement Devices for Distribution State Estimation Using Multiobjective Hybrid PSO–Krill Herd Algorithm,” IEEE Trans. Instrum. Meas., vol. 66, no. 8, pp. 2022–2035, Aug. 2017, doi: 10.1109/TIM.2017.2674718.

[31]. J. Yang, X. Bai, D. Strickland, L. Jenkins, and A. M. Cross, “Dynamic network rating for low carbon distribution network operation - A U.K. application,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 6, no. 2, pp. 988–998, 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2389711.

[32]. G. Lloyd, R. G. Bouchet, C. An, L. Zou, and S. Hosseini, “Real-time thermal rating and active control improved distribution network utilisation,” IET Conf. Publ., vol. 2013, no. 615 CP, 2013, doi: 10.1049/cp.2013.0629.

[33]. H. T. Yip et al., “Dynamic thermal rating and active control for improved distribution network utilisation,” IET Conf. Publ., vol. 2010, no. 558 CP, pp. 2–6, 2010, doi: 10.1049/cp.2010.0213.

[34]. D. Roberts, P. Taylor, and A. Michiorri, “Dynamic thermal rating for increasing network capacity and delaying network reinforcements,” in CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution, 2008, no. 3, pp. 61–61, doi: 10.1049/ic:20080466.

[35]. O. Poncelas, J. A. Rosero, J. Cusidó, J. A. Ortega, and L. Romeral, “Motor fault detection using a rogowski sensor without an integrator,” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 56, no. 10, pp. 4062–4070, 2009, doi: 10.1109/TIE.2009.2025715.

[36]. M. Xiang, H. Gao, B. Zhao, C. Wang, and C. Tian, “Analysis on transfer characteristics of Rogowski coil transducer to travelling wave,” in APAP 2011 - Proceedings: 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011, vol. 2, pp. 1056–1059, doi: 10.1109/APAP.2011.6180705.

[37]. P. C. J. M. Van Der Wielen, J. Veen, P. A. A. F. Wouters, and E. F. Steennis, “Sensors for on-line PD detection in MV power cables and their locations in substations,” in Proceedings of the IEEE International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, 2003, vol. 1, pp. 215–219, doi: 10.1109/icpadm.2003.1218391.

[38]. Z. S. Zhang, D. M. Xiao, and Y. Li, “Rogowski air coil sensor technique for on-line partial discharge measurement of power cables,” IET Sci. Meas. Technol., vol. 3, no. 3, pp. 187–196, 2009, doi: 10.1049/iet-smt:20080025.

[39]. J. Wattel, M. Tomlinson, J. Beukes, and T. Mouton, “Enabling low voltage network visibility to detect hazards on rural distribution networks,” 2017 52nd Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2017, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/UPEC.2017.8231974.

[40]. S. R. Madeti and S. N. Singh, “Monitoring system for photovoltaic plants: A review,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 67, pp. 1180–1207, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.088.

[41]. A. Zoha, A. Gluhak, M. A. Imran, and S. Rajasegarar, “Non-intrusive Load Monitoring approaches for disaggregated energy sensing: A survey,” Sensors (Switzerland), vol. 12, no. 12, pp. 16838–16866, 2012, doi: 10.3390/s121216838.

[42]. K. Carrie Armel, A. Gupta, G. Shrimali, and A. Albert, “Is disaggregation the holy grail of energy efficiency? The case of electricity,” Energy Policy, vol. 52, pp. 213–234, 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2012.08.062.

[43]. J. Yang, X. Bai, D. Strickland, L. Jenkins, and A. M. Cross, “Dynamic network rating for low carbon distribution network operation - A U.K. application,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 6, no. 2, pp. 988–998, 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2389711.

[44]. IEEE, “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators - Redline,” IEEE Std C57.91TM-2011(Revision C57.91-1995), vol. 2011, no. March, pp. 1–172, 2012.

[45]. UK Power Networks, “Distribution Network Visibility,” London, 2013.

[46]. T. S. Jalal, N. Rashid, and B. Van Vliet, “Implementation of Dynamic Transformer Rating in a distribution network,” 2012 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2012, pp. 2–6, 2012, doi: 10.1109/PowerCon.2012.6401328.

[47]. Western Power Distribution, “Suburban PV Impact,” Nottingham, 2013.

[48]. S. Sp, “Distribution Network Visibility,” 2013.

[49]. ا. قربانی, ”تعیین منحنی ضرایب همزمانی مشترکین andس. ج. ص. ریکنده, ف. رامشخواه, ن. صیادی, pp. 1–7. بیست و هشتمین کنفرانس بین‌المللی برق, ۲۰۱۳, inخانگی منطقه برق سهروردی,”

[50]. A. K. Dashtaki and M. R. Haghifam, “A new loss estimation method in limited data electric distribution networks,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 28, no. 4, pp. 2194–2200, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2273103.

www.nri.ac.ir

تهران - شهرک قدس - انتهای بلوار شهید دادمان (پونک باختری) - صندوق پستی ۵۱۷-۱۴۶۶۵
تلفن : ۸۸۰۷۹۴۰۰ - فاکس : ۸۸۰۷۸۲۹۶

پژوهشگاه نیرو

Niroo Research Institute

پیشنهاد طرح پایلوت و تعیین الزامات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری آن



کارفرما: پژوهشگاه نیرو

واحد مجری: پژوهشکده توزیع برق

شهریورماه ۱۴۰۰

به‌نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: مرحله دوم – پیشنهاد طرح پایلوت و تعیین الزامات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری آن
کد گزارش-ویرایش: PSPPN20/T2/ویرایش ۳

عنوان پروژه: طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ MEMS در شبکه‌ی توزیع هوشمند

واحد مجری پروژه: پژوهشکده توزیع برق

مدیر واحد مجری پروژه: آقای دکتر مجتبی گیلوانژاد

مجری پروژه: آقای دکتر مجتبی گیلوانژاد

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

تهیه‌کننده : مرکز توسعه فناوری شبکه هوشمند برق و انرژی
تاریخ: ۱۴۰۰/۰۶/۲۵

پیشگفتار

تکامل شبکه‌های الکتریکی از انتقال برق یک‌طرفه متعارف به شبکه‌های جدید با طیف گسترده‌ای از مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان برق، به‌منظور ایجاد شبکه‌های هوشمند نیاز به توسعه و به‌کارگیری فناوری‌های اندازه‌گیری و ارتباطات پیشرفته و جدید دارد. جمع‌آوری اطلاعات بهره‌برداری از شبکه، گردآوری و ارسال داده با صرف هزینه‌ای معقول و کمترین دخالت مستقیم انسانی، از اهم اهداف سامانه‌های پایشی شبکه‌های توزیع هوشمند محسوب می‌شوند. در همین راستا پروژه با عنوان "طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ در شبکه توزیع هوشمند" تعریف‌شده است. در این پروژه قصد بر آن است تا از حسگرهای مغناطیسی که برای نصب نیازی به اعمال قطعی در شبکه و تخریب ندارند و تنها با استفاده از میدان مغناطیسی اطراف خطوط اقدام به اندازه‌گیری پارامترهای بهره‌برداری از شبکه می‌کنند، برای پیاده‌سازی یک سامانه پایشی استفاده شود. پس از بررسی‌های انجام‌شده در مرحله اول پروژه، کویل روگوفسگی به‌عنوان حسگر مغناطیسی موردنظر و همچنین دو کاربرد پایش بارگذاری ترانسفورمرها و پایش خاموشی‌های شبکه به‌عنوان کاربردهای پایشی انتخاب شدند. گزارش مرحله دوم از این پروژه با عنوان "پیشنهاد طرح پایلوت و تعیین الزامات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری آن" تهیه‌شده و شامل شش فصل به‌صورت زیر است:

فصل اول: تعیین معماری سیستم پیشنهادی

فصل دوم: بررسی و تعیین مشخصات فنی بسترها و پروتکل‌های مخابراتی ارسال داده

فصل سوم: تدوین مشخصات فنی نرم‌افزار تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها

فصل چهارم: تدوین مشخصات فنی نرم‌افزار تشخیص وقوع رویدادها و خاموشی‌های شبکه

فصل پنجم: تدوین الزامات فنی تجمیع اجزاء سیستم

فصل ششم: انتخاب منطقه اجرای پایلوت و تعیین نقاط مناسب برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری

پروژه مذکور طی قرارداد شماره ق ه ۹۷/۳۰۵/۱۷۵ از محل بند "و" تبصره ۹ قانون بودجه به دانشگاه شهید بهشتی واگذار شده است.

کارفرما: پژوهشگاه نیرو

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

مجری دانشگاهی: دکتر رضا محمدی

تیم تحقیقاتی پروژه: مهندس نادر کاظمی، مهندس آرش صمدی و مهندس محمدرضا طاهری

ناظر پروژه: آقای مهندس ایرج رفیعی

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

پیشگفتار ..... ج
مقدمه ۱
فصل اول: تعیین معماری سیستم پیشنهادی ۲
۱- تعیین معماری سیستم پیشنهادی ۳
۱- ۱- مقدمه ۳
۱- ۲- اینترنت اشیاء ۳
۱- ۳- سامانه‌های پردازشی دیجیتال ۷
۱- ۴- حسگر جریان ۱۲
۱- ۵- سامانه‌ی اندازه‌گیری ۲۲
۱- ۵- ۱- بستر مخابراتی ۲۳
۱- ۵- ۲- قابلیت‌های اندازه‌گیری ۲۴
۱- ۵- ۳- رابط کاربری ۲۴
۱- ۵- ۴- ویژگی‌های فنی سامانه ۲۵
۱- ۵- ۵- طرح بلوکی سامانه ۳۰
فصل دوم: بررسی و تعیین بسترها و پروتکل‌های مخابراتی اینترنت اشیاء ۳۲
۲- بررسی و تعیین بسترها و پروتکل‌های مخابراتی اینترنت اشیاء ۳۳
۲- ۱- مقدمه ۳۳
۲- ۲- معماری اینترنت اشیاء ۳۳
۲- ۲- ۱- لایه اشیاء ۳۴
۲- ۲- ۲- لایه انتزاع‌سازی شیء ۳۴
۲- ۲- ۳- لایه مدیریت سرویس ۳۵
۲- ۲- ۴- لایه کاربرد ۳۵
۲- ۲- ۵- لایه کسب‌وکار ۳۵
۲- ۳- پروتکل‌های لایه انتزاع‌سازی اشیاء (بسترهای مخابراتی) ۳۶
۲- ۳- ۱- شبکه‌های کوتاه‌برد ۳۶
۲- ۳- ۲- شبکه‌های دوربرد با توان پایین ۴۵
۲- ۳- ۳- شبکه‌های سلولی ۵۲
۲- ۳- ۴- انتقال اطلاعات از طریق خطوط برق (PLC) ۵۶

۲- ۴- پروتکل‌های لایه کاربرد ۶۱
۲- ۴- ۱- پروتکل HTTP ۶۱
۲- ۴- ۲- پروتکل COAP ۶۳
۲- ۴- ۳- پروتکل MQTT ۶۵
۲- ۴- ۴- پروتکل XMPP ۶۷
۲- ۴- ۵- پروتکل AMQP ۶۸
۲- ۴- ۶- پروتکل‌های تله‌متری و تله‌کنترل ۷۰
۲- ۵- نتیجه‌گیری ۷۲
فصل سوم: تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها ۷۴
۳- تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها ۷۵
۳- ۱- مقدمه ۷۵
۳- ۲- معانی عبارات و نمادهای استفاده‌شده در این بخش ۷۵
۳- ۲- ۱- اصطلاحات ۷۶
۳- ۳- عواقب بارگذاری ترانسفورمر بیش از حدود نامی ۷۷
۳- ۳- ۱- اثرات و خطرات بارگذاری کوتاه‌مدت اضطراری ۷۷
۳- ۳- ۲- اثر بارگذاری اضطراری بلندمدت ۷۸
۳- ۳- ۳- اندازه ترانسفورمر ۷۹
۳- ۳- ۴- کاغذهای ارتقایافته/نیافته ازنظر حرارتی ۸۰
۳- ۴- نرخ پیر شدن نسبی و عمر عایقی ترانسفورمر ۸۱
۳- ۴- ۱- نرخ استهلاک (پیر شدن) نسبی ۸۱
۳- ۴- ۲- محاسبه عمر ازدست‌رفته برای یک ترانسفورمر ۸۲
۳- ۴- ۳- عمر عایقی ۸۲
۳- ۵- محدودیت‌ها ۸۳
۳- ۵- ۱- محدودیت جریان و دما ۸۳
۳- ۶- محدودیت‌های مشخص برای ترانسفورمرهای توزیع ۸۵
۳- ۶- ۱- محدودیت‌های جریانی و دمایی ۸۵
۳- ۷- تشخیص دماها ۸۶
۳- ۷- ۱- افزایش حالت دائم دمای نقطه داغ ترانسفورمر ۸۶
۳- ۷- ۲- محاسبه دمای نقطه داغ از اطلاعات حاصل از تست گرم ترانسفورمر ۸۶
۳- ۷- ۳- افزایش دمای نقطه داغ ترانسفورمر و بیشترین دمای روغن در شرایط بارگذاری متغیر و تغییر دمای محیط ۸۸
۳- ۷- ۴- روش محاسباتی برحسب معادلات نمایی ۸۹

۳- ۷- ۵- راهکار مبتنی بر معادلات دیفرانسیلی ۹۱
۳- ۷- ۶- دمای محیطی ۹۲
۳- ۸- تأثیر تپ‌چنجر ۹۴
۳- ۹- روش پیشنهادی برای پیاده‌سازی روش پایشی ترانسفورمر و حل یک مثال [۳۱] ۹۵
۳- ۹- ۱- تشریح معادلات دیفرانسیلی روش تخمین حرارت نقطه داغ ۹۶
۳- ۹- ۲- تبدیل به معادلات تفاضلی (روش [۳۱]) ۹۷
۳- ۹- ۳- تخمین دمای نقطه داغ ترانسفورمر و محاسبه پارامترهای موردنیاز ۹۸
۳- ۱۰- حل یک مثال برای بیان بهتر این روش ۱۰۰
۳- ۱۰- ۱- تعیین پارامترهای ترانسفورمر ۱۰۰
۳- ۱۰- ۲- تعیین ورودی‌ها ۱۰۰
۳- ۱۰- ۳- محاسبه شرایط اولیه ۱۰۱
۳- ۱۰- ۴- حل معادلات تفاضلی ۱۰۱
۳- ۱۱- نتیجه‌گیری ۱۰۲
فصل چهارم: تدوین مشخصات فنی نرم‌افزار تشخیص وقوع رویدادها و خاموشی‌های شبکه ۱۰۴
۴- تدوین مشخصات فنی نرم‌افزار تشخیص وقوع رویدادها و خاموشی‌های شبکه ۱۰۵
۴- ۱- مقدمه ۱۰۵
۴- ۲- خلاصه‌ای از تجربیات بین‌المللی بررسی‌شده در مرحله اول پروژه ۱۰۵
۴- ۲- ۱- تشخیص قطعی از روی تغییر ناگهانی بار ۱۰۵
۴- ۲- ۲- تشخیص سوختن فیوز ۱۰۶
۴- ۲- ۳- پایش تعادل سه فاز جریانی و ولتاژی ۱۰۶
۴- ۲- ۴- صدور هشدار در صورت افت ولتاژ ۱۰۶
۴- ۲- ۵- صدور هشدار در صورت تشخیص اضافه جریان بیش‌ازحد ۱۰۷
۴- ۳- لزوم انجام مطالعات بیشتر برای تعیین تنظیمات ۱۰۷
۴- ۴- استفاده از شبیه‌سازی برای شناخت بهتر مصادیق اختلال در شبکه ۱۰۸
۴- ۴- ۱- اطلاعات کلی شبیه‌سازی‌ها ۱۰۸
۴- ۴- ۲- شبیه‌سازی چندین سناریو بروز قطعی در شبکه ۱۱۱
۴- ۴- ۳- بررسی امکان "تشخیص سوختن فیوز" ۱۱۵
۴- ۴- ۴- بررسی کارایی پایش تعادل سه فاز جریانی و ولتاژی ۱۱۶
۴- ۴- ۵- بررسی کارایی "پایش افت ولتاژ و افزایش جریان‌ها" در تشخیص شرایط غیرعادی ۱۲۰
۴- ۵- معماری و مشخصات فنی الگوریتم‌های تشخیص رویدادهای شبکه ۱۲۳
۴- ۵- ۱- الگوریتم محلی تشخیص قطعی در شبکه (نرخ نمونه‌برداری پایین) ۱۲۳

۴- ۵- ۲- الگوریتم محلی تشخیص قطعی در شبکه (نرخ نمونه‌برداری بالا) ۱۲۵
۴- ۵- ۳- الگوریتم مبتنی بر سرور تشخیص قطعی در شبکه ۱۲۶
۴- ۶- نتیجه‌گیری ۱۲۸
فصل پنجم: تدوین الزامات فنی تجمیع اجزاء سیستم ۱۲۹
۵- تدوین الزامات فنی تجمیع اجزاء سیستم ۱۳۰
۵- ۱- مقدمه ۱۳۰
۵- ۲- الزامات مربوط به دقت ۱۳۰
۵- ۳- الزامات مربوط به قاب تجمیع‌کننده اجزای تجهیز ۱۳۳
۵- ۴- الزامات مربوط به توان مصرفی ۱۳۷
۵- ۵- الزامات مربوط به تجهیز حس‌گر و مدارات واسط ۱۳۸
۵- ۵- ۱- الزامات اتصال حسگر جریانی به مدارات واسط ۱۳۸
۵- ۵- ۲- الزامات اتصال حسگر ولتاژی به مدارات واسط ۱۳۹
۵- ۶- الزامات آب و هوایی ۱۴۰
۵- ۷- الزامات مربوط به تداخلات الکترومغناطیسی ۱۴۱
۵- ۷- ۱- منبع نویز ۱۴۲
۵- ۷- ۲- راه‌های انتقال نویز از منبع به گیرنده ۱۴۵
۵- ۷- ۳- گیرنده‌ی نویز ۱۴۶
۵- ۷- ۴- انواع عیوب ناشی از نویز در برد الکترونیکی ۱۴۷
۵- ۷- ۵- شیلد کردن ۱۴۹
۵- ۷- ۶- زمین‌کردن صحیح ۱۵۲
۵- ۷- ۷- متعادل کردن ۱۵۴
۵- ۷- ۸- فیلتر کردن تغذیه یا دی‌کوپلینگ تغذیه ۱۵۵
۵- ۷- ۹- الزامات تداخلات الکترومغناطیسی مختص روگوفسکی کویل‌ها ۱۵۶
فصل ششم: انتخاب منطقه پایلوت و تعیین نقاط مناسب برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری ۱۵۷
۶- انتخاب منطقه پایلوت و تعیین نقاط مناسب برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری ۱۵۸
۶- ۱- مقدمه ۱۵۸
۶- ۲- تعیین منطقه و نقاط نصب اندازه‌گیرها (پست‌های توزیع) برای اجرای پایلوت ۱۵۸
۶- ۳- تعیین محل نصب سرور (نمایش، ثبت و تحلیل داده‌ها) ۱۶۴
نتیجه‌گیری ۱۶۵
پیوست ۱: فایل شبیه‌سازی در نرم‌افزار متلب ۱۷۰
مراجع ۱۷۴

فهرست جداول

عنوان **صفحه**

جدول ۱–۱- ویژگی‌های پردازشی سامانه‌ی طراحی‌شده ۲۶
جدول ۱–۲- ویژگی‌های واحدهای ADC سامانه‌ی طراحی‌شده ۲۶
جدول ۱–۳- ویژگی‌های مخابراتی اصلی سامانه‌ی طراحی‌شده ۲۸
جدول ۱–۴- ویژگی‌های مخابراتی WiFi سامانه‌ی طراحی‌شده ۲۹
جدول ۳–۱- نمادهای استفاده‌شده در طول گزارش ۷۵
جدول ۳–۲- عمر کاغذ در شرایط مختلف [۳۱] ۸۱
جدول ۳–۳- نرخ استهلاک نسبی بسته به‌اندازه نقطه داغ ترانسفورمر [۳۱] ۸۲
جدول ۳–۴- عمر عایقی معمول سیستم عایقی (خشک‌شده و عاری از اکسیژن) ارتقایافته (ازنظر حرارتی) در دمای مرجع ۱۱۰ درجه سانتی گراد [۳۱] ۸۳
جدول ۳–۵- محدودیت‌های جریانی و حرارتی برای بارگذاری‌های فراتر از مقادیر ذکرشده بر روی پلاک ترانسفورمرها [۳۱] ۸۴
جدول ۳–۶- مشخصه حرارتی پیشنهادی برای معادلات نمایی [۳۱] ۹۰
جدول ۳–۷- اصلاح افزایش دمای محیطی در اثر نوع محفظه [۳۱] ۹۳
جدول ۴–۱- اطلاعات مربوط به هادی استفاده‌شده ۱۰۹
جدول ۴–۲- اطلاعات مربوط به ترانسفورمر توزیع در همه شبیه‌سازی‌ها ۱۱۱
جدول ۴–۳-اطلاعات شبیه‌سازی بر روی شبکه «متراکم و پربار» ۱۱۲
جدول ۴–۴- میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری ابتدای فیدر ۱۱۲
جدول ۴–۵- میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری پایانه خروجی ترانسفورمر ۱۱۲
جدول ۴–۶- عدم‌تعادل ولتاژ دیده‌شده از پایانه فشار ضعیف ترانسفورمر با قطع ۱۰۰ درصد بار فاز a – فیدر ۱ ۱۱۲
جدول ۴–۷- میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a و b – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری ابتدای فیدر ۱۱۳
جدول ۴–۸- میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a و b – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری پایانه خروجی ترانسفورمر ۱۱۳
جدول ۴–۹- عدم‌تعادل ولتاژ دیده‌شده از پایانه فشار ضعیف ترانسفورمر با قطع ۱۰۰ درصد بار فاز a و b – فیدر ۱ ۱۱۳
جدول ۴–۱۰- میزان بار ازدست‌رفته بر روی هر سه‌فاز – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری ابتدای فیدر ۱۱۳
جدول ۴–۱۱- میزان بار ازدست‌رفته بر روی هر سه‌فاز – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری پایانه خروجی ترانسفورمر ۱۱۴
جدول ۴–۱۲- عدم‌تعادل ولتاژ دیده‌شده از پایانه فشار ضعیف ترانسفورمر با قطع ۱۰۰ درصد بار هر سه فاز – فیدر ۱ ۱۱۴
جدول ۴–۱۳- آمپراژ مربوط به چند نمونه فیدر و یک پست ۱۱۶
جدول ۴–۱۴- اطلاعات بارگذاری و پارامترهای شبکه ۱۱۷
جدول ۴–۱۵- نتایج اتصال کوتاه فاز به نوترال از دید پایانه خروجی ترانسفورمر ۱۱۷
جدول ۴–۱۶- نتایج اتصال کوتاه دو فاز از دید پایانه خروجی ترانسفورمر ۱۱۹

جدول ۴-۱۷- شبیه‌سازی یک نمونه برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز ۱۱۹
جدول ۴-۱۸- اطلاعات شبکه «پراکنده و کم‌بار» ۱۲۱
جدول ۴-۱۹- نتایج ولتاژی خطای تک‌فاز به نوترال ۱۲۱
جدول ۴-۲۰- نمونه‌های ارسال‌شده توسط حس‌گر در بازه زمانی ۱۴:۵۰ الی ۱۶:۰۰ ..... ۱۲۷
جدول ۴-۲۱- نرخ تغییرات بار ۱۲۷
جدول ۵-۱- حدود بالا و پایین در خطا برای کنتورهای یک و سه فاز با بارهای متعادل ۱۳۰
جدول ۵-۲- حدود بالا و پایین در خطا برای کنتورهای سه فاز (درحالی‌که باری تک‌فاز را در ولتاژهای متقارن تغذیه می‌کنند.) ۱۳۱
جدول ۵-۳- میزان خطای قابل‌قبول در اثر تاثیر حاصل از عوامل مختلف ۱۳۱
جدول ۵-۴-شرایط مرجع ۱۳۲
جدول ۵-۵- درجه حفاظت در برابر تماس افراد که در اولین رقم از IPXX مشخص‌شده ۱۳۴
جدول ۵-۶- درجه حفاظت در برابر نفوذ اشیای بیگانه که در اولین رقم از IPXX مشخص‌شده ۱۳۵
جدول ۵-۷-درجه حفاظت در برابر نفوذ آب که در رقم دوم از IPXX مشخص‌شده ۱۳۶
جدول ۵-۸- توان مصرفی در مدارهای ولتاژی برای هر فاز (با احتساب منبع تغذیه) ۱۳۷
جدول ۵-۹- گستره ولتاژی کارکرد تجهیز اندازه‌گیری برای حفظ عملکرد قابل‌قبول ۱۳۸
جدول ۵-۱۰- خطاهای اندازه و فاز ۱۳۹
جدول ۵-۱۱- مقادیر استاندارد ولتاژی ۱۳۹
جدول ۵-۱۲- محدودیت عملکردی کنتورها طبق استاندارد IEC62052-11 ..... ۱۴۰
جدول ۵-۱۳- رطوبت نسبی ۱۴۰
جدول ۶-۱- خلاصه‌ای از اطلاعات پست‌های توزیع پژوهشگاه نیرو ۱۶۱
جدول ۶-۲- طرح پیشنهادی برای تعیین نقاط نصب حسگر ۱۶۲

فهرست اشکال

عنوان **صفحه**

شکل ۱–۱- اینترنت اشیا به‌صورت شبکه‌ای از شبکه‌ها دیده می‌شود [۱] ۴
شکل ۱–۲- مدل مرجع مبتنی بر واحدهای تشکیل‌دهنده برای اینترنت اشیاء [۲] ۵
شکل ۱–۳- ساختار و پیکربندی پایه برای میکروکنترلر [۳] ۹
شکل ۱–۴- انواع مختلف سیم‌پیچ روگوفسکی [۴] ۱۳
شکل ۱–۵- الف- طرح سیم‌پیچ روگوفسکی، ب- سیم‌پیچی بر هسته‌ی صلب، پ- سیم‌پیچی بر هسته‌ی انعطاف‌پذیر [۵] ۱۴
شکل ۱–۶- تأثیر مکان قرارگیری هادی حامل جریان در حلقه‌ی روگوفسکی بر ولتاژ خروجی [۴] ۱۶
شکل ۱–۷- خط حامل جریان ۱ و حلقه ۲ در کنار آن [۴] ۱۷
شکل ۱–۸- خط حامل جریان و سیم‌پیچ در کنار آن [۴] ۱۸
شکل ۱–۹- پیچه‌ی روگوفسکی (برگرفته از [6] ، با تغییرات) ۱۸
شکل ۱–۱۰- مدارهای معادل اندازه‌گیری سیم‌پیچ 1 ..... ۲۰
شکل ۱–۱۱- دسترسی سامانه از طریق GPRS به اینترنت و ارتباط با سرور راه دور ۲۳
شکل ۱–۱۲- دیاگرام بلوکی STM32F40xxx [۷] ۲۷
شکل ۱–۱۳- طرح مجموعه‌ی اندازه‌گیری مبتنی بر اینترنت اشیا (در حالت کلی و درنظر گرفتن همه فیدرهای فشار ضعیف) ۳۰
شکل ۱–۱۴- طرح سخت‌افزاری سامانه‌ی اندازه‌گیری (در حالت کلی و درنظر گرفتن همه فیدرهای فشار ضعیف) ۳۱
شکل ۱–۱۵- طرح فرآیندهای نرم‌افزاری سامانه‌ی اندازه‌گیری ۳۱
شکل ۲–۱- معماری‌های رایج اینترنت اشیاء: الف) مدل پنج لایه ب) مدل مبتنی بر SOA ج) مدل میان افزار د) مدل سه لایه [۸] ۳۴
شکل ۲–۲- معماری شبکه زیگ‌بی ۳۸
شکل ۲–۳- لایه‌های پروتکل زیگ‌بی [۱۱] ۳۸
شکل ۲–۴- لایه‌های پروتکل زی‌ویو [۱۳] ۴۰
شکل ۲–۵- معماری بلوتوث کم‌مصرف [۱۵] ۴۳
شکل ۲–۶- استانداردهای شبکه وای‌فای [۱۶] ۴۵
شکل ۲–۷- معماری شبکه لورا [۱۸] ۴۷
شکل ۲–۸- لایه‌های شبکه لورا [۱۸] ۴۹
شکل ۲–۹- کانال‌های فرکانسی NB-IoT [۲۰] ۵۱
شکل ۲–۱۰- یک نمونه RTU صنعتی ۵۸
شکل ۲–۱۱- نمودار تک‌خطی خط انتقال قدرت باوجود PLC ۵۹
شکل ۲–۱۲- عملکرد کلی پروتکل COAP [۸] ۶۴
شکل ۲–۱۳- فرمت پیام در پروتکل COAP [۸] ۶۵

شکل ۲–۱۴- معماری پروتکل MQTT [۸] ۶۶
شکل ۲–۱۵- فرایند Publish/Subscribe استفاده‌شده توسط پروتکل MQTT [۸] ۶۷
شکل ۲–۱۶- فرمت پیام MQTT [۸]..... ۶۷
شکل ۲–۱۷- ارتباطات در پروتکل XMPP [۸] ۶۸
شکل ۲–۱۸- مکانیسم انتشار/ اشتراک در پروتکل AMQP [۸]..... ۶۹
شکل ۲–۱۹- فرمت پیام در پروتکل AMQP [۸] ۶۹
شکل ۲–۲۰- ساختار پی‌آیند بسته IEC 60870-5-104 [۲۸]..... ۷۱
شکل ۳–۱- استهلاک لوله مهروموم [۳۱] ۸۰
شکل ۳–۲- دیاگرام حرارتی [۳۱] ۸۷
شکل ۳–۳- پاسخ دمایی به تغییرات پله‌ای در جریان بار [۳۱]..... ۸۹
شکل ۳–۴- تابع $f_2(t)$ با استفاده از مقادیر جدول ۳–۶ [۳۱]..... ۹۱
شکل ۳–۵- ارائه بلوک دیاگرامی معادلات دیفرانسیل حرارتی [۳۱] ۹۲
شکل ۳–۶- قاعده تلفات به‌عنوان تابعی از موقعیت تپ [۳۱] ۹۴
شکل ۳–۷- طرح بلوک دیاگرامی مدل حرارتی دیفرانسیلی [۳۱] ۹۶
شکل ۳–۸- پارامترهای مربوط به مثال ۱۰۰
شکل ۳–۹- ورودی‌های مثال [۳۱] ۱۰۰
شکل ۴–۱- شیوه قرارگیری هادی‌ها بر روی پایه ۱۰۹
شکل ۴–۲- ساختار کلی شبکه «متراکم و پربار» و «پراکنده و کم‌بار»..... ۱۱۰
شکل ۴–۳- نمونه‌ای از یک فیدر شبیه‌سازی‌شده..... ۱۱۰
شکل ۴–۴- نحوه وقوع برش سیگنال ۱۲۳
شکل ۵–۱- عوامل نفوذ (با شکل کروی) با قطری برابر با ۵۰ میلی‌متر ۱۳۴
شکل ۵–۲- انگشت مفصل‌دار با قطر ۱۲ میلی‌متر و طول ۸۰ میلی‌متر..... ۱۳۵
شکل ۵–۳- حدود رطوبت نسبی نسبت به دمای محیطی (برحسب درجه سانتی‌گراد)..... ۱۴۱
شکل ۵–۴- پدیده ضربه القایی..... ۱۴۳
شکل ۵–۵- مفهوم اصلی حلقه زمین..... ۱۴۴
شکل ۵–۶- کوپلاژ از طریق امپدانس مشترک ۱۴۵
شکل ۵–۷- تقسیم جریان بین شیلد و صفحه زمین ۱۴۹
شکل ۵–۸- شیلد با یک سر زمین‌شده ۱۵۰
شکل ۵–۹- انواع مدل شیلد کردن با تأثیر کم بر نویز..... ۱۵۱
شکل ۵–۱۰- انواع مدل شیلد کردن با تاثیر زیاد بر نویز ۱۵۲
شکل ۵–۱۱- انواع زمین سیگنال الف) زمین چندنقطه‌ای ب) زمین تک نقطه‌ای اتصال موازی ج) زمین تک نقطه‌ای اتصال سری ۱۵۳

شکل ۵–۱۲- روش اتصال زمین بخش‌های مختلف مدار به یکدیگر ۱۵۴
شکل ۵–۱۳- اثر هم‌پتانسیل نبودن زمین‌ها (زمین‌کردن چند نقطه دور از هم)..... ۱۵۴
شکل ۵–۱۴- روش کاهش نویز حالت مشترک با تقویت‌کننده تفاضلی..... ۱۵۵
شکل ۵–۱۵- روشی برای شیلد کردن (الف) روگوفسکی کویل و (ب) کابل‌های مرتبط با آن ۱۵۶
شکل ۶–۱- محل نصب حس‌گرهای ولتاژی و جریانی..... ۱۶۲
شکل ۶–۲- نمونه‌ای از یک ترانسفورمر جریان نصب‌شده بر روی یک شینه فشار ضعیف توزیع ۱۶۳
شکل ۶–۳- اطلاعات درج‌شده بر روی یک ترانسفورمر ۱۲۵۰ کیلوولت آمپری ۱۶۳

مقدمه

این گزارش مربوط به مطالعات صورت‌گرفته برای انجام مرحله دوم پروژه "طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ MEMS در شبکه‌ی توزیع هوشمند" است.

عنوان گزارش مرحله دوم این پروژه "پیشنهاد طرح پایلوت و تعیین الزامات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری آن" است که شامل شش فصل زیر است:

فصل اول: تعیین معماری سیستم پیشنهادی

فصل دوم: بررسی و تعیین مشخصات فنی بسترها و پروتکل‌های مخابراتی ارسال داده

فصل سوم: تدوین مشخصات فنی نرم‌افزار تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها

فصل چهارم: تدوین مشخصات فنی نرم‌افزار تشخیص وقوع رویدادها و خاموشی‌های شبکه

فصل پنجم: تدوین الزامات فنی تجمیع اجزاء سیستم

فصل ششم: انتخاب منطقه اجرای پایلوت و تعیین نقاط مناسب برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری

در فصل اول این گزارش، معماری و طراحی صورت‌گرفته برای سامانه‌ی پیشنهادی موردبررسی قرار می‌گیرد.

در فصل دوم، جنبه‌های مختلف اینترنت اشیاء از قبیل معماری‌های ارائه‌شده برای آن و همچنین پروتکل‌های ارتباطی موجود در این حوزه شرح داده می‌شود. در آخر ضمن مقایسه بسترهای مخابراتی و پروتکل‌های موجود، دلایل انتخاب بستر مخابراتی مورداستفاده در این پروژه ذکر می‌شود.

در فصل سوم، به موضوع تعیین ظرفیت پویای ترانسفورماتور پرداخته شده است و روش‌های مناسب برای تخمین دمای نقطه داغ از استانداردهای بین‌المللی استخراج شده است.

با توجه به اینکه یکی از کاربردهای انتخابی جهت پیاده‌سازی در این پروژه ‘‘پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه’’ بوده در فصل چهارم به شرح مشخصات فنی و شیوه پیاده‌سازی آن پرداخته‌شده است.

در فصل پنجم، به الزامات فنی اجزای سخت‌افزاری سیستم پرداخته شده است. این تجهیزات طراحی یا ساخته می‌شوند و یا به‌صورت آماده خریداری می‌گردند. حال بسته به آنکه ساخت یا خرید مدنظر باشد، از الزامات مطرح‌شده در این بخش می‌بایست در طراحی و یا انتخاب تجهیزات استفاده شود.

در فصل ششم، به مباحثی نظیر انتخاب منطقه اجرای پایلوت و تعیین نقاط نصب تجهیزات اندازه‌گیری و سرور پرداخته شده است.

فصل اول:
تعیین معماری سیستم پیشنهادی

۱- تعیین معماری سیستم پیشنهادی

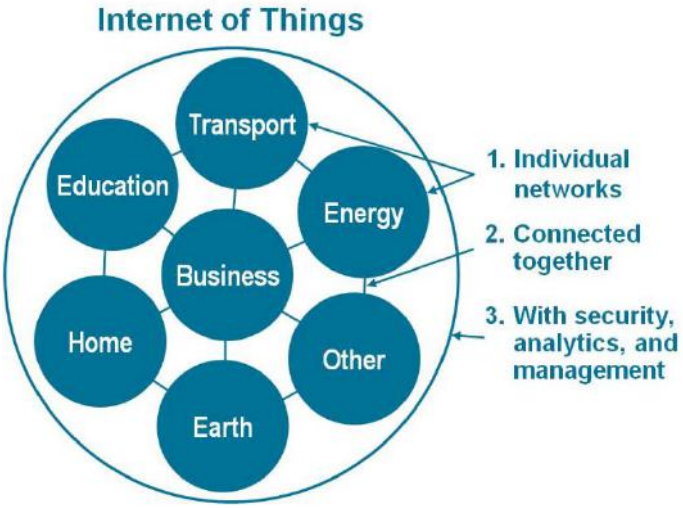
۱- ۱- مقدمه

مصرف انرژی الکتریکی روزبه‌روز در حال افزایش است و مدیریت شبکه‌های برق امروزی پیچیده‌تر شده است. ازاین‌رو به‌کارگیری شبکه‌ی هوشمند[1] برق نیازی ضروری به‌شمار می‌رود. به‌کارگیری شبکه‌ی هوشمند برق، امکان پایش و کنترل مناسب و بهینه‌ی شبکه را امکان‌پذیر می‌سازد و ملزومات به‌کارگیری انرژی‌های نو و تولید انرژی پراکنده را برای شبکه فراهم می‌نماید. روش‌ها و معماری‌های بسیار برای هوشمندسازی شبکه وجود دارد. از دیدگاه بستر مخابراتی و شبکه‌های کامپیوتری مورداستفاده، به‌کارگیری شبکه‌ی هوشمند برق مبتنی بر اینترنت اشیا[2] ازجمله رویکردهای جدید است. در این‌راستا، از سامانه‌های الکترونیکی و مخابراتی گوناگون جهت پایش، کنترل و تبادل اطلاعات لازم شبکه بر مبنای اینترنت اشیا استفاده می‌شود. ازاین‌جمله می‌توان به سامانه‌های اندازه‌گیری ولتاژ و جریان پست‌های برق اشاره نمود که اطلاعات به‌دست‌آمده را از طریق بستر مخابراتی مناسب و اینترنت به سرور راه دور منتقل می‌سازند. براین‌اساس در این فصل، معماری و طراحی صورت‌گرفته برای سامانه‌ی پیشنهادی موردبررسی قرار می‌گیرد که گامی به‌سوی هوشمندشدن شبکه‌ی الکتریکی خواهد بود.

۱- ۲- اینترنت اشیاء

اینترنت اشیا به سرعت در حال گسترش است و با کاربردهای خود زندگی بشر را بیش از پیش تحت تأثیر قرار خواهد داد. اینترنت اشیا شامل اتصال سامانه‌های فیزیکی دارای قابلیت‌های فناوری اطلاعات توسط شبکه‌ها است. اولین قدم‌های پیدایش اینترنت اشیا، وسایلی الکترونیکی بودند که قابلیت تعامل با محیط فیزیکی را داشتند، شامل حسگرها و محرک‌ها[3]. بر اساس تخمین Cisco اینترنت اشیا درحقیقت درزمانی بین سال‌های ۲۰۰۸ تا ۲۰۰۹ میلادی متولد شد، در لحظه‌ای که تعداد دستگاه‌های متصل به اینترنت از تعداد انسان‌ها بیشتر شد. در حال حاضر بسیاری از سیستم‌های هوشمند، شبکه‌های منفرد مختص به خود را دارند. در راستای به‌کارگیری و گسترده شدن اینترنت اشیا، این سیستم‌ها و شبکه‌ها به یکدیگر متصل شده به‌گونه‌ای که قابلیت‌های مدیریت، تحلیل و پردازش اطلاعات و امنیت مجموعه افزایش یابد. ازاین‌جهت اینترنت اشیا را می‌توان به‌صورت شبکه‌ای از شبکه‌ها دانست. شکل ۱—۱ این موضوع را نشان می‌دهد.

[1] Smart Grid
[2] Internet of Things (IoT)
[3] Actuators



شکل ۱–۱– اینترنت اشیا به‌صورت شبکه‌ای از شبکه‌ها دیده می‌شود [۱]

فناوری سیستم‌های همراه[1]، رایانش ابری[2]، کلان‌داده[3] و تحلیل عمیق[4]، نقشی مهم در اینترنت اشیا دارند به‌گونه‌ای که با جمع‌آوری و پردازش داده‌ها و فراهم نمودن اطلاعات زمینه‌ای و به‌هنگام[5] و پیش‌گویی‌های لازم، به نتایج نهایی و مناسب جهت کنترل سیستم‌های فیزیکی دست می‌یابند.

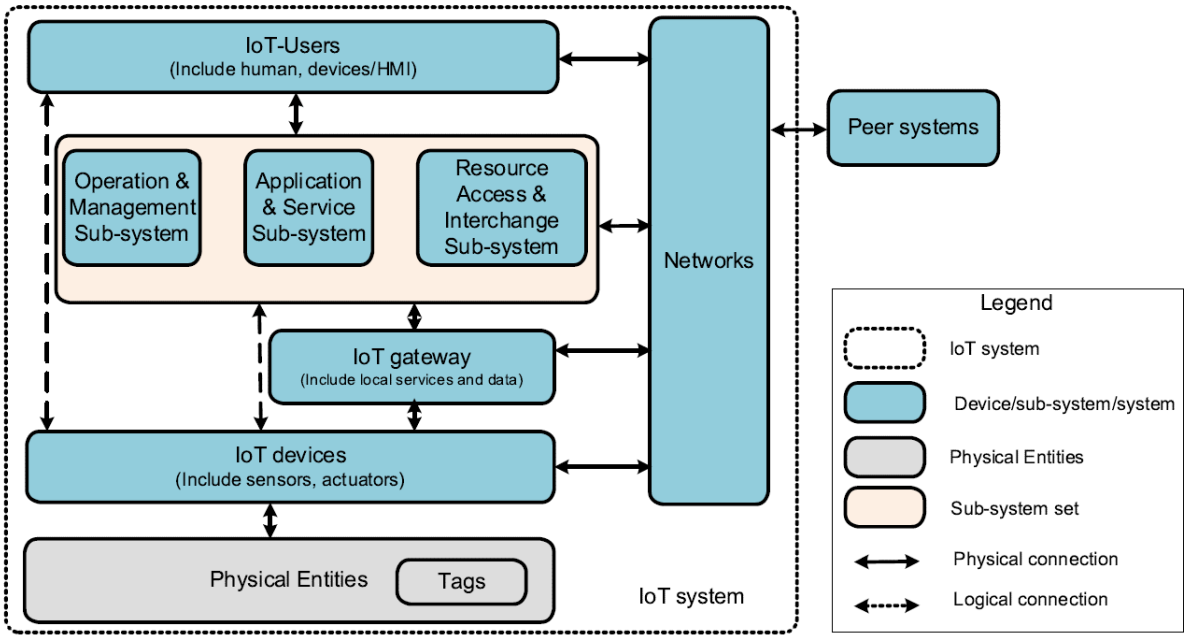
از مشکلات پیش‌روی گسترش اینترنت اشیا می‌توان به توافق روی استانداردها، انرژی حسگرها و گسترش IPv6 اشاره کرد:

- توافق روی استانداردها: باوجود برنامه‌های بسیاری که در این مورد اجرا شده، به برنامه‌های بیشتری نیاز است، به‌ویژه درزمینه‌های امنیت، حریم شخصی، معماری و ارتباطات.
- انرژی حسگرها: خودکفایی حسگرها (سیستم‌های حسگر) امری مهم جهت رسیدن اینترنت اشیا به بیشترین بهره‌وری خود است. تعویض باتری میلیاردها سیستم به‌کار رفته در سطح جهان امری غیرممکن است. سیستم‌های یادشده باید بتوانند از عناصر محیطی چون لرزش، نور و جریان هوا انرژی خود را تأمین کنند.
- گسترش IPv6: مجموعه آدرس‌های IPv4 در سطح جهان به اتمام رسیده و ازاین‌رو نیاز به استفاده از آدرس‌های IPv6 برای سیستم‌های جدید است. به همین جهت باید فناوری‌های جدید مرتبط با شبکه با پروتکل IPv6 سازگار شده و بستر لازم گسترش یابد تا به‌این‌ترتیب هر یک از میلیاردها سیستم جدید مرتبط با اینترنت اشیا بتواند آدرس یکتای خود را در اینترنت داشته باشد که این امر روند گسترش اینترنت اشیا را کندتر می‌کند. از مزایای دیگر IPv6 این است که مدیریت شبکه‌ها را آسان‌تر می‌کند و ویژگی‌های امنیتی بیشتری را نیز برای مجموعه فراهم می‌آورد.

[1] Mobile Technology
[2] Cloud Computing
[3] Big Data
[4] Deep Analytics
[5] Real-Time

از کاربردهای مهم اینترنت اشیا می‌توان به شهر هوشمند، شبکه‌ی هوشمند برق، ساختمان/خانه‌ی هوشمند، سلامت هوشمند، حمل‌ونقل هوشمند، کشاورزی دیجیتال، تولید هوشمند و موارد بسیار دیگر اشاره کرد. فناوری‌ها و پروتکل‌های زیاد و متنوعی در به‌وجود آوردن اینترنت اشیا نقش دارند، ازجمله انواع فناوری‌های شبکه‌های مخابراتی و کامپیوتری، فناوری اطلاعات، فناوری‌های پایش و کنترل، فناوری‌های نرم‌افزاری و فناوری‌های سخت‌افزاری.

مدل‌های مرجع بسیاری برای اینترنت اشیا پیشنهاد شده، ازجمله‌ی این مدل‌ها می‌توان به مدل مرجع معرفی‌شده در استاندارد ISO IEC 30141 اشاره کرد که به‌صورت شکل ۱–۲ است.



شکل ۱–۲- مدل مرجع مبتنی بر واحدهای تشکیل‌دهنده برای اینترنت اشیاء [۲]

واحدهای تشکیل‌دهنده در شکل ۱–۲ از پایین به بالا به‌قرار زیر هستند:

۱) موجودیت‌های فیزیکی[1]، مواردی از دنیای واقعی هستند که توسط دستگاه‌های اینترنت اشیا مورد پایش یا کنترل قرار می‌گیرند.

۲) برچسب‌های[2] مختلفی می‌توانند به موجودیت‌های فیزیکی پیوست گردند تا به شناسایی و پایش آن‌ها کمک کنند. این برچسب‌ها می‌توانند از انواع الکترونیکی یا مرتبط با آن ازجمله انواع RFID[3] باشند.

۳) دستگاه‌های اینترنت اشیا[4] توسط حسگرها و محرک‌ها با دنیای فیزیکی تعامل دارند. این دستگاه‌ها بر دودسته هستند:

[1] Physical Entities
[2] Tags
[3] Radio-Frequency Identification
[4] IoT Devices

a. دستگاه‌های حسگر: ویژگی/ویژگی‌هایی از موجودیت‌های فیزیکی را تشخیص داده و آن را به اطلاعات دیجیتالی تبدیل می‌کنند.
b. دستگاه‌های محرک: بر اساس دستورالعمل‌ها بر روی موجودیت‌های فیزیکی عملکرد/عملکردهایی داشته یا ویژگی/ویژگی‌هایی از آن‌ها را تغییر می‌دهند.

۴) شبکه‌ها[1] وظیفه‌ی مرتبط ساختن دستگاه‌های اینترنت اشیا را برعهده دارند. بسیاری از این دستگاه‌ها ارتباطی با برد نسبتاً کوتاه با شبکه‌ی مجاور خود برای این منظور دارند که از دلایل آن می‌توان به محدودیت‌های توان و پردازش اشاره کرد. بسیاری از دستگاه‌های دیگر نیز امکان ارتباط در وسعت جهانی توسط اینترنت را دارند.

۵) دروازه‌های اینترنت اشیا[2] که کاربردی وسیع دارند، پلی ارتباطی بین شبکه(های) مجاور با شبکه‌ی گسترده‌ی دسترسی هستند. این دروازه‌ها امکان مدیریت از راه دور شبکه را نیز فراهم می‌آورند. به‌علاوه امکان ذخیره‌سازی داده‌های دستگاه‌های مرتبط را می‌توانند داشته باشند و حتی در سطحی پیشرفته‌تر امکان رایانش مِه[3] و رایانش لبه[4] را با تعاملات مناسب با شبکه فراهم آورند.

۶) زیرسیستم برنامه‌ی کاربردی و خدمات[5] در انواع گوناگون در بیشتر مجموعه‌های مبتنی بر اینترنت اشیا در رابطه با پایگاه ذخیره‌ی داده[6] وجود دارد. معمولاً چنین محلی جهت نگهداری داده‌های به‌دست آمده از دستگاه‌های اینترنت اشیا وجود دارد تا بتوان انواع تحلیل و پردازش را روی داده‌ها انجام داد. خدمات تحلیلی گوناگونی جهت پردازش داده وجود دارد تا بینش مناسب جهت عملکردهای پایش و کنترل به دست آید. از مدیریت پردازش نیز جهت کنترل پردازش‌ها استفاده می‌گردد. برنامه‌های کاربردی گوناگونی نیز جهت دستیابی به قابلیت‌های لازم وجود دارد. درنهایت انواع خدمات کسب‌وکار[7] جهت فراهم نمودن قابلیت‌های مرتبط با استفاده رسمی کاربران یا سیستم‌های نظیر وجود دارد. برنامه‌ها و خدمات از طریق شبکه با دروازه‌ها و دستگاه‌های اینترنت اشیا ارتباط داشته و خود از طریق شبکه‌ی خدمات با یکدیگر ارتباط برقرار می‌نمایند.

۷) زیرسیستم بهره‌برداری و مدیریت[8] شامل پایگاه داده‌ی ثبت دستگاه و خدمات شناسایی مرتبط با آن است که امکان جستجو را برای برنامه‌ها و خدمات فراهم می‌کند. برنامه‌ی مدیریت دستگاه[9] نیز امکان مدیریت و اجرا را برای دستگاه‌های اینترنت اشیا در سامانه فراهم می‌آورد. سیستم پشتیبانی عملیاتی[10] نیز قابلیت‌های گوناگونی را در رابطه با پایش و مدیریت سرتاسری مجموعه‌ی مبتنی بر اینترنت اشیا امکان‌پذیر می‌سازد.

[1] Networks
[2] IoT Gateways
[3] Fog Computing
[4] Edge Computing
[5] Application and Service Sub-System
[6] Data Store
[7] Business Services
[8] Operation and Management Sub-System
[9] Device Management Application
[10] Operational Support System

۸) زیرسیستم دسترسی و تبادل منابع[1] جهت دسترسی کاربران و سیستم‌های نظیر، به امکانات مجموعه‌ی مبتنی بر اینترنت اشیا مورداستفاده قرار می‌گیرد. این زیرسیستم واسطه‌های کنترل‌شده‌ای را برای امکانات خدماتی، مدیریتی و بازرگانی فراهم می‌کند. امکانات فراهم‌شده به کنترل دسترسی‌ها وابسته است، به‌گونه‌ای که از کاربری به کاربر دیگر متفاوت است. در این راستا می‌توان از احراز هویت[2] و صدور مجوز[3] بهره گرفت.

۹) کاربران اینترنت اشیا[4] می‌توانند هر دو مورد کاربران انسانی یا کاربران دیجیتالی باشند. کاربران انسانی معمولاً تعامل خود با مجموعه را از طریق وسایلی واسط چون تلفن‌های هوشمند، رایانه‌های شخصی، تبلت‌ها و انواع دیگری از وسایل انجام می‌دهند. در همه‌ی موارد، تعاملات کاربر با مجموعه از طریق برنامه‌ای واسط صورت می‌گیرد. تعاملات کاربران دیجیتالی با مجموعه توسط API[5]های خدماتی کنترل‌شده با زیرسیستم دسترسی و تبادل منابع و به‌صورت خودکار انجام می‌شود. برقراری ارتباط در هر دو مورد کاربر انسانی و دیجیتالی از طریق شبکه‌ی کاربر صورت می‌گیرد. در برخی از مجموعه‌های اینترنت اشیا، دستگاه‌های کاربر می‌توانند به‌صورت مستقیم با دستگاه‌ها یا دروازه‌های اینترنت اشیا تعامل داشته باشند.

۱۰) سیستم‌های نظیر[6] می‌توانند انواع سیستم‌های مبتنی بر اینترنت اشیا یا غیر آن، کاربران یک مجموعه‌ی مبتنی بر اینترنت اشیا و/یا خدمات پیشنهادی برای مجموعه‌ی مبتنی بر اینترنت اشیا باشند. سیستم‌های نظیر تعاملات خود با مجموعه‌ی مبتنی بر اینترنت اشیا را از طریق شبکه‌ی کاربر (معمولاً اینترنت) انجام می‌دهند.

از دیدگاه ارتباطات شبکه‌ای، دو موجودیت اینترنت اشیا زمانی قابلیت همکاری با یکدیگر را دارند که از بستر ارتباطاتی مشترکی استفاده کنند، ازجمله پروتکل لایه‌ی انتقال مشترک. درزمانی که رسانه‌ی فیزیکی مورداستفاده‌ی دو موجودیت یکسان نباشد، از دستگاه‌های واسطه‌ای چون روترها یا دروازه‌ها می‌توان استفاده نمود تا برقراری ارتباط دو موجودیت فراهم شود. درزمانی که پروتکل مورداستفاده‌ی دو موجودیت یکسان نباشد، از مترجم‌های پروتکل جهت امکان برقراری ارتباط می‌توان استفاده نمود.

۱- ۳- سامانه‌های پردازشی دیجیتال

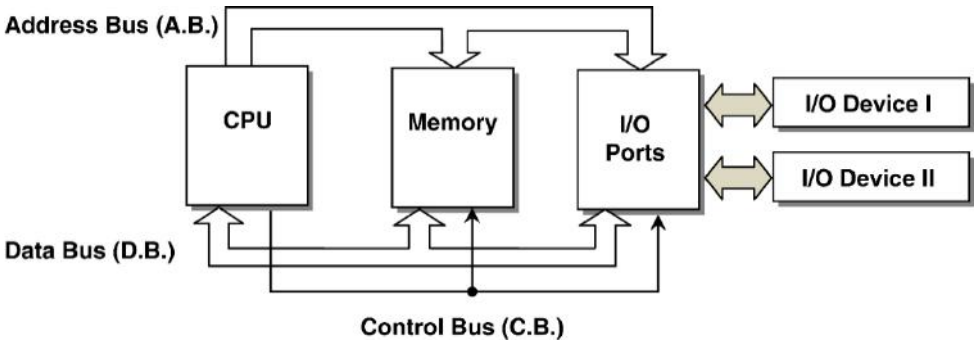
با پیشرفت VLSI[7] در سال‌های اخیر، روزبه‌روز دستگاه‌ها و تجهیزات پیشرفته‌تر، فشرده‌تر و با تعداد بیشتر از نیمه‌هادی‌ها ساخته می‌شوند. میلیون‌ها MOSFET می‌توانند در یک تراشه‌ی نیمه‌هادی در قالب یک ریزپردازنده[8] تجمیع شوند. این تراشه‌ها با برنامه‌ریزی مناسب می‌توانند عملیات مشخصی را انجام دهند. این عملیات انواع پردازش‌های

[1] Resource Access and Interchange
[2] Authentication
[3] Authorization
[4] IoT Users
[5] Application Programming Interface
[6] Peer Systems
[7] Very Large Scale Integrated Circuits
[8] Microprocessor

محاسباتی و کنترلی هستند و هر ریزپردازنده‌ای، انواع مختص به خود را دارد. به‌عنوان‌مثال انواع CPU[1]ها که در رایانه‌ها جهت عملیات محاسباتی و کنترلی استفاده می‌شوند، هرکدام یک ریزپردازنده هستند. از انواع تراشه‌های دیگر می‌توان به درگاه‌های ورودی/خروجی موازی، مبدل‌های موازی به سریال، تایمرها و شمارنده‌ها، RAM[2]ها، EPROM[3]ها و ... اشاره کرد. با ترکیب ریزپردازنده با واحدهای حافظه، درگاه‌های ورودی/خروجی و واحدهای جانبی دیگر در قالب یک تراشه، یک میکروکنترلر[4] ساخته می‌شود. درحقیقت برای ساخت یک میکروکنترلر، حداقل سه عنصر کلیدی باید در تراشه وجود داشته و به‌صورت مناسب با یکدیگر مرتبط باشند: ریزپردازنده، حافظه و درگاه‌های ورودی/خروجی. این سه عنصر توسط سه گذرگاه به یکدیگر متصل می‌شوند: گذرگاه آدرس، گذرگاه داده و گذرگاه کنترل. شکل ۱–۳ این مجموعه را نشان می‌دهد. به‌این‌ترتیب مجموعه عملیات زیر در چنین سیستمی انجام می‌شود:

۱) ریزپردازنده مرکز پردازش‌های محاسباتی و کنترل سیستم است. این مرکز، عملیات کنترل و هماهنگی همه‌ی بخش‌ها را جهت برآورده شدن کارهای موردنظر انجام می‌دهد.
۲) واحد حافظه جهت ذخیره‌ی برنامه‌ی کاربر و برنامه‌های سیستمی شامل دستورالعمل‌ها و داده‌ها به کار می‌رود. برخی برنامه‌ها و داده‌ها نیز در واحدهای حافظه‌ی خاصی چون PROM، EPROM، EEPROM یا Flash Memory، ذخیره می‌شوند.
۳) درگاه‌های ورودی/خروجی به‌عنوان واسط جهت ارتباط ریزپردازنده با واحدهای جانبی یا سیستم‌های خارجی به کار می‌روند.
۴) گذرگاه آدرس، آدرس معتبر و مناسب حافظه را جهت دستیابی ریزپردازنده به محل مناسب حافظه جهت دریافت/ذخیره‌ی داده‌ها یا دستورات لازم فراهم می‌کند.
۵) گذرگاه داده جهت انتقال داده‌های معتبر بین اجزای سیستم به کار می‌رود.
۶) گذرگاه کنترل، سیگنال‌های عملیاتی معتبر را جهت هماهنگی انتقال اطلاعات بین اجزای سیستم فراهم می‌کند. از سیگنال‌های کنترلی معروف می‌توان به R/W[5] جهت مشخص کردن خواندن یا نوشتن حافظه، CS[6] جهت مشخص کردن تراشه و E[7] جهت فعال‌سازی اشاره کرد.

[1] Central Processing Unit
[2] Random Access Memory
[3] Erasable Programmable Read-Only Memory
[4] Microcontroller
[5] Read/Write
[6] Chip Select
[7] Enable



شکل ۱–۳- ساختار و پیکربندی پایه برای میکروکنترلر [۳]

گذرگاه‌های میکروکنترلر به‌صورت سه‌حالته[1] هستند. به عبارتی علاوه‌بر امکان انتقال صفر یا یک از هر خط، حالت امپدانس بالا (مدار باز) نیز برای زمان‌های قطع می‌توانند داشته باشند.

ریزپردازنده خود به‌طور معمول سه بخش دارد: گروهی از رجیسترها که از واحدهای فلیپ‌فلاپ ساخته شده‌اند، واحد ریاضیات و منطق[2] و تولیدکننده‌ی سیگنال‌های کنترلی.

فضای حافظه‌ی میکروکنترلر به دو ناحیه قابل‌تقسیم است: یکی فضای حافظه‌ی سیستم جهت ذخیره‌ی دستورالعمل‌ها و داده‌های مرتبط با عملکردهای عادی میکروکنترلر، بخش دیگر فضای حافظه‌ی کاربر جهت ذخیره‌ی دستورالعمل‌ها و داده‌های کاربر.

فضاهای حافظه را از دیدگاهی دیگر می‌توان به دو ناحیه‌ی cache و heap تقسیم نمود. ناحیه‌ی اول از RAMهای ایستا[3] ساخته شده که سرعت دسترسی بسیار بالا اما با هزینه‌ی ساخت زیاد دارند و ناحیه‌ی دوم از RAMهای پویا[4] ساخته شده که سرعت دسترسی نسبتاً پایین‌تر اما با هزینه‌ی ساخت کمتر دارند. به‌دلیل ملاحظات هزینه، معمولاً مقدار SRAM یا حافظه‌ی cache در یک سیستم کم و مقدار DRAM یا حافظه‌ی heap زیاد است.

درگاه‌های ورودی/خروجی به دودسته قابل‌تقسیم هستند: موازی و سریال. هر ورودی/خروجی به یک آدرس حافظه نگاشت می‌شود یا این‌که ممکن است آدرس ورودی/خروجی خاصی داشته باشد که با یک آدرس حافظه‌ی عادی متفاوت است. به مورد اول آدرس‌دهی I/O با نگاشت حافظه و به مورد دوم آدرس‌دهی مستقیم I/O گفته می‌شود.

تاکنون ریزپردازنده‌های زیادی توسط سازندگان گوناگون ساخته و توسعه داده شده است. در زیر فهرستی مختصر از چند نمونه‌ی معروف از ریزپردازنده‌ها به ترتیب تاریخچه‌ای مشاهده می‌گردد:

- Intel 4004 (اولین ریزپردازنده) ← سال ۱۹۷۱ ← توسط اینتل ← ۴ بیتی
- Intel 8008 ← سال ۱۹۷۲ ← توسط اینتل ← ۸ بیتی ← با امکانات و توانایی بیشتر
- Intel 8080 ← سال ۱۹۷۴ ← توسط اینتل ← ۸ بیتی ← با امکانات و توانایی بیشتر ← باعث شروع دوره‌ی کامپیوترهای خانگی

[1] Tri-State
[2] Arithmetic and Logic Unit (ALU)
[3] Static RAM (SRAM)
[4] Dynamic RAM (DRAM)

- Zilog Z80 ← سال ۱۹۷۶ ← توسط Zilog ← ۸ بیتی ← با امکانات و توانایی بیشتر
- Intel 8086
- Intel 80386 و Intel 80486 ← ۳۲ بیتی
- .
- .
- میکروپروسسورهای امروزی ازجمله Corei3، Corei5، Corei7، خانواده‌های ARM (ازجمله Cortex-M) و ...

تاکنون میکروکنترلرهای زیادی توسط سازندگان گوناگون ساخته و توسعه داده شده است. در زیر فهرستی مختصر از چند نمونه‌ی معروف از میکروکنترلرها به ترتیب تاریخچه‌ای مشاهده می‌گردد:

- خانواده‌ی MCS_48 (اولین میکروکنترلر دنیا) ← توسط اینتل ← سال ۱۹۷۶ ← تحت شماره‌ی ۸۷۴۸
- خانواده‌ی MCS_51 ← تحت شماره‌ی ۸۰۵۱ ← توسط اینتل ← سال ۱۹۸۰ ← پیشرفته‌تر
- .
- .
- خانواده‌های مبتنی بر AVR ← توسط اتمل ← ۸ بیتی
- خانواده‌های مبتنی بر PIC ← توسط میکروچیپ ← ۸ بیتی
- .
- .
- خانواده‌های مبتنی بر ریزپردازنده‌های ARM ← ۳۲ بیتی ← توسط شرکت ACRON (بعدها ARM)

در حال حاضر میکروکنترلرهای زیادی در بازار جهانی موجود است که میکروکنترلرهای مبتنی بر AVR و PIC (که عموماً ۸ بیتی هستند) و مبتنی بر ARM (که ۳۲ بیتی هستند) رواج بسیار دارند. در این میان، میکروکنترلرهای مبتنی بر ARM از توانایی بسیار بیشتری برخوردارند. میکروکنترلرهای مبتنی بر ریزپردازنده‌های خانواده‌های ARM Cortex-M که در سال‌های اخیر توسعه داده‌شده‌اند، بسیار محبوب هستند که از میان آن‌ها میکروکنترلرهای سری‌های LPC17xx ساخت NXP و سری‌های STM32 ساخت STMicroelectronics در ایران محبوبیت بیشتر یافته‌اند و بیشتر از سری‌های دیگر در بازار یافت می‌شوند. میکروکنترلرهای مبتنی بر خانواده‌های ARM Cortex-M قابلیت‌های چندمنظوره و کنترلی، مصرف توان کم، پردازش سیگنال پربازده، هزینه‌ی به نسبت پایین و استفاده‌ی به نسبت آسان دارند. این ویژگی‌ها باعث شده که این خانواده در کاربردهایی چون کنترل موتور، خودروسازی، مدیریت توان، سیستم‌های صوتی توکار و اتوماسیون صنعتی کاربرد فراوان داشته باشند. ریزپردازنده‌های ARM Cortex-M از نوع ۳۲ بیتی و بر پایه‌ی معماری RISC[1] هستند. از این سری می‌توان به خانواده‌های Cortex-M0، Cortex-M0+، Cortex M1، Cortex-M4 و Cortex-M7 اشاره نمود. از این میان خانواده‌های ARM Cortex-M4 از سری‌های نسبتاً جدید و

[1] Reduced Instruction Set Computing

پرقدرت به شمار می‌روند که میکروکنترلرهای مبتنی بر آن‌ها قیمت مناسبی نیز دارند. میکروکنترلرهای مبتنی بر ARM Cortex-M4 از محبوب‌ترین میکروکنترلرهای حال حاضر به شمار رفته و به‌صورت گسترده در آموزش، صنعت و تولید مورداستفاده قرار می‌گیرند. این میکروکنترلرها به‌دلیل ساختار نسبتاً ساده در کنار عملکرد قدرتمند، هرروز بیش‌ازپیش در کاربردهایی چون کنترل خودکار، کنترل هوشمند، کنترل صنعتی و کاربردهای علمی مورداستفاده قرار می‌گیرند. استفاده از میکروکنترلرهای مبتنی بر ARM Cortex-M4 مزایای بسیار دارد که ازجمله‌ی آن‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱) این میکروکنترلرها ۳۲ بیتی هستند و می‌توانند به‌صورت مستقل و کارآمد، عملیات کنترلی به‌هنگام و چندمنظوره را برای کارهای مختلف به‌سادگی انجام دهند.
۲) سیستم گذرگاه داخلی این میکروکنترلرها ۳۲ بیتی و مبتنی بر استاندارد AMBA[1] است. استاندارد AMBA عملکرد مؤثر و مصرف کم توان را برای سخت‌افزار فراهم می‌آورد.
۳) واسط گذرگاه اصلی که بین میکروپروسسور و اجزای خارجی قرار می‌گیرد، AHB[2] است که واسطه‌های لازم را برای حافظه، گذرگاه سیستم و واحدهای جانبی فراهم می‌آورد.
۴) از NVIC[3] جهت پشتیبانی و مدیریت همه‌ی وقفه‌های سیستم و مرتبط باهمه‌ی اجزا، استفاده می‌گردد.
۵) این میکروکنترلرها قابلیت‌های اشکال‌زدایی[4] گسترده و استانداردی را برای کمک به کاربران جهت بررسی و ردیابی برنامه‌های خود با استفاده از نقاط توقف[5] و به‌صورت گام‌به‌گام فراهم می‌آورند.
۶) محیط‌های نرم‌افزاری قدرتمندی چون Keil ARM-MDK µVersion 5 IDE[6] این میکروکنترلرها را پشتیبانی می‌کنند و قابلیت‌های برنامه‌نویسی، کامپایل، ساخت و پیاده‌سازی و اجرای برنامه بر روی میکروکنترلر را برای کاربران به‌آسانی فراهم می‌کنند.
۷) اگرچه این میکروکنترلرها ۳۲ بیتی هستند، اما می‌توانند علاوه‌بر پردازش‌های ۳۲ بیتی، پردازش‌های ۸ بیتی و ۱۶ بیتی را نیز به‌خوبی انجام دهند.
۸) به‌دلیل طول داده‌ی ۳۲ بیتی که برای آدرس‌دهی نیز به کار می‌رود تا ۴ گیگابایت فضای حافظه را می‌توانند جستجو و پشتیبانی نمایند.
۹) جهت مدیریت و دسترس‌پذیری مناسب حافظه، فضای حافظه در آن‌ها به چندین قسمت تقسیم می‌شود: ناحیه‌ی دستورالعمل‌ها و داده‌های سیستمی، دستورالعمل‌های کاربر، داده‌ها و رجیسترهای نگاشت‌شده‌ی واحدهای جانبی و واسطه‌های مرتبط.

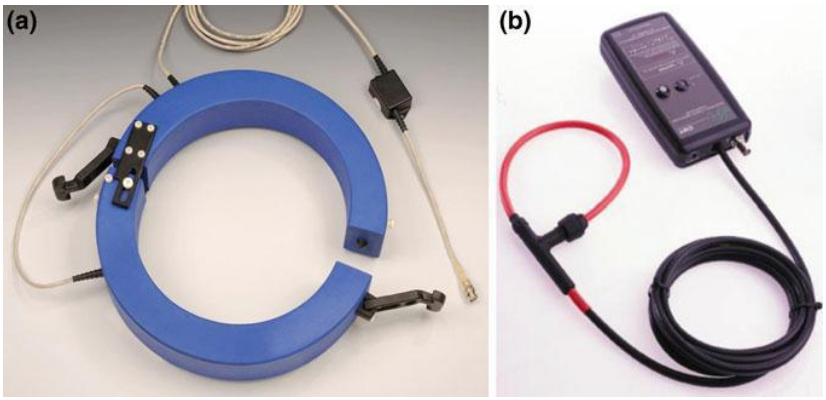
[1] Advanced Microcontroller Bus Architecture
[2] Advanced High performance Bus
[3] Nested Vectored Interrupt Controller
[4] Debug
[5] Breakpoints
[6] Integrated Development Environment

از میان میکروکنترلرهای مبتنی بر ARM Cortex-M4 می‌توان به سری‌های STM32F4 ساخت STMicroelectronics اشاره کرد که علاوه‌بر بهره‌گیری از مزایا و توانمندی‌های هسته‌ی ARM Cortex-M4، واحدهای جانبی و گذرگاه‌های قدرتمندی نیز دارند به‌گونه‌ای که کارآمدی زیادی را برای سیستم فراهم می‌کنند و همه‌ی این مزایا در کنار هزینه‌ی کم و اسناد و راهنمایی‌های زیاد به‌وجود آمده است. ازجمله‌ی واحدهای جانبی مهم و قدرتمند در این میکروکنترلرها می‌توان انواع تایمرها، انواع واحدهای پشتیبانی از پروتکل‌های سریال مهم، واحدهای دسترسی مستقیم به حافظه، مبدل‌های آنالوگ به دیجیتال و دیجیتال به آنالوگ و موارد مهم دیگر را نام برد. ازاین‌رو میکروکنترلرهای سری STM32F4 برای کارها و پروژه‌های صنعتی پیشرفته که نیازمند پردازش و محاسبات سنگین نیز هستند، گزینه‌ی بسیار مناسب به شمار می‌روند.

۱- ۴- حسگر جریان

حسگر جریان موردنظر در این پروژه پیچه‌ی روگوفسکی[1] است. پیچه‌ی روگوفسکی یک سیم‌پیچ حلقوی بدون هسته‌ی مغناطیسی است و از حدود یک قرن پیش برای اندازه‌گیری بدون پتانسیل جریان‌های متناوب و ضربه استفاده می‌شود. در شکل‌های ابتدایی سیم‌پیچ روگوفسکی، سیم‌پیچ‌ها بر روی یک نوار تخت انعطاف‌پذیر که به‌منظور اندازه‌گیری در اطراف هادی حامل جریان قرار داده‌شده، پیچیده می‌شوند. پیشرفت‌های مداوم در توسعه‌ی سیم‌پیچ‌های روگوفسکی، کاربرد آن‌ها را در چندین حوزه‌ی اندازه‌گیری در سیستم قدرت و فیزیک پالس امکان‌پذیر کرده است. بسته به نوع ساخت، می‌توان کمترین جریان‌های در محدوده‌ی نانوثانیه یا بزرگترین جریان‌های اتصال کوتاه فرکانس قدرت را اندازه‌گیری کرد. علاوه‌بر سیم‌پیچ‌های سخت روگوفسکی به شکل حلقه‌ی بسته، فرم‌های ساختاری وجود دارد که از دو نیمه با سیم پیچ جدا تشکیل شده است. آن‌ها را می‌توان به‌راحتی باز کرد، در اطراف هادی قرار داد و دوباره بدون تغییر در تنظیمات تست بست (شکل ۱–۴ (a)). با طراحی بهینه‌ی مدل قفل‌شده، خطای اندازه‌گیری‌های جریان بهتر از ۰/۱٪ است. در نوع دیگر طراحی، سیم‌پیچ به‌صورت زیگزاگ بر روی صفحه‌ی مدار چاپی دوطرفه انجام می‌شود. سیم‌پیچ‌های روگوفسکی با بدنه‌ی قابل‌انعطاف که به‌آسانی باز می‌شود، بسیار کاربردی هستند زیرا می‌توان آن‌ها را به‌راحتی در اطراف هادی قرار داد. خطای اندازه‌گیری در این نوع حدود ۱٪ است. سیم‌پیچ انعطاف‌پذیر روگوفسکی در شکل ۱–۴ (b) توسط یک کابل اندازه‌گیری طولانی به‌طور مستقیم به انتگرال‌گیر دارای باتری متصل شده که می‌تواند ولتاژ خروجی آن را برای پردازش بیشتر ثبت کند.

[1] Rogowski Coil

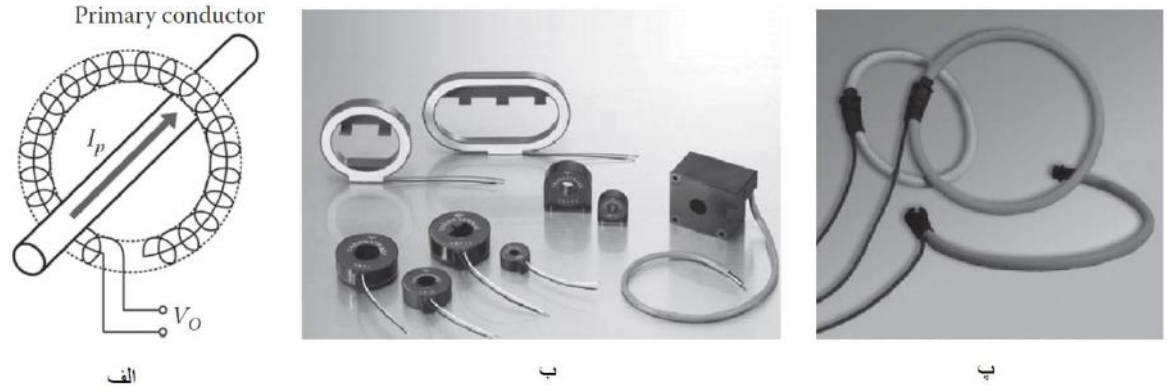


شکل ۱–۴- انواع مختلف سیم‌پیچ روگوفسکی [۴]

یکی از ایرادات مهم CTها مربوط به پسماند و اشباع است که بسته به جنس هسته، زمانی که جریان اولیه بیش از مقدار تعیین‌شده مطابق ضریب ایمنی نامی‌باشد، خروجی CT دچار اعوجاج خواهد شد. این عیب CT در کویل روگوفسکی وجود ندارد. سیم‌پیچ‌های روگوفسکی اساساً مطابق CT ساخته می‌شوند اما از هیچ ماده‌ی فرومغناطیسی به‌عنوان هسته استفاده نمی‌شود و درنتیجه، دچار اشباع نشده و خطی هستند.

درواقع یکی از تفاوت‌های بین سیم‌پیچ‌های اندازه‌گیری جریان با و بدون هسته‌ی مغناطیسی، تأثیر آن‌ها بر مقدار ضریب القای متقابل (M) است. از آن‌جا که اثر القا فقط برای مقادیر اندازه‌گیری متغیر با زمان وجود دارد، جریان مستقیم را نمی‌توان با سیم‌پیچ روگوفسکی اندازه‌گیری کرد. بااین‌حال، انواع خاصی از کویل روگوفسکی با هسته‌ی مغناطیسی وجود دارد که با استفاده از سیم‌پیچ‌های کمکی اضافی و یک ماژول الکترونیکی امکان اندازه‌گیری جریان‌های مستقیم و همچنین جریان‌های متناوب با فرکانس پایین را فراهم می‌کند.

در اجرای عملی یک سیم‌پیچ روگوفسکی، ساده‌ترین طراحی یک حلقه‌ی سیم‌پیچی‌شده مطابق شکل ۱–۵ الف است که در اطراف هادی حامل جریان قرارگرفته است. از ویژگی‌های مهم چنین ساختاری این است که انتهای سیم استفاده شده برای سیم‌پیچ از طریق محور مرکزی حلقه به ابتدا برگردانده می‌شود یا به عبارتی یک سر سیم از جهت چرخش سیم‌پیچ در جهت مخالف انتهای سیم‌پیچ دیگر هدایت می‌شود تا اثر تداخل میدان‌های مغناطیسی خارجی کاهش یابد. اگر طرح سیم‌پیچ روگوفسکی، این حلقه‌ی بازگشت را نداشته باشد، سنسور می‌تواند به میدان‌های مغناطیسی عمود بر صفحه‌ی سیم‌پیچ حساس باشد. به‌جای هدایت سیم به عقب، می‌توان سیم‌پیچ دوم را در جهت مخالف دور کویل پیچید. برای محافظت در برابر میدان‌های الکتریکی، سیم‌پیچ اندازه‌گیری می‌تواند توسط یک محافظ توروئید شکاف‌دار احاطه شود و حتی گاهی اوقات با دو محافظ. بدین‌وسیله، شکاف طولی نفوذ میدان مغناطیسی مرتبط با جریان اندازه‌گیری‌شده را امکان‌پذیر می‌کند. در شکل ۱–۵ همچنین دو طرح از سیم‌پیچ‌های روگوفسکی پیچیده‌شده روی یک هسته‌ی صلب (شکل ۱–۵ ب) و پیچیده‌شده بر روی یک هسته‌ی انعطاف‌پذیر و باز (شکل ۱–۵ پ) قابل‌مشاهده است.



الف ب پ

شکل ۱–۵– الف– طرح سیم‌پیچ روگوفسکی، ب– سیم‌پیچی بر هسته‌ی صلب، پ– سیم‌پیچی بر هسته‌ی انعطاف‌پذیر [۵]

در زیر خلاصه‌ای از رایج‌ترین مشخصات فنی کویل روگوفسکی آورده شده است:

- جریان پیک نامی ورودی: سیم‌پیچ روگوفسکی دارای یک محدوده‌ی اندازه‌گیری بسیار بزرگ است زیرا اثرات اشباع از خود نشان نمی‌دهد. به‌طور معمول، محدودیت‌ها توسط اشباع انتگرال‌گیر ایجاد می‌شود. کویل روگوفسکی با دامنه‌ی چند میلی‌آمپر تا صدها کیلوآمپر را می‌توان در بازار یافت.
- Peak di/dt: حداکثر نسبت تغییر جریان اولیه که بالاتر از آن، اندازه‌گیری صحیح انجام‌نشده است. دستگاه‌های موجود در بازار می‌توانند توانایی صدها A/s تا هزاران kA/s را فراهم کنند.
- حداکثر Peak di/dt: حداکثر اندازه‌ی تغییرات جریان اولیه که نباید بیش‌ازحد باشد زیرا در غیر این‌صورت مبدل‌ها آسیب می‌بینند. این مشخصات در محدوده‌ی ۰/۱–۱۰۰kA/µs است.
- حداکثر RMS di/dt: حتی اگر حداکثر پیک di/dt بیش‌ازحد نباشد، مبدل جریان می‌تواند توسط جریان‌های اولیه با تکرار به‌اندازه‌ی کافی بالای di/dt آسیب ببیند. مقدار معمول این پارامتر حدود یک A_{RMS}/µs است.
- ولتاژ خروجی یا حساسیت: نسبت بین جریان ورودی و سیگنال ولتاژ خروجی مبدل. این پارامتر می‌تواند به عنوان ولتاژ خروجی در جریان ورودی نامی، به‌عنوان مقدار نسبت جریان به ولتاژ (به‌عنوان‌مثال، ۱ میلی‌ولت بر آمپر) یا به‌عنوان مقدار جریان برای دادن ولتاژ خروجی ۱ ولت تعیین شود.
- خطی‌بودن جریان: خطی‌بودن مبدل‌های جریان روگوفسکی به‌طور معمول شامل اثرات سیم‌پیچ روگوفسکی و مدار انتگرال‌گیر است و معمولاً مقادیری از ٪۰/۰۵ تا ٪۰/۲ دارد.
- دقت اندازه‌گیری: مقادیر دقت حدود ٪۱ در دستگاه‌های دارای هسته انعطاف‌پذیر مرسوم است، درحالی‌که مقادیر حدود ٪۰/۲ در سیم‌پیچ‌های هسته‌سخت روگوفسکی، مرسوم است. دقت مبدل باتوجه به موقعیت سیم جریان اولیه در پنجره‌ی اندازه‌گیری کمی متفاوت است. این "دقت موقعیتی[1]" منجر به خطاهایی می‌شود که می‌تواند به ٪۲ یا ٪۳ برسد.
- پاسخ فرکانس یا پهنای باند: محدوده‌ی فرکانس‌های جریان اصلی که با دقت بیان‌شده قابل‌اندازه‌گیری است. پهنای باند فرکانس پایین به‌دلیل محدودیت عملی بهره‌ی انتگرال‌گیر در فرکانس‌های پایین تنظیم

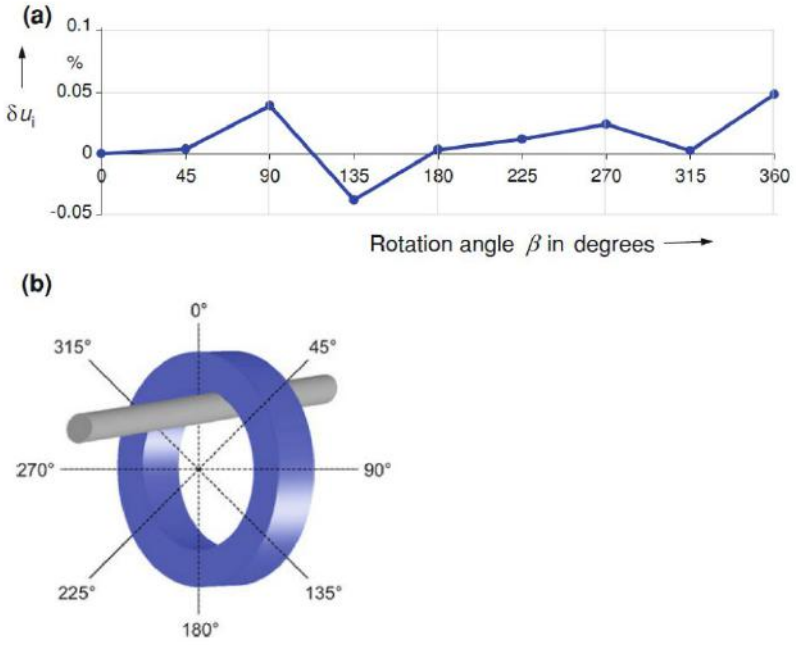
[1] Positional Accuracy

می‌شود. این فرکانس برای اکثر دستگاه‌ها چند ده هرتز است، اما برای دستگاه‌های پیشرفته می‌تواند ۰/۱ هرتز باشد. علاوه‌بر این، پهنای باند با فرکانس بالا به سلف و خازن پارازیتی سیم‌پیچ روگوفسکی و ویژگی‌های بهره‌ی فرکانس تقویت‌کننده‌ی مورداستفاده برای پیاده‌سازی انتگرال‌گیر ارتباط دارد. این فرکانس برای اکثر دستگاه‌ها ۵–۵۰ کیلوهرتز است و می‌تواند برای مبدل‌های با کارایی بالا به حدود ده مگاهرتز برسد.

- خطای فاز: خطای فاز خروجی وقتی بار به سیم‌پیچ روگوفسکی متصل شود می‌تواند به مقادیر زیادی برسد. بااین‌وجود، می‌توان با استفاده از شیفت فاز مرحله‌ای، این خطا را کمی جبران کرد. از آن‌جا که این اصلاح به فرکانس جریان اولیه بستگی دارد، لازم است فرکانسی که برای طراحی این مرحله‌ی جبران‌سازی استفاده شده است، تعریف شود. خطای فاز گزارش‌شده توسط بسیاری از تولیدکنندگان در حدود ۱ درجه در ۵۰–۶۰ هرتز است.
- رانش حرارتی: اساساً توسط دو عامل تعیین می‌شود: رانش حرارتی به‌خاطر ویژگی‌های انتگرال‌گیر و تغییر سطح مقطع سیم‌پیچ به‌دلیل انبساط و انقباض حرارتی. این مقدار پارامتر از ٪۰/۰۳ بر درجه‌ی سانتی‌گراد تا ٪۰/۰۸ بر درجه‌ی سانتی‌گراد است.
- ولتاژ ایزولاسیون: سیم‌پیچ‌های روگوفسکی ایزولاسیون گالوانیکی بین هادی جریان اصلی و مدار اندازه‌گیری را ایجاد می‌کنند. این ولتاژ برای اکثر مبدل‌ها بین ۶۰ ولت تا ۱ کیلوولت بیان می‌شود. بااین‌حال، مبدل‌های تخصصی با ولتاژهای ایزولاسیون تا ۱۰ کیلوولت دردسترس هستند.
- تغذیه‌ی موردنیاز خارجی: در بسیاری از مبدل‌های تجاری روگوفسکی، باتری برای تغذیه‌ی قطعات الکترونیکی داخلی وجود دارد و برخی از مبدل‌ها را می‌توان با آداپتور AC خارجی یا منبع تغذیه‌ی خارجی تأمین کرد. تغذیه‌ی موردنیاز معمولاً از ۳ تا ۲۴ ولت DC است.
- عمر باتری: زمان تخمینی که باتری می‌تواند مبدل جریان را تغذیه کند. هنگامی‌که از باتری استفاده می‌شود، طول عمر از ۵۰ تا ۱۰۰ ساعت متداول است، اما این مقدار از ۲۵ تا ۵۰ ساعت در هنگام استفاده از باتری‌های قابل‌شارژ کاهش می‌یابد.

به‌عنوان یک قاعده، سیم‌پیچ‌های روگوفسکی برای غیرخطی بودن جزئی دوام می‌آورند. پیش‌نیازهای این امر این است که تغییرات جریان di/dt ناشی از تغییر دما از حد مجاز داده‌شده توسط سازنده فراتر نرود و به‌دلیل نیروهای مغناطیسی جریانی که اندازه‌گیری می‌شود، هیچ تغییر شکل سیم‌پیچ اتفاق نیفتد. تعیین‌کننده‌ی دقت و صحت کلی یک سیم‌پیچ روگوفسکی، نظم و استحکام سیم‌پیچ است. یک سیم‌پیچ روگوفسکی که با دقت بسیار زیاد روی یک هسته‌ی حلقه‌ای پایدار (غیرمغناطیسی) پیچیده می‌شود، فقط کمی وابستگی به موقعیت هادی حامل جریان در پنجره‌ی سیم‌پیچ یا قسمت خارج از حلقه سیم برگشت را نشان می‌دهد. همین عبارت در مورد سیم‌پیچ روگوفسکی که روی دو نیمه‌ی سخت هسته پیچیده‌شده نیز صادق است. تأثیر مکان قرارگیری هادی حامل جریان در حلقه‌ی روگوفسکی بر ولتاژ خروجی، حدود ۰/۱ درصد انحراف ولتاژ است (شکل ۱–۶). در مقابل، سیم‌پیچ‌های روگوفسکی انعطاف‌پذیر با

مکانیسم‌های قفل‌کننده، وابستگی بیشتری به موقعیت، از ۱ تا ۲ درصد، نشان می‌دهد. برای اندازه‌گیری‌های قابل‌تکرار با سیم‌پیچ‌های روگوفسکی قابل‌انعطاف، همیشه توصیه می‌شود که موقعیت مرکزی هادی حامل جریان را داشته باشید.



شکل ۱–۶- تأثیر مکان قرارگیری هادی حامل جریان در حلقه‌ی روگوفسکی بر ولتاژ خروجی [۴]

از کاربردهای مهم و ارزشمند سیم‌پیچ‌های روگوفسکی، اندازه‌گیری جریان گذرا است. برخی از نمونه‌های این کاربرد عبارت‌اند از نظارت بر جریان در سیستم‌های جوشکاری دقیق، کوره‌های ذوب قوس، یا پرتاب‌کننده‌های الکترومغناطیسی. کاربرد در تست اتصال کوتاه ژنراتورهای الکتریکی و در نیروگاه‌های الکتریکی برای مقاصد حفاظتی نیز از نمونه‌های دیگر است. ویژگی دیگری که موجب استفاده‌ی بیشتر از این مبدل می‌شود، خطی‌بودن بسیار عالی در اندازه‌گیری مؤلفه‌های هارمونیک جریان‌های الکتریکی است.

پیچه‌ی روگوفسکی متناسب با شدت جریان خطی که از میان آن عبور می‌کند، ولتاژ در دو سر خود ایجاد می‌نماید. تناسب یادشده از نوع دیفرانسیلی است و ضریب تناسب بستگی به ساختار پیچه دارد. یک خط جریان را که یک حلقه در کنار آن قرار دارد، مانند شکل ۱–۷ درنظر بگیرید. بر اساس قانون آمپر، رابطه‌ی ۱–۱ بین شدت میدان مغناطیسی H و جریان $\boldsymbol{i}$ گذرنده از خط 1 در یک مسیر اطراف سیم برقرار است:

$$\oint H.ds = \boldsymbol{i} \qquad ۱–۱$$

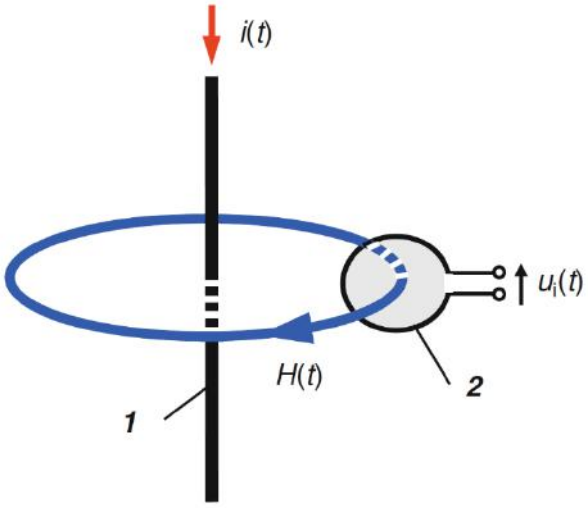
برای یک مسیر دایره‌ای در شعاع R اطراف سیم، مانند آنچه در شکل ۱–۷ نشان داده‌شده، رابطه ۱–۲ حاصل می‌شود:

$$H(R) = \frac{\boldsymbol{i}}{2\pi R} \qquad ۲–۱$$

بر اساس قوانین مغناطیسی، با درنظر گرفتن سطح A برای حلقه‌ی 2 که در شکل ۱–۷ نشان داده‌شده، مقدار شار مغناطیسی ϕ به‌صورت رابطه ۱–۳ خواهد بود که در آن B چگالی شار مغناطیسی است:

$$\phi = \int B.dA = AB = \mu AH \qquad ۳–۱$$

ضریب μ در رابطه ۱–۳ تراوایی مغناطیسی و وابسته به محیط عبور میدان مغناطیسی است که برابر $\mu_r\mu_0$ است. در این معادله μ_0 ثابت تراوایی مغناطیسی خلأ و برابر $4\pi \times 10^{-7}\frac{H}{m}$ است و μ_r عدد تراوایی مغناطیسی یا همان تراوایی مغناطیسی نسبی است که برای هوا و همه‌ی مواد غیرمغناطیسی دیگر برابر ۱ است. بنابراین درصورتی‌که محیط هدایت میدان مغناطیسی، ماده‌ی غیرمغناطیسی باشد، μ برابر μ_0 خواهد بود.



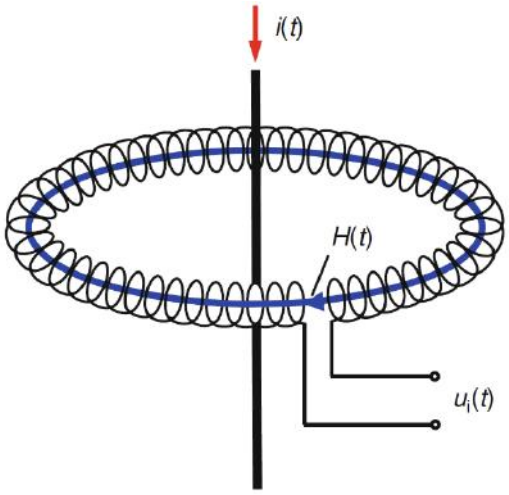
شکل ۱–۷- خط حامل جریان ۱ و حلقه ۲ در کنار آن [۴]

درصورتی‌که جریان متغیر با زمان $i(t)$ از سیم 1 در شکل ۱–۷ عبور کند، میدان مغناطیسی متغیر با زمان $H(t)$ و شار مغناطیسی متغیر با زمان $\Phi(t)$ را ایجاد خواهد کرد. بر اساس قانون القای مغناطیسی، مقدار ولتاژ القایی $u_i(t)$ در دو سر حلقه‌ی 2 در این شرایط به‌صورت رابطه ۱–۴ است:

$$u_i(t) = -\frac{d\phi(t)}{dt} \qquad ۴–۱$$

درصورتی‌که به‌جای حلقه، یک سیم‌پیچ با N دور در اطراف رسانای حامل جریان مانند شکل ۱–۸ قرار داده شود، مقدار ولتاژ القایی $u_i(t)$ در دو سر آن به‌صورت رابطه ۱–۵ خواهد بود:

$$u_i(t) = -N\frac{d\phi(t)}{dt} \qquad ۵–۱$$



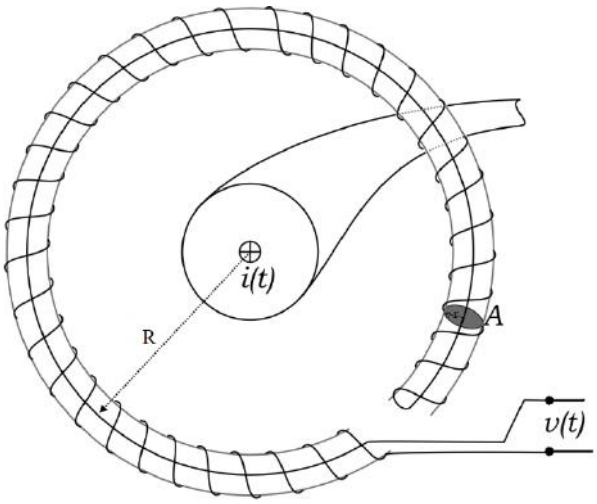
شکل ۱–۸- خط حامل جریان و سیم‌پیچ در کنار آن [۴]

بنابراین معادله‌ی حاکم بر پیچه‌ی روگوفسکی با درنظر گرفتن شکل ۱–۹ به‌صورت رابطه ۱–۶ است:

$$v(t) = -M\frac{d\boldsymbol{i}(t)}{dt} \qquad ۱–۶$$

که $\boldsymbol{i}(t)$ جریان خط، $v(t)$ ولتاژ القایی در دو سر پیچه‌ی روگوفسکی و M ضریب ثابت (ضریب القای متقابل) است و بستگی به ساختار پیچه دارد.

میزان ولتاژ القایی نسبت به جریان خط با استفاده از پارامتر حساسیت[1] پیچه برحسب mV/kA در مرجع فرکانسی مشخص (معمولاً ۵۰ هرتز) جریان خط تعیین می‌گردد و عموماً مقداری بین ۴۰ تا ۱۲۰ دارد که در این میان ۱۰۰mV/kA بیشتر مورداستفاده قرار می‌گیرد.



شکل ۱–۹- پیچه‌ی روگوفسکی (برگرفته از [6] ، با تغییرات)

برای یک جریان با فرکانس ۵۰Hz، رابطه ۱–۷ حاکم است:

[1] Sensitivity

۷–۱

$$\square(t) = I_m \cos(100\pi t + \theta_i) \overset{(۶-۱)}{\Longrightarrow} v(t) = (100\pi M) \times I_m \cos(100\pi t + \theta_v)$$

که $100\pi M$ حساسیت پیچه برحسب V/A (در صورت استفاده از واحدهای SI) در مرجع ۵۰ هرتز است.

بنابر آن‌چه که در رابطه ۱–۳ تا ۱–۶ مشخص گردید، پارامتر M برحسب مشخصات فیزیکی پیچه‌ی روگوفسکی که در شکل ۱–۹ نشان داده‌شده، به‌صورت رابطه ۱–۸ است:

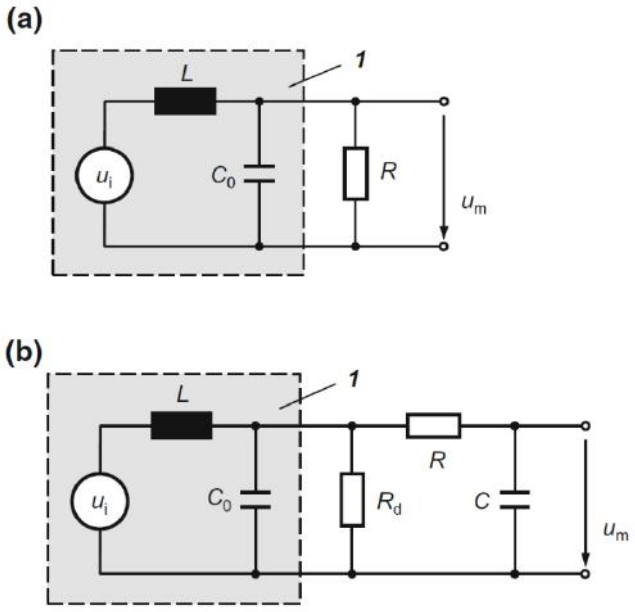
$$M = \frac{A\,N\,\mu_0}{l} \qquad ۸–۱$$

که N تعداد دور سیم‌پیچی، $A = \pi r^2$ سطح مقطع سیم‌پیچی، $l = 2\pi R$ طول سیم‌پیچی و $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ ثابت تراوایی مغناطیسی خلأ (در واحد SI) است.

برای به‌دست آوردن سیگنال خروجی متناسب با جریان اندازه‌گیری‌شده، انتگرال ولتاژ خروجی سیم‌پیچ موردنیاز است. در میان روش‌های ممکن برای اجرای این طرح، معمولاً انتگرال‌گیرهای الکترونیکی استفاده می‌شود. امپدانس ورودی زیاد انتگرال‌گیرهای متصل به‌عنوان بار به سیم‌پیچ‌های روگوفسکی نشان می‌دهد که این نوع مبدل‌ها در مقایسه با CT، امپدانس بسیار کمی دارند. بنا بر آنچه در رابطه ۱–۶ مشخص گردید، جهت انتگرال‌گیری می‌توان از رابطه ۱–۹ بهره گرفت:

$$\boldsymbol{i}(t) = -\frac{1}{M}\int_{-\infty}^{t} v(t)dt \qquad ۹–۱$$

انتگرال ولتاژ القایی $v(t)$ طبق رابطه ۱–۹ بیشتر با مدارهای غیرفعال یا فعال انجام می‌شود. انتگرال غیرفعال به‌ویژه با استفاده از مدار RL بسیار ساده است زیرا از سلف ایجادشده‌ی ناشی از خودالقایی سیم‌پیچ اندازه‌گیری برای انتگرال استفاده شده است. در مدار معادل، مقاومت R بین پایانه‌های خروجی قرار دارد که ولتاژ خروجی u_m ولتاژ دو سر آن خواهد بود (شکل ۱–۱۰ (a)). به‌دلیل انتگرال‌گیری با استفاده از مدار RL، u_m دقیقاً متناسب با جریان است. معمولاً R از قبل در سیم‌پیچ اندازه‌گیری جریان تعبیه‌شده و با امپدانس موج کابل کواکسیال به دستگاه اندازه‌گیری مطابقت دارد. در یک مدار انتگرال غیرفعال دیگر، یک مدار RC به سیم‌پیچ اندازه‌گیری متصل می‌شود و ولتاژ u_m متناسب با جریان اندازه‌گیری در خازن C است (شکل ۱–۱۰ (b)). مقاومت میرایی R_d در شکل ۱–۱۰ (b) به‌منظور کاهش نوسانات ذاتی فرکانس بالای سیم‌پیچ اندازه‌گیری است. مدارهای انتگرال‌گیر غیرفعال مطابق شکل ۱–۱۰، فقط برای سیم‌پیچ روگوفسکی مخصوص اندازه‌گیری جریان‌های ضربه‌ای بسیار کوتاه با مؤلفه‌های فرکانسی بیش از ۱ کیلوهرتز مناسب هستند. با استفاده از مدارهای انتگرال‌گیر الکترونیکی، به‌دلیل تقویت زیاد، حتی می‌توان جریان‌های لحظه‌ای با مؤلفه‌ی فرکانسی ۱ هرتز و کمتر را اندازه‌گیری کرد. مدارهای انتگرال‌گیر غیرفعال یا الکترونیکی اجزای یک سیستم اندازه‌گیری کامل هستند.



شکل ۱–۱۰– مدارهای معادل اندازه‌گیری سیم‌پیچ 1

مدارهای انتگرال فعال متشکل از تقویت‌کننده‌های عملیاتی کم‌وبیش دقیق و جزئی با فیدبک خازنی هستند که بسته به تقویت، فرکانس‌های محدودکننده‌ی پایین‌تر تا مقدار قابل‌توجهی زیر ۱ هرتز دارند. گاهی مواقع در عمل انتگرال‌گیری ولتاژ خروجی سیم‌پیچ با استفاده از روش‌های عددی محاسبه می‌شود.

روش‌های انتگرال‌گیری عددی به‌ندرت اعمال می‌شوند اگرچه دارای یک سری مزایا هستند. بدین‌وسیله، ولتاژ خروجی القایی $u_i(t)$ سیم‌پیچ روگوفسکی با یک ثبت‌کننده‌ی دیجیتال ثبت می‌شود و بنابراین به‌عنوان مجموعه داده برای انتگرال گیری عددی دردسترس است. باتوجه به این واقعیت که انتگرال‌گیر الکترونیکی آنالوگ قابل‌حذف است، انتگرال‌گیری عددی نشان‌دهنده‌ی یک گزینه‌ی کم‌هزینه است که ممکن است نتایج دقیق‌تری نیز ارائه دهد. ثبت‌کننده‌ی دیجیتال و رایانه‌ی شخصی اضافی برای انتگرال‌گیری عددی موردنیاز نیستند، زیرا حتی اگر از انتگرال‌گیر آنالوگ استفاده شود، معمولاً برای ثبت بعدی سیگنال و پردازش اطلاعات بیشتر ثبت‌کننده و رایانه موردنیاز خواهد بود.

به‌عنوان الگوریتم محاسبه برای انتگرال عددی رابطه ۱–۹، قانون ذوزنقه‌ای موجود است که معمولاً در نرم‌افزارهای تجاری برای ثبت و پردازش اطلاعات عمومی نیز اجرا می‌شود. با تعداد کافی مقادیر نمونه، این الگوریتم محاسبه در محدوده‌ی عدم‌قطعیت اندازه‌گیری موردنظر از ۰/۱ درصد تا ۱ درصد، تقریباً عاری از خطا است.

درصورتی‌که از انتگرال‌گیری عددی استفاده شود، باید توجه داشت که ولتاژ خروجی سیم‌پیچ روگوفسکی نشان‌دهنده‌ی یک سیگنال متمایز است و ازاین‌رو در مورد میزان نمونه‌برداری و پهنای باند ثبت‌کننده‌ی دیجیتال نیازهای بیشتری نسبت به جریان ضربه‌ای دارد. این مسئله به‌ویژه به پاسخ پله‌ی سیم‌پیچ‌های روگوفسکی مربوط می‌شود. سیم‌پیچ روگوفسکی موردبحث در این قسمت برای اندازه‌گیری جریان‌های متناوب و اتصال کوتاه دارای قطر داخلی ۳۰ سانتی‌متر است. باتوجه به ابعاد بزرگ سیم‌پیچ اندازه‌گیری، پاسخ پله‌ی $g(t)$ به دست آمده از انتگرال‌گیری عددی $u_i(t)$، زمان

افزایش[1] نسبتاً زیادی (به‌عنوان نمونه ۰/۸ میکروثانیه) را نشان می‌دهد. این مقدار برای سیم‌پیچ‌های روگوفسکی مرسوم نیست. با سیم‌پیچ کوچک‌تر روگوفسکی می‌توان به زمان‌های افزایش بسیار کمتری در محدوده‌ی نانوثانیه دست‌یافت.

حداکثر جریان مجاز قابل‌اندازه‌گیری با سیم‌پیچ روگوفسکی متناسب با مقدار مجاز ولتاژ القایی u_i تعیین می‌شود. برای جلوگیری از فشار بیش‌ازحد به عایق سیم‌پیچ‌ها، $u_{i,max}$ حداکثر باید به ۵۰۰ ولت محدود شود. برای جریان سینوسی خالص با دامنه‌ی i_m، ولتاژ القایی برابر با رابطه ۱—۱۰ خواهد بود:

$$u_i(t) = \omega M i_m \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) \qquad ۱۰—۱$$

بر این اساس، ولتاژ القایی $u_i(t)$ نیز با جابجایی فاز مبتنی بر انتگرال‌گیری $\frac{\pi}{2}$ و دامنه‌ی وابسته به فرکانس u_m با مقدار $\omega M i_m$ سینوسی خواهد بود. با فرض ولتاژ عایق مجاز $u_{i,max}$ برابر با ۳۰۰ ولت، سیم‌پیچ روگوفسکی با اندوکتانس متقابل M برابر با ۱ میکروهانری را می‌توان برای اندازه‌گیری جریان متناوب فرکانس قدرت تا ۱ مگاآمپر استفاده کرد.

اندوکتانس متقابل M یک سیم‌پیچ روگوفسکی را می‌توان طبق رابطه ۱—۱۰ و با استفاده از اندازه‌گیری ولتاژ ناشی از جریان سینوسی تعیین کرد. فرکانس جریان اندازه‌گیری‌شده باید کاملاً بالاتر از فرکانس محدودکننده‌ی پایین f_1 سیم‌پیچ اندازه‌گیری باشد. اگر f_1 کمتر از ۱ هرتز باشد، می‌توان M را با دقت کافی در مقایسه با ترانسفورماتور جریان استاندارد در فرکانس قدرت جریان متناوب به‌دست آورد. از آن‌جا که رابطه ۱—۱۰ فقط برای جریان‌های متناوب سینوسی معتبر است، باید از خطا در نتایج اندازه‌گیری‌شده به‌دلیل هارمونیک بالاتر در جریان آزمایش جلوگیری کرد. مجموعه تست‌های ترانسفورماتور که فقط نوسانات اساسی جریان متناوب را ارزیابی می‌کنند، برای اندازه‌گیری مقایسه‌ای همراه با یک ترانسفورماتور استاندارد مناسب هستند.

با سیم‌پیچ‌های روگوفسکی با طراحی خاص، می‌توان جریان‌های متغیر بسیار سریع را نیز اندازه گرفت. برای جلوگیری از تداخلات نامطلوب توسط میدان‌های الکتریکی خارجی، سیم‌پیچ توسط یک محافظ شکاف فلزی احاطه می‌شود. بهینه سازی شیلد که باعث کاهش پهنای باند سیم‌پیچ روگوفسکی می‌شود، در منابع مطرح شده است. در مورد زمان‌های افزایش در محدوده‌ی نانوثانیه، زمان اجرای سیگنال[2] در سیم‌پیچ در مقایسه با زمان افزایش سیگنال[3] طولانی است. سیم‌پیچ روگوفسکی اگر ازنظر الکتریکی طولانی باشد، دیگر نمی‌تواند به‌سادگی به‌عنوان یک القاگر متمرکز دیده شود. در عوض، در مدار معادل، با یک خط تأخیر با عناصر توزیع‌شده و زمان پیمایش سیگنال تعریف‌شده نشان داده می‌شود. باتوجه به میدان مغناطیسی متغیر که سرعت تغییرات آن زیاد است، ولتاژهای جزئی مربوطه در پیچ‌های سیم‌پیچ ایجاد می‌شوند که تقریباهم‌زمان با دامنه‌های به یک اندازه بزرگ ظاهر می‌شوند. این‌ها را می‌توان در مدار معادل توسط ولتاژ توزیع‌شده یا منابع جریان نشان داد. کوپل خازنی بین سیم‌پیچ‌های حلقه و شیلد الکتریکی توسط خازن‌های عرضی[4] درنظر گرفته می‌شود.

[1] Rise Time
[2] Signal Run Time
[3] Signal Rise Time
[4] Transverse Capacitances

برای جریان‌های ضربه‌ای سریع، سیم‌پیچ روگوفسکی همراه با شیلد به‌عنوان یک خط موج سیار با امپدانس موج Z عمل می‌کند. بسته به مدار سیم‌پیچ روگوفسکی در انتهای حلقه‌ها پدیده‌های مختلف موج سیار را می‌توان به‌صورت تئوری و تجربی اثبات کرد. اگر سیم‌پیچ روگوفسکی در یک انتها به‌صورت مستقیم و در انتهای دیگر با یک مقاومت کم اهم اندازه‌گیری و انتگرال‌گیری $R_m<<Z$ به شیلد متصل شود، شرایط اندازه‌گیری مطلوب وجود خواهد داشت. ولتاژهای جزئی حلقه‌های منفرد[1] ناشی از پله‌ی جریان باعث می‌شود که دو موج جریان در جهت‌های مخالف در سیم‌پیچ روگوفسکی حرکت کنند. آن‌ها در دو انتهای سیم‌پیچ منعکس‌شده و منجر به تغییر R_m در یک پله‌ی ولتاژ متناسب با پله‌ی جریان می‌شوند. چون R_m صفر نیست، ضریب بازتاب r کوچک‌تر از ۱ است، به‌طوری‌که دامنه‌ی ولتاژ هر بار پس از دو برابر زمان پیمایش سیم‌پیچ روگوفسکی، به‌صورت پلکانی کاهش می‌یابد. شکل موج ولتاژ پله‌مانند، با دانش مربوط به موج‌های گذرای کند مطابق است. بدین ترتیب، سیم‌پیچ روگوفسکی اگر ازنظر الکتریکی کوتاه باشد، با عناصر متراکم[2] توصیف می‌شود که منجر به افت ولتاژ نمایی با ثابت زمانی L/R می‌گردد.

بنا بر آن‌چه بیان شد، جهت ساخت، سیم لاکی به‌عنوان سیم‌پیچی باید بر موادی غیرمغناطیسی به تعداد دور مناسب پیچیده شود که بسیاری از مواد لاستیکی این ویژگی را دارند. این کار به‌گونه‌ای باید انجام گردد که سطح مقطع همه‌ی دورهای سیم‌پیچی یکسان باشد. ادامه‌ی سیم‌پیچی باید به‌صورت مناسب از مرکز پیچه به‌صورت برگشتی عبور کند. همچنین عایقی مناسب در لایه‌ی بیرونی مجموعه باید درنظر گرفته شود تا از پیچه محافظت کند. به‌دلیل استفاده از هسته‌ی غیرمغناطیسی، اشباع مغناطیسی وجود ندارد و جریان‌های زیاد قابل‌اندازه‌گیری هستند. در کویل مورد طراحی علاوه‌بر رعایت و درنظرگرفتن موارد یادشده، استفاده از کابل شیلددار جهت اتصال پیچه به سامانه، نویزپذیری از ناحیه‌ی کابل را کاهش خواهد داد. از قاب شیلددار نیز در ناحیه‌ی اتصال کابل یادشده به پیچه استفاده خواهد شد تا از این ناحیه نویز وارد مجموعه نشود. قاب یادشده علاوه‌بر نگهداری اتصال پیچه به کابل، دارای گیره‌ی مناسب جهت باز و بسته کردن سمت آزاد پیچه خواهد بود تا به‌آسانی بتوان با باز کردن حلقه‌ی پیچه، آن را به دور کابل برق موردنظر قرار داد و سپس دوباره حلقه را جهت اندازه‌گیری بست. در این پروژه جهت طراحی، قطر هر حلقه‌ی سیم‌پیچی برابر ۱/۲ سانتی‌متر و قطر پیچه کم‌تر از ۳۰ سانتی‌متر درنظر گرفته‌شده است و با تعداد دور مناسب سیم‌پیچی با سیم‌های لاکی کوچک‌تر یا برابر ۰/۵ میلی‌متر، ولتاژ القایی پیچه یا به عبارتی حساسیت آن به ۶۰ میلی‌ولت بر کیلوآمپر خواهد رسید.

۱- ۵- سامانه‌ی اندازه‌گیری

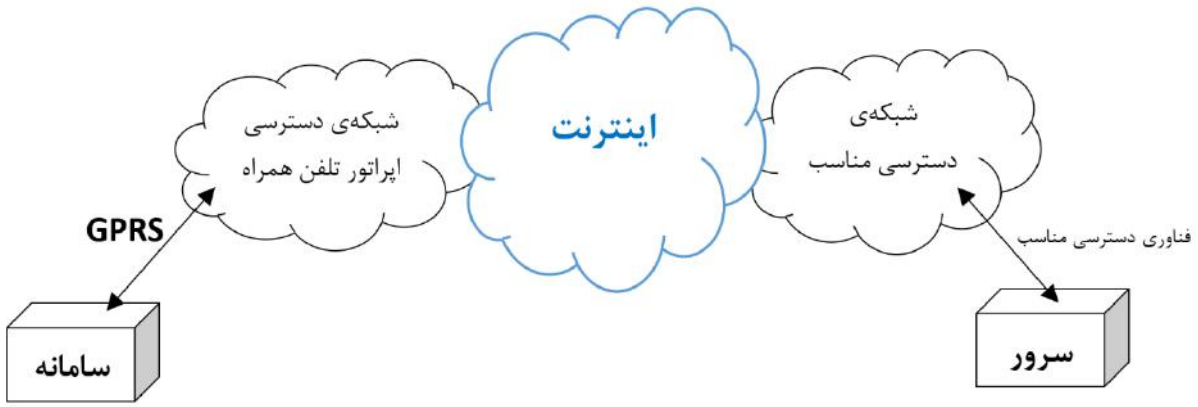
سامانه‌ی طراحی‌شده جهت اندازه‌گیری اطلاعات ولتاژ و جریان فیدرهای فشار ضعیف پست‌های توزیع ازجمله هارمونیک‌ها بوده و عملیات یک Power Analyzer را پوشش خواهد داد. این سامانه مبتنی بر کویل روگوفسکی جهت اندازه‌گیری جریان است و علاوه‌بر ثبت داده‌های اندازه‌گیری‌شده و نمایش به‌هنگام اطلاعات در محل، مبتنی بر اینترنت

[1] Individual Turns
[2] Concentrated Elements

اشیا بوده و داده‌های مرتبط با پست توزیع موردنظر را از طریق بستر اینترنت در اختیار سرورِ راه دور موردنظر قرار خواهد داد.

۱- ۵- ۱- بستر مخابراتی

ارتباط سامانه با سرور از طریق اینترنت صورت خواهد گرفت. جهت فراهم نمودن دسترسی سامانه به اینترنت، فناوری ارتباطی GPRS[1] درنظر گرفته‌شده است. فناوری GPRS یک پروتکل دسترسی بی‌سیم است که شبکه‌ی دسترسی آن از نوع سلولی بوده و اپراتورهای مخابراتی مرتبط با تلفن همراه، آن را پشتیبانی می‌کنند. توضیحات بیشتر در خصوص بسترهای مخابراتی مورداستفاده در بستر اینترنت اشیاء در فصل دوم بیان می‌شود. اپراتورهای یادشده، شبکه‌ی دسترسی خود را از طریق روترهای مناسب به شبکه‌ی اینترنت متصل کرده‌اند. به‌این‌ترتیب سامانه با کمک فناوری GPRS به شبکه‌ی دسترسی اپراتور موردنظر متصل شده و از آن‌جا به اینترنت راه خواهد یافت. شکل ۱–۱۱ این مورد را نشان می‌دهد.



شکل ۱–۱۱- دسترسی سامانه از طریق GPRS به اینترنت و ارتباط با سرور راه دور

دلایل انتخاب GPRS به‌عنوان بستر مخابراتی مورداستفاده در این پروژه نیز ضمن مقایسه با مابقی بسترها، در فصل دوم بیان می‌شود. جهت دسترسی به اینترنت، علاوه‌بر GPRS، امکان برقراری ارتباط سامانه از طریق پروتکل WiFi با مودم/روتر تهیه‌شده در محل نیز وجود دارد. این مورد زمانی مفید است که سازمان/واحد به‌کارگیرنده‌ی سامانه، نقطه‌ی دسترسی[2] مختص به خود را در محل، کار گذاشته باشد.

ارتباط سرور با اینترنت، بسته به محل موردنظر برای سرور از طریق هر یک فناوری‌های رایج دسترسی پرسرعت مانند اتصال مستقیم اترنت، اتصال از طریق WiFi یا اترنت به مودم ADSL، اتصال از طریق WiFi یا اترنت به مودم 4G، اتصال از طریق WiFi یا اترنت به شبکه‌ی سازمان محل و ... و از آن‌جا ارتباط با شبکه‌ی دسترسی اپراتور موردنظر که خدمات دسترسی به اینترنت ارائه می‌دهد، می‌تواند صورت گیرد. سرور می‌تواند به‌صورت فیزیکی تهیه شود (به‌عنوان‌مثال یک رایانه با قابلیت سخت‌افزاری و نرم‌افزار مناسب) یا از خدمات یک سرور مجازی استفاده گردد. در

[1] General Packet Radio Service
[2] Access Point (AP)

صورت استفاده از سرور مجازی، شرکت یا سازمان ارائه‌دهنده‌ی خدمات آن، دسترسی مناسب به اینترنت را برای سرور فراهم نموده است. در این حالت کاربران مسئول می‌توانند از طریق سامانه‌ی متصل به اینترنت چون رایانه یا تلفن همراه، از هر نقطه‌ای به سرور متصل شده و اطلاعات را مشاهده کنند و فرمان‌ها را تبادل نمایند.

۱- ۵- ۲- قابلیت‌های اندازه‌گیری

سامانه‌ی طراحی‌شده باید

۱) ولتاژ کلید اصلی در سمت فشار ضعیف شامل فازهای R، S و T نسبت به نول،

۲) جریان کلید اصلی در سمت فشار ضعیف شامل فازهای R، S و T و نول،

را به‌طور پیوسته نمونه‌برداری نماید که به معنای اندازه‌گیری و نظارت بر ۷ کانال ورودی است. ویژگی‌های درنظر گرفته‌شده برای هر کانال که باید محاسبه شود شامل هارمونیک اصلی و هارمونیک‌های ۲ تا ۱۹، مقادیر توان‌های اکتیو و راکتیو و ظاهری، انرژی مصرفی، ضریب توان، فرکانس، THD و ویژگی‌های تکمیلی دیگر است. ازآنجایی‌که هارمونیک‌های بالاتر از ۱۹ در شبکه‌های قدرت الکتریکی به‌ندرت موردتحلیل قرار می‌گیرد، در این پروژه نیز هارمونیک‌ها به ۱۹ محدود شده‌اند. بر اساس بیشترین ظرفیت نامی ترانسفورماتورهای توزیع موجود و درنظر گرفتن شرایط اضافه‌بار، بیشترین جریان قابل‌اندازه‌گیری برای هر خط فیدر برابر $4kA_{rms}$ درنظر گرفته‌شده است. از دیگر پارامترهای موردراندازه‌گیری، دمای محیط کاری دستگاه است که دمای داخلی پست را مشخص می‌کند.

دقت اندازه‌گیری کانال‌ها ۱۲ بیتی خواهد بود که بیشتر از مقدار لازم جهت رسیدن به‌دقت اندازه‌گیری ۱٪ است. با بهره‌گیری از مدارهای واسط داخلی مناسب، بازه‌ی سیگنال‌ها در محدوده‌ی مناسب اندازه‌گیری واحدهای ADC[1] قرار می‌گیرد به‌گونه‌ای که حداکثر بهره‌وری از بازه‌ی قابل‌اندازه‌گیری فراهم آید. طراحی داخلی سامانه به‌گونه‌ای است که نویزپذیری آن کم باشد و در ضمن با روش‌های محاسباتی درنظر گرفته‌شده، تأثیرات نویز را کاهش دهد. با درنظر گرفتن فرکانس کاری ۵۰ هرتز شبکه‌ی الکتریکی، فرکانس هارمونیک ۱۹ برابر ۹۵۰ هرتز است که با درنظر گرفتن قضیه‌ی نایکوییست، نرخ نمونه‌برداری باید بیشتر از ۱۹۰۰ نمونه بر ثانیه باشد. ازاین‌رو نرخ نمونه‌برداری برای هر کانال برابر ۳۲۰۰ نمونه بر ثانیه درنظر گرفته‌شده تا از مقدار یادشده بیشتر باشد و درضمن تعداد نقاط نمونه برای یک دوره‌ی تناوب سیگنال الکتریکی که ۲۰ میلی‌ثانیه است، برابر ۶۴ شود که مقداری مناسب جهت محاسبات FFT[2] است که باید تعداد نقاط، توان صحیح از ۲ باشد.

۱- ۵- ۳- رابط کاربری

اطلاعات به‌دست آمده از محاسبات انجام‌شده روی ورودی‌ها علاوه‌بر نمایش به‌هنگام[3] در نمایشگر سامانه، باید در فواصل زمانی معین که توسط کاربر قابل‌تنظیم است، در حافظه‌ی داخلی سامانه ثبت‌شده و امکان انتقال به حافظه‌ی

[1] Analog to Digital Converter
[2] Fast Fourier Transform
[3] Real Time

خارجی کاربر را نیز داشته باشد. امکان دریافت اطلاعات از طریق درگاه RS485 نیز وجود دارد. علاوه‌بر موارد یادشده، سامانه مبتنی بر اینترنت اشیا خواهد بود و از طریق اینترنت اطلاعات لازم را در فواصل زمانی مشخص به سرورِ موردنظر راه دور ارسال می‌نماید. دسترسی به اینترنت از طریق ارتباط با شبکه‌ی دسترسی اپراتور تلفن همراه با فناوری GPRS و به‌واسطه‌ی ماژول مخابراتی آن صورت خواهد گرفت. در این راستا نیاز به قرارگیری سیم‌کارت اپراتور مربوط، در دستگاه است. علاوه‌بر GPRS، امکان دسترسی به اینترنت از طریق اتصال به مودم/روتر تدارک دیده‌شده توسط سازمان/واحد به‌کارگیرنده در محل از طریق پروتکل WiFi نیز وجود خواهد داشت. فواصل زمانی ارسال اطلاعات باید توسط کاربر قابل‌تنظیم باشد. پروتکل لایه‌ی انتقال در برقراری ارتباط با سرور از نوع TCP درنظر گرفته‌شده که قابلیت اطمینان از انتقال صحیح اطلاعات را بالا می‌برد. پروتکل لایه‌ی کاربرد در برقراری ارتباط با سرور از نوع HTTP خواهد بود که از انواع رایج در برقراری ارتباط است. داده‌ها به‌صورت رمزنگاری‌شده ارسال خواهند شد که این امر امنیت مجموعه را بالا می‌برد.

ارتباط کاربر با دستگاه جهت اعمال تنظیمات از طریق صفحه‌کلید و نمایشگر تهیه‌شده بر روی دستگاه و از طریق ورود به بخش تنظیمات صورت خواهد گرفت. جهت ورود به بخش تنظیمات نیاز به واردکردن رمز عبور مربوط خواهد بود. از منوهای دیگر می‌توان به منوی نمایش به‌هنگام اطلاعات به‌دست آمده از شبکه‌ی الکتریکی و منوی نمایش اطلاعات سامانه اشاره کرد.

۱- ۵- ۴- ویژگی‌های فنی سامانه

بنابر آن‌چه در بخش مرتبط با سامانه‌های پردازشی دیجیتال بیان شد و نیز درنظر گرفتن نیاز به پردازش‌های سنگین در این پروژه، همچون محاسبات FFT و انتگرال‌گیری برای ۷ کانال ورودی ADC با دقت ۱۲بیتی به‌صورت به‌هنگام یا نزدیک به آن و با دقت مناسب، میکروکنترلرهای سری STM32F4 جهت اجرای پروژه گزینه‌ی بسیار مناسبی هستند، چراکه الزامات ذکرشده برای این پروژه را می‌توانند به‌خوبی پشتیبانی نمایند. در این میان، میکروکنترلر STM32F407ZGT6 از قابلیت‌های مناسب برخوردار بوده و در بازار ایران آسان‌تر یافت شده و قیمت مناسبی به نسبت توانمندی‌های خود دارد؛ بنابراین میکروکنترلر STM32F407ZGT6 جهت پردازش‌های سامانه در این پروژه موردنظر است. بر این اساس، پردازنده‌ی سامانه از نوع ARM Cortex-M4 خواهد بود که توان پردازشی بالایی جهت محاسبات ریاضیاتی و منطقی سنگین دارد. مجموعه‌ی پردازشی موردنظر از نوع ۳۲ بیتی با فرکانس کاری ۱۶۸MHz، حافظه‌ی فلش درون تراشه‌ای برابر ۱Mbytes جهت ذخیره‌سازی برنامه‌ها و مجموع حافظه‌ی اصلی (RAM) برابر ۱۹۲Kbytes است. از دیگر امکانات می‌توان به واحدهای DSP[1] و FPU[2] جهت تسریع محاسبات ریاضی اشاره کرد. جدول ۱–۱ ویژگی‌های پردازشی مربوط را نشان می‌دهد.

[1] Digital Signal Processing
[2] Floating Point Unit

جدول ۱–۱- ویژگی‌های پردازشی سامانه‌ی طراحی‌شده

نوع پردازنده	ARM Cortex-M4 (۳۲ بیتی)
حداکثر فرکانس کاری	۱۶۸ MHz
مجموع حافظه‌ی اصلی (RAM)	۱۹۲ Kbytes
حافظه‌ی فلش درون تراشه‌ای	۱ Mbytes
عملکرد پردازنده در حداکثر فرکانس کاری	۲۱۰ DMIPS
عملکرد پردازنده به ازای هر مگاهرتز	۱/۲۵ DMIPS/MHz
امکانات تکمیلی	DSP و FPU

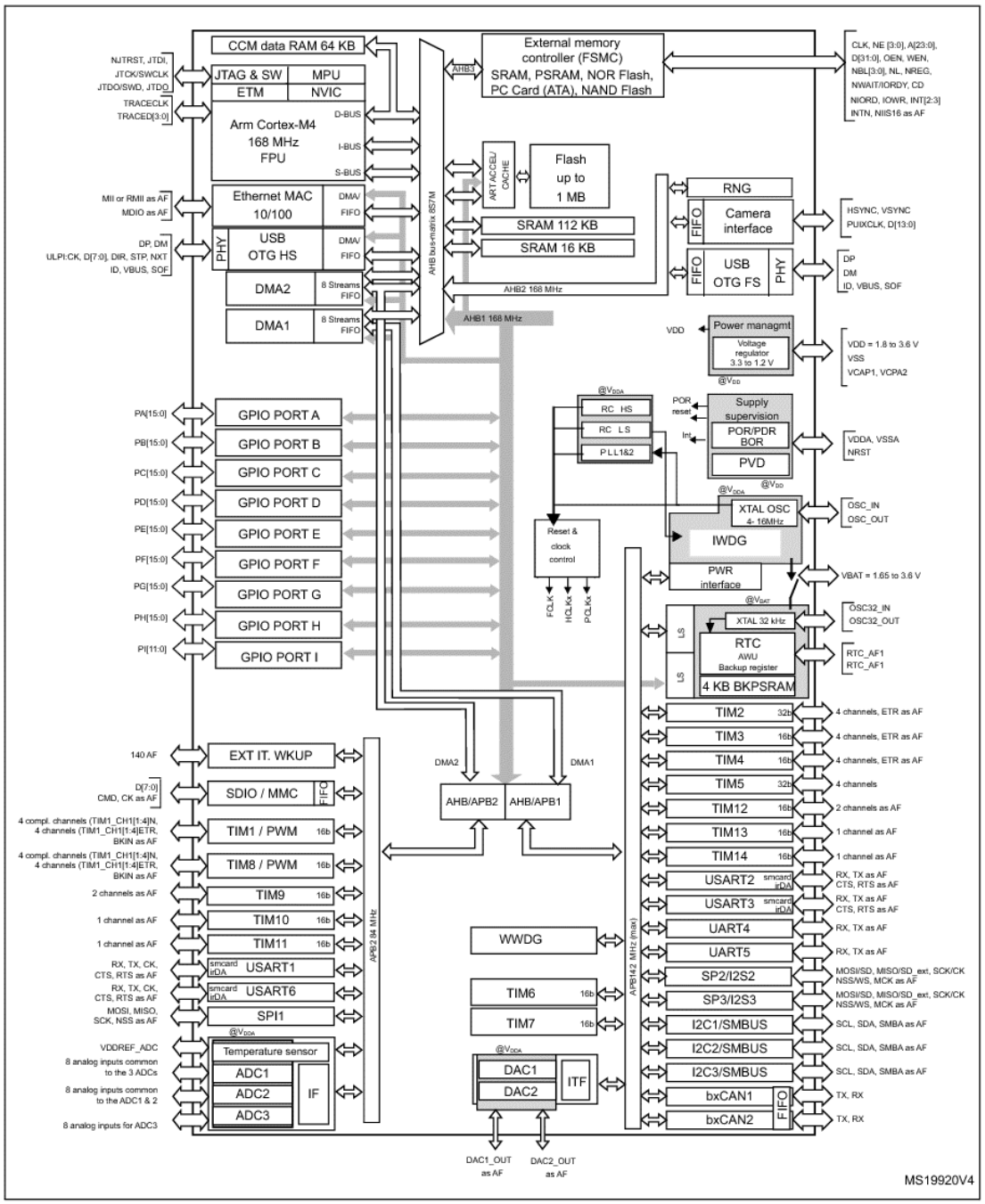
سامانه‌ی موردطراحی از سه واحد مبدل آنالوگ به دیجیتال (ADC[1]) بهره خواهد برد که درمجموع می‌توانند تا ۲۴ کانال ورودی ADC مستقل را پوشش دهند و بنابراین در حالت توازن هر یک تا ۸ کانال را پشتیبانی کنند. این سه واحد ADC امکان کارکرد موازی با یکدیگر را دارند. دقت اندازه‌گیری برای هر کانال ۱۲ بیتی است. حداکثر فرکانس کاری واحدها برابر ۳۶MHz است که در این حالت حداکثر نرخ نمونه‌برداری برابر ۲/۴ میلیون نمونه بر ثانیه خواهد بود. امکان انتقال سریع مقادیر نمونه‌برداری‌شده به مکان‌های مشخصی از حافظه‌ی اصلی با کمک واحد DMA[2]، بدون درگیر ساختن پردازنده وجود دارد. جدول ۱–۲ ویژگی‌های مبدل‌های آنالوگ به دیجیتال را نشان می‌دهد.

جدول ۱–۲- ویژگی‌های واحدهای ADC سامانه‌ی طراحی‌شده

دقت	۱۲ بیتی
حداکثر فرکانس کاری	۳۶ MHz
حداکثر نرخ نمونه‌برداری	۲/۴ MSPS

یادآوری می‌شود که مجموعه‌های پردازشی و ADC اشاره‌شده، به همراه واحدهای جانبی دیگر در قالب یک تراشه‌ی میکروکنترلر STM32F407ZGT6 در این پروژه، موردبهره‌برداری قرار خواهد گرفت. ولتاژ کاری این مجموعه حداکثر برابر ۳/۶V و در حالت نامی برابر ۳/۳V است. از دیگر امکانات این مجموعه می‌توان به بهره‌مندی از تایمرهای متعدد ۱۶ و ۳۲ بیتی جهت زمان‌بندی، واحد RTC نگهدارنده‌ی زمان و تاریخ و پشتیبانی از ارتباطهای سریال ازجمله USART/UART اشاره کرد. شکل ۱–۱۲ این مجموعه (تراشه) را نشان می‌دهد.

[1] Analog to Digital Converter
[2] Direct Memory Access



1. The camera interface and ethernet are available only on STM32F407xx devices.

شکل ۱–۱۲– دیاگرام بلوکی STM32F40xxx [۷]

براساس آن‌چه در زیربخش "بستر مخابراتی" بیان شد و مواردی که در فصل دوم توضیح داده خواهد شد، پروتکل GPRS جهت دسترسی سیستم به اینترنت و تبادل داده درنظر گرفته‌شده است. براین‌اساس و درنظر داشتن هزینه‌ی مناسب و دسترس‌پذیری در بازار، ماژول مخابراتی اصلی مورداستفاده در سامانه جهت اتصال به اینترنت از سری‌های SIM800 خواهد بود که ارتباطات مخابراتی بی‌سیم GSM[1] و GPRS[2] را پشتیبانی می‌نماید. باندهای فرکانسی تحت

[1] Global Standard for Mobile Communications
[2] General Packet Radio Service

پوشش عبارت‌اند از GSM850MHz، EGSM900MHz، DCS1800MHz و PCS1900MHz. ولتاژ کاری بین ۳/۴V تا ۴/۴V است. حساسیت دریافت سیگنال به کمتر از ۱۰۷dBm- می‌رسد که مطلوب است. حداکثر توان ارسالی در باندهای GSM850MHz و EGSM900MHz به ۳۳dBm و در باندهای DCS1800MHz و PCS1900MHz به ۳۰dBm می‌رسد که توانایی مناسبی در ارسال را نشان می‌دهد. در حالت تبادل داده با GPRS، حداکثر نرخ دریافت و ارسال برابر ۸۵/۶kbps است. پشته‌ی پروتکل TCP/IP شبکه برای لایه‌های بالایی پشتیبانی می‌شود. پروتکل تبادل داده‌ی ماژول با واحد پردازشی UART است و فرمان‌ها از نوع AT[1] خواهند بود. دمای کاری باید بین ۴۰- تا ۸۵ درجه‌ی سانتیگراد باشد. جدول ۱–۳ ویژگی‌های مخابراتی اصلی سامانه را نشان می‌دهد.

جدول ۱–۳- ویژگی‌های مخابراتی اصلی سامانه‌ی طراحی‌شده

پروتکل‌های ارتباطی		GSM و GPRS
باندهای فرکانسی تحت پوشش		GSM850MHz، EGSM900MHz، DCS1800MHz و PCS1900MHz
حساسیت دریافت		< -۱۰۷ dBm
حداکثر توان ارسالی	**GSM850MHz، EGSM900MHz**	۳۳ dBm
	DCS1800MHz، PCS1900MHz	۳۰ dBm
حداکثر نرخ دریافت با GPRS		۸۵/۶ kbps
حداکثر نرخ ارسال با GPRS		۸۵/۶ kbps

ماژول مخابراتی تکمیلی مورداستفاده جهت اتصال به اینترنت از سری‌های ESP8266 درنظر گرفته‌شده که ارتباط بی‌سیم WiFi با نقطه‌ی دسترسی[2] را برای سامانه فراهم می‌آورد. نکته‌ی مهم این است که جهت استفاده از WiFi، باید نقطه‌ی دسترسی یادشده توسط سازمان/واحد به‌کارگیرنده در فاصله‌ی مکانی مناسب تأمین گردد. پروتکل‌های تحت پوشش عبارت‌اند از 802.11b/g/n و باند فرکانسی در بازه‌ی ۲۴۰۰~۲۴۸۳/۵MHz قرار دارد. ولتاژ کاری بین ۲/۵V تا ۳/۶V است. حساسیت دریافت سیگنال برای پروتکل‌های 802.11b، 802.11g و 802.11n به ترتیب عبارت‌اند از ۹۱dBm-، ۷۵dBm- و ۷۲dBm-. توان‌های ارسال سیگنال برای پروتکل‌های 802.11b، 802.11g و 802.11n به ترتیب عبارت‌اند از ۲۰dBm، ۱۷dBm و ۱۴dBm. پشته‌ی پروتکل TCP/IP شبکه برای لایه‌های بالایی پشتیبانی می‌شود. پروتکل تبادل داده‌ی ماژول با واحد پردازشی UART است و فرمان‌ها از نوع AT خواهند بود. دمای کاری باید بین ۴۰- تا ۱۲۵ درجه‌ی سانتیگراد باشد. جدول ۱–۴ ویژگی‌های مخابراتی WiFi سامانه را نشان می‌دهد.

[1] AT Commands
[2] Access Point (AP)

جدول ۱-۴- ویژگی‌های مخابراتی WiFi سامانه‌ی طراحی‌شده

پروتکل‌های ارتباطی		802.11 b/g/n
باندهای فرکانسی تحت پوشش		۲۴۰۰ ~ ۲۴۸۳/۵ MHz
حساسیت دریافت	802.11b	-۹۱ dBm
	802.11g	-۷۵ dBm
	802.11n	-۷۲ dBm
توان ارسالی	802.11b	۲۰ dBm
	802.11g	۱۷ dBm
	802.11n	۱۴ dBm

جهت ارتباط سریال با سامانه، درگاه RS485 مورداستفاده قرار خواهد گرفت. ویژگی‌های پیش‌فرض درنظر گرفته‌شده برای این درگاه عبارت‌اند از ولتاژهای عملکردی ±۵V و نرخ انتقال ۱۱۵۲۰۰bps که البته نرخ یادشده توسط کاربر قابل‌تنظیم و تغییر خواهد بود.

علاوه‌بر واسط‌های اشاره‌شده، مدارهای واسط آنالوگی یا ترکیبی طراحی‌شده نیز در بخش‌های مختلف سامانه، ارتباط اجزای مرتبط را فراهم خواهند ساخت. ازجمله‌ی این مدارها می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱) مدار واسط طراحی‌شده برای اندازه‌گیری جریان: این مدار مجموعه‌ای از مدارهای مبتنی بر OpAmp[1] است که واسط بین کویل‌های روگوفسکی و ورودی‌های ADC شده و با تقویت مناسب سیگنال‌ها، امکان اندازه‌گیری جریان‌ها در بیشترین محدوده‌ی پوششی ADC و درنتیجه دقت مناسب را برای سامانه فراهم می‌کند.

۲) مدار واسط طراحی‌شده برای اندازه‌گیری ولتاژ: این مدار مجموعه‌ای از مدارهای کاهنده‌ی خطی ولتاژ به‌همراه مدارهای دنبال‌کننده بر مبنای OpAmp است که واسط بین اتصال شینه‌های سمت فشار ضعیف و ورودی‌های ADC شده و امکان اندازه‌گیری ولتاژها در محدوده‌ی پوششی مناسب برای ADC و با دقت بالا را فراهم می‌کند.

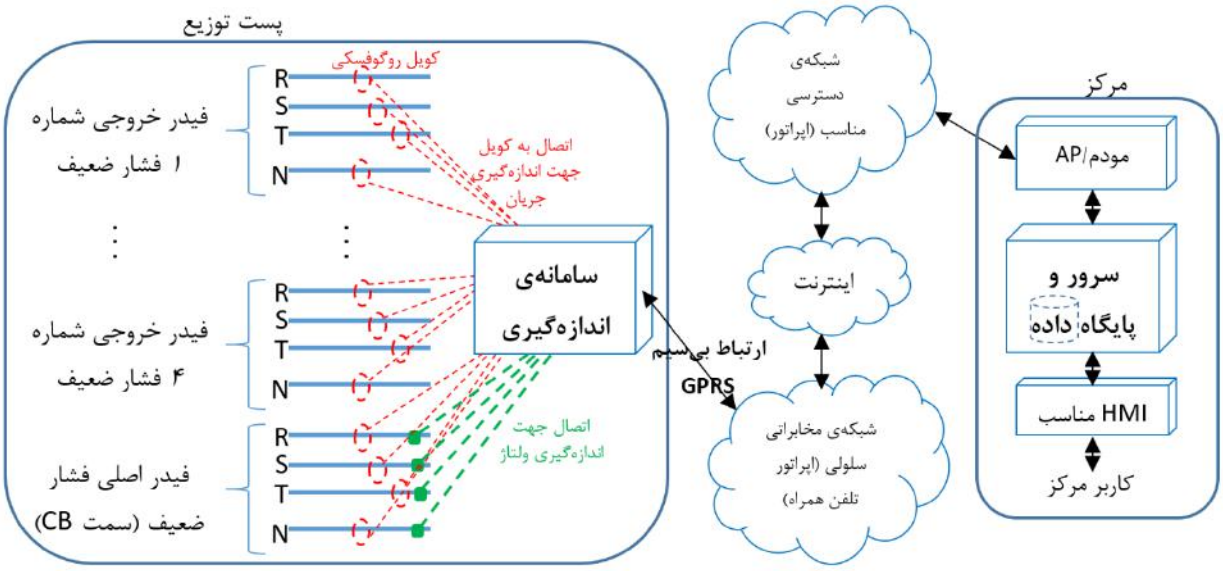
۳) مدار واسط طراحی‌شده برای تغذیه: مجموعه‌ای از مدارهای کاهنده‌ی ولتاژ مبتنی بر سوییچینگ مبدل AC به DC با قابلیت جریان‌دهی کافی جهت تغذیه‌ی بخش‌های مختلف است که ورودی خود را در شرایط عادی از خطوط برق موردانداز‌ه‌گیری تأمین می‌کند و ولتاژهای DC کمتر از ۱۲ ولت را در سطوح لازم، ازجمله ۵ و ۴/۲ ولت، جهت تغذیه‌ی بخش‌های مختلف فراهم می‌نماید. همچنین با به‌کارگیری خازن‌های دارای ظرفیت بالا، فرصت کافی برای ثبت داده‌های لازم در لحظه‌ی قطع‌شدن برق توسط سامانه فراهم می‌آید.

از دیگر قابلیت‌های سامانه می‌توان به امکان اندازه‌گیری دمای محیط کاری با دقت ۲ درجه‌ی سانتی‌گراد اشاره نمود که دمای داخلی پست را مشخص می‌کند. برای این منظور از سنسور دمایی مناسب در سیستم استفاده می‌شود.

[1] Operational Amplifier

۱- ۵- ۵- طرح بلوکی سامانه

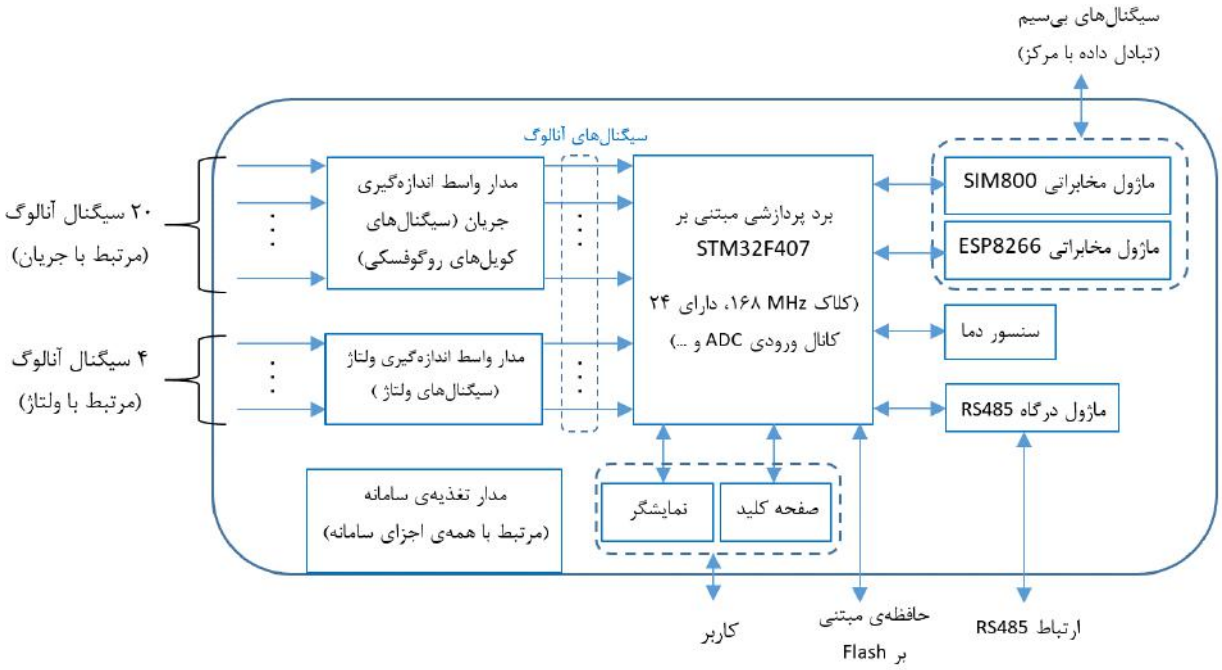
بر اساس موارد مطرح‌شده، طرح سامانه و مجموعه‌ی طراحی‌شده جهت اندازه‌گیری و ارسال داده‌های جریان و ولتاژ فیدرهای سمت فشار ضعیف پست‌های توزیع به مرکز بر مبنای اینترنت اشیا به‌صورت شکل ۱–۱۳ است.



شکل ۱–۱۳- طرح مجموعه‌ی اندازه‌گیری مبتنی بر اینترنت اشیا (در حالت کلی و درنظر گرفتن همه فیدرهای فشار ضعیف)

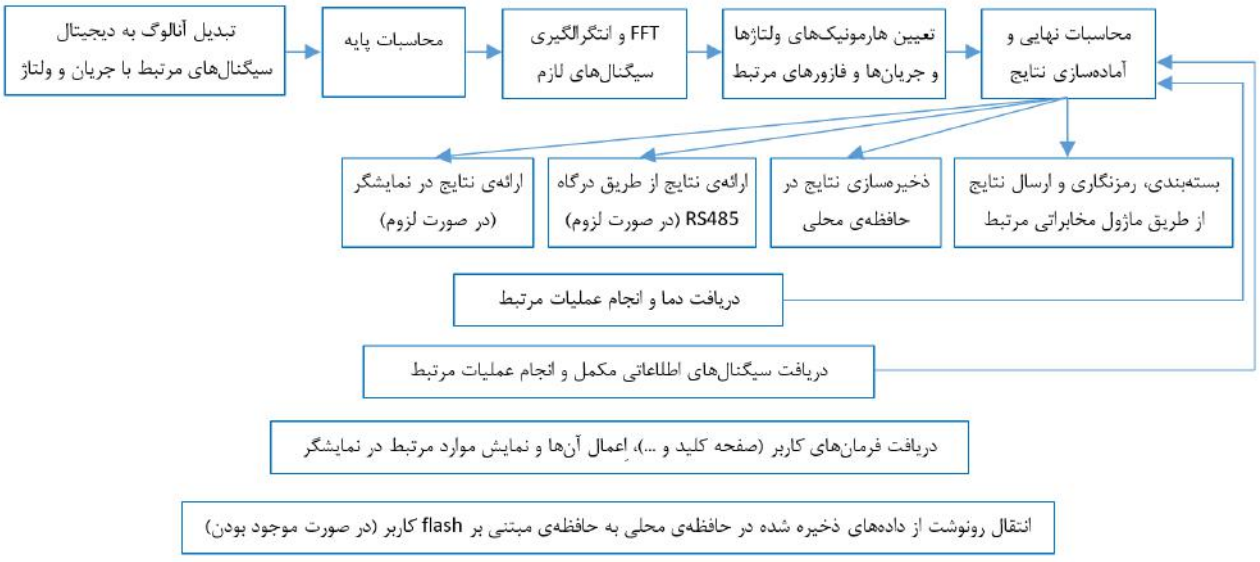
همان‌گونه که پیشتر توضیح داده شد، ارتباط سامانه‌ی اندازه‌گیری با اینترنت علاوه‌بر ارتباط از طریق GPRS با شبکه‌ی دسترسی مخابراتی سلولی اپراتور تلفن همراه که در شکل ۱–۱۳ نشان داده‌شده، می‌تواند از طریق اتصال به مودم/روتر تدارک دیده‌شده توسط سازمان/واحد به‌کارگیرنده در محل از طریق WiFi نیز صورت گیرد که در این حالت مودم/روتر یادشده به شبکه‌ی دسترسی متناسب، متصل خواهد بود. همچنین امکان استفاده از سرور مجازی به‌جای استفاده از سرور فیزیکی تهیه‌شده در مرکز که در شکل ۱–۱۳ نشان داده‌شده، وجود دارد که در این حالت کاربران مرتبط می‌توانند از هر نقطه‌ای از طریق نام کاربری و کلمه‌ی عبور خود به اطلاعات سرور مجازی دسترسی داشته باشند.

بر اساس موارد توضیح داده‌شده در بخش‌های پیشین، طرح داخلی سامانه‌ی اندازه‌گیری به‌صورت شکل ۱–۱۴ خواهد بود.



شکل ۱-۱۴- طرح سخت‌افزاری سامانه‌ی اندازه‌گیری (در حالت کلی و درنظر گرفتن همه فیدرهای فشار ضعیف)

فرآیند نرم‌افزاری در بخش پردازشی سامانه وظایف دریافت، پردازش و تحلیل داده‌ها، محاسبه‌ی پارامترهای لازم و درنهایت ارائه‌ی نتایج به‌صورت مناسب را برعهده دارد. شکل ۱-۱۵ نمایی کلی از بخش‌های مختلف فرآیند نرم‌افزاری طراحی‌شده برای سامانه‌ی اندازه‌گیری را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۱۵- طرح فرآیندهای نرم‌افزاری سامانه‌ی اندازه‌گیری

فصل دوم:
بررسی و تعیین بسترها و پروتکل‌های مخابراتی اینترنت اشیاء

۲- بررسی و تعیین بسترها و پروتکل‌های مخابراتی اینترنت اشیاء

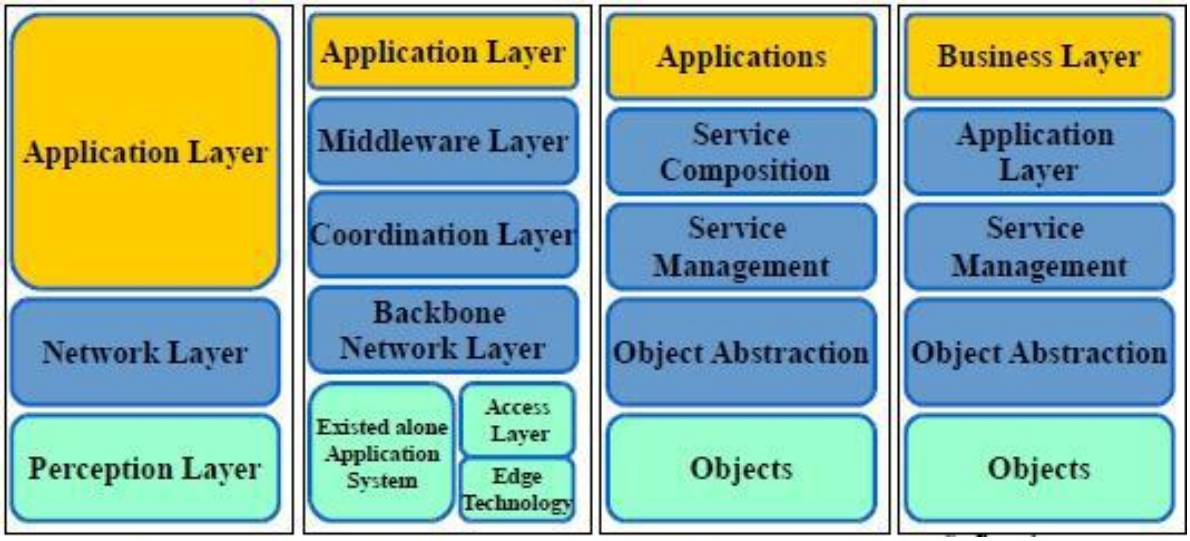
۲- ۱- مقدمه

در این فصل سعی شده است که جنبه‌های مختلف اینترنت اشیاء از قبیل معماری‌های ارائه‌شده برای اینترنت اشیاء و همچنین پروتکل‌های ارتباطی موجود در این حوزه شرح داده شود. ازآنجاکه فناوری اینترنت اشیاء فناوری نوظهوری است لذا برای آن هنوز معماری استاندارد واحدی ارائه نشده است و چون قرار است تعداد بسیار زیادی وسایل ناهمگن با یکدیگر ارتباط برقرار کنند لذا نیاز به پروتکل‌های مختلفی است که این نیاز را برآورده نماید. در آخر ضمن مقایسه بسترها و پروتکل‌های موجود، دلایل انتخاب بستر مخابراتی مورداستفاده در این پروژه ذکر می‌شود.

۲- ۲- معماری اینترنت اشیاء

بی‌شک زمانی که اینترنت اشیا فراگیر شود، تأثیرات شگرف و عمیقی بر زندگی ما می‌گذارد. تغییرات فوق به‌قدری محسوس خواهند بود که در آینده‌ای نزدیک بدون وجود این مفهوم قادر به کنترل اشیا دیجیتال زندگی خود نخواهیم بود. اما برای آن‌که اینترنت اشیا بتواند در جریان زندگی ما وارد شود، نیازمند یک ساختار و معماری منسجم است. به‌عبارت‌دیگر، برای کارشناسان و شرکت‌های بزرگ تجاری بیش از آن‌که مفهوم اینترنت اشیا مهم باشد، معماری و زیرساخت‌های اینترنت اشیا اهمیت دارند. معماری اینترنت اشیا به‌قدری بااهمیت است که اتحادیه اروپا دست به ارائه معماری‌های مشخصی برای یکپارچه‌سازی اینترنت اشیا زده است. چراکه اینترنت اشیاء باید توانایی متصل کردن میلیاردها و یا تریلیون‌ها شیء ناهمگن را به هم از طریق اینترنت داشته باشد، بنابراین وجود یک معماری لایه‌ای انعطاف‌پذیر ضروری است. معماری‌های زیادی برای اینترنت اشیاء وجود دارد که تعداد آن‌ها هرروز در حال افزایش است اما هنوز مدل واحد و مرجع یکتایی برای آن وجود ندارد.

شکل ۲–۱ رایج‌ترین معماری‌هایی که برای اینترنت اشیاء وجود دارد را نشان می‌دهد که در بین آن‌ها مدل ۵ لایه (با مدل ۵ لایه TCP/IP اشتباه گرفته نشود) رایج‌ترین معماری است در ادامه بحث مختصری بر روی این معماری و اجزای آن خواهیم داشت [۸].



د) ج) ب) الف)

شکل ۲–۱– معماری‌های رایج اینترنت اشیاء: الف) مدل پنج لایه ب) مدل مبتنی بر SOA ج) مدل میان افزار د) مدل سه لایه [۸]

۲- ۲- ۱- لایه اشیاء[1]

اولین لایه، لایه ادراک یا اشیاء است که نشان‌دهنده حس‌گرهای فیزیکی اینترنت اشیاء است که وظیفه‌ی این لایه جمع‌آوری اطلاعات و پردازش آن‌هاست. این لایه شامل حس‌گرهایی است که کاربردهایی مختلفی دارند به‌عنوان‌مثال جمع‌آوری اطلاعات در رابطه با مکان، دما، وزن، حرکت، لرزش، شتاب، رطوبت و غیره [۹]. در لایه ادراک یا حس‌گر لازم است که از یک مکانیسم استاندارد plug and play برای پیکربندی اشیاء ناهمگن استفاده شود. (مکانیسم plug and play اصطلاحی است که برای وسایلی به‌کار می‌رود که با کامپیوتر کار می‌کند و می‌توانند به‌راحتی به سیستم وصل شوند و به‌صورت بلادرنگ[2] کار کنند بدون اینکه قبل از استفاده، نیاز به نصب درایور خاصی باشد). در ادامه این لایه داده‌ها را دیجیتال کرده و از طریق یک کانال ارتباطی امن، داده‌ها را به لایه بعدی خود یعنی لایه انتزاع‌سازی اشیاء[3] انتقال می‌دهد. در این لایه است که داده‌های حجیم تولید می‌شوند.

۲- ۲- ۲- لایه انتزاع‌سازی شیء

کار این لایه انتقال دادن داده‌های تولیدشده لایه ادراک از طریق یک کانال ارتباطی امن به لایه مدیریت سرویس[4] است در این لایه داده‌ها می‌تواند از طریق فناوری‌های متفاوتی مانند ZigBee، LoRaWAN، GPRS، RFID، Wifi،

[1] Objects
[2] Real-Time
[3] Object Abstraction
[4] Service management

Bluetooth low energy، مادون‌قرمز و غیره انتقال داده شوند. علاوه‌براین، در این لایه کارهای دیگری نظیر پردازش ابری و فرایند مدیریت داده می‌تواند انجام شود[۹].

۲- ۲- ۳- لایه مدیریت سرویس

لایه مدیریت سرویس یا همان میان‌افزار[1] بر اساس نام و آدرس، سرویس را با درخواستش جفت می‌کند. این لایه به برنامه‌نویسان این امکان را می‌دهد تا با اشیاء ناهمگن بدون درنظر گرفتن یک پلتفرم سخت‌افزاری خاص کار کنند. همچنین این لایه قادراست که داده‌های دریافتی را پردازش کرده، تصمیم‌گیری کند و سرویس‌های موردنیاز را از طریق پروتکل‌های شبکه ارائه می‌کند[۹].

۲- ۲- ۴- لایه کاربرد[2]

این لایه وظیفه دارد تا سرویس‌های درخواست‌شده توسط کاربران و مصرف‌کنندگان را فراهم کند. برای مثال این لایه می‌تواند اندازه دما و مقدار رطوبت دما را برای کاربری که درخواست کرده است را فراهم کند. اهمیت این لایه برای اینترنت اشیا این است که این لایه می‌تواند سرویس‌های هوشمندی را باکیفیت بالا به مصرف‌کنندگان ارائه دهد تا نیاز آن‌ها برآورده شود. این لایه در حوزه‌های زیادی مانند خانه‌های هوشمند، ساختمان‌های هوشمند، بهداشت و سلامت و حمل‌ونقل کاربرد دارد[۹].

۲- ۲- ۵- لایه کسب‌وکار[3]

این لایه فعالیت‌ها و سرویس‌های کلی سیستم اینترنت اشیا را مدیریت می‌کند. مسئولیت این لایه ساختن یک مدل گرافیکی، فلوچارتی و غیرمبتنی بر داده‌هایی است، که از لایه کاربرد دریافت می‌کند. همچنین این لایه، عناصر مرتبط با سیستم اینترنت اشیا را طراحی کرده و پس از پیاده‌سازی، داده‌ها را ارزیابی و تجزیه‌وتحلیل می‌کند. این لایه، پشتیبانی از فرایند تصمیم‌گیری برحسب تجزیه‌وتحلیل داده‌های حجیم را ممکن می‌سازد به‌علاوه وظیفه نظارت و مدیریت کردن چهار لایه پایین‌تر از خود را برعهده دارد. همچنین این لایه خروجی هر لایه را با خروجی در حالت ایده‌آل مقایسه می‌کند تا کیفیت سرویس‌ها را بهبود ببخشد و حافظ حریم خصوصی افراد باشد[۹].

پروتکل‌ها و استانداردهای زیادی تابه‌حال ارائه‌شده است تا کار فراهم‌کنندگان سرویس و برنامه‌نویسان را ساده‌تر کند. به این منظور گروه‌های زیادی ایجادشده‌اند تا پروتکل‌هایی را در حمایت از اینترنت اشیاء ارائه دهند. در اینجا ابتدا پروتکل‌های لایه انتزاع‌سازی اشیاء که درواقع بیانگر بسترهای مخابراتی اینترنت اشیاء هست، بیان‌شده و سپس پروتکل‌های لایه کاربرد نیز شرح داده می‌شود.

[1] Middle-ware
[2] Application Layer
[3] Business layer

۲- ۳- پروتکل‌های لایه انتزاع‌سازی اشیاء (بسترهای مخابراتی)

پروتکل‌های شبکه‌های دسترسی بی‌سیم که درحقیقت زیربنایی جهت انتقال داده را فراهم می‌کنند، در چند دسته هستند که عبارت‌اند از:

- شبکه‌های کوتاه‌برد[1]
- شبکه‌های دوربرد با توان پایین[2]
- مبتنی بر شبکه‌های سلولی

۲- ۳- ۱- شبکه‌های کوتاه‌برد

یکی از شبکه‌های ارتباطی کلیدی در راهکارهای اینترنت اشیاء، شبکه‌های کوتاه‌برد هستند. این شبکه‌ها به‌طور خاص در حوزه‌هایی همچون ساختمان هوشمند و خانه هوشمند کاربرد گسترده‌ای دارند. در این بخش اطلاعات بیشتری در مورد انواع شبکه‌های کوتاه‌برد و کاربرد آن‌ها در اینترنت اشیا ارائه‌شده است. در ادامه با هریک از فناوری‌های مهم این حوزه به‌صورت مستقل آشنا خواهیم شد.

اتصالات بی‌سیم انواع زیادی دارند. در این صورت انتخاب پروتکل شبکه در ابتدا می‌تواند کمی گیج‌کننده باشد، اما هریک از شبکه‌ها دارای ویژگی‌هایی هستند که متناسب با نوع کاربرد انتخاب می‌شوند. در این میان تعدادی از فناوری‌های مختلف بی‌سیم برای فاصله‌های بسیار کوتاه طراحی‌شده‌اند که از آن‌ها به‌عنوان شبکه‌های کوتاه‌برد نام‌برده می‌شود. یکی از مهم‌ترین کاربردهای این نوع از شبکه‌ها، هوشمندسازی ساختمان (به‌ویژه در داخل واحدها) است.

همان‌طور که می‌دانیم شبکه‌های دوربرد امکان اتصال دستگاه‌ها و ارسال سیگنال‌ها را در محدوده‌ای بسیار وسیع (تا چند کیلومتر) فراهم می‌کنند. در مقابل شبکه‌های کوتاه‌برد (و میان‌برد) معرفی می‌شوند که از سیگنال‌هایی استفاده می‌کنند که اغلب می‌توانند تا چند ده متر انتشار یابند.

اولین موضوعی که برای انتخاب شبکه موردبررسی قرار می‌گیرد، فاصله دستگاه‌ها است. دستگاه‌هایی که در بخش‌های داخلی ساختمان‌ها (داخل منزل یا دفتر کار) استفاده می‌شوند اغلب می‌توانند از شبکه‌های کوتاه‌برد استفاده کنند و از سادگی و مصرف انرژی پایین‌تر این نوع پروتکل بهره‌مند شوند.

از رایج‌ترین شبکه‌های کوتاه‌برد می‌توان از زیگ‌بی[3]، زی‌ویو [4]، بلوتوث کم‌مصرف [5] و وای‌فای[6] نام برد. هرکدام از این پروتکل‌ها به‌صورت مجزا در ادامه به‌طور کامل توضیح داده می‌شوند.

[1] Short range
[2] Low Power Wide Area Network (LPWAN)
[3] ZigBee
[4] Z-Wave
[5] Bluetooth Low Energy
[6] Wifi

- **شبکه زیگ‌بی:**

زیگ‌بی یک شبکه بی‌سیم اینترنت اشیا کوتاه‌برد با توان مصرفی پایین، کم‌هزینه و مبتنی بر استاندارد IEEE 802.15.4 است. شبکه زیگ‌بی برخلاف شبکه وای‌فای، از نرخ‌داده پایین‌تری پشتیبانی می‌کند. همچنین این شبکه با استفاده از پروتکل شبکه مش[1]، امکان ارتباط محلی بین تجهیزات مختلف را به‌وجود می‌آورد. شبکه زیگ‌بی نسبت به سایر شبکه‌های شخصی بی‌سیم[2] مانند بلوتوث و وای‌فای، ساده‌تر و ارزان‌تر است. یکی از کاربردهای شبکه بی‌سیم زیگ‌بی در اتوماسیون ساختمان، سیستم‌های خانه هوشمند و کاهش مصرف انرژی است.

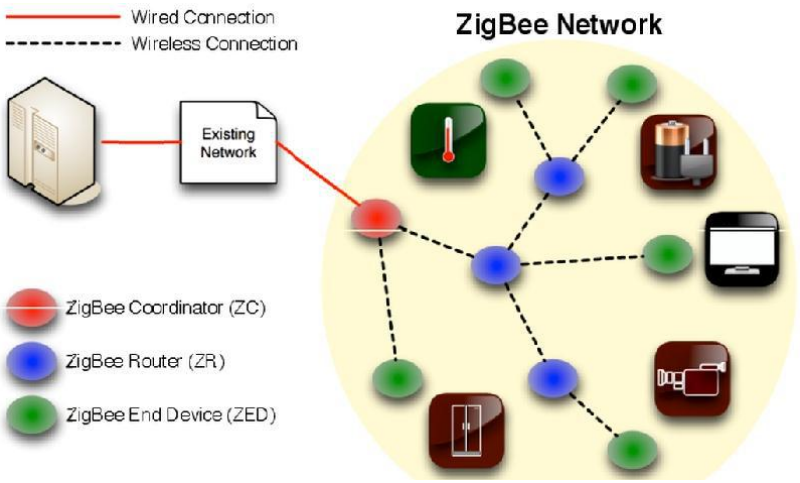
شبکه‌های مشابه با زیگ‌بی نخستین بار در دهه ۹۰ میلادی به‌وجود آمد. شبکه زیگ‌بی در دسامبر سال ۲۰۰۴ به تصویب رسید و Zi gBee Al l i ance اولین نسخه این فناوری را در سال ۲۰۰۵ عرضه کرد. پس از تولید اولین محصول مبتنی بر پروتکل زیگ‌بی، شرکت‌ها به این فناوری جهانی متصل شدند و با گسترش آن، استاندارد ساختمان هوشمند زیگ‌بی وارد بازار شد.

زیگ‌بی مبتنی بر استاندارد بی‌سیم IEEE 802.15.4 و برای شبکه شخصی بی‌سیم ساخته‌شده است. شبکه زیگ‌بی روی فرکانس ۲,۴ گیگاهرتز (در اکثر مناطق)، ۹۰۰ مگاهرتز (در آمریکا و استرالیا) و ۸۶۸ مگاهرتز (در اروپا) کار می‌کند. به کمک زیگ‌بی می‌توان تا ۶۴ هزار دستگاه را به‌صورت بی‌سیم به یکدیگر متصل کرد. در این پروتکل ارتباطی برای اتصال تعداد دستگاه‌های زیاد با نرخ‌داده پایین، یک لایه نظارت بر دسترسی چندگانه تعریف می‌شود. نرخ‌داده‌ها در پروتکل زیگ‌بی حداکثر ۲۵۰ kbps است و در این شرایط می‌توان با امنیت بالا، اطلاعات را بین حسگرها و کنترل‌کننده‌ها در فاصله ۱۰ تا ۱۰۰ متر ارسال کرد.

زیگ‌بی پیکربندی بسیاری از شبکه‌ها را پشتیبانی می‌کند و امکان ارتباط گسترده‌تری را به‌وجود می‌آورد. همچنین باتوجه به پشتیبانی از پروتکل شبکه مش، این شبکه امکان اتصال داخلی بین حسگرها را فراهم می‌کند. با فناوری مش، هر گره شبکه به‌طور مستقیم به گره دیگر متصل می‌شود. در این فناوری برخی از گره‌ها به همه گره‌های دیگر متصل می‌شوند و بعضی فقط به گره‌هایی متصل می‌شوند که باید با آن‌ها اطلاعات مبادله کنند [۱۰].

مطابق شکل ۲–۲ در پروتکل زیگ‌بی سه نوع گره تعریف می‌شود: Coordinator، Router و End device. اگرچه همه این گره‌ها می‌توانند داده ارسال و دریافت کنند، اما هرکدام نقش متفاوتی دارند. در هر شبکه Coor di nat or اطلاعات را دسته‌بندی کرده و امنیت شبکه را فراهم می‌کند. Rout erها گره‌های داخلی هستند که داده‌ها را بین دستگاه‌ها منتقل می‌کنند. درنهایت End Devi ce می‌توانند دستگاه‌هایی با توان مصرفی کم باشند که با Coor di nat or به‌طور مستقیم و یا از طریق Rout erها در ارتباط هستند. تعداد Coor di nat orها، Rout erها و End Devi ceها به نوع شبکه (ستاره‌ای، درختی و مش) بستگی دارد.

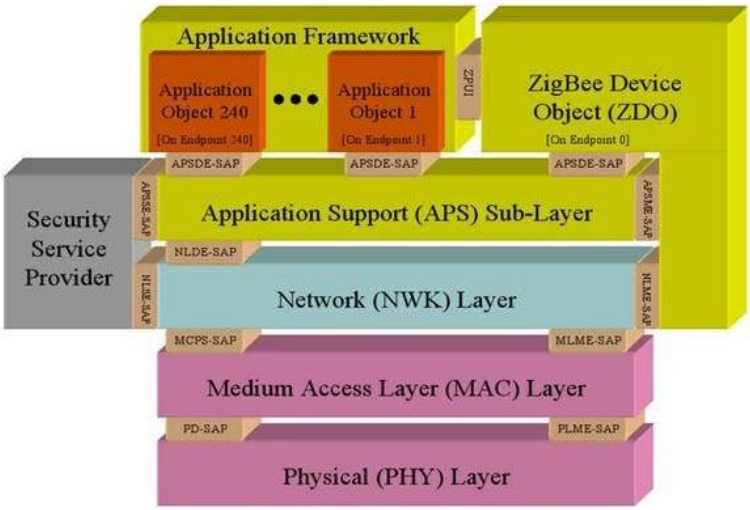
[1] mesh
[2] Wireless Personal Area Network (WPAN)



شکل ۲-۲- معماری شبکه زیگ‌بی

پروتکل زیگ‌بی مطابق شکل ۲-۳ از چندین لایه به شرح زیر تشکیل‌شده است:

- **لایه فیزیکی:** این لایه شامل بخش ارتباط رادیویی (مدولاسیون و دمدولاسیون) می‌شود که وظیفه انتقال و دریافت سیگنال را برعهده دارد. با فرکانس ۲٫۴ گیگاهرتز در این لایه می‌توان اطلاعات را تا ۲۵۰ kbps ارسال و دریافت کرد.
- **لایه MAC[1]:** این لایه وظیفه نظارت بر انتقال مطمئن داده‌ها را برعهده دارد.
- **لایه درونی پشتیبانی نرم‌افزار:** این لایه ارتباط داخلی دستگاه‌ها و نرم‌افزار را فراهم می‌کند و مسئول هماهنگ کردن دو دستگاه بر اساس نوع سرویس‌ها و نیازها است.
- **چارچوب نرم‌افزار:** این بخش دو نوع سرویس داده را برای ارتباط دوطرفه و ارسال عمومی فراهم می‌کند.



شکل ۲-۳- لایه‌های پروتکل زیگ‌بی [۱۱]

[1] Media Access Control

- **شبکه زی‌ویو**

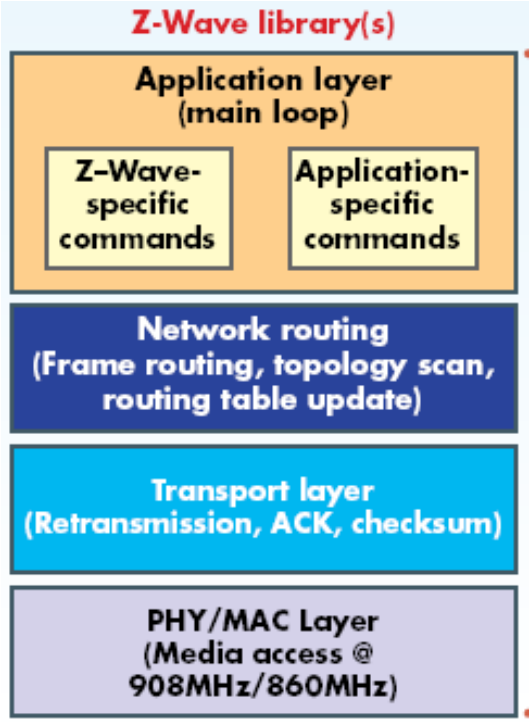
پروتکل زی‌ویو یک پروتکل تجاری است که در درجه اول برای شبکه‌های خانه هوشمند استفاده می‌شود و امکان اتصال تجهیزات هوشمند و تبادل دستورها و داده‌ها بین آن‌ها را به‌وجود می‌آورد. این پروتکل با اتصال دوطرفه از طریق شبکه مش، موجب به‌وجود آمدن اتصالات کم‌هزینه و باکیفیت در اتوماسیون ساختمان می‌شود. زی‌ویو در مقایسه با وای‌فای کم‌مصرف‌تر و در مقایسه با بلوتوث بلندبردتر است. کاربرد شبکه زی‌ویو به‌نوعی شبیه به شبکه زیگ‌بی است با این تفاوت که شبکه زیگ‌بی پروتکل باز بوده و شرکت‌های مختلف می‌توانند چیپ‌ها و تراشه‌های آن را تولید کنند. در صورتی‌که در شبکه زی‌ویو این‌گونه نیست.

پروتکل زی‌ویو که توسط شرکت دانمارکی Zensys ارائه‌شده بود، کار خود را به‌عنوان سیستم کنترل روشنایی و در هوشمندسازی ساختمان آغاز کرد. هدف این شرکت رسیدن به یک راهکار ساده و ارزان برای پروتکل ساختمان هوشمند بود. اتحادیه زی‌ویو متشکل از ۳۰۰ تولیدکننده مستقل دستگاه است که در سال ۲۰۱۴ بیش از ۱۱۰۰ نوع محصول مختلف تائید شده را در سراسر جهان عرضه کردند. این محصولات تمامی نیازهای اتوماسیون ساختمان مسکونی و تجاری را پوشش می‌دهند.

یک شبکه زی‌ویو شامل دستگاه‌های انتهایی اینترنت اشیا و کنترل‌کننده‌های اولیه می‌شود. کنترل‌کننده اولیه که به عنوان هاب خانه هوشمند نیز شناخته می‌شوند، تنها دستگاه در شبکه زی‌ویو است که به اینترنت متصل می‌شود. این کنترل‌کننده اولیه یا هاب، از طریق نرم‌افزار کاربردی خانه هوشمند که روی یک موبایل هوشمند، تبلت و یا کامپیوتر نصب‌شده است، دستورات را از کاربر گرفته و به دستگاه انتهایی در شبکه منتقل می‌کند.

پروتکل زی‌ویو روی باند فرکانسی ۹۰۸,۴۲ مگاهرتز در آمریکا و ۸۶۸,۴۲ مگاهرتز در اروپا کار می‌کند. در مقایسه با دیگر تجهیزات الکتریکی خانه مانند تلفن بی‌سیم، این پروتکل از اختلال با باند ۲,۴ گیگاهرتز که مربوط به وای‌فای و بلوتوث است، جلوگیری می‌کند. نرخ انتقال اطلاعات در شبکه زی‌ویو پایین و حدود ۹,۶، ۴۰ و یا ۱۰۰ کیلوبایت بر ثانیه است. در شبکه زی‌ویو، لایه فیزیکی و کنترل دسترسی به رسانه بر اساس استاندارد جهانی ITU-T G.9959 تعریف شده است و پروتکل از مدولاسیون GFSK و کد نویسی منچستر استفاده می‌کند. هر شبکه زی‌ویو با یک ID شبکه و هر دستگاه انتهایی با یک ID گره شناسایی می‌شود. به‌این‌ترتیب هیچ دو وسیله‌ای یک ID مشترک ندارند. به‌طور مثال IDشبکه مختص یک خانه هوشمند نمی‌تواند دستگاه‌های مشابه در خانه‌ای دیگر را کنترل کند. در این شبکه ارتباط بین تجهیزات در فاصله ۳۰ تا ۱۰۰ متر برقرار می‌شود. به علت وجود دیوارها و مصالح ساختمانی دیگر، محدوده عملکرد شبکه زی‌ویو حتی به ۱۵ متر و یا کمتر از آن نیز می‌رسد [۱۲].

شبکه زی‌ویو از توپولوژی شبکه مش پشتیبانی می‌کند و یک کنترل‌کننده اولیه به همراه چند کنترل‌کننده فرعی وظیفه برقراری ارتباط امن بین دستگاه‌ها را به‌عهده می‌گیرند. در چنین شبکه‌ای دستگاه‌ها می‌توانند با یکدیگر توسط گره‌های میانی ارتباط برقرار کنند و به‌این‌ترتیب موانع ارتباطی و نقاط کور از بین می‌رود.



شکل ۲–۴– لایه‌های پروتکل زی‌ویو [۱۳]

فناوری زی‌ویو شامل سه لایه می‌شود: لایه رادیویی، لایه شبکه و لایه نرم‌افزار. این سه لایه باهم در ارتباط هستند تا منجر به شبکه‌ای قدرتمند و امن شوند.

لایه رادیویی: در این لایه، مسیری که سیگنال بین شبکه و لایه سخت‌افزاری طی می‌کند، تعریف می‌شود. این لایه شامل فرکانس، رمزگذاری و دسترسی سخت‌افزار می‌شود.

لایه شبکه: در لایه شبکه، چگونگی تبادل داده‌ها بین دستگاه‌ها یا گره‌ها مشخص می‌شود. وظایف این لایه شامل آدرس‌دهی، سازمان‌دهی شبکه، مسیریابی و غیره می‌شود.

لایه نرم‌افزار: در این لایه، پیام‌ها و دستوراتی که باید به دستگاه‌ها دیگر ارسال شود، تعریف می‌شود.

لایه شبکه در فناوری زی‌ویو برای انتقال داده بین دستگاه‌های متفاوت خود شامل سه زیرلایه می‌شود:

لایه کنترل دسترسی به رسانه: در این لایه، سخت‌افزار ارتباط بی‌سیم دستگاه کنترل می‌شود. دسترسی به این لایه برای کاربر نهایی وجود ندارد.

لایه انتقال: در این لایه، انتقال پیام و ارتباط بی‌سیم بدون‌نقص با دستگاه دیگر را کنترل می‌کند. کاربر نهایی امکان تغییر در عملکرد این لایه را ندارد ولی می‌تواند نتایج عملکرد آن را مشاهده کند.

لایه مسیریابی: قابلیت شبکه مش در زی‌ویو در این لایه محقق می‌شود. امکان مش‌بندی در شبکه منجر به افزایش رنج شبکه‌های PAN می‌شود. در این لایه، رسیدن پیام به دستگاه مقصد در شبکه مش تضمین می‌شود.

- **فناوری بلوتوث**

بلوتوث و بلوتوث کم‌مصرف دو فناوری ارتباطی بی‌سیم هستند که ویژگی‌ها و کاربردهای متفاوتی دارند. کاربردهای بلوتوث را می‌توان در بلندگوها، هدفون‌های بی‌سیم و ماشین‌ها دید؛ اما BLE[1] باتوجه به توان مصرفی پایین در سرویس‌ها و تجهیزات اینترنت اشیا کاربرد دارد. BLE به‌طور خاص در ابزار هوشمند شخصی که غالباهمراه فرد هستند، کاربرد دارد. با ورود بلوتوث ورژن ۵,۰ به بازار و باتوجه به نرخ‌داده بالاتر، مصرف انرژی این فناوری کمتر از نسخه‌های قبلی BLE شده است. بلوتوث یک استاندارد فناوری بی‌سیم است و به‌عنوان راهی برای انتقال اطلاعات به‌صورت کوتاه‌برد شناخته می‌شود. به همین علت در هدست‌ها، هندزفری‌ها، ساعت‌های هوشمند و ... برای برقراری ارتباط از بلوتوث استفاده می‌شود. بلوتوث در محدوده ۲۴۰۰ تا ۲۴۸۳,۵ مگاهرتز و در باند فرکانسیISM ۲,۴ GHz عمل می‌کند. در این فناوری داده‌ها به بسته‌های کوچکی تقسیم و توسط یکی از ۷۹ کانال بلوتوث منتقل می‌شوند. (هرکدام از کانال‌ها پهنای باند ۱ مگاهرتز دارند.)

بلوتوث در ابتدا برای کاربردهایی با جریان داده مداوم طراحی‌شده بود. این بدان معناست که با بلوتوث می‌توان داده‌های زیادی را در مدت‌زمان نسبتاً کم در فاصله کوتاهی منتقل کرد. برخی کاربردهای بلوتوث عبارت‌اند از:

- هدست‌های بی‌سیم
- انتقال فایل بین دستگاه‌ها
- کیبورد و پرینترهای بی‌سیم
- اسپیکرهای بی‌سیم

در سال ۲۰۰۱ فناوری بلوتوث کم‌مصرف به‌عنوان بلوتوث ۴,۰ وارد بازار شد. تفاوت این فناوری با بلوتوث معمولی، توان مصرفی پایین آن است. زمانی که درباره تجهیزات و سرویس‌های اینترنت اشیا صحبت می‌کنیم، مصرف پایین انرژی اهمیت بالایی دارد. با فناوری بلوتوث کم‌مصرف سرویس‌های اینترنت اشیا با یک باتری به مدت ۴ یا ۵ سال کار خواهند کرد. بلوتوث کم‌مصرف نیز در باند فرکانسی ISM ۲,۴ GHz کار می‌کند. اما برخلاف بلوتوث معمولی، بلوتوث کم‌مصرف در زمان‌هایی که تبادل داده انجام نمی‌گیرد، در حالت خواب قرار می‌گیرد. زمان اتصال در بلوتوث کم‌مصرف تنها چند میلی‌ثانیه است؛ برخلاف بلوتوث که این زمان به چند ۱۰۰ میلی‌ثانیه می‌رسد. زمان کوتاه اتصال در بلوتوث کم‌مصرف به علت نرخ‌داده بسیار بالای آن و در حد ۱ مگابایت بر ثانیه محقق می‌شود. بلوتوث کم‌مصرف در موارد زیر کاربرد بیشتری دارد:

- مانیتورینگ فشارخون
- حس‌گرهای مانیتورینگ صنعتی
- ردیابی موقعیت جغرافیایی
- حمل‌ونقل عمومی

[1] Bluetooth Low Energy

در دسامبر سال ۲۰۱۶ بر اساس استاندارد بلوتوث، بلوتوث ۵ معرفی شد. ویژگی‌های این فناوری جدید بر بلوتوث کم‌مصرف تمرکز دارد. سرعت انتقال داده در بلوتوث ۵,۰ دو برابر نسل پیشین است. نرخ‌داده در بلوتوث کم‌مصرف ۱ مگابایت بر ثانیه بود اما در بلوتوث ۵,۰ نرخ‌داده ۲ مگابایت بر ثانیه است و به‌این‌ترتیب مصرف انرژی نیز کمتر خواهد بود. بلوتوث کم‌مصرف در مقایسه با سایر پروتکل‌های بی‌سیم (مانند زیگ‌بی یا زی‌ویو) نرخ‌داده بالاتری دارد. با بلوتوث نسل ۵ و بالاتر رفتن نرخ‌داده، سرویس‌ها و کاربردهای جدید در اینترنت اشیا به‌وجود آمده است [۱۴].

ساختار یک دستگاه با پروتکل بلوتوث کم‌مصرف نیز مانند دیگر فناوری‌های بی‌سیم از چندلایه تشکیل‌شده است. هر لایه وظیفه خاصی را برعهده دارد تا به عملکرد دستگاه بلوتوث کم‌مصرف منجر شود. معماری بلوتوث کم‌مصرف از سه بخش اصلی تشکیل‌شده است: نرم‌افزار، هاست و کنترل‌کننده. لایه‌های این پروتکل مطابق شکل ۲–۵ به شرح زیر است.

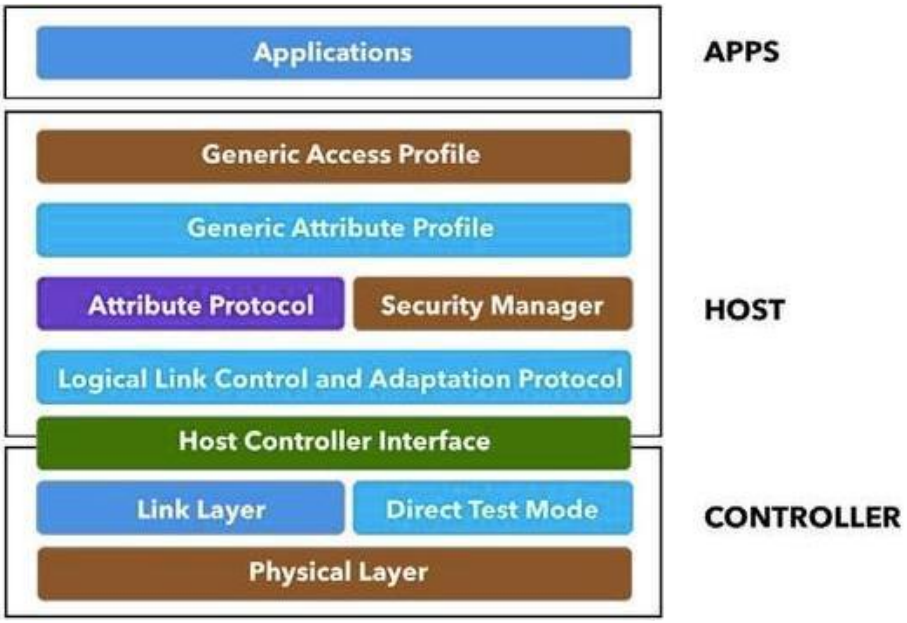
لایه کاربرد: بالاترین لایه در معماری بلوتوث کم‌مصرف است و شامل منطق، رابط کاربری و مدیریت داده می‌شود.

لایه هاست: این لایه خود شامل چندلایه می‌شود که عبارت‌اند از:

- پروفایل دسترسی عمومی(GAP)
- پروفایل مشخصات عمومی(GATT)
- کنترل لینک منطقی و پروتکل سازگاری(L2CAP)
- پروتکل مشخصه(ATT)
- مدیر امنیت(SM)
- رابط کنترل‌کننده و هاست(HCI) ، سمت هاست

لایه کنترل‌کننده: این لایه نیز شامل لایه‌های زیر می‌شود:

- رابط کنترل‌کننده هاست(HCI) ، سمت کنترل‌کننده
- لایه ارتباط(LL)
- لایه فیزیکی(PHY)



شکل ۲–۵- معماری بلوتوث کم‌مصرف [۱۵]

به‌طور خلاصه، بلوتوث و بلوتوث کم‌مصرف برای اهداف متفاوتی کاربرد دارند. بلوتوث می‌تواند اطلاعات زیادی را ارسال و دریافت کند، اما مصرف باتری و هزینه بالایی دارد. در مقابل بلوتوث کم‌مصرف برای کاربردهای که نیاز به تبادل حجم زیادی از داده را ندارند، استفاده می‌شود و سال‌ها با یک باتری کار می‌کند و درنتیجه ارزان‌تر است. ازآنجاکه سرویس‌های اینترنت اشیا شامل تجهیزات کوچک و حس‌گرها می‌شود، بلوتوث کم‌مصرف در این حوزه کاربرد دارد.

- **فناوری وای‌فای**

طی ۱۵ سال گذشته، وای‌فای از یک فناوری کُند به یک فناوری قوی و پرکاربرد تبدیل‌شده است. ازآنجایی‌که این فناوری در زندگی صدها میلیون نفر نقش مهم و اساسی دارد، به‌طور مداوم شاهد بهبود آن هستیم. هرچند هنوز هم کاربردهای آن در تجهیزات اینترنت اشیا نسبت به دیگر پروتکل‌های ارتباطی محدود است.

در اینجا سه استاندارد اخیر وای‌فای را بررسی می‌کنیم. اما پیش از آن استاندارد IEEE معرفی خواهد شد. موسسه مهندسان برق و الکترونیک یا IEEE یک انجمن حرفه‌ای است که درزمینه ارتباطات الکترونیک فعالیت می‌کند. در IEEE استانداردها و پروتکل‌های صنایع مختلف مانند مخابرات و فناوری اطلاعات تدوین می‌شود. برای هر استاندارد که توسط IEEE تصویب می‌گردد، یک عدد اختصاص داده می‌شود. 802 پیشوندی است که برای معرفی هر پروتکل یا شبکه به‌کار می‌رود. برای مثال شبکه‌های محلی[1] با عدد 802.3 مشخص می‌شوند و برای شبکه‌های شخصی بلوتوث عدد 802.15 تعیین‌شده است. شبکه‌های بی‌سیم محلی که در اینجا موردبحث قرار می‌گیرد نیز با 802.11 نمایش داده می‌شوند.

[1] Local Area Network

در سال ۱۹۹۷ انجمن IEEE مبنای استاندارد ارتباطات در شبکه محلی بی‌سیم را منتشر کرد. همان‌طور که گفته شد این استاندارد با 802.11 مشخص می‌گردد. در سال‌های بعد استاندارد 802.11 اصلاحات زیادی داشت که به بهبود آن کمک کرد. در اینجا ما روی سه استاندارد شبکه وای‌فای که اخیراً به‌وجود آمده است، تمرکز داریم:

- **استاندارد ۲۰۱۶- 802.11ah (HaLow)**

اکثر استانداردهای وای‌فای در هر دو باند ۲,۴ گیگاهرتز و ۵ گیگاهرتز کار می‌کنند. استاندارد 802.11ah برای افزایش برد نسبتاً کم وای‌فای استفاده می‌شود. به‌خصوص برای حس‌گرهای اینترنت اشیا که نیاز به نرخ‌داده بالا ندارند.HaLow یک وای‌فای ۹۰۰ مگاهرتز برای انتقال بلندبرد داده است.HaLow به‌عنوان یک استاندارد کم‌مصرف شناخته می‌شود. به این منظورHaLow از زمان بیداری هدف استفاده می‌کند تا مصرف انرژی موردنیاز دستگاه‌ها برای برقراری اتصال با شبکه کاهش پیدا کند. به‌این‌ترتیب دستگاه‌ها برای ارسال و دریافت داده در زمان بسیار کوتاه و در فواصل معین بیدار می‌شوند؛ برای مثال چند میلی‌ثانیه در هر ۱۵ ثانیه.

از مزایای این استاندارد می‌توان به نفوذ بهتر وای‌فای از موانع و دیوارها نسبت به شبکه 802.11ad اشاره کرد. همچنین استاندارد AH باتوجه به مصرف انرژی پایین و برد نسبتاً بلند، برای کاربردهایی با نرخ داده‌های پایین مناسب است. برای مثال این استاندارد در تجهیزات ساختمان هوشمند مانند روشنایی هوشمند، تهویه هوشمند و سیستم امنیتی هوشمند کاربرد دارد.

باوجوداینکه استاندارد AH دردسترس است اما کاربرد زیادی ندارد. استانداردHaLow در سال ۲۰۱۶ معرفی شد، اما در حال حاضر هیچ محصول واحدی در بازار وجود ندارد که از آن استفاده کند. شاید یک دلیل این موضوع، نبود یک استاندارد جهانی باشد. نباید این واقعیت را نادیده گرفت که در بازار تکنولوژی‌ها و شبکه‌های دیگری نیز برای پاسخ به نیازهای اینترنت اشیا وجود دارد که در رقابت از وای‌فای پیشی گرفته‌اند [۱۶].

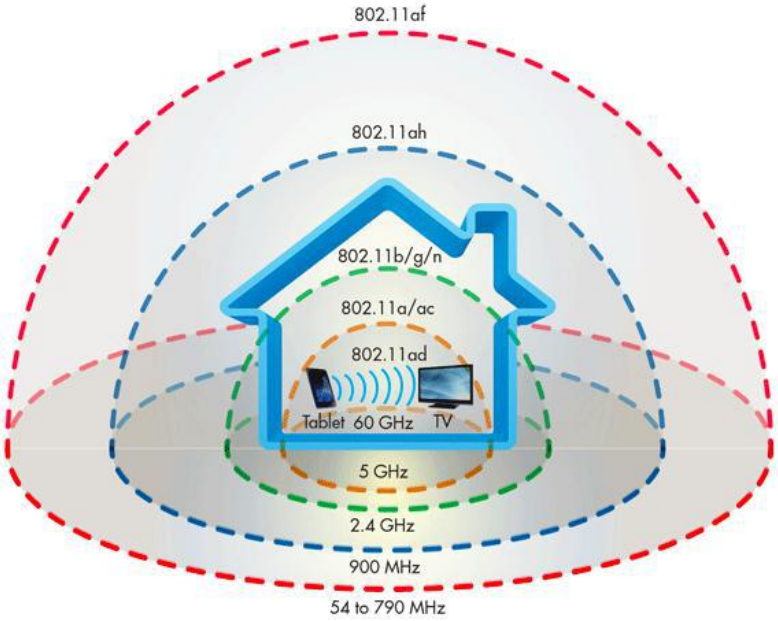
- **استاندارد ۲۰۱۴- 802.11af (AF)**

استاندارد 802.11af از فرکانس‌های طیف تلویزیونی استفاده‌نشده در UHF و VHF استفاده می‌کند. ازآنجاکه این فرکانس‌ها بین ۵۴ مگاهرتز و ۷۹۰ مگاهرتز هستند، AF را می‌توان برای مصارفی با توان پایین و برد بلند استفاده کرد؛ مانندHaLow.

فناوری 802.11af در سال ۲۰۱۴ معرفی شد اما به‌دلیل برخی محدودیت‌ها هرگز فراگیر نشد. اولین دلیل آن، پیچیدگی در موقعیت‌های جغرافیایی و باند فرکانسی در هر شهر است. از طرف دیگر زیرساخت رادیویی باید به‌گونه‌ای طراحی شود تا در طول صدها مگاهرتز از باند فرکانسی UHF کار کند. این بدان معناست که برای خرید تجهیزاتی با قابلیت دسترسی به همه این باندهای فرکانسی، باید هزینه بسیار زیادی پرداخت کرد. ازآنجاکه 802.11af می‌تواند یک باره از چندین کانال تلویزیونی استفاده‌نشده، استفاده کند، برای دستگاه‌هایی با برد بسیار بلند و نرخ‌داده زیاد مناسب است. بااین‌حال باتوجه به هزینه بالای سخت‌افزار و عدم دسترسی به همه کانال‌های ارتباطی در همه شهرها، این استاندارد فقط در سازمان‌هایی که به شبکه بی‌سیم برد بلند نیاز دارند استفاده می‌شود [۱۶].

- **استاندارد ۲۰۱۲- 802.11ad (AD)**

استاندارد 802.11ad تفاوت زیادی با استاندارد AH دارد. استاندارد AH برای فناوری‌هایی با توان مصرفی پایین و دور برد مناسب است. درحالی‌که AD یک استاندارد وای‌فای ۶۰ گیگاهرتز با توانایی انتقال نرخ‌داده بسیار بالا و ارتباط کوتاه برد است. درواقع استاندارد AD یک جایگزین برای فیبر نوری است که می‌تواند اطلاعات را با سرعت ۸ گیگابایت بر ثانیه ارسال و دریافت کند؛ یعنی ۵۰ برابر سریع‌تر از 802.11n. این استاندارد نیز کاربرد چندانی ندارد، زیرا بازار آن محدود است. افراد بسیار کمی به سرعت‌های چند گیگابایت در شبکه‌های کوتاه‌برد نیاز دارند. کاربرد استاندارد 802.11ad در سازمان‌های مالی و سرمایه‌گذاری است که به دستگاه‌هایی با پهنای باند محدود و کوتاه‌برد نیاز دارند، همچون ایجاد جریان ویدیویی بی‌سیم و نمایش هم‌زمان داده‌های ضبط‌شده توسط دوربین [۱۶].



شکل ۲–۶- استانداردهای شبکه وای‌فای [۱۶]

۲- ۳- ۲- شبکه‌های دوربرد با توان پایین

فناوری شبکه‌های دوربرد توان پایین امکان اتصال دستگاه‌ها در محدوده‌ای وسیع، با مصرف توان (باتری) کم را فراهم می‌کند. LPWAN عنوان طیف گسترده‌ای از پروتکل‌ها و فناوری‌هاست که امکان اتصال حس‌گرها و کنترل‌کننده‌ها را بدون استفاده از شبکه‌های قدیمی همچون وای‌فای و شبکه‌های تلفن همراه فراهم می‌کند. شبکه‌های LPWAN نسبت به غالب شبکه‌های بی‌سیم متداول نرخ‌داده کمتری دارد؛ اما ویژگی اتصال ارزان و به‌صرفه تعداد بسیار زیادی گره انتهایی (حسگر و عملگر) یک فرصت عالی را ویژه راهکارهای اینترنت اشیا به‌وجود آورده است. با استفاده از این شبکه حس‌گرها و دستگاه‌ها می‌توانند اطلاعات را در محدوده چندین کیلومتر ارسال کنند و برای این کار با باتری‌های AA معمول تا سال‌ها کار خواهند کرد.

بسیاری از راهکارهای اینترنت اشیا به حس‌گرهایی نیاز دارند تا داده‌ها را در محدوده وسیعی منتشر کنند. کاربردهای آن را می‌توان در مجتمع‌های ساختمانی هوشمند، شهر هوشمند، صنعت هوشمند و ... دید. زمانی که حس‌گرهای زیاد را در محدوده وسیعی قرار می‌دهید، برای اتصال آن‌ها به ارتباط بی‌سیم با برد بلند و توان مصرفی پایین نیاز دارید.

تا اوایل سال ۲۰۱۳ عبارتی به نام LPWAN وجود نداشت، اما نیازمندی و شواهدی که از پتانسیل بسیار بالای تکنولوژی‌های LPWAN به‌دست آمد، این فناوری را تبدیل به یکی از جنبه‌های مهم و درحال‌توسعه بازار اینترنت اشیاء کرد. به‌عنوان نمونه موسسه Machi na Research وجود ۳,۶ میلیارد اتصال LPWAN را تا سال ۲۰۲۴ پیش‌بینی کرده بود و این در حالی است که هم‌اکنون تنها در حدود چند ده میلیون از این نوع اتصال وجود دارد. این نشان‌دهنده نرخ رشد بالای این شبکه‌ها در سال‌های آتی است. البته مسئله‌ای که لازم است به آن توجه شود این است که شبکه‌های LPWAN با ایجاد ناحیه پوشش وسیع، با هزینه پایین‌تر و مصرف توان بهینه، به‌عنوان مکمل و نه جایگزین شبکه‌های سلولی و فناوری‌های برد کوتاه به‌حساب می‌آیند. همان‌طور که اشاره شد، مهم‌ترین دلایل به‌وجود آمدن بازارهای جدید مبتنی بر این فناوری عبارت‌اند از [۱۷]:

هزینه پایین: شبکه‌های LPWAN با فروش مودم‌هایی باقیمت کمتر از ۵ دلار و هزینه اتصال سالانه کمتر از ۱ دلار (برای برخی کاربردها)، قادر به به‌کارگیری برای اتصال محدوده وسیعی از تجهیزات است. درحالی‌که استفاده از شبکه‌های سلولی سنتی بسیار گران‌تر است، هزینه شبکه‌های LPWAN سال‌به‌سال کاهش نیز می‌یابد.

عدم نیاز به منبع تغذیه دائمی: ممکن است استفاده از شبکه‌های سلولی برای برخی از کاربردهای اینترنت اشیا ازنظر هزینه منطقی به‌نظر برسد، اما به‌دلیل عدم دسترسی به منبع تغذیه دائمی استفاده از آن غیرممکن است. بدون شک ارائه سرویسی که بدون نیاز به تعویض باتری برای چندین سال به‌درستی عمل کند، بازارهای بسیاری را ایجاد می‌کند که ازجمله برخی مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به کنتورهای گاز و آب اشاره کرد.

انتشار امواج در محیط با مقاومت بالا: توانایی امواج در رسیدن به عمق زیر سطح زمین این فناوری را برای کاربردهایی نظیر اتصال کنتورهایی که در زیر زمین قرارگرفته‌اند یا حس‌گرهای پایش لوله‌های فاضلاب مناسب کرده است.

در حوزه شبکه‌های LPWAN ، پروتکل‌ها و فناوری‌های مختلفی قرار می‌گیرند که یکی از اساسی‌ترین تفاوت‌های آن‌ها در طیف فرکانسی مورداستفاده‌شان است. شبکه‌های LPWAN که در باندهای بدون نیاز به مجوز کار می‌کنند با استفاده از مزیت طیف فرکانسی رایگان، مسیر راحت‌تری تا ورود به بازار را طی خواهند کرد. در مقابل، شبکه‌های استانداردشده توسط موسسه 3GPP[1] قرار دارند که در باندهای دارای مجوز کار می‌کنند.

استفاده از هرکدام از راهکارهای شبکه‌های LPWAN در باند دارای مجوز (ISM) یا بدون نیاز به مجوز دارای مزایا و معایبی است. امروزه و پس از فراز و نشیب زیاد و معرفی پروتکل‌های متنوع، مهم‌ترین شبکه‌ها و پروتکل‌های

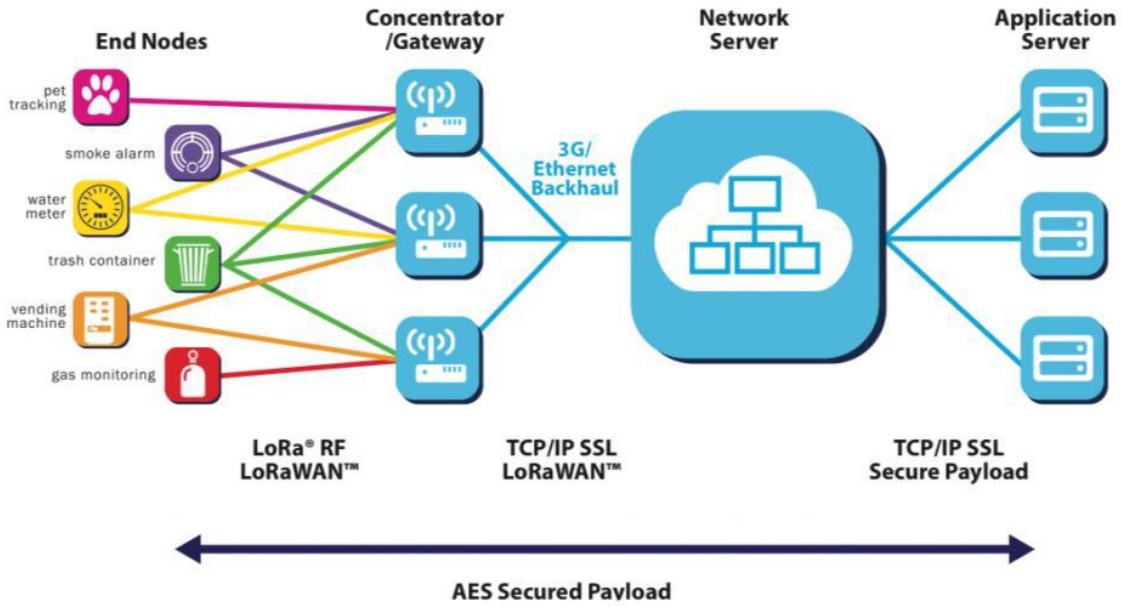
[1] 3rd Generation Partnership Project

LPWANکه در بازار توسعه‌یافته‌اند عبارت‌اند از شبکه لورا[1]، سیگفاکس[2] و NB-IoT. در ادامه هرکدام از این پروتکل‌ها به‌صورت مجزا توضیح داده می‌شود.

- **شبکه لورا**

شبکه لورا یکی از پروتکل‌های اصلی دوربرد توان پایین ویژه اینترنت اشیا است. این فناوری به سیگنال‌ها اجازه می‌دهد تا حتی در سطوح پایین‌تر از نویز نیز منتشر و بازیابی شوند. تجهیزات مبتنی بر شبکه لورا می‌توانند تا سال‌ها فقط با یک باتری کار کنند. شاید مهم‌ترین مشخصه شبکه لورا که توانسته است در کنار مزیت‌های فنی این پروتکل زمینه رشد سریع آن را فراهم کند، رویکرد غیر انحصاری توسعه این پروتکل بر بستر یک جامعه آزاد و با مشارکت مجموعه‌های مختلف فناوری باشد.

همان‌طور که اشاره شد، شبکه لورا یک پروتکل ارتباطی LPWAN ویژه اینترنت اشیا در باندهای فرکانسی بدون نیاز به مجوز است که می‌تواند محدوده وسیعی را با توان مصرفی پایین تحت پوشش قرار دهد. این فناوری توسط شرکت Semtech و جامعه‌ای از شرکت‌های بزرگ حوزه فناوری (همچون IBM, Cisco, HP, Foxconn) که LoRa Alliance نام دارد، توسعه‌یافته و پشتیبانی می‌شود [۱۷].



شکل ۲-۷- معماری شبکه لورا [۱۸]

معماری ساختار یک شبکه لورا همان‌طور که در شکل ۲-۷ آمده است از دستگاه‌های انتهایی مبتنی بر لورا (حس‌گرها و عملگرها که اصطلاحاً End-Device خوانده می‌شوند)، درگاه‌ها[3]، سرور شبکه و نهایتاً اپلیکیشن و نرم‌افزار کاربر تشکیل‌شده است.

[1] LoRaWAN
[2] SigFox
[3] LoRaWAN Gateways

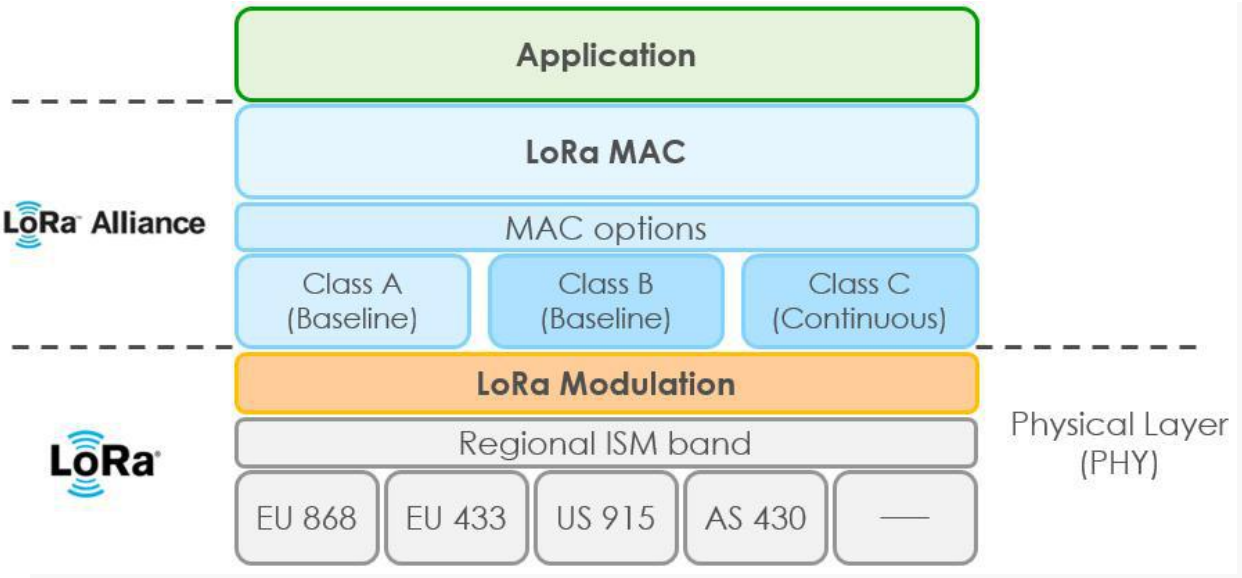
توپولوژی شبکه لورا به‌صورت ستاره‌ای[1] است. دستگاه‌های انتهایی، اطلاعات را به از طریق شبکه لورا به درگاه ارسال می‌کنند. پس از دریافت داده توسط درگاه، درگاه اطلاعات را بر روی یک لینک ارتباطی مبتنی بر اینترنت به سمت سرور شبکه می‌فرستد. این لینک ارتباطی می‌تواند توسط شبکه اترنت، LTE/3G و یا شبکه‌های داخلی طراحی شود. سپس اطلاعات توسط سرور شبکه در اختیار نرم‌افزار کاربران قرار می‌گیرد.

درحقیقت درگاه و سرور شبکه مانند یک واسطه بین نرم‌افزار کاربر و دستگاه‌های انتهایی عمل می‌کند و امکان رسیدن داده به نرم‌افزار را فراهم کند. در شبکه لورا داده‌ها به‌صورت کامل (End-to-End) بین دستگاه‌ها و اپلیکیشن کاربر از طریق رمزگذاری AES ارسال می‌شود. ازاین‌رو امنیت اطلاعات کاربران نیز تضمین می‌شود. فناوری شبکه لورا با به کارگیری لینک متقارن، امکان ارتباط کاملاً دوسویه را فراهم می‌کند؛ این مسئله به‌ویژه در سرویس‌های اینترنت اشیاء که نیاز به ارسال دستورهای کنترلی از سمت سرور به تجهیزات انتهایی را دارند، بسیار بااهمیت است.

در شبکه لورا نرخ ارسال داده مبتنی بر پروتکل لایه فیزیکی LoRa ۲۷ kb/s است و هر درگاه می‌تواند داده‌های هزاران دستگاه انتهایی را جمع‌آوری کند. همچنین پوشش رادیویی هر درگاه شبکه لورا در مناطق باز و حومه شهر تا ۱۵ کیلومتر نیز می‌رسد.

اگرچه در بسیاری موارد، شبکه لورا در کلام به‌طور مختصر لورا خوانده می‌شود، اما ازنظر فنی، این دو متفاوت هستند. لورا پروتکل لایه فیزیکی یا مدولاسیون بی‌سیمی است که به‌منظور ایجاد لینک ارتباطی با ناحیه پوشش وسیع استفاده می‌شود. بسیاری از سیستم‌های پیشین به‌منظور رسیدن به توان پایین از مدولاسیون Shift Frequency Keying در لایه فیزیکی بهره می‌بردند. اما لورا مبتنی بر مدولاسیون CSS[2] است که علاوه‌بر فراهم آوردن خاصیت توان پایین مدولاسیون FSK، ناحیه پوشش و نفوذپذیری را نیز به‌طور قابل‌توجهی افزایش می‌دهد. چندین دهه چنین مدولاسیونی به‌دلیل مقاوم‌بودن در برابر تداخل و ناحیه پوشش وسیع، تنها در کاربردهای نظامی و ارتباطات فضایی استفاده می‌شد. اما لورا اولین پیاده‌سازی کم‌هزینه و مناسب برای کاربردهای تجاری از چنین سیستمی است که در باندهای بدون نیاز به مجوز کار می‌کند. پروتکل شبکه لورا درحقیقت پروتکلی در لایه بالاتر (MAC) است که بر پایه پروتکل لورا توسعه‌یافته و کار می‌کند و امکان راه‌اندازی یک شبکه کامل را فراهم می‌سازد [۱۷].

[1] Star of Stars topology
[2] Spectrum Spread Chirp



شکل ۲-۸- لایه‌های شبکه لورا [۱۸]

ازنظر مدل توسعه، شبکه لورا در مقابل شبکه سیگفاکس استراتژی کاملاً متفاوتی را اتخاذ کرده و مشارکت در تمام قسمت‌ها باز و ممکن است. عضویت در Al l i ance LoRa و مشارکت در توسعه و استفاده از استانداردهای این فناوری برای همه امکان‌پذیر است. هر شرکت سخت‌افزاری می‌تواند دستگاه‌های انتهایی و درگاه را مطابق با استانداردهای شبکه لورا تولید کند. حتی تولید ماژول‌های رادیویی (لایه فیزیکی) که تا دو سال پیش تنها توسط Sem t ech انجام می‌گرفت، با فروش l i cense به کمپانی‌های NXP و M crochi p، از انحصار یک کمپانی خاص خارج‌شده است.

ازاین‌رو شبکه لورا، راهبرد توسعه بسیار منعطفی را پیش‌گرفته که درنتیجه آن به توسعه شبکه به یک شرکت خاص وابسته نیست. همین امر رشد این پروتکل را سرعت بخشیده است و علی‌رغم شروع دیرتر نسبت به سیگفاکس هم‌اکنون در مناطق بیشتری پوشش رادیویی دارد. شبکه لورا تاکنون (سپتامبر ۲۰۱۹) در ۹۵ کشور وجود دارد و این روند توسعه در آینده، سیاره‌ای هوشمند خواهد ساخت. همچنین مدل‌های متنوعی نیز از شبکه‌های کاملاً خصوصی و خارج از بستر اینترنت تا شبکه‌های عمومی با طرح‌های تجاری مختلف، بر بستر این فناوری شکل‌گرفته است. از سوی دیگر اکوسیستم باز شبکه لورا موجب شده است که این فناوری در بخش فنی نیز به‌سرعت توسعه و در این زمینه نسبت به سایر پروتکل‌ها پیشی گیرد.

- **شبکه سیگفاکس**

شبکه سیگفاکس به‌عنوان یکی از شبکه‌های LPWAN نخستین بار در سال ۲۰۰۹ توسط شرکت فرانسوی به همین نام ارائه شد. باتوجه به مصرف انرژی و هزینه بالا در فناوری شبکه‌های تلفن همراه که معمولاً در تلفن‌های هوشمند استفاده می‌شوند، سیگفاکس نوع جدیدی از فناوری شبکه را ارائه کرد: شبکه‌ای ارزان‌قیمت با توان مصرفی پایین و نرخ‌داده محدود.

در شبکه سیگفاکس که به‌طور ویژه برای اینترنت اشیا ارائه‌شده است، داده‌ها تا حجم ۱۲ بایت، در باندهای فرکانسی بدون نیاز به مجوز و از طریق مدولاسیون باند فوق باریک[1] منتقل می‌شوند. این فناوری برای ارسال داده از مدولاسیون رادیویی BPSK[2] استفاده می‌کند. همچنین به‌منظور قابلیت نفوذ بالا در اجسام، از مدولاسیون باند فوق باریک نیز استفاده شده است. شبکه سیگفاکس برای برقراری کلیه ارتباطات از بخش بدون نیاز به مجوز باند فرکانسی بهره می‌برد. پروتکل‌های لایه شبکه سیگفاکس محرمانه بوده و تنها در اختیار کمپانی آن است [۱۹].

در شبکه سیگفاکس هر یک از ابزارها قادر به ارسال حدود ۱۴۰ پیام روزانه (با محدودیت ارسال بیشینه ۷ پیام در ساعت) هستند که هر پیام دارای حداکثر ۱۲ بایت داده اصلی است. علاوه‌بر این اخیراً امکان دریافت پیام برای دستگاه‌های انتهایی در شرایطی که نیاز به ارسال دستور[3] از سمت سرور باشد نیز توسط سیگفاکس فراهم‌شده اما با این فناوری تنها امکان دریافت ۴ پیام در روز برای هر دستگاه وجود دارد. باتوجه به مجموع محدودیت‌های مذکور، این شبکه بیشتر برای کاربردهایی نظیر خوانش کنتورها و ... که با نرخ تبادل داده آن سازگار است مناسب خواهد بود.

همان‌طور که در مطلب شبکه لورا نیز گفته شد، شبکه سیگفاکس به‌طور انحصاری توسط این شرکت و باهمکاری شرکای منطقه‌ای توسعه می‌یابد، ازاین‌رو نسبت به مهم‌ترین رقیب خود یعنی شبکه لورا در کشورهای کمتری پوشش‌دهی و سرعت رشد پایین‌تری دارد. فناوری سیگفاکس تاکنون (سپتامبر ۲۰۱۹) در ۴۵ کشور جهان راه‌اندازی شده است.

در بحث مدل تجاری، سیگفاکس یک رویکرد بالا به پایین[4] اتخاذ کرده است. این شرکت تمام فناوری‌ها از بخش دیتاها و سرور ابری تا نرم‌افزار سمت دستگاه‌های انتهایی را به‌صورت کامل و انحصاری در اختیار خود دارد. تنها بخشی که سیگفاکس به سایر کمپانی‌ها اجازه مشارکت می‌دهد، فناوری سمت دستگاه‌های انتهایی است. در حال حاضر شرکت‌هایی نظیر STMicroelectronics، Atmel و Texas Instruments ماژول‌های رادیویی این شرکت را تولید می‌کنند [۱۹].

درواقع راهبرد تجاری سیگفاکس این است که به‌عنوان یک اپراتور سراسری شبکه اینترنت اشیاء عمل کرده و با ارائه شبکه/نرم‌افزار به‌عنوان خدمت، کسب درآمد کند. سیگفاکس از طریق همکاری با اپراتورها، شبکه خود را گسترش می‌دهد و به‌جای فروش سخت‌افزارهای سمت دستگاه انتهایی، از شارژهای دوره‌ای که بر اساس یورو تعیین می‌شود کسب درآمد می‌کند.

اما در این مدل تجاری چالش‌هایی نیز وجود دارد. به‌عنوان نمونه کسی که می‌خواهد از شبکه سیگفاکس استفاده کند راهی جز مکاتبه مستقیم با خود این شرکت ندارد. علاوه‌بر این، در یک منطقه تنها یک ارائه‌دهنده شبکه سیگفاکس می‌تواند وجود داشته باشد؛ چراکه این شرکت با اپراتورهای شبکه به‌صورت انحصاری توافق می‌کند. ازاین‌رو جهت توسعه خدمات در تمامی مناطق موردنظر، لازم است توافق نماینده شبکه سیگفاکس برای ایجاد زیرساخت در آن منطقه جلب شود.

[1] Ultra Narrow Band (UNB)
[2] Binary Phase Shift Keying
[3] Command
[4] Top-down

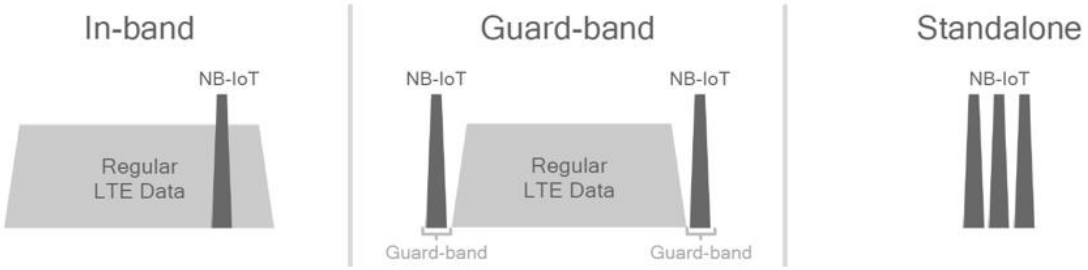
در کنار موارد اشاره‌شده، مدل ارائه سرویس شبکه سیگفاکس و عدم امکان ارائه خدمات و جمع‌آوری داده‌ها بر بستری غیر از زیرساخت اختصاصی این کمپانی فرانسوی، استفاده از این بستر برای راهکارهایی که منجر به جمع‌آوری اطلاعات حساس شهروندان می‌شود را با چالش‌هایی مواجه کرده است.

- **شبکه NB-IoT[1]**

شبکه NB-IoT یک فناوری دوربرد توان پایین است که توسط سازمان استانداردسازی 3GPP و به‌طور ویژه برای راهکارهای اینترنت اشیا توسعه داده‌شده است. NB-IoT که شاید بتوان آن را تازه‌واردترین فناوری LPWAN دانست، پس از ارائه شبکه‌های لورا و سیگفاکس عرضه شد و هدف از آن ارائه پروتکلی بود که بتواند توسط اپراتورهای موبایل و در باندهای فرکانسی مجوزدار استفاده شود.

همان‌طور که در مقدمه نیز اشاره شد، شبکه NB-IoT یک فناوری دوربرد توان پایین ویژه راهکارهای اینترنت اشیاء است. این فناوری نسبت به LTE-M که پیش‌تر و برای ارتباطات ماشین-با-ماشین توسط 3GPP ارائه‌شده بود، توان مصرفی پایین‌تر، هزینه کمتر و ناحیه پوشش وسیع‌تر را که از ویژگی‌های مشترک شبکه‌های LPWAN است مورد تمرکز قرار داده است. از سوی دیگر اما نرخ‌داده این شبکه نسبت به سایر فناوری‌های 3GPP پایین‌تر است [۱۷].

اگرچه شبکه NB-IoT به‌نوعی بر پایه شبکه‌های LTE توسعه‌یافته است، اما در لایه فیزیکی مبتنی بر مدولاسیون DSSS با پهنای باند فرکانسی ۲۰۰ کیلوهرتز است. این مدولاسیون نسبت به مدولاسیون OFDMA که در LTE بکار گرفته‌شده است مصرف توان کمتری دارد.



شکل ۲-۹- کانال‌های فرکانسی NB-IoT [۲۰]

همان‌طور که در شکل ۲-۹ مشاهده می‌شود، کانال فرکانسی به NB-IoT می‌تواند به سه صورت تخصیص یابد:

- در میانه باند کانال با فرکانس ۱۸۰ کیلوهرتز (In band)
- در باندهای محافظ شبکه (LTE guard badnd)
- و به‌صورت باند مستقل ۲۰۰ کیلوهرتز (standal on)

مزیت‌های شبکه NB-IoT نسبت به شبکه‌های موبایل که پیش‌تر توسط 3GPP ارائه‌شده بودند عبارت‌اند از:

- شبکه NB-IoT توان مصرفی بسیار کمتری در زمان عملکرد دارد. البته باید توجه داشت که همه تراشه‌های فناوری NB-IoT توان مصرفی یکسان ندارند.

[1] NarrowBand-IoT

- انتظار می‌رود هزینه اولیه ماژول‌های شبکه NB-IoT قابل‌مقایسه با GSMGPRS باشد. بااین‌حال این فناوری بسیار ساده‌تر از GSMGPRS است و با افزایش تقاضا، احتمالاً هزینه آن نیز کاهش یابد.
- فناوری شبکه NB-IoT می‌تواند عمق نفوذ بیشتری نسبت به M-LTE فراهم کند، البته در مقابل نرخ انتقال داده آن نیز کمتر است.

اگر بخواهیم نگاهی به تاریخچه توسعه شبکه NB-IoT بیندازیم، به‌منظور پاسخ به نیازهای مربوط به اینترنت اشیاء، موسسه استانداردسازی 3GPP در سال ۲۰۱۴ و نسخه ۱۳ خود، گام‌های اولیه در توسعه استاندارد هر دو سمت شبکه و دستگاه‌های انتهایی را آغاز کرد. ورود به این عرصه باتوجه به کاربردهای متنوع، وضعیت بازار و طیف فرکانسی دردسترس و همچنین ارائه برخی فناوری‌های رقیب شروع شد. این فرآیند به‌طور خاص با حمایت شرکت هواوی[1] که درزمینه توسعه سخت‌افزارهای شبکه موبایل فعالیت دارد شکل گرفت.

خروجی این فرآیند ارائه استانداردهایی ازجمله GSM-EC، M-LTE و نهایتاً NB-IoT است که در اواسط سال ۲۰۱۷ نهایی و عرضه شد. M-LTE با پشتیبانی از ملزومات موردنیاز Cat ۱، Cat ۰ و Cat M برای کاربردهایی که محتوای بیشتری در آن‌ها ارسال می‌شود، مناسب است. در مقابل NB-IoT با تمرکز بر کاربردهای شبکه‌های LPWAN و پایین آوردن توان مصرفی و هزینه‌ها ارائه‌شده است. برای نمونه در کاربردهای سنجش آب که نیاز به ناحیه پوشش وسیع و هزینه پایین دارد، فناوری شبکه NB-IoT نسبت به M-LTE مناسب‌تر خواهد بود [۱۷].

باتوجه به اینکه شبکه NB-IoT بر پایه شبکه‌های سلولی موبایل و در باندهای مجوزدار شکل‌گرفته است، مدل توسعه آن نیز کاملاً مشابه شبکه‌های ارتباطی موبایل و مبتنی بر اپراتورهاست. ازاین‌رو امکان راه‌اندازی شبکه‌های خصوصی[2] مبتنی بر این فناوری وجود ندارد و توسعه این شبکه در هر منطقه، نیازمند تصمیم اپراتورهای محلی برای به‌روزرسانی سایت‌های موبایل است. همچنین باتوجه به اینکه این پروتکل با تأخیر قابل‌توجهی نسبت به دو رقیب اصلی خود در حوزه LPWAN ارائه‌شده است، در فرآیند تجاری‌سازی نیز فاصله زیادی با این دو دارد. هم‌اکنون (پاییز سال ۲۰۱۹)، تعداد تجهیزات مبتنی بر این شبکه نسبت به دو فناوری لورا و سیگفاکس بسیار محدودتر و هزینه آن‌ها تا حدود ۵۰ درصد گران‌تر است. باوجوداین پیش‌بینی می‌شود این شبکه نیز باتوجه به حمایت برخی اپراتورهای موبایل بتواند در کاربردهایی همچون ردیابی تجهیزات و ... سهمی از بازار را به خود اختصاص دهد.

۲- ۳- ۳- شبکه‌های سلولی

نسل‌های شبکه تلفن همراه مجموعه پیشرفت‌های سخت‌افزاری و نرم‌افزاری هستند که با به‌وجود آمدن مخابرات موبایل (متحرک) به‌وجود آمده‌اند. اگر بخواهیم نسل‌های تلفن همراه را از بعد از به‌وجود آمدن اولین شبکه تلفن همراه معرفی کنیم، باید از نسل اول تلفن همراه یا 1G شروع کنیم. پس‌ازآن با پیشرفت تکنولوژی و افزایش نیاز بشر، نسل های شبکه تلفن همراه دیگری به‌وجود آمدند که عبارت‌اند از: نسل دوم تلفن همراه (یا 2G)، نسل سوم تلفن همراه (یا

[1] Huawei
[2] Private Networks

3G)، نسل چهارم تلفن همراه (یا 4G) و نسل پنجم تلفن همراه (یا 5G). نسل‌های شبکه تلفن همراه نظیر 2.5G و 2.75G و 3.5G و 3.75G و 4.5G هم به‌وجود آمدند که در ادامه به آن‌ها نیز خواهیم پرداخت.

- **نسل 1G**

نسل اول شبکه تلفن همراه یا نسل اول تلفن همراه را که آن را با نام 1G (1st Generation) می‌شناسیم، آنالوگ بود. شروع به کار راه‌اندازی شبکه‌ای به‌منظور ارتباط موبایل (متحرک)، برای اولین بار در دهه ۱۹۶۰ در کشورهای اسکاندیناوی یعنی سوئد، نروژ، فنلاند و همچنین دانمارک شروع شد که در اواخر این دهه، اولین ارتباط نقطه‌به‌نقطه از راه دور به‌کار گرفته شد. پس‌ازآن کشورهای اسکاندیناوی، اولین شبکه تلفن متحرک را با نام NMT[1] راه‌اندازی کردند. سپس آمریکا نیز این کار را انجام داد. ژاپن هم با بهره‌گیری از NMT در اسکاندیناوی و آمریکا، سیستم سیار خود را با نام HCMS عرضه و در ادامه سیستم NTT را با قابلیت اتصال به شبکه برقرار کرد. انواع دیگر از شبکه آنالوگ ازجمله AMPS در آمریکا، TACS در انگلستان، Radiocom 2000 در فرانسه و RTMI در ایتالیا ساخته شدند. این‌ها نسل اول شبکه همراه بودند. ارتباط تلفنی در این نسل می‌تواند در فرکانس ۱۵۰ مگاهرتز یا بالاتر مدوله‌شده و به برج‌های رادیویی فرستاده شود. روش تخصیص فرکانس نسل اول تلفن همراه FDMA بود. پس‌ازآن نسل‌های شبکه تلفن همراهی به‌وجود آمد که همگی به‌صورت دیجیتال بودند. در ادامه به بررسی آن‌ها خواهیم پرداخت.

- **نسل 2G**

تکامل نسل‌های شبکه تلفن همراه موجب به‌وجود آمدن نسل دیجیتال این نوع شبکه شد. این سیستم مزایای بیشتری ازجمله سرعت بالاتر انتقال اطلاعات، اطلاعات رمزگذاری‌شده و افزایش تعداد مشترکان را به همراه داشت. در سال ۱۹۸۵ موسسهٔ ETSI [2]متشکل از هفده کشور اروپایی درصدد طراحی و ابداع یک استاندارد مشترک برای ایجاد شبکه سلولی تأسیس شد. در ابتدا هدف استانداردسازی تلفن سیار دیجیتال به‌صورت همگانی بوده است. این استاندارد GSM[3] نام گرفت. در سال ۱۹۸۷، سیزده کشور اروپایی یادداشت تفاهمی تحت عنوان MoU[4] امضا کردند، پیرو این تفاهم‌نامه، تمامی اعضا می‌بایست که استاندارد GSM را رعایت می‌کردند. در این سال‌ها، سیستم‌های موبایل زمینی و ماهواره‌ای یکپارچه شدند و درنتیجه انواع مختلفی از دسترسی بی‌سیم به‌صورت جهانی، شامل سرویس‌های موجود در شبکه مخابراتی ثابت و سرویس‌های موبایل، عملی شد. در نسل دوم تلفن همراه، به‌جای استفاده از روش FDMA[5] از روش‌های TDMA[6] و CDMA[7] استفاده شد.

در این برهه از زمان، پروتکل‌ها و مؤسسات دیگری نیز در رابطه با ارتباطات به‌وجود آمده که خارج از بحث ما است. اما در این قسمت چند استاندارد که به‌عنوان نسل دوم شبکه تلفن همراه ساخته شدند، آورده می‌شود:

[1] Nordic Mobile Telephone
[2] European Telecommunications Standards Institute
[3] Global System for Mobile Communication
[4] Memorandum of Understanding
[5] Frequency-Division Multiple Access
[6] Time-Division Multiple Access
[7] Code-Division Multiple Access

- استاندارد GSM(مبتنی بر TDMA): مورداستفاده در سراسر دنیا؛
- استاندارد IS-95 (مبتنی بر CDMA): مورداستفاده در آمریکا و بخش‌هایی از آسیا؛
- استاندارد PDC یا JDC(مبتنی بر TDMA): مورداستفاده در ژاپن؛
- استاندارد iDEN (مبتنی بر TDMA): مورداستفاده در آمریکا و کانادا؛
- استاندارد IS-136 یا D-AMPS (مبتنی بر TDMA): مورداستفاده در آمریکا.

درنهایت نسل 2G از سال ۱۹۹۲ به‌صورت فراگیر استفاده شد. این فناوری‌ها پس از ۱۸ سال از به‌وجود آمدن، وارد ایران شده و در تیرماه سال ۱۳۷۲ بود که اولین ثبت‌نام تلفن همراه در کشور انجام شد. پس‌ازآن گسترش شبکه‌های تلفن همراه در کشور با فراز و نشیب‌های بسیار به جایگاه امروزی رسیده است، به‌طوری‌که کلیه مناطق کشور را تحت پوشش دارد. باتوجه به شاخص‌بودن استاندارد GSM در میان مابقی استانداردهای نسل 2G، ازاین‌پس هرکجا صحبت از نسل دوم تلفن همراه می‌شود، منظور GSM است و مابقی استانداردهای نسل دوم تلفن همراه موردبحث ما نیست.

- **نسل 2.5G و 2.75G**

با ادامه روند پیشرفت در شبکه‌های سلولی نسل دوم، به‌منظور برقراری امکان ارسال و دریافت اطلاعات یا داده بر روی شبکه تلفن همراه، یک سری ملحقات ازجمله GPRS[1] و EDGE[2] بر روی نسل دوم افزوده شد. این دو استاندارد، یک ارزش‌افزوده بر روی شبکه GSM هستند و به‌منظور استفاده از این استانداردها نیاز به بستر سخت‌افزاری جدیدی نبوده و می‌توان با یک سری به‌روزرسانی‌ها، از همان آنتن‌های GSM استفاده کرد.

در نسل ۲,۵ که به آن GPRS گفته می‌شود، داده‌ها به‌صورت بسته[3] فرستاده می‌شوند. با استفاده از GPRS، قابلیت ارسال پیام تصویری MMS و خدمات اینترنت، به شبکه‌های سلولی اضافه شد. این دو قابلیت باعث به‌وجود آمدن نسل جدید به نام 2.5G شد. سرعت اولیه در GPRS بسیار پایین بوده است. سرعت آن به‌مرورزمان افزایش‌یافته و امروزه سرعت در حالت دانلود به ۱۷۱کیلوبیت بر ثانیه می‌رسد.

قبل از ورود به نسل سوم تلفن همراه، فناوری دیگری به نام EDGE یا EGPRS[4] در سال ۲۰۰۳ به‌وجود آمد که به‌دلیل نزدیکی به نسل سوم، به‌صورت غیررسمی، 2.75G نام‌گذاری شده است. هدف از به‌وجود آمدن این فناوری، افزایش سرعت بود. یکی از مزیت‌های EDGE این است که همانند GPRS نیاز به ایستگاه پایه (آنتن مرکزی) جداگانه نداشته و باهمان آنتن‌های شبکه‌های نسل دوم نیز سازگار است. این فناوری در گوشی تلفن همراه به‌اختصار E نشان داده می‌شود. در این فناوری می‌توان به سرعت ۲۳۶,۸ کیلوبیت بر ثانیه دست‌یافت.

- **نسل 3G**

با گذر زمان و افزایش سطح انتظارات و نیازهایی همچون ارسال و دریافت فایل‌های چندرسانه‌ای حجیم، استفاده از ویدئوکنفرانس، نیاز به دریافت اطلاعات در هنگام حرکت، انجام بازی‌های آنلاین و بسیاری از موارد دیگر، باعث ساخت

[1] General Packet Radio Service
[2] Enhanced Data GSM Evolution
[3] Packet
[4] Enhanced GPRS

نسل سوم تلفن همراه با رویکرد مالتی مدیا شد. در نسل سوم تلفن همراه، فناوری‌های مختلفی در کشورهای متفاوت به‌وجود آمد. استاندارد UMTS[1] که در سال ۲۰۰۱ توسط سازمان 3GPP معرفی شد، فراگیرتر از سایر رقباهمچون WCDMA[2] است. در نسل سوم تلفن همراه، سرعت دریافت تا ۴۲ مگابیت بر ثانیه قابل‌دسترسی است. امنیت در این نسل بالاتر رفته و ژاپن اولین کشوری بود که از سال ۲۰۰۱ به‌صورت گسترده و تجاری از 3G استفاده کرد. پیشرفت‌های 3G نسبت به نسل قبل را می‌توان به‌صورت زیر خلاصه کرد:

- اتصال به شبکه اینترنت با سرعت بالا و در حین حرکت؛
- برقراری تماس تصویری؛
- دانلود ویدئو، امکان دریافت کلیپ‌های تصویری بر روی گوشی تلفن همراه؛
- امکان دریافت تصاویر تلویزیونی بر روی گوشی‌های تلفن همراه؛
- ارائه انواع محتوای دیجیتال بر بستر شبکه تلفن همراه.

این استاندارد که باتوجه به سرعت بالا نسبت به 2G، نیاز به تغییر برخی زیرساخت‌ها در کشور داشت، در ۱۳۸۹ وارد ایران شد.

- **نسل 3.5G و 3.75G**

با پیشرفت و نزدیک شدن به نسل چهارم، فناوری‌هایی جدیدی شکل گرفت که تحت عنوان نسل‌های 3.5G و 3.75G نام‌گذاری شدند. نسل ۳,۵، فناوری HSPA[3] است که می‌تواند حداکثر به سرعت ۷,۲ مگابیت بر ثانیه دست یابد. نسل ۳,۷۵، فناوری HSPA+ است که می‌تواند حداکثر سرعت ۸۴ مگابیت بر ثانیه را به ارمغان آورد. هر دو این فناوری‌ها توسط 3GPP ارائه شدند. در گوشی‌های تلفن همراه این دو فناوری با علامت‌های H و H+ نمایش داده می‌شوند.

- **نسل 4G**

در نسل چهارم تلفن همراه، هدف افزایش ظرفیت، سرعت، کیفیت سرویس و مناطق تحت‌پوشش و همچنین کاهش هزینه است. یکی از استانداردهای ارائه‌شده برای 4G، استاندارد LTE[4] است که توسط 3GPP ارائه‌شده است. از استانداردهای دیگر در این نسل، UBM[5] و WIMAX[6] هستند که برای WIMAX دو نسخه WIMAX1 و WIMAX2 ارائه‌شده است. این دو استاندارد نسبت به LTE محبوبیت کمتری دارند.

هدف 4G رسیدن به سرعت ۱۰۰ مگابیت بر ثانیه درحال حرکت و ۱ گیگابیت بر ثانیه درحالت سکون است که در مقایسه با نسل قبلی تفاوت چشمگیری محسوب می‌شود. از دیگر ویژگی‌های مهم نسل چهارم شبکه تلفن همراه این است که مکالمه صوتی نیز باید همانند داده به‌صورت بسته ارسال شود که به آن VoIP یا VoLTE[7]گفته می‌شود. در

[1] Universal Mobile Telecommunications System
[2] Wideband Code Division Multiple Access
[3] High-Speed Downlink Packet Access
[4] Long Term Evolution
[5] Ultra Mobile Broadband
[6] Worldwide Interoperability for Microwave Access
[7] Voice on LTE

ایران، ایرانسل اولین اپراتور ارائه‌دهنده LTE در سال ۱۳۹۳ بوده است که در ابتدا تنها مشهد و تهران و هم‌اکنون اکثر نقاط کشور را تحت پوشش دارد. اکنون این فناوری توسط هر سه اپراتور تلفن همراه (ایرانسل، همراه اول و رایتل) در کشور پشتیبانی می‌شود.

- **نسل 4.5G**

درراه رسیدن از 4G به 5G، فناوری‌های جدیدی به‌وجود آمدند. ازجمله LTE-A[1] و MIMO[2] که عملکرد بهتری نسبت به 4G دارند. همراه اول، اولین اپراتور ارائه‌دهنده نسل 4.5G تلفن همراه کشور بوده است. دو برتری 4.5G در مقایسه با 4G عبارت‌اند از:

- میانگین سرعت دانلود در 4.5G در حدود ۲ تا ۳ برابر بیشتر از 4G است؛
- پشتیبانی از فناوری اینترنت اشیا باند باریک یا NB-IoT.

با گذر زمان، نسخه‌های متعددی از LTE به‌وجود آمد. در نسخهٔ ۱۳ از LTE دو فناوری مهم به نام‌های eMTC (که با نام LTE Cat-M1 نیز شناخته می‌شود) و NB-IoT معرفی شدند. این استاندارد از روش FDD[3] برای دسترسی به کانال‌ها استفاده می‌کند. فناوری eMTC، بیشترین پهنای باند را فراهم کرده و برای ارسال‌های بی‌درنگ و اپلیکیشن های تلفن همراه مناسب است. فناوری NB-IoT بر روی نرخ انتقال بسیار پایین به‌منظور کوچک‌تر کردن دستگاه و کم کردن هزینه ساخت تمرکز دارد. این فناوری هم در طیف فرکانسی 4G و هم در طیف فرکانسی 2G کارکرده و برای حس‌گرها نیز مناسب است. NB-IoT تنها از ۲۰۰ کیلوهرتز پهنای باند استفاده کرده تا اینکه به نرخ انتقال چند ده کیلوبیت بر ثانیه دست پیدا کند.

- **نسل 5G**

نسل آینده از شبکه‌های تلفن همراه، نسل پنجم تلفن همراه یا 5G است که احتمالاً در سال‌های نزدیک فراگیر خواهد شد. در نسل پنجم تلفن همراه، سرعت انتقال ۲۰ گیگابیت بر ثانیه هدف‌گذاری شده که افزایش چشمگیری خواهد بود. همچنین علاوه‌بر افزایش سرعت، فناوری‌هایی نوین به‌منظور کاهش مصرف توان در ساعات کم‌مصرف و همچنین بهبود پشتیبانی از ارتباطات ماشین به ماشین و بدون دخالت انسان (اینترنت اشیا)، با هزینه، مصرف باتری و تأخیر کمتر از نسل چهارم خواهد بود.

۲- ۳- ۴- انتقال اطلاعات از طریق خطوط برق (PLC[4])

یکی از بسترهای مخابراتی دردسترس در سطح شبکه انتقال و توزیع برق، استفاده از خطوط انتقال انرژی الکتریکی برای انتقال اطلاعات است. PLC از سال‌ها قبل در خطوط فشارقوی (۴۰۰KV, ۲۳۰KV, ۱۳۲KV, ۶۳KV) برای اهداف کنترلی و حفاظتی بین نیروگاه‌ها و پست‌های فشارقوی و مراکز کنترلی (دیسپاچینگ) استفاده می‌شود.

[1] LTE Advanced
[2] Multiple Input – Multiple Output
[3] Frequency Division Duplex
[4] Power Line Carrier

درواقع PLC انتقال داده‌های مخابراتی را در خطوط فشارقوی برعهده دارد و این اطلاعات از طریق هادی‌های فشارقوی انتقال می‌یابند. انتقال اطلاعات از طریق PLC معمولاً به‌صورت آنالوگ صورت می‌گیرد که برای مدولاسیون سیگنال‌های ارسالی از روش‌های مختلفی استفاده می‌شود. این سیگنال‌ها معمولاً در محدوده فرکانسی کیلوهرتز (فرکانس‌های پائین که در ایران بین ۴۰KHz تا ۵۰۰KHz است) کار می‌کنند و به همین دلیل ظرفیت انتقال نسبتاً کمی را ارائه می‌دهند که البته با توجه به این‌که اطلاعات کنترلی و حفاظتی شبکه قدرت خیلی حجیم نیست تاکنون PLC در شبکه قدرت جایگاه خود را حفظ کرده است.

استفاده از PLC در سیستم توزیع برق (۳۳KV به پایین) به‌تدریج به‌خاطر سادگی آن در بعضی از کشورهای پیشرفته مانند ژاپن و بعدازآن در اروپا و آمریکا شروع شد. علت اصلی استفاده از این سیستم در بخش توزیع، اتوماسیون شبکه توزیع بود. اتوماسیون شبکه توزیع به معنی پایش، کنترل و نظارت بر سیستم توزیع به‌صورت از راه دور و از طریق یک مرکز اسکادا واقع در شرکت توزیع یا برق منطقه‌ای است. یعنی پایش شبکه و همچنین ارسال کلیه فرمان‌ها به کلیدهای قدرت، خازن‌ها، راکتورها و یا فرمان‌های حفاظتی، از راه دور صورت پذیرد. پیاده‌سازی چنین سیستمی در صنعت برق نیازمند بستر مخابراتی مناسب است. همان‌طور که می‌دانیم امروزه بسترهای مخابراتی زیادی که هرکدام مزایا و معایب خاص خود را دارند دردسترس است. در این شرایط برای طراحان سیستم، بستر مخابراتی PLC (در سیستم‌های توزیع به DLC[1] نیز معروف است) به خاطر وجود هادی‌های الکتریکی در سطح شبکه توزیع، ساده‌ترین گزینه بود.

امروزه سعی بر این است که اتصال به اینترنت از طریق اتصال به خروجی‌های برق به‌آسانی میسر شود. ارسال اطلاعات از طریق خطوط قدرت یا PLT[2] از خطوط الکتریکی موجود به‌منظور انتقال پهنای باند مخابراتی به درون شبکه خانگی و ارائه سرویس‌های مخابراتی درون خانه‌ها و شرکت‌ها استفاده می‌کند و مهم‌ترین مزیت آن استفاده از شبکه برق موجود بدون نیاز به ایجاد کانال‌های مخابراتی جدید است [۲۱].

باوجود مزایایی که PLC می‌تواند ارائه دهد تنها مواردی که توسعه این فنّاوری را به عقب انداخته است، اموری همچون چگونگی استانداردسازی و مشکلات اقتصادی است. بدون تکامل و توسعه در ایجاد استانداردهای مناسب به‌صورت جهانی، نمی‌توان PLT را به‌عنوان یک فنّاوری درخور و بدون خطر مورداستفاده قرار داد. همچنین این فنّاوری قادر است به‌عنوان یک جایگزین برای شبکه‌های مخابرات بین‌المللی موجود مورداستفاده قرار گیرد و همه نوع خدمات ازجمله سرویس‌های صوتی، سرویس‌های دیتا و خصوصاً فاکس و دسترسی به اینترنت پرسرعت و کم‌هزینه را برای تمامی منازل فراهم کند. بنابراین هدف اصلی، ارائه روشی برای بهره‌برداری از خطوط قدرت داخلی به‌عنوان شبکه‌های گسترده محلی پرسرعت است که بتوانند اطلاعات صوتی و تصویری دیجیتال را در کنار دیگر اطلاعات منتقل کنند.

مطالعات بی‌شمار و آزمایشات بسیار زیاد نشان داده است که امکان استفاده از فرکانس‌های بالا و پهنای باند بیشتر برای انتقال از طریق شبکه برق وجود دارد و با فرکانس‌های حدود ۱/۶ تا ۳۰ مگاهرتز می‌توان به نرخ انتقال اطلاعات

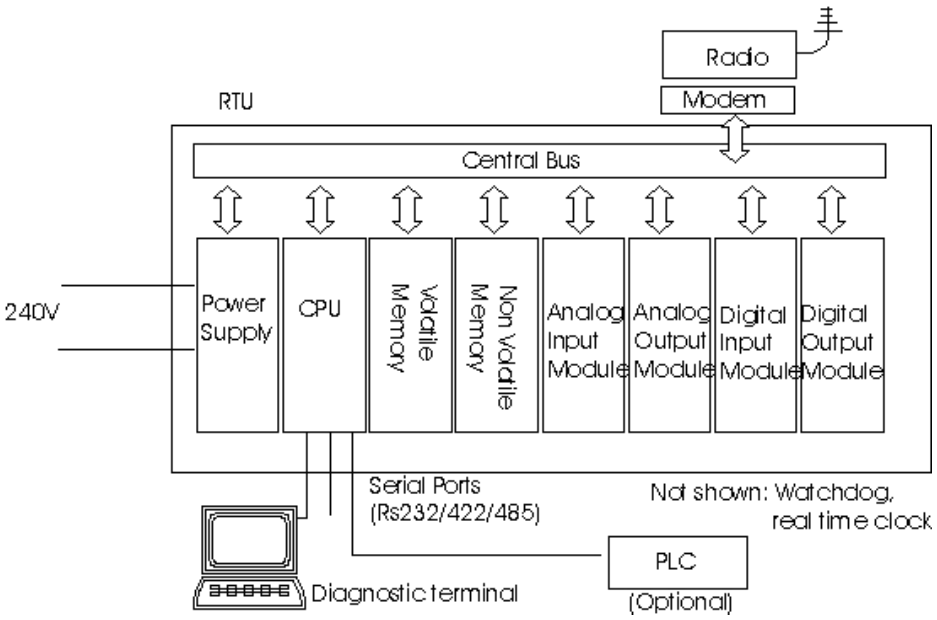
[1] Distributed Line Carrier
[2] Power Line Telecommunication

تا حداکثر چند صد مگابیت بر ثانیه با استفاده از ظرفیت شبکه‌های توزیع درسطح ولتاژ فشار ضعیف و ولتاژ فشار متوسط دست‌یافت [۲۲].

این نتیجه به‌صورت بالقوه یک نوآوری بزرگ است که می‌تواند ارزش اقتصادی قابل‌ملاحظه‌ای داشته باشد. به‌عنوان یک نمونه امکان دسترسی به اینترنت از طریق پریزهای برق را می‌توان نام برد. امری که باعث خواهد شد عظیم‌ترین علوم و دانش بشری در تمامی جهان و در یک‌زمان برای همگی دردسترس باشد و از طرفی هزینه‌های دسترسی بالای اینترنت که هم‌اکنون مانع بزرگی برای کاربران است به‌طور قابل‌توجهی تغییر خواهد کرد.

اجزای اصلی یک سیستم شامل PLC که امروزه در سطوح مختلف سیستم قدرت به‌کار گرفته می‌شود شامل موارد زیر می‌باشد [۲۳]:

- RTU[1]: این دستگاه شامل تعدادی ورودی و خروجی آنالوگ و دیجیتال هست. وظیفه‌ی اصلی RTU تبدیل سیگنال‌های ارسالی به سیگنال‌های قابل‌انتقال از طریق کانال مخابراتی است که شامل قسمت‌های سخت‌افزاری مختلف مانند CPU، کارت‌های ورودی و خروجی آنالوگ و دیجیتال و مودم است. شکل ۲–۱۰- یک نمونه RTU صنعتی را نشان می‌دهد.



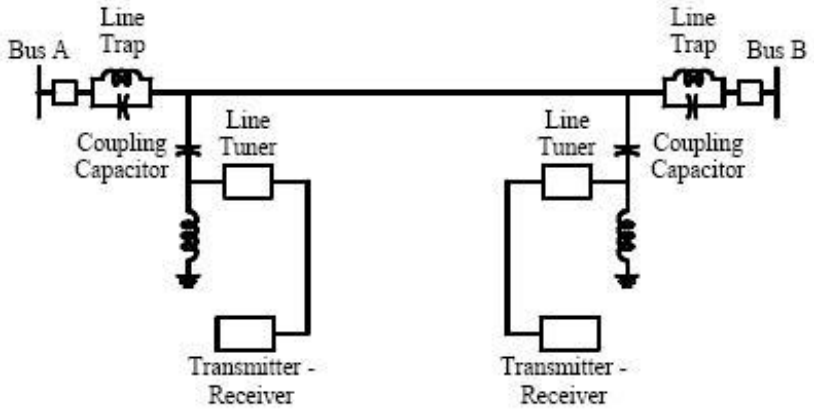
شکل ۲–۱۰- یک نمونه RTU صنعتی

- تجهیزات مخابراتی شامل مدولاتور و دمدولاتورهای HF[2] و IF[3]، تقویت‌کننده‌ها و فیلترهای مناسب (این گروه در خود دستگاه PLC قرار می‌گیرند).

[1] Remote Terminal Unit
[2] High Frequency
[3] Intermediate Frequency

- تجهیز تطبیق‌دهنده با کانال مخابراتی (در اینجا خطوط قدرت) یا LMU[1]. به‌منظور انتقال توان ماکزیمم از طریق کانال مخابراتی و جلوگیری از انعکاس امواج، باید امپدانس فرستنده و کانال برابر باشد.
- سیستم ایزوله‌کننده تجهیزات مخابراتی از ولتاژ بالا. معمولاً یک خازن که معروف به CVT است به کار برده می‌شود.
- کانال مخابراتی که در اینجا همان هادی‌های خطوط قدرت هستند.
- تله موج[2] که وظیفه آن جلوگیری از ورود اطلاعات به قسمت‌هایی به‌جز کانال مخابراتی مانند پست‌های فشارقوی می‌باشد.

شکل ۲–۱۱ نمودار تک‌خطی PLC در شبکه قدرت را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱۱– نمودار تک‌خطی خط انتقال قدرت باوجود PLC

PLCها را می‌توان ازلحاظ سرعت انتقال اطلاعات و کاربرد به سه دسته زیر تقسیم کرد:

- PLC با سرعت کم (۲۴۰۰ bps) که در خطوط توزیع فشار ضعیف و متوسط برای کاربردهای حفاظتی، اندازه‌گیری مصرف انرژی از راه دور و اتوماسیون تجهیزات خانگی از راه دور استفاده می‌شود.
- PLC با سرعت متوسط (حداکثر تا ۶۴ Kbps) که در خطوط توزیع فشار متوسط و فشارقوی برای کاربردهای حفاظتی، کنترل نیروگاه‌ها از راه دور و ارتباط پست‌ها و نیروگاه‌ها استفاده می‌شود.
- PLC با سرعت بالا (بیش از ۱Mbps) که در خطوط توزیع فشار ضعیف و متوسط برای کاربردهایی مثل انتقال اطلاعات صوتی و تصویری، اینترنت و ارتباط بین شرکت‌ها استفاده می‌شود.

مزایای سیستم PLC به‌عنوان یک روش انتقال اطلاعات در شبکه برق شامل موارد زیر می‌باشد[۲۳]:

[1] Line Matching Unit
[2] Line Trap

- به دلیل استفاده از خطوط برق، نیاز به نصب مسیر ارتباطی جدید نبوده که این به معنای عدم اتلاف هزینه و زمان برای ساخت کانال ارتباطی جدید می‌باشد.
- سیستم PLC ازجمله محیط‌های مخابراتی در صنعت برق هست که کاملاً مستقل بوده و مدیریت و کنترل آن در دست شرکت‌های برق هست.
- محیط مخابراتی PLC از نوع کابلی یا سیم هوایی بوده و در صورت بروز خطا، محل آن به‌راحتی قابل‌ردیابی و شناسایی است.
- دسترسی به هر نقطه شبکه توزیع در هر زمان میسر بوده و شبکه مخابراتی به‌موازات آن قابل‌گسترش است. بنابراین توسعه شبکه PLC دارای پیچیدگی نمی‌باشد.
- سیستم PLC سرعت قابل‌قبولی در بخش ولتاژ ضعیف و سیستم خانگی دارد (با توجه به انتخاب پهنای باند زیاد در این سطوح). در کاربردهایی که از PLC در بخش ولتاژ ضعیف استفاده می‌شود، با توجه به اینکه فواصل ارسال سیگنال کم می‌باشد، می‌توان به سرعت بالایی برای تبادل اطلاعات دست یافت.
- هزینه تعمیر و نگهداری PLC نسبتاً پایین بوده، به‌گونه‌ای که معمولاً پس از نصب آن‌ها، نیازی به سرویس‌های دوره‌ای خاصی نمی‌باشد.

باوجود مزیت‌های ذکرشده برای سیستم PLC، این روش دارای معایبی است که می‌تواند باعث محدود کردن کاربرد این فناوری شود. برخی از مهم‌ترین معایب استفاده از این روش شامل موارد زیر می‌باشد[۲۳]:

- تغییرات امپدانس
- تضعیف زیاد در مسیر ارتباطی و ایجاد امواج ساکن در طول مسیر
- وجود نویز ایمپالس تصادفی و یکنواخت
- تداخل از منابع خارجی مجاور خطوط فشارقوی
- وجود کلیدهای مجزاکننده
- تعداد شاخه‌های زیاد
- سرعت کم انتقال اطلاعات در سطح ولتاژ متوسط (با توجه به انتخاب پهنای باند کم در آن سطح)
- هزینه بالای مبدل و مودم‌های PLC

۲- ۴- پروتکل‌های لایه کاربرد

در این بخش پروتکل‌های لایه کاربرد مورداستفاده در اینترنت اشیا، معرفی‌شده و عملکرد کلی آن‌ها بیان می‌شود. لازم به ذکر است که تمامی پروتکل‌های ذکرشده در این بخش برای داده‌های اینترنت اشیا ازجمله انواع حس‌گر و محرک[1] مناسب هستند.

۲- ۴- ۱- پروتکل HTTP[2]

منشور انتقال ابرمتن یا همان HTTP یک پروتکل لایه کاربرد است که برای سیستم‌های توزیع‌شده کاربرد دارد. پروتکل عمومی HTTP علاوه‌بر استفاده اصلی آن در ابرمتن‌ها، در بسیاری از زمینه‌های دیگر کامپیوتری قابل‌استفاده است. پروتکل HTTP از پروتکل TCP/IP در جهت بستن پلی میان سرور و کلاینت استفاده می‌کند. طریقه کار ارتباط کلاینت با سرور، با استفاده از پروتکل HTTP به‌این‌ترتیب است که داده‌ها، از طریق بسته‌های اطلاعاتی، بین سرور و کلاینت ردوبدل می‌شود. به‌این‌ترتیب که برای ارسال داده‌ای به سمت مقصد، در ابتدا، داده، به بخش‌های کوچک‌تری شکسته می‌شود و سپس از هرکدام به سمت مقصد و با ترتیب مشخص ارسال می‌شوند. لازم به ذکر است که این پروتکل از Handshaking برای ارسال و دریافت داده‌ها استفاده می‌کند.

در Handshaking برای شروع و پایان عملیات دریافت و ارسال بسته‌های اطلاعاتی بین سرور و کلاینت، سؤالاتی از مقصد پرسیده می‌شود. به‌عنوان‌مثال فرض کنید؛ کلاینت A می‌خواهد از سرور B داده‌هایی را دریافت نماید. برای این منظور A در ابتدا درخواستی را به B می‌فرستد تا آمادگی B را برای ارسال پرس‌وجو نماید. در این حالت A صبر خواهد کرد تا B جوابی را به این پرسش ارسال نماید. پس‌ازآنکه B آمادگی را خود اعلام کرد، A پیامی را سمت B می‌فرستد و از او می‌خواهد تا داده‌های اطلاعاتی را بفرستد. B پیام را دریافت می‌کند و اطلاعات را آماده می‌کند و آن را به بسته‌های کوچک‌تری تقسیم می‌کند و توسط پروتکل Handshaking آن‌ها را پشت سر هم و به‌ترتیب ارسال می‌کند.

پروتکل TCP/IP که در پروتکل HTTP مورداستفاده قرار می‌گیرد، امنیت داده‌ها و تضمین ارسال آن‌ها را تماماً بر عهده‌گرفته است. این پروتکل بر روی لایه‌هایی قرار دارد و معماری این پروتکل به‌صورت چندلایه است. باید بدانید؛ HTTP یک پروتکل کاملاً عمومی و مستقل است و شما می‌توانید از آن برای اهداف و مقاصد بسیار زیادی به‌غیر از وب نیز استفاده کنید، علاوه‌بر این شما از افزونه‌ها یا متعلقات این پروتکل مثل Request Method ها (روش‌های درخواست)، کدهای خطا یا Error Codeها و همچنین Headerها یا سرآیندهایی که در بسته‌های اطلاعاتی این پروتکل وجود دارد نیز می‌توانید استفاده کنید. برای مثال شما می‌توانید از طریق HTTP Header یک وب‌سایت، به نوع تکنولوژی مورد استفاده در آن پی ببرید.

پروتکل HTTP روش‌های مختلفی را برای درخواست اطلاعات در شبکه وب تعریف کرده است. هرکدام ازاین‌روش‌ها باهدف خاصی در وب سرورها استفاده می‌شوند. اولین نسخه این پروتکل (نسخه ۱) فقط از روش‌های درخواست GET,

[1] Actuator
[2] Hypertext Transfer Protocol

POST و HEAD پشتیبانی می‌کرد؛ اما در نسخه ۱٫۱ پنج روش جدید تحت عنوان‌های OPTIONS, PUT, DELETE, TRACE و CONNECT اضافه شد. نحوه عملکرد هرکدام ازاین‌روش‌ها به‌طور کامل برای مرورگرها تعریف‌شده است؛ بنابراین تمامی مرورگرها و سرورها به‌راحتی می‌توانند این روش‌ها را پیاده‌سازی کنند. در ادامه به توضیح هرکدام ازاین‌روش‌ها می‌پردازیم:

GET: پیام‌هایی که در این روش ارسال می‌شوند تنها شامل یک URL هستند. البته در این پیام‌ها می‌توان تعدادی پارامتر دلخواه در انتهای URL اضافه کرد. پارامترهای دلخواه در این پیام‌ها، در URL ارسال‌شده، به‌راحتی قابل‌مشاهده هستند. این نوع پیام‌ها پس از ارسال توسط سرور پردازش می‌شوند و درنهایت نتیجه آن به درخواست‌کننده یا همان مرورگر برمی‌گردد.

POST: در این نوع پیام‌ها، پارامترهای دلخواهی که اضافه می‌شود، قابل‌مشاهده نمی‌باشند؛ زیرا در این روش به‌جای اضافه‌کردن پارامترها در انتهای URL، آن‌ها در درون پیام درخواست شده قرار داده می‌شوند.

HEAD: این درخواست‌ها مشابه پیام‌های GET هستند. تفاوت این دو درخواست در این است که در پیام‌های Head به‌جای ارسال پاسخ‌های مربوط به محتوای URL، فقط داده‌های مربوط به header سایت را ارسال می‌کنند. این داده‌ها همان اطلاعاتی هستند که در قسمت <head> یک سند html وجود دارند.

PUT: در این روش داده‌هایی به‌همراه پیام درخواست به سرور ارسال می‌شود. سپس از سرور تقاضا می‌شود که این داده‌ها را در آدرس مشخص‌شده ذخیره کند. اگر در محلِ درخواست‌شده از قبل داده‌های دیگری ذخیره‌شده باشند، داده‌های جدید جایگزین خواهند شد.

TRACE: در این روش، سرور داده‌های ارسال‌شده را دقیقاً به کلاینت یا درخواست‌کننده بازمی‌گرداند.

OPTIONS: زمانی ازاین‌روش استفاده می‌شود که بخواهند، روش‌های درخواست اطلاعات موجود برای یک آدرس را به‌دست آورند. این روش از سرور تقاضا می‌کند تا روش‌های درخواست موجود برای آدرس فرستاده‌شده را اعلام کند.

DELETE: ازاین‌روش برای حذف یک آدرس در سرور استفاده می‌شود.

CONNECT: این روش اطلاعات و داده‌ها را در پروتکل HTTP به یک تونل TCP/IP تبدیل می‌کند. این عمل معمولاً برای برقراری ارتباط امن (HTTPS) بر روی یک پراکسی سرور ناامن استفاده می‌شود.

PATCH: این روش در سال ۲۰۱۰ به پروتکل HTTP اضافه شد. این روش برای ایجاد تغییرات جزئی بر روی داده‌های موردنظر در سرور استفاده می‌شود.

فرمت پیام‌های درخواست[1] و پاسخ[2] در پروتکل HTTP مشابه هم هستند. هر دو پیام‌ها شامل اجزای زیر می‌باشند:

خط شروع‌کننده: خط شروع‌کننده دارای ۳ بخش است که با Space از یکدیگر جداشده‌اند. بخش اول نشان‌دهنده نسخه HTTP درحال استفاده (Version) است. دومین و سومین بخش از خط شروع‌کننده، نشان‌دهنده کد و پیام مربوط به وضعیت ارسال درخواست یا پاسخ است.

[1] Request
[2] Response

خطوط Header: خطوط Header اطلاعات لازم برای درخواست و یا پاسخ را آماده می‌کنند. هر Header در یک خط جدا تعریف می‌شود و ساختار آن‌ها به‌صورت KEY:VALUE است. در این بخش اطلاعاتی شامل نام سرور، اطلاعات مربوط به بدنه و... ذکر می‌شود.

یک خط خالی: پس خطوط Header یک خط خالی قرار می‌گیرد.

بدنه: یک پیام HTTP ممکن است بعد از خطوط Header شامل یک بدنه باشد. در این بخش اطلاعاتی مانند داده‌های واردشده توسط کاربر، نتایج یک فرم و... ثبت و سپس به سرور فرستاده می‌شوند.

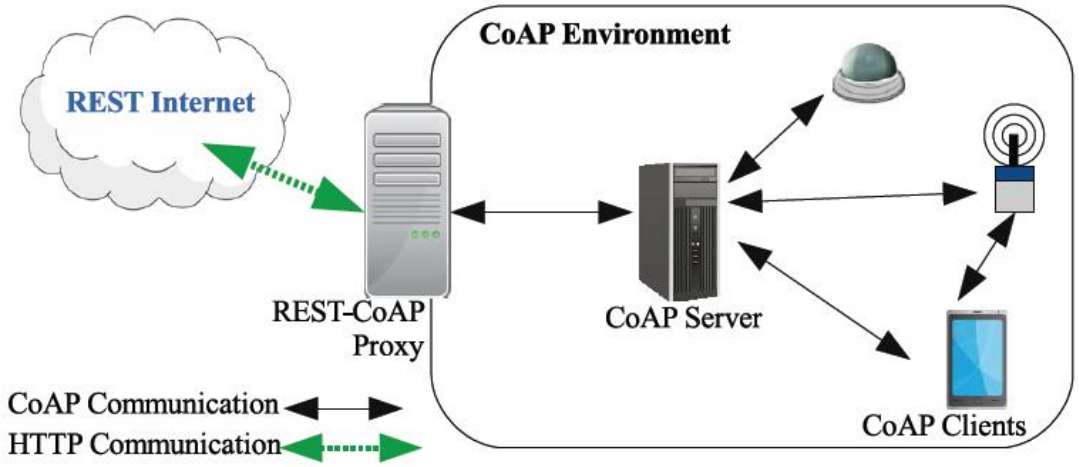
۲- ۴- ۲- پروتکل COAP[1]

تلاش‌های IETF منجر به ابداع پروتکل COAP شد که یک پروتکل لایه کاربرد برای کاربردهای اینترنت اشیاء است. یک پروتکل پیام‌رسانی است، که مبتنی بر معماری REST[2] است[۲۴].

به‌خاطر اینکه اغلب وسایل در اینترنت اشیاء، وسایلی با منابع محدود می‌باشند برای مثال قابلیت‌های ذخیره‌سازی و پردازشی محدودی دارند پروتکل HTPP در مواردی از اینترنت اشیا که محدودیت توان و انرژی داریم، کمتر مورداستفاده قرار می‌گیرد. به همین خاطر پروتکل COAP طراحی شد تا برخی از عملکردهای HTTP را تغییر دهد. به‌طورکلی این پروتکل یک پروتکل لایه کاربرد است که هدف اصلی آن این است که وسایل با منابع محدود را قادر سازد تا تعاملاتی از نوع RESTful را داشته باشد. REST یک روش ساده و آسان برای انتقال داده بین سرویس‌گیرنده و سرویس‌دهنده بر روی HTTP است REST برای انتقال پیام به XML نیاز ندارد. اما برخلاف REST، COAP به‌صورت پیش‌فرض مبتنی بر UDP است که آن را برای کاربردهای اینترنت اشیاء مناسب‌تر می‌کند. علاوه‌براین پروتکل COAP برخی از عملیات اصلی و پایه‌ای HTTP را تغییر می‌دهد تا که نیازهای اینترنت اشیاء برطرف شود. برای مثال دارای مصرف انرژی پایین و همچنین کارکردن در حضور لینک‌های ارتباطی بی‌ثبات است. ازآنجاکه COAP بر اساس REST طراحی‌شده است برقراری ارتباط بین این دو پروتکل به‌راحتی می‌تواند صورت گیرد.

عملکرد اصلی پروتکل COPA در شکل ۲– نشان داده‌شده است. ارتباط گروهی در این پروتکل ممکن است اما عمل پخش همگانی ممکن نیست هم‌چنین مشاهده منابع، انتقال منابع به‌صورت بلوکی، کشف منابع، تعامل با HTTP و امنیت ازجمله مهم‌ترین ویژگی‌های این پروتکل است[۲۴].

[1] Constrained Application Protocol
[2] Representational State Transfer



شکل ۲–۱۲- عملکرد کلی پروتکل COAP [۸]

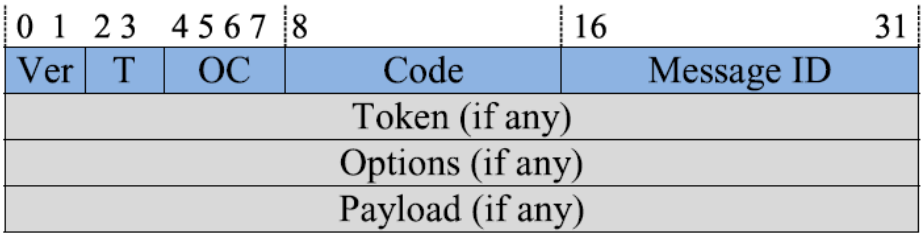
پروتکلCOAP را می‌توان به دو زیرلایه شکست که عبارت‌اند از :

- زیرلایه انتقال پیام
- زیرلایه درخواست / پاسخ

وظیفه‌ی زیرلایه انتقال پیام این است که تکثیر[1] را شناسایی کرده و یک ارتباط امن و قابل‌اعتماد را از طریق لایه انتقال UDP میسر نماید. از طرف دیگر زیرلایه درخواست/پاسخ ارتباطات REST را رسیدگی می‌کند.

همچنین پروتکل COAP مانند پروتکلHTTP از متدهایی مانند Get, Put, Post, Delete استفاده می‌کند تا بتواند عملیات CRUD[2] را انجام دهد. برای مثال سرویس‌دهنده یا همان سرور می‌تواند از متد get برای پرسیدن میزان دمای سرویس‌گیرنده در حالت پاسخ piggybacked استفاده کند؛ و سرویس‌گیرنده یا Client اگر دمایش موجود باشد پاسخ می‌دهد و درغیراین‌صورت با یک کد حالت پاسخ می‌دهد که این کد نشان می‌دهد که دیتای درخواست‌شده موجود نیست. همچنین پروتکل COAP از یک فرمت ساده و کوچکی برای رمزنگاری پیام‌ها استفاده می‌کند. که اولین و ثابت‌ترین بخش هر پیامی بخش سرآیند آن پیام است که چهار بایت است و Token Value اندازه‌اش برابر با ۸ بایت است و زمانی استفاده می‌شود که قراراست یک پیام خارج از اولویت ارسال شود. یک نمونه پیام معمول در پروتکل COAP می‌تواند بین ۱۰تا۲۰بایت باشد درحالی‌که کمترین آن ۴ بایت است. در شکل ۲–۱۲ فرمت پیام در پروتکل COAP نشان داده‌شده است.

[1] Duplication
[2] Create, Retrieve, Update, Delete



شکل ۲-۱۲- فرمت پیام در پروتکل COAP [۸]

فیلد Ver همان نسخه پروتکل COAP را نشان می‌دهد که طول آن ۲ بایت است، فیلد T نوع تراکنش را نشان می‌دهد که می‌تواند یکی از (CON, NON, ACK, RST) باشد. فیلد OC شمارنده‌ای اختیاری است و فیلد Code نوع متد درخواستی است. برای مثال کد مربوط به متدهای delete, put, post, get به ترتیب برابراست با ۱،۲،۳و۴ و درنهایت Message ID یک کد منحصربه‌فردی است که به هر پیام تعلق می‌گیرد؛ و در قسمت Payload متن پیام قرار داده می‌شود. برخی از ویژگی‌های مهمی که توسط پروتکل COAP فراهم می‌شود عبارت است از:

- مشاهده و نظارت بر منابع: نظارت بر منابع با استفاده از مکانیسم Publish/Subscribe

- انتقال منابع به‌صورت بلوکی: قابلیت انتقال داده بین سرویس‌گیرنده و سرویس‌دهنده بدون‌نیاز به به‌روزرسانی کل داده‌ها برای کاهش سربار ارتباطی

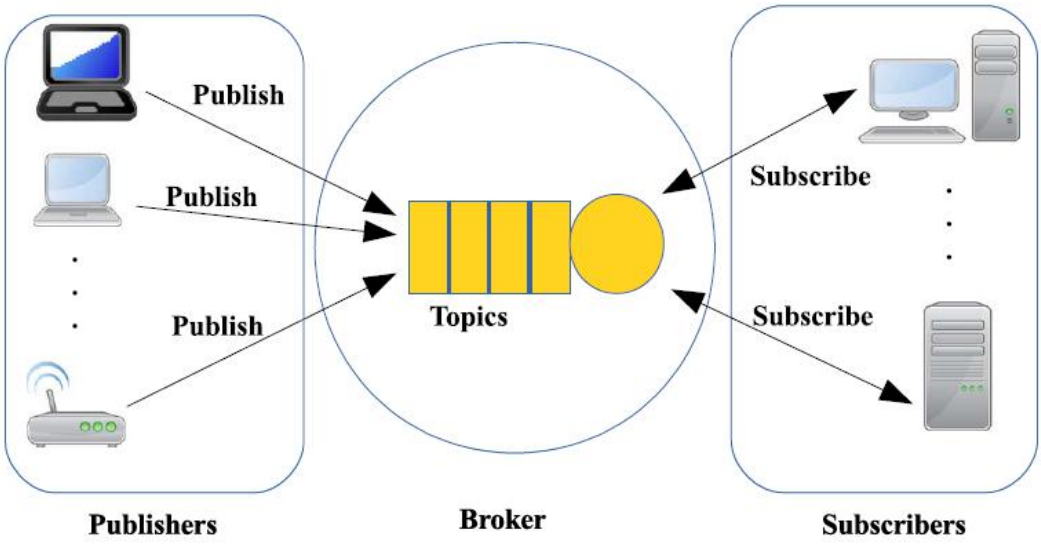
- کشف منابع: قابلیت تعامل با پروتکل HTTP : قابلیت انعطاف‌پذیری در برقراری ارتباط با چندین وسیله به خاطر معماری رایج و معمول REST، همچنین پروتکل COAP به‌راحتی می‌تواند با پروتکل HTTP از طریق پروکسی ارتباط برقرار کند.
- امنیت: پروتکل COAP یک پروتکل ارتباطی امن است تا محرمانه و یکپارچه‌بودن پیام‌ها را تضمین کند چراکه این پروتکل بر روی DTLS[1] ساخته‌شده است.

۲- ۴- ۳- پروتکل MQTT[2]

این پروتکل، یک پروتکل انتقال پیام است که در سال ۱۹۹۹ توسط Andy-Stanford وArlen Nipper معرفی شد و در سال۲۰۱۳ در OASIS استاندارد شد. هدف اصلی پروتکل MQTT متصل‌کردن وسایل توکار با شبکه‌ها از طریق میان‌افزارها و برنامه‌های کاربردی است به‌این‌ترتیب که عملکرد اتصال از یک مکانیسم مسیریابی (یک‌به‌یک، یک به‌چند و چندبه‌چند) استفاده می‌کند که این پروتکل را به یک پروتکل ارتباطی بهینه برای اینترنت اشیاء و ارتباطات ماشین باماشین تبدیل کرده است. پروتکل ارتباطی MQTT از الگوی ارتباطی Publish/Subscribe استفاده می‌کند تا انتقال

[1] Datagram Transport Layer Security
[2] Message Queue Telemetry Transport

قابل‌انعطاف‌پذیری را فراهم کند. سادگی پیاده‌سازی این پروتکل در شکل ۲–۱۳ نشان داده‌شده است. این پروتکل پیام‌رسانی می‌تواند برای جمع‌آوری داده‌های اندازه‌گیری‌شده حسگرها و انتقال این داده‌ها به سرور استفاده شود. MQTT یک پروتکل ساده و سبک‌وزن است که برای شبکه‌هایی با پهنای باند کم و تأخیر زیاد بسیار مناسب است. MQTT می‌تواند در پلت‌فرم‌های مختلفی پیاده‌سازی شود تا اشیاء موجود در اینترنت اشیاء را به اینترنت متصل نماید. همچنین می‌تواند به‌عنوان یک پروتکل پیام‌رسان بین حسگرها و سرورها عمل نماید این پروتکل نقش بسیار مهمی در اینترنت اشیاء بازی می‌کند.



شکل ۲–۱۳- معماری پروتکل MQTT [۸]

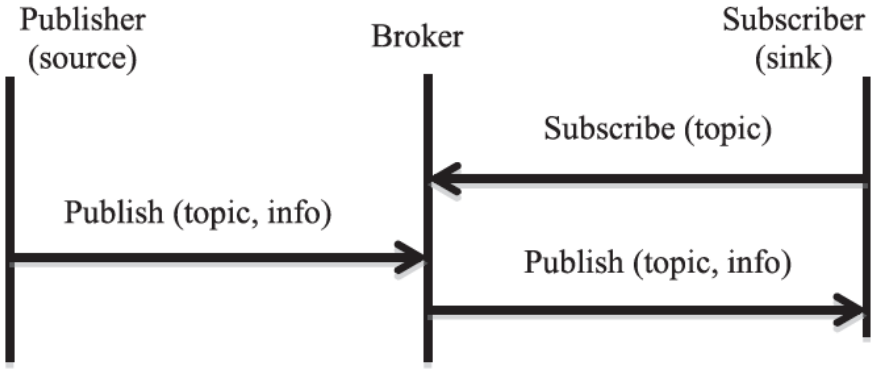
پروتکل ارتباطی MQTT بر مبنای پروتکل TCP بنانهاده شده است و پیام‌ها را از طریق سه سطح کیفیت سرویس QOS[1] ارائه می‌کند. برای پروتکل ارتباطی MQTT دو نسخه‌ی اصلی وجود دارد که عبارت‌اند از MQTT V3.1 و MQTT- SN که آن را با نام MQTT-S هم می‌شناسند وهمان نسخه‌ی V1.2 است. نسخه‌ی MQTT V3.1 برای شبکه‌های حسگر تعریف‌شده است.

اجزای تشکیل‌دهنده MQTT عبارت‌اند از: Publisher (فرستنده پیام)، Subscriber (گیرنده پیام) وBroker. یک دستگاه مشخص برای یک پیام خاص ازنظر Broker گیرنده پیام یا Subscriber تلقی می‌شود هرگاه که فرستنده و یا Publisher پیغام خاص آن دستگاه را ارسال کند. فرستنده، تولیدکننده پیام محسوب می‌شود و از طریق Broker پیام‌ها را به گیرنده خاص پیام تولیدشده خود ارسال می‌کند. علاوه‌براین امنیت توسط Broker حاصل می‌شود چراکه Broker هویت فرستنده و گیرنده پیام را بررسی می‌کند.

برنامه‌های کاربردی زیادی از پروتکل ارتباطی MQTT استفاده می‌کنند برای مثال: سلامتی، نظارت، اندازه‌گیری مصرف انرژی، فیس‌بوک و غیره. ازاین‌رو پروتکل MQTT یک پروتکل ایده‌آل برای ارتباطات ماشین به ماشین اینترنت اشیاء محسوب می‌شود؛ و قابلیت استفاده برای وسایل کوچک، ارزان، با حافظه‌ی کم و منبع تغذیه کم که در شبکه‌های

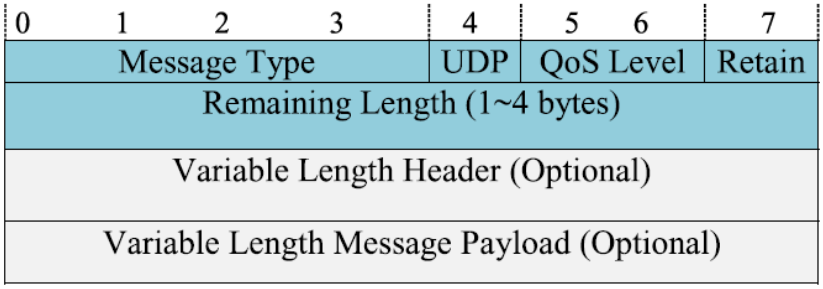
[1] Quality Of Service

ارتباطی با پهنای باند کم استفاده می‌شوند را دارد. در شکل ۲–۱۴–۱۵چگونگی فرایند Publish/Subscribe با استفاده از پروتکل MQTT نشان داده‌شده است.



شکل ۲–۱۴- فرایند Publish/Subscribe استفاده‌شده توسط پروتکل MQTT [۸]

در شکل ۲–۱۵ فرمت یک پیام در پروتکل MQTT را نشان می‌دهد که دو بایت اول هر پیام سرآیند پیام را نشان می‌دهد. در این فرمت فیلد Message Type چهار بیت است که تنوعی از پیام‌ها را نشان می‌دهد که برای مثال می‌تواند CONNECT، CONNACK، Subscribe، Publish و غیره باشد. فلگ DUP نشان‌دهنده تکراری بودن پیام است چراکه گیرنده ممکن است این پیام را قبلاً دریافت کرده باشد. فیلد QoS Level سطوح مختلف کیفیت سرویس پیام منتشرشده را نشان می‌دهد؛ و فیلد Retain به گیرنده پیام اطلاع می‌دهد که آخرین پیام منتشرشده را نگه دارد و آن را به گیرنده جدید به‌عنوان اولین پیام تحویل دهد؛ و درنهایت فیلد Remaining Length طول باقی‌مانده پیام را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱۵- فرمت پیام MQTT [۸]

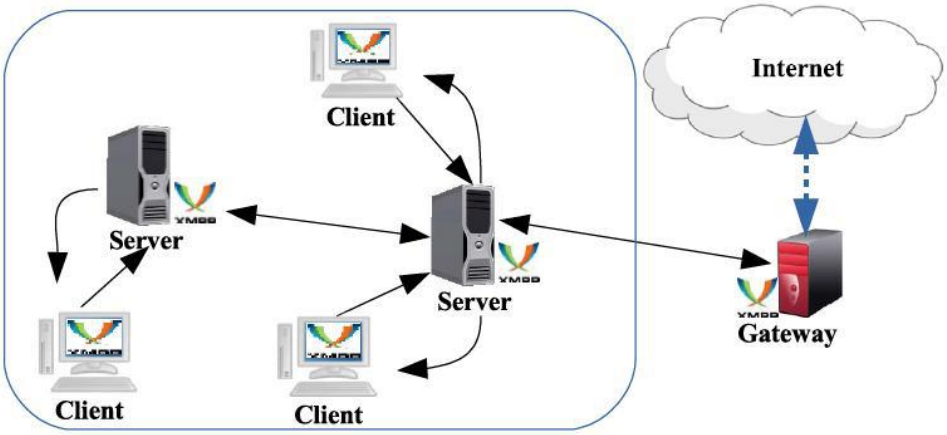
۲- ۴- ۴- پروتکل XMPP[1]

XMPP یک پروتکل پیام‌رسان فوری از نوع استاندارد IETF است که در نرم‌افزارهای پیام‌رسان و تماس‌های صوتی و تصویری و حضور از راه دور کاربرد دارد. پروتکل XMPP توسط جامعه متن‌باز Jabber توسعه داده‌شده است تا یک پروتکل انتقال پیام متن‌باز و امنی را به‌وجود آورد. همچنین این پروتکل این امکان را به کاربران می‌دهد تا بتوانند از

[1] Extensible Messaging and Presence Protocol

طریق ارسال پیام در اینترنت بدون درنظر گرفتن اینکه درحال استفاده ازچه نوع سیستم‌عاملی می‌باشند با یکدیگر ارتباط برقرار کنند. علاوه‌براین، این پروتکل به نرم‌افزارهای پیام‌رسان فوری امکان احراز هویت، کنترل دسترسی، حفظ حریم شخصی و رمزنگاری را می‌دهد و قابلیت سازگاری با دیگر پروتکل‌ها را نیز دارا است. شکل ۲-۱۶ رفتار کلی پروتکل XMPP را نشان می‌دهد که شامل سه نقش سرویس‌گیرنده[1]، سرویس‌دهنده[2] و درگاه است. سرویس‌دهنده مدیریت لینک‌ها و مسیریابی پیام‌ها را انجام می‌دهد، درگاه برای این استفاده می‌شود تا که ارتباط پایداری بین شبکه‌های ناهمگن برقرار شود و سرویس‌گیرنده می‌تواند با پروتکل TCP/IP به سرویس‌دهنده متصل شده و محتویات را با پروتکل جریانی XML منتقل کند.

برخی از ویژگی‌هایی که پروتکل XMPP را به یک پروتکل ارجح‌تر در بین دیگر پروتکل‌های پیام‌رسان و حوزه‌های مرتبط با اینترنت اشیاء تبدیل کرده این است که این پروتکل بر روی تنوعی از پلتفرم‌های مبتنی بر اینترنت قابل‌اجراست همچنین این پروتکل امن بوده و اجازه اضافه‌کردن برنامه‌های کاربردی جدید را بر روی هسته پروتکل می‌دهد. XMPP یک سرویس‌گیرنده را به یک سرویس‌دهنده با استفاده از جریان XML Stanza متصل می‌کند.



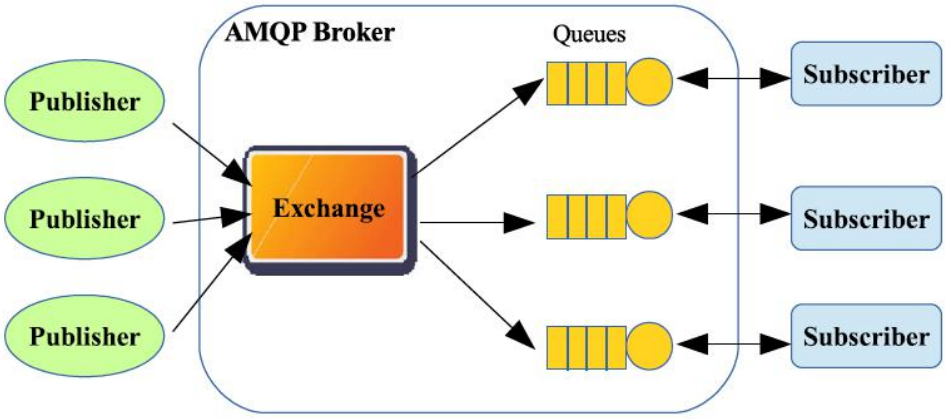
شکل ۲-۱۶- ارتباطات در پروتکل XMPP [۸]

۲- ۴- ۵- پروتکل AMQP[3]

پروتکل AMQP یک پروتکل در لایه کاربرد برای اینترنت اشیاء است که استاندارد باز بوده و هدف آن فراهم نمودن سرویس‌های پیام ازجمله (صف‌بندی، مسیریابی، امنیت و غیره) است. این پروتکل خاص محیط‌های پیام‌گرا است و معماری‌های مختلفی از تبادل پیام نظیر ذخیره و ارسال، انتشار و اشتراک[4]، توزیع پیام، صف‌بندی پیام، مسیریابی مبتنی بر محتوا و مسیریابی نقطه‌به‌نقطه را پشتیبانی می‌کند. این پروتکل، ارتباط قابل‌اعتمادی را از طریق اصول اولیه تحویل پیام که عبارت است از حداکثر، حداقل و دقیقاً یک تحویل است را پشتیبانی می‌کند و برای انتقال پیام به پروتکل انتقال

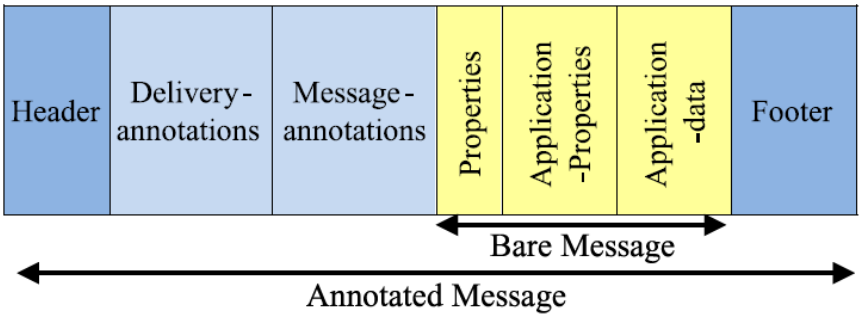
[1] Client
[2] Server
[3] Advanced Messaging Queuing Protocol
[4] Publish/Subscribe

پیام قابل‌اعتمادی مانند TCP نیاز دارد. با تعریف کردن یک پروتکل سیمی، AMQP توانایی همکاری با دیگر پروتکل‌ها را نیز دارد. همان‌طور که در شکل ۲–۱۷ نشان داده‌شده است برقراری ارتباط به‌وسیله دو جزء اصلی صورت می‌گیرد که عبارت است از تبادل[1] و صف‌های پیام[2].



شکل ۲–۱۷- مکانیسم انتشار/ اشتراک در پروتکل AMQP [۸]

قسمت اول یعنی تبادل، برای مسیریابی کردن پیام‌ها به صف مناسب آن مورداستفاده قرار می‌گیرد. ارتباط بین قسمت تبادل پیام و صف‌های پیام بر اساس یک سری قوانین و شرط‌های از پیش تعریف‌شده انجام می‌شود. پیام‌ها می‌توانند در صفوف پیام قرار گیرند و سپس به صف گیرنده ارسال شوند علاوه بر این ارتباط نقطه‌به‌نقطه، پروتکل AMQP از مدل ارتباطی انتشار/ اشتراک نیز پشتیبانی می‌کند. این پروتکل دو نوع مختلف پیام را توصیف می‌کند: پیام‌های آشکار که توسط فرستنده تولید می‌شود و مشروح پیام که در گیرنده دیده می‌شود. در شکل ۲–۱۸ فرمت پیام در این پروتکل نشان داده‌شده است.



شکل ۲–۱۸- فرمت پیام در پروتکل AMQP [۸]

سرآیند پیام در این فرمت مسئول حمل کردن پارامترهای تحویل پیام است که شامل پنج خصیصه ثابت است. مانند پایداری، اولویت، زمان زنده‌ماندن پیام، اولین گیرنده و تعداد تحویل‌داده‌شده پیام که توضیح آن‌ها به شرح زیر است. Delivery-annotation برخی ویژگی‌های غیراستاندارد را علاوه‌بر ۵ مورد قبلی برای گیرنده‌ها مشخص می‌کند و فیلد

[1] Exchange
[2] Message Queues

Message annotations هم مانند مورد قبل است. فیلد Properties برابر است با توصیف پیام که شامل بخش‌های زیر است.

Message-id : مشخص‌کننده شناسه پیام است.

User-id : شناسه ایجادکننده پیام را مشخص می‌کند.

Subject : مشخص‌کننده عنوان پیام است.

Reply-to : مشخص‌کننده گره‌ای است که پاسخ داده است.

Correlation-id : شناسه همیشگی

Absolute-expiry-time : مشخص‌کننده زمانی است که این پیام منقضی‌شده محسوب می‌شود.

Creating-time : مشخص‌کننده زمان ایجاد پیام است.

Group-id : مشخص‌کننده‌ی گروهی که این پیام به آن وابسته است.

Application-Data یا همان Body محتوای پیام را در برمی‌گیرد؛ و فیلد Footer یک سری جزئیات بیشتر در رابطه با پیام را مشخص می‌کند برای مثال امضا و جزئیات رمزنگاری پیام. فرستنده تنها قسمت پیام آشکار (Bare Message) را می‌فرستند که تغییرناپذیر است اما گیرنده قادر به رؤیت مشروح پیام (Annotated Message) است.

۲- ۴- ۶- پروتکل‌های تله‌متری و تله‌کنترل

استانداردهای IEC 60870 مجموعه‌ای از استانداردهای تدوین‌شده توسط موسسه IEC بین سال‌های ۱۹۸۸ تا ۲۰۰۰ است که شامل شش بخش به همراه چند استاندارد ضمیمه به‌منظور فراهم آوردن یک استاندارد باز برای ارتباط بین سامانه‌های صنعتی است. IEC 60870 در ابتدا فقط برای برقراری ارتباط بین دستگاه‌های الکتریکی و اطلاعات فرمانی بود، اما ازآنجایی‌که دارای انواع داده‌های عمومی بود، در نرم‌افزارها و شبکه‌های اسکادا نیز مورداستفاده فراوان قرارگرفته است؛ به تعبیر دیگر محدودیتی برای ستفاده از این استاندارد در موارد دیگر وجود ندارد. این استاندارد به‌عنوان یک گزینه پیش‌فرض در صنایع الکترونیکی کشورهای اروپایی استفاده می‌شود [۲۵].

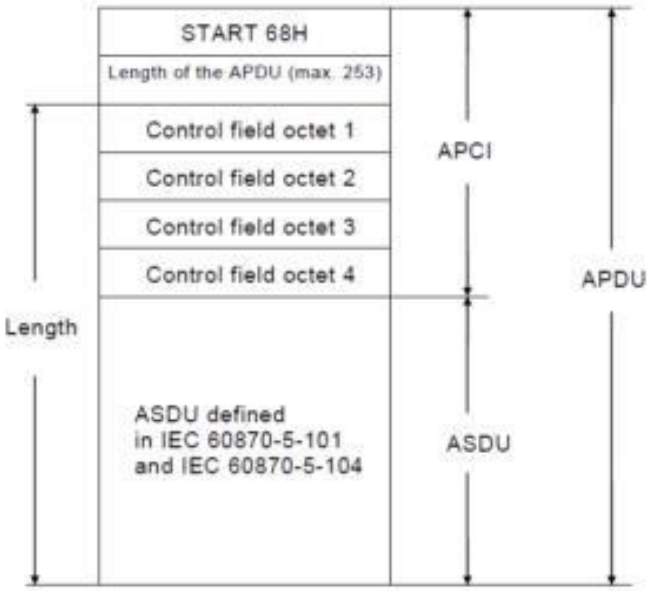
به‌ساده‌ترین بیان استاندارد IEC 60870-5 با هدف ارسال پیام‌های کنترل از راه دور بین دو سامانه طراحی‌شده است. در دهه ۱۹۹۰ میلادی دو پروتکل شبکه استاندارد باز، تحت عنوان IEC60870-5-101 و DNP3[1] برای سامانه‌های اسکادا توسط سازمان IEC و شرکت DNP توسعه داده شدند. برخلاف تفاوت در لایه‌های عملکردی بالا و اشیای داده ای، این دو پروتکل دارای شباهت‌هایی در رویه ارتباطی در لایه ارتباط داده، بودند.

پروتکل IEC 60870-5-104 در استاندارد مرجع با عنوان کلی "دسترسی به شبکه با استفاده از روش‌های انتقال استاندارد" مطرح است که مشخص‌کننده نحوه استفاده از پروتکل TCP/IP در این استاندارد است. این استاندارد ضمیمه، در سال ۲۰۰۰ میلادی جهت سامانه‌های اسکادای برق طراحی شد و به‌عنوان یک واسط باز TCP/IP، برای ارتباط بین

[1] Distributed Network Protocol Version 3

تجهیزات مختلف در شبکه‌های اینترانت و اینترنت استفاده می‌شود. IEC 60870-5-104 که به تعبیر دیگر از آن به‌عنوان پروتکل ارتباطی صنعتی استاندارد یاد می‌شود به‌طور عمومی در شبکه‌های کنترلی مورداستفاده قرار می‌گیرد [۲۶]. این پروتکل در مراکز کنترل صنعتی کشور ما نیز کاربرد قابل‌توجهی دارد. حمله پیشرفته بدافزاری موسوم به Crashoverride در سال ۲۰۱۶ به زیرساخت‌های برق اوکراین که منجر به قطع برق سراسری شد، نشان داد که مهاجمان به‌سادگی می توانند به IEC 60870-5-104 و سایر پروتکل‌های مشابه (IEC 60870-5-101، EC61850 و OPC DA) حمله کنند و از آسیب‌پذیری‌های آن‌ها نهایت سوءاستفاده را ببرند.

IEC 60870-5-104 بر اساس مدل معماری کارایی ارتقاءیافته EPA[1]طراحی شده است. مدل EPA، لایه نمایش، نشست و انتقال را از مدل OSI حذف کرده و لایه فرایند کاربر به آن اضافه شده است [۲۷]. ساختار پی‌آیند بسته‌های IEC 104 به‌طور عمومی با نام APDU[2] شناخته می‌شود و دارای دو بخش ASDU[3] و APCI[4] است. این ساختار در شکل ۲–۱۹ قابل‌مشاهده است.



شکل ۲–۱۹- ساختار پی‌آیند بسته IEC 60870-5-104 [۲۸]

این پروتکل بر اساس انتقال ASDU طراحی‌شده است. هر ASDU دارای یک شناسه نوع[5] است. هر نوع داده دارای یک شناسه نوع منحصربه‌فرد است؛ انواع داده‌ای این پروتکل به شکل عمومی بوده و مناسب انواع کاربردهای شبکه‌های اسکادا است [۲۷].

[1] Enhanced Performance Architecture
[2] Application Protocol Data Unit
[3] Application Service Data Unit
[4] Application Protocol Control Information
[5] Type ID

یکی از مهم‌ترین ویژگی‌های موردتوجه پروتکل IEC 60870-5-104 امکان ارتباط با شبکه‌های استاندارد (به‌ویژه شبکه‌های TCP/IP) است که اجازه انتقال هم‌زمان داده‌های چندین دستگاه و خدمت را می‌دهد. در ادامه فهرستی از کاربردهایی که این پروتکل فراهم می‌کند، بیان‌شده است:

- انتقال دستورهای مستقیم
- انتقال فوری داده‌ها
- انتقال داده در صورت نیاز
- هم‌زمان‌سازی ساعت
- انتقال فایل

۲- ۵- نتیجه‌گیری

در این پروژه به‌دلیل پراکندگی و موقعیت پست‌های توزیع که در فواصل زیاد نسبت به هم هستند، پس پروتکل‌های برد کوتاه مناسب نیست و یکی از موارد LPWAN یا شبکه سلولی به‌دلیل برد بلند باید استفاده شود. در حال حاضر ماژول‌های GPRS نسبت به سایر ماژول‌های فناوری‌های برد بلند به‌صورت گسترده‌تر، دردسترس‌تر و نسبتاً ارزان‌تر در بازار موجود است (در بازار ایران) و علاوه‌بر آن انحصاری نیست. البته سرعت انتقال اطلاعات در آن نسبت به فناوری‌های 3G، 4G و 5G کمتر است. این سرعت انتقال جهت ارسال اطلاعات پست محلی کافی و مناسب خواهد بود. ازلحاظ مصرف انرژی هم دچار مشکل نیستیم که مجبور باشیم از LPWAN استفاده کنیم چون به برق مستقیم پست برای سیستم‌ها دسترسی داریم. از دیگر مزایای GPRS نسبت به فناوری‌های LPWAN می‌توان به سرعت انتقال داده بیشتر، محدودیت حجمی کمتر در انتقال اطلاعات، هزینه‌ی شارژ کمتر (در حال حاضر و در ایران) و راه‌اندازی آسان‌تر اشاره نمود. بستر ارتباطی PLC ازآن‌جهت که برای استفاده از آن، محدود به دسترسی سرور به خطوط انتقال برق هستیم، برای این پروژه مناسب به‌نظر نمی‌رسد. در این پروژه یکی از اهداف استفاده از اینترنت اشیا بوده است تا امکان برقراری ارتباط با سرور از طریق اینترنت وجود داشته باشد که به‌این‌ترتیب سرور در هر مکانی می‌تواند قرار گیرد، ازجمله امکان استفاده از سرور مجازی که در این پروژه مورداستفاده قرار خواهد گرفت. در ضمن مزیت اصلی بستر ارتباطی PLC، امنیت بالای آن است که با توجه به اینکه در این پروژه هدف پایش شبکه توزیع بوده و نه حفاظت و کنترل، لذا ارسال اطلاعات به‌صورت رمزنگاری‌شده در این پروژه امنیت قابل‌قبولی ایجاد خواهد نمود. علاوه‌براین واسطهای مخابراتی PLC، برای شبکه توزیع پرهزینه هستند. لذا فناوری GPRS به‌عنوان بستر مخابراتی برای شبکه ارتباطی در این پروژه انتخاب‌شده است.

در بین پروتکل‌های لایه کاربرد معرفی‌شده نیز پروتکل HTTP نسبت به سایر موارد در بیشتر ماژول‌ها و نیز سرورها کاملاً پشتیبانی می‌شود و رواج زیادی دارد (در سطح جهانی). این در صورتی است که مابقی پروتکل‌ها که بیشتر برای IOT استفاده می‌شوند، کمتر توسط ماژول‌ها و سرورها پشتیبانی می‌شوند و لذا کمتر دردسترس خواهند بود. همان‌طور

که گفته شد، پروتکل‌های طراحی‌شده برای تله‌متری و تله‌کنترل معمولاً یک پشته‌ی پروتکل از لایه‌های زیرین تا لایه‌ی اپلیکیشن را معرفی می‌کنند که جهت انتقال بر بسترهای TCP/IP برای کاربردهای IOT، کل پشته در قالب داده‌ی لایه‌ی اپلیکیشن بر لایه‌های زیرین TCP/IP سوار می‌شود که این به معنای overhead بیشتر و افزونگی در عملیات لایه‌ها است چراکه تعداد زیادی از کارهای پشته‌ی پروتکل سوار شده با کارهای لایه‌های TCP/IP زیرین مشابهت خواهد داشت و پردازش و آماده‌سازی بسته‌ها برای سیستم‌های محلی نیز پیچیده‌تر می‌شود. از طرفی دیگر پروتکلی چون IEC-104 بااین‌وجود که بستر TCP/IP را مستقیماً در پشته‌ی پروتکل خود به‌عنوان لایه‌های زیرین درنظر گرفته، آماده‌سازی بسته‌های آن پردازش بیشتری را در سیستم‌های محلی نسبت به پروتکل HTTP حداقلی نیاز دارد که منجر به هزینه‌ی بیشتر سیستم می‌شود و موردی دیگر این‌که حجم داده‌های ارسالی سیستم اندازه‌گیری در این پروژه نسبتاً زیاد است (داده‌های هارمونیک‌های ۱ تا ۱۹، مقادیر توان‌ها، ضریب توان و ... برای همه‌ی ورودی‌ها (فیدرها) در هر بسته ی داده) درحالی‌که پروتکل IEC-104 برای بسته‌های کم‌حجم ولی به تعداد زیاد مناسب است. این مورد را نیز باید درنظر داشت که پروتکل HTTP به‌دلیل رواج، پشتیبانی و کتابخانه‌های بیشتر، پیاده‌سازی سریع‌تر و آسان‌تری هم در سمت سرور و هم در سیستم اندازه‌گیری خواهد داشت که منجر به آماده‌سازی سریع‌تر و هزینه‌ی کمتر پروژه شده و تأخیر زمانی ایجاد نمی‌کند.

باتوجه به مطالب گفته‌شده چون اغلب پروتکل‌های IOT نسبت به HTTP رواج کمتری دارند، برنامه‌نویسان کمتری هم از جزئیات پیاده‌سازی آن‌ها در سرورها مطلع هستند. ویژگی اصلی این پروتکل‌ها این است که برای مصرف کم سیستم‌های IOT که نیاز به مصرف کم دارند مناسب هستند زیرا با راهکارهایی ازجمله سرآیندهای کوچک‌تر و مواردی دیگر مصرف را در تبادل داده‌ها کاهش می‌دهند. همان‌طور که اشاره شد چون در این پروژه محدودیت توان نداریم پس گزینه‌ی بهتر استفاده از HTTP خواهد بود.

فصل سوم:
تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها

۳- تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمرها

۳- ۱- مقدمه

عمر متوسط یک ترانسفورمر در حالت عادی یک مفهوم رایج برای مواقعی است که از ترانسفورمر به‌طور پیوسته تحت بارگذاری و شرایط کاری نامی و در دمای محیطی طراحی بهره‌برداری می‌شود. بهره‌برداری از ترانسفورمرها در بارگذاری‌ها و دماهای بیش از مقادیر نامی و ذکرشده در پلاک ترانسفورمر، سبب افزایش نرخ استهلاک و بالا رفتن تهدید آسیب دیدن این تجهیز گران‌بها می‌گردد. یکی از اهداف این بخش از پروژه تعیین حدود مجاز برای بهره‌برداری از ترانسفورمر در دماها و شرایط بارگذاری بیشتر از مقادیر نامی با استفاده از استانداردهای بین‌المللی است. این بخش از پروژه به‌طورکلی با استفاده از استانداردهای خانواده IEC60076 و استاندارد IEEE C57.91-2011 [۲۹] نوشته‌شده است.

۳- ۲- معانی عبارات و نمادهای استفاده‌شده در این بخش

در جدول ۳–۱ معانی نمادها و اختصارهای استفاده‌شده در متن این فصل از گزارش آورده شده است.

جدول ۳–۱- نمادهای استفاده‌شده در طول گزارش

نماد	تعریف	واحد
C	ظرفیت گرمایی	Ws / k
c	ظرفیت گرمایی ویژه	$Ws / (kg.K)$
θ_a	دمای محیطی	$°C$
θ_E	دمای محیطی سالیانه وزن‌دار	$°C$
θ_h	دمای نقطه داغ	$°C$
θ_{ya}	دمای میانگین سالیانه بنا به استاندارد IEC 60076-2	$°C$
$\theta_{ma-\max}$	میانگین دمای ماهیانه در گرم‌ترین ماه بنا به استاندارد IEC 50076-2	$°C$
θ_O	دمای بالای روغن (در محفظه ترانسفورمر) در باری مشخص	$°C$
τ_O	میانگین ثابت زمانی روغن	min
τ_W	ثابت زمانی سیم‌پیچی	min
s	عملگر لاپلاس	
t	زمان متغیر	min
k_{11}	ضریب مدل گرمایی	
k_{21}	ضریب مدل گرمایی	
k_{22}	ضریب مدل گرمایی	
V	نرخ استهلاک نسبی	
V_n	نرخ استهلاک نسبی در بازه nام زمانی	

	درجه بسپارش[1]	DP
K	گرادیان نقطه داغ به بالای روغن در جریان نامی	$\Delta\theta_{hr}$
K	افزایش دمای بالای روغن (در تانک) در تلفات نامی	$\Delta\theta_{or}$
K	افزایش دمای بالای روغن (داخل تانک) در لحظه شروع	$\Delta\theta_{oi}$
K	میانگین دمای روغن در تانک با درنظر گرفتن بار	$\Delta\theta_{om}$
K	گرادیان دمای میانگین سیم‌پیچی به میانگین روغن (در تانک) در جریان نامی	g_r
	ضریب نقطه داغ	H
kg	جرم سیم‌پیچی	m_w
kg	جرم هسته و اسمبل کردن کویل	m_A
kg	جرم تانک و اتصالات	m_T
kg	جرم روغن	m_O
W	تلفات سیم‌پیچی	P_w
W	تلفات	P
$p.u.$	تلفات گردابی نسبی برحسب پریونیت	P_e

۳- ۲- ۱- اصطلاحات

کاغذ ارتقایافته ازنظر عایقی[2]:

کاغذی سلولزی که به‌صورت شیمیایی به‌گونه‌ای تغییریافته که نرخ تجزیه‌شدن کاغذ در آن کاهش‌یافته است. نرخ استهلاک کاغذ نیز یا از طریق کاهش جزئی عوامل تولید آب در کاغذ (برای مثال پدیده cyanoethylation) کاهش‌یافته یا از طریق ممانعت از تشکیل آب با استفاده از عوامل پایدارکننده (برای نمونه اضافه نمودن amine یا dicyandiamide). کاغذی ازنظر عایقی ارتقایافته محسوب می‌شود که شرایط مطرح‌شده در [۳۰] را داشته باشد. حفظ ۵۰٪ استحکام کششی در شرایطی که به مدت ۶۵۰۰۰ ساعت در یک لوله مهروموم‌شده در دمای ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد یا هر زمان/دمای دیگری که از رابطه ۳–۱ محاسبه‌شده باشد [۳۱].

$$Time(h) = e^{\left(\frac{15000}{(\theta_h+273)}-28082\right)} \qquad ۳–۱$$

شارش روغن از نوع OF:

نشان‌دهنده آن است که روغن پمپاژشده از تبادل‌کننده‌های گرمایی (یا رادیاتورها)، به‌طور آزادانه در تانک شارش می‌کند (این اجبار وجود ندارد که روغن حتماً از داخل سیم‌پیچی‌ها شارش شود).

[1] Polymerization
[2] Thermally upgraded paper

شارش روغن از نوع ON:

روغن به‌صورت آزادانه در تانک و تجهیزات تبادل حرارت، شارش داشته و اجباری به شارش در درون سیم‌پیچی‌ها ندارد.

شارش روغن از نوع OD:

بخش اصلی روغن پمپ‌شده از تجهیزات تبادل گرما مجبور به عبور از میان سیم‌پیچ‌ها می‌شود.

۳- ۳- عواقب بارگذاری ترانسفورمر بیش از حدود نامی

در ادامه به عواقب بارگذاری ترانسفورمر بیش از مقادیر ذکرشده در پلاک آن اشاره‌شده است:

- الف) دمای سیم‌پیچی‌ها، بست‌ها و نقاط اتصال، عایق‌ها و روغن افزایش می‌یابد و این امکان وجود دارد که این دما به حدود غیرقابل قبولی برسد.
- ب) چگالی شار نشتی بیرون از هسته افزایش‌یافته و سبب افزایش جریان‌های گردابی[1] در برخی از بخش‌های فلزی ترانسفورمر می‌شود. این‌ها قسمت‌های فلزی از ترانسفورمر هستند که با شار نشتی آن لینک مغناطیسی دارند.
- ج) درنتیجه تغییر در دما، مقادیر رطوبت و گاز موجود در عایق و روغن تغییر خواهد کرد.
- د) بوشینگ‌ها، تپ‌چنجرها، نقاط اتصال کابل‌ها و ترانسفورمرهای جریان هم در معرض فشار بیشتر قرار گرفته و این امر می‌تواند سبب عبور این تجهیزات از حدود نامی طراحی هر یک شود.

بسته به نوع بهره‌برداری از ترانسفورمر در نقطه کاری غیرنامی (خارج از حدود نامی مشخص‌شده توسط سازنده)، ریسک بروز خطای زودرس در ترانسفورمر بالا رفته و شدت این ریسک با "دمای کاری" و "بارگذاری" ترانسفورمر ارتباط خواهد داشت. افزایش تهدید بروز خطای زودرس ممکن است یا به‌صورت فوری (در اثر بارگذاری شدید در دوره زمانی کوتاه) بوده و یا ممکن است ناشی از تجمع اثر دوره‌های بلندمدت بهره‌برداری تحت اضافه‌بار (یا شرایط بهره‌برداری غیرنامی) قبلی باشد.

۳- ۳- ۱- اثرات و خطرات بارگذاری کوتاه‌مدت اضطراری

افزایش میزان بارگذاری در زمان‌های کوتاه سبب افزایش ریسک بروز خطا و اشکال در ترانسفورمر می‌شود. اضافه‌بار (در حالت بهره‌برداری شرایط اضطرار[2]) کوتاه‌مدت سبب بروز نقاط داغ در ترانسفورمر شده و این امر می‌تواند منجر به کاهش قدرت دی‌الکتریک عایق استفاده‌شده در ترانسفورمر شود. البته درنظر گرفتن این نکته خالی از لطف نیست که در

[1] Eddy current
[2] Emergency Loading

بسیاری از موارد، بروز این امر در مدت‌زمانی محدود ممکن است به تحمیل قطعی در برق‌رسانی به بارها ترجیح داده شود. این مدل از بارگذاری به‌ندرت رخ‌داده و در صورت بروز یا باید به‌سرعت کاهش‌یافته و یا سازوکاری درنظر گرفته شود که تنها در مدت‌زمانی مشخص اجازه اعمال اضافه‌بار به ترانسفورمر را بدهد و پس از مدت‌زمان مجاز اقدام به قطع بار کند. مدت‌زمان مجاز بارگذاری اضطراری کوتاه‌تر از ثابت زمانی حرارتی کل ترانسفورمر بوده و به دمای کارکرد ترانسفورمر قبل از افزایش بار بستگی دارد. به‌طورکلی می‌توان گفت که مدت‌زمان بارگذاری اضطراری برای ترانسفورمرها کم‌تر از نیم ساعت درنظر گرفته می‌شود. در ادامه به ذکر چند نکته در ارتباط با این موضوع پرداخته‌شده است:

- ریسک اصلی در بروز اشکالات زودهنگام در ترانسفورمرها در اثر کاهش قدرت دی‌الکتریک (ناشی از حضور حباب‌های گازی در نواحی تحت استرس الکتریکی شدید نظیر سیم‌پیچی‌ها و نقاط اتصال) است. این حباب‌ها عموماً در اثر عبور دمای نقطه داغ از ۱۴۰ درجه سانتی‌گراد برای یک ترانسفورمر با رطوبتی در حدود ۲ درصد رخ می‌دهد. هر چه تمرکز رطوبت بیشتر باشد دمای بحرانی وقوع حباب کاهش می‌یابد.
- حباب‌های گازی می‌توانند در سطوح بخش‌های فلزی سنگین (چه در روغن و چه در عایق جامد) که تحت تأثیر شار نشتی قرارگرفته نیز تشکیل شوند و یا حتی در اثر وقوع اشباع بیش‌ازحد در روغن به‌وجود آیند. بخش‌های فلزی، به‌جز سیم‌پیچ‌ها که در ارتباط مستقیم با عایق‌های سلولزی نبوده ولی به مواد عایقی غیرسلولزی نظیر (کاغذ آرامید[1]، فیبر شیشه‌ای) و روغن ترانسفورمر اتصال دارند نیز ممکن است در معرض افزایش دمای زیاد قرار بگیرند. از همین رو دمای این نقاط نیز نباید از ۱۸۰ درجه سانتی‌گراد فراتر رود.
- کاهش استحکام مکانیکی موقتی ترانسفورمر در اثر افزایش دما می‌تواند سبب کاهش تاب‌آوری مکانیکی ترانسفورمر در شرایط بروز خطا شود.
- افزایش فشار در بوشینگ‌ها می‌تواند منجر به بروز اشکال در آن‌ها و نشت روغن شود. تولید گاز در بوشینگ‌های از نوع چگالنده[2] در صورت عبور دمای عایق از ۱۴۰ درجه سانتی‌گراد می‌تواند رخ دهد.
- منبسط شدن روغن می‌تواند منجر به شارش بیش‌ازحد در محفظه روغن شود.
- قطع شدن جریان‌های بیش‌ازحد در تپ‌چنجر می‌تواند منجر به خطرات جدی شود.

۳- ۳- ۲- اثر بارگذاری اضطراری بلندمدت

بهره‌برداری بلندمدت تحت اضافه‌بار به‌هیچ‌وجه در زمره یک حالت عادی بهره‌برداری برای ترانسفورمر محسوب نشده و قاعدتاً انتظار می‌رود که احتمال وقوع آن بسیار پایین باشد، اما ممکن است که چنین امری رخ‌داده و برای مدتی نسبتاً طولانی اضافه‌باری قابل‌توجه به ترانسفورمر اعمال گردد. این امر به استهلاک شدید ترانسفورمر منجر می‌گردد. در ادامه به ذکر چند نکته در ارتباط با این موضوع پرداخته‌شده است:

[1] Aramid paper
[2] Condenser type

- استهلاک شاخص‌های مکانیکی عایق هادی‌ها در دماهای بالاتر شتاب می‌گیرد. اگر این استهلاک برای مدت طولانی ادامه یابد، عمر مفید ترانسفورمر به میزان قابل‌توجهی کاهش خواهد یافت، به‌خصوص در مواردی که ترانسفورمر از قبل در معرض اتصال کوتاه‌های شبکه یا رخدادهای آسیب‌زا در پروسه‌ی حمل‌ونقل قرار گرفته باشد.
- دیگر بخش‌های عایقی (به‌خصوص قسمت‌هایی که فشار محوری سیم‌پیچی‌ها را متحمل می‌شوند) از دماهای بالای پدیدآمده در ترانسفورمر متأثر شده و دچار استهلاک مکانیکی شدید می‌شوند.
- مقاومت کنتاکت‌های تپ‌چنجر در جریان‌ها و دماهای بالاتر بیشتر شده و در موارد خطیر، فرار حرارتی[1]رخ می‌دهد. فرار حرارتی عبارت است از پروسه‌ای که در اثر افزایش دما سرعتش بیشتر شده و یکی از محصولات این پروسه، انرژی و حرارت بیشتر است که خود نیز بر سرعت آن می‌افزاید.
- مواد سازنده واشرها ممکن است در اثر افزایش دما، دوام خود را ازدست‌داده و شکننده‌تر شوند.

محاسبات مربوط به نرخ استهلاک ترانسفورمر نیز بر اساس آسیب‌ها و ریسک بروز آن‌ها برای شرایط فشار بلندمدت بر روی ترانسفورمر محاسبه می‌شوند.

۳- ۳- ۳- اندازه ترانسفورمر

میزان حساسیت یک ترانسفورمر به بارگذاری‌های بیشتر از مقادیر نامی (مقدار ذکرشده در پلاک آن‌ها) معمولاً به‌اندازه آن‌ها بستگی دارد. با افزایش اندازه فیزیکی یک ترانسفورمر:

- چگالی شار پراکندگی افزایش می‌یابد.
- نیروهای حاصل از اتصال کوتاه بزرگ‌تر می‌شوند.
- جرم عایقی (که تحت‌فشار ولتاژی شدیدی است) بیشتر می‌شود.
- تخمین دمای نقطه داغ ترانسفورمر بسیار دشوارتر می‌شود.

از همین رو در بارگذاری بیش از مقادیر نامی، یک ترانسفورمر بزرگ‌تر ممکن است نسبت به یک ترانسفورمر کوچک‌تر آسیب‌پذیرتر باشد. علاوه بر این، عواقب بروز خطا و خرابی در یک ترانسفورمر بزرگ‌تر بسیار شدیدتر از ترانسفورمرهای کوچک است.

از همین رو در [۳۱] برای آنکه تخمین معقولانه‌ای از تهدید بروز خسارات جبران‌ناپذیر بتوان ارائه داد، ترانسفورمرها به سه دسته تقسیم می‌شوند.

۱- ترانسفورمرهای **توزیع** که در آن‌ها تنها می‌بایست دمای نقطه داغ سیم‌پیچی‌ها و استهلاک حرارتی درنظر گرفته شود.

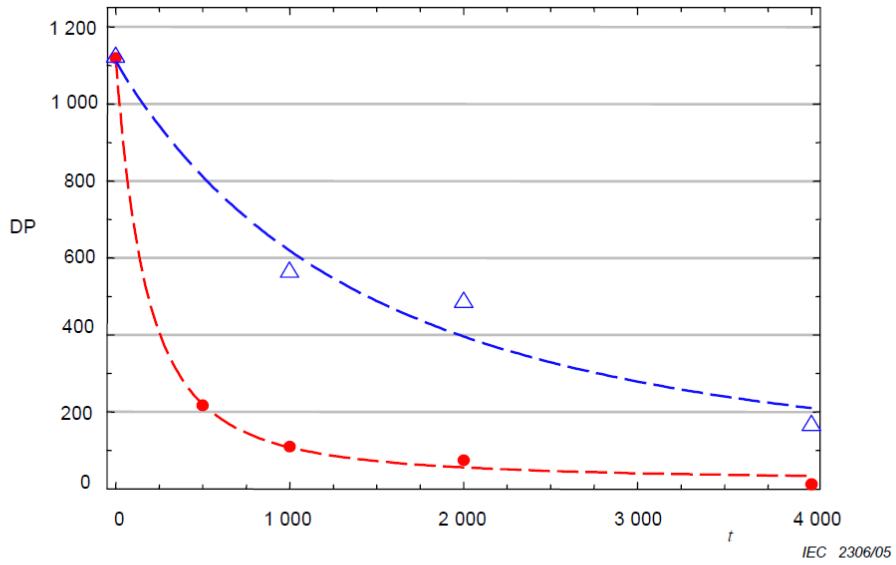
۲- در ترانسفورمرهایی با اندازه **متوسط** می‌بایست خنک‌سازی هم درنظر گرفته شود.

[1] Thermal Runaway

۳- دسته آخر به **ترانسفورمرهای بزرگ قدرت** اختصاص می‌یابد. در این ترانسفورمرها اثرات ناشی از شارهای سرگردان نشتی هم می‌بایست درنظر گرفته شود، چراکه در این دسته از ترانسفورمرها عواقب ناشی از بروز خرابی و اشکال در تجهیز بسیار شدیدتر است.

۳- ۳- ۴- کاغذهای ارتقایافته/نیافته ازنظر حرارتی

دلیل ارتقای کاغذهای عایقی (ازنقطه‌نظر حرارتی) این است که تولید اسیدهای ناشی از هیدرولیز مواد متأثر از حرارت (تولیدشده توسط ترانسفورمر)، خنثی شود. پدیده هیدرولیز در دماهای بالاتر شدت بیشتری می‌یابد و تحقیقات حول این موضوع نشان داده است که کاغذهای ارتقایافته (ازنظر حرارتی) مقاومت در برابر کشش و شکستن خود را در دماهای بالاتر به‌مراتب بهتر از کاغذهای عایقی عادی حفظ می‌کنند. برای نمونه تغییرات DP در طول زمان برای کاغذهای عایقی ارتقایافته و کاغذهای معمولی در معرض دمای ۱۵۰ درجه سانتی‌گراد در شکل ۳–۱ آورده شده است.



Key

DP Degree of polymerization

t Time (h)

Δ Values for thermally upgraded paper

• Values for non-thermally upgraded paper

شکل ۳–۱- استهلاک لوله مهروموم [۳۱]

در جدول ۳–۲ نیز اثر دما و میزان رطوبت موجود بر روی عمر عایقی کاغذ استفاده‌شده در ترانسفورمرها نشان داده‌شده است.

جدول ۳–۲- عمر کاغذ در شرایط مختلف [۳۱]

نوع کاغذ و دمای استهلاک		عمر (سال)	
		خشک و آزاد از هوا	در معرض هوا و ۲٪ رطوبت
خمیر چوب در دمای	80 °C	118	5.7
	90 °C	38	1.9
	98 °C	15	0.8
خمیر چوب ارتقایافته در دمای	80 °C	72	76
	90 °C	34	27
	98 °C	18	12

تغییراتی که در جدول ۳–۲ برای نرخ پیر شدن (نرخ استهلاک) نشان داده شد در استانداردهای صنعتی نیز درنظر گرفته‌شده است. برای مثال به استناد [۳۱]: نرخ استهلاک نسبی V = 1.0 با دمای ۹۸ درجه سانتی‌گراد برای یک کاغذ عایقی ارتقانیافته ازنظر حرارتی و ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد برای یک کاغذ ارتقایافته ازنظر حرارتی متناظر است. لذا ازاین‌پس بسته به نوع کاغذ به‌کاررفته در یک ترانسفورمر، امکان تشخیص اثر شرایط محیطی بر روی نرخ استهلاک را می‌توان با استفاده از این اطلاعات به‌صورت تقریبی بیان نمود.

۳- ۴- نرخ پیر شدن نسبی و عمر عایقی ترانسفورمر

به‌طورکلی می‌توان ادعا نمود که یک ملاک ساده، جامع و منحصربه‌فرد برای تعیین پایان عمر عایقی یک ترانسفورمر وجود ندارد. هرچند که چنین ملاکی برای بهره‌برداران ترانسفورمر بسیار مفید بوده و می‌تواند اطلاعات مناسبی از نرخ پیر شدن و وضعیت سلامتی عایقی ترانسفورمر را ارائه دهد.

۳- ۴- ۱- نرخ استهلاک (پیر شدن) نسبی

هرچند که نرخ استهلاک عایقی یک ترانسفورمر به‌طورکلی تابعی زمانی از دما، رطوبت، اکسیژن و ترکیبات اسیدی موجود در ترانسفورمر است، مدل ارائه‌شده در بند ۶,۲ از استاندارد IEC60076-7 [۳۱] به‌طور ساده نرخ استهلاک نسبی را تنها برحسب دما به‌عنوان پارامتر کنترل‌کننده بیان می‌کند. این مدل حرارتی در ادامه آورده شده است.

ازآنجاکه توزیع دما در ترانسفورمر به‌طور یکنواخت نیست، بخشی از ترانسفورمر که در معرض بیشترین دما واقع می‌شود، بزرگ‌ترین نرخ استهلاک را هم دارا است. این نقطه ازاین‌پس به نقطه داغ موسوم خواهد بود؛ بنابراین، در اغلب مراجع نرخ استهلاک با نرخ استهلاک نقطه داغ ترانسفورمرها هم‌ارز درنظر گرفته می‌شود. در اینجا نرخ استهلاک (V) در رابطه ۳–۲ برای کاغذهای ارتقانیافته ازنظر حرارتی و در رابطه ۳–۳ برای ترانسفورمرهایی که از کاغذهای ارتقایافته استفاده می‌کنند، آورده شده است [۳۱].

$$V = 2^{(\theta_h - 96)/6} \quad ۲-۳$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{(110+273)} - \frac{15000}{\theta_h+273}\right)} \quad ۳-۳$$

در روابط ۳–۲ و ۳–۳ منظور از θ_h دمای نقطه داغ ترانسفورمر است. نکته جالبی که در این روابط وجود دارد حساسیت شدید نرخ استهلاک نسبت به دمای نقطه داغ بوده و همان‌طور که مشخص است به‌صورت نمایی مدل‌شده است. در جدول ۳–۳ نرخ استهلاک نسبی ترانسفورمر برحسب دماهای نقطه داغ مختلف آورده شده است.

جدول ۳–۳- نرخ استهلاک نسبی بسته به‌اندازه نقطه داغ ترانسفورمر [۳۱]

θ_h °C	کاغذ ارتقا نیافته ازنظر عایقی V	کاغذ ارتقایافته ازنظر عایقی V
80	0.125	0.036
86	0.25	0.073
92	0.5	0.145
98	1.0	0.282
104	2	0.536
110	4	1.0
116	8	1.83
122	16	3.29
128	32	5.8
134	64	10.1
140	128	17.2

۳- ۴- ۲- محاسبه عمر ازدست‌رفته برای یک ترانسفورمر

عمر ازدست‌رفته یک ترانسفورمر (L) در یک بازه زمانی مشخص در رابطه ۳–۴ آورده شده است [۳۱].

$$L = \int_{t1}^{t2} V dt \text{ یا } L \approx \sum_{n=1}^{N} V_n \times t_n \quad ۴-۳$$

که در آن V_n نرخ استهلاک نامی در بازه زمانی n بوده و مطابق روابط ۳–۲ و ۳–۳ قابل‌محاسبه است. t_n درواقع nامین بازه زمانی است. n شماره هر بازه زمانی بوده و N تعداد تمام بازه‌های زمانی است که قرار است درنظر گرفته شود.

۳- ۴- ۳- عمر عایقی

برای ترانسفورمرهایی که از کاغذهای عایقی ارتقایافته در آن‌ها استفاده‌شده ۴ حالت کلی برای طول عمر عایقی در جدول ۳–۴ آورده‌شده است.

جدول ۳-۴- عمر عایقی معمول سیستم عایقی (خشک‌شده و عاری از اکسیژن) ارتقایافته (ازنظر حرارتی) در دمای مرجع ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد [۳۱]

مبنا	عمر عایقی عادی	
	ساعت	سال
۵۰ درصد مقاومت کششی حفظ‌شده	65000	7.42
۲۵ درصد مقاومت کششی حفظ‌شده	135000	15.41
۲۰۰ درجه بسپارش[۱] در عایق حفظ‌شده	150000	17.12
نتایج حاصل از تحلیل داده‌های مربوط به آزمون عایقی ترانسفورمرهای توزیع تحت بهره‌برداری	180000	20.55

البته لازم به ذکر است که مقادیر آورده‌شده در جدول ۳-۴ تنها برای نمونه آورده شده است، چراکه ترانسفورمرهای قدرت در عمل در بیشتر اوقات در بارگذاری‌هایی بسیار پایین‌تر از بار کامل کار می‌کنند. برای روشن شدن تأثیر کاهش بارگذاری (کاهش دمای نقطه داغ) می‌توان گفت که یک شرایط بهره‌برداری خاص، درصورتی‌که دمای نقطه داغ آن تنها ۶ درجه سانتی‌گراد از مقدار نامی کوچک‌تر باشد، این کاهش دما سبب می‌شود که نرخ ازدست‌رفتن عمر عایقی ترانسفورمر به نصف کاهش یابد. باتوجه به اطلاعات جدول نیز می‌توان گفت که همین عامل است که سبب می‌شود عمر یک ترانسفورمر در عمل به چندین برابر مقدار عمر عایقی نامی، برای نمونه ۱۸۰۰۰۰ ساعت، افزایش پیدا کند.

۳- ۵- محدودیت‌ها

۳- ۵- ۱- محدودیت جریان و دما

در بارگذاری‌های بیشتر از مقادیر نامی ذکرشده در پلاک ترانسفورمرها، همه محدودیت‌های ذکرشده در جدول ۳-۵ می‌بایست رعایت شده و از هیچ‌یک از آن‌ها نباید تجاوز شود. البته علاوه بر محدودیت‌های ذکرشده در این جدول، محدودیت‌های ذکرشده در بندهای ۷,۲ و ۷,۴ استاندارد IEC60076-7 [۳۱] که در ادامه آورده شده است نیز باید درنظر گرفته شوند.

[۱] بَسپارش یا پُلیمِریزاسیون یک واکنش شیمیایی است که در آن مولکول‌های کوچک و ساده یا همان مونومر با یکدیگر پیوند برقرار کرده و مولکولی بزرگ با جرم مولکولی چندین برابر مولکول اولیه به وجود می‌آورند.

جدول ۳–۵- محدودیت‌های جریانی و حرارتی برای بارگذاری‌های فراتر از مقادیر ذکرشده بر روی پلاک ترانسفورمرها [۳۱]

نوع بارگذاری	ترانسفورمرهای توزیع	ترانسفورمرهای متوسط	ترانسفورمرهای بزرگ
بارگذاری دوره‌ای[1] عادی			
جریان ($p.u.$)	1.5	1.5	1.3
دمای نقطه داغ سیم‌پیچی و فلزات در تماس با عایق سلولزی ($°C$)	120	120	120
دمای نقطه داغ سایر فلزات (در تماس با روغن، کاغذ آرامید، مواد فایبرگلاسی)	140	140	140
دمای بالای روغن ($°C$)	105	105	105
بارگذاری اضطراری بلندمدت			
جریان ($p.u.$)	1.8	1.5	1.3
دمای نقطه داغ سیم‌پیچی و فلزات در تماس با عایق سلولزی ($°C$)	140	140	140
دمای نقطه داغ سایر فلزات (در تماس با روغن، کاغذ آرامید، مواد فایبرگلاسی)	160	160	160
دمای بالای روغن ($°C$)	115	115	115
بارگذاری اضطراری کوتاه‌مدت			
جریان ($p.u.$)	2.0	1.8	1.5
دمای نقطه داغ سیم‌پیچی و فلزات در تماس با عایق سلولزی ($°C$)	در بخش ۳-۶-۱ بدان پرداخته‌شده است	160	160
دمای نقطه داغ سایر فلزات (در تماس با روغن، کاغذ آرامید، مواد فایبرگلاسی)	در بخش ۳-۶-۱ بدان پرداخته‌شده است	180	180
دمای بالای روغن ($°C$)	در بخش ۳-۶-۱ بدان پرداخته‌شده است	115	115

*** **نکته بسیار مهم** درباره اطلاعات و محدودیت‌های مندرج در جدول ۳–۵ آن است که هیچ‌یک از این اعداد به‌خودی‌خود نمی‌تواند به‌عنوان یک محدودیت مجزا و جامع درنظر گرفته شود. برای استفاده از این داده‌ها باید دید که کدام‌یک در شرایطی خاص محدودکننده هستند. برای نمونه ممکن است که در شرایطی خاص جریانی کوچک‌تر از مقادیر داده‌شده در جدول به‌عنوان حد جریانی درنظر گرفته شود، چراکه در غیر این صورت یکی از محدودیت‌های دمایی نقض می‌شود.

[1] Cyclic

۳- ۶- محدودیت‌های مشخص برای ترانسفورمرهای توزیع

۳- ۶- ۱- محدودیت‌های جریانی و دمایی

محدودیت‌های ذکرشده در جدول ۳–۵ پیرامون جریان بار، دمای نقطه داغ، دمای بالای روغن و دمای بخش‌های فلزی (غیر از سیم‌پیچی‌ها و اتصالات بین دورهای سیم‌پیچی) می‌بایست رعایت گردد. در شرایط بارگذاری اضطراری کوتاه‌مدت در ترانسفورمرهای توزیع برای دمای بالای روغن و دمای نقطه داغ حد خاصی فرض نمی‌شود، چراکه در عمل بازه وقوع چنین شرایطی در شبکه‌های توزیع غیرقابل‌کنترل است. البته می‌بایست این امر حتماً درنظر گرفته شود که در صورت عبور دمای نقطه داغ از ۱۴۰ درجه سانتی‌گراد حباب‌های گازی در ترانسفورمر شکل گرفته و این امر سبب کاهش استقامت دی‌الکتریکی تجهیز می‌گردد. لذا حد حرارتی مربوط به نقطه داغ همچنان استوار می‌ماند.

جدای از سیم‌پیچی‌ها، دیگر بخش‌های ترانسفورمر، همانند بوشینگ‌ها، اتصالات انتهای کابل‌ها، تجهیزات تغییر تپ و اتصالات بین سیم‌پیچی‌ها، اگر میزان بارگذاری ترانسفورمر از ۱٫۵ برابر مقدار نامی فراتر رود، ممکن است خود نیز محدودکننده بهره‌برداری از ترانسفورمر شوند. افزایش حجم روغن و فشار آن نیز سبب پدید آمدن محدودیت برای بهره‌برداری از ترانسفورمر در این شرایط می‌گردند.

الف) ترانسفورمرهای نصب‌شده در فضاهای داخلی[1]

وقتی از ترانسفورمرها در فضاهای سربسته بهره‌برداری می‌شود، باید یک اصلاح در مقدار نامی دمای بالای روغن ترانسفورمر درنظر گرفته شود تا محبوس‌بودن تجهیز درنظر گرفته شود. ترجیحاً، این افزایش دمای اضافه با استفاده از یک آزمون که در بخش ۸٫۳٫۲ استاندارد IEC60076-7 [۳۱] به آن پرداخته می‌شود، مشخص می‌گردد. (در این گزارش در بخش تشخیص دماها – دمای محیطی بدان پرداخته‌شده است.)

ب) ترانسفورمرهای نصب‌شده در فضاهای خارجی

عوامل محیطی نظیر باد، تابش خورشید و باران در ظرفیت قابل‌بارگذاری ترانسفورمرهای توزیع که در فضای باز نصب‌شده‌اند، اثرگذار است؛ اما ماهیت غیرقابل‌پیش‌بینی این موارد سبب می‌شود که درنظر گرفتن چنین عواملی در محاسبات مربوط به تخمین ظرفیت ترانسفورمر به میزان زیادی غیرعملی باشد.

برای ترانسفورمرهای با اندازه متوسط و بزرگ در شبکه‌های قدرت نیز ملاحظات ویژه‌ای درنظر گرفته می‌شود که باتوجه به موضوعیت این پروژه از بیان آن‌ها صرف‌نظر شده است. در صورت تمایل به مطالعه این موارد به بخش ۷ [۳۱] ارجاع گردد.

[1] Indoor

۳- ۷- تشخیص دماها

۳- ۷- ۱- افزایش حالت دائم[1] دمای نقطه داغ ترانسفورمر

برای بیان دقیق مطلب، دمای نقطه داغ بهتر است به دمای روغن مجاور[2] ارجاع داده شود. در اینجا فرض می‌شود که این دما برابر با دمای بالای روغن درون سیم‌پیچی‌ها باشد. اندازه‌گیری‌ها نشان داده است که این دما می‌تواند تا ۱۵ کلوین بزرگ‌تر از دمای بالای روغن در داخل تانک ترانسفورمر باشد.

در اغلب موارد دمای بالای روغن در داخل سیم‌پیچی‌ها، پارامتر مشخص و دقیقی نیست. از سویی دیگر در بیشتر این تجهیزات، دمای بخش‌های بالایی روغن در محفظه ترانسفورمر معلوم است. حال ممکن است مقدار دمای روغن در بالای محفظه از طریق اندازه‌گیری مستقیم و یا از طریق محاسبه مشخص‌شده باشد.

در [۳۱] دو قاعده در محاسبه دماهای روغن داخل ترانسفورمر درنظر گرفته می‌شود:

- $\Delta\theta_{or}$: مقدار افزایش دمای روغن در قسمت‌های بالایی محفظه ترانسفورمر نسبت به دمای محیطی (برحسب کلوین)
- $\Delta\theta_{hr}$: مقدار افزایش دمای نقطه داغ ترانسفورمر نسبت به دمای روغن در قسمت‌های فوقانی محفظه ترانسفورمر (برحسب کلوین)

مقدار پارامتر $\Delta\theta_{hr}$ نیز می‌تواند یا به‌طور مستقیم (در یک آزمایش حرارتی) و یا از طریق روش‌های محاسباتی تائیدشده توسط آزمایش‌های عملی تعیین گردد.

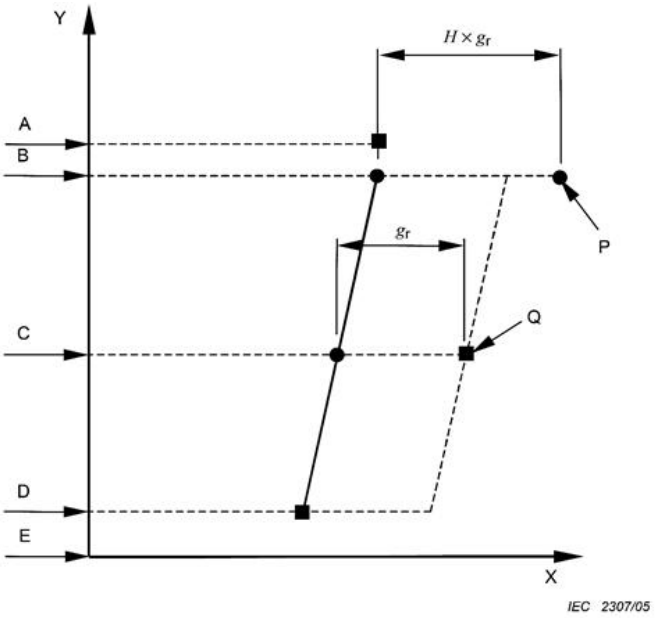
۳- ۷- ۲- محاسبه دمای نقطه داغ از اطلاعات حاصل از تست گرم ترانسفورمر

در شکل ۳–۲ نمونه‌ای از دیاگرام حرارتی در یک ترانسفورمر قدرت آورده شده است. البته لازم به ذکر است برای ترسیم این دیاگرام، ساده‌سازی‌هایی نیز انجام‌شده و فرضیات درنظر گرفته‌شده برای ترسیم آن در ادامه آورده‌شده است:

- دمای روغن داخل تانک از پایین تا بالا، مستقل از نوع خنک‌سازی به‌کاررفته در ترانسفورمر به‌صورت خطی افزایش پیدا می‌کند.
- به‌عنوان یک تقریب اولیه، افزایش دمای هادی در هر نقطه از سیم‌پیچی به‌صورت خطی فرض گردیده و به‌طور موازی با افزایش دمای روغن درنظر گرفته‌شده است و تفاوتی به مقدار g_r (g_r عبارت است از تفاوت بین افزایش دمای میانگین سیم‌پیچی (به سبب وجود مقاومت) و میانگین افزایش دمای روغن در داخل تانک ترانسفورمر) بین این دو نمودار وجود دارد.

[1] Steady State
[2] Adjacent Oil Temperature

- افزایش دمای نقطه داغ در ترانسفورمر بیشتر از افزایش دمای هادی در بالای سیم‌بندی است. چراکه باید به‌قدری اجازه افزایش دما در اثر تلفات سرگردان (برای تفاوت‌های در شارش محلی روغن و کاغذ اضافه بر روی هادی) داده شود. برای به‌حساب آوردن این رفتارهای غیرخطی، تفاوت بین دمای نقطه داغ و بیشترین دمای روغن در تانک برابر با $H \times g_r$ درنظر گرفته می‌شود و داریم: $\Delta\theta_{hr} = H \times g_r$.



راهنما

A دمای بالای روغن
B دمای مخلوط روغن در بالای سیم‌پیچی‌ها که عموما با A یکسان در نظر گرفته می‌شود
C میانگین دمای روغن
D دمای روغن در قسمت زیرین سیم‌پیچی‌ها
E زیر تانک ترانسفورمر
g_r گرادیان میانگین دمای سیم‌پیچی به میانگین دمای روغن (در تانک) در جریان نامی
H ضریب نقطه داغ
P دمای نقطه داغ
Q میانگین دمای سیم‌پیچی که از اندازه‌گیری مقاومتی حاصل می‌شود
X-axis دما
Y-axis مکان های نسبی
■ measured point; ● calculated point

شکل ۳–۲– دیاگرام حرارتی [۳۱]

لازم به ذکر است که روش‌هایی برای اندازه‌گیری مستقیم دمای نقطه داغ ترانسفورمر نیز از سال‌های ۱۹۸۰ وجود داشته است که برای ترانسفورمرهای بزرگ‌تر پیاده‌سازی می‌گردیده است؛ اما در این پروژه باتوجه به ترانسفورمرهای تحت بررسی[۱]، این موضوع از حوزه بحث خارج بوده و برای اطلاعات بیشتر خواننده این گزارش می‌تواند به بند ۸. ۱. ۳. [۳۱] رجوع کند.

[۱] ترانسفورمرهای کوچک که در شبکه‌های توزیع استفاده می‌شوند.

یکی از پارامترهای بسیار مهم در محاسبه دمای نقطه داغ در ترانسفورمر، ضریب نقطه داغ (H) است. این ضریب به‌صورت موردی محاسبه‌شده و از ترانسفورمر به ترانسفورمری دیگر تفاوت دارد. مطالعات نشان می‌دهند که این ضریب بین ۱,۰ الی ۲,۱ بوده و بسته به‌اندازه ترانسفورمر، امپدانس اتصال کوتاه و طراحی سیم‌پیچی آن متغیر است. ضریب H از دو طریق اندازه‌گیری مستقیم و یا از طریق محاسبات مبتنی بر تلفات بنیادین و تبادل گرما تعیین می‌گردد. برای ترانسفورمرهای **توزیع** با **امپدانس اتصال کوتاه کمتر از ۸ درصد**، ضریب H **در حدود ۱,۱** فرض شده و دقت آن به گفته استاندارد IEC60076-7:2005 می‌تواند به میزان مطلوبی کافی قلمداد شود. برای نمونه در ضمیمه E این استاندارد برای ترانسفورمرهای توزیع، H برابر با ۱,۱ و برای ترانسفورمرهای متوسط و بزرگ شبکه‌های قدرت برابر با ۱,۳ درنظر گرفته‌شده است.

در روش محاسباتی برای تعیین دمای نقطه داغ می‌بایست موارد زیر درنظر گرفته شود:

- **شارش سیالات:** شارش مایعات درون مجاری سیم‌پیچی‌ها، نرخ شارش، تبادل دما و دمای حاصل‌شده سیالات براثر موارد نامبرده باید مدل گردد.
- **توزیع تلفات در سیم‌پیچی‌ها:** یکی از مواردی که سبب افزایش تلفات محلی در سیم‌پیچی‌ها می‌شود، تلفات ادی[1] در انتهای سیم‌پیچی‌ها، درجایی که شار نشتی هادی‌های مربوط به سیم‌پیچی‌ها را قطع می‌کند، است. برای درنظر گرفتن این امر می‌بایست علاوه بر تلفات اهمی ناشی از گذر جریان بار، تلفات ناشی از جریان‌های ادی و گردابی نیز محاسبه گردد. برای محاسبات تلفات محلی در برخی نقاط می‌بایست اتصالاتی که تحت تأثیر شار نشتی ترانسفورمر قرار می‌گیرند نظیر اتصالات کویل به کویل و نیز تپ به سیم‌پیچ هم درنظر گرفته شود.
- به سبب تفاوت در ضخامت عایق پیرامون سیم‌پیچی‌ها، نرخ تبادل گرما نیز متغیر است.
- هرگونه طراحی خاص در ترانسفورمر که سبب تغییر در تبادل گرمایی ترانسفورمر شود نیز باید منظور گردد.

۳- ۷- ۳- افزایش دمای نقطه داغ ترانسفورمر و بیشترین دمای روغن در شرایط بارگذاری متغیر و تغییر دمای محیط

این بخش دو راه‌کار برای شرح روش محاسبات دمای نقطه داغ ترانسفورمر برحسب زمان و باتوجه به تغییرات بار و دمای محیطی ارائه می‌دهد:

- الف) راه‌کار مبتنی بر روابط نمایی، مناسب برای تغییرات بار بر اساس تابع پله‌ای. این روش برای حالتی که پارامترهای حرارتی از طریق تست به‌دست‌آمده‌اند (به‌خصوص برای ترانسفورمرهایی که این پارامترها توسط سازنده مشخص‌شده است) بسیار مناسب است. خصوصاً در شرایطی که هر پله بار افزایشی با یک پله بار کاهشی (و بالعکس) همراه باشد. درصورتی‌که پله‌های پشت سر هم همگی افزایشی باشند (بیش از دو پله) هرکدام از

[1] Eddy

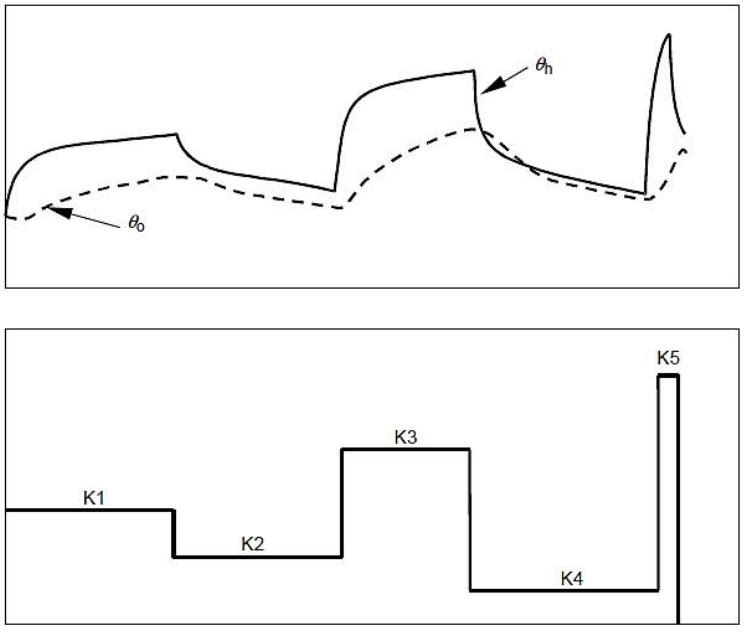
N-1 پله اولیه تغییر بار باید به‌قدری بزرگ بوده که به دمای نقطه داغ ترانسفورمر اجازه ثابت شدن داده باشند. برای شرایط کاهشی بار نیز همین شرط وجود دارد.

- ب) راهکار مبتنی بر معادلات تفاضلی، مناسب برای تغییرات ضریب بار (K) دلخواه و تغییرات دمای محیطی θ_a. این روش تنها برای شرایطی مناسب است که اقدام به پیاده‌سازی پایش برخط شده است. از همین‌رو در این روش هیچ محدودیت خاصی برای پروفایل بار مطرح نشده است.

در ادامه به بحث پیرامون روش نمایی تشریح‌شده در بند (الف) و روش مبتنی بر معادلات تفاضلی تشریح‌شده در بند (ب) پرداخته خواهد شد.

۳- ۷- ۴- روش محاسباتی برحسب معادلات نمایی

تغییرات بار بر اساس توابع پله‌ای، به‌شرط آن‌که هر پله افزایشی بار با یک پله کاهشی (و بالعکس) همراه باشد در شکل ۳–۳ آورده شده است. دمای نقطه داغ در ترانسفورمر برابر با مجموع دمای محیط، دمای بالای روغن در ترانسفورمر و تفاوت دما بین نقطه داغ و دمای بالای روغن است.



Key

θ_h Winding hot-spot temperature

θ_o Top-oil temperature in tank

K1 is 1,0 K2 is 0,6 K3 is 1,5 K4 is 0,3 K5 is 2,1

شکل ۳–۳- پاسخ دمایی به تغییرات پله‌ای در جریان بار [۳۱]

افزایش دما برای یک بارگذاری برحسب k در رابطه ۳–۵ آورده شده است [۳۱].

$$\theta_h(t)=\theta_a+\Delta\theta_{oi}+\left\{\Delta\theta_{or}\times\left[\frac{1+R\times K^2}{1+R}\right]^x-\Delta\theta_{oi}\right\}\times f_1(t)+\Delta\theta_{hi}+\left\{Hg_r K^y-\Delta\theta_{hi}\right\}\times f_2(t) \qquad ۵–۳$$

همچنین کاهش دما برحسب ضریب بارگذاری K در رابطه ۳–۶ آورده شده است [۳۱]:

$$\theta_h(t)=\theta_a+\Delta\theta_{or}\times\left[\frac{1+R\times K^2}{1+R}\right]^x+\left\{\Delta\theta_{oi}-\Delta\theta_{or}\times\left[\frac{1+R\times K^2}{1+R}\right]^x\right\}\times f_3(t)+Hg_r K^y \qquad ۶–۳$$

پارامتر مربوط به بالای روغن (x) و پارامتر مربوط به سیم‌پیچی (y) در جدول ۳–۶ آورده شده است.

جدول ۳–۶- مشخصه حرارتی پیشنهادی برای معادلات نمایی [۳۱]

	ترانسفورمرهای توزیع	ترانسفورمرهایی با اندازه بزرگ و متوسط						
	ONAN	ONAN Restricted	ONAN	ONAF Restricted	ONAF	OF restricted	OF	OD
پارامتر نمایی روغن x	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1.0	1.0	1.0
پارامتر نمایی سیم‌پیچ y	1.6	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	2.0
ثابت k_{11}	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0
ثابت k_{21}	1.0	3.0	2.0	3.0	2.0	1.45	1.3	1.0
ثابت k_{22}	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	1.0	1.0
ثابت زمانی τ_O	180	210	210	150	150	90	90	90
ثابت زمانی τ_W	4	10	10	7	7	7	7	7
برای ترانسفورمرهای با سیم‌پیچی ON یا OF خنک شده zigzag-cooled به جدول ۵ استاندارد IEC60076-7 رجوع شود.								

تابع f1(t) افزایش نسبی دمای بالای روغن را نسبت به مقدار واحد حالت دائم تشریح می‌کند. این تابع در رابطه ۳–۷ آورده شده است؛ که در این رابطه k_{11} در جدول ۳–۶ آورده شده و τ_O میانگین ثابت زمانی روغن برحسب دقیقه است [۳۱].

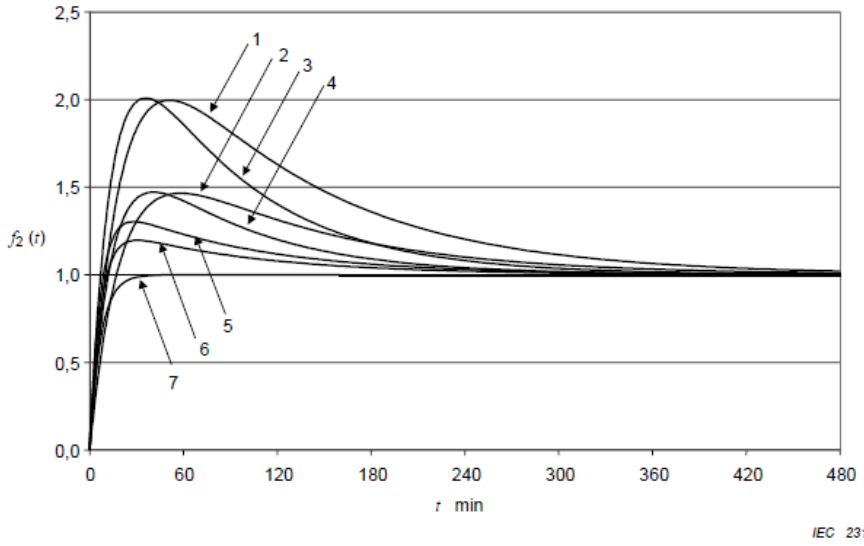
$$f_1(t)=\left(1-e^{(-t)/(k_{11}\times\tau_0)}\right) \qquad ۷–۳$$

تابع $f_2(t)$ افزایش دمای نقطه داغ ترانسفورمر نسبت به دمای بالای روغن را مشخص می‌کند و در رابطه ۳–۸ آورده شده است. این رابطه این حقیقت را که روغن با یک مقدار تأخیر نسبت به تغییرات بار عکس‌العمل نشان می‌دهد

را مدل می‌کند. ضرایب k_{11}، k_{21} و k_{22} و ضرایب ثابت زمانی τ_W و τ_O برای هر ترانسفورمر مشخص هستند. درصورتی‌که سازنده ترانسفورمر ضرایب مربوط به این روابط را مشخص نکرده باشد استفاده از مقادیر مندرج در جدول ۳–۶ توصیه می‌شود. در شکل ۳–۴ با استفاده از مقادیر مندرج در جدول ۳–۶ اقدام به ترسیم تابع $f_2(t)$ شده است. درصورتی‌که بار کاهش یابد، برای کاهش بار واحد، کاهش نسبی دمای بالای روغن نسبت به دمای محیطی در رابطه ۳–۹ آورده شده است [۳۱].

$$f_2(t) = k_{21} \times \left(1 - e^{(-t)/(k_{22} \times \tau_w)}\right) - \left(k_{21} - 1\right) \times \left(1 - e^{(-t)/(\tau_0 / k_{22})}\right) \qquad ۸–۳$$

$$f_3(t) = e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_0)} \qquad ۹–۳$$



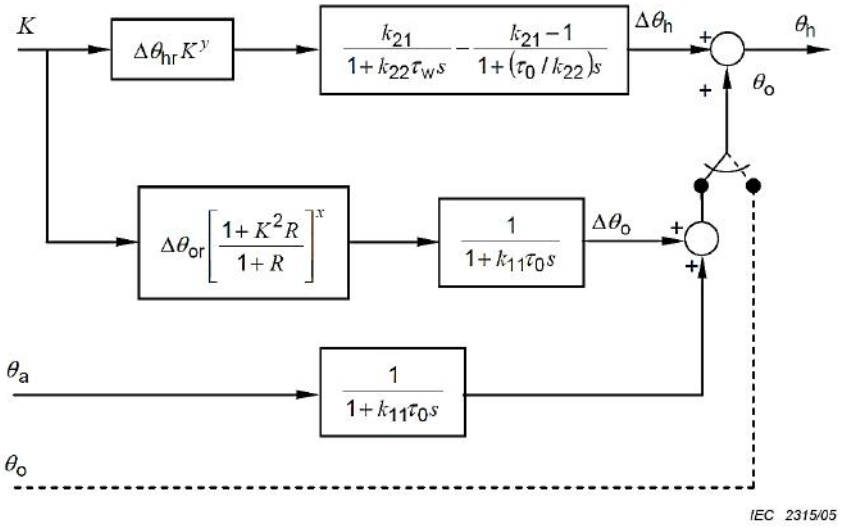
Key

1 ONAN – restricted oil flow
2 ONAN
3 ONAF – restricted oil flow
4 ONAF
5 OF – restricted oil flow
6 OF
7 OD and distribution transformers

شکل ۳–۴- تابع $f_2(t)$ با استفاده از مقادیر جدول ۳–۶ [۳۱]

۳- ۷- ۵- راهکار مبتنی بر معادلات دیفرانسیلی

این بخش اقدام به تشریح معادلات تبادل گرمایی دیفرانسیلی نموده که برای شرایط تغییر بار و تغییر دمای محیطی قابل‌استفاده است. این معادلات می‌توانند به‌عنوان روابط موردنیاز برای محاسبه دمای نقطه داغ به‌عنوان تابعی از زمان به‌کاربرده شوند و برای میزان استهلاک عمر عایقی ترانسفورمر مورداستفاده قرار بگیرند. این معادلات دیفرانسیل به‌صورت بلوک دیاگرام شکل ۳–۵ ارائه‌شده‌اند. همان‌طور که در این شکل مشخص است، ورودی‌های این معادلات ضریب بارگذاری (K) و دمای محیطی θ_a هستند. خروجی سیستم نیز دمای نقطه داغ ترانسفورمر است.



شکل ۳–۵- ارائه بلوک دیاگرامی معادلات دیفرانسیل حرارتی [۳۱]

در شکل ۳–۵ دومین بلوک در بالاترین مسیر، دینامیک افزایش دمای نقطه داغ ترانسفورمر را مدل می‌کند. بخش اول از این معادله که صورت کسر آن ضریب k_{21} را دارد، افزایش دمای بنیادین نقطه داغ ترانسفورمر را قبل از آن‌که شارش روغن بر این دما اثر بگذارد، مدل کرده و بخش دوم تغییرات نرخ شارش دما و تأثیر آن بر روی دمای نقطه داغ ترانسفورمر را مدل می‌کند. اثری که این دو عبارت بر روی مدل می‌گذارند به این صورت است که نشان می‌دهد افزایش ناگهانی جریان بار می‌تواند منجر به افزایش ناگهانی دمای نقطه داغ ترانسفورمر گردد. مقادیر مربوط به k_{11}، k_{21} و k_{22} همان مقادیر موجود در جدول ۳–۶ که برای روش قبلی آورده شده بود هستند.

اگر در ترانسفورمری امکان اندازه‌گیری دمای بالای روغن به‌صورت مستقیم وجود داشته باشد، در این صورت می‌توان از مسیر مشخص‌شده با خط‌چین در شکل ۳–۵ برای محاسبه دمای نقطه داغ ترانسفورمر استفاده کرد. برای این کار می‌بایست با استفاده از سوییچ ترسیم‌شده در بلوک دیاگرام شکل ۳–۵ مسیر مدل را از مسیر محاسباتی دمای محیطی به مسیر اندازه‌گیری مستقیم θ_O تغییر داد.

۳- ۷- ۶- دمای محیطی

➢ ترانسفورمرهای نصب‌شده در فضای باز که با هوا خنک می‌شوند:

برای شرایطی که رفتار دینامیکی ترانسفورمر اهمیت ویژه‌ای برای کاربرد موردنظر دارد، نظیر کاربردهای پایشی یا بارگذاری اضطراری کوتاه‌مدت، دمای محیطی می‌بایست به‌صورت مستقیم اندازه‌گیری شده و در معادلات استفاده شود؛ اما برای مسائل مربوط به طراحی و تست ترانسفورمر، دماهای معادل زیر می‌توانند درنظر گرفته شوند.

الف) دمای وزن‌دار سالیانه برای محاسبات مربوط به استهلاک دمایی ترانسفورمر

ب) دمای میانگین ماهیانه داغ‌ترین ماه برای محاسبه حداکثر دمای نقطه داغ ترانسفورمر

توجه: برای کسب اطلاعات بیشتر در مورد دمای محیطی به استاندارد IEC60076-2 [۳۲] رجوع شود.

اگر دمای محیطی در طول یک سیکل بار به‌اندازه قابل‌توجهی تغییر نماید، آنگاه دمای محیطی وزن‌دار یک عدد ثابت خواهد بود. این امر سبب می‌شود که نرخ استهلاک در طول زمان ثابت بماند. رابطه دمای وزن‌دار محیطی در رابطه ۳–۱۰ آورده شده است [۳۱].

$$\theta_E = \theta_{ya} + 0.01 \times \left[2\left(\theta_{ma-\max} - \theta_{ya}\right) \right]^{1.85} \qquad ۱۰–۳$$

مثال:

با استفاده از مقادیر میانگین ماهانه (به‌طور دقیق‌تر مقادیر ماهانه وزن‌دار) برای θ_a داریم:

$\theta_{ma\text{-}\max} = 30°\text{C}$ for 2 months

$\theta_{ma} = 30°\text{C}$ for 4 months

$\theta_{ma} = 10°\text{C}$ for 4 months

$\theta_{ma} = 0°\text{C}$ for 4 months

Average $\theta_{ya} = 15.0°\text{C}$

Weighted average $\theta_E = 20.4°\text{C}$

ترانسفورمری که در یک محفظه کار می‌کند در برابر دمای اضافه‌تر قرار گرفته و این مقدار اضافه برابر با نصف دمای هوای داخل محفظه است. برای ترانسفورمرهای نصب‌شده در محفظه‌ای فلزی یا بتنی پارامتر $\Delta\theta_{or}$ در معادلات مربوط به محاسبات نمایی می‌بایست با معادله ۳–۱۱ جایگزین گردد [۳۱].

$$\Delta\theta'_{or} = \Delta\theta_{or} + \Delta\left(\Delta\theta_{or}\right) \qquad ۱۱–۳$$

در این رابطه $\Delta\left(\Delta\theta_{or}\right)$ دمای افزایش‌یافته اضافه در بالای روغن در بار نامی است. در [۳۱] توصیه اکید می‌شود که مقادیر مربوط به این افزایش دما از طریق تست به‌دست آید اما برای شرایطی که دسترسی به داده‌های حاصل‌شده از تست وجود ندارد می‌توان از اطلاعات جدول ۳–۷ استفاده کرد.

جدول ۳–۷- اصلاح افزایش دمای محیطی در اثر نوع محفظه [۳۱]

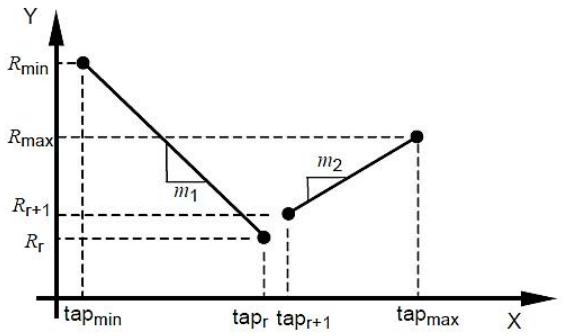
نوع محفظه	شمار ترانسفورمرهای نصب‌شده	اصلاحی که می‌بایست به دمای محیطی اضافه شود K			
		سایز ترانسفورمر kVA			
		250	500	750	1000
تأسیسات زیرزمینی با تهویه طبیعی	1	11	12	13	14
	2	12	13	14	16
	3	14	17	19	22
ساختمان‌هایی که تهویه طبیعی ضعیفی دارند	1	7	8	9	10
	2	8	9	10	12
	3	10	13	15	17
ساختمان‌های با تهویه طبیعی مناسب و تأسیسات زیرزمینی با تهویه اجباری	1	3	4	5	6
	2	4	5	6	7
	3	6	9	10	13
کیوسک‌ها	1	10	15	20	-

این نکته لازم به ذکر است که در ترانسفورمرهایی که از آب برای خنک‌سازی استفاده می‌کنند، دمای محیطی همان دمای آب بوده و این امر سبب می‌شود که تغییرات دمای محیطی نسبت به حالتی که از هوا به‌عنوان خنک‌کننده استفاده می‌شود، کمتر گردد.

۳- ۸- تأثیر تپ‌چنجر

در روش محاسباتی مبتنی بر توابع نمایی، مقادیر محاسبه‌شده هر یک تنها برای یک تپ خاص معتبر هستند. برای نمونه در شرایطی که قرار است ولتاژ سمت فشار ضعیف ترانسفورمر در یک مقدار خاص ثابت بماند، افزایش دمای نامی روغن، تلفات و گرادیان سیم‌پیچی‌ها می‌بایست برای آن تپ اندازه‌گیری یا محاسبه شود.

تلفات اتصال کوتاه ترانسفورمر تابعی از محل قرارگیری تپ است. یک روش کلی برای محاسبه نسبت تلفات ترانسفورمر برحسب محل قرارگیری تپ در شکل ۳–۶ آورده شده است. در این شکل یک تابع خطی بین مقدار نامی تپ و بیشترین و کمترین مقدار آن محاسبه‌شده است.



$$m_1 = \frac{R_r - R_{min}}{tap_r - tap_{min}} \qquad m_2 = \frac{R_{max} - R_{r+1}}{tap_{max} - tap_{r+1}}$$

Key

X Tap position

Y Ratio of losses

شکل ۳–۶- قاعده تلفات به‌عنوان تابعی از موقعیت تپ [۳۱]

افزایش دمای بالای روغن در ترانسفورمر تابعی از نسبت تلفات (R) است. تلفات بی‌باری ثابت فرض می‌شوند. با استفاده از یک تقریب خطی، R می‌تواند به‌صورت تابعی از موقعیت تپ ترانسفورمر درنظر گرفته شود. برای محل قرارگیری تپ ترانسفورمر در مکانی بالاتر از مکان نامی رابطه ۳–۱۲ و برای تپ‌های پایین‌تر از تپ نامی ۳–۱۳ استفاده می‌شود [۳۱].

$$R(tap) = R_{r+1} + (tap - tap_{r+1}) \times m_2 \quad ۱۲–۳$$

$$R(tap) = R_r + (tap - tap_r) \times m_1 \quad ۱۳–۳$$

افزایش دمای سیم‌پیچ نسبت به روغن به‌طورکلی به ضریب بار وابسته است. ضریب بار نیز خود مستقل از موقعیت تپ نبوده و به آن وابسته است.

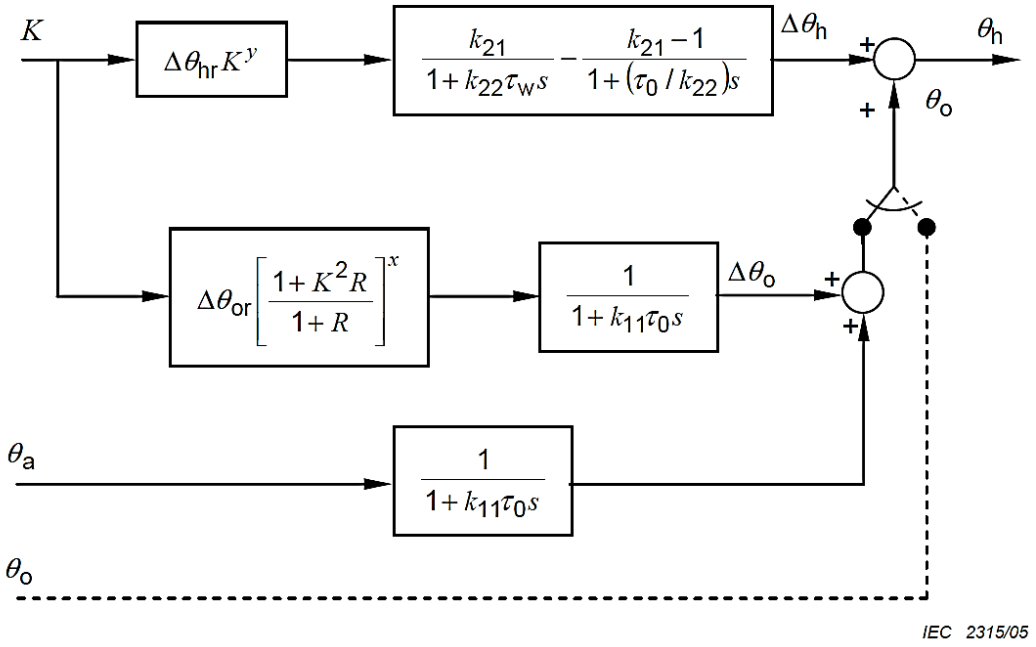
۳- ۹- روش پیشنهادی برای پیاده‌سازی روش پایشی ترانسفورمر و حل یک مثال [۳۱]

باتوجه به کاربرد طرح‌شده در مرحله اول از پروژه، روش پیشنهادی برای محاسبه دمای نقطه داغ ترانسفورمر استفاده از معادله دیفرانسیلی است. این روش در کاربردهای پایش برخط ترانسفورمر اهمیت ویژه‌ای دارد و این قابلیت را دارد که تنها با دریافت اطلاعات محیطی (دمای محیط) و میزان بارگذاری اقدام به تخمین دمای نقطه داغ در ترانسفورمر کند. دمای محیطی با استفاده از حسگر تعبیه شده در تجهیز اندازه‌گیری قرائت می‌گردد. همچنین به‌طور کلی با توجه به اجرای کاربرد در سمت سرور، همواره امکان استفاده از داده‌های هواشناسی برای داشتن تخمینی از دمای هوا در محل پست نیز وجود دارد. شمای کلی این طرح در شکل ۳–۷ آورده شده است. کاربرد مطرح‌شده برای تعیین ظرفیت پویای ترانسفورمر در این پروژه دو وظیفه اصلی دارد:

- محاسبه عمر ازدست‌رفته ترانسفورمر و عمر باقی‌مانده از آن
- محاسبه دمای نقطه داغ و ارسال هشدار در صورت بروز تحمیل گرمای بیش‌ازاندازه

محاسبه عمر ازدست‌رفته ترانسفورمر و عمر باقی آن می‌تواند به میزان قابل‌توجهی در امور مربوط به سامانه‌های مدیریت دارایی مفید واقع‌شده و مالک شبکه را از وضعیت سلامت ترانسفورمرهای شبکه مطلع سازد. این اطلاعات در یک سامانه پایشی گردآوری‌شده و دسترسی آسان برای ترانسفورمرهای تحت‌پایش فراهم می‌آورد. ارسال هشدار به سامانه برای ترانسفورمرهایی که پیر شده‌اند می‌تواند از بروز خسارات آتی جلوگیری نماید.

از سویی دیگر محاسبه دمای نقطه داغ در فواصل زمانی به نسبت کوتاه این امکان را فراهم می‌آورد که در شرایطی که این امکان وجود دارد، ترانسفورمر تحت بارگذاری بیش از مقدار نامی قرار گرفته و نرخ استهلاک آن همچنان از نرخ استهلاک نسبی نامی کوچک‌تر بماند. از سویی دیگر ممکن است در برخی از شرایط آب و هوایی و برخی مناطق جغرافیایی دمای محیطی به‌گونه‌ای باشد که حتی بارگذاری نامی ترانسفورمر نیز منتهی به نرخ استهلاک نسبی بالایی شود و ازاین‌رو ظرفیت نامی ترانسفورمر (به‌خصوص درجایی که امکان پیاده‌سازی پایش برخط وجود داشته باشد.) نمی‌تواند شاخص مناسبی برای تعیین وقوع اضافه‌بار در ترانسفورمر باشد.



شکل ۳–۷– طرح بلوک دیاگرامی مدل حرارتی دیفرانسیلی [۳۱]

۳- ۹- ۱- تشریح معادلات دیفرانسیلی روش تخمین حرارت نقطه داغ

در عمل برای کاربردهای پایشی به سبب تغییرات بار و دمای محیطی لازم است تا روشی برای تخمین دمای نقطه داغ به‌صورت زمان حقیقی[1] (یا نزدیک به زمان حقیقی) وجود داشته باشد. برای این کار بهترین راه استفاده از معادلات دیفرانسیل انتقال حرارت است. این معادلات، درصورتی‌که به‌صورت تفاضلی نوشته شوند، به‌آسانی قابل‌حل بوده و در ادامه این بخش تبدیل این معادلات موردبحث قرار خواهد گرفت.

معادلات حرارتی تشریح‌شده در این بخش تنها برای ترانسفورمرهایی که روش خنک‌سازی آن‌ها به‌صورت شارش مستقیم OD بوده خطی است. برای ترانسفورمرهایی که خنک‌سازی‌هایی نظیر OF و ON دارند این معادلات خطی نیستند. به‌همین جهت دیگر پاسخ دمای بالای روغن به تغییر پله‌ای بار نیز به‌صورت نمایی نخواهد بود. البته برای ساده‌سازی این امر در [۳۱] این فرض صورت می‌گیرد که تأثیر این رفتار غیرخطی تنها به‌صورت تغییر دمایی در مقدار نهایی ظاهرشده و در این استاندارد نشان داده می‌شود که استفاده از این تقریب چندان دقت کار را خراب نمی‌کند. نتیجه این امر آن است که معادله دیفرانسیل برای دمای بالای روغن برحسب ورودی‌های K و θ_a در ۳–۱۴ آورده شده است [۳۱].

$$\left[\frac{1+K^2R}{1+R}\right]^x\times\left(\Delta\theta_{or}\right)=k_{11}\tau_O\times\frac{d\theta_O}{dt}+\left[\theta_O-\theta_a\right] \qquad ۱۴–۳$$

[1] Real Time

پارامترها و متغیرهای این معادله در بخش‌های قبلی تشریح شده‌اند. معادله دیفرانسیل برای افزایش دمای نقطه داغ (ورودی معادله K و خروجی آن تغییرات دمای نقطه داغ) زمانی به‌سادگی قابل‌حل است که برحسب دو تغییر دمای دیگر بیان‌شده باشد. این معادله در ۳–۱۵ آورده شده است. این دو معادله نیز در ۳–۱۶ و ۳–۱۷ تشریح گردیده‌اند؛ که از ترکیب این سه معادله در ۳–۱۸ دمای نقطه داغ برحسب دمای بالای روغن و افزایش دما قابل‌محاسبه است [۳۱].

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \qquad ۱۵–۳$$

$$k_{21} \times K^y \times \left(\Delta\theta_{hr}\right) = k_{22} \times \tau_w \times \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1} \qquad ۱۶–۳$$

$$\left(k_{21} - 1\right) \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = \left(\tau_O / k_{22}\right) \times \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2} \qquad ۱۷–۳$$

$$\theta_h = \theta_O + \Delta\theta_h \qquad ۱۸–۳$$

باتوجه به این معادلات این مطلب درک می‌شود که خنک‌سازی روغن دارای اینرسی مکانیکی و گرمایی است. این اثر برای خنک‌سازی طبیعی (ON) بیشتر و برای خنک‌سازی روغنی پمپ‌دار (OF) کمتر و برای خنک‌سازی روغنی پمپ دار با شارش مستقیم (OD) از همه کمتر است. البته لازم به ذکر است که در [۳۱] و در ضمیمه C این استاندارد بیان می‌شود که برای ترانسفورمرهای توزیع نیز این اثر قابل‌صرف‌نظر کردن است.

۳- ۹- ۲- تبدیل به معادلات تفاضلی (روش [۳۱])

معادلات دیفرانسیلی بیان‌شده در این بخش تنها در حالتی دارای راهکاری ساده برای حل هستند که تابع ورودی آن‌ها هم به‌صورت تابعی ساده درنظر گرفته شود. برای نمونه یکی از کاندیداهای مناسب برای درنظر گرفتن به‌عنوان ورودی این معادلات تابع پله است؛ اما این امر مشخص است که در شرایط بهره‌برداری از ترانسفورمر، پارامترهای ورودی نظیر بارگذاری ترانسفورمر و دمای محیطی تابعی مشخص و از قبل تعیین‌شده نسبت به زمان نیستند و می‌بایست با درنظر گرفتن برخی از تقریب‌ها اقدام به ساده‌سازی تغییرات در بازه‌های زمانی مشخص نمود. با این ساده‌سازی و با استفاده از تبدیل معادلات دیفرانسیلی به معادلات تفاضلی، محاسبات مربوط به تخمین دمای نقطه داغ ترانسفورمر به حد مطلوبی ساده می‌گردد.

روابط بیان‌شده در معادلات (۳–۱۴) الی (۳–۱۸) که در بخش قبل بدان اشاره شد می‌توانند به‌صورت (۳–۱۹) الی (۳–۲۴) و به فرم تفاضلی بیان گردند. در این معادلات D بیانگر یک گام زمانی کوچک است. در این روش، پارامترهای مختلف تحت تخمین در هر پله از محاسبات از حاصل جمع مقدار آن پارامتر در پله n-1 به‌اضافه تغییرات آن پارامتر در مرحله nام محاسبه می‌گردد. برای داشتن یک پاسخ دقیق لازم است تا بزرگی گام زمانی محاسبات (Dt) تا جایی که به‌صورت عملی امکان‌پذیر است کوچک انتخاب شود. به‌طور مشخص می‌توان گفت که Dt نباید بزرگ‌تر از نصف کوچک‌ترین ثابت زمانی در مدل گرمایی انتخاب گردد. برای نمونه اگر ثابت زمانی سیم‌پیچی برابر با ۴ دقیقه درنظر

گرفته شود، گام زمانی نباید بزرگ‌تر از ۲ دقیقه باشد. (توجه: ثابت‌های زمانی روغن و سیم‌پیچی در مدل گرمایی نباید برابر با صفر فرض شوند.)

البته لازم به ذکر است که تبدیلی که در معادلات ۳–۱۹ الی ۳–۲۴ از معادلات اصلی صورت گرفته تنها راه‌حل معادلات دیفرانسیلی نبوده و این امکان وجود داشت که برای حل این معادلات از روش‌هایی نظیر روش ذوزنقه‌ای استفاده نمود. البته لازم به ذکر است که این تبدیل عیناً در استاندارد IEC60076-7:2005 [۳۱] آورده شده است.

$$D\theta_O = \frac{Dt}{k_{11}\tau_O}\left[\left[\frac{1+K^2R}{1+R}\right]^x \times \left(\Delta\theta_{or}\right) - \left[\theta_O - \theta_a\right]\right] \qquad ۱۹–۳$$

$$\theta_O(n) = \theta_O(n-1) + D\theta_O(n) \qquad ۲۰–۳$$

$$D\Delta\theta_{h1} = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} \times \left[k_{21} \times \Delta\theta_{hr} K^y - \Delta\theta_{h1}\right] \qquad ۲۱–۳$$

$$D\Delta\theta_{h2} = \frac{Dt}{(1/k_{22})\tau_O} \times \left[(k_{21}-1) \times \Delta\theta_{hr} K^y - \Delta\theta_{h2}\right] \qquad ۲۲–۳$$

$$\Delta\theta_h(n) = \Delta\theta_{h1}(n) - \Delta\theta_{h2}(n) \qquad ۲۳–۳$$

$$\theta_h(n) = \theta_O(n) + \Delta\theta_h(n) \qquad ۲۴–۳$$

در ابتدای این فصل به شرح رابطه عمر ازدست‌رفته ترانسفورمر پرداخته شد. فرم دیفرانسیلی این معادله در ۳–۴ آورده شده است. تبدیل این معادله به فرم تفاضلی مشابه با تبدیلات قبلی و نحوه محاسبه عمر ازدست‌رفته در هر بازه زمانی Dt نیز در روابط ۳–۲۵ و ۳–۲۷ آورده شده است [۳۱].

$$\frac{dL}{dt} = V \qquad ۲۵–۳$$

$$DL_{(n)} = V_{(n)} \times Dt \qquad ۲۶–۳$$

$$L_{(n)} = L_{(n-1)} + DL_{(n)} \qquad ۲۷–۳$$

۳- ۹- ۳- تخمین دمای نقطه داغ ترانسفورمر و محاسبه پارامترهای موردنیاز

یکی از پارامترهای مهم در این روش، ثابت زمانی سیم‌پیچ است. روش محاسبه این ثابت زمانی در ۳–۲۸ آورده شده است. در روابط ۳–۲۹ و ۳–۳۰ نیز به ترتیب روش دیگری برای محاسبه این ثابت زمانی برای هادی‌های آلومینیمی و مسی آورده شده است [۳۱].

$$\tau_w = \frac{m_w \times c \times g}{60 \times P_w}$$ ۲۸–۳

τ_W	ثابت زمانی سیم‌پیچی	min
c	ظرفیت گرمایی ویژه برای مس ۳۹۰ و برای آلومینیم برابر با ۸۹۰ است.	$Ws/(kg.K)$
m_w	جرم سیم‌پیچی	kg
P_w	تلفات سیم‌پیچی	W
g	گرادیان سیم‌پیچ به روغن برحسب کلوین با احتساب نوع بارگذاری	K

$$\tau_W = 2{,}75 \times \frac{g}{(1+P_e) \times s^2} \quad \text{for Cu}$$ ۲۹–۳

$$\tau_W = 1{,}15 \times \frac{g}{(1+P_e) \times s^2} \quad \text{for Al}$$ ۳۰–۳

P_e	تلفات گردابی نسبی برحسب پریونیت	$p.u.$
s	چگالی جریان برحسب آمپر بر میلی‌متر مربع با فرض بار	A/mm^2

ثابت زمانی روغن برای ترانسفورمرهای ONAN و ONAF نیز از رابطه ۳–۳۱ محاسبه می‌شود.

$$C = 0{,}132 \times m_A + 0{,}0882 \times m_T + 0{,}400 \times m_O$$ ۳۱–۳

m_A	جرم هسته و اسمبل‌کردن کویل	kg
m_T	جرم تانک و اتصالات	kg
m_O	جرم روغن	kg

برای خنک‌سازی مبتنی بر شارش اجباری روغن چه از نوع OF و چه از نوع OD نیز ثابت زمانی روغن از رابطه ۳–۳۲ حساب می‌شود.

$$C = 0{,}132 \times (m_A + m_T) + 0{,}580 \times m_O$$ ۳۲–۳

ثابت زمانی روغن در یک بارگذاری معین از رابطه ۳–۳۳ محاسبه می‌شود.

$$\tau_O = \frac{C \times \Delta\theta_{om} \times 60}{P}$$ ۳۳–۳

$\Delta\theta_{om}$	میانگین دمای روغن در تانک با درنظر گرفتن بار	K
P	تلفات	W
τ_O	میانگین ثابت زمانی روغن	min

۳- ۱۰- حل یک مثال برای بیان بهتر این روش

فرض کنید تجهیزی برای پایش برخط، محاسبه دمای نقطه داغ و عمر ازدست‌رفته ترانسفورمر در شبکه نصب شده باشد. ۶ گام لازم برای عملکرد صحیح تجهیز در ادامه آورده شده است:

۱. تعیین پارامترهای ترانسفورمر
۲. تعیین ورودی‌ها
۳. محاسبه شرایط اولیه
۴. حل معادلات دیفرانسیل
۵. جدول‌سازی و نظم‌بندی خروجی‌ها
۶. ترسیم داده‌های خروجی

۳- ۱۰- ۱- تعیین پارامترهای ترانسفورمر

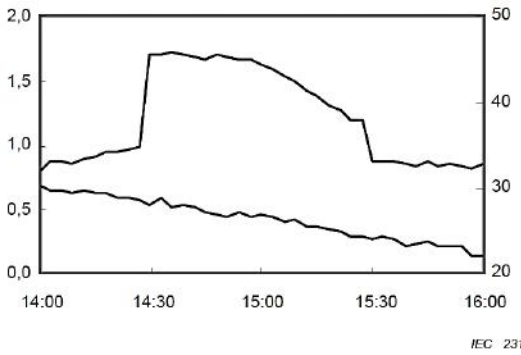
پارامترهای لازم برای حل این مسئله برای یک ترانسفورمر به‌گونه‌ای انتخاب‌شده که برای دمای محیطی ۳۰ درجه سانتی‌گراد دمای نقطه داغ نامی برابر با ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد درنظر گرفته‌شده است. در شکل ۳–۸ اطلاعات مربوط به این مثال آورده شده است.

$\Delta\theta_{or}$ = 45 K	τ_o = 150 min	R = 8	y = 1,3	k_{21} = 2
$\Delta\theta_{hr}$ = 35 K	τ_w = 7 min	x = 0,8	k_{11} = 0,5	k_{22} = 2

شکل ۳–۸- پارامترهای مربوط به مثال

۳- ۱۰- ۲- تعیین ورودی‌ها

داده‌های ورودی این مثال در شکل ۳–۹ ترسیم گردیده‌اند.



Key

Load factor (upper curve, left axis)

Ambient temperature in °C (lower curve, right axis)

شکل ۳–۹- ورودی‌های مثال [۳۱]

دمای محیطی و ضریب بار در بازه‌های زمانی سه‌دقیقه‌ای نمونه‌برداری شده است. ثابت زمانی سیم‌پیچی در این مثال (که کمترین ثابت زمانی است) برابر با ۷ دقیقه بوده است. در اینجا دیده می‌شود که Dt سه دقیقه بوده و کمتر از نصف کوچک‌ترین ثابت زمانی در مدل حرارتی است.

۳- ۱۰- ۳- محاسبه شرایط اولیه

هرچند که ممکن است سیستم در زمان شروع به محاسبات در حالت کاری دائم نباشد، اما فرض این‌که سامانه در حالت کار دائم بوده بهترین راه برای شروع محاسبات بوده و در عمل مشخص می‌شود که تأثیر چندانی بر روی دقت داده‌های نهایی ندارد. اگر سیستم در حالت کار دائم خود فرض شود مشتق پارامترهای بهره‌برداری از ترانسفورمر برحسب زمان برابر صفر می‌شود.

لذا خواهیم داشت:

برای $\theta_{O(0)}$ داریم:

$$\theta_{O(0)} = \left[\left[\frac{1+K^2R}{1+R}\right]^x \times (\Delta\theta_{or}) + \theta_a\right] = 63.9°C$$

برای $\Delta\theta_{h1(0)}$ داریم:

$$\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} \times \Delta\theta_{hr} K^y = 53.2K$$

برای $\Delta\theta_{h2(0)}$ داریم:

$$\Delta\theta_{h2(0)} = \left[(k_{21}-1) \times \Delta\theta_{hr} K^y\right] = 26.6K$$

همچنین، شرایط اولیه عمر ازدست‌رفته ترانسفورمر باید مشخص باشد. در این مثال فرض بر آن است که محاسبات برای یافتن عمر ازدست‌رفته تجهیز برای اضافه‌باری مشخص اجرا می‌شود. از همین رو در این مثال عمر ازدست‌رفته ترانسفورمر در ابتدای محاسبات برابر با $L(0)=0$ فرض شده است.

۳- ۱۰- ۴- حل معادلات تفاضلی

در $n=0$ ، $t=0$ و مقادیر $\theta_{O(0)} = 63.9°C$ ، $\Delta\theta_{h1(0)} = 53.2K$ و $\Delta\theta_{h2(0)} = 26.6K$ برقرار است. در ادامه در روابط ۳-۳۴ تا ۳-۴۳ محاسبات لازم برای رسیدن به میزان عمر ازدست‌رفته در ۳ دقیقه ابتدایی آورده شده است.

۳-۳۴

$$D\theta_{o(1)} = \frac{3}{0,5\times150}\left[\left[\frac{1+0,87^2\times8}{1+8}\right]^{0,8} \times 45 - [63,9-29,9]\right] = 0,121$$

۳-۳۵

$$\theta_{o(1)} = \theta_{o(0)} + D\theta_{o(1)} = 63,9 + 0,121 = 64,0$$

۳-۳۶

$$D\Delta\theta_{h1(1)} = \frac{3}{2,0\times7}\left(2,0\times35\times0,87^{1,3} - 53,2\right) = 1,12$$

$$\Delta\theta_{h1(1)} = \Delta\theta_{h1(0)} + D\Delta\theta_{h1(1)} = 53,2 + 1,12 = 54,3 \quad (۳-۳۷)$$

$$D\Delta\theta_{h2(1)} = \frac{3}{(1/2,0)\times 150}\left((2,0-1)\times 35\times 0,87^{1,3} - 26,6\right) = 0,104 \quad (۳-۳۸)$$

$$\Delta\theta_{h2(1)} = \Delta\theta_{h2(0)} + D\Delta\theta_{h2(1)} = 26,6 + 0,104 = 26,7 \quad (۳-۳۹)$$

$$\Delta\theta_{h(1)} = \Delta\theta_{h1(1)} - \Delta\theta_{h2(1)} = 54,3 - 26,7 = 27,6 \quad (۳-۴۰)$$

$$\theta_{h(1)} = \theta_{0(1)} + \Delta\theta_{h(1)} = 64,0 + 27,6 = 91,6 \quad (۳-۴۱)$$

$$DL_{(1)} = V_{(1)} \times Dt = \left[e^{\frac{15\,000}{110+273} - \frac{15\,000}{\theta_{h(1)}+273}} \right] \times 3 = 0,42 \text{ min} \quad (۳-۴۲)$$

$$L_{(1)} = L_{(0)} + DL_{(1)} = 0 + 0,42 \text{ min} \quad (۳-۴۳)$$

در این مثال درصورتی‌که ترانسفورمر در حالت نامی بهره‌برداری می‌شد، میزان پیری ترانسفورمر پس از ۳ دقیقه می‌بایست دقیقاً برابر با ۳ دقیقه می‌بود؛ اما اینجا دیده می‌شود باتوجه به شرایط فعلی، میزان پیرشدن ترانسفورمر در حدود ۰,۴۲ دقیقه شده است. این مقدار به‌مراتب کمتر از نرخ استهلاک اسمی است. درصورتی‌که ترانسفورمر با اضافه‌بار نیز مواجه شود، فاصله از نرخ استهلاک اسمی بسیار شدید خواهد بود. برای نمونه در جدول C.2 [۳۱] یک شبیه‌سازی برای مدتی مشخص انجام‌شده و نرخ استهلاک ترانسفورمر محاسبه‌شده است. در این شبیه‌سازی دیده می‌شود که در برخی ساعات اضافه‌باری نرخ پیرشدن ترانسفورمر ۷۰ برابر شده و دمای نقطه داغ نیز به ۱۷۶,۱ درجه سانتی‌گراد رسیده است. حال‌آنکه در این پروژه هدف آن است تا با عبور دمای نقطه داغ از مقدار نامی (برای نمونه ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد در این مثال) هشداری مبنی بر وقوع اضافه‌بار به بهره‌بردار شبکه ارسال شود تا از بروز چنین نرخ استهلاک شدیدی جلوگیری شود.

۳- ۱۱- نتیجه‌گیری

عموماً بر روی پلاک هر ترانسفورمر ظرفت نامی آن برحسب ولت‌آمپر درج‌شده و میزان اضافه‌بار و کم‌باری آن نسبت به این مقدار سنجیده می‌شود. این در حالی است که ظرفیت یک ترانسفورمر مقداری پویا بوده و بسته به دمای محیطی و سابقه بارگذاری آن متغیر است. دمای نقطه داغ در ترانسفورمر در طول بازه‌های مختلف بهره‌برداری شاخصی بسیار مهم و کارآمد در امر تخمین میزان استهلاک ترانسفورمرها و نیز عمر باقی‌مانده آن‌ها است. این شاخص علاوه بر کاربرد درزمینه محاسبه استهلاک و عمر ترانسفورمر می‌تواند به‌عنوان یک زنگ خطر برای شرایط غیرمجاز بارگذاری عمل کرده و در زمان‌هایی که بارگذاری به‌گونه‌ای است که دمای نقطه داغ از حدود مجاز فراتر می‌رود، هشدارهای لازم به بهره‌بردار ارسال گردد. چنین عملکردی علاوه بر ممانعت از استهلاک شدید عایقی در ترانسفورمر، از احتمال وقوع خطا و آتش‌سوزی کاسته و بهره‌بردار شبکه را از وضعیت سلامت دارایی‌های خود مطلع می‌سازد.

در این بخش اقدام به استخراج روش‌های مناسب برای تخمین دمای نقطه داغ از استانداردهای بین‌المللی شد. ازآنچه در این استانداردها قابل‌استنتاج است می‌توان گفت که تنها با داشتن اندازه‌گیری‌های زمان-حقیقی دمای محیطی و میزان بارگذاری ترانسفورمر می‌توان دمای نقطه داغ را تخمین زد. این امر امکان پایش وضعیت بهره‌برداری از ترانسفورمر را به‌وجود آورده و حتی این امکان را فراهم می‌آورد که در برخی از بازه‌های زمانی اقدام به بارگذاری ترانسفورمر بیش از مقادیر نامی درج‌شده بر روی پلاک نمود. صدالبته که در برخی شرایط (نظیر روزهای داغ سال) ممکن است بهره‌برداری از ترانسفورمر حتی در حدود توان نامی ذکرشده بر روی پلاک آن سبب افزایش دمای نقطه داغ و استهلاک بیش‌ازاندازه ترانسفورمر شده و احتمال وقوع خطا را افزایش دهد. از همین رو در این پروژه با یک عملکرد هشداری و یک عملکرد اخباری به‌ترتیب اقدام به مطلع ساختن بهره‌بردار از وقوع اضافه حرارت در ترانسفورمر و وضعیت سلامت آن می‌شود.

فصل چهارم:
تدوین مشخصات فنی نرم‌افزار تشخیص وقوع رویدادها و خاموشی های شبکه

۴- تدوین مشخصات فنی نرم‌افزار تشخیص وقوع رویدادها و خاموشی‌های شبکه

۴- ۱- مقدمه

کاربردهای قابل‌تحصیل از نصب تجهیزات اندازه‌گیری در نقاط مختلف شبکه در مرحله اول پروژه (فصول ۲ و ۴) گردآوری و دسته‌بندی شد. یکی از کاربردهای انتخابی از فهرست کاربردها "پایش و تشخیص وقوع رویدادها، خاموشی‌ها و اغتشاشات شبکه" بوده که در این بخش به شرح مشخصات فنی و شیوه پیاده‌سازی آن پرداخته‌شده است. با بررسی پروژه‌های بین‌المللی در مرحله اول پروژه می‌توان توابع مختلفی را برای پیاده‌سازی یک سامانه تشخیص وقوع شرایط غیرعادی در شبکه استخراج نمود. در ادامه به‌طور اجمالی برخی از این توابع مستخرج، شرح داده می‌شوند تا با استفاده از آن‌ها و از تجمیع این توابع، اقدام به تشخیص طیفی از قطعی‌ها و رخدادهای شبکه شود.

۴- ۲- خلاصه‌ای از تجربیات بین‌المللی بررسی‌شده در مرحله اول پروژه

در این بخش، شماری از عملکردهای مطرح‌شده در مرحله اول پروژه که در راستای تشخیص بروز شرایط غیرعادی بهره‌برداری شبکه قابل‌استفاده بودند، موردبررسی اجمالی قرارگرفته‌اند. این عملکردها ممکن است یا به‌طور مستقیم با اندازه‌گیری ولتاژ و جریان محل نصب حسگر پیاده‌سازی شده باشند و یا از پارامترهای به‌دست‌آمده از این اندازه‌گیری‌ها برای استخراج شاخص‌های تشخیص بروز رخداد استفاده کنند.

۴- ۲- ۱- تشخیص قطعی از روی تغییر ناگهانی بار

در این تابع، سامانه پایشگر شبکه یا تجهیز اندازه‌گیری نصب‌شده در محل با رصد لحظه‌به‌لحظه بار گذرنده از حسگرها، وقوع تغییری ناگهانی در بار را تشخیص می‌دهد. فارغ از آن‌که این تغییر ناگهانی در بارگذاری ناشی از عملکرد تجهیزات حفاظتی (در اثر بروز خطا) و یا یک قطعی در شبکه باشد، با احتمالی بالا خبر از بروز رخدادی در شبکه می‌دهد. هرچند که سادگی پیاده‌سازی چنین طرحی خود یک مزیت بزرگ محسوب می‌شود، معایبی هم می‌توان برای آن برشمرد. یکی از نقاط ضعف تشخیص وضعیت عملکرد غیرعادی با استفاده از این طرح میزان وابستگی اثربخشی استفاده از چنین سازوکاری به محل نصب حس‌گر است. برای نمونه در شرایطی که در ابتدای هر یک از فیدرهای فشار ضعیف توزیع، اقدام به نصب یک تجهیز اندازه‌گیری سه‌فاز شده باشد، هر تغییری در هر فاز یک فیدر به‌خوبی مشاهده‌شده و با بروز قطعی در یکی از فازها احتمال تشخیص این امر نسبتاً بالا است؛ اما اگر در پایین‌دست یک پست توزیع تنها یک حس‌گر و آن‌هم در پایانه خروجی ترانسفورمر نصب‌شده باشد، وضعیت متفاوت خواهد بود. در این حالت ممکن است بسیاری از قطعی‌هایی که تا پیش‌ازاین از طریق اندازه‌گیری بارگذاری هر فیدر به‌طور جداگانه قابل‌تشخیص بود، دیگر قابل‌رؤیت نبوده و به میزان قابل‌توجهی از حساسیت در تشخیص کاسته شود. در این طرح بسته به محل نصب حسگرها یک آستانه قطع قابل‌تشخیص برای هر فاز و برای هر فیدر قابل‌تعریف است. لذا می‌توان گفت در شرایطی که تجهیز اندازه‌گیری،

مجموع جریان‌های گذرنده از چند فیدر را (جریان‌های پایانه خروجی ترانسفورمر) اندازه‌گیری می‌کند، آستانه تشخیص قطعی برای تجهیز اندازه‌گیری متفاوت خواهد بود که در بخش‌های آتی به این امر پرداخته می‌شود.

۴- ۲- ۲- تشخیص سوختن فیوز

در پروژه‌های بررسی‌شده، پیاده‌سازی این امر عموماً با استفاده از «نظارت بر بارگذاری» برای تشخیص بروز اضافه‌بار شدید و «رصد» اتفاقی است که پس‌ازآن رخ می‌دهد. فیوزها عموماً یا براثر اضافه‌بار و یا براثر وقوع اتصال کوتاه می‌سوزند. پس از سوختن فیوز عملاً کل بارهای نصب‌شده بر روی مدار معیوب از شبکه جداشده و این امر سبب تغییرات بزرگی بر روی بارگذاری شبکه می‌شود. از همین سو یکی از ابزارها برای اطلاع از عملکرد تجهیزات حفاظتی رصد زمان-حقیقی[1] بارگذاری به‌وسیله اندازه‌گیری جریانی یا محاسبه توان اکتیو شبکه در زمان‌های مختلف است. با تشخیص اضافه‌بار نیز ماشه‌ای[2] برای تحت‌نظر گرفتن تغییرات بار (اکتیو) به‌صورت نرم‌افزاری در تجهیز اندازه‌گیری فعال‌شده تا با رخ دادن تغییری ناگهانی در بارگذاری، پیامی مبتنی بر اعلام سوختن فیوز به بهره‌بردار شبکه ارسال شود. حال‌آنکه برای ارسال یک گزارش دقیق‌تر درصورتی‌که بروز مقدار بیش‌ازحد توان اکتیو سبب قطعی شود می‌توان عامل سوختن فیوز را اضافه‌بار دانست و درصورتی‌که مشاهده جریان بسیار بالایی با تغییر در بارگذاری شبکه همراه باشد، وقوع خطا می‌تواند به‌عنوان عامل بروز خاموشی در شبکه تعیین گردد.

۴- ۲- ۳- پایش تعادل سه فاز جریانی و ولتاژی

هرچند که ممکن است ازنظر طبقه‌بندی موضوعی این بند قرابت بیشتری به کاربردهای کیفیت توانی داشته باشد، اما برهم‌خوردگی‌های تعادل سه‌فاز خود نیز می‌توانند شاخصی مناسب برای نمایان ساختن شرایط بهره‌برداری غیرعادی از شبکه باشند. به‌خصوص برهم‌خوردگی تعادل ولتاژ برای حس‌گرهایی که در پایانه خروجی ترانسفورمر واقع‌شده‌اند می‌تواند نشانی قطعی از وقوع شرایط غیرعادی بهره‌برداری (اعم از بروز خطا و یا قطعی در هادی فازها) باشد. عدم‌تعادل جریان نیز علاوه بر آثار منفی‌ای که بر روی تلفات شبکه، ولتاژ بارها و ولتاژ نول دارد، خود می‌تواند نشان‌دهنده بروز قطعی در فازها و نیز بروز خطاهای نامتقارن در شبکه باشد.

۴- ۲- ۴- صدور هشدار در صورت افت ولتاژ

به‌طورکلی پارامتر ولتاژ در شبکه‌های توزیع تنها اجازه تغییر در بازه‌ای بسیار محدود را دارد. این امر سبب شده که طراحی شبکه و توزیع بار در آن به‌گونه‌ای باشد که اطمینان از وجود ولتاژ در بازه استاندارد وجود داشته باشد. حال‌آنکه در برخی از انواع نصب حسگر نظیر مواردی که اقدام به نصب تجهیزات اندازه‌گیری در پایانه خروجی ترانسفورمرهای توزیع می‌کنند، به سبب نزدیکی حس‌گرها به منبع ولتاژ شبکه فشار ضعیف، بروز افت ولتاژ و یا کاهش ولتاژهای شدید می‌تواند شاخصی قطعی برای تشخیص شرایط بهره‌برداری غیرعادی برای شبکه باشد. البته لازم به ذکر است که در اغلب

[1] Real Time
[2] Trigger: ابزاری برای مشروط ساختن آغاز به کار یک فرآیند به صورت گرفتن شرایطی خاص

فناوری‌های پایشی در سطح فشار ضعیف، تجهیزات مربوط به اندازه‌گیری ولتاژ دقت بالایی نداشته و حتی در برخی موارد ممکن است این تجهیزات تحت‌تأثیر تداخلات الکتریکی قرار گرفته و به همین دلیل اقدام به تولید داده‌های مخدوش کنند. به همین جهت حتماً لازم است در سیر تشخیص بروز ولتاژهای غیرعادی از اتکا به تنها یک داده پرهیز شود و تا حد امکان صدور هشدار به شمار بیشتری از داده‌ها مشروط گردد.

البته نظارت بر ولتاژ از نگاهی دیگر نیز می‌تواند برای بهره‌بردار اطلاعات ارزشمندی را به‌همراه داشته باشد. برای نمونه رصد دائمی ولتاژی در سمت فشار ضعیف شمار بالایی از ترانسفورمرها علاوه بر پوشش شبکه فشار ضعیف می تواند دیدی مناسب از شبکه فشار متوسط نیز ارائه دهد. برای نمونه بروز هرگونه خطا در شبکه فشار متوسط به یک افت ولتاژ در سمت فشار ضعیف منتقل‌شده و با گردآوری الگوهای تغییر ولتاژ از شمار زیادی از ترانسفورمرها می‌توان بروز حوادث در سطح فشار متوسط را نیز تخمین زد. البته لازم به ذکر است که برای دستیابی به چنین وضعیتی به تعداد بالایی از حسگرها در پست‌های توزیع نیاز است و شمار محدود کارایی چندانی نخواهند داشت. علاوه بر این نرخ نمونه‌برداری و نرخ تحلیل داده به‌صورت محلی می‌بایست به‌گونه‌ای باشد که در مدت‌زمانی که طول می‌کشد تا حفاظت شبکه فشار متوسط اقدام به پاک‌سازی خطا کند، چندین داده ولتاژی برای تصمیم‌گیری قابل‌اطمینان تجهیز وجود داشته باشد.

۴- ۲- ۵- صدور هشدار در صورت تشخیص اضافه جریان بیش‌ازحد

عموم تجهیزات مورداستفاده در پروژه‌های بررسی‌شده در مرحله اول این پروژه کاربردی مشابه به کنتورها را دارا بودند. به‌طورکلی یک کنتور قابلیت‌های عملکردی رله‌ها (نظیر نرخ بالای نمونه‌برداری، قدرت محاسباتی زیاد و سرعت در تصمیم‌گیری) را نداشته و نمی‌توان از آن انتظار کارایی مشابه یک رله اضافه جریان را داشت؛ اما در مواردی که نرخ نمونه‌برداری و نرخ تحلیل داده در یک تجهیز اندازه‌گیری به‌حدی بالا باشد که بتواند در مدت‌زمانی کمتر از زمان پاک‌سازی خطا، بروز اضافه‌جریان بیش‌ازاندازه‌ای را شناسایی (نه اندازه‌گیری) کند. با تشخیص وقوع اضافه جریان این تجهیز اقدام به ارسال یک هشدار به بهره‌بردار مبنی بر بروز خطا در شبکه می‌کند. البته برای صدور هشدار، جریان آستانه تنظیمی ممکن برای این عملکرد باید به‌قدری بالا باشد که تجهیز بتواند بین اضافه‌بار و جریان اتصال کوتاه برای تشخیص بروز خطا تمایز قائل باشد. البته به سبب نرخ نمونه‌برداری و سرعت تحلیل داده بسیار بالای موردنیاز برای عملکردهایی معادل رله‌ها، عملاً تجهیزات IoT چنین قابلیتی نداشته و اجرای چنین عملکردی برای اندازه‌گیری جریان خطا و یا حتی عملکردهای حفاظتی به‌هیچ‌وجه قابل‌تصور نخواهد بود. حتی در برخی موارد ممکن است امکانات محاسباتی لازم برای تشخیص بروز جریان‌های بیش از اندازه نیز برای تجهیز به سبب سرعت پایین محاسبات پردازنده وجود نداشته باشد. لذا این طرح در این پروژه کارایی چندانی نخواهد داشت.

۴- ۳- لزوم انجام مطالعات بیشتر برای تعیین تنظیمات

در پروژه‌های بررسی‌شده که در آن‌ها به بحث تشخیص بروز رخداد، خاموشی و خطا در شبکه اشاره‌شده بود به‌طورکلی برای عملکردهای تشخیصی از اعلام مقادیری برای تنظیمات زمانی و ... اجتناب شده است. برای نمونه به صدور هشدار

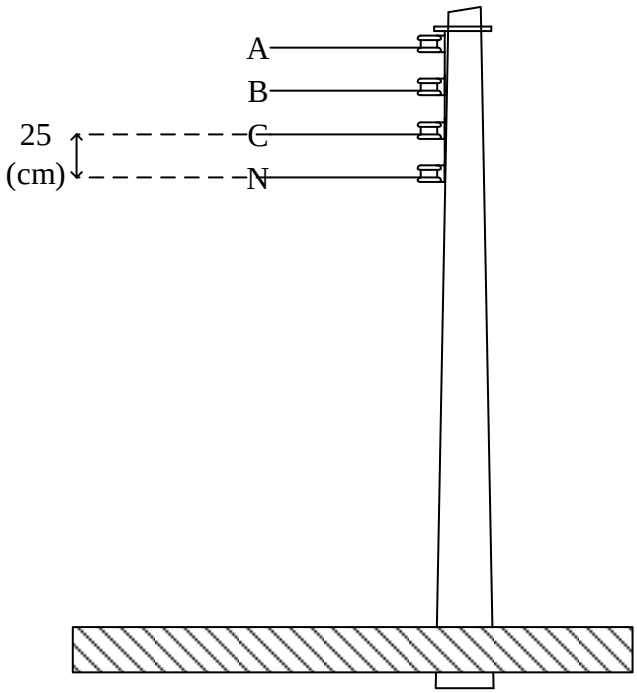
در صورت تغییر ناگهانی در بارگذاری به‌عنوان شاخصی برای تشخیص بروز قطعی در شبکه اشاره‌شده اما به میزان بار آستانه (که بارهای بیشتر از آن به‌عنوان قطعی تشخیص داده شوند) اشاره نشده است. البته علاوه بر این موضوع، اکثر شاخص‌های مطرح‌شده در این پروژه‌ها برای آن‌که به‌گونه‌ای موفقیت‌آمیز منتهی به تشخیص شرایط کاری غیرعادی شوند، نیاز است تا به مدت‌زمانی مشخص در شبکه برقرار بمانند. این زمان آستانه نیز در بسیاری از موارد مغفول مانده و یا در معدود مواردی که به آن اشاره‌شده، لزوماً علل انتخاب عدد به همراه آن مطرح نگردیده است.

۴- ۴- استفاده از شبیه‌سازی برای شناخت بهتر مصادیق اختلال در شبکه

موارد مطرح‌شده در بخش قبلی سبب شد تا در این پروژه برای مشخص کردن رفتار تقریبی یک شبکه توزیع فشار ضعیف اقدام به طراحی چندین شبکه در محیط سیمولینک نرم‌افزار متلب شود. فایل‌های شبیه‌سازی به‌صورت پیوست گزارش ارائه گردیده است. هدف اصلی از این شبیه‌سازی‌ها تعیین حدود تنظیمی پارامترهای بهره‌برداری (نظیر ولتاژ، جریان، توان و ...) و پارامترهای زمانی (برای تأخیر در صدور هشدار) در مواردی است که امکان ارائه عددی ثابت و مطمئن وجود داشته باشد. در مواردی که امکان تعیین اعدادی مشخص برای امر تشخیص عملکرد غیرعادی شبکه نباشد، از این داده‌ها برای طراحی سازوکارهایی برای تشخیص رخدادها استفاده‌شده است. در این شبیه‌سازی‌ها سناریوهایی طراحی‌شده تا اثر عوامل اختلال بر روی شبکه‌های توزیع فشار ضعیف مشخص شود. برای این کار از چند شبکه توزیع فشار ضعیف با بارگذاری‌های متفاوت استفاده‌شده است. ازنظر ساختار کلی شبکه‌ها به دو نوع عمده «متراکم و پربار» و «پراکنده و کم‌بار» قابل قسمت است. در شبکه «متراکم و پربار» فیدرها کوتاه (در حدود ۵۰۰ متر) و پربار است. در شبکه «پراکنده و کم‌بار» فیدرها بلند (تا یک کیلومتر) بوده و به طبع آن بارگذاری کم‌تر است. ساختار شبکه در همه شبیه‌سازی‌ها به‌صورت اتصال ۴ فیدر فشار ضعیف به یک پست توزیع است.

۴- ۴- ۱- اطلاعات کلی شبیه‌سازی‌ها

ابتدا به بررسی ساختار شبکه «متراکم و پربار» پرداخته می‌شود. این شبکه دارای فیدرهایی نسبتاً کوتاه و پربار بوده و اطلاعات مربوط به هادی‌های آن در جدول ۴-۱ آورده شده است. نحوه نصب هادی‌های فاز و هادی نوترال در شکل ۴-۱ آورده شده است. هادی‌ها، عمودی نصب‌شده و هرکدام با یکدیگر ۲۵ سانتی‌متر فاصله دارند. در همه سناریوهای طراحی‌شده سایز هادی‌ها ثابت بوده و هادی نوترال با هادی‌های فاز یکسان انتخاب‌شده است.

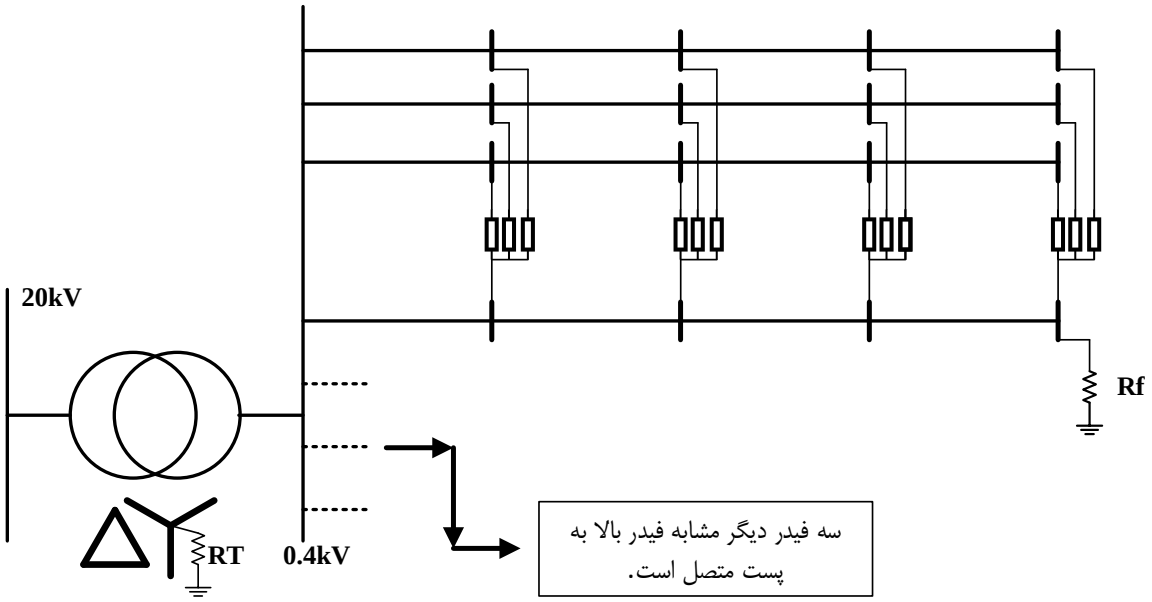


شکل ۴-۱- شیوه قرارگیری هادی‌ها بر روی پایه

جدول ۴-۱- اطلاعات مربوط به هادی استفاده‌شده

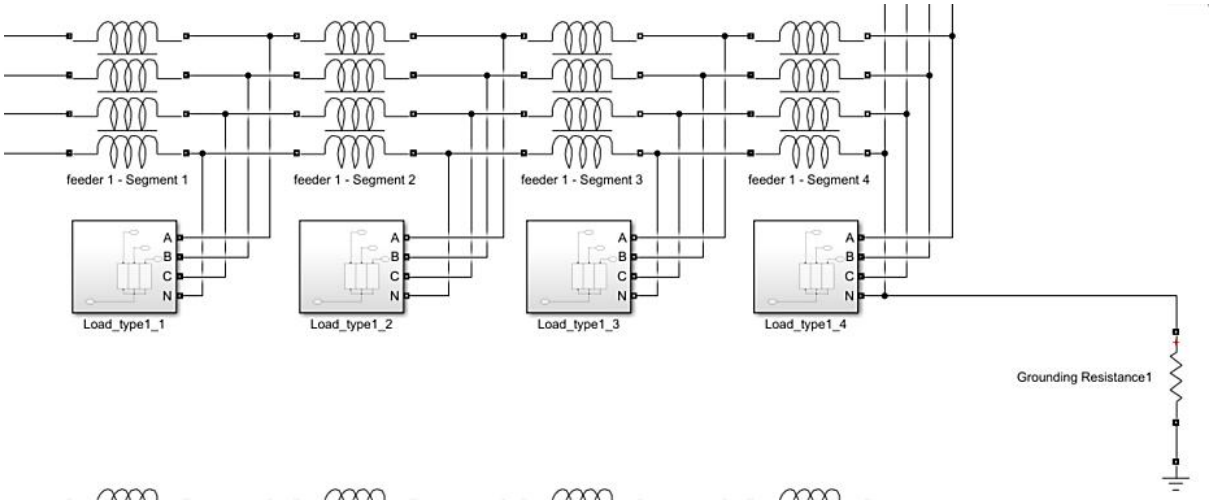
ظرفیت جریان (آمپر)	مقاومت DC در ۲۰ درجه سانتی‌گراد (اهم)	سطح مقطع نامی (میلی‌متر مربع)	سطح مقطع (میلی‌متر مربع)
۲۰۰	۰,۵۲۶	۳۴,۳۶	۳۵

آرایش شبکه نیز در شکل ۴-۲ آورده شده است. شبکه به‌صورت ۴ سیمه مدل شده و آرایش شبکه‌های «متراکم و پربار» و «پراکنده و کم‌بار» هر دو به‌طورکلی همانند این شکل بوده و تنها تفاوت آن‌ها در طول فیدرهای توزیع و میزان بار است. برای شبکه «متراکم و پربار» طول فیدرهای توزیع برابر با ۵۰۰ متر فرض شده و برای شبکه «پراکنده و کم‌بار» طول فیدرها برابر با ۱۰۰۰ متر درنظر گرفته‌شده است. هادی نوترال فیدرها در نقطه انتهایی فیدر با مقاومتی به‌اندازه R_f زمین‌شده و ترانسفورمر نیز با مقاومتی برابر با R_T زمین شده است. مقادیر این دو مقاومت در ادامه آورده شده است. برای شبیه‌سازی اثر توزیع بار در طول فیدر، در این شبیه‌سازی هر فیدر به ۴ بخش تقسیم‌شده و به هر بخش یک‌چهارم بار کل فیدر متصل شده است. لذا در ادامه در زمان‌هایی که صحبت از بار هر پایه به میان آید، مقصود بار هر یک از این چهار قسمت است.



شکل ۴–۲- ساختار کلی شبکه «متراکم و پربار» و «پراکنده و کم‌بار»

در شکل ۴–۳ نمایی از یک فیدر شبیه‌سازی‌شده در سیمولینک آورده شده است. همان‌طور که مشخص است، برای آنکه اثر وجود عدم‌تقارن بر روی خود فیدر هوایی نیز درنظر گرفته شود از بلوک‌های «Mutual Inductance» استفاده‌شده است. با این کار، مقادیر مقاومت‌ها و سلف‌های هر فاز نسبت به خود و هر فاز نسبت به فازهای دیگر به‌صورت جداگانه به بلوک داده می‌شود. برای نمونه با استفاده از فاصله‌ی مفروض هادی‌ها بر روی پایه‌ها این ماتریس‌ها برای تکه خطی برابر با ۱۲۵ متر در ۴–۱ و ۴–۲ آورده شده‌اند. از اتصال ۴ تکه ۱۲۵ متری، یک فیدر کامل ۵۰۰ متری در نرم‌افزار ساخته می‌شود.



شکل ۴–۳- نمونه‌ای از یک فیدر شبیه‌سازی‌شده

$$R=\begin{bmatrix} 0.06575(\Omega) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.06575(\Omega) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.06575(\Omega) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.06575(\Omega) \end{bmatrix} \quad ۱-۴$$

$$L=\begin{bmatrix} 0.1458 & 0.0346 & 0.0173 & 0.0071 \\ 0.0346 & 0.1458 & 0.0346 & 0.0173 \\ 0.0173 & 0.0346 & 0.1458 & 0.0346 \\ 0.0071 & 0.0173 & 0.0346 & 0.1458 \end{bmatrix}(mH) \quad ۲-۴$$

در همه شبیه‌سازی‌ها ترانسفورمر یکسان درنظر گرفته‌شده است. اطلاعات مربوط به ترانسفورمر تغذیه‌کننده فیدرها در جدول ۴-۲ آورده شده است. لازم به ذکر است که **محل نصب تجهیز اندازه‌گیری** نیز در **پایانه فشار ضعیف ترانسفورمر توزیع** بوده و جریان‌های سه فاز و نوترال و نیز ولتاژهای فاز به نوترال پارامترهایی هستند که توسط این تجهیز اندازه‌گیری می‌شوند.

جدول ۴-۲- اطلاعات مربوط به ترانسفورمر توزیع در همه شبیه‌سازی‌ها

ظرفیت نامی	ولتاژ ثانویه	ولتاژ اولیه	Uk%	آرایش ثانویه	آرایش اولیه
500kVA	0.4kV	20kV	6%	ستاره زمین‌شده	مثلث

لازم به ذکر است که در هر مطالعه، اطلاعات بارگذاری شبکه ممکن است به اقتضای خود متفاوت انتخاب شود، لذا این اطلاعات در هر بخش ذکر خواهد گردید. بارها در جداول (برای آنکه ملموس‌تر باشند) به‌صورت آمپری بیان می‌شوند اما در حقیقت برای شبیه‌سازی‌ها به یک امپدانس بدل می‌گردند. در (۴-۳) رابطه تبدیل بار برحسب آمپر به امپدانس معادل آورده شده و دیده می‌شود که در اینجا برای ساده‌سازی، فرض شده ولتاژ بار برابر با ۲۲۰ ولت باشد؛ اما در عمل به سبب افت ولتاژ در طول فیدر فشار ضعیف از حدود ۲۳۰ ولت فاز به نوترال به مقادیری کمتر، جریان کشیده‌شده از بارهای امپدانسی محاسبه‌شده به‌وسیله ۴-۳ متفاوت خواهد بود و ممکن است بارگذاری کل پست از مجموع بار آمپری مطرح‌شده در جداول فاصله بگیرد.

$$Z_{load}(\Omega)=\frac{220(V)}{I_{ph}\times(\cos(\varphi)-i\cdot\sin(\varphi))} \quad ۳-۴$$

۴- ۴- ۲- شبیه‌سازی چندین سناریو بروز قطعی در شبکه

اطلاعات مربوط به طول فیدرها و بار هر پایه در جدول ۴-۳ آورده شده است. برای نمایش تغییرات ناشی از قطع بار اقدام به طراحی چندین سناریو شده است. قطعی بار ممکن است براثر قطع ۱، ۲ و یا ۳ فاز هادی‌ها در طول‌های مختلفی از فیدر رخ دهد. به همین جهت فرض بر آن است که این فیدر در ۵ سناریو ۰، ۲۵، ۵۰، ۷۵ و یا ۱۰۰ درصد از بار خود را به‌صورت تک فاز، دوفاز و یا سه‌فاز از دست دهد. بارها به‌صورت امپدانس ثابت مدل شده‌اند و این انتظار می‌رود که با

قطعی‌های نامتقارن (برای مثال قطع یک یا دو فاز) تغییر ولتاژ فاز به نول بر روی جریان کشیده‌شده هر از بارها اثرگذار باشد. از همین رو در این شبیه‌سازی‌ها اقدام به پیاده‌سازی پانزده سناریو مطالعاتی شده است. این موارد در جدول ۴–۴ الی جدول ۴–۱۲ آورده شده‌اند. در برخی از سناریوها علاوه بر اندازه‌گیری‌های جریانی، ولتاژ پایانه خروجی ترانسفورمر نیز اندازه‌گیری‌شده تا اثر تغییرات بار بر روی بزرگی ولتاژ و میزان عدم‌تعادل آن قابل‌محاسبه باشد.

جدول ۴–۳-اطلاعات شبیه‌سازی بر روی شبکه «متراکم و پربار»

	بار هر پایه (آمپر)	$\cos(\varphi)$ بار هر پایه	طول هر فیدر	مقاومت زمین پست	مقاومت زمین انتهای فیدرها
فاز a	۳۰	۰٫۸	۵۰۰ متر	۵	۵
فاز b	۳۰	۰٫۸			
فاز c	۳۰	۰٫۸			

جدول ۴–۴- میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری ابتدای فیدر

هادی	حالت کار عادی	میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a – فیدر ۱			
		٪۲۵	٪۵۰	٪۷۵	٪۱۰۰
فاز a	۱۱۲٫۹	۸۸٫۵	۶۰٫۹۶	۳۱٫۰۹	۰
فاز b	۱۱۴٫۵	۱۱۳٫۳	۱۱۲٫۴	۱۱۵٫۵	۱۱۱
فاز c	۱۱۴٫۴	۱۱۳٫۲	۱۱۲	۱۱۱٫۱	۱۱۰٫۵
هادی نوترال	۲٫۱	۲۱٫۴۶	۴۴٫۰۸	۶۹٫۹۳	۹۸٫۷۱

جدول ۴–۵- میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری پایانه خروجی ترانسفورمر

هادی	حالت کار عادی	میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a – فیدر ۱			
		٪۲۵	٪۵۰	٪۷۵	٪۱۰۰
فاز a	۴۵۱٫۵	۴۲۷٫۶	۴۰۰٫۷	۳۷۱٫۴	۳۴۰٫۹
فاز b	۴۵۸	۴۵۶٫۹	۴۵۵٫۹	۴۵۵٫۱	۴۵۴٫۷
فاز c	۴۵۷٫۵	۴۵۶٫۳	۴۵۵٫۱	۴۵۴٫۱	۴۵۳٫۵
هادی نوترال	۸٫۱	۲۷٫۹۳	۵۰٫۸	۷۶٫۶۷	۱۰۵٫۲

جدول ۴–۶- عدم‌تعادل ولتاژ دیده‌شده از پایانه فشار ضعیف ترانسفورمر با قطع ۱۰۰ درصد بار فاز a – فیدر ۱

هادی	ولتاژ با قطع ۱۰۰ درصد بار فاز a (ولت)	ولتاژ در عملکرد عادی (ولت)
فاز a	۲۲۶٫۳	۲۲۴٫۸
فاز b	۲۲۴٫۸	۲۲۴٫۷
فاز c	۲۲۴٫۷	۲۲۴٫۷

جدول ۴–۷- میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a و b – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری ابتدای فیدر

هادی	حالت کار عادی	میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a و b – فیدر ۱			
		٪۲۵	٪۵۰	٪۷۵	٪۱۰۰
فاز a	۱۱۲,۹	۸۷,۸۵	۶۰,۳	۳۰,۷۴	۰
فاز b	۱۱۴,۵	۸۸,۹۳	۶۰,۸۸	۳۰,۹۵	۰
فاز c	۱۱۴,۴	۱۱۲,۳۰	۱۱۰,۱	۱۰۸,۲	۱۰۷,۱
هادی نوترال	۲,۱	۲۱,۲۵	۴۵,۷۳	۷۳,۹۲	۱۰۴,۵

جدول ۴–۸- میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a و b – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری پایانه خروجی ترانسفورمر

هادی	حالت کار عادی	میزان بار ازدست‌رفته بر روی فاز a و b – فیدر ۱			
		٪۲۵	٪۵۰	٪۷۵	٪۱۰۰
فاز a	۴۵۱,۵	۴۲۷	۴۰۰	۳۷۱	۳۴۰,۹
فاز b	۴۵۸	۴۳۳	۴۰۵,۵	۳۷۶,۲	۳۴۵,۹
فاز c	۴۵۷,۵	۴۵۵,۵	۴۵۳,۳	۴۵۱,۴	۴۵۰,۴
هادی نوترال	۸,۱	۲۵,۴۸	۴۹,۷۲	۷۷,۷۳	۱۰۸

جدول ۴–۹- عدم‌تعادل ولتاژ دیده‌شده از پایانه فشار ضعیف ترانسفورمر با قطع ۱۰۰ درصد بار فاز a و b – فیدر ۱

هادی	ولتاژ با قطع ۱۰۰ درصد بار فاز a و b (ولت)	ولتاژ در عملکرد عادی (ولت)
فاز a	۲۲۶,۳	۲۲۴,۸
فاز b	۲۲۶,۲	۲۲۴,۷
فاز c	۲۲۴,۹	۲۲۴,۷

جدول ۴–۱۰- میزان بار ازدست‌رفته بر روی هر سه‌فاز – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری ابتدای فیدر

هادی	حالت کار عادی	میزان بار ازدست‌رفته بر روی هر سه فاز – فیدر ۱			
		٪۲۵	٪۵۰	٪۷۵	٪۱۰۰
فازa	۱۱۲,۹	۸۷,۳۶	۵۹,۷۴	۳۰,۴۴	۰
فازb	۱۱۴,۵	۸۸,۲	۶۰,۰۷	۳۰,۵۱	۰
فازc	۱۱۴,۴	۸۸,۱۴	۶۰,۰۵	۳۰,۵	۰
هادی نوترال	۲,۱	۱,۰۷۳	۰,۳۸۴۱	۰,۱۳۷۲	۰,۱۹۵۶

جدول ۴-۱۱- میزان بار ازدست‌رفته بر روی هر سه‌فاز – فیدر ۱ – محل اندازه‌گیری پایانه خروجی ترانسفورمر

هادی	حالت کار عادی	میزان بار ازدست‌رفته بر روی هر سه فاز – فیدر ۱			
		٪۲۵	٪۵۰	٪۷۵	٪۱۰۰
فاز a	۴۵۱,۵	۴۲۶,۵	۳۹۹,۴	۳۷۰,۷	۳۴۰,۹
فاز b	۴۵۸	۴۳۲,۲	۴۰۴,۷	۳۷۵,۷	۳۴۵,۸
فاز c	۴۵۷,۵	۴۳۱,۸	۴۰۴,۳	۳۷۵,۴	۳۴۵,۵
هادی نوترال	۸,۱	۷,۱۶۳	۶,۵۲۱	۶,۱۹	۶,۱۱

جدول ۴-۱۲- عدم‌تعادل ولتاژ دیده‌شده از پایانه فشار ضعیف ترانسفورمر با قطع ۱۰۰ درصد بار هر سه فاز – فیدر ۱

هادی	ولتاژ با قطع ۱۰۰ درصد بار هر سه فاز (ولت)	ولتاژ در عملکرد عادی (ولت)
فاز a	۲۲۶,۳	۲۲۴,۸
فاز b	۲۲۶,۲	۲۲۴,۷
فاز c	۲۲۶,۳	۲۲۴,۷

از داده‌های حاصل از شبیه‌سازی‌ها می‌توان نتیجه گرفت که خروج هر فاز در هر سناریو (خروج بارهای یک، دو و یا سه فاز) حدوداً اثری مشابه بر روی جریان فاز متناظر از دید ترانسفورمر دارد. به همین جهت در ادامه به بررسی اثر از دست‌رفتن بارهای مختلف بر روی فاز a پرداخته خواهد شد. با از دست رفتن ۲۵، ۵۰، ۷۵ و یا ۱۰۰ درصد بار موجود بر روی فاز a فیدر ۱، حس‌گر نصب‌شده در پایانه خروجی ترانسفورمر با تغییر جریان ۵,۲۹، ۱۱,۲۵، ۱۷,۷۴ و ۲۴,۴۹ درصدی مواجه می‌شود. این ارقام در حالی حاصل‌شده که هر چهار فیدر با یکدیگر یکسان بوده و بارگذاری مشابه دارند.

بدیهی است که در عمل و در شرایط واقعی نه فیدرها طول و طراحی یکسان دارند و نه بارگذاری آن‌ها و رفتار بارهای نصب‌شده بر روی آن‌ها یکسان است. برای نمونه درصورتی‌که بر روی یک فیدر که کم‌بارتر از فیدرهای همسایه خود است، قطعی‌های متقارن یا نامتقارن رخ دهد، سهم تغییر جریان بر روی پایانه‌های خروجی ترانسفورمر به‌مراتب کمتر بوده و اگر یک فیدر پربارتر از سایرین بوده و قطعی بار بر روی آن رخ دهد، این مقادیر بزرگ‌تر می‌شوند؛ اما این مقادیر به‌طورکلی می‌تواند این موضوع را نشان دهند که حتی با فرض بارهای امپدانس ثابت، تغییرات ولتاژ در اثر قطع نامتقارن بار به‌حدی زیاد نیست که سبب بروز رفتارهای خارج از انتظار ازنظر کشیدن جریان در فازهای مختلف شود.

یکی از نکات بسیار مهمی که باید درنظر گرفت (که در این شبیه‌سازی‌ها و محاسبات وجود ندارد)، شیوه تشخیص تغییر بار در طرح پایش است. برای نمونه اگر تغییرات بار به‌صورت محلی و برای مثال در فواصل زمانی یک یا چند سیکل بررسی شوند و به ناگاه در این مدت‌زمان کوتاه، تغییری در بار نسبت به داده‌های ثبت‌شده قبلی رخ دهد، آستانه قابل تنظیم (ارسال هشدار به بهره‌بردار) برای تغییر بار می‌تواند مقدار کوچکی انتخاب شود. این امر ازآن‌جهت است که بروز تغییر ناگهانی نسبتاً بزرگ در بارگذاری شبکه در شرایط کار عادی در زمان‌هایی نظیر یک یا چند سیکل بسیار دور از انتظار است.

اما باید توجه داشت که چنین طرحی بر روی پردازنده‌های (عمدتاً ضعیف) تجهیزات پایشی می‌تواند بار محاسباتی اضافه‌ای حساب شود. حال‌آنکه بسیاری از تجهیزاتی که تجاری‌سازی شده‌اند ممکن است به‌هیچ‌وجه از اجرای یک تابع پایشی در فواصل زمانی یک یا چند سیکل (۲۰ میلی‌ثانیه) پشتیبانی نکنند. در این موارد اکثراً تحلیل اطلاعات به سرورها و سامانه‌های گردآوری داده‌های تاریخی سپرده‌شده و از تجهیزات اندازه‌گیری محلی تنها برای دریافت پارامترهای بهره‌برداری از شبکه در فواصل زمانی مشخص استفاده می‌شود (اندازه‌گیری در محل و تحلیل دور از محل انجام می‌گیرد). با استفاده از تجربیات بین‌المللی بررسی‌شده در مرحله اول می‌توان گفت که فاصله زمانی بین ارسال دو داده به سرورها عموماً عددی بین ۱ تا ۳۰ دقیقه را می‌تواند اختیار کند. لذا برای نمونه درصورتی‌که تشخیص از دست رفتن بار قرار است در فاصله زمانی ۳۰ دقیقه‌ای صورت بگیرد، عملاً باید تغییری بسیار بزرگ بر روی بار ترانسفورمر رخ‌داده باشد تا بتوان با اطمینان گفت که این تغییر ناشی از قطعی بار بوده و حاصل رفتار عادی بارهای شبکه نبوده است.

این نکته را باید درنظر داشت که با استفاده از نتایج شبیه‌سازی‌ها پیداست که قطع بار تک فاز و دو فاز حتی درصورتی‌که بر روی ۱۰۰ درصد بار فازهای یک فیدر رخ دهد، به‌میزان قابل‌توجه و معنی‌داری سبب بروز عدم‌تعادل ولتاژ در ترانسفورمر نمی‌شود و از همین رو عملاً استفاده از این شاخص برای تشخیص بروز قطعی در پایین‌دست ترانسفورمر منتفی است.

در مجموعه‌ای از تجهیزات اندازه‌گیری که به‌وسیله ارتباطات مخابراتی به یک سرور متصل شده و قابلیت تحلیل داده‌ها به‌صورت محلی را دارا هستند، عملکردهای این مجموعه می‌توانند به دودسته عملکردهای «سمت سرور» و «سمت تجهیز» تقسیم شوند. در عملکردهای سمت سرور، قدرت پردازشی و حافظه دردسترس بالا بوده و قابلیت پردازش حجم عظیمی از داده‌ها وجود داشته اما در عملکردهای سمت تجهیز، حافظه و قدرت پردازشی دردسترس بسیار محدود است. از سویی دیگر در عملکردهای سمت تجهیز، شمار داده‌های دردسترس بسیار بالاتر از عملکردهای سمت سرور است. البته در برخی موارد ممکن است به سبب تنوع عملکردهای یک تجهیز امکان تعریف یک تابع با اجرای پیاپی در فواصل زمانی نزدیک وجود نداشته باشد که در این‌صورت می‌بایست روشی با نرخ تحلیل داده کم‌تر انتخاب نمود. در بخش ۴- ۵ شماری از رویکردهای قابل‌پیاده‌سازی «سمت سرور» و «سمت تجهیز» برای تشخیص وقوع قطعی در شبکه با استفاده از پایش بارگذاری آورده شده است.

۴- ۴- ۳- بررسی امکان "تشخیص سوختن فیوز"

به‌طورکلی ازآن‌جهت که این طرح برای تشخیص بروز سوختن فیوز بر تشخیص اضافه‌بار بیش‌ازحد و تشخیص اتفاق بعد آن بناشده، بیشترین کارایی را برای طرح‌هایی دارد که امر پایش برای یک‌به‌یک فیدرهای خارج‌شده از ترانسفورمر اجراشده است. در شبیه‌سازی‌های بخش قبل دیده شد که حتی در مواردی که تغییر بار ۱۰۰ درصدی در فاز یک فیدر رخ می‌دهد، تغییر بار رصد شده در پست در حدود ۲۵ درصد است. این ۲۵ درصد افزایش بار دیده‌شده نمی‌تواند ملاک مناسبی برای تشخیص وقوع اضافه‌بار در یک فیدر خاص باشد. چراکه لزومی بر این موضوع وجود ندارد که از نقطه دید پایانه خروجی ترانسفورمر یک اضافه‌بار صرفاً به یک فیدر تعلق داشته باشد. برای نمونه ممکن است در یک سناریو، هر فیدر اضافه‌باری ۲۵ درصدی تجربه کند و تجهیز اندازه‌گیری نصب‌شده در ترانسفورمر نیز این افزایش ۲۵ درصدی در کل بار

را تشخیص دهد؛ اما در این سناریو لزومی بر صدور هشدار برای سوختن فیوز درون سامانه پایشی وجود ندارد. از همین رو این طرح صرفاً برای شرایطی کارایی دارد که هر فیدر اندازه‌گیر خاص خود را داشته باشد. با تشخیص اضافه‌بار در یک فیدر سازوکار تشخیص تغییر ناگهانی بار برای تشخیص عملکرد فیوز می‌تواند همانند موارد بررسی‌شده در بخش قبل باشد.

۴- ۴- ۴- بررسی کارایی پایش تعادل سه فاز جریانی و ولتاژی

➢ امکان‌سنجی استفاده از تعادل سه‌فاز ولتاژی و جریانی برای تشخیص قطعی در شبکه

در این بخش تأثیر بروز قطعی هادی و نیز خطا بر روی تعادل سه فاز شبکه موردبررسی قرار خواهد گرفت. در شبیه‌سازی‌های مربوط به بخش تغییرات ناگهانی بار، دیده شد که بروز قطعی بار بر روی فازهای یکی از فیدرها تأثیر چندانی بر روی تعادل ولتاژی شبکه ندارد؛ اما طبیعی است که بروز قطعی در یک‌فاز یک فیدر سبب تغییر جریان کل پست می‌شود؛ اما ممکن است این عدم‌تقارن جریان مقدار چندان بزرگی نداشته باشد. این امر مشخص است که در بیشتر ساعات یک ترانسفورمر توزیع با بارگذاری نامتقارن مواجه است. یکی از مهم‌ترین موارد تحت‌بررسی در این بخش، رفتار شبکه تحت بارگذاری نامتقارن است. هرچند که عدم‌تقارن در بارگذاری شبکه نامطلوب است اما باید توجه داشت که نباید با بروز رخدادهایی نظیر خطا (و قطعی) اشتباه گرفته شود. چند نمونه از عدم‌تقارن‌های عملی رخ‌داده در چند شبکه توزیع در ادامه آورده شده است. دیده می‌شود که حتی در شرایط کار عادی یک ترانسفورمر، عدم‌تقارن جریانی مقادیر بزرگی اختیار می‌کند.

جدول ۴-۱۳- آمپراژ مربوط به چند نمونه فیدر و یک پست

آمپراژ مربوط به یک پست برحسب آمپر	آمپراژ مربوط به چند نمونه فیدر برحسب آمپر			هادی
	۳	۲	۱	
۶۲۱	۱۲۷	۱۱۷	۱۴۰	فاز a
۴۷۵	۹۹	۷۵	۱۱۲	فاز b
۵۹۸	۱۶۹	۱۱۲	۸۴	فاز c
۳۶۰	۷۰	۷۷	۵۴	نوترال

یکی از عواملی که می‌تواند عدم‌تقارن سه فاز جریانی دیده‌شده از پایانه خروجی ترانسفورمر را به پارامتری مفید برای تشخیص بروز قطعی در شبکه تبدیل کند، رصد تغییرات جریان نوترال (درصورت اندازه‌گیری مستقیم) و یا محاسبه جریان (جمع جریان‌های سه‌فاز) و مشاهده تغییری ناگهانی در این جریان است. سازوکار پیشنهادی در این قسمت برای رصد تغییرات جریانی می‌تواند همانند راهکارهای بحث‌شده در الگوریتم‌های تشخیص قطعی باشد.

➢ امکان‌سنجی استفاده از تعادل سه‌فاز ولتاژی و جریانی برای تشخیص خطا

تاکنون درخصوص قطعی هادی و نحوه تشخیص وقوع آن از روی برهم‌خوردگی تعادل سه فاز جریانی مباحثی مطرح گردید. بسته به طراحی تجهیز اندازه‌گیری برای تشخیص وقوع خطا در شبکه فشار ضعیف نیاز است تا ابتدا تغییرات ولتاژها و جریان‌های سه فاز را در اثر خطاهای مختلف بررسی نمود. برای شبیه‌سازی‌ها از شبکه شکل ۴–۲ استفاده‌شده و اطلاعات بارگذاری‌ها در جدول ۴–۱۴ آورده شده است. ازآنجاکه خطای تک‌فاز بیشترین احتمال وقوع را در بین انواع خطا دارد، در اینجا ابتدا فاز a به هادی نوترال اتصالی داده می‌شود. نتایج مربوط به اتصال کوتاه‌ها در جدول ۴–۱۴ آورده شده است.

جدول ۴–۱۴– اطلاعات بارگذاری و پارامترهای شبکه

مقاومت زمین انتهای فیدرها	مقاومت زمین پست	طول هر فیدر	بار هر پایه ($\cos(\varphi)$)	بار هر پایه (آمپر)	
۵	۵	۵۰۰ متر	۰٫۸	۳۰	**فاز a**
			۰٫۸	۳۰	**فاز b**
			۰٫۸	۳۰	**فاز c**

جدول ۴–۱۵– نتایج اتصال کوتاه فاز به نوترال از دید پایانه خروجی ترانسفورمر

هادی	حالت کار عادی	محل اتصال فاز a به هادی نوترال		
		در انتهای فیدر	در ۵۰٪ فیدر	در ۲۵٪ فیدر
جریان فاز a	۴۵۱٫۵	۷۶۶٫۹	۱۱۰۴	۱۷۲۸
جریان فاز b	۴۵۸	۴۷۳٫۱	۴۷۸٫۱	۴۷۶٫۷
جریان فاز c	۴۵۷٫۵	۴۷۳٫۱	۴۸۰٫۵	۴۸۳٫۸
جریان هادی نوترال	۸٫۱	۲۵۴	۵۷۰٫۵	۱۱۹۱
توالی مثبت جریان	۴۵۵٫۷	۵۷۰٫۶	۶۸۶٫۹	۸۹۵٫۳
توالی منفی جریان	۱٫۴۸۷	۱۱۱٫۶	۲۲۷٫۳	۴۳۵٫۹
توالی صفر جریان	۲٫۶۹۶	۸۴٫۶۶	۱۹۰٫۲	۳۹۷
ولتاژ an	۲۲۴٫۸	۲۲۰٫۸	۲۱۶٫۴	۲۰۷٫۸
ولتاژ bn	۲۲۴٫۷	۲۲۴٫۱	۲۲۳٫۸	۲۲۳٫۶
ولتاژ cn	۲۲۴٫۷	۲۲۴٫۸	۲۲۴٫۸	۲۲۴٫۶
ولتاژ توالی مثبت	۲۲۴٫۷	۲۲۳٫۲	۲۲۱٫۶	۲۱۸٫۵
ولتاژ توالی منفی	۰٫۰۳	۲٫۲۳۶	۴٫۵۵۲	۸٫۷۳
V_{UBF}	–	٪۱٫۰۰	٪۲٫۰۵	٪۴٫۰۰
عدم‌تعادل ولتاژی از رابطه (گ۲ف۲- ۱۲)	–	٪۱٫۰۹	٪۲٫۳۷۵	٪۴٫۹۷

جدول ۴–۱۵ دیده می‌شود که بروز اتصال کوتاه بین هادی فاز و نوترال سبب بروز افزایش چشم‌گیری در جریان، نسبت به حالت کار عادی شده است. با نزدیک شدن محل وقوع خطا به منبع، دیده می‌شود که جریان خطای دیده‌شده از پایانه خروجی ترانسفورمر بیشتر شده است. دلیل آنکه خطا در ابتدای فیدر قرار داده نشده آن است که این کار عملاً به معنای بروز اتصال کوتاه بر روی پایانه ترانسفورمر بوده و بدیهی است که جریان بسیار شدیدی کشیده و عملاً ولتاژ فاز خطادار را صفر می‌کند. برای سنجش عدم‌تقارن ولتاژی از رابطه موجود در ۴–۴ برای محاسبه V_{UBF} استفاده‌شده است.

$$V_{UBF} = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \qquad ۴–۴$$

در بسیاری از موارد، بروز V_{UBF} بزرگ‌تر مساوی ۲ درصد را غیرمجاز قلمداد می‌شود. برای نمونه در بند ۲–۵–۳ مرحله اول از همین پروژه نیز برای چنین عدم‌تقارن ولتاژی لزوم صدور هشدار درنظر گرفته‌شده بود؛ اما این نکته نیز قابل‌توجه است که برای نمونه در همان بند ۲– ۵– ۳ مرحله اول شرط شده است که اگر این V_{UBF} برای مدت بیش از ۱۰ دقیقه از ۲٪ بیشتر بود اقدام به صدور این هشدار شود که در اینجا باتوجه به بزرگی جریان خطا و رفع شدن آن در مدت‌زمانی بسیار کوتاه‌تر عملاً امکان استفاده از عدم‌تقارن ولتاژ نیز منتفی است.

یک شاخص مناسب برای تشخیص عدم‌تقارن جریان، اندازه‌گیری جریان نوترال و یا محاسبه جمع جریان‌های سه فاز است. در هنگام وقوع خطای تک‌فاز به نوترال دیده می‌شود که میزان جریان نوترال در یک‌لحظه به میزان قابل‌توجهی افزایش‌یافته و برای مثال از ۸٫۱ آمپر بسته به محل وقوع خطا به مقادیری نظیر ۲۵۴، ۵۷۰ و ۱۱۹۱ آمپر افزایش‌یافته است. البته باید به این نکته اشاره کرد که در اینجا به سبب متعادل فرض کردن بارها جریان نوترال در حالت کارکرد عادی شبکه کوچک بوده و در صورت وجود عدم‌تقارن می‌توانست به مقادیر بسیار بزرگی تبدیل شود؛ اما حتی بااین‌حال در صورت وقوع خطا میزان افزایش ناگهانی جریان نوترال قابل‌توجه است. در اینجا پیشنهاد می‌شود درصورتی‌که تجهیز اندازه‌گیری نصب‌شده در پست قادر به اندازه‌گیری جریان نول بوده به‌صورت مستقیم و درصورتی‌که این قابلیت را ندارد به‌صورت غیرمستقیم (از طریق جمع فازوری جریان‌های سه فاز)، اقدام به محاسبه جریان نوترال نماید. با این کار در هر گام زمانی نرخ تغییرات جریان نوترال نسبت به گام‌های زمانی[1] درونی تجهیز محاسبه شود. درصورتی‌که برای نمونه در هر ۵ سیکل، تجهیز (به‌صورت) درونی اقدام به به‌روزرسانی متغیرها کند، این بدان معنا خواهد بود که در هر ۰٫۱ ثانیه داده‌ای جدید در حافظه تجهیز ثبت می‌شود. با محاسبه اختلاف داده جدید نسبت به داده قبلی و تقسیم آن بر ۰٫۱ ثانیه می‌توان نرخ تغییرات جریان نوترال برحسب آمپر بر ثانیه را محاسبه نمود. حال درصورتی‌که تغییری چشمگیر در این نرخ محاسبه‌شده و جریان نوترال برای چند داده متوالی مقدار بالای خود را حفظ کند، این به معنای وقوع خطا در شبکه پایین‌دست بوده و تجهیز می‌تواند وقوع خطا در فاز مخدوش را به سامانه پایشی گزارش نماید.

حال اگر خطا به‌صورت دو فاز و یا سه فاز باشد، جریان نوترال و برهم‌خوردگی آن تغییر چندانی نخواهد داشت. لذا در بخش بعدی به بررسی این موارد پرداخته خواهد شد.

[1] Time Interval

در جدول ۴–۱۶ نتایج اتصال کوتاه برای یک خطای دوفاز آورده شده است.

جدول ۴–۱۶- نتایج اتصال کوتاه دو فاز از دید پایانه خروجی ترانسفورمر

هادی	حالت کار عادی	محل اتصال فاز a به فاز b		
		در انتهای فیدر	در ۵۰٪ فیدر	در ۲۵٪ فیدر
جریان فاز a	۴۵۱,۵	۹۴۷,۵	۱۵۰۰	۲۵۱۳
جریان فاز b	۴۵۸	۹۷۹,۳	۱۵۲۱	۲۵۰۱
جریان فاز c	۴۵۷,۵	۴۵۹	۴۵۹,۴	۴۵۹,۳
جریان هادی نوترال	۸,۱	۸,۵۲۶	۹,۰۱۱	۹,۴۲۱
توالی مثبت جریان	۴۵۵,۷	۷۶۹,۳	۱۰۹۱	۱۶۷۱
توالی منفی جریان	۱,۴۸۷	۳۱۲	۶۳۲	۱۲۱۲
توالی صفر جریان	۲,۶۹۶	۲,۸۴۲	۳,۰۰۴	۳,۱۴
ولتاژ an	۲۲۴,۸	۲۲۳,۷	۲۲۲	۲۱۷,۶
ولتاژ bn	۲۲۴,۷	۲۱۴,۷	۲۰۴,۱	۱۸۴,۳
ولتاژ cn	۲۲۴,۷	۲۲۴,۷	۲۲۴,۷	۲۲۴,۷
ولتاژ توالی مثبت	۲۲۴,۷	۲۲۱	۲۱۶,۸	۲۰۸,۲
ولتاژ توالی منفی	۰,۰۳	۶,۲۴۹	۱۲,۶۷	۲۴,۲۸
V_{UBF}	-	٪۲,۸۲	٪۵,۸۴	٪۱۱,۶۶

در انتها نیز اقدام به شبیه‌سازی یک مدل بار با عدم‌تقارن و رؤیت تأثیر آن بر روی تعادل ولتاژی و جریانی شبکه شده است. نتایج این شبیه‌سازی در جدول ۴–۱۷ آورده شده است. دیده می‌شود که در این حالت عدم‌تعادل نسبتاً شدیدی در جریان‌های بار وجود داشته و I_{UBF} در این سناریو در حدود ۱۵,۵۳ درصد و جریان اندازه‌گیری‌شده در نقطه نوترال ترانسفورمر برابر با ۱۸۷,۴ آمپر شده است.

جدول ۴–۱۷- شبیه‌سازی یک نمونه برهم‌خوردگی تعادل سه‌فاز

هادی	حالت کار عادی
جریان فاز a	۶۲۸,۸
جریان فاز b	۳۸۳,۵
جریان فاز c	۵۲۷,۱
جریان هادی نوترال	۱۸۷,۴
توالی مثبت جریان	۵۱۲,۹
توالی منفی جریان	۷۹,۶۹
توالی صفر جریان	۶۲,۴۸
ولتاژ an	۲۲۲,۲

۲۲۵٫۶	**ولتاژ bn**
۲۲۴	**ولتاژ cn**
۲۲۳٫۹	**ولتاژ توالی مثبت**
۱٫۵۹۶	**ولتاژ توالی منفی**
-	V_{UBF}

درمجموع با استفاده از نتایج شبیه‌سازی‌ها می‌توان گفت که استفاده از عدم‌تقارن جریانی تنها برای خطاهایی که فاصله زیادی با منبع ندارند می‌تواند روش مناسبی برای تشخیص خطا باشد. عدم‌تعادل ولتاژی برای خطاهای پایین‌دست نیز معیار مناسبی برای تشخیص خطا نیست. برای صدور هشدار بروز خطا در شبکه لازم است تا مقدار ۴–۵ در فواصل زمانی نسبتاً کوتاه محاسبه‌شده و در صورت عبور این مقدار از آستانه‌ای قابل‌تنظیم (حدود ۴۰ درصد)، هشداری مبتنی بر احتمال وقوع خطا در یکی از فیدرهای پایین‌دست به بهره‌بردار ارسال گردد. دلیل انتخاب عدد ۴۰ درصد در اینجا بدان جهت است که اگر همه این جریان به‌توالی صفر تعلق گیرد یعنی در نوترال در حدود ۳ برابر این جریان جاری‌شده و اگر به‌توالی ۲ تعلق بگیرد یعنی ۴۰ درصد بارگذاری ترانسفورمر، جریانی در جهت توالی منفی کشیده و این امر خود می‌تواند نشان از بروز یک اشکال در شبکه باشد.

$$I_{ub} = \frac{\sqrt{I_-^2 + I_0^2}}{I_+} \times 100 \qquad ۵–۴$$

البته به‌طورکلی برای صرفه‌جویی‌های اقتصادی عموماً پردازنده‌های استفاده‌شده در تجهیزات پایش شبکه (به‌خصوص در شبکه‌های فشار ضعیف) قدرت پردازشی چندانی نداشته و باید عملی بودن امکان محاسبه و تحلیل توالی‌های سه فاز در فواصل کوتاه زمانی (یک تا چند سیکل) امکان‌سنجی شود.

۴- ۴- ۵- بررسی کارایی "پایش افت ولتاژ و افزایش جریان‌ها" در تشخیص شرایط غیرعادی

➢ بررسی افت ولتاژها

در شبیه‌سازی‌های گذشته نشان داده شد که پارامتر ولتاژ نمی‌تواند معیار مناسبی برای تشخیص وقوع خطا (به‌خصوص خطاهای پایین‌دست فیدرها) باشد. این امر در پست‌هایی که بارهایشان چندان متراکم نبوده و فیدرهای عموماً طولانی تری دارند (نظیر شبکه «پراکنده و کم‌بار») بسیار شدیدتر است. برای نمونه در اینجا یک شبیه‌سازی بر روی شبکه «پراکنده و کم‌بار» اجراشده و اطلاعات مربوط به شبکه در جدول ۴–۱۸ آورده شده است. با فرض وقوع خطایی تک‌فاز (فاز a به هادی نوترال) یک‌بار در میانه فیدر و بار دیگر در انتهای آن، نتایج مربوط به ولتاژها در جدول ۴–۱۹ آورده شده است. دیده می‌شود که در یک شبکه «پراکنده و کم‌بار» که حتی دچار عدم‌تعادل بار هم هست، بازهم خطایی در میانه فیدر یا در انتهای آن تأثیر چندانی بر روی تعادل سه فاز ولتاژی ندارد.

جدول ۴–۱۸- اطلاعات شبکه «پراکنده و کم‌بار»

	بار هر پایه (آمپر)	بار $\cos(\varphi)$ هر پایه	طول هر فیدر	مقاومت زمین پست	مقاومت زمین انتهای فیدرها
aفاز	۲۱	۰٫۸	۱۰۰۰ متر	۵	۵
bفاز	۱۷	۰٫۸			
cفاز	۱۲	۰٫۸			

جدول ۴–۱۹- نتایج ولتاژی خطای تک‌فاز به نوترال

هادی	خطای تک‌فاز در میانه فیدر	خطای تک‌فاز در انتها فیدر	ولتاژ در عملکرد عادی (ولت)
فاز a	۲۲۳	۲۲۵٫۲	۲۲۶٫۹
فاز b	۲۲۶٫۸	۲۲۷	۲۲۷٫۳
فاز c	۲۲۸٫۴	۲۲۸٫۴	۲۲۸٫۳

در مواردی ممکن است کاهش ولتاژ براثر بروز خطا در شبکه فشار متوسط رخداده باشد. البته این خطاها عموماً در مدت‌زمان بسیار کوتاهی (کمتر از یک ثانیه) بر روی شبکه برقرار می‌مانند اما اگر تجهیز اندازه‌گیری قابلیت تحلیل نمونه های ولتاژی در فواصل زمانی کمتر از ۱ ثانیه را داشته باشد می‌تواند اقدام به تشخیص وقوع خطا در بالادست خود کند. حال‌آنکه هر چه تعداد نمونه‌های تحلیل‌شده به‌صورت محلی در حسگر بیشتر باشد، امکان موثق بودن داده‌های حاصل از تحلیل برای هر تجهیز بیشتر می‌شود. یکی از کاربردهای این طرح، در امر جایابی خطای شبکه فشار متوسط قابل‌طرح است. برای مثال همه ترانسفورمرهای توزیع متصل به یک فیدر فشار متوسط مجهز به تجهیزات اندازه‌گیری باشند و امکان تشخیص بزرگی ولتاژ دیده‌شده در ثانویه ترانسفورمرها را در بازه زمانی برقراری جریان خطا داشته باشند. با این کار بسته به اینکه چه نقاطی بیشتر از سایر نقاط تحت تأثیر وقوع خطا واقع‌شده‌اند و در تلفیق با داده‌های GIS می‌توان با دقت بالایی اقدام به جایابی خطا نمود؛ که البته این امر باتوجه به شمار حس‌گرهای این پروژه و نیز حوزه تحت پایش چندان قابل‌اجرا نیست؛ اما به‌هرحال یکی از کاربردهای قابل‌دستیابی در صورت گسترش حوزه نفوذ تجهیزات اندازه‌گیری در ترانسفورمرهای توزیع می‌تواند این مورد باشد.

➢ بررسی اضافه جریان‌ها

طبیعتاً کمترین جریان‌های خطا مربوط به خطاهای تک‌فازی است که در انتهای هر فیدر قرارگرفته‌اند. این امر در جداول تحلیل خطا نیز آورده شده است. در بخش قبلی، خطای تک‌فاز و دوفاز تحلیل شد و بزرگی جریان هر فاز برای خطا در مکان‌های مختلف در طول یک فیدر ارائه گردید. به آن جهت که در بخش قبلی هدف بیشتر بررسی اثر بروز خطای غیرمتقارن بر ولتاژها و جریان‌ها بود، تنها خطای تک‌فاز و دوفاز تحلیل شد. جریان دوفاز به زمین هم می‌توانست

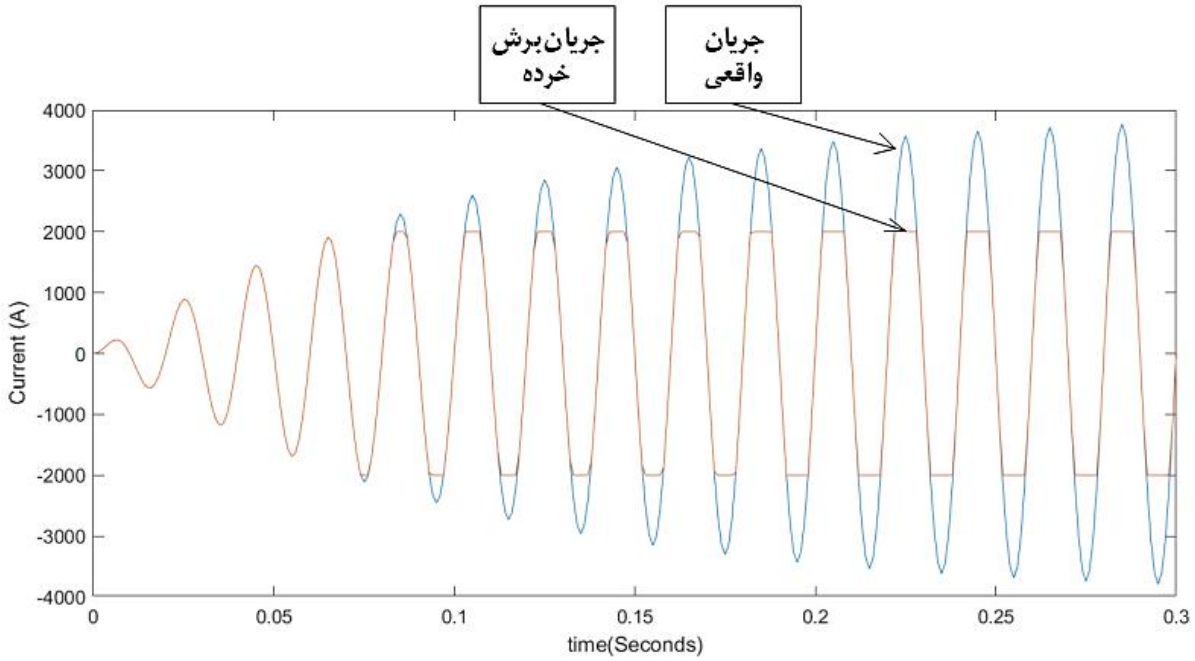
تحلیل شود اما این امر بدیهی است که چنین خطایی، جریانی به‌مراتب بیشتر از دو حالت قبلی از منبع می‌کشد. به‌طبع جریان خطای سه‌فاز از همه خطاهای شبیه‌سازی‌شده در بخش‌های قبل بالاتر بوده و تشخیص آن نیز ساده‌تر است.

اما در اینجا ذکر یک نکته بسیار حائز اهمیت است که تجهیزات اندازه‌گیری با کاربری مشابه کنتورها یا تجهیزات پایشی به‌هیچ‌وجه قادر به انجام کار یک رله نیستند. این تجهیزات عموماً قابلیت تشخیص ورودی جریانی محدودی را داشته و عملاً نمی‌توانند عددی برای یک جریان خطا اعلام کنند. چه‌بسا که در بسیاری از موارد به‌سبب نوع پردازنده‌های مصرفی در این تجهیزات اصلاً امکان پیاده‌سازی یک نمونه‌برداری گسترده در دوره خطا نباشد و وقوع و پاک‌سازی خطا در بازه زمانی‌ای رخ دهد که تجهیز هیچ داده‌ای را از شبکه نمونه‌برداری (یا ثبت نمونه) نکرده است.

برای نمونه به یک مثال اشاره خواهد شد. در تجهیزات اندازه‌گیری که از کویل روگوفسکی برای اندازه‌گیری جریان استفاده می‌کنند جریان اندازه‌گیری‌شده با تقریب بسیار بالایی به‌طور خطی به یک ولتاژ (عموماً در اندازه‌های میلی‌ولتی) تبدیل می‌شود. یکی از محدودکننده‌هایی که برای اندازه‌گیری جریان گذرنده از یک هادی با استفاده ازاین‌روش وجود دارد، بزرگی ولتاژ قابل‌پشتیبانی در پورت ورودی دستگاه اندازه‌گیر است. برای جریان‌های بزرگ‌تر قله‌های سیگنال جریانی پس از بازسازی آن بر اساس داده‌های نمونه‌برداری‌شده به‌صورت برش‌خورده خواهد شد.

برای نمونه در شکل ۴–۴ محدودیت ولتاژی ورودی تجهیز اندازه‌گیری به‌گونه‌ای است که تنها قادر به اندازه‌گیری جریان‌های تا ۲۰۰۰ آمپر است. دیده می‌شود که با عبور از این مرز، قله‌های شکل موج‌ها دچار برش‌خوردگی شده و عملاً شکل موجی غلط به تجهیز انتقال داده می‌شود. با این کار خطای بزرگی در محاسبات فازوری اتفاق افتاده و THD سیگنال دیده‌شده از تجهیز اندازه‌گیری (حتی درصورتی‌که سیگنال واقعی همانند شکل ۴–۴ کاملاً سینوسی باشد) بسیار بزرگ می‌شود. حال اگر تجهیز اندازه‌گیری قادر به تشخیص پدیده برش سیگنال[1] باشد، وقوع همین امر می‌تواند نشان از بروز اضافه جریان شدید باشد و اگر نباشد، عملاً هیچ ابزاری برای تشخیص وقوع اضافه جریان دردست نخواهد بود.

[1] Signal Chopping



شکل ۴–۴- نحوه وقوع برش سیگنال

۴- ۵- معماری و مشخصات فنی الگوریتم‌های تشخیص رویدادهای شبکه

۴- ۵- ۱- الگوریتم محلی تشخیص قطعی در شبکه (نرخ نمونه‌برداری پایین)

در این رویکرد پیشنهاد می‌شود که تشخیص بروز قطعی ناگهانی بر اساس داده‌های تاریخی ثبت‌شده در دستگاه اندازه‌گیری انجام گیرد. لذا می‌توان گفت که این راه‌کار بهترین عملکرد خود را زمانی دارد که به‌صورت محلی و با نرخ نمونه‌برداری نسبتاً بالا اجراشده باشد. به دلایل اقتصادی، تعبیه تجهیزات ذخیره‌سازی اطلاعات با ظرفیت بالا برای ذخیره محلی نمونه‌های برداشت‌شده از شبکه در هر سه فاز، در همه ایام سال، ممکن نیست. لذا راه‌حل حداقلی ارائه‌شده در این گزارش، ثبت حداقل بارگذاری سه‌فاز به‌صورت ساعتی در ۳۵ روز گذشته است. این ذخیره‌سازی‌ها باید به‌صورت تابعی از روز هفته (شنبه، یک‌شنبه و ...) و ساعت از شبانه‌روز (شماره ساعت از ۲۴ ساعت) باشد. با این کار برای هر ساعت از هرروز، ۵ داده ($I_{min}(d,t)$) در داده‌های تاریخی موجود خواهد بود. از میان این ۵ داده اقدام به انتخاب میانه شده و با ($I_{med}(d,t)$) نام‌گذاری می‌گردد.

بسته به نظر طراح و باتوجه به میزان فاصله جریان اندازه‌گیری‌شده در هرلحظه ($I_{Real\ Time}$) نسبت به مقادیر $\min(I_{min}(d,t))$ و $I_{med}(d,t)$ می‌توان اقدام به تشخیص بروز قطعی نمود. در اینجا با میزان فاصله‌ای که جریان اندازه‌گیری‌شده در هرلحظه ($I_{Real\ Time}$) با مقدار $\min(I_{min}(d,t))$ دارد ازطریق سنجش برقراری رابطه ۴–۶ می‌توان اقدام به تشخیص وقوع قطعی در هادی‌های شبکه و یا فیدرها نمود. در این رابطه A ضریبی است که بیان می‌کند برای آنکه یک کاهش در جریان به‌عنوان بروز رخداد قطعی شناسایی شود می‌بایست به چه سهمی از حداقل جریان روزهای گذشته نسبت به فاصله $\min(I_{min}(d,t))$ و $I_{med}(d,t)$ کوچک‌تر باشد. هر چه این ضریب به صفر نزدیک‌تر انتخاب

شود احتمال تشخیص طیف بزرگ‌تری از قطعی‌ها در شبکه فراهم می‌شود و همچنین احتمال صدور هشدار اشتباه نیز بالاتر می‌رود. هر چه این ضریب بزرگ‌تر انتخاب شود احتمال تشخیص قطعی‌های کوچک‌تر کم‌تر شده و از سویی دیگر احتمال صدور هشدار اشتباه کم‌تر می‌شود.

$$I_{\text{Real Time}} \le \min(I_{\min}(d,t)) - A \times \left(I_{\text{med}}(d,t) - \min(I_{\min}(d,t))\right) \qquad ۶–۴$$

عبارت موجود در ۴–۷ عملاً تعیین‌کننده حداقل انحرافی است که جریان قرائت‌شده به‌صورت زمان حقیقی می‌تواند از حداقل جریان رخداده در هفته‌های قبل (در روز یکسانی d از هفته و در ساعت t) داشته باشد و سامانه آن جریان را به‌عنوان یک قطعی علامت‌گذاری نماید. هرچند که برای تعیین بهترین مقدار برای پارامتر A به شبیه‌سازی‌های بیشتر و مطالعات گسترده‌تری نیاز است اما با استفاده از اطلاعات نحوه تغییر بار در پروژه‌های بررسی‌شده در مرحله اول می‌توان به یک جمع‌بندی کلی رسید. به‌صورت تقریبی می‌توان بیان کرد که اگر هدف طراح تشخیص قطع بار یکی از فازهای موجود بر روی یک فیدر (با استفاده از اندازه‌گیری مقادیر خروجی پایانه یک ترانسفورمر) باشد، احتمالاً میزان کاهش بار در حدود ۲۵ درصد می‌شود؛ یعنی حتی اگر جریان $I_{\text{Real Time}}$ در شرایط عادی برابر با $\min(I_{\min}(d,t))$ باشد، با بروز قطعی این جریان در حدود ۲۵ درصد کم‌تر می‌شود. حال‌آنکه در عمل به‌صورت قطع‌به‌یقین بارگذاری فیدرها با یکدیگر برابر نبوده و این کاهش بار ممکن است مقادیر دیگری نیز اختیار کند. در این حالت اگر فاصله $\min(I_{\min}(d,t))$ از مقدار میانه به هر میزان باشد، می‌توان گفت در بدترین شرایط، جریان کارکرد عادی $I_{\text{Real Time}}$ نمی‌تواند حتی به‌میزان نصف این اندازه از حداقل جریان خوانده‌شده در هفته‌های قبلی ($\min(I_{\min}(d,t))$) فاصله داشته باشد. چراکه بنا به رفتار بارهای بررسی‌شده در تجربیات مرحله اول از این پروژه، عموماً پروفایل بار تغییرات ناگهانی نداشته و عبارت $\left(I_{\text{med}}(d,t) - \min(I_{\min}(d,t))\right)$ در رابطه ۴–۶ عملاً ناظر به تغییرات بار بر اساس داده‌های تاریخی است. به‌طورکلی می‌توان گفت در شرایطی که جریان کنونی ($I_{\text{Real Time}}$) به میزان حدود ۵۰٪ (A=0.5) از «فاصله کوچک‌ترین داده از میانه» از «حداقل جریان ساعتی» ($\min(I_{\min}(d,t))$) کمتر باشد، به‌احتمال بالا رخدادی در شبکه به‌وقوع پیوسته است. این مقدار از A درواقع به سبب درنظر گرفتن حاشیه اطمینانی ۵۰ درصدی برای میزان فاصله جریان $I_{\text{Real Time}}$ از میانه درنظر گرفته‌شده است. درصورتی‌که در موردی خاص با تعیین مقداری مشخص برای A، حس‌گر اقدام به ارسال پیام‌های اشتباه مبنی بر وقوع قطعی در شبکه نماید، مقدار تنظیمی A می‌بایست بزرگ‌تر شود.

$$A \times \left(I_{\text{med}}(d,t) - \min(I_{\min}(d,t))\right) \qquad ۷–۴$$

مثال:

فرض کنید که در یک مورد خاص جریان‌های $I_{\min}(d,t)$ برای ۵ هفته گذشته به‌ترتیب برابر با ۳۱۰، ۲۹۵، ۲۸۸، ۲۷۶ و ۲۷۰ آمپر باشد. در این صورت میانه برابر با ۲۸۸ آمپر ($I_{\text{med}}(d,t) = 288$) و حداقل جریان برابر با ۲۷۰ آمپر می‌شود ($\min(I_{\min}(d,t)) = 270$). در این‌حال فاصله $I_{\text{med}}(d,t)$ از $\min(I_{\min}(d,t))$ به‌اندازه ۱۸ آمپر می‌شود. حال درصورتی‌که $I_{\text{Real Time}}$ در شرایط صحت عملکرد شبکه برابر با ۲۷۸ آمپر بوده و درصورت بروز قطعی بار به ۲۴۴٫۶ آمپر کاهش پیداکرده باشد (شبیه به قطع ۵۰ درصد بار از یک‌فاز از یک فیدر در شبیه‌سازی‌ها) حداکثر میزان A که به ازای

آن بروز قطعی شناسایی شود در ۴–۸ و ۴–۹ محاسبه‌شده است. لذا در اینجا دیده می‌شود که در این مثال خاص حتی اگر پارامتر A برابر با ۱٫۴۱ نیز انتخاب شود، هم امکان تشخیص بروز قطعی وجود داشته و انتخاب مقادیری نظیر ۰٫۵ می‌تواند قطعی‌های کوچک‌تر را هم مشخص سازد؛ اما از سویی دیگر احتمال ارسال هشدار اشتباه را هم بالا می‌برد.

$$A \le \frac{\min(I_{\min}(d,t)) - I_{\text{Real Time}}}{\left(I_{\text{med}}(d,t) - \min(I_{\min}(d,t))\right)} \qquad ۴–۸$$

$$A \le \frac{270 - 244.6}{(288 - 270)} \rightarrow A \le 1.41 \qquad ۴–۹$$

از مزایای دیگر این روش، حجم بسیار کم برای ذخیره‌سازی اطلاعات است. گفته شد که به‌سبب دلایل اقتصادی عموماً از تعبیه حافظه‌های بزرگ (چه از نوع RAM و چه از نوع فلش) اجتناب می‌شود. با فرض ثبت داده‌های سه فاز به‌صورت ۲۴ ساعتی در ۳۵ روز، درمجموع در جدول اطلاعات تاریخی مربوط به این بخش می‌بایست ۲۵۲۰ داده ذخیره شود. حال اگر داده‌ها از نوع ممیز شناور[1] بوده و با دقت دو برابر[2] باشند، درمجموع به ۱۹٫۶۹ کیلوبایت فضای ذخیره‌سازی برای این جدول نیاز خواهد بود. دلیل انتخاب ۳۵ روز برای حداقل بازه زمانی آن است که حداقل ۵ داده از هرروز هفته و در هر ساعت از شبانه‌روز در جدول وجود داشته باشد. درصورتی‌که قیود ذخیره‌سازی اطلاعات در موردی چندان مطرح نباشد، می‌توان بر حجم داده‌های این جدول افزود. برای نمونه به‌جای محاسبه حداقل جریان به‌صورت ساعتی، اقدام به محاسبه در هر ۱۵ دقیقه نمود (۴ برابر شدن فضای لازم برای ذخیره‌سازی).

۴- ۵- ۲- الگوریتم محلی تشخیص قطعی در شبکه (نرخ نمونه‌برداری بالا)

این عملکرد ازنظر دقت از مورد قبلی بهتر و دقیق‌تر بوده، اما برای پیاده‌سازی آن نیاز است تا پردازنده تجهیز قادر به تحلیل داده‌های نمونه‌برداری‌شده در شماری بالا باشد. برای این کار لازم است که در یک بافر، نمونه‌های جریانی (یا توان‌های اکتیو) سه فاز برای چند ثانیه ذخیره گردد. در این بافر با ورود هر نمونه جدید، قدیمی‌ترین نمونه خارج می‌گردد. در هر کلاک بافر نیاز است تا اختلاف (D) داده جدید نسبت به‌اندازه میانگین داده‌های بافر محاسبه شود. محاسبه این میانگین در ۴–۱۰ آورده شده است. در حالتی که تغییری بزرگ‌تر از $D_{\text{threshold}}$ (آستانه تشخیص شرایط بهره‌برداری غیرعادی) رخ دهد، از ورود داده جدید به بافر جلوگیری شده و یک تایمر درونی شروع به کار می‌کند. درصورتی‌که تا زمان $T_{\text{threshold}}$ (آستانه زمانی برقراری شرایط غیرعادی) بارگذاری همچنان غیرعادی تشخیص داده شود، هشدار وقوع قطعی به بهره‌بردار ارسال می‌شود. باتوجه به شبیه‌سازی‌ها می‌توان مقداری برابر با ۲۰ درصد[3] را به‌عنوان $D_{\text{threshold}}$ و مدت‌زمان لازم برای پرشدن نصف سایز بافر را برابر با $T_{\text{threshold}}$ درنظر گرفت.

[1] floating point
[2] double precision
[3] بزرگ‌تر از قطع ۲۵ درصد بار یک فاز از یک فیدر و کوچکتر از قطع ۵۰ درصد بار

$$D = \left| \frac{\sum_{i=1}^{B_n} I(B_n - i + 1)}{B_n} - \mathrm{I}_{\text{Real Time}} \right| \qquad ۱۰–۴$$

در این رابطه B_n سایز بافر است. سایز بافر و نرخ پرشدن آن نیاز به کار مطالعاتی بیشتری دارد، اما می‌توان سایز بافری برابر با ۴ ثانیه و نرخ پرشدنی برابر با یک داده در هر ۲۰۰ میلی‌ثانیه (۱۰ سیکل) را به‌عنوان نقطه‌ای مناسب برای شروع طراحی دانست. با توجه به بررسی‌های صورت‌گرفته توسط تیم تحقیقاتی این پروژه، این قابلیت یکی از بهترین کاندیداها در بین سه رویکرد ارائه‌شده در تشخیص بروز تغییرات ناگهانی جریان سه فاز پایانه‌های خروجی ترانسفورمر بوده و از نظر هزینه (بار پردازشی) و مزایای قابل‌دستیابی (تشخیص شرایط غیرعادی) به سایر رویکردهای این پروژه برتری بیشتری دارد.

۴- ۵- ۳- الگوریتم مبتنی بر سرور تشخیص قطعی در شبکه

گفته شد که در بسیاری از تجهیزات اندازه‌گیری امکان برنامه‌نویسی وجود نداشته و یا نرخ گزارش اطلاعات بسیار کند است. در این موارد، داده‌ها در فواصل زمانی بین ۱ تا ۳۰ دقیقه به سرور ارسال می‌گردند. در این راه‌کار بیشتر تحلیل اطلاعات در سمت سرورها صورت می‌پذیرد. در محاسبات «سمت سرور» قیود مربوط به فضای ذخیره‌سازی اطلاعات و نیز ساخت برنامه‌های تحلیلی بسیار کم‌رنگ‌تر از قیود عملیاتی مربوط به اندازه‌گیرهای نصب‌شده در محل است.

در اینجا پیشنهاد می‌شود که به‌طور مداوم اختلاف جریان‌های دریافتی از اندازه‌گیرها (در فاصله‌های زمانی مشخص) محاسبه گردد. اگر زمان رسیدن داده i به سرور را t(i) نام‌گذاری کنیم در ۴–۱۱ فاصله زمانی بین وصول داده iام و i-1 در سرور محاسبه می‌شود. تغییرات جریان نسبت به داده قبلی در ۴–۱۲ و نیز نرخ تغییرات بار به نرخ داده‌های دریافتی در ۴–۱۳ محاسبه می‌شود.

$$\Delta T(\mathrm{i}) = \mathrm{t(i)} - \mathrm{t(i\text{-}1)} \qquad ۱۱–۴$$

$$\Delta \mathrm{I(t(i))} = \mathrm{I(t(i))} - \mathrm{I(t(i\text{-}1))} \qquad ۱۲–۴$$

$$\Delta L(\mathrm{t(i)}) = \frac{\Delta \mathrm{I(t(i))}}{\Delta T(\mathrm{i})} \qquad ۱۳–۴$$

در سرور اطلاعات مربوط به $\Delta L(\mathrm{t(i)})$ در ساعات مختلف روزهای هفته ذخیره‌شده و مقدار آن نیز به‌صورت زمان حقیقی در هر مرتبه دریافت داده برای هر فاز محاسبه می‌شود. درصورتی‌که مقدار تغییر بار محاسبه‌شده به‌صورت زمان حقیقی، $\Delta L_{\text{RealTime}}$ نام‌گذاری شود، مقدار $\Delta L_{\text{RealTime}}$ می‌بایست با میانه ΔL های مربوط به ساعت کنونی در داده‌های تاریخی ذخیره‌شده برای روزهای مشابه هفته‌های گذشته مقایسه شده و اگر این تغییرات نسبت به داده‌های تاریخی بیش از مقداری از پیش تعیین‌شده باشد، می‌بایست هشدار وقوع قطعی در سیستم به بهره‌بردار شبکه ارسال گردد.

مثال:

برای روشن شدن راهکار دوم و نیز تعیین مقادیر تنظیمی مربوط به این بخش، یک مثال ارائه می‌گردد. اطلاعات بارگذاری فاز a از یک پست توزیع در ساعات ۱۴:۵۰ الی ۱۵:۵۰ برای ۴ هفته در جدول ۴–۲۰ آورده شده است[۱]. در این سناریو نرخ ارسال داده به سرورها یک داده در هر ۱۰ دقیقه فرض شده است.

جدول ۴–۲۰- نمونه‌های ارسال‌شده توسط حس‌گر در بازه زمانی ۱۴:۵۰ الی ۱۶:۰۰

ساعت	Ia(A)			
t(i)	هفته ۱	هفته ۲	هفته ۳	هفته ۴
14:50	302	305	307	311
15:00	311	308	309	317
15:10	305	310	317	321
15:20	317	315	321	326
15:30	321	313	326	331
15:40	325	320	333	337
15:50	335	330	340	342

در جدول ۴–۲۱ مقدار ΔL برای ساعت ۱۵:۰۰ الی ۱۵:۵۰ محاسبه‌شده و حداکثر $|\Delta I(t(i))|$ ساعت ۱۵ هر یک از هفته‌ها در انتهای جدول آورده شده است.

جدول ۴–۲۱- نرخ تغییرات بار

ساعت	نرخ تغییر بار $\Delta L(t(i))$ (A/min)			
t(i)	هفته ۱	هفته ۲	هفته ۳	هفته ۴
15:00	0.9	0.3	0.2	0.6
15:10	-0.6	0.2	0.8	0.4
15:20	1.2	0.5	0.4	0.5
15:30	0.4	-0.2	0.5	0.5
15:40	0.4	0.7	0.7	0.6
15:50	1	1	0.7	0.5
حداکثر $\|\Delta I(t(i))\|$ ساعت ۱۵:۰۰	1.2	1	0.8	0.6

فرض کنید در هفته پنجم در فاصله زمانی بین ساعات ۱۵:۲۰ الی ۱۵:۳۰ یک قطعی در فاز a یکی از فیدرها رخ‌داده است. در ساعت ۱۵:۲۰ که هیچ قطعی وجود نداشته جریان برابر با ۳۳۵ آمپر فرض می‌شود. حال باتوجه به شبیه‌سازی‌ها می‌توان گفت که با قطع بار جریان پس از قطعی می‌تواند تا ۲۵ درصد تغییر در بارگذاری شبکه ایجاد کند. البته این مقادیر برای این مثال خاص بوده و طبیعتاً هر شبکه شرایط مخصوص به خود را خواهد داشت. با فرض شبکه‌ای شبیه به شکل ۴–۲ با فرض بروز قطعی در ۲۵، ۵۰، ۷۵ و ۱۰۰ درصد بار فاز ۱ فیدر ۱ جریان دیده‌شده در فاز a پایانه خروجی

[۱] الگوی تغییر بار با الهام از پروفایل بار هفتگی پروژه اول (فصل دوم) بررسی شده در مرحله اول پروژه انتخاب شده است.

ترانسفورمر به ترتیب در حدود ۳۱۲، ۲۹۷، ۲۷۵ و ۲۵۳ آمپر می‌شود. لذا با حفظ ترتیب داده‌ها، مقدار $\Delta L(t(i))$ در ساعت ۱۵:۳۰ هفته پنجم به ترتیب برابر با 1.7-، 3.8-، 6- و 8.2- آمپر بر دقیقه خواهد شد. در اینجا لازم است تا مقادیر $\Delta L(t(i))$ مربوط به ساعت ۱۵:۳۰ با یک مقدار آستانه مقایسه شده و درصورتی‌که بزرگی این پارامتر بیشتر از مقدار آستانه شود، هشدار به بهره‌بردار ارسال گردد. در اینجا پیشنهاد می‌شود که این مقدار ۱٫۵ برابر آستانه برابر با حداکثر $|\Delta I(t(i))|$ ساعت ۱۵ هفته‌های ۱ تا ۴ انتخاب شود. برای نمونه در این مثال درصورتی‌که $|\Delta I(t(i))|$ بزرگ‌تر از $1.5\times1.2=1.8$ باشد هشدار صادر می‌شود؛ یعنی در این مثال برای تغییر بارهای ۵۰، ۷۵ و ۱۰۰ درصدی بر روی فاز a فیدر ۱، سامانه هشدار تشخیص بروز قطعی در شبکه را صادر می‌کند. بدیهی است با افزایش شمار نمونه‌های دریافتی در سرورها دقت و حساسیت این سازوکار افزایش‌یافته و از احتمال صدور هشدار اشتباه کاسته می‌شود.

۴- ۶- نتیجه‌گیری

تشخیص وقوع خاموشی چه براثر بروز قطعی در شبکه و چه به علت عملکرد تجهیزات حفاظتی نظیر فیوزها در ساختار کنونی تا حدود زیادی به اطلاع‌رسانی‌های مشترکین و گروه‌های اعزامی تأمین نگهداری وابسته است. در این بخش، هدف آن است تا عملکردهایی طراحی شود که با استفاده از پایش زمان حقیقی رفتار شبکه بتوان اقدام به تشخیص بروز شرایط بهره‌برداری غیرعادی در شبکه نمود. برای این کار نیاز به یک شاخص است که به‌عنوان یک‌میزان برای تشخیص بروز قطعی/خطا در شبکه استفاده شود. در این بخش دو شاخص اصلی تحت‌پایش «تغییر» و «نرخ تغییر» در پارامترهای بهره‌برداری شبکه است. با توجه به حجم داده‌های برداشت‌شده از چنین سامانه‌ای، در ابعاد بزرگ و برای یک شبکه توزیع برق گسترده، عملاً برای مدیریت داده‌ها نیاز به راهکارهای Big Data خواهد بود. لذا مطالعاتی ویژه پیرامون مباحث Big Data می‌بایست قبل از اجرای سامانه در یک شبکه گسترده توزیع (برای نمونه شبکه توزیع یک شهر) صورت پذیرد. حال باتوجه به آنکه پروژه هنوز وارد فاز پیاده‌سازی نشده و هنوز از قدرت پردازشی تجهیز الکترونیکی هر حسگر و سرور اطلاعاتی دردست نیست، به‌صورت پیش‌فرض کاربردها با دو رویکرد پردازشی سبک و سنگین طراحی شدند. حال بسته به امکاناتی که در مرحله اجرا در اختیار طراحان باشد، می‌توان از بین رویکردهای ارائه‌شده اقدام به انتخاب نمود. به‌طورکلی هر چه پردازش‌ها به‌صورت محلی باشد و با نرخ تحلیلی بالاتری (تعداد نمونه تحلیل‌شده در بازه زمانی مشخص) باشد، دقت نتایج حاصل‌شده و حساسیت سامانه به تشخیص خاموشی‌های کوچک‌تر بالاتر می‌رود. معماری و مشخصات فنی (به طور کلی) هر یک از کاربردهای مربوط به فصل ۴ در بخش ۴-۵ مورد بحث و بررسی قرار گرفته است. در معماری‌های ارائه شده بعضاً به‌طور کلی به پارامترهای تنظیمی موردنیاز پرداخته‌شده و حدود تنظیمی هر یک موردبحث قرار گرفته و لزوماً مقادیر دقیقی برای آن‌ها به‌صورت سیستماتیک ارائه نشده است. در فاز اجرای پایلوت پروژه ضرایب و پارامترهای تنظیمی هر یک از این الگوریتم‌ها با بررسی اطلاعات حاصل از پایش میدانی تجهیز تعیین خواهد شد.

فصل پنجم:
تدوین الزامات فنی تجمیع اجزاء سیستم

۵- تدوین الزامات فنی تجمیع اجزاء سیستم

۵- ۱- مقدمه

در این بخش به‌طورکلی به بررسی استانداردهای حوزه تجهیزات اندازه‌گیری نظیر کنتورها پرداخته‌شده است. بالطبع این تجهیزات طراحی یا ساخته می‌شوند و یا به‌صورت آماده خریداری می‌گردند. حال بسته به آنکه ساخت یا خرید مدنظر باشد، از الزامات مطرح‌شده در این بخش می‌بایست در طراحی و یا انتخاب تجهیزات استفاده شود.

۵- ۲- الزامات مربوط به دقت

در این بخش، الزامات مربوط به دقت تجهیز اندازه‌گیری به‌طورکلی به کلاس دقتی تجهیز بستگی دارد. IEC به‌طورکلی برای تجهیزات اندازه‌گیری الکترونیکی/استاتیکی دو رده دقتی (۱)- 1.0-2.0 و (۲)- 0.2S-0.5S را استانداردسازی کرده است. رده دقتی اول در استاندارد IEC62053-21 [۳۳] و رده دوم در استاندارد IEC62053-22 [۳۴] آورده شده است. عمده تجهیزات اندازه‌گیری ولتاژ، جریان، توان‌های اکتیو/راکتیو/ظاهری و ... نیز عموماً ارجاعاتی به این دو استاندارد دارند.

ملزومات مرتبط با دقت اندازه‌گیری و تست‌ها در هر دو استاندارد به IEC62053-11 [۳۵] ارجاع داده‌شده است. در این استاندارد اندیس کلاس برای دقت به‌صورت «*عددی است که محدوده درصد خطا را برای همه جریان‌های بین $0.1I_n$ و I_{max} یا بین $0.05I_n$ و I_{max} برای ضریب توان واحد (برای کنتورهای سه فاز در بارگذاری متعادل) مشخص می‌کند.*» تعریف‌شده است. در ادامه برخی از ملاحظات مرتبط با دقت از استاندارد IEC62053-22 [۳۴] آورده شده است. طبیعتاً این موارد صرفاً به کلاس دقت 0.2S و 0.5S اختصاص خواهند یافت؛ اما باید گفت که درصورتی‌که کلاس انتخابی برای دقت کنتور مقادیر دیگری نظیر ۱,۰ یا ۲,۰ هم اختیار کند مشابه این جداول در استاندارد IEC62053-21 [۳۳] برای این مقادیر وجود دارد.

جدول ۵–۱– حدود بالا و پایین در خطا برای کنتورهای یک و سه فاز با بارهای متعادل

میزان جریان	ضریب توان	کلاس اندازه‌گیری 0,5 S	کلاس اندازه‌گیری 0 ,2 S
0,01 In ≤ I < 0,05 In	1	±0,4	±1,0
0,05 In ≤ I ≤ Imax	1	±0,2	±0, 5
0,02 In ≤ I < 0,1 In	0,5 inductive 0,8 capacitive	±0,5 ±0,5	±1,0 ±1,0
0,1 In ≤ I ≤ Imax	0,5 inductive 0,8 capacitive	±0,3 ±0,3	±0,6 ±0,6
اگر به‌طور خاص توسط کاربر درخواست شده باشد: 0,1 In ≤ I ≤ Imax	0,25 inductive 0,5 capacitive	±0,5 ±0,5	±1,0 ±1,0

جدول ۵–۲– حدود بالا و پایین در خطا برای کنتورهای سه فاز (درحالی‌که باری تک‌فاز را در ولتاژهای متقارن تغذیه می‌کنند.)

میزان جریان	ضریب توان	درصد حد خطا اندازه‌گیرهای کلاس	
		0 ,5 S	0,2 S
$0,05\ I_n \le I \le I_{max}$	1	±0,3	±0 , 6
$0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	0,5 inductive	±0,4	±1 , 0

جدول ۵–۳– میزان خطای قابل‌قبول در اثر تاثیر حاصل از عوامل مختلف

کمیت تأثیرگذار	مقدار جریان (متعادل مگر در غیر این صورت مشخص شود)	ضریب توان	ثابت میانگین دماK/% برای کنتورهای با کلاس دقت	
			0,2 S	0 ,5 S
تغییرات دمای محیط [۹]	$0,05\ I_n \le I \le I_{max}$ $0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	1 0,5 سلفی	0,01 0,02	0 , 03 0 , 05
			محدوده تغییرات در درصد خطا برای کنتورهای با کلاس دقت	
			0,2 S	0 ,5 S
تغییرات ولتاژ به میزان ±۱۰ درصد [۸]	$0,05\ In \le I \le I_{max}$ $0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	1 0,5 سلفی	0,1 0,2	0.2 0.4
تغییرات فرکانس به میزان ±۲ درصد [۸]	$0,05\ I_n \le I \le I_{max}$ $0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	1 0,5 سلفی	0,1 0,1	0.2 0.2
توالی فاز معکوس	$0,1\ I_n$	1	0,05	0.1
نامتعادلی ولتاژ [۳]	In	1	0,5	1.0
تغییر ولتاژ کمکی به میزان ±۱۵ درصد [۴]	$0,01\ I_n$	1	0,05	0.1
محتوای هارمونیکی در مدار جریانی و ولتاژ [۵]	$0,5\ Imax$	1	0,4	0.5
زیرهارمونیک‌ها در مدار جریان AC [۵]	$0,5\ I_n$ [2)]	1	0,6	1.5
القای پیوسته مغناطیسی از یک منبع بیرونی [۵]	In	1	2,0	2.0
القای پیوسته مغناطیسی از یک منبع بیرونی ۰,۵ میلی تسلا [۶]	In	1	0,5	1.0
میدان مغناطیسی RF	In	1	1,0	2.0
عملکرد لوازم جانبی [۷]	$0,01\ I_n$	1	0,05	0.1
اختلالات اعمال‌شده، ناشی از میدان‌های فرکانس رادیویی	In	1	1,0	2.0
انفجار (تکانه)[1] گذرای سریع	In	1	1,0	2.0
مصونیت امواج نوسانی میراشده	In	1	1,0	2.0
۱. برای ولتاژهای در رنج % 20– تا% 10– و% 10+ تا% 15+ ، محدودیت‌های «تغییر در درصد خطا»ها سه برابر مقادیر داده‌شده در این جدول است.				

[1] Burst

برای مقادیر کمتر از 0.8Un، خطای کنتور می‌تواند در محدوده بین +۱۰ درصد تا ۱۰۰– درصد متغیر باشد.
۲. ضریب اعوجاج ولتاژ باید کمتر از ۱٪ باشد. برای شرایط تست به بخش ۸,۲,۲ استاندارد IEC62053-22 مراجعه کنید.
۳. در صورت قطعی در فازها، کنتورهای چندفاز دارای سه عنصر اندازه‌گیری در محدوده تغییر درصد خطا نشان داده‌شده در این جدول باید اندازه‌گیری و رجیستر شوند. برای نمونه در:
–در یک سیستم سه فاز، چهار سیم شبکه یا دو فاز قطع شود.
–در سیستم سه فاز، شبکه سه سیم (اگر کنتور برای این سرویس طراحی‌شده باشد) یکی از سه فاز.
این فقط قطعی‌های فاز را پوشش می‌دهد و رویدادهایی مانند خرابی فیوز ترانس را شامل نمی‌شود.
۴. فقط درصورتی‌که منبع کمکی به‌صورت داخلی به مدار اندازه‌گیری ولتاژ متصل نباشد قابل‌اجرا است.
۵. شرایط تست در بخش‌های ۸,۲,۱ تا ۸,۲,۳ استاندارد IEC62053-22 [۳۴] مشخص‌شده است.
۶. القای مغناطیسی منشأ خارجی ۰,۵ میلی تسلا تولیدشده توسط جریانی (باهمان فرکانس ولتاژ واردشده به کنتور) و تحت نامساعدترین شرایط فاز و جهت باعث تغییر در درصد خطای کنتور بیش از مقادیر نشان داده‌شده در این جدول نمی‌شود.
القای مغناطیسی باید با قرار دادن کنتور در مرکز سیم‌پیچ دایره‌ای، با قطر متوسط ۱ متر، با مقطع مربعی و ضخامت شعاعی کوچک نسبت به قطر و داشتن 400A.t به دست آید.
۷. هنگامی‌که چنین ادواتی در محفظه کنتور محصور می‌شود، به‌طور متناوب انرژی می‌گیرد، به‌عنوان‌مثال آهنربای الکتریکی از یک رجیستر چندنرخه.
۸. نقطه تست پیشنهادی برای تغییرات ولتاژ و تغییر فرکانس، I_n است.
۹. ثابت ضریب دما باید برای کل محدوده عملیاتی تعیین شود. دامنه دمای کاری باید به بخش‌هایی با عرض 20K تقسیم شود. سپس ثابت ضریب دما برای این محدوده‌ها با اندازه‌گیری 10K بالاتر و 10K زیر مقدار مربوط به وسط دامنه تعیین می‌شود. در طول تست، دما به‌هیچ‌وجه نباید از محدوده دمای عملیاتی تجاوز کند.

مقادیر اعلام‌شده برای حدود دقت تجهیزات (و سنجیدن میزان تغییر در وضعیت کاری تجهیز) می‌بایست نسبت به یک حالت کاری مرجع سنجیده شود. اطلاعات مربوط به این حالت مرجع در جدول ۵–۴ آورده شده است.

جدول ۵–۴–شرایط مرجع

کمیات تأثیرگذار	مقدار مرجع	تلورانس مجاز کنتورهای کلاس	
		0,2 S	0,5 S
دمای محیط	دمای مرجع یا در غیاب آن ۲۳ درجه سانتی‌گراد	±2 °C	±2 °C
ولتاژ	ولتاژ مرجع	±1,0%	±1,0%
فرکانس	فرکانس مرجع	±0,3%	±0,3%
توالی فاز	L1 – L2 – L3	–	–
نامتعادلی ولتاژ	تمامی فازها متصل‌اند	–	–
شکل موج	ولتاژ و جریان‌های سینوسی	فاکتور اعوجاج کمتر از **2%**	فاکتور اعوجاج کمتر از **2 %**
القای مغناطیسی پیوسته از منبع خارجی	برابر با صفر	–	–

القای مغناطیسی پیوسته از منبع خارجی در فرکانس مرجع	القای مغناطیسی برابر با صفر	مقدار القایی که باعث تغییرات خطا می‌شود بیش از ۰،۱ ± برای هر دو کلاس دقت اما درهرصورت باید کوچک‌تر از ۰،۰۵ میلی تسلا، باشد	
میدان الکترومغناطیسی RF [1]از فرکانس ۳۰ کیلوهرتز تا ۲ مگاهرتز	برابر با صفر	<1 V/m	<1 V/m
عملکرد لوازم جانبی	عدم عملکرد لوازم جانبی	–	–
اختلالات اعمال‌شده، ناشی از میدان‌های فرکانس رادیویی در فرکانس ۱۵۰ کیلوهرتز تا ۸۰ مگاهرتز	برابر با صفر	<1 V	<1 V

۵- ۳- الزامات مربوط به قاب تجمیع‌کننده[2] اجزای تجهیز

بنابه IEV 826-03-12 محفظه یا قاب[3] یک تجهیز عبارت است از بخشی از دستگاه که حفاظتی در برابر عوامل خارجی و تماس مستقیم موجودات زنده ایجاد نماید. برای تعیین الزامات مرتبط با قاب (پکیجینگ) تجهیزات الکتریکی از استاندارد IEC60529-2013 [۳۶] استفاده‌شده است. به‌طورکلی قاب یک تجهیز الکتریکی باید به‌گونه‌ای باشد که ۳ هدف زیر را برآورده سازد:

الف) حفاظت از افراد در برابر تهدید دسترسی به بخش‌های خطرناک تجهیز

به‌طورکلی این حفاظت می‌تواند به سه دسته تقسیم شود. حفاظت در برابر: ۱- تماس با هادی‌های برق‌دار فشار ضعیف ۲- تماس با بخش‌های مکانیکی خطرناک ۳- نزدیک شدن به هادی‌های فشارقوی که ممکن است حریم مناسب را رعایت نکرده باشند.

ب) حفاظت از اجزای داخلی قاب از ورود اشیای جامد به درون تجهیز

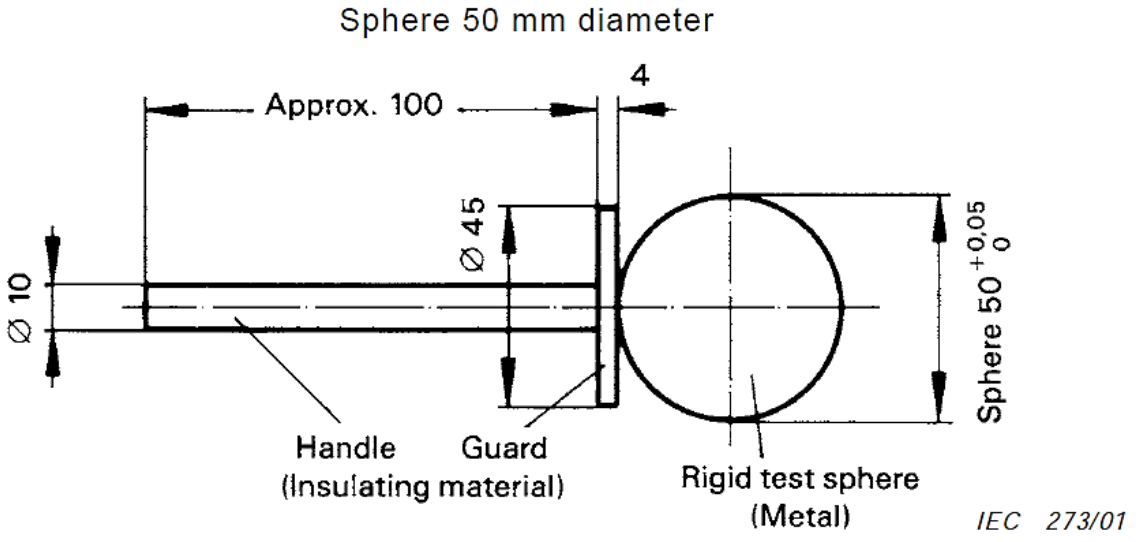
ج) حفاظت از ادوات درون قاب در برابر ورود آب

به‌طورکلی میزان حفاظت یک قاب در برابر عوامل مختلف با استفاده از یک کد IP تعیین می‌شود. این کد سابقاً تنها با یک عدد دورقمی (IPXX: مثلاً IP65) نمایش داده می‌شد که در سال‌های بعد برای تشریح بهتر قابلیت‌های حفاظتی یک محفظه به این رقم دو حرف نیز به‌صورت اختیاری اضافه گردید. رقم اول در این کد به‌طور هم‌زمان میزان حفاظت قاب در برابر دسترسی افراد (و حیوانات) و حفاظت در برابر نفوذ اشیای خارجی را مشخص می‌کند. در جدول ۵–۵ درجه حفاظت افراد در برابر تماس با تجهیزات خطرناک درون قاب آورده شده است.

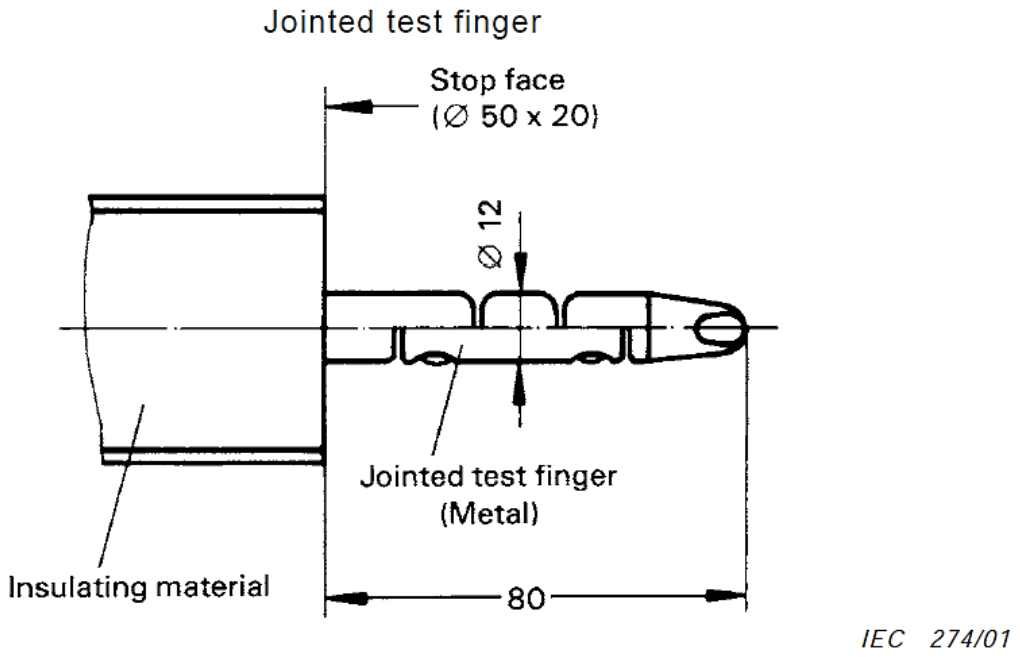
[1] Radio Frequency
[2] Packaging
[3] Enclosure یا Packaging

جدول ۵–۵- درجه حفاظت در برابر تماس افراد که در اولین رقم از IPXX مشخص‌شده

عدد مربوط به رقم دهگان در کد	درجه حفاظت	
	توضیحی کوتاه	تشریح
۰	حفاظت نشده	-
۱	حفاظت در برابر تماس پشت دست با بخش‌های خطرناک	محدودیت برای عوامل نفوذ (با شکل کروی) با قطری برابر با ۵۰ میلی‌متر (برای حفظ حریم با ادوات خطرناک) در شکل ۵–۱ آورده شده است.
۲	حفاظت در برابر تماس انگشت با بخش‌های خطرناک	محدودیت برای عوامل نفوذ (انگشتی مفصل‌دار با قطر ۱۲ میلی‌متر و طول ۸۰ میلی‌متر در شکل ۵–۲) باید حریم کافی با ادوات خطرناک را داشته باشد.
۳	حفاظت در برابر تماس با بخش‌های خطرناک به‌واسطه ابزار	عامل نفوذی با قطر ۲٫۵ میلی‌متر نباید وارد شود.
۴	حفاظت در برابر تماس با بخش‌های خطرناک به یک سیم	عامل نفوذی با قطر ۱٫۰ میلی‌متر نباید وارد شود.*
۵	حفاظت در برابر تماس با بخش‌های خطرناک به یک سیم	عامل نفوذی با قطر ۱٫۰ میلی‌متر نباید وارد شود. *
۶	حفاظت در برابر تماس با بخش‌های خطرناک به یک سیم	عامل نفوذی با قطر ۱٫۰ میلی‌متر نباید وارد شود. *
*: برای ارقام دهگان ۴ تا ۶ شرط حفاظت در برابر نفوذ عوامل خارجی یکسان است.		



شکل ۵–۱- عوامل نفوذ (با شکل کروی) با قطری برابر با ۵۰ میلی‌متر



شکل ۵–۲– انگشت مفصل‌دار با قطر ۱۲ میلی‌متر و طول ۸۰ میلی‌متر

در جدول ۵–۶ نیز درجه حفاظت ادوات درون قاب در برابر نفوذ اشیای خارجی ذکر گردیده است. این اشیا مشتمل بر هر شیء خارجی بیگانه و گردوغبار می‌شود.

جدول ۵–۶– درجه حفاظت در برابر نفوذ اشیای بیگانه که در اولین رقم از IPXX مشخص‌شده

عدد مربوط به رقم دهگان در کد	درجه حفاظت	
	توضیحی کوتاه	تشریح
۰	حفاظت نشده	–
۱	حفاظت‌شده در برابر اشیای بیگانه با قطری بزرگ‌تر از ۵۰ میلی‌متر	عامل نفوذ (با شکل کروی) با قطری برابر با ۵۰ میلی‌متر نباید امکان نفوذ داشته باشد.
۲	حفاظت‌شده در برابر اشیای بیگانه با قطری بزرگ‌تر از ۱۲٫۵ میلی‌متر	عامل نفوذ (با شکل کروی) با قطری برابر با ۱۲٫۵ میلی‌متر نباید امکان نفوذ داشته باشد.
۳	حفاظت‌شده در برابر اشیای بیگانه با قطری بزرگ‌تر از ۲٫۵ میلی‌متر	عامل نفوذ (با شکل کروی) با قطری برابر با ۲٫۵ میلی‌متر نباید امکان نفوذ داشته باشد.
۴	حفاظت‌شده در برابر اشیای بیگانه با قطری بزرگ‌تر از ۱ میلی‌متر	عامل نفوذ با قطری برابر با ۱٫۰ میلی‌متر نباید امکان نفوذ داشته باشد.
۵	حفاظت‌شده در برابر غبار	نفوذ غبار مجاز نبوده اما به میزان اندکی نفوذ می‌کند.
۶	حفاظت‌شده در برابر غبار (هیچ‌گونه گردوغباری داخل نمی‌شود)	به هیچ مقداری نفوذ گردوغبار وجود ندارد

درجه حفاظت قاب از تجهیزات درونی در برابر نفوذ آب نیز با رقم دوم از کد IPXX مشخص می‌گردد. در جدول ۵–۷ میزان حفاظت قاب از ادوات درونی در برابر نفوذ آب آورده شده است.

جدول ۵-۷-درجه حفاظت در برابر نفوذ آب که در رقم دوم از IPXX مشخص‌شده

درجه حفاظت		عدد مربوط به رقم یکان
تشریح	توضیحی کوتاه	
-	حفاظت نشده	۰
قطرات آبی که به‌صورت عمودی بر تجهیز می‌ریزند نباید سبب بروز اشکالی شوند.	حفاظت در برابر قطرات آب که به‌صورت عمودی سقوط می‌کنند.	۱
قطرات آبی که به‌صورت عمودی بر تجهیز می‌ریزند، در حالتی که قاب به‌اندازه ۱۵ درجه به هر جهتی خم‌شده باشد، نباید سبب بروز اشکالی شوند.	حفاظت در برابر قطرات آب که به‌صورت عمودی سقوط می‌کنند، زمانی که قاب به‌اندازه ۱۵ درجه کج‌شده باشد.	۲
آب افشره‌شده به قاب تا زاویه ۶۰ درجه‌ای نباید سبب بروز اشکالی شود.	حفاظت در برابر آب افشره[1]شده	۳
ریختن آب ازهرجهت به سمت قاب نباید سبب بروز اشکالی شود.	حفاظت در برابر ریخته شدن حجمی از آب به سمت قاب	۴
ریخته شدن جریانی از آب به سمت قاب در هر جهت نباید سبب بروز اشکالی برای تجهیزات موجود در قاب شود.	حفاظت در برابر ریخته شدن جریانی از آب[2] به سمت قاب	۵
ریخته شدن جریانی قوی از آب به سمت قاب در هر جهت نباید سبب بروز اشکالی برای تجهیزات موجود در قاب شود.	حفاظت در برابر ریخته شدن جریانی قوی از آب به سمت قاب	۶
وارد شدن آب در حدی که به تجهیزات درون قاب آسیب وارد کند، نباید رخ دهد.	حفاظت در برابر غرق شدن موقتی در آب	۷
وارد شدن آب در حدی که به تجهیزات درون قاب آسیب وارد کند، نباید رخ دهد.	حفاظت شدن در برابر غرق پیوسته در آب	۸
ریخته شدن جریانی پرفشار و داغ از آب به سمت قاب در هر جهت نباید سبب بروز اشکالی برای تجهیزات موجود در قاب شود.	حفاظت در برابر جریان آب پرفشار و داغ	۹

باتوجه به کاربری تجهیز اندازه‌گیری این پروژه و نیز تجربیات بین‌المللی بررسی‌شده در مرحله اول، دو قید کلی در انتخاب محفظه و قاب برای در برگرفتن اجزای سازنده وجود دارد. اول آنکه از نفوذ غبار تا حدودی جلوگیری شده تا از تشکیل لایه‌های گردوغبار بر روی هیت‌سینک[3] اجزای پردازشی و مدارات مجتمع جلوگیری کند. برای این امر ایزولاسیون ۱۰۰ درصدی در برابر نفوذ غبار لازم نیست. از سویی دیگر برای مقاومت در برابر نفوذ آب نیز دو حالت وجود دارد. یا تابلوهای استفاده‌شده در شبکه به‌گونه‌ای هستند که امکان نصب تجهیز درون تابلو وجود دارد و یا فضای کافی برای این کار دردسترس نیست. درصورتی‌که قرار بر نصب تجهیز درون تابلو باشد، قید خاصی برای درجه حفاظت بالا در برابر نفوذ آب (نظیر آب باران) وجود ندارد اما درصورتی‌که قرار بر نصب تجهیز خارج از تابلو باشد تدابیر خاصی می‌بایست اخذ گردد. درصورتی‌که قرار است تجهیز درون یک تابلو نصب شود درجات حفاظتی ۳ و ۴ می‌تواند حتی از یک دید محافظه‌کارانه

[1] Spray
[2] Water Jet
[3] Heat Sink

مناسب قلمداد شود. درصورتی‌که قرار است تجهیز در فضای باز نصب شود بهتر است درجه حفاظتی بالاتر از ۵ داشته باشد. از سویی دیگر برای بحث‌های مربوط به حفاظت در برابر نفوذ اشیای خارجی و حفاظت از افراد درجه حفاظتی ۵ توصیه می‌گردد. لذا بهتر است محفظه انتخابی برای نصب درون یک تابلو درجه حفاظتی بهتر از IP53 و برای نصب در فضای باز درجه حفاظتی بزرگ‌تر از IP55 داشته باشد. این مقادیر نظر نویسنده این گزارش بوده و حداقل درجه حفاظتی از دید استانداردهای دیگر در ادامه آورده شده است.

در ادامه به شماری از قیود مطرح‌شده در استاندارد IEC62052-11 [۳۷] برای انتخاب قاب تجهیز پرداخته‌شده است:

- قاب تنها می‌بایست با استفاده از ابزاری خاص قابل بازشدن باشد.
- تغییر شکل‌های موقتی نباید اثری بر عملکرد کنتور داشته باشند.
- قاب‌های فلزی باید به زمین حفاظتی[1] متصل شوند.
- تست‌های مربوط به لرزش، ضربه و چکش فنری مطابق با IEC62052-11 [۳۷] موردقبول باشد.
- درصورت استفاده در فضای بسته IP51 و در صورت استفاده در فضای باز IP54

۵- ۴- الزامات مربوط به توان مصرفی

برای تجهیزات اندازه‌گیری با قابلیت اندازه‌گیری چند نوع از انرژی الکتریکی (برای نمونه اکتیو، راکتیو) که جدیداً ساخته‌شده‌اند، استاندارد IEC62053-61 [۳۸] به الزامات مرتبط با تغذیه و ولتاژ می‌پردازد. بیشترین توان مصرفی در مدار ولتاژی تجهیز اندازه‌گیری در جدول ۵–۸ آورده شده است. دیده می‌شود که برای تجهیزی همانند تجهیز مطرح‌شده در این پروژه، استاندارد حد بالای مصرف در مدار ولتاژی را معین نکرده و توصیه به رسیدن به تفاهم میان کاربر و تولیدکننده می‌کند. هرچند که اطلاعات این جدول هم می‌تواند برای تعیین یک مقدار نوعی برای توان مصرفی مدار، مفید واقع شود. برای مدارهای جریانی هم مقادیر مصرفی توان نباید از مدار ولتاژی بیشتر شود.

جدول ۵–۸- توان مصرفی در مدارهای ولتاژی برای هر فاز (با احتساب منبع تغذیه)

نوع کنتور	تک‌فاز	دوفاز (برای هر فاز)	سه فاز (برای هر فاز)
کنتور چندنوع انرژی	3W 15VA	2.5W 12.5VA	2W 10VA
کنتور چندکاره	5W 25VA	3.5W 17.5VA	3W 15VA
تجهیزات مخابراتی و تجهیزاتی که کاربری‌های بیشتری نظیر اندازه‌گیری ولتاژ و جریان، تحلیل شبکه، تحلیل هارمونیکی و ...	بخشی از این استاندارد نیست*		
*: برای این تجهیزات می‌توان یک تفاهم میان کاربر و سازنده تهیه گردد.			

[1] Protective Earth

برای ولتاژ ورودی نیز حدود مشخص‌شده در [۳۸] به‌عنوان طیف قابل‌قبول برای عملکرد تجهیزات اندازه‌گیری آورده شده است. این اطلاعات در جدول ۵–۹ آمده است. لازم به ذکر است که کنتورهای سه فاز باید برای ولتاژ یک‌فاز هم قادر به کار در این رنج باشند.

جدول ۵–۹- گستره ولتاژی کارکرد تجهیز اندازه‌گیری برای حفظ عملکرد قابل‌قبول

۰٫۹ تا ۱٫۱ ولتاژ نامی	**گستره کاری مشخص‌شده**
۰٫۰ تا ۱٫۱۵ ولتاژ نامی	**بیشترین و کمترین ولتاژ**

در استانداردهای IEC62053-21 [۳۳] و IEC62053-22 [۳۴] ممکن است مقادیر مصرف اعلام‌شده برای هرکدام از مدارهای ولتاژی و جریانی با مقادیر اعلام‌شده در این گزارش متفاوت باشد. لازم به‌ذکر است، ازآنجاکه تجهیز اندازه‌گیری استفاده‌شده در این پروژه قادر به اندازه‌گیری جریان، ولتاژ، توان اکتیو، توان راکتیو، توان ظاهری و ارائه تحلیل‌ها و تخمین‌هایی نظیر تخمین دمای نقطه داغ ترانسفورمر است، ازنظر طبقه‌بندی مصرف توان در دسته تجهیزاتی قرار می‌گیرد که در [۳۸] شرح داده است.

اما ازنظر ملاحظات مربوط به منبع تغذیه ادوات پردازشی (میکروکنترلرها و ریزپردازنده‌ها)، عموماً عامل محدودکننده، خود تجهیز پردازشی انتخاب‌شده است. برای نمونه بسته به اینکه تجهیز پردازشی انتخابی در چه بازه‌ای از ولتاژها امکان عملکرد داشته الزامات مربوط به رنج ولتاژ خروجی منبع تغذیه و بسته به اینکه توان مصرفی آن به چه میزان باشد، الزامات مرتبط با توان برد الکترونیکی انتخابی تعیین می‌شود. برای نمونه ریزپردازنده‌های تجاری‌سازی‌شده عموماً یک رنج ولتاژی برای هر یک از ورودی‌ها و خروجی‌های خود و همچنین مدار تغذیه خود (مثلاً ۱٫۸ ولت تا ۳٫۶ ولت) در کاتالوگ‌ها بیان کرده‌اند. تغذیه انتخابی باید به‌گونه‌ای باشد که امکان ادامه فعالیت تجهیز اندازه‌گیری در شرایطی که استاندارد معین کرده را داشته باشد. برای نمونه جدول ۵–۹ بازه ولتاژی که تجهیز اندازه‌گیری باید عملکرد مطلوب خود را در بازه دقتی حفظ کند را بین ۰٫۹ تا ۱٫۱ پریونیت بیان کرده است.

۵- ۵- الزامات مربوط به تجهیز حس‌گر و مدارات واسط

۵- ۵- ۱- الزامات اتصال حسگر جریانی به مدارات واسط

در بیشتر استانداردهای این حوزه ازآن‌جهت که عموماً جریان خوانده‌شده به‌واسطه یک ترانسفورمر جریان است، عمده الزامات ذکرشده عموماً محدودکننده بزرگی جریان واردشده به تجهیز هستند. برای نمونه در یک کنتور بنا به استاندارد IEC62052-11 [۳۷] حداکثر جریان یک کنتور به مقادیری نظیر ۱٫۲، ۱٫۵ و ۲ برابر جریان نامی کنتور محدود می‌شود.

در مورد حسگرهای مغناطیسی (نظیر حسگرهای روگوفسکی) که عموماً خروجی آن‌ها مقدار بسیار کوچکی اختیار می‌کند، عموماً یک مرحله تقویت (و یا در برخی موارد انتگرال‌گیری) بین پایانه حسگر و ورودی تجهیز محاسباتی صورت می‌گیرد. نسبت این تقویت باید باتوجه به خروجی حسگر و نیز ورودی دستگاه پردازشی باشد. برای نمونه در C37.235-

2007 [۳۹] (و IEC 60044-8 [۴۰]) برخی خروجی‌های یک حسگر روگوفسکی به‌صورت استانداردشده آورده شده است. مقادیر استاندارد برای خروجی روگوفسکی کویل در جریان اولیه نامی عبارت است از: 22.5 mV, 150 mV, 200 mV, 225 mV و 4 V. ازنقطه‌نظر خطا در بازه‌های مختلف نیز مقادیر عمومی برای خطای یک روگوفسکی کویل طبق C37.235-2007 در جدول ۵–۱۰ آورده شده است.

جدول ۵–۱۰- خطاهای اندازه و فاز

رنج جریانی (ضریبی از I_n)	Magnitude Error(%)	Phase error(degree)
0.05 to 0.1	±1	±1
0.1 to 1.0	±0.6	±0.5
1.0 to 5.0	±1	±1
5.0 to 40	±10	±10

تجهیزات پردازشی وصل‌شده به حسگر روگوفسکی باید مقاومتی در حدود ۲، ۲۰ یا ۲۰۰۰ kΩ داشته باشند و برخلاف ترانسفورمرهای جریان این تجهیزات اندازه‌گیری قادر به تأمین مصرف[1] در خروجی خود نیستند. لازم به‌ذکر است در رابطه با رابط‌های آنالوگ و دیجیتال استفاده‌شده در تجهیز و الزامات عایقی در استاندارد C37.235-2007 [۳۹] به‌تفصیل بحث شده و بسته به طراحی‌های آتی و نیز تجهیزات پردازشی انتخاب‌شده، سازگاری با الزامات این استاندارد می‌بایست بررسی گردد.

۵- ۵- ۲- الزامات اتصال حسگر ولتاژی به مدارات واسط

بنا به استاندارد IEC62052-11 [۳۷] ولتاژ ورودی به تجهیز می‌بایست در فرکانس استاندارد ۵۰ یا ۶۰ هرتز بوده و مقادیر استانداردشده مطابق جدول ۵–۱۱ داشته باشد. طراحی و نسبت تنظیمی درون مدارات واسط باید با درنظر گرفتن این مقادیر باشد.

جدول ۵–۱۱- مقادیر استاندارد ولتاژی

شیوه اتصال	مقادیر استاندارد V	برخی مقادیر استثنا V
اتصال مستقیم	120-230-277-400-480 (IEC 60038)	100-127-200-220 240-380-415
اتصال از طریق ترانسفورمر(ها) ولتاژ	57,7-63,5-100-110- 115-120-200 (IEC 60044-2)	173-190-220

به‌طورکلی نحوه تجمیع حسگر باید به‌گونه‌ای باشد که (بنا به [۳۷]) در ولتاژهای ۰,۹ تا ۱,۱ ولتاژ نامی عملکرد تجهیز اندازه‌گیری مطابق با کلاس دقت تجهیز باشد. این بازه امکان گسترش به ولتاژهای ۰,۸ تا ۱,۱۵ مقدار نامی را هم دارا

[1] Burden

است. بالاترین و کمترین ولتاژی که تجهیز به آن متصل شده و این ولتاژها همچنان در حدود عملیاتی تعریف می‌شوند برابر با حداقل ۰,۰ و حداکثر ۱,۱۵ برابر ولتاژ نامی است. تجمیع حسگر ولتاژی و تجهیزات محاسباتی باید به‌گونه‌ای باشد که در صورت بروز خطای تک‌فاز قادر به تحمل ۱,۹ برابر ولتاژ نامی اعمال‌شده باشد.

۵- ۶- الزامات آب و هوایی

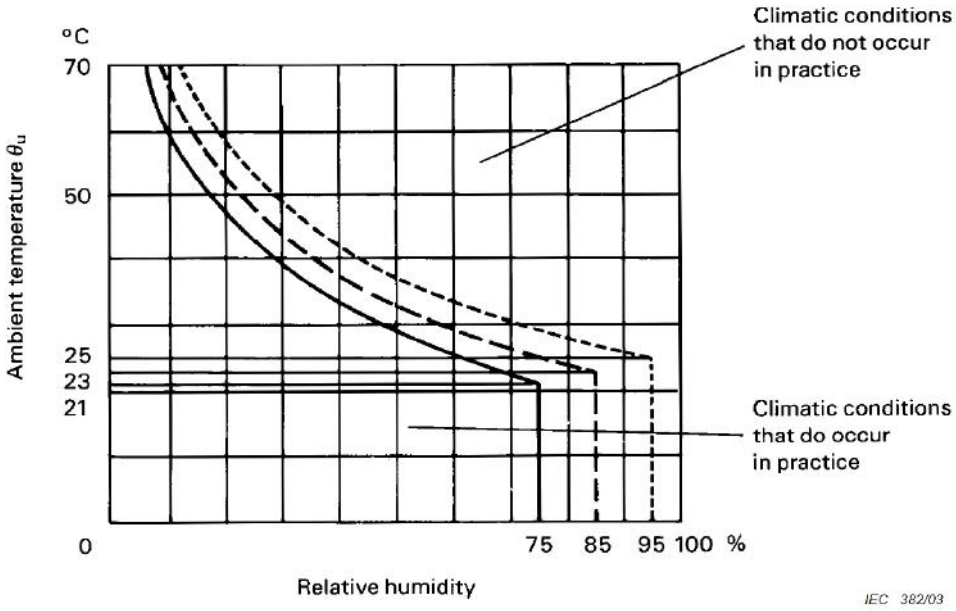
یکی از مواردی که باید برای تجهیز اندازه‌گیری این پروژه درنظر گرفته شود، شرایط آب و هوایی است که در آن تجهیز طراحی‌شده باید قابلیت ادامه فعالیت داشته و عملکرد مطلوب و استاندارد خود را حفظ کند. اطلاعات مربوط به دمای محیطی قابل‌تحمل برای یک کنتور سازگار با [۳۷] در جدول ۵–۱۲ آورده شده است. همچنین کنتور باید به‌گونه‌ای طراحی شود که شرایط آب و هوایی جدول ۵–۱۳ را تحمل نماید. حدود رطوبت نسبی به‌عنوان تابعی از دمای محیطی در شکل ۵–۳ نشان داده‌شده است.

جدول ۵–۱۲- محدودیت عملکردی کنتورها طبق استاندارد IEC62052-11

	در فضای داخلی	در فضای باز
محدوده عملیاتی مشخص‌شده	–10 °C to 45 °C (class 3K5 mod.)	–25 °C to 55 °C (class 3K6)
حدود بالا و پایین عملیاتی	–25 °C to 55 °C (class 3K6)	–40 °C to 70 °C (class 3K7)
محدوده دمایی برای انبار و حمل‌ونقل	–25 °C to 70 °C (class 3K8H)	–40 °C to 70 °C (class 3K7)

جدول ۵–۱۳- رطوبت نسبی

میانگین سالیانه	<75 %
برای ۳۰ روز (این روزها به‌طور طبیعی در طول یک سال توزیع‌شده‌اند.)	95 %
گاه و بی‌گاه در روزهای دیگر	85 %



شکل ۵–۳– حدود رطوبت نسبی نسبت به دمای محیطی (برحسب درجه سانتی‌گراد)

۵- ۷- الزامات مربوط به تداخلات الکترومغناطیسی

به‌جرئت می‌توان گفت که طراحی منطق یک مدار الکترونیکی تنها قسمت کوچکی از کل کاری است که برای تولید صنعتی آن مدار صورت می‌گیرد. نکاتی از قبیل درنظر گرفتن اثر قطعات به‌کاررفته در مدار، طراحی محافظ برای قسمت‌های مختلف مدار، بکار بردن روش‌هایی برای کم کردن اثر نویز در مدارها، طراحی مدار چاپی با رعایت استاندارد لازم (برای کاهش تداخل الکترومغناطیسی) انتخاب نوع آی‌سی‌های به‌کاررفته در مدار، طراحی فیلتر برای قسمت‌های مختلف مدار، همه و همه از مسائلی هستند که در کارآمد بودن مدار اثر سرنوشت‌سازی دارند.

یکی از مشکلات عمده‌ای که دستگاه‌های الکترونیکی با آن مواجه هستند، مسئله نویز هست. به‌خصوص الآن که انواع وسایل الکتریکی، الکترونیکی و مکانیکی در فضای کوچکی در کنار یکدیگر مشغول به کار بوده و به‌سادگی می توانند روی یکدیگر اثر بگذارند؛ بنابراین باید مسئله نویز در ساخت، مونتاژ، نصب و سرویس دستگاه موردتوجه قرار گیرد. حل مشکل نویز نیاز به اطلاعات کافی درباره‌ی ماهیت نویز، راه‌های ورود نویز و روش‌های کاهش نویز دارد. نویز ازاین‌جهت که محدوده اساسی عملکرد طبیعی تمام سیستم‌ها و جریانات الکترونیکی را تعیین می‌کند حائز اهمیت است. اهمیت شناخت و حذف نویز زمانی بیشتر می‌شود که با سیگنال‌های ضعیف سروکار داشته باشیم و یا زمانی که نوسانات سیگنال‌های پردازش‌شده مشابه نوسانات نویز موجود باشد.

سیستم‌های الکترونیکی باید طوری طراحی و ساخته شوند که دو شرط زیر را داشته باشند:

- خود، منبع نویز نباشند (قسمت‌های دیجیتالی مدار، فرستنده‌های رادیویی و کامپیوترها، نمونه‌هایی از منابع نویز هستند)
- به نویز خارجی حساس نباشند.

به‌عبارت‌دیگر سیستم‌های الکترونیکی باید بتوانند در شرایط صنعتی به‌خوبی کار کنند و نویز سیستم‌های الکتریکی و الکترونیکی دیگر (مانند لامپ‌های فلورسنت و نئون، خطوط قدرت، فرستنده‌ها، وسایل الکترونیک دیجیتال و غیره) روی آن‌ها اثری نداشته باشد. از طرفی خود این سیستم‌ها باید طوری طراحی شوند که قسمتی از آن‌ها روی قسمت‌های دیگر تداخل ایجاد نکند. در مواجهه با نویز ذاتی (نویز در نهاد دستگاه باشد) تنها احتمال خطر ازدست‌دادن محتوای اطلاعات سیگنال‌های خیلی ضعیف در یک محیط نویزی وجود دارد و اطلاعات موجود در سیگنال با دامنه بالا از بین نخواهد رفت. این درصورتی است که نویز خارجی با ایجاد نوسانات بیش‌تر از نوسانات نویز درونی می‌تواند حتی سیگنال‌های قوی را تحت تأثیر خود قرار دهد.

آنچه اهمیت دارد سطح سیگنال نیست بلکه نسبت دامنه سیگنال به دامنه نویز می‌باشد. نسبت‌های پایین سیگنال به نویز، آسیب‌پذیری بیش‌تری را نشان می‌دهند. درحالی‌که نسبت‌های بالای سیگنال به نویز، نشان‌دهنده مصونیت در برابر نویز هستند. یکی از مهم‌ترین تلاش‌های مهندسان، کوچک کردن دستگاه‌ها و سیستم‌ها می‌باشد که منجر به کار کردن اجزا و عناصر آن‌ها در فضای کوچک‌تری می‌شود. حال استفاده گسترده از سیستم‌های الکترونیکی، الکتریکی و مکانیکی در نزدیکی و کنار هم باعث ایجاد پدیده نویز می‌شود که درنتیجه آن عدم رسیدن به اهداف طراحی‌شده برای سیستم می باشد. سه فاکتور مشترک در تمام سیستم‌هایی که دارای مشکل نویز هستند در ادامه بیان می‌شود.

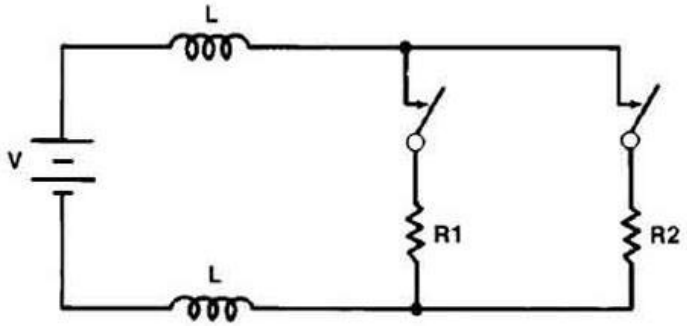
۵- ۷- ۱- منبع نویز

عامل به‌وجود آورنده‌ی نویز را منبع نویز گویند. نویز ایجادشده توسط منبع می‌تواند از یک سیستم به سیستم دیگر و یا در یک سیستم مثلاً از یک طبقه مدار به طبقه دیگر مدار انتقال یابد. اساساً برای کاهش نویز، منبع به عنوان یک فاکتور مهم درنظر گرفته می‌شود که اگر بتوان آن را ازلحاظ سیگنال‌های نویزی از سایر قسمت‌های مدار ایزوله کرد کار شایانی در راستای کاهش و یا حتی حذف نویز صورت گرفته است. تداخل الکترومغناطیسی[1]، نامی است که به نویزهای الکتریکی به‌غیراز موارد ذاتی اجزای مدار (مانند نویز حرارتی) داده می‌شود. موتورها، سوئیچ‌های قدرت، چراغ‌های فلورسنت، تخلیه الکترواستاتیک و... می‌توانند منابع تداخل الکترومغناطیسی باشند که در ادامه به‌طور مختصر به آن پرداخته می‌شود.

• **ولتاژ گذرا در خطوط تغذیه:** هر چیزی که بارهای جریانی سنگین را به خطوط قدرت AC یا DC قطع و وصل کند، باعث ایجاد ولتاژهای گذرای بزرگی در این خطوط می‌شود. برای مثال روشن یا خاموش کردن یک ماشین‌تحریر برقی می‌تواند باعث افزایش ولتاژ ناگهانی تا ۱۰۰۰ ولت بر روی خطوط برق AC شود. در شکل

[1] ElectroMagnetic Interference (EMI)

۵–۴ باتری (v) نشان‌دهنده منبع تغذیه AC یا DC است. سیم‌پیچ‌ها (L) بیانگر اندوکتانس بین منبع تغذیه و بارهای R1 و R2 هستند. اگر هر دو بار جریان بکشند، جریان حاصل از طریق القاء نیز سبب ایجاد میدان مغناطیسی می‌شود. سپس هنگامی‌که یکی از بارها خاموش شود، جریان خط از تعادل خارج‌شده و ولتاژهای گذرا $v = L\ (di / dt)$ را تولید می‌کند تا بتواند جریان را در سطح اصلی خود حفظ کند. به این پدیده ضربه القایی[1] گفته می‌شود. ضربه القایی هم در لحظه بازشدن و هم در بسته‌شدن سوئیچ اتفاق می‌افتد، اما اثر مخرب این پدیده در هنگام بازشدن سوئیچ بیشتر است. علاوه بر ضربه القایی، نویز می‌تواند با خطوط انتقال توان، به سایر مدارات حساس منتقل‌شده و عملکرد برد الکترونیکی را دچار اختلال کند.



شکل ۵–۴- پدیده ضربه القایی

• **پالس‌های الکترومغناطیسی[2] و تداخل فرکانس رادیویی[3]**: هر چیزی که قوس الکتریکی یا جرقه ایجاد کند، سبب تابش پالس‌های الکترومغناطیسی یا تداخل فرکانس رادیویی می‌شود. تخلیه الکتریکی به سبب جرقه، بیش از هر منبع نویز دیگری در تجهیزات دیجیتال آسیب ایجاد می‌کند. قوس‌ها و جرقه‌ها در سیستم جرقه‌زنی خودرو، موتورهای برقی، سوئیچ‌ها، تخلیه‌های ایستا و غیره اتفاق می‌افتد. موتورهای برقی دارای کموتاتور[4] ازجمله موتورهای DC و موتورهای (AC / DC) یونیورسال که به‌صورت دستی روشن می‌شود، با حرکت براش‌ها از یک نوار به نوار دیگر قوس تولید می‌کنند. در سوئیچ‌ها، همان ضربه القایی باعث می‌شود که با باز و بسته شدن یک سوئیچ جرقه ایجاد شود.

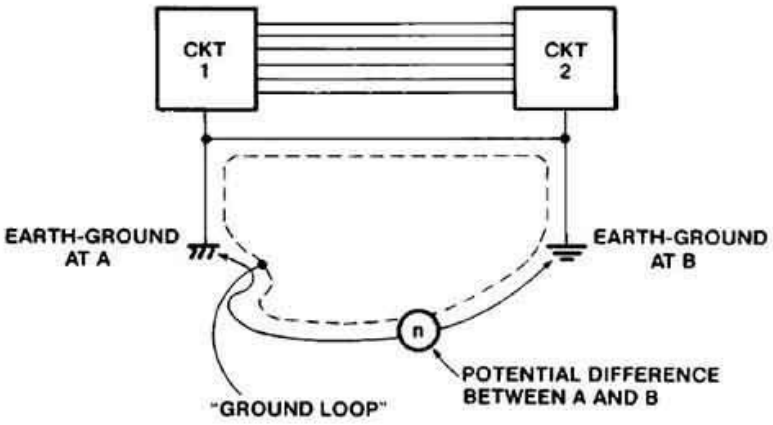
• **تخلیه الکترواستاتیک[5] در برد الکترونیکی**: تخلیه الکترواستاتیک جرقه‌ای است که در اثر تخلیه بار ایستایی ایجاد می‌شود؛ مانند جمع شدن بار ایستایی ناشی از راه رفتن شخص بر روی فرش و تخلیه آن به یک صفحه‌کلید. در یک محیط خشک، یک فرد می‌تواند ولتاژ ثابت ۳۵ کیلوولتی را جمع کند که پالس ناشی از تخلیه الکترواستاتیک آن می‌تواند دارای سرعت بسیار سریع 4A / ns باشد. مقدار ولتاژ حاصل از اعمال یک پالس جریان ESD در چند اینچ سیم مستقیم از رابطه‌ی L(di / dt) محاسبه می‌شود. ۲ اینچ سیم مستقیم در حدود

[1] inductive kick
[2] ElectroMagnetic Pulses (EMP)
[3] Radio Frequency Interference (RFI)
[4] Commutator
[5] ElectroStatic Discharge (ESD)

50 nH خاصیت القایی دارد که شاید این مقدار، ناچیز به‌نظر برسد اما اگر مقدار (di / dt) برابر 4 A / ns درنظر گرفته شود، تغییر ولتاژ حاصل 200V خواهد بود. بدیهی است، در طراحی سیستم‌هایی که قرار است در معرض این پدیده قرار گیرند، باید حساسیت به ESD درنظر گرفته شود.

• **نویز زمین:** جریان‌های موجود در خطوط زمین، منابع دیگر نویز هستند. ازجمله می‌توان به جریان ۵۰ هرتز از خطوط منبع، تداخل RF، تلاقی سیگنال‌هایی که از این سیم به‌عنوان مسیر بازگشت سیگنال، به‌طور مشترک استفاده می‌کنند و غیره اشاره کرد. نویز در خطوط زمین اغلب به‌عنوان حلقه زمین[1] شناخته می‌شود. مفهوم اصلی حلقه زمین در شکل ۵–۵ نشان داده‌شده است.

مسئله این است که زمین واقعی در تمام نقاط دارای یک پتانسیل یکسان نیست. اگر دو انتهای یک سیم در نقاط مختلف زمین قرار داشته باشد، اختلاف ولتاژ بین دو نقطه "زمین" می‌تواند جریان‌های قابل‌توجهی (چندین آمپر) را از طریق سیم هدایت کند. یک سیم را جزئی از یک حلقه درنظر بگیرید که علاوه بر سیم، یک منبع ولتاژ دارد که ناشی از وجود اختلاف‌پتانسیل بین دو نقطه از زمین است؛ بنابراین در چنین شرایطی یک حلقه کلاسیک "زمین" وجود دارد! این اصطلاح برای اشاره به هر جریان ناخواسته (و اغلب غیرمنتظره) در یک خط زمینی به کار می‌رود.



شکل ۵–۵- مفهوم اصلی حلقه زمین

• **نویز تابشی[2] و رسانشی[3]:** نویز تابشی نویزی است که به‌صورت تابش الکترومغناطیسی مانند EMP و RFI می‌تواند وارد مدار شود. این نویز با ایجاد ولتاژهای اضافی در برد الکترونیکی باعث ایجاد مشکل می‌شود و یکی از راه‌های مقابله با آن، دقت در layouts و استفاده از تکنیک‌های حفاظت (شیلد) است. نویز رسانشی نویزی است که معمولاً به‌عنوان یک ولتاژ خارجی، به‌طور مستقیم از طریق خطوط برق AC یا DC وارد برد می‌شود

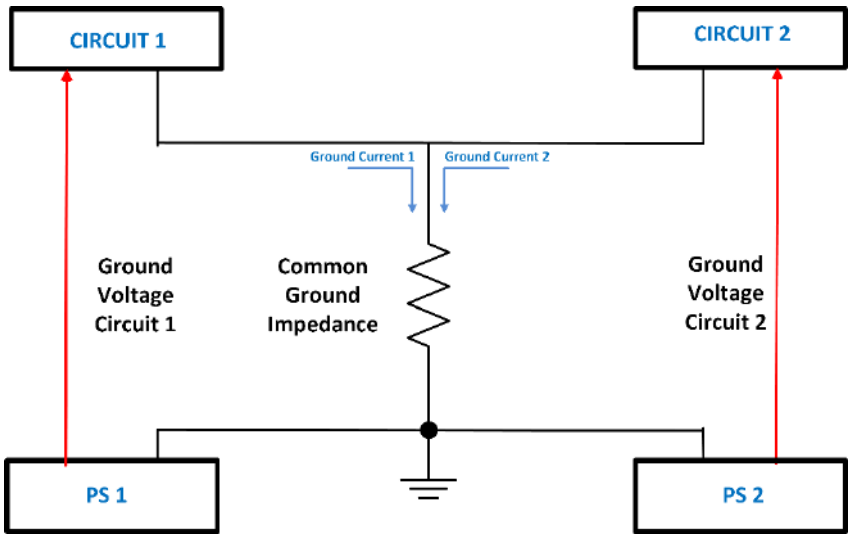
[1] ground loop
[2] Radiated Noise
[3] Conducted Noise

که برای کاهش آن می‌توان از فیلترها استفاده کرد، اگرچه layoutها و تکنیک‌های زمین‌کردن نیز در اینجا مهم هستند.

۵- ۷- ۲- راه‌های انتقال نویز از منبع به گیرنده

• **کوپلاژ هدایتی نویز:** یکی از راه‌های بدیهی ولی غالباً دور از توجه، انتقال نویز از طریق سیم‌های رابط می باشد. سیم می‌تواند از محیط اطراف نویز دریافت کرده و به داخل و یا قسمت‌های دیگر دستگاه هدایت کند و بدین ترتیب موجب تداخل شود. حال این وظیفه طراح است که قبل از طراحی سیستم، فکر جلوگیری از انتقال نویز از طریق سیم‌های رابط را بکند. جهت جلوگیری از نویزی شدن سیم‌ها یا حذف نویز از روی سیم‌ها قبل از ایجاد تداخل در مدار، دی‌کوپله کردن سیم‌ها انجام می‌شود. انتقال نویز از طریق سیم‌های تغذیه، یکی از نمونه های بسیار مهم این نوع کوپلاژ نویز است. در صورت نبود کنترل روی مدار تغذیه یا متصل‌بودن دیگر دستگاه ها به منبع، باید قبل از ورود نویز به مدار، نویز روی سیم‌ها دی‌کوپله شود.

• **کوپلاژ از طریق امپدانس مشترک:** این نوع کوپلاژ زمانی رخ می‌دهد که جریان‌های دو مدار مختلف از امپدانس مشترکی عبور کنند. در این حالت افت ولتاژ روی امپدانس مشترک، از طرف هر دو مدار دیده می‌شود. به‌عنوان‌مثال در شکل ۵-۶ جریان زمینه هر دو مدار از مقاومت مشترک زمین عبور می‌کند. ازآنجایی‌که ولتاژ زمین مدار ۱ با ولتاژ ناشی از عبور جریان مدار ۲ از امپدانس مشترک، مدوله می‌شود بنابراین هر تغییر در جریان مدار ۲ به‌صورت نویزی در ورودی مدار ۱ ظاهر می‌شود.



شکل ۵-۶- کوپلاژ از طریق امپدانس مشترک

• **میدان‌های الکتریکی و مغناطیسی:** تشعشع میدان‌های مغناطیسی و الکتریکی نوع دیگری از کوپلاژ نویز را تشکیل می‌دهند. تمام عناصر مدار هنگام عبور بار الکتریکی از آن‌ها، تشعشع می‌کنند. علاوه بر این تشعشع غیرعمدی، تشعشع ایستگاه‌های رادیویی و مخابراتی نیز وجود دارد. این تشعشعات ممکن است الکتریکی، مغناطیسی یا از هر دو نوع باشد. نکته مهمی که برای بررسی نویز وجود دارد این است که اگر منبع تشعشع از گیرنده فاصله داشته باشد، حاصل ترکیب این دو میدان، به‌صورت الکترومغناطیسی، ایجاد نویز خواهد نمود و در نتیجه باید به‌صورت الکترومغناطیسی بررسی شود. این نوع کوپلاژ از طریق کوپلاژ خازنی و کوپلاژ سلفی منتقل می‌شود.

۵- ۷- ۳- گیرنده‌ی نویز

به سیستمی که نویز محیط اطراف می‌تواند روی آن تأثیر بگذارد گیرنده گویند. شناخت و بررسی گیرنده ازآن‌جهت اهمیت دارد که ما می‌توانیم با کاهش حساسیت گیرنده به نویز، موجب کم شدن اثر نویز روی سیستم شویم. درنتیجه می‌توانیم شاهد کار کردن سیستم طراحی‌شده در یک محیط به‌مراتب بالاتری ازلحاظ سطح نویز باشیم. می‌دانیم که برای تولید یک سیستم سه مرحله وجود دارد. اول طراحی سیستم و مدارات می‌باشد. بهترین زمان برای پرداختن به مسئله نویز مرحله تست سیستم و تولید می‌باشد. برای بررسی نویز سیستم تست‌های زیادی وجود دارد که یکی از مهم ترین آن‌ها سازگاری الکترومغناطیسی[1] است که توانایی دستگاه در انجام دادن کار صحیح خود در داخل میدان مغناطیسی محیط تعریف می‌شود. این تست‌ها باید در مرحله طراحی دستگاه انجام پذیرد. درصورت نادیده گرفتن تست‌ها در این مرحله، مشکل نویز در مرحله‌ی دوم یعنی تست دستگاه ظاهرشده و حل آن در این مرحله، گران تمام می‌شود و رضایت بخش هم نخواهد بود. در طی سه مرحله طراحی، تست و تولید، روش‌های موجود در جهت حذف نویز به ترتیب کاهش و در مقابل هزینه آن‌ها افزایش یابند.

بنابراین هرقدر مسئله تداخل را زودتر موردتوجه قرار دهیم حل آن بهتر و ارزان‌تر خواهد بود. مثلاً آزمایش نشان می دهد که درصورتی‌که جلوگیری از نویز در مرحله طراحی انجام شود، طرح قادر است ۸۰ تا ۹۰ درصد از مسئله نویز را قبل از مرحله تست دستگاه حل نماید. در غیر این‌صورت اگر سیستمی بدون توجه به مسئله جلوگیری از نویز، طراحی‌شده باشد، به‌احتمال‌زیاد این مسئله در مرحله تست بروز می‌کند. در این زمان پیدا کردن اینکه کدام‌یک از عوامل نویز در ایجاد این مشکل سهیم هستند آسان و واضح نخواهد بود. اغلب راه‌حل‌ها در این مرحله شامل اضافه کردن بخش‌هایی می‌شود که جزو لازمه مدار نیستند. خسارات ناشی از آن نه‌تنها در اتلاف بیش‌تر وقت مهندسان است بلکه موجب مصرف بیش تر اجزا و حتی به‌هم‌زدن تأسیسات دستگاه نیز خواهد بود و حتی منجر به ازدیاد تلفات توان و افزایش وزن و حجم دستگاه می‌شود. به‌علاوه به حداقل رساندن نویزی که دستگاه می‌تواند تولید کند، باید به‌موقع موردتوجه قرار گیرد. چون نویز آن ممکن است روی وسایل دیگر موجب بروز اغتشاش و تداخل شود. همیشه کنترل نویز در منبع تا حد امکان مطلوب‌تر است. چون می‌تواند مانع از به‌وجود آمدن مشکل نویز در تعداد بی‌شماری از وسایل دیگر شود؛ بنابراین یک سیستم باید

[1] ElectroMagnetic Compatibility

طوری طراحی شود که نه‌تنها محیط روی آن اثر نگذارد بلکه دستگاه هم روی محیط اطراف خود تأثیر منفی نگذارد. این مسئله به‌قدری مهم است که برخی کشورهای پیشرفته به تدوین قوانینی در این رابطه پرداخته‌اند. پس اهمیت طرح دستگاهی که حداقل نویز را ایجاد کند درست به‌اندازه طرح دستگاهی است که حداقل حساسیت به نویز را داشته باشد. نهایتاً هدف اصلی ازلحاظ نویز در طراحی سیستم‌ها، بالا نگه‌داشتن هرچه بیش‌تر نسبت توان سیگنال مطلوب به توان نویز است.

۵- ۷- ۴- انواع عیوب ناشی از نویز در برد الکترونیکی

- **عیوب نرم‌افزاری در برد الکترونیکی**

یکی از مشکلات اساسی که EMI می‌تواند در سیستم‌های دیجیتال ایجاد کند، رخداد عیب‌های متناوب در هنگام عملکرد برد الکترونیکی است. این ایراد نرم‌افزاری زمانی رخ می‌دهد که سیستم درزمانی که یک منبع نویز فعال است، شروع به کار کند و معمولاً با از دست دادن اطلاعات یا جهش برنامه به محلی تصادفی در حافظه همراه است. در این موارد معمولاً هیچ آسیبی به سخت‌افزار وارد نشده و عملیات عادی می‌تواند به‌محض غیرفعال شدن منبع نویز به حالت نرمال برگردد. ازسرگیری عملکرد نرمال معمولاً نیاز به تنظیم مجدد دستی یا خودکار دارد و احتمالاً اطلاعات ازدست‌رفته نیز باید دوباره وارد شود. تخلیه الکترواستاتیک از پرسنل، نه‌تنها موجب عیوب نرم‌افزاری می‌شود، بلکه ممکن است به سخت‌افزار سیستم نیز آسیب جدی وارد کند. رخداد این اتفاق، حتی نیاز به کارکردن سیستم ندارد. گاهی اوقات عیب دائمی پنهان بوده و نمود نتایج آن با تأخیر همراه است. این بدان معناست که آسیب اولیه ممکن است اندکی کمتر از حد خرابی باشد و با گذشت زمان و تشدید فشار بر سیستم، خرابی دائم در سیستم به وقوع بپیوندد. در ادامه بحث عیوب نرم‌افزاری وارد بر سیستم، گذراهای حاصل از نویز می‌توانند از طریق هر pin، حتی pin خروجی باعث آسیب به تراشه شوند؛ زیرا هر pin روی تراشه از طریق یک اتصال pn به زیرلایه[1] متصل می‌شود. بااین‌حال آسیب‌پذیرترین pin خط VCC است زیرا دسترسی مستقیم به تمام قسمت‌های تراشه اعم از هر رجیستر، گیت، فلیپ فلاپ، بافر و ... دارد.

- **اختلال در ولتاژ بایاس**

یکی از مکانیسم‌های خرابی مرتبط با ESD، مربوط به ولتاژ بایاس زیرلایه تراشه است. روی بعضی از تراشه های CPU ولتاژ زیرلایه توسط یک اسیلاتور تغییر فاز که در یک مدار کلمپ خازن / دیود کار می‌کند در 2.5v- نگه‌داشته می‌شود که در حلقه‌های طراحی تراشه، به آن پمپ شارژ[2] گفته می‌شود. اگر این زیرلایه در هر جهت (ولتاژ منفی یا مثبت) دچار تغییرات زیادی شود، در روند خواندن برنامه خطا رخ می‌دهد. هم‌چنین آسیب‌های ناشی از اکسید شدن سطح زیرلایه باعث افزایش جریان نشتی می‌شود که درنتیجه آن پمپ بار را پایین می‌آورد و ولتاژ زیرلایه را به یک سطح حاشیه‌ای و یا غیرقابل‌قبول می‌رساند؛ و درنتیجه سیستم تا زمان تعویض تراشه

[1] substrate
[2] charge pump

CPU، غیرقابل‌اعتماد یا کاملاً غیرقابل‌استفاده است. تراشه‌هایی که دارای زیرلایه‌ای متصل به زمین هستند، در شرایطی می‌توانند برخی از آسیب‌های اکسید را بدون اینکه در عملکردشان دچار مشکل شوند، تحمل کنند. در این حالت آسیب سبب افزایش جریان نشتی می‌شود اما تا زمانی که ولتاژ زیرلایه، مقدار مطلوب طراحی خود را حفظ کند، میزان خسارت تا حد زیادی پنهان باقی خواهد ماند؛ بنابراین باید درنظر داشت که اتصال پین‌های محافظت‌نشده به صفحه‌کلید یا هر چیزی که باعث تخلیه‌های الکترواستاتیک می‌شود، پیکربندی بسیار خطرناکی را ایجاد می‌کند و پردازنده، صرف‌نظر از نوع آن، با اتصال محافظت‌نشده به صفحه‌کلید، درنهایت از بین خواهد رفت.

- **آسیب حرارتی در برد الکترونیکی**

ذکر این نکته حائز اهمیت است که علاوه بر تراشه‌های MOS، تراشه‌های دوقطبی و خطی نیز مستعد آسیب دائمی ESD بوده و می‌توانند از این طریق آسیب ببینند. اتصالات PN که باعث خرابی سخت‌افزاری می‌شود، خرابی ثانویه حرارتی نام دارد و در آن یک spike جریان، مانند جریان تخلیه الکترواستاتیک باعث می‌شود نقاط میکروسکوپی موضعی در محل اتصال به دمای ذوب نزدیک شوند. حتی تراشه‌های TTL توان پائین نیز از این آسیب مصون نیستند. تعداد مکانیسم‌های خرابی ممکن، نسبتاً زیاد است. یک گذرای حاصل از نویز در زیرلایه، در زمان نامناسب، می‌تواند باعث ایجاد خطا در روند خواندن برنامه شود. به‌عنوان‌مثال؛ یک سطح نادرست در ورودی کنترل می‌تواند باعث شود که یک OPcode بیرونی و یا غلط، fetch شود. یک اغتشاش در خط تغذیه می‌تواند باعث تغییر ناخواسته و تصادفی یک بیت در شمارنده برنامه و یا رجیسترها شود. هم‌چنین قطع کوتاه یا معکوس شدن قطبیت در خط تغذیه، نیز باعث می‌شود پردازنده خاموش شود اما نه به‌اندازه کافی طولانی که خازن تنظیم مجدد برق، بتواند کامل تخلیه شود؛ بنابراین هنگامی‌که حالت گذرا به پایان رسد، تراشه بدون تنظیم مجدد، دوباره شروع به کار می‌کند.

- **حلقه‌های جریان در برد الکترونیکی**

عبور جریان الکتریکی نیاز به مسیر بسته دارد! همین واقعیت ساده گاهی توسط مهندسان باتجربه، سهواً نادیده گرفته می‌شود. نادیده گرفته شدن حلقه جریان احتمالاً مدیون اختراع نماد زمین در مدار است. زمین در مدار، یک سینک نامتناهی جریان است که تا هر مقدار جریان می‌تواند وارد آن شود و فراموش شود، اما از بین نرفته است؛ زیرا باید به منبع خود برگردد تا یک حلقه بسته شکل گیرد. هندسه فیزیکی یک حلقه جریان معین، کلید اصلی تولید EMI، چرایی ابتلا به EMI و چگونگی محافظت در برابر آن است. عبور جریان الکتریکی از یک سیم، باعث ایجاد یک میدان مغناطیسی در اطراف آن سیم می‌شود که شدت آن به‌طور معکوس با فاصله از سیم متفاوت است. دو سیم موازی حامل جریان‌های +I و –I (همان‌طور که در خطوط تغذیه سیگنال و برگشت آن وجود دارد) می‌توانند میدان مغناطیسی در نزدیکی سیم‌ها تولید کنند (فاصله یک نقطه معین از یک سیم به‌طور قابل‌توجهی با فاصله از سیم دیگر متفاوت باشد، زیرا در فاصله مساوی از سیم‌ها، دو میدان اثر هم را خنثی می کنند)؛ بنابراین، حفظ نزدیکی بین مسیرهای تغذیه و بازگشت آن یک راه‌حل مهم برای به حداقل رساندن تداخل

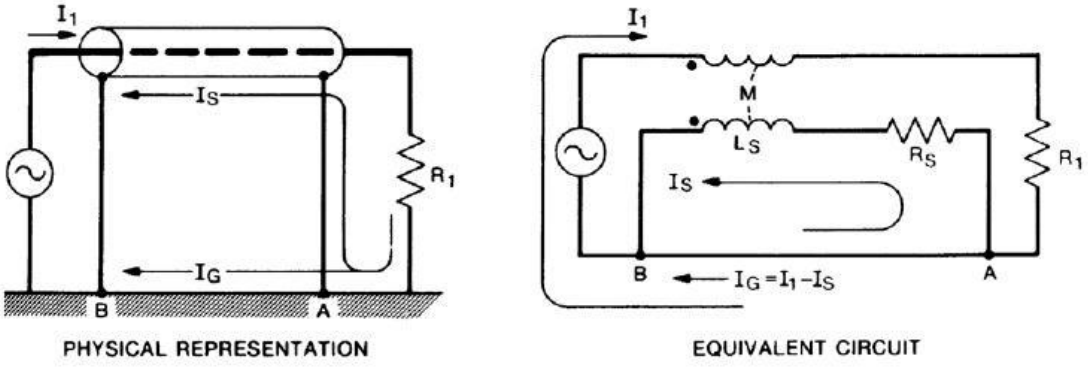
میدان‌ها با سیگنال‌های دیگر است. درواقع راه حفظ نزدیکی آن‌ها، به حداقل رساندن مساحت حلقه آن‌هاست؛ بنابراین به‌منظور کاهش EMI و هم‌چنین حساسیت نسبت به EMI، باید مساحت حلقه‌های جریان در برد الکترونیک حداقل باشد؛ به‌عبارت‌دیگر القای برد باید به حداقل برسد.

روش‌های مختلفی برای کاهش اثر نویز در مدارهای الکتریکی وجود دارد. در ادامه هرکدام به‌صورت جداگانه بررسی خواهد شد.

۵- ۷- ۵- شیلد کردن

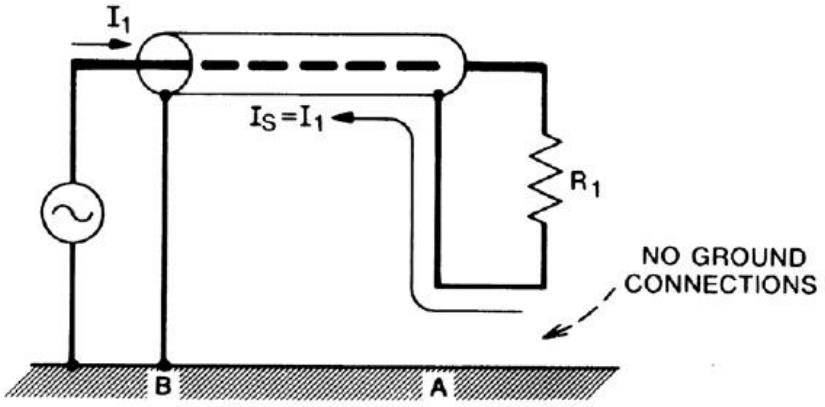
شیلد در دو نوع پیوسته و بافته انجام می‌شود. در حالت پیوسته ورقه آلومینیومی اطراف سیم، کشیده شده که باید کل سطح را بپوشاند. جهت حذف القای الکتریکی در مدار از شیلد استفاده می‌شود. از طریق شیلد کردن می‌توان کوپلاژهای خازنی و سلفی را حذف کرد. شیلدهای بافته‌شده به‌دلیل قابلیت انعطاف، دوام، استحکام و عمر زیاد نسبت به شیلد پیوسته مزیت دارند. البته اثر شیلدهای بافته‌شده در میدان الکتریکی و مغناطیسی به‌علت یکنواخت نبودن جریان در شیلد، کمتر از شیلدهای یکپارچه است.

اگر شیلد در یک نقطه زمین شده باشد، تنها باعث کاهش و حذف القای میدان الکتریکی می‌شود و تأثیر خیلی کمی بر القای سلفی (میدان مغناطیسی) دارد. اگر جریانی برابر با جریان سیم داخل شیلد و در جهت مخالف آن از شیلد عبور نماید، میدان مغناطیسی مساوی و در جهت مخالف آن ایجاد می‌کند که باعث حذف هم می‌شوند. در شکل ۵–۷ شیلد از دو طرف زمین شده است. برای حذف تداخل مغناطیسی باید جریان برگشتی از شیلد عبور کند و از مسیر زمین برنگردد.



شکل ۵–۷- تقسیم جریان بین شیلد و صفحه زمین

اگر فرکانس بیشتر از $Wc=R_S/L_S$ (فرکانس قطع شیلد) باشد، $I_1 \sim I_S$ خواهد شد و تداخل کاهش می‌یابد. شیلد در فرکانس‌های بالا به‌دلیل تزویج متقابل شیلد و سیم داخلی، راه برگشتی با ضریب القای کل کمتری از صفحهٔ زمین را ایجاد می‌نماید. برای کاهش القای مغناطیسی باید شیلد از دو طرف زمین شود که این کاهش به‌دلیل عبور جریان برگشتی از طریق شیلد می‌باشد نه خواص مغناطیسی شیلد. اگر امکان این باشد که انتهای بار به زمین وصل نشود و به شیلد وصل شود، تمام جریان برگشتی از شیلد عبور می‌کند و برای تمام فرکانس‌ها کاهش و حذف تداخل وجود خواهد داشت.



شکل ۵–۸- شیلد با یک سر زمین‌شده

➢ مقایسه انواع روش‌های شیلد کردن

شکل ۵–۹ و شکل ۵–۱۰ انواع روش‌های شیلد کردن سیم را نشان می‌دهد. این روش‌ها عبارتند از:

روش A: در این روش، هیچ نوع شیلدی در مقابل القای مغناطیسی وجود ندارد و لذا اثری بر حذف نویز نخواهد داشت.

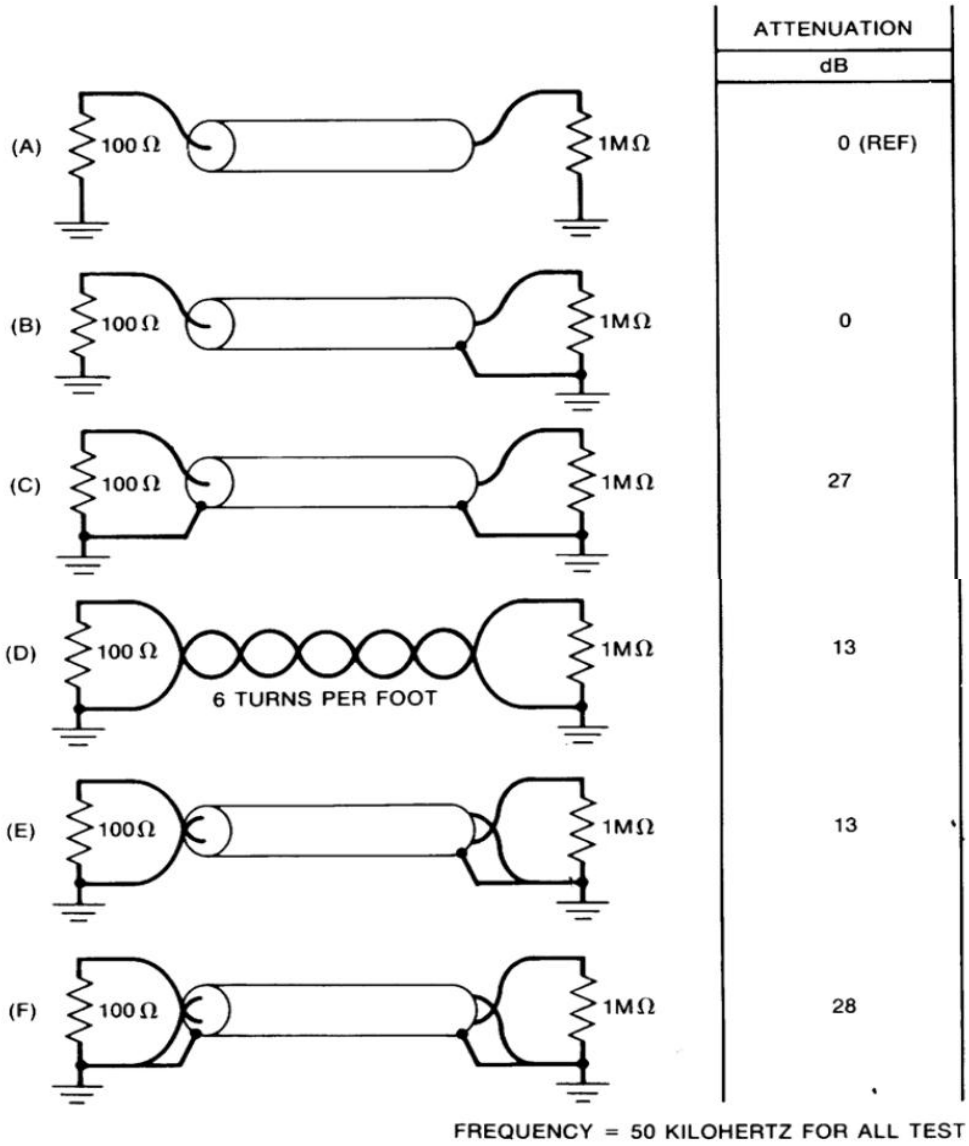
روش B: در این روش نیز شیلد از یک‌طرف زمین نشده است و هیچ اثری بر نویز ندارد.

روش C: در این روش برای فرکانس‌های بزرگ‌تر از فرکانس قطع شیلد، کاهش نویز خواهیم داشت.

روش D: در این روش استفاده از جفت سیم تابیده‌شده، کاهش بیشتری در نویز ایجاد می‌کند، اما اثر آن به‌دلیل زمین شدن در انتهای مدار و ایجاد حلقه زمین، زیاد نیست.

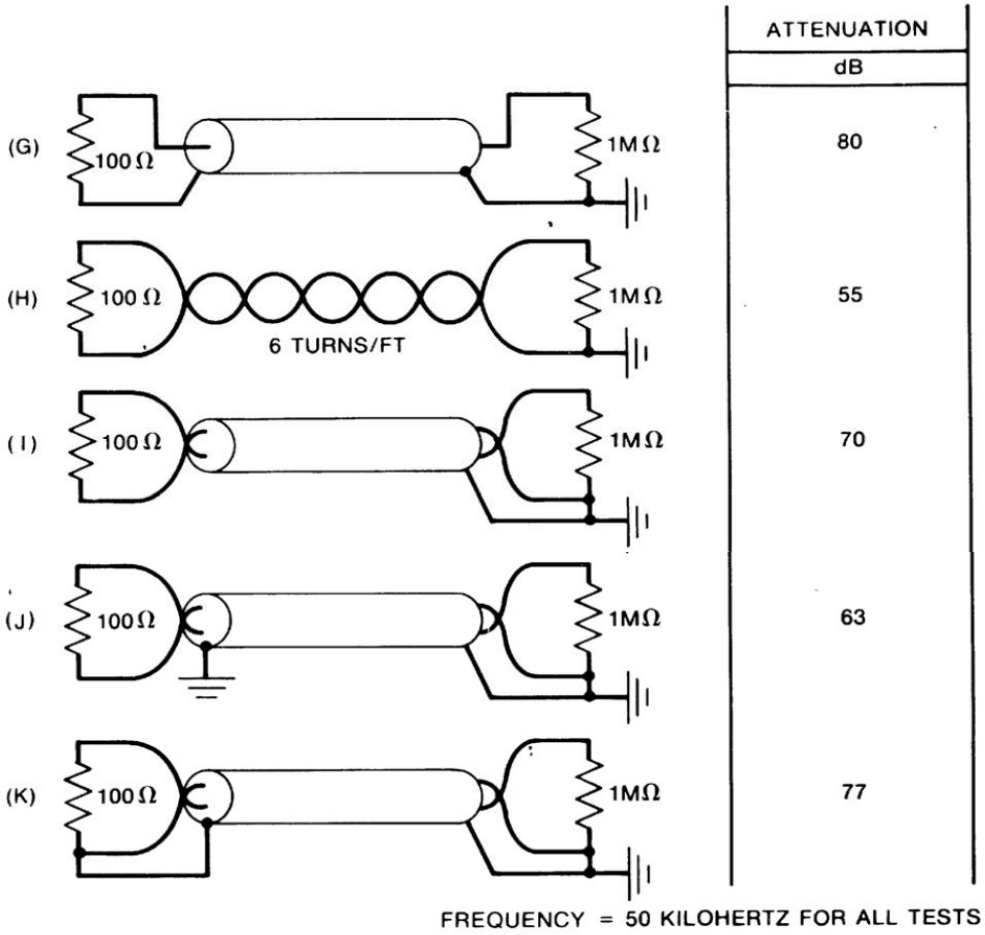
روش E: درواقع ترکیبی از روش‌های B و D بوده و لذا اضافه کردن شیلدی که تنها یک‌طرف آن زمین شده باشد، تأثیری بر تضعیف مدار D ندارد.

روش F: در این روش، زمین‌کردن دو سر شیلد برای حالت قبل، موجب افزایش تضعیف می‌شود.



شکل ۵–۹- انواع مدل شیلد کردن با تأثیر کم بر نویز

مدل G خاصیت شیلد خوبی در مقابل القای مغناطیسی دارد. اگر جریان بار از شیلد عبور کند بهترین حالت خواهد بود. در مدل H به علت وجود القای الکتریکی از تضعیف خوبی برخوردار نیست. درواقع این مدل اصلاح‌شده مدل D می‌باشد. در مدل I برای رفع اشکال مدار قبل با درهم‌تنیدگی در فضای کوچک شیلد، موجب کوچک‌تر شدن سطح مقطع حلقه‌های زمین شده است. در مدل J به‌دلیل جریان زیاد شیلد که در حلقه زمین متشکل از شیلد و صفحه زمین به‌وجود می‌آید و ایجاد ولتاژهای نابرابر در سیم داخلی می‌کند، تضعیف کمتر می‌شود. در مدل K خواص مدار G و I باهم جمع شده است؛ اما این مدار به‌دلیل اینکه هر ولتاژ یا جریان نویز شیلد می‌تواند وارد سیم‌های سیگنال شود، معمولاً مطلوب نیست.



شکل ۵–۱۰- انواع مدل شیلد کردن با تاثیر زیاد بر نویز

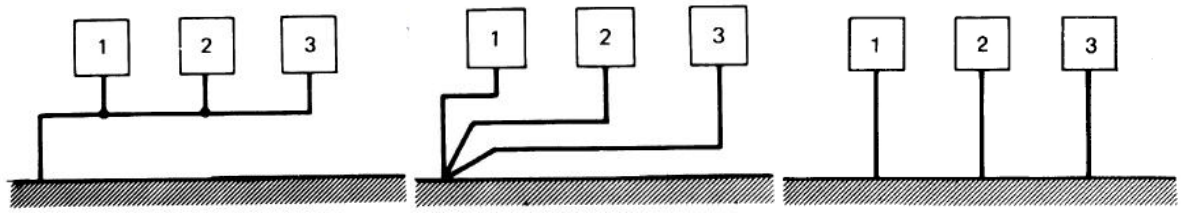
۵- ۷- ۶- زمین‌کردن صحیح

یکی از راه‌های اولیه جهت کم کردن نویزها و ولتاژهای القایی ناخواسته، زمین‌کردن صحیح است که از سیستم‌های پیچیده الکتریکی گرفته تا مدارهای چاپی ساده قابل‌اعمال هستند. نکات مهم و اساسی که در زمین‌کردن باید مدنظر داشت:

۱) به‌حداقل رساندن ولتاژ نویز ناشی از عبور جریان‌های دو یا چند مدار از یک امپدانس مشترک زمین.

۲) اجتناب از ازدیاد حلقه‌های زمین. چون این حلقه‌ها به میدان‌های مغناطیسی حساس هستند و ولتاژ نویز القایی در آن‌ها باعث اختلاف در پتانسیل نقاط مختلف زمین مدار می‌شود.

زمین، سطح یا نقطهٔ هم‌پتانسیلی است که ولتاژ مرجعی برای مدار یا سیستم به‌وجود می‌آورد و ممکن است دارای پتانسیل کرهٔ زمین باشد یا نباشد. زمین‌های سیگنال به دودسته زمین‌های تک‌نقطه‌ای و چندنقطه‌ای تقسیم می‌شوند. زمین‌های تک‌نقطه‌ای نیز به دودسته اتصالات سری یا سیستم زمین مشترک و اتصالات موازی یا سیستم زمین مجزا تقسیم می‌شود. شکل ۵–۱۱ انواع زمین سیگنال را نشان می‌دهد.



الف ب ج

شکل ۵–۱۱– انواع زمین سیگنال الف) زمین چندنقطه‌ای ب) زمین تک نقطه‌ای اتصال موازی ج) زمین تک نقطه‌ای اتصال سری

در بررسی روش‌های زمین‌کردن، همیشه باید به نکات زیر توجه داشت:

۱) تمام سیم‌ها دارای امپدانس محدودی هستند و با مقاومت و سلف مدل می‌شوند.

۲) دو نقطهٔ زمین که ازنظر فیزیکی مجزا هستند به‌ندرت هم‌پتانسیل می‌باشند.

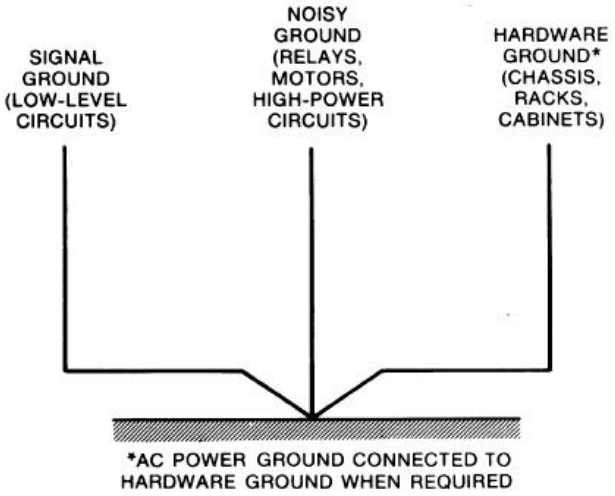
به‌دلیل وجود نویز، سیستم زمین مشترک نامطلوب‌ترین نوع سیستم زمین است. این روش به‌علت سادگی، متداول‌ترین روش زمین‌کردن است و برای مدارهای غیرحساس به تغییرات ولتاژ زمین، مسئله‌ساز نیست. برای مدارات حساس به‌دلیل تغییرات جریان در انشعابات و تغییر سطوح ولتاژ، بسیار نامناسب است. در فرکانس‌های پایین به‌علت عدم تأثیر جریان‌های انشعاب‌های مختلف برهم، سیستم زمین جداگانه (اتصال موازی) بسیار مطلوب است. در اتصال موازی، پتانسیل زمین به جریان و امپدانس مسیر خودش بستگی دارد. سیستم اتصال موازی دارای محدودیت‌های زیر است:

۱) این سیستم نیاز به سیم زیادی دارد و پیاده‌سازی آن مشکل است.

۲) در فرکانس‌های بالا، خاصیت سلفی سیم زمین، امپدانس آن را افزایش می‌دهد و خازن‌های پارازیتی باعث کوپلاژ بین زمین‌ها می‌شود.

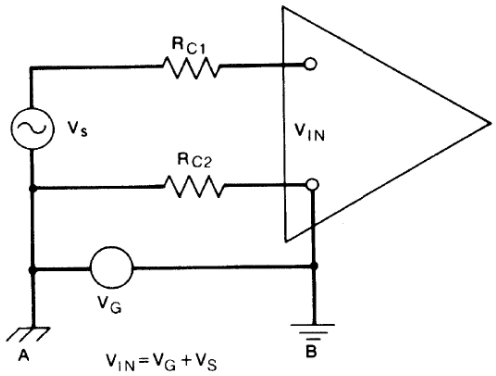
۳) اگر طول سیم مضرب فردی از $\lambda/4$ باشد، امپدانس سیم زمین بسیار زیاد می‌شود و علاوه‌بر افزایش امپدانس زمین به‌صورت آنتن نیز عمل می‌نماید و باعث تشعشع نویز خواهد شد.

برای کاهش امپدانس زمین در فرکانس‌های بالا از سیستم زمین چندنقطه‌ای استفاده می‌شود. در این سیستم مدارات به نزدیک‌ترین زمین با امپدانس کم متصل می‌شوند. ایجاد زمین اهمیت زیادی دارد. بهترین و عملی‌ترین سیستم زمین‌کردن در فرکانس‌های پایین (مخصوص تجهیزات پزشکی)، استفاده از ترکیب سری و موازی از سیستم تک‌نقطه ای است. در این حالت بین میزان نویز قابل‌قبول و اجتناب از سیم‌کشی پیچیدهٔ غیرضروری، تعادل برقرار می‌شود. در این روش مدارها مطابق شکل ۵–۱۲ باتوجه به نحوهٔ عملکرد (دیجیتال، آنالوگ)، نویزپذیری یا تولید نویز و ... دسته‌بندی می‌شوند و زمین‌های آن‌ها در یک نقطه به‌هم وصل می‌شود.



شکل ۵–۱۲– روش اتصال زمین بخش‌های مختلف مدار به یکدیگر

دو نقطه از زمین بندرت دارای پتانسیل برابر می‌باشند. اختلاف‌پتانسیل زمین‌ها، تولید نویز می‌کند. در شکل ۵–۱۳ نقطهٔ A و مدار در نقطه B زمین شده است. اختلاف‌پتانسیل این زمین‌ها V_G می‌باشد. ولتاژ ورودی به تقویت‌کننده V_G+V_S است. با اتصال دو انتهای مدار به زمین، حلقهٔ زمین به‌وجود می‌آید که برای جلوگیری از تشکیل آن‌ها باید دو زمین ازنظر الکتریکی از هم مجزا باشند. استفاده از ترانس ایزوله باعث قطع حلقه‌های زمین در مدار می‌شود.



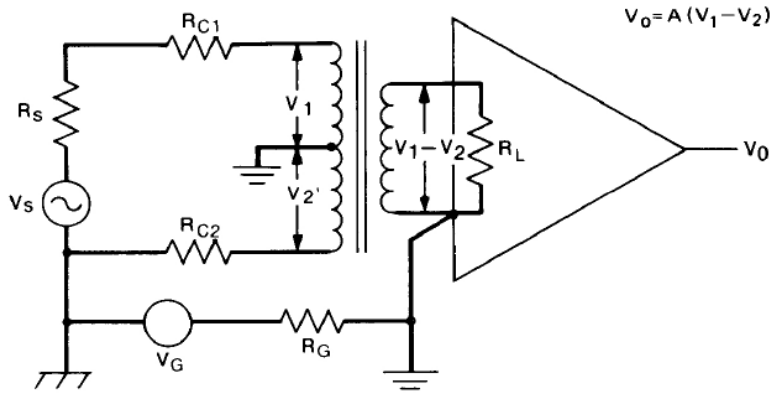
شکل ۵–۱۳– اثر هم‌پتانسیل نبودن زمین‌ها (زمین‌کردن چند نقطه دور از هم)

استفاده از ترانس ایزوله در مدارات حاوی جریان‌های DC یا فرکانس‌پایین عملی نیست. راه دیگر استفاده از ایزوله‌کننده‌های نوری است که ازنظر جداسازی الکتریکی بسیار مناسب می‌باشد. ایزوله‌کننده‌های نوری به‌صورت یک بستهٔ حاوی دیود فرستنده و دیود گیرندهٔ نور می‌باشد.

۵- ۷- ۷- متعادل کردن

به هر دو مدار دوسیمه‌ای که تمام مدارها و امپدانس‌های دو سیم آن نسبت به هم و به زمین مشابه باشند، مدار متعادل‌شده می‌گویند. در این حالت، ولتاژ نویز به‌صورت مشترک بر روی دو خط ظاهر می‌شود که با استفاده از روش‌هایی

(استفاده از تقویت‌کننده‌های تفاضلی) می‌توان اثر آن بر روی بار را حذف کرد. در شکل ۵–۱۴ از یک ترانس ایزوله استفاده‌شده است. ولتاژ ورودی به ولتاژهای V_1 و V_2 تبدیل‌شده است که از طریق ترانس متعادل به مجموعه انتقال می‌یابد. درصورتی‌که روی خطوط ورودی، تعادل وجود نداشت به‌دلیل زمین‌کردن سر وسط ترانس، در دو طرف ولتاژی ایجاد خواهد شد، ولتاژهای تفاضلی غیر هم‌علامت و ولتاژهای مشترک دارای علامت یکسان خواهند بود، بنابراین در سمت ثانویه به تعادل می‌رسد.



شکل ۵–۱۴– روش کاهش نویز حالت مشترک با تقویت‌کننده تفاضلی

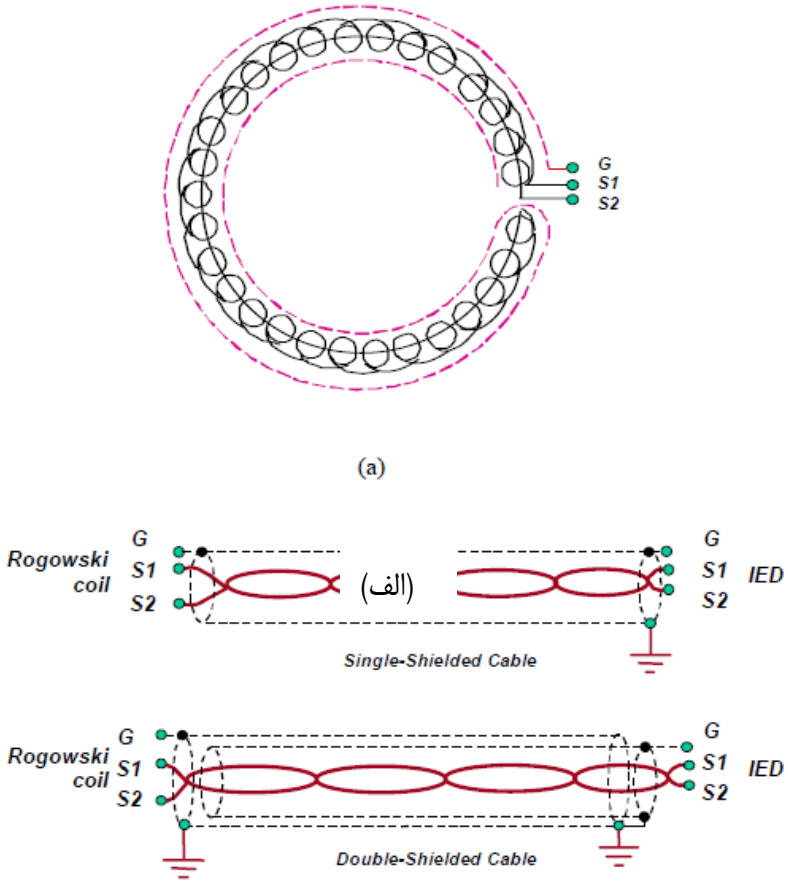
۵- ۷- ۸- فیلتر کردن تغذیه یا دی‌کوپلینگ تغذیه

در حالت ایده‌آل امپدانس منبع تغذیه باید صفر باشد ولی متأسفانه منابع تغذیهٔ عملی دارای امپدانسی بزرگ‌تر از صفر می‌باشند، بعلاوه خطوط ارتباطی تغذیه نیز دارای امپدانس می‌باشند که هردوی این‌ها باعث کوپلاژ نویز بین مدارها می‌شود. برای کاهش اثرات غیرایده‌آل بودن تغذیه از فیلترهای دی‌کوپلینگ استفاده می‌شود. در فیلتر RC افت ولتاژ روی مقاومت وجود خواهد داشت که این باعث کاهش ولتاژ تغذیه می‌شود. در فیلترهای L-C باید فرکانس تشدید این مدار به‌اندازهٔ کافی کوچک‌تر از باند عبور مدار متصل به فیلتر باشد. برای فیلتر کردن نویزهای برگشتی از مدار به منبع می‌توان از خازن‌هایی که به‌صورت خط‌چین هستند، استفاده کرد. سلف‌های موجود در فیلترهای L-C می‌توانند به‌عنوان ثانویه برای سیم‌پیچ اولیه‌ای که در بیرون از مدار وجود دارد، باشند و سبب القای نویز در مدار شوند؛ بنابراین فیلترهای R-C بر فیلترهای L-C ارجحیت دارند.

برای جلوگیری از کوپلاژ نویز بر خط تغذیه، از خازن برای هر تراشه دیجیتال استفاده می‌کنند. در این تراشه‌ها تغییرات شدید ولتاژ (از صفر به یک رفتن) باعث ایجاد تغییرات ولتاژی در تغذیه می‌شود. حجم بسیار زیادی از این جریان به‌وسیلهٔ خازن تأمین می‌شود و این باعث جلوگیری از تغییرات ناگهانی جریان در خطوط تغذیه می‌شود. اندازه این خازن‌ها در محدود ۱۰۰ تا ۲۰۰ نانو فاراد می‌تواند باشد. در هر بردی که تغذیه وارد می‌شود، از خازن‌های بزرگ کوپلینگ برای کاهش اثر نویز و از باس بارها برای کاهش امپدانس زمین استفاده می‌شود.

۵- ۷- ۹- الزامات تداخلات الکترومغناطیسی مختص روگوفسکی کویل‌ها

به‌دلیل خروجی کوچک در حسگرهای روگوفسکی (در حدود ۱۵۰ میلی‌ولت در جریان نامی) لازم است که هم خود حسگر و هم کابل‌های اتصالات آن شیلد شده باشند. شیلد مانع از تشکیل کوپل خازنی با هادی‌های ولتاژدار شده و اثر میدان‌های مغناطیسی فرکانس بالا را کاهش می‌دهد. یک مدل معمول برای پیاده‌سازی شیلد در شکل ۵–۱۵ آورده شده است. اگر در کابل استفاده‌شده قرار بر زمین‌کردن تنها یک سمت مطرح باشد، لازم است تا شیلد کابل در سمت تجهیز اندازه‌گیری زمین شود. در کابل‌هایی که قرار است دو اتصال به زمین داشته باشند می‌توان (الف) اقدام به زمین‌کردن هر دو اتصال در نزدیکی تجهیز اندازه‌گیری نمود و (ب) بنا به [۴۰] اقدام به زمین‌کردن دو انتهای کابل نمود. عموماً در شرایطی کابل از دو سر، زمین می‌شود که شرایط تداخلات الکترومغناطیسی بسیار سخت‌گیرانه بوده و در این صورت، شیلد باید توان تحمل جریان‌های دوار ناشی از میدان‌های مغناطیسی، خطاهای سیستم و رخدادهایی که سبب افزایش پتانسیل می‌شوند را داشته باشد.



شکل ۵–۱۵- روشی برای شیلد کردن (الف) روگوفسکی کویل و (ب) کابل‌های مرتبط با آن

فصل ششم:
انتخاب منطقه پایلوت و تعیین نقاط مناسب برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری

۶- انتخاب منطقه پایلوت و تعیین نقاط مناسب برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری

۶- ۱- مقدمه

هدف اصلی این پروژه کاربست حسگرهای مغناطیسی است. از همین رو در مرحله اول با بررسی اقسام فناوری‌های حسگرهای اندازه‌گیری جریانی و با درنظر گرفتن معیارهایی نظیر «خطی‌بودن»، «هزینه»، «باند فرکانسی» و «قابل‌نصب بودن در طیف گسترده‌ای از تابلوهای توزیع» مشخص گردید که یکی از بهترین انواع تجهیزات اندازه‌گیری، حسگرهای جریانی روگوفسکی هستند. مزایای این نوع از حسگر سبب شده تا در سال‌های اخیر توجهات فراوانی را در زمینه‌های پایشی شبکه‌های توزیع در دنیا به خود، جلب کنند. در بیشتر پروژه‌های بررسی‌شده در مرحله اول، دیده شد که این نوع از حسگر به سایر روش‌های اندازه‌گیری جریان ترجیح داده‌شده است. در کنار نوع حسگر مغناطیسی انتخابی، دیگر مجهول در اجرای این پروژه، نقاطی از شبکه بود که می‌بایست تحت پایش قرار بگیرند. در مرحله اول دیده شد که به‌دلیل ملاحظات فنی، اقتصادی، عملی و ... بیشتر اقدام به پایش خروجی ترانسفورمرهای توزیع‌شده و در مواردی نیز علاوه بر ترانسفورمر، فیدرهای خارج‌شده از شین فشار ضعیف نیز هرکدام به حسگرهای جریانی تجهیز شده بودند. از همین رو برای نهایی‌سازی نتایج حاصل‌شده از مرحله اول و پیرو مکاتبات صورت گرفته در این فصل به مباحثی نظیر نقاط نصب تجهیزات اندازه‌گیری، تعیین منطقه جغرافیایی برای پایش شبکه و محل نصب سرورها پرداخته خواهد شد.

۶- ۲- تعیین منطقه و نقاط نصب اندازه‌گیرها (پست‌های توزیع) برای اجرای پایلوت

با توجه به شرح و بسط مباحث مربوط به محل نصب حسگر و چرایی انتخاب شبکه فشار ضعیف به عنوان کاندید اصلی برای پایش شبکه در بخش ۵- ۳ از گزارش مرحله اول پروژه و نیز مکاتبات صورت گرفته، به‌طور خلاصه در ادامه برخی از دلایل این انتخاب ذکر شده است. شمار نسبتاً بالای تجهیزات اندازه‌گیری موردنیاز برای کاربردی‌نمودن یک سامانه پایش برای شبکه فشار متوسط در کنار محدودیت‌های این پروژه ازنقطه‌نظر شمار حسگرها برای پایش شبکه (درمجموع ۳۰ حسگر) سبب می‌شود که کاربرد معناداری در سطح شبکه‌های فشار متوسط توزیع (با توجه به گستردگی شبکه و طول زیاد فیدرها) قابل‌طرح نباشد. اما با بررسی تجربیات بین‌المللی دیده شد که امکان اجرای یک کاربست برای حسگرهای مغناطیسی با شمار تجهیزات اندازه‌گیری دردسترس، قابل‌اجرا است. از طرف دیگر با بررسی بر روی چهار شبکه نمونه توزیع برق در کشور مشخص گردید که درصد پوشش تجهیزات اندازه‌گیری نصب‌شده فعلی در این محل‌ها بسیار کم است که در آینده باید افزایش یابد. این بررسی، نتایج به‌دست‌آمده برای اولویت محل نصب حسگرها را تأیید می‌کند.

به‌طورکلی در یک شبکه فشار ضعیف تجهیزات اندازه‌گیری ممکن است در خروجی ترانسفورمر توزیع، ابتدای فیدرهای فشار ضعیف و یا در طول فیدر LV نصب گردند. در بین موارد نامبرده شده، نصب تجهیزات اندازه‌گیری در خروجی فشار

ضعیف ترانسفورمر توزیع امکان پیاده‌سازی بیشترین شمار سامانه‌های کاربردی را فراهم می‌آورد. علاوه‌بر پایش پایانه خروجی سه فاز ترانسفورمر، پایش فیدرهای خارج‌شده از باس‌بار ترانسفورمر نیز امکان پیاده‌سازی سامانه‌های کاربردی دیگری را ایجاد می‌کند. مزیت اینکار این است که نیاز به اندازه‌گیری ولتاژ اضافی برای پایش فیدرهای خروجی نیست. برای نمونه برای یک ترانسفورمر توزیع که ۴ فیدر فشار ضعیف توزیع را تغذیه می‌کند می‌بایست ۴ ورودی ولتاژی و ۴ ورودی جریانی برای پایانه فشار ضعیف ترانسفورمر و ۱۶ ورودی جریانی برای اندازه‌گیری جریان‌های فیدرهای فشار ضعیف درنظر گرفته شود. این امر سبب می‌شود که تنها با استفاده از یک ماژول پردازشی-مخابراتی اقدام به پایش فیدرها و خروجی‌های ترانسفورمرهای فشار ضعیف شود و علاوه بر آن با استفاده از نصب حسگر ولتاژی در باس‌بار خروجی ترانسفورمر اطلاعات ولتاژی موردنیاز برای ترانسفورمر و ۴ فیدر پایش‌شده فراهم شود و در شمار حسگرهای ولتاژی موردنیاز صرفه‌جویی گردد. باتوجه به نظر ناظرین محترم پروژه مبنی بر کاربردی بودن نتایج پروژه برای شرکت‌های توزیع، نصب حسگر در طول فیدر LV به‌دلیل اینکه ازنظر صرفه اقتصادی و تعداد کم سامانه‌های کاربردی اهمیت بسیار کمی دارد در این پروژه پیشنهاد نمی‌شود. باتوجه به نتایج حاصل از مطالعات مربوط به تجربیات بین‌المللی در نصب حسگرهای مغناطیسی که در مرحله اول از پروژه صورت گرفت می‌توان گفت که یکی از بهترین نقاط برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری، پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع بوده است. البته در اینجا لزوماً هدف آن نیست که عیناً در محل خارج شدن هادی‌های فشار ضعیف از ترانسفورمر اقدام به اندازه‌گیری شود و در هر مکانی که جمع بار ترانسفورمر دیده شود، می‌توان اقدام به نصب حسگرها نمود.

پیرو مکاتبات پیشین، معیارهایی برای تعیین محل اجرای پایلوت تعیین شد که در ادامه به برخی از آن‌ها پرداخته خواهد شد. در انتخاب این معیارها قصد بر آن بود تا وجوه مختلف نظری (اعم از شرایط قیدشده مربوط به بهره‌برداری نظیر پرباری و ...) و عملی (ملاحظات نصب، سهولت اجرا و ...) درنظر گرفته شود. برخی از این معیارها عبارت‌اند از:

- نزدیک‌بودن پست‌های انتخاب‌شده به یکدیگر. برای آن‌که مراجعات جهت نصب و تست تجهیزات با صرف زمان و هزینه کمتر قابل‌انجام باشد. همچنین نزدیکی این پست‌ها سبب می‌شود که امکان بازدیدهای دوره‌ای تجهیزات نصب‌شده در شبکه ساده‌تر گردد. مقصود بازدید به‌جهت ارزیابی کیفیت عملکرد ادوات و بررسی آثار احتمالی ناشی از شرایط محیطی (نظیر دمای بالا در تابلوها و ...) بر روی حس‌گرها، تجهیزات پردازشی و مخابراتی است.
- لازم به ذکر است که سهولت هماهنگی برای بازرسی‌های دوره‌ای و مراجعات نیز خود می‌تواند امری مهم در انتخاب شبکه و پست‌های انتخابی باشد. سهولت هماهنگی در کنار نزدیکی پست‌ها می‌توانند دو مورد از مهم‌ترین عوامل در انتخاب شبکه پایلوت باشند.
- برای نشان دادن کارایی سامانه‌های پایشی (کاربردهای موردانتظار از تجهیزات اندازه‌گیری)، بهتر است پست‌های انتخابی دارای شرایط زیر باشند:

- برای پیاده‌سازی قابلیت پایش ترانسفورمر و تخمین وضعیت استهلاک آن بهتر است در میان پست‌های انتخابی ترانسفورمرهایی که دچار اضافه‌بار می‌شوند در کنار ترانسفرمرهای کم‌بارتر حضورداشته باشند. این امر سبب می‌شود که سبد تجهیزات تحت پایش در این پروژه تنوع بالاتری داشته باشد و نحوه عملکرد سامانه پایشی طراحی‌شده چه ازنظر عملکرد هشداری (برای مواقعی که ترانسفورمر تحت بارگذاری غیرمجاز است) و چه عملکرد اخباری (میزان استهلاک ترانسفورمر و عمر تقریبی) متنوع‌تر بوده و رفتار آن در قبال اضافه‌بارها و کم‌باری‌ها مشخص گردد.
- برای کاربرد سامانه پایش رویدادها، مطلوب است که تعدادی از پست‌های تحت پایش دارای شبکه فشار ضعیف با فیدرهای «نسبتاً طولانی» یا «انشعابات زیاد» باشند. این امر سبب می‌شود که احتمال وقوع خاموشی در مدت‌زمان اجرای طرح پایلوت بالاتر رفته و نحوه عملکرد سامانه ارزیابی شود. مطلوب است که تا حد ممکن پست‌های انتخابی از مواردی باشند که آمار خاموشی بالاتری نسبت به سایرین داشته باشند.

- پیشنهاد می‌شود تمام یا تعدادی از پست‌ها از مواردی انتخاب شوند که حساسیت کمتری از جهت در اختیار قرار دادن داده‌ها (ازنظر حقوقی، امنیتی و ...) داشته باشند. این امر ازآن‌جهت بیان می‌شود تا در آینده امکان استفاده از داده‌های حاصل از اندازه‌گیری‌ها و تحلیل‌ها جهت مطالعات پژوهشی وجود داشته باشد.
- درصورتی‌که حداقل یکی از پست‌ها دارای کنتور باشد جهت مقایسه و صحت‌سنجی اطلاعات اندازه‌گیری شده، کافی است (در صورت موجود بودن کنتور، از آن‌ها می‌توان برای صحت‌سنجی داده‌های حاصل از تجهیزات اندازه‌گیری این پروژه استفاده نمود).
- بستر مخابراتی انتخاب‌شده برای این پروژه، فناوری GPRS است. لذا پیشنهاد می‌شود که باتوجه به اهمیت آنتن‌دهی شبکه موبایل برای عملکرد مطلوب این دست از فناوری‌های مخابراتی، پست‌های انتخابی ترجیحاً آنتن‌دهی مناسبی داشته باشند. درصورتی‌که پست‌ها حداقل قدرت سیگنال موردنیاز برای عملکرد مطلوب ماژول مخابراتی استفاده‌شده در تجهیزات اندازه‌گیری را نداشته باشند، می‌بایست از یک مودم به‌عنوان واسطه بین تجهیز اندازه‌گیری و سرور جمع‌آوری اطلاعات استفاده شود که این امر با چالش‌هایی همراه است.
- جهت جانمایی، نگهداری و بهره‌برداری آسان‌تر از تجهیزات اندازه‌گیری، بهتر است که پست‌های انتخابی از نوع زمینی باشند.

باتوجه به معیارهای گفته‌شده، پژوهشگاه نیرو به‌عنوان محلی مناسب برای نصب حسگرها انتخاب‌شده است. در پژوهشگاه نیرو ۷ پست زمینی دارای ترانسفورمر وجود دارد که اختیار آن در دست سازمان نامبرده است و دارای مزیت سهولت بازدید است. موقعیت فیزیکی قرارگیری پست‌ها نسبت به هم نیز نزدیک بوده و داخل مجموعه پژوهشگاه است. در همین راستا بازدیدی در تاریخ ۱۹ تیرماه ۱۴۰۰ از مجموعه پست‌های توزیع در پژوهشگاه نیرو توسط مجریان این پروژه صورت گرفت که در جدول ۶–۱ خلاصه‌ای از داده‌های گردآوری‌شده، ارائه‌شده است. در این جدول، قدرت

سیگنال‌ها در مجاورت دورترین دیوار از درب ورودی پست اندازه‌گیری شده است (عموماً در همه پست‌ها این محل ضعیف‌ترین قدرت سیگنال را دارا بود). اندازه دور شینه تابلوها به‌صورت تقریبی و با درنظر داشتن شکل نهایی یک حلقه روگوفسکی نصب‌شده پیرامون آن شینه، اندازه‌گیری شده است. مطلوب است از میان پست‌های نام‌برده هشت ترانسفورمر که در مکان آن‌ها، آنتن‌دهی شبکه همراه مناسب‌تر است، برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری انتخاب شود.

جدول ۶–۱– خلاصه‌ای از اطلاعات پست‌های توزیع پژوهشگاه نیرو

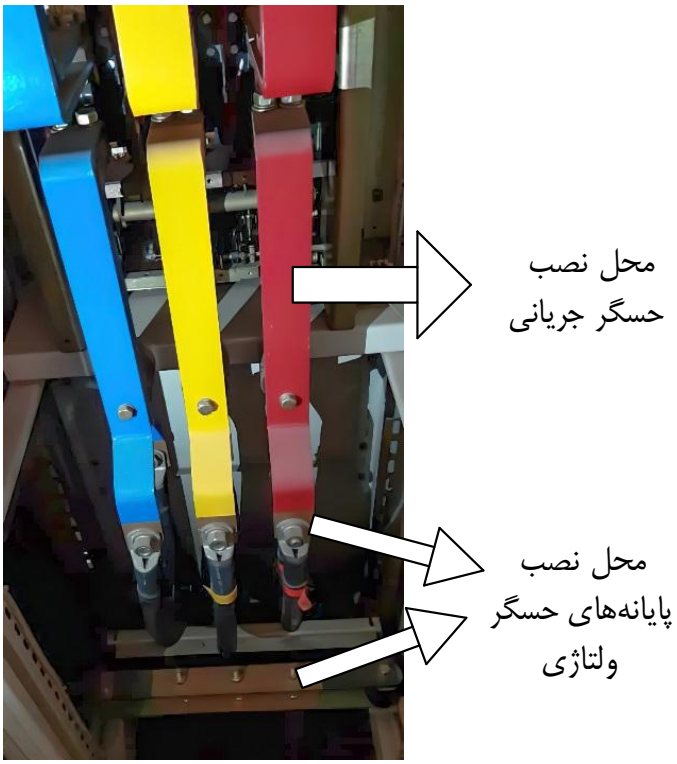
شماره	قدرت و تعداد ترانسفورمر	اسم پست	قدرت آنتن موبایل	اندازه دور کابل‌ها/شینه‌ها
۱	۲ عدد ترانسفورمر به ظرفیت ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر	پست فناوری – چمران	-115 dbm	اندازه دور شینه: 25cm
۲	۱ عدد ترانسفورمر به ظرفیت ۱۶۰۰ کیلوولت آمپر	پست شهید رجایی	-98 dbm	اندازه دور شینه: 34cm اندازه دور کابل‌های یک فاز خارج‌شده از ترانسفورمر (۶ کابل): ۵۸ سانتی‌متر
۳	۲ عدد ترانسفورمر به ظرفیت ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر	پست سی‌اتاقه	-95 dbm	اندازه دور شینه: 25cm
۴	۲ عدد ترانسفورمر به ظرفیت ۱۲۰۰ کیلوولت آمپر	پست توربین باد	-115 dbm	اندازه دور شینه: 25cm
۵	۲ عدد ترانسفورمر به ظرفیت ۱۲۵۰ کیلوولت آمپر	پست معاونت (ساتبا)	-109 dbm	اندازه دور شینه: 25cm
۶	۱ عدد ترانسفورمر به ظرفیت ۱۲۵۰ کیلوولت آمپر	پست رویش	-115 dbm	اندازه دور شینه: 25cm
۷	۱ عدد ترانسفورمر به ظرفیت ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر	پست عباسپور	-115 dbm	اندازه دور شینه: 34cm

نقاط نصب تجهیز در این پروژه پایانه خروجی ترانسفورمر درنظر گرفته می‌شود. برای این کار به ۴ حسگر جریانی برای اندازه‌گیری جریان سه فاز و جریان نوترال و ۴ حسگر ولتاژی برای اندازه‌گیری ولتاژهای فاز به نول نیاز خواهد بود. در جدول ۶–۲ طرح پیشنهادی برای تعیین نقاط نصب حسگر آورده شده است.

باتوجه به نقطه انتخابی برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری، نمایی از داخل تابلویی از پست‌های بازدیدشده در شکل ۶–۱ آورده شده است. در این شکل، محل نصب حسگرهای ولتاژی و جریانی نیز مشخص‌شده است. البته نقاط مشخص‌شده در این شکل محل قطعی اتصال حسگرها نبوده و با پیشرفت کار و جمع‌آوری اطلاعات بیشتر، ممکن است تغییر کند.

جدول ۶–۲- طرح پیشنهادی برای تعیین نقاط نصب حسگر

پیشنهادات محل نصب سخت‌افزار جمع‌آوری داده	مجموع اندازه‌گیرها	کاربردهای پایشی مربوطه	تعداد ماژول	تعداد کویل روگوفسکی
هشت پست زمینی (فقط فیدر ترانسفورمر)	(۳۲) جریان + ۳۲ ولتاژ	پایش ترانسفورمر	۸	۳۲



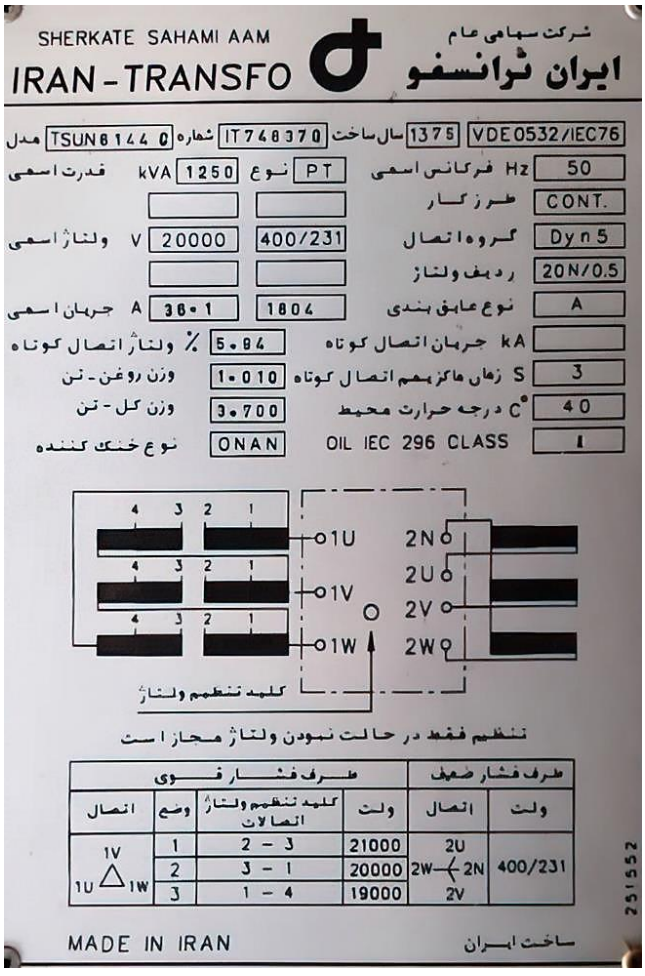
شکل ۶–۱- محل نصب حس‌گرهای ولتاژی و جریانی

اما نکته‌ای که در این‌جا وجود دارد و امتیازی برای حسگرهای روگوفسکی محسوب می‌شود آن است که برای نمونه در تابلو شکل ۶–۱ برای نصب حسگر روگوفسکی قید خاصی برای فاصله شینه‌های دو فاز از هم و یا فاصله هر شینه از پشت تابلو وجود نداشته و باتوجه به انعطاف این حسگر و نیز قطر کوچک آن، عملاً امکان نصب حسگر در هر محلی وجود دارد. این در حالی است که برای نصب یک ترانسفورمر جریان فاصله فازها از یکدیگر باید بزرگ‌تر از قطر بیرونی تجهیز باشد و نمونه‌ای از نصب یک ترانسفورمر جریان بر روی یک شین فشار ضعیف توزیع در شکل ۶–۲ آورده شده است.



شکل ۶–۲- نمونه‌ای از یک ترانسفورمر جریان نصب‌شده بر روی یک شینه فشار ضعیف توزیع

اطلاعات مربوط به ترانسفورمر(های) موجود در پست‌ها نیز از روی پلاک هر یک جمع‌آوری گردید. برای نمونه در شکل ۶–۳ تصویری از یک پلاک مربوط به یک ترانسفورمر ۱۲۵۰ کیلوولت آمپری آورده شده است. از این اطلاعات (ظرفیت، نوع خنک‌کنندگی، نوع عایق‌بندی و ...) برای تعیین پارامترهای مربوط به کاربرد «پایش ترانسفورمرها» (اعم از ثابت‌های زمانی حرارتی تشریح‌شده در استاندارد IEC60076-7) استفاده خواهد شد.



شکل ۶–۳- اطلاعات درج‌شده بر روی یک ترانسفورمر ۱۲۵۰ کیلوولت آمپری

۶- ۳- تعیین محل نصب سرور (نمایش، ثبت و تحلیل داده‌ها)

برای محل نصب سرور دو پیشنهاد به‌صورت زیر می‌توان ارائه کرد:

۱- استفاده از سرور به‌صورت فیزیکی

۲- استفاده از سرور مجازی داخل کشور

باتوجه به مزایای سرور مجازی که در زیر بیان شده است، پیشنهاد استفاده از سرور مجازی در این پروژه شده است:

۱- هزینه سرور مجازی به‌صورت شارژ ماهانه است (حدود ۱۲۰ هزار تومان در ماه) که در صورت مقایسه با هزینه تهیه یک سرور فیزیکی و اختصاص فضای مکانی بسیار به‌صرفه‌تر است.

۲- استفاده از سرور مجازی امکان دسترسی آسان را فراهم می‌کند. به‌طوری‌که از هر مکانی بدون حضور در محل موردنظر می‌توان برای پیاده‌سازی، توسعه و رفع اشکالات سامانه نرم‌افزاری اقدام شود.

۳- ازلحاظ میزان خاموشی (به‌دلیل اهمیت آن در کاربردهای پایشی موردنظر در پایلوت) سرور مجازی نسبت به سرور فیزیکی قطعی کمتری دارد.

۴- سرور مجازی بدون صرف هزینه اضافی دارای IP استاتیک است.

۵- باتوجه به اینکه اطلاعات ثبت‌شده در سرور مجازی فقط برای استفاده‌کنندگان آن دارای مفهوم است، امنیت حداقلی برای کاربرد موردنظر را دارد.

درهرصورت برای انتخاب سرور پیشنهاد می‌شود موارد زیر درنظر گرفته شود:

- سرویس اینترنت با امکان اختصاص IP استاتیک جهت دریافت اطلاعات بر بستر اینترنت وجود داشته باشد (توضیح اینکه سرویس‌دهندگان اینترنت به‌طور معمول IP دینامیک در اختیار مشترکین خود قرار می‌دهند؛ اما در صورت درخواست می‌توانند IP استاتیک اختصاص دهند.)
- بهتر است محل نصب سرور جایی باشد که امکان فعالیت‌های پژوهشی و توسعه در آینده وجود داشته باشد.
- پیشنهاد می‌شود که محل نصب سرور جایی باشد که قابلیت دسترسی آسان جهت نصب و تست آن وجود داشته باشد.
- باتوجه به کاربردهای پایشی استفاده‌شده در پروژه، سرور تا حد امکان خاموشی کمتری داشته باشد. در صورت استفاده از سرور فیزیکی مجهز به UPS باشد.

نتیجه‌گیری

اینترنت اشیا به‌سرعت در حال گسترش است و با کاربردهای خود زندگی بشر را بیش‌ازپیش تحت تأثیر قرار خواهد داد. با اتصال سیستم‌ها و شبکه‌ها به یکدیگر، قابلیت‌های مدیریت، تحلیل و پردازش اطلاعات و امنیت مجموعه، افزایش می‌یابد. سامانه‌های پردازشی دیجیتال نقشی مهم و کلیدی را در تحقق اینترنت اشیا ایفا می‌کنند. ازجمله‌ی این سامانه‌ها می‌توان به میکروکنترلرها اشاره کرد که انواع جدید آن‌ها، توانایی پردازشی قابل‌توجهی را جهت انجام پروژه‌های صنعتی مهم فراهم می‌کنند. حس‌گرها نیز نقشی مهم و کلیدی در تحقق اینترنت اشیا دارند. کویل روگوفسکی یکی از انواع حس‌گرهای مهمی است که می‌تواند جهت اندازه‌گیری جریان الکتریکی متناوب به‌کار رود. این حسگر یک سیم‌پیچ حلقوی بدون هسته‌ی مغناطیسی است و به همین جهت در جریان‌های زیاد، اشباع نمی‌شود. این امر و مزایایی دیگر ازجمله قابلیت نصب آسان، باعث شده که این حسگر گزینه‌ای مناسب برای اندازه‌گیری جریان در پست‌ها باشد. به‌کارگیری سامانه‌های اندازه‌گیری مبتنی بر اینترنت اشیا در پست‌های برق، یکی از ملزومات مهم شبکه‌های هوشمند را برآورده می‌سازد. در این راستا، طراحی سامانه‌ای جهت اندازه‌گیری و ارسال اطلاعات حاصل از ولتاژ و جریان پست‌ها ارائه گردید. سامانه‌ی طراحی‌شده جهت اندازه‌گیری اطلاعات ولتاژ و جریان فیدرهای فشار ضعیف پست‌های توزیع ازجمله هارمونیک‌ها بوده و عملیات یک Power Analyzer را پوشش می‌دهد. این سامانه مبتنی بر کویل روگوفسکی جهت اندازه‌گیری جریان است و علاوه بر ثبت داده‌های اندازه‌گیری‌شده و نمایش به‌هنگام اطلاعات در محل، مبتنی بر اینترنت اشیا بوده و داده‌های مرتبط با پست توزیع موردنظر را از طریق بستر اینترنت در اختیار سرورِ راه دور موردنظر قرار می‌دهد. میکروکنترلر موردنظر برای این سامانه جهت انجام کارهای پردازشی و تبدیلات آنالوگ به دیجیتال، از سری‌های STM32F4 است که توانایی پردازشی قدرتمندی را در اختیار قرار می‌دهد. همچنین از مدارهای واسط مناسب جهت هماهنگی بخش‌های مختلف سامانه در طراحی استفاده‌شده است.

ازآنجاکه فناوری اینترنت اشیاء فناوری نوظهوری است لذا برای آن، هنوز معماری استاندارد واحدی ارائه نشده است و چون قرار است تعداد بسیار زیادی وسایل ناهمگن با یکدیگر ارتباط برقرار کنند لذا نیاز به پروتکل‌های مختلفی است که این نیاز را برآورده نماید. همان‌طور که در فصل دوم نیز بیان شد، به‌طورکلی می‌توان بسترهای مخابراتی مورداستفاده در اینترنت اشیاء را به سه دسته تقسیم کرد:

- شبکه‌های کوتاه‌برد
- شبکه‌های دوربرد با توان پایین
- شبکه‌های سلولی

با توجه به پراکندگی و موقعیت پست‌های توزیع که در فواصل زیاد نسبت به هم هستند، استفاده از بسترهای مخابراتی دارای برد کوتاه مانند زیگ‌بی، زی‌ویو، بلوتوث کم‌مصرف و وای‌فای برای این پروژه مناسب نبوده و لذا انتخاب بستر مخابراتی مورداستفاده در این پروژه باید از میان شبکه‌های سلولی و LPWAN که قابلیت انتقال اطلاعات در فواصل زیاد را دارند، انجام شود. در حال حاضر و در بازار ایران، ماژول‌های مخابراتی مبتنی بر شبکه‌های سلولی نسبت به سایر

ماژول‌های فناوری LPWAN به‌صورت گسترده‌تر، دردسترس‌تر و نسبتاً ارزان‌تر بوده و علاوه‌بر آن انحصاری نیستند. همچنین ازلحاظ مصرف انرژی هم دچار مشکل نیستیم که مجبور باشیم از LPWAN استفاده کنیم چون به برق مستقیم پست برای تأمین تغذیه سیستم‌ها دسترسی داریم. از دیگر مزایای شبکه‌های سلولی نسبت به فناوری‌های LPWAN می‌توان به سرعت انتقال داده بیشتر، محدودیت حجمی کمتر در انتقال اطلاعات، هزینه‌ی شارژ کمتر (در حال حاضر و در ایران) و راه‌اندازی آسان‌تر اشاره نمود. ازاین‌رو استفاده از شبکه‌های سلولی نسبت به فناوری‌های LPWAN در این پروژه ارجحیت دارد. از میان فناوری‌های شبکه‌های سلولی مانند GPRS، 3G، 4G و 5G، فناوری GPRS به‌رغم داشتن سرعت انتقال اطلاعات کمتر نسبت به فناوری‌های نسل ۳، ۴ و ۵، با توجه به هزینه کمتر و آنتن‌دهی گسترده‌تر به‌عنوان بستر مخابراتی این پروژه انتخاب‌شده است. لازم به ذکر است این سرعت انتقال جهت ارسال اطلاعات پست محلی کافی و مناسب خواهد بود.

از میان پروتکل‌های معرفی‌شده برای لایه کاربرد، پروتکل HTTP در مقایسه با سایر پروتکل‌های IOT، در سطح جهانی رواج بیشتری داشته و در بیشتر ماژول‌ها و سرورها کاملاً پشتیبانی می‌شود. ویژگی اصلی سایر پروتکل‌های IOT، مصرف توان کمتر به دلیل استفاده از سرآیندهای کوچک‌تر است که با توجه به عدم محدودیت توان در این پروژه، این ویژگی اهمیت بالایی نخواهد داشت. این مورد را نیز باید درنظر داشت که پروتکل HTTP به دلیل رواج، پشتیبانی و کتابخانه‌های بیشتر، پیاده‌سازی سریع‌تر و آسان‌تری هم در سمت سرور و هم در سیستم اندازه‌گیری خواهد داشت که منجر به آماده‌سازی سریع‌تر و هزینه‌ی کمتر پروژه شده و تأخیر زمانی ایجاد نمی‌کند. همان‌طور که گفته شد، پروتکل‌های طراحی‌شده برای تله‌متری و تله‌کنترل معمولاً یک پشته‌ی پروتکل از لایه‌های زیرین تا لایه‌ی اپلیکیشن را معرفی می‌کنند که جهت انتقال بر بسترهای TCP/IP برای کاربردهای IOT، کل پشته در قالب داده‌ی لایه‌ی اپلیکیشن بر لایه‌های زیرین TCP/IP سوار می‌شود که این به معنای overhead بیشتر و افزونگی در عملیات لایه‌ها است چراکه تعداد زیادی از کارهای پشته‌ی پروتکل سوارشده با کارهای لایه‌های TCP/IP زیرین مشابهت خواهد داشت و پردازش و آماده‌سازی بسته‌ها برای سیستم‌های محلی نیز پیچیده‌تر می‌شود. از طرفی دیگر پروتکلی چون IEC-104 بااین‌وجود که بستر TCP/IP را مستقیماً در پشته‌ی پروتکل خود به‌عنوان لایه‌های زیرین درنظر گرفته، آماده‌سازی بسته‌های آن پردازش بیشتری را در سیستم‌های محلی نسبت به پروتکل HTTP حداقلی نیاز دارد که منجر به هزینه‌ی بیشتر سیستم می‌شود و موردی دیگر این‌که حجم داده‌های ارسالی سیستم اندازه‌گیری در این پروژه نسبتاً زیاد است (داده‌های هارمونیک‌های ۱ تا ۱۹، مقادیر توان‌ها، ضریب توان و ... برای همه‌ی ورودی‌ها (فیدرها) در هر بسته‌ی داده) درحالی‌که پروتکل IEC-104 برای بسته‌های کم‌حجم ولی به تعداد زیاد مناسب است. با توجه به مطالب گفته‌شده، انتخاب پروتکل HTTP برای لایه کاربرد گزینه بهتر و مناسب‌تری خواهد بود.

در بررسی‌های انجام‌شده در مرحله اول از پروژه دیده شد که کاربردهای مرتبط با پایش ترانسفورماتورهای توزیع یکی از پرتکرارترین کاربردهای مطرح‌شده در استفاده از داده‌های تولیدشده توسط حسگرهای نصب‌شده در شبکه هستند. برای اجرای این کاربرد تنها نیاز به نصب تجهیزات اندازه‌گیری (جریانی و ولتاژی) در پایانه خروجی ترانسفورمر است. یکی از عمده نقاط قوت این کاربرد آن است که ترانسفورمر گران‌قیمت‌ترین تجهیز شبکه توزیع بوده و نظارت بر روی شیوه

بهره‌برداری و نرخ استهلاک آن امری ضروری محسوب می‌شود. این در حالی است که در بسیاری از موارد چه ازنظر پایشی و حتی حفاظتی ممکن است تدابیر مناسبی برای این تجهیزات در نظر گرفته نشده باشد.

بررسی‌های انجام‌شده در فصل ۳ نشان داد که نرخ استهلاک عایقی در ترانسفورمر، حساسیت بسیار بالایی نسبت به تغییرات دما (هرچند در حد چند درجه سانتی‌گراد) دارد. این حساسیت به‌قدری زیاد است که برای کاغذ عایقی ارتقانیافته ممکن است افزایش ۶ درجه‌ای در دمای نقطه داغ عایقی سبب دو برابر شدن نرخ پیر شدن در ترانسفورمر شود. لذا این حساسیت بالا، اهمیت وجود یک سامانه پایشی برای رصد شیوه بهره‌برداری از ترانسفورمر در ساعات مختلف شبانه‌روز و در روزهای مختلف از سال را افزایش می‌دهد.

استاندارد IEC 60076-7 که درواقع مرجع اصلی نوشتن فصل سوم از گزارش است، برای پایش برخط یک ترانسفورمر توزیع به‌صورت زمان‌حقیقی، اطلاع‌داشتن از دو پارامتر بهره‌برداری را ضروری می‌داند. پارامتر اول دمای کاری ترانسفورمر و دیگری میزان بارگذاری آن است. این دو پارامتر برای محاسبه تخمین دمای نقطه داغ بر روی عایق ترانسفورمر استفاده می‌گردد. در استفاده از اطلاعات مربوط به دمای ترانسفورمر نیز امکان اجرای سامانه پایش به دو صورت ارائه گردیده است. رویکرد اول که بسیار دقیق‌تر است اقدام به نصب تجهیزات اندازه‌گیری دمایی برای سنجش دمای بالای روغن می‌گردد. سپس مدل حرارتی ارائه‌شده برای ترانسفورماتور با جمع اثر دمای بالای روغن و اثر بارگذاری اقدام به ارائه تخمینی از دمای نقطه داغ می‌کند. یکی از ایرادات این رویکرد نیاز به نصب تجهیزات اندازه‌گیری دمایی در زمان ساخت ترانسفورمر است. در رویکرد دوم که نیازی به تغییر در ساختار ترانسفورمر نیست و ازنظر عملی برای شبکه توزیع کشورمان عملی‌تر است به‌جای دمای بالای روغن، دمای محیطی اندازه‌گیری می‌شود. سپس یک مدل حرارتی برای اعمال اثر تغییرات دمایی محیط بهره‌برداری از ترانسفورمر بر روی دمای بالای روغن ارائه‌شده که با استفاده از دمای محیطی اقدام به تخمین دمای بالای روغن می‌کند. سپس اختلاف دمایی حاصل از بارگذاری ترانسفورمر به دمای تخمین‌زده اضافه شده و دمای نقطه داغ محاسبه می‌گردد.

ازآنجاکه تغییرات بارگذاری و دمایی، هرکدام با ثابت زمانی‌های مختص خود بر روی دمای تخمین‌زده شده نقطه داغ ظاهر می‌شوند، عملاً برای اجرای این کاربرد نیازی به استفاده از نرخ تحلیل داده بالا نیست. چراکه در صورت بروز تغییر در بارگذاری یا دمای محیطی، برای پدیدار شدن اثر این تغییر، بسته به اندازه ترانسفورمر نیاز است تا مدتی زمان بگذرد. لذا این کاربرد می‌تواند بدون هیچ مشکلی در سمت سرور پیاده‌سازی شود و با نرخ ارسال داده‌ای در حدود یک داده در هر ۳ دقیقه (عدد استفاده‌شده در مثال استاندارد) عملکرد بسیار مناسبی داشته باشد.

شبکه‌های توزیع برق گستردگی جغرافیایی وسیعی داشته و شمار پست‌های توزیع در یک شبکه توزیع واقعی تعداد بالایی است. از همین‌رو لازم است تا تدابیری برای خودکارسازی برخی کاربردهای هشداری نیز در کاربرد نهایی تعبیه گردد. این امر ازآن‌جهت مهم قلمداد می‌شود که درصورتی‌که در یک شبکه بزرگ یک یا چند ترانسفورمر دچار دمای نقطه داغ بالایی باشند، صدور هشدار و آلارم می‌تواند کمک مناسبی برای اطلاع از شرایط بهره‌برداری غیرعادی باشد.

در انتها می‌توان گفت که این کاربرد نسبت به شمار حسگرهای موردنیاز (هزینه) و اهمیت تجهیز تحت پایش در شبکه (فایده) بسیار مهم و مؤثر خواهد بود. با استفاده از مدل حرارتی شناخته‌شده استاندارد IEC 60076-7 و حسگرهای

نصب‌شده در این پروژه (حسگرهای جریانی و دمایی) این امکان به وجود می‌آید که بتوان عملاً تخمینی از استهلاک عایقی ترانسفورمرهای نصب‌شده در شبکه دردست داشت. همچنین ماهیت پایشی برخط و زمان حقیقی این پروژه، امکان اجرای عملکردهای هشداری را برای کاربردی‌تر کردن سامانه پایشی فراهم می‌آورد.

همان‌طور که پیش‌تر اشاره گردید، شبکه‌های توزیع برق گستردگی جغرافیایی بالایی داشته و به‌طور مستقیم در ارتباط با مصرف‌کننده نهایی (مشترک) هستند. هر تغییر و اشکالی (نظیر خاموشی) در شبکه‌های توزیع عملاً بر روی مصرف‌کننده نهایی خود را نمایان می‌سازد. در حال حاضر تشخیص بروز خاموشی در شبکه عملاً بر تماس‌های مشترکین استوارشده است. یکی از فرصت‌های فراهم‌آمده در پایش شبکه‌های توزیع فشار ضعیف امکان پایش زمان حقیقی خاموشی‌ها در شبکه است. البته لازم به ذکر است که کیفیت این کاربرد تشخیصی تا حدود زیادی بستگی به شیوه اجرا، تعداد و محل نصب حسگرهای اندازه‌گیری در سطح شبکه دارد. استفاده از تعداد بیشتری حسگر موجب گران شدن سامانه پایشی و افزایش حجم داده‌های تولیدشده (دشوار شدن و گران شدن تحلیل اطلاعات) در مدت‌زمان مشخص می‌گردد.

در تجربیات بین‌المللی و مقالات بررسی‌شده در مرحله اول از پروژه دیده شد که یکی از روش‌های مورداستفاده در تشخیص بروز خاموشی، پایش تغییرات بار در بازه‌های زمانی مشخص است. در این مرحله از پروژه، با دو رویکرد پیاده‌سازی کاربرد به‌صورت محلی (در تجهیز طراحی‌شده) یا به‌صورت دور از محل (سمت سرور) اقدام به پیشنهاد دو طرح برای تشخیص بروز تغییرات غیرعادی در بارگذاری گردید. هدف اصلی از این کاربرد، تشخیص از دست‌دادن ناگهانی بار است. بارگذاری شبکه‌های توزیع برق ماهیتی پویا داشته و درگذر زمان با تغییرات زیادی همراه است، لذا برای تشخیص تغییرات بار حاصل از بروز قطعی و خاموشی در شبکه نیاز به تحلیل داده‌های حاصل از بارگذاری در فواصل زمانی نسبتاً کوتاهی وجود دارد.

در این پروژه، برای تشخیص تغییرات ناگهانی بارگذاری اقدام به استفاده از یک بافر برای ثبت اطلاعات بارگذاری سه فاز در بازه زمانی در حد چند ثانیه تا چند دقیقه خواهد شد. سپس با سنجش داده بارگذاری زمان حقیقی نسبت به داده‌های موجود در بافر بروز تغییری چشمگیر رصد شده و در صورت پایداری داده‌های زمان حقیقی حول داده فعال‌کننده مکانیسم ماشه[1]، هشدار بروز بی‌برقی در پایین‌دست به بهره‌بردار ارسال می‌گردد. این کاربرد می‌تواند بهترین عملکرد خود را در تلفیق با سامانه‌های تشخیص بروز خاموشی فعلی (مبتنی بر تماس مشترکین) داشته باشد. البته لازم به ذکر است که با افزایش ضریب نفوذ کنتورهای هوشمند در سمت مصرف‌کنندگان نیز داده‌های کنتورها می‌توانند به‌عنوان یک منبع اطلاعاتی ارزشمند به سامانه تشخیص بروز خاموشی اضافه گردند.

شمار نسبتاً بالای تجهیزات اندازه‌گیری موردنیاز برای کاربردی نمودن یک سامانه پایش برای شبکه فشار متوسط در کنار محدودیت‌های این پروژه ازنقطه‌نظر شمار حسگرها برای پایش شبکه (درمجموع ۳۰ حسگر) سبب می‌شود که کاربرد معناداری در سطح شبکه‌های فشار متوسط توزیع (با توجه به گستردگی شبکه و طول زیاد فیدرها) قابل‌طرح نباشد؛ اما با بررسی تجربیات بین‌المللی دیده شد که امکان اجرای یک کاربست برای حسگرهای مغناطیسی با شمار تجهیزات اندازه‌گیری در دسترس، قابل‌اجرا است. از طرف دیگر با بررسی بر روی چهار شبکه نمونه توزیع برق کشور مشخص

[1] Trigger

گردید که درصد پوشش تجهیزات اندازه‌گیری نصب‌شده فعلی در این محل‌ها بسیار کم است که در آینده باید افزایش یابد. این بررسی، نتایج به‌دست‌آمده برای اولویت محل نصب حسگرها را تأیید می‌کند. با توجه به شرح و بسط مباحث مربوط به محل نصب حسگر و چرایی انتخاب شبکه فشار ضعیف به‌عنوان کاندید اصلی برای پایش شبکه در بخش ۵- ۳ از گزارش مرحله اول پروژه و نیز مکاتبات صورت گرفته، به‌طور خلاصه در ادامه به برخی از دلایل این انتخاب اشاره شده است. با توجه به نظر ناظرین محترم پروژه مبنی بر کاربردی بودن نتایج پروژه برای شرکت‌های توزیع برق، نصب حسگر در طول فیدر LV به دلیل اینکه ازنظر صرفه اقتصادی و تعداد کم سامانه‌های کاربردی اهمیت بسیار کمی دارد، در این پروژه پیشنهاد نمی‌شود. با توجه به نتایج حاصل از مطالعات مربوط به تجربیات بین‌المللی در نصب حسگرهای مغناطیسی که در مرحله اول از پروژه صورت گرفت می‌توان گفت که یکی از بهترین نقاط برای نصب تجهیزات اندازه‌گیری، پایانه خروجی ترانسفورمر توزیع بوده است.

در آخر پژوهشگاه نیرو به‌عنوان محلی مناسب برای نصب حسگرها انتخاب شده است. در پژوهشگاه نیرو ۷ پست زمینی دارای ترانسفورمر وجود دارد که اختیار آن در دست سازمان نامبرده است و دارای مزیت سهولت بازدید است. موقعیت فیزیکی قرارگیری پست‌ها نسبت به هم، نزدیک بوده و داخل مجموعه پژوهشگاه است.

نقاط نصب تجهیز در این پروژه، پایانه خروجی ترانسفورمر درنظر گرفته می‌شود. برای این کار به ۴ حسگر جریانی برای اندازه‌گیری جریان سه فاز و جریان نوترال و ۴ حسگر ولتاژی برای اندازه‌گیری ولتاژهای فاز به نول نیاز خواهد بود.

برای محل نصب سرور، دو پیشنهاد به‌صورت زیر می‌توان ارائه کرد. ۱- استفاده از سرور به‌صورت فیزیکی و ۲- استفاده از سرور مجازی داخل کشور. با توجه به مزایای سرور مجازی که فصل ششم بیان گردید، پیشنهاد استفاده از سرور مجازی در این پروژه ارایه شده است.

پیوست ۱: فایل شبیه‌سازی در نرم‌افزار متلب

در این بخش، توضیح مختصری درخصوص فایل شبیه‌سازی همراه این مرحله از پروژه ارایه شده است. دو فایل شبیه سازی برای بررسی رفتار مدل شبکه استفاده شده که در این گزارش با نام‌های «The_OMS_SIM_Dense.slx» و «The_OMS_SIM_Dense_Feeder.m» آورده شده است. اطلاعات تکمیلی در مورد داده‌های به‌کاررفته در ساخت بلوک‌های سازنده شبکه مدل‌شده در این شبیه‌سازی‌ها در فصل ۴ آورده شده است. در کد mfile مربوط به شبیه‌سازی سیمولینک، هم اطلاعات اولیه مربوط به بارگذاری شبکه و خطوط به نرم‌افزار داده‌شده و هم محاسبات لازم برای آنکه داده‌های اولیه برای سیمولینک قابل‌استفاده شوند، اجرا می‌گردد. برای بیان بهتر شیوه اجرای شبیه‌سازی‌ها، در ادامه به‌صورت نمونه به ارائه توضیحی مختصر در رابطه با کد و فایل سیمولینک مربوط به مدل شبکه «متراکم و پربار» پرداخته خواهد شد. منطق کلی کد و شبیه‌سازی مدل شبکه دیگر نیز به همین صورت خواهد بود.

در ابتدا برای اجرای شبیه‌سازی سیمولینک (با فرمت slx.) لازم است تا اطلاعات اولیه و پارامترهای مدل‌های استفاده‌شده در این فایل در workspace متلب بارگذاری گردد. برای این امر لازم است تا فایل «The_OMS_SIM_Dense_Feeder.m» اجرا گردد. در این فایل، در ابتدا متغیری با نام Sample_Time از کاربر در این فایل گرفته می‌شود. این متغیر، فاصله گام‌های زمانی در حل معادلات دیفرانسیل شبیه‌سازی سیمولینک را مشخص می‌کند. در شکل پ-۱ پارامترهای دریافتی برای مدل کردن خطوط فشار ضعیف توزیع آورده شده است. خط استفاده‌شده در محیط سیمولینک از ۴ تکه تشکیل‌شده و segment_length_km_type1 در این کد، طول هر تکه از خط را برحسب کیلومتر مشخص می‌کند. در ادامه مقاومت واحد طول (اهم بر کیلومتر) هادی‌های استفاده‌شده برای هر فاز و نوترال وارد شده است. به‌جهت آنکه خطوط (در فصل ۴ توضیحات آن درج‌شده) ترنسپوز نشده و این امر روی برهم خوردن تقارن‌های سه فاز اثر دارد، فواصل هادی‌ها در بخش بعدی در واحد متر دریافت می‌گردد.

```
% ------------------------------------------------------------------------
Sample_Time=1/5000;
% ------------------------------------------------------------------------
% Low Voltage Lines' Characteristics - Simulink Parameter
% ------------------------------------------------------------------------
segment_length_km_type1=0.125;
% ----------------Resistance (ohm)----------------------------------------
Ra_type1=0.526;
Rb_type1=0.526;
Rc_type1=0.526;
Rn_type1=0.526;
% ----------------Line Spacings (m)---------------------------------------
Daa_type1=(exp(-1/4))*(7.5e-3)/2;
Dab_type1=25e-2;
Dac_type1=50e-2;
Dan_type1=75e-2;
Dba_type1=Dab_type1;
Dbb_type1=(exp(-1/4))*(7.5e-3)/2;
Dbc_type1=25e-2;
Dbn_type1=50e-2;
Dca_type1=Dac_type1;
Dcb_type1=Dbc_type1;
Dcc_type1=(exp(-1/4))*(7.5e-3)/2;
Dcn_type1=25e-2;
Dna_type1=Dan_type1;
Dnb_type1=Dbn_type1;
Dnc_type1=Dcn_type1;
Dnn_type1=(exp(-1/4))*(7.5e-3)/2;
u0=1;
% ------------------------------------------------------------------------
```

شکل پ-۱- کد مربوط به اطلاعات دریافتی برای مدل کردن خطوط فشار ضعیف توزیع

کد مذکور پس از دریافت پارامترهای خط، در قسمت بعدی کد همانند شکل پ-۲ اقدام به دریافت اطلاعات بار می‌نماید. اطلاعات بارها نیز برحسب جریان (آمپر) و ضریب توان بار دریافت می‌گردد. در شبکه مدل‌سازی‌شده در سیمولینک، ۴ عدد از این نمونه بارها نصب گردیده است. توضیحات بیشتر در رابطه با بارگذاری شبکه تحت بررسی در فصل ۴ آورده شده است.

```
% ------------------------------------------------------------------------
% Load Current/Cos(phi) for each load block
% ------------------------------------------------------------------------
Load_Current_phaseA_type1=30;
Load_Cosphi_phaseA_type1=0.8;

Load_Current_phaseB_type1=30;
Load_Cosphi_phaseB_type1=0.8;

Load_Current_phaseC_type1=30;
Load_Cosphi_phaseC_type1=0.8;
% ------------------------------------------------------------------------
% Load Current/Cos(phi) for each load block
% ------------------------------------------------------------------------
Load_Current_phaseA_type2=30;
Load_Cosphi_phaseA_type2=0.8;

Load_Current_phaseB_type2=30;
Load_Cosphi_phaseB_type2=0.8;

Load_Current_phaseC_type2=30;
Load_Cosphi_phaseC_type2=0.8;
```

شکل پ-۲- کد مربوط به اطلاعات دریافتی برای مدل کردن بارها

با اجرای کد mfile مربوط به هرکدام از شبکه‌ها، این امکان فراهم می‌گردد که کاربر از شبکه مدل‌شده (با فرمت slx.) در محیط سیمولینک متلب استفاده نماید. ولتاژها و جریان‌های چند نقطه از شبکه قرائت‌شده، سپس مقادیر به rms تبدیل گشته و در scopeهای نرم‌افزار نمایش داده‌شده است. برای اجرای هر چه بهتر مدل شبکه بهتر است از نسخه‌های جدیدتر متلب نظیر R2021a استفاده شود. در فایل سیمولینک، اطلاعاتی نظیر اندازه و توالی‌های مثبت، منفی و صفر جریان‌ها و ولتاژهای ترانسفورماتور محاسبه‌شده است. یکی از مزایای استفاده از نرم‌افزار سیمولینک آن است که علاوه بر امکان مدل‌سازی دقیق المان‌های شبکه به‌دلخواه طراح، این امکان وجود دارد که با استفاده از مولتی‌مترهای نرم‌افزار عملاً هر پارامتری را به هر نحوی اندازه‌گیری نمود.

مراجع

[1]. Dave Evans, "The Internet of Things: How the Next Evolution of the Internet Is Changing Everything," Cisco IBSG, April 2011.
[2]. *Internet of Things (IoT) – Reference architecture*, ISO/IEC 30141, Aug., 2018.
[3]. Ying Bai, Practical Microcontroller Engineering with ARM Technology, John Wiley & Sons, 2016.
[4]. Klaus Schon, *High Impulse Voltage and Current Measurement Techniques: Fundamentals Measuring Instruments Measuring Methods*, Springer, 2013.
[5]. Krzysztof Iniewski, *Smart Sensors for Industrial Applications*, CRC Press, 2013.
[6]. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Rogowski_coil.png (Accessed 6/14/2021)
[7]. "STM32F405xx STM32F407xx Datasheet," STMicroelectronics, August 2020, Available on: https://www.st.com/resource/en/datasheet/dm00037051.pdf (Accessed 6/14/2021)
[8]. A.Al-Fuqaha, M.Guizani, M.Mohammadi, M.Aledhari, M.Ayyash, "Internet of Things: A Survey on Enabling Technologies, Protocols and Applications", IEEE Communications Surveys & Tutorials, vol. 17, pp. 2347-2376, 2015.
[9]. Z. Yang, Y. Peng, Y. Yue, ×. Wang, Y. Yang and W. Liu, "Study and application on the architecture and key technologies for IOT," in *Multimedia Technology (ICMT), International Conference On*, pp. 747-751, 2011.
[10]. S. G. Varghese, C. P. Kurian, V. George, A. John, V. Nayak, and A. Upadhyay, "Comparative study of zigBee topologies for IoT-based lighting automation," *IET Wireless Sensor Systems*, 2019.
[11]. https://www.elprocus.com/what-is-zigbee-technology-architecture-and-its-applications/
[12]. P. M. Linh An and T. Kim, "A study of the z-wave protocol: implementing your own smart home gateway," in Proc. ICCCS, Nagoya, 2018, pp. 411-415, 10.1109/CCOMS.2018.8463281.
[13]. Pie, Z.; Deng, Z.; Yang, B. Application-Oriented Wireless Sensor Network Communication Protocols and Hardware Platforms: A Survey. In Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology, Chengdu, China, 21–24 April 2008.
[14]. Lonzetta, A.; Cope, P.; Campbell, J.; Mohd, B. Security Vulnerabilities in Bluetooth Technology as used in IoT. J. Sens. Actuator Netw. 2018, 7, 28.
[15]. https://www.novelbits.io/basics-bluetooth-low-energy
[16]. https://www.link-labs.com/blog/future-of-wifi-802-11ah-802-11ad
[17]. R. S. Sinha, Y. Wei, and S.-H. Hwang, "A survey on LPWA technology: LoRa and NB-IoT," ICT Exp., vol. 3, no. 1, pp. 14–21, 2017.
[18]. LoRa Alliance Technical Marketing Workgroup, *technical overview of LoRa and LoRaWAN*, 2400 Camino Ramon, San Ramon, CA 94583, help@lora-alliance.org
[19]. Lavric, A.; Petrariu, A.I.; Popa, V. SigFox Communication Protocol: The New Era of IoT? In Proceedings of the 2019 International Conference on Sensing and

Instrumentation in IoT Era (ISSI), Lisbon, Portugal, 29–30 August 2019; pp. 1–4.
[20]. https://www.digi.com/blog/post/introducing-NB-IoT-technologies-for-cellular-iot
[21]. Zuberi, K. H. "Powerline carrier (plc) communication systems" *Stockholm, Royal Institute of Technolog*, 2003.
[22]. Paul Topfer, "Technology Review of Powerline Communications (PLC) Technologies and Their Use in Australia" , *The Department of Communications, Information Technology and the Arts* , 2003.
[23]. Lopez, G., Matanza, J., De La Vega, D., Castro, M., Arrinda, A., Moreno, J.I. and Sendin, A. "The role of power line communications in the smart grid revisited: Applications, challenges, and research initiatives", IEEE Access, pp.117346-117368, 2019
[24]. Z. Shelby, K. Hartke, C. Bormann and B. Frank, "Constrained application protocol (CoAP).draft-ietf-core-coap-18," The Internet Engineering Task Force–IETF, 2013.
[25]. C. Gordon R, D. Reynders, and E. Wright, "Practical modem SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems," Newnes, 2004.
[26]. Z. Cheah, "Testing and Exploring Vulnerabilities of the Applications Implementing IEC 60870-5104 Protocol," M.S, KTH University, Stockholm, Sweden, 2008.
[27]. F. Cleveland, W. Convenor, "IEC TC57 WG15: IEC 62351 Security Standards for the Power System Information Infrastructure, " Xanthus Consulting International, 2012.
[28]. IEC 60870-5-104, Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles, International Electrotechnical Commission, 2006.
[29]. "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," in IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995) , vol., no., pp.1-123, 7 March 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6166928.
[30]. "IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers," in IEEE Std C57.100-2011 (Revision of IEEE Std C57.100-1999) , vol., no., pp.1-37, 27 Jan. 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6143968.
[31]. "Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers," in IEC 60076-7:2005.
[32]. "Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers," in IEC 60076-2:1993.
[33]. "Electricity metering equipment - Particular requirements - Part 21: Static meters for AC active energy (classes 1 and 2)," in IEC 62053-21:2003.
[34]. "Electricity metering equipment - Particular requirements - Part 22: Static meters for AC active energy (classes 0,2S and 0,5S)" in IEC 62053-22:2003.
[35]. "Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 11: Electromechanical meters for active energy (classes 0,5, 1 and 2)," in IEC 62053-11:2003.

[36]. "Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)," in IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013 CSV Consolidated version.
[37]. "Electricity metering equipment (AC) - General requirements, tests and test conditions - Part 11: Metering equipment," in IEC 62052-11:2003.
[38]. "Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 61: Power consumption and voltage requirements," in IEC 62053-61:1998.
[39]. "IEEE Guide for the Application of Rogowski Coils Used for Protective Relaying Purposes," in IEEE Std C37.235-2007 , vol., no., pp.1-46, 22 Feb. 2008, doi: 10.1109/IEEESTD.2008.4457884.
[40]. "Instrument transformers - Part 8: Electronic current transformers," in IEC 60044-8:2002.

www.nri.ac.ir

تهران - شهرک قدس - انتهای بلوار شهید دادمان (پونک باختری) - صندوق پستی ۵۱۷-۱۴۶۶۵
تلفن : ۸۸۰۷۹۴۰۰ - فاکس : ۸۸۰۷۸۲۹۶

پژوهشگاه نیرو
Niroo Research Institute

تأمین تجهیزات و نرم‌افزارهای لازم و پیاده‌سازی و تست اولیه



کارفرما: پژوهشگاه نیرو به نمایندگی شرکت توانیر

واحد مجری: طرح اکتساب دانش فنی طراحی و پیاده‌سازی شبکه توزیع هوشمند، ریزشبکه (میکرو/نانو) و نیروگاه مجازی

دی ۱۴۰۰

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: مرحله سوم – تأمین تجهیزات و نرم‌افزارهای لازم و پیاده‌سازی و تست اولیه

کد گزارش-ویرایش: PSPPN20/T2/ویرایش ۲

عنوان پروژه: طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ MEMS در شبکه‌ی توزیع هوشمند

واحد مجری پروژه: طرح اکتساب دانش فنی طراحی و پیاده‌سازی شبکه توزیع هوشمند، ریزشبکه (میکرو/نانو) و نیروگاه مجازی

مدیر واحد مجری پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

مجری پروژه: آقای دکتر مجتبی گیلوانژاد

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

تهیه‌کننده: پژوهشگاه نیرو
تاریخ: ۱۴۰۰/۱۰/۲۹

پیشگفتار

تکامل شبکه‌های الکتریکی از انتقال برق یک‌طرفه متعارف به شبکه‌های جدید با طیف گسترده‌ای از مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان برق، به‌منظور ایجاد شبکه‌های هوشمند نیاز به توسعه و به‌کارگیری فناوری‌های اندازه‌گیری و ارتباطات پیشرفته و جدید دارد. جمع‌آوری اطلاعات بهره‌برداری از شبکه، گردآوری و ارسال داده با صرف هزینه‌ای معقول و کمترین دخالت مستقیم انسانی، از اهم اهداف سامانه‌های پایشی شبکه‌های توزیع هوشمند محسوب می‌شوند. در همین راستا پروژه با عنوان "طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ در شبکه توزیع هوشمند" تعریف‌شده است. در این پروژه قصد بر آن است تا از حسگرهای مغناطیسی که برای نصب نیازی به اعمال قطعی در شبکه ندارند و تنها با استفاده از میدان مغناطیسی اطراف خطوط اقدام به اندازه‌گیری پارامترهای بهره‌برداری از شبکه می‌کنند، برای پیاده‌سازی یک سامانه پایشی استفاده شود. پس از بررسی‌های انجام‌شده در مرحله اول پروژه، کویل روگوفسکی به‌عنوان حسگر مغناطیسی موردنظر و همچنین دو کاربرد پایش بارگذاری ترانسفورمرها و پایش خاموشی‌های شبکه به‌عنوان کاربردهای پایشی انتخاب شدند. گزارش مرحله سوم از این پروژه با عنوان "تأمین تجهیزات و نرم‌افزارهای لازم و پیاده‌سازی و تست اولیه" تهیه‌شده و شامل سه فصل به‌صورت زیر است:

فصل اول: کویل روگوفسکی

فصل دوم: سامانه‌ی اندازه‌گیری

فصل سوم: معرفی نرم‌افزار تحت وب

کارفرما: پژوهشگاه نیرو به نمایندگی شرکت توانیر

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

مجری دانشگاهی: دکتر رضا محمدی

تیم تحقیقاتی پروژه: مهندس نادر کاظمی، مهندس آرش صمدی و مهندس محمدرضا طاهری

ناظر پروژه: آقای مهندس ایرج رفیعی

فهرست مطالب

عنوان صفحه

پیشگفتار ..... ج
۱- کویل روگوفسکی ۲
۱- ۱- مقدمه ۲
۱- ۲- معادلات ۳
۱- ۳- ساختار و مشخصات ۶
۲- بخش سخت‌افزاری سامانه‌ی اندازه‌گیری ۹
۲- ۱- مقدمه ۹
۲- ۲- ویژگی‌ها و امکانات ۹
۲- ۲- ۱- اندازه‌گیری ۱۰
۲- ۲- ۲- واسط‌های ارتباطی ۱۰
۲- ۲- ۳- ویژگی‌های پردازشی و میکروکنترلر سامانه ۱۱
۲- ۲- ۴- ماژول‌ها و مدارهای مورداستفاده ۱۲
۲- ۲- ۵- قابلیت‌های تکمیلی ۱۳
۲- ۲- ۶- نمایشگر، منوها و صفحه‌کلید دستگاه ۱۴
۲- ۲- ۷- پارامترهای ارسالی به سرور راه دور ۱۷
۲- ۳- زیرسیستم‌های مورداستفاده در مدارهای واسط اندازه‌گیری ۲۱
۲- ۳- ۱- دنبال‌کننده‌های ولتاژ و تقویت‌کننده‌های عملیاتی ۲۱
۲- ۳- ۲- ایزولاسیون الکتریکی ۲۳
۲- ۳- ۳- فیلترهای پایین‌گذر ۲۸
۲- ۴- پروتکل‌های ارتباطی درون‌سیستمی ۳۴
۲- ۴- ۱- ارتباط UART ۳۴
۲- ۴- ۲- ارتباط I2C ۳۸
۲- ۵- پروتکل‌های ارتباطی برون‌سیستمی ۴۳
۲- ۵- ۱- ارتباط بی‌سیم GPRS با شبکه‌ی دسترسی ۴۴
۲- ۵- ۲- ارتباط RS485 ..... ۵۰
۲- ۶- المان‌های اصلی سخت‌افزار ۵۳
۲- ۶- ۱- میکروکنترلر STM32F407ZGT6 ..... ۵۳

۲- ۶- ۲- ماژول مخابراتی SIM800C ۵۵
۲- ۶- ۳- تقویت‌کننده‌ی عملیاتی LM324N ۵۸
۲- ۶- ۴- ترانسفورماتور ولتاژ مینیاتوری ZMPT101b ۶۰
۲- ۶- ۵- سنسور دما و رطوبت SHTC3 ..... ۶۴
۲- ۶- ۶- صفحه‌کلید ماتریسی ۳*۴ و نمایشگر LCD کاراکتری ۱۶*۲ ..... ۶۷
۲- ۶- ۷- ماژول DC-DC کاهنده‌ی ولتاژ LM2596 ..... ۷۲
۲- ۷- طراحی بخش سخت‌افزاری سامانه اندازه‌گیری ۷۵
۲- ۸- برنامه‌ی ریزپردازنده ۸۱
۲- ۹- تست سامانه ۸۲
۳- معرفی نرم‌افزار تحت وب ۸۶
۳- ۱- مقدمه ۸۶
۳- ۲- صفحه ورود ۸۶
۳- ۳- پنل مدیریت ۸۷
۳- ۳- ۱- داشبورد ۸۷
۳- ۳- ۲- مدیریت پروژه‌ها ۸۷
۳- ۳- ۳- مدیریت کاربران ۹۰
۳- ۳- ۴- تنظیمات ۹۱
۳- ۴- پنل کاربری ۹۲
۳- ۴- ۱- آخرین داده دستگاه ۹۳
۳- ۴- ۲- اطلاعات دستگاه ۱۰۱
۳- ۴- ۳- داده‌های دستگاه ۱۰۲
۳- ۴- ۴- نمودار ۱۰۳
۳- ۴- ۵- دانلود داده‌ها ۱۰۴
۳- ۴- ۶- اخطارهای دستگاه ۱۰۵
۳- ۴- ۷- منوی تنظیم هشدارها ۱۰۶
نتیجه‌گیری ۱۰۷
پیوست‌ها ۱۰۸
مراجع ۱۰۹

فهرست جداول

عنوان صفحه

جدول ۲-۱– ویژگی‌های پردازشی سامانه‌ی طراحی‌شده ۱۲
جدول ۲-۲– ویژگی‌های واحدهای ADC سامانه‌ی طراحی‌شده ۱۲
جدول ۲-۳– پارامترهای ارسالی به سرور ۱۸
جدول ۲-۴– ویژگی‌های ماژول SIM800C ۵۷
جدول ۲-۵– مشخصات فنی آپ‌امپ LM324N ۶۰
جدول ۲-۶– مشخصات فنی ZMPT101b ۶۳
جدول ۲-۷– پایه‌های سنسور SHTC3 ..... ۶۵
جدول ۲-۸– مشخصات فنی حس‌گر SHTC3 ..... ۶۷
جدول ۲-۹– مشخصات فنی LM2596 ..... ۷۴
جدول ۲-۱۰– نتایج تست اندازه‌گیری جریان‌ها ۸۲
جدول ۲-۱۱– نتایج تست اندازه‌گیری ولتاژها ۸۳
جدول ۳-۱– اصلاحات پارامتر $\Delta\theta_{or}$ بسته به محیطی که ترانسفورمر در آن نصب‌شده به استناد استاندارد IEC60076-7 [۳۱] ۹۹

فهرست اشکال

عنوان صفحه

شکل ۱–۱- طرح سیم‌پیچ روگوفسکی ([۲]) ۲
شکل ۱–۲- خط حامل جریان ۱ و حلقه ۲ در کنار آن [۱] ۳
شکل ۱–۳- خط حامل جریان و سیم‌پیچ در کنار آن [۱] ۴
شکل ۱–۴- پیچه‌ی روگوفسکی (برگرفته از [۳]، با تغییرات) ۵
شکل ۱–۵- سیم‌پیچ روگوفسکی ساخته‌شده قبل از روکش‌کاری ۷
شکل ۱–۶- سیم‌پیچ روگوفسکی ساخته‌شده پس از روکش‌کاری ۷
شکل ۲–۱- بلوک دیاگرام سخت‌افزار سامانه‌ی اندازه‌گیری ۹
شکل ۲–۲- ورودی‌های ولتاژها و کویل‌های روگوفسکی ۱۱
شکل ۲–۳- نمایی از سخت‌افزار سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده ۱۳
شکل ۲–۴- منوهای Online و Info ۱۴
شکل ۲–۵- نمایش دما و رطوبت بر روی نمایشگر سامانه ۱۶
شکل ۲–۶- نمایش زمان و تاریخ بر روی نمایشگر سامانه ۱۶
شکل ۲–۷- کلیدهای اصلی در صفحه‌کلید دستگاه ۱۷
شکل ۲–۸- اطلاعات ارسالی از طریق درگاه RS485 ..... ۱۷
شکل ۲–۹- زیرسیستم‌های مدارهای واسط اندازه‌گیری ۲۱
شکل ۲–۱۰- تقویت‌کننده‌ی غیر وارونگر ۲۱
شکل ۲–۱۱- مدار دنبال‌کننده‌ی ولتاژ غیر معکوس‌کننده ۲۲
شکل ۲–۱۲- ایزولاسیون الکتریکی و ایجاد ایمنی ([۲۵]) ۲۳
شکل ۲–۱۳- مدار مبتنی بر ایزولاسیون نوری ۲۴
شکل ۲–۱۴- دو نمونه سنسور اثر هال ([۲۶]) ۲۵
شکل ۲–۱۵- ایزولاسیون بر مبنای رله ([۱۶]) ۲۶
شکل ۲–۱۶- ایزولاسیون بر مبنای خازن ([۲۷]) ۲۷
شکل ۲–۱۷- ایزولاسیون بر مبنای ترانسفورماتور ([۲۸]) ۲۸
شکل ۲–۱۸- مدار فیلتر پایین‌گذر پسیو مرتبه اول ۲۹
شکل ۲–۱۹- نمودار بُد فیلتر پایین‌گذر پسیو مرتبه اول ۲۹
شکل ۲–۲۰- مدار فیلتر پایین‌گذر پسیو مرتبه دوم ۳۰
شکل ۲–۲۱- نمودار بُد یک فیلتر پایین‌گذر پسیو مرتبه دوم ۳۱
شکل ۲–۲۲-مدار فیلتر پایین‌گذر اکتیو مرتبه اول ۳۲

شکل ۲–۲۳–مدار فیلتر پایین‌گذر اکتیو با تقویت‌کنندگی ۳۳
شکل ۲–۲۴– مدار فیلتر پایین‌گذر اکتیو مرتبه دو ۳۳
شکل ۲–۲۵– پروتکل‌های ارتباطی درون‌سیستمی مورداستفاده در سامانه‌ی اندازه‌گیری ۳۴
شکل ۲–۲۶– یک ارتباط موازی ([۱۸]) ۳۵
شکل ۲–۲۷– یک ارتباط سریال ([۱۸]) ۳۵
شکل ۲–۲۸– نمایی از دو UART گیرنده و فرستنده ([۱۸]) ۳۶
شکل ۲–۲۹– فریم سریال UART ([۱۸]) ۳۷
شکل ۲–۳۰– زمان‌بندی ارسال فریم داده در UART ۳۸
شکل ۲–۳۱– ارتباط تراشه‌ها از طریق پروتکل I2C ۳۹
شکل ۲–۳۲– حالت چند Master و Slave برای I2C ۴۰
شکل ۲–۳۳– زیربخش‌های سخت‌افزاری ارتباط I2C ۴۰
شکل ۲–۳۴– فریم‌های آدرس و داده در آغاز ارتباط I2C ۴۱
شکل ۲–۳۵– تعریض کلاک در I2C ۴۳
شکل ۲–۳۶– ارتباطات برون‌سیستمی مورداستفاده در سامانه‌ی اندازه‌گیری ۴۴
شکل ۲–۳۷– نمای کلی از شبکه و تبادل داده در ارتباط GPRS ۴۴
شکل ۲–۳۸– زیربخش‌های اصلی در ارتباط GPRS ۴۶
شکل ۲–۳۹– جزئیات بیشتر از اجزای شبکه در ارتباط GPRS ۴۸
شکل ۲–۴۰– پایه‌های تراشه‌ی MAX485 ([۲۴]) ۵۰
شکل ۲–۴۱– روش انتقال داده روی خطوط RS485 ..... ۵۰
شکل ۲–۴۲– مدار و خطوط ارتباطی RS485 ..... ۵۲
شکل ۲–۴۳– تراشه‌های میکروکنترلر سری STM32F07xx ۵۴
شکل ۲–۴۴– ویژگی‌های میکروکنترلرهای سری STM32F07xx ۵۵
شکل ۲–۴۵– ماژول مخابراتی SIM800C ۵۶
شکل ۲–۴۷– مدار داخلی تقویت‌کننده‌ها ([۷]) ۵۹
شکل ۲–۴۸– ترانسفورماتور مینیاتوری ZMPT101B ۶۱
شکل ۲–۴۹– مدار پایه برای ترانسفورماتور ZMPT101B ۶۲
شکل ۲–۵۰– سنسور SHTC3 ([۶]) ۶۴
شکل ۲–۵۱– ماژول مبتنی بر سنسور SHTC3 مورد استفاده در مدار ([۶]) ۶۵
شکل ۲–۵۲– نمایی از مدار مورداستفاده برای حس‌گر SHTC3 ([۶]) ۶۶
شکل ۲–۵۳– مشخصات الکتریکی SHTC3 ([۶]) ۶۶
شکل ۲–۵۴– صفحه‌کلید ماتریسی ۴×۳ ..... ۶۸

شکل ۲–۵۵- داخل صفحه‌کلید ماتریسی ۴×۴ ..... ۶۸
شکل ۲–۵۶- پایه‌های صفحه‌کلید ماتریسی ۶۹
شکل ۲–۵۷- اتصال سطرها و ستون‌های صفحه‌کلید توسط کلیدها ۶۹
شکل ۲–۵۸- LCD کاراکتری ۱۶×۲ ..... ۷۱
شکل ۲–۵۹- پایه‌های LCD کاراکتری ۷۱
شکل ۲–۶۰- عملکرد پایه‌های LCD کاراکتری ۷۱
شکل ۲–۶۱- ماژول LM2596 ..... ۷۳
شکل ۲–۶۲- ساختار داخلی و مدار مرتبط با LM2596 ([۸]) ۷۳
شکل ۲–۶۳- شماتیک سخت‌افزار طراحی‌شده برای سامانه اندازه‌گیری ۷۶
شکل ۲–۶۴-شماتیک سخت‌افزاری بخش مدارهای واسط اندازه‌گیری ولتاژ، اندازه‌گیری جریان و تغذیه ۷۷
شکل ۲–۶۵- شماتیک سخت‌افزاری بخش فیلترهای پایین‌گذر، برد میکروکنترلر STM32F407 ..... ۷۸
شکل ۲–۶۶- شماتیک سخت‌افزاری بخش ماژول‌های SIM800، SHTC3 و MAX485 ..... ۷۹
شکل ۲–۶۷-شماتیک سخت‌افزاری بخش LCD کاراکتری و صفحه‌کلید ماتریسی ۸۰
شکل ۲–۶۸-عملیات نرم‌افزاری برنامه‌ریزی شده در داخل ریزپردازنده ۸۱
شکل ۲–۶۹- تست اندازه‌گیری جریان ۸۳
شکل ۲–۷۰- تست اندازه‌گیری ولتاژ ۸۴
شکل ۳–۱- صفحه ورود به نرم‌افزار تحت وب ۸۶
شکل ۳–۲- صفحه داشبورد در پنل مدیریت ۸۷
شکل ۳–۳- صفحه افزودن پروژه در پنل مدیریت ۸۸
شکل ۳–۴- صفحه لیست پروژه‌ها در پنل مدیریت ۸۸
شکل ۳–۵- صفحه دستگاه‌ها در پنل مدیریت ۸۹
شکل ۳–۶- صفحه افزودن دستگاه در پنل مدیریت ۸۹
شکل ۳–۷- صفحه دستگاه‌ها پس از تعریف دستگاه برای پروژه ۸۹
شکل ۳–۸- صفحه ویرایش دستگاه و کلید api ۹۰
شکل ۳–۹- صفحه افزودن کاربر جدید ۹۰
شکل ۳–۱۰- دسترسی هر کاربر به یک یا چند پروژه ۹۱
شکل ۳–۱۱- پیغام اخطار برای حذف هر پارامتر ۹۱
شکل ۳–۱۲- صفحه داشبورد در پنل کاربری ۹۲
شکل ۳–۱۳- صفحه دستگاه‌ها در قسمت پروژه پنل کاربری ۹۲
شکل ۳–۱۴- نمای ظاهری صفحه یک دستگاه ۹۳
شکل ۳–۱۵- آیکون آخرین داده دستگاه ۹۳

شکل ۳–۱۶- مقادیر آخرین داده دستگاه ۹۳
شکل ۳–۱۷- صفحه M-Outage ۹۷
شکل ۳–۱۸- صفحه M-Trans ۹۸
شکل ۳–۱۹- تشریح بلوک دیاگرامی مدل دیفرانسیلی استاندارد IEC [۳۱] ۹۸
شکل ۳–۲۰- آیکون اطلاعات دستگاه ۱۰۱
شکل ۳–۲۱- صفحه اطلاعات دستگاه در پنل کاربری ۱۰۲
شکل ۳–۲۲- آیکون داده‌های دستگاه ۱۰۲
شکل ۳–۲۳- صفحه رکوردهای دستگاه ۱۰۳
شکل ۳–۲۴- آیکون نمودار ۱۰۳
شکل ۳–۲۵- صفحه نمودار در پنل کاربری ۱۰۳
شکل ۳–۲۶- نمودار رسم‌شده پارامترها و امکانات آن ۱۰۴
شکل ۳–۲۷- آیکون دانلود داده‌ها ۱۰۴
شکل ۳–۲۸- صفحه خروجی csv یا دانلود داده در پنل کاربری ۱۰۵
شکل ۳–۲۹- آیکون اخطارهای دستگاه ۱۰۵
شکل ۳–۳۰- صفحه اخطارهای دستگاه در پنل کاربری ۱۰۵
شکل ۳–۳۱- صفحه لیست هشدارها در پنل کاربری ۱۰۶
شکل ۳–۳۲- صفحه افزودن هشدار در پنل کاربری ۱۰۶

فصل اول:

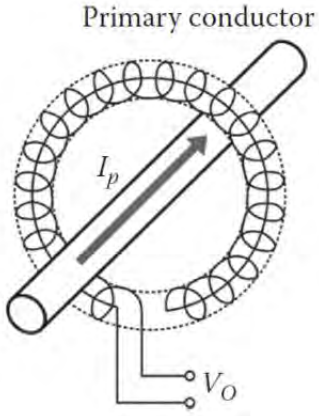
کویل روگوفسکی

۱- کویل روگوفسکی

۱- ۱- مقدمه

حسگر جریان موردنظر در این پروژه سیم‌پیچ روگوفسکی[1] است. سیم‌پیچ روگوفسکی یک سیم‌پیچ حلقوی بدون هسته‌ی مغناطیسی است. پیشرفت‌های مداوم در توسعه‌ی سیم‌پیچ‌های روگوفسکی، کاربرد آن‌ها را در چندین حوزه‌ی اندازه‌گیری در سیستم قدرت و فیزیک پالس امکان‌پذیر کرده است. سیم‌پیچ‌های روگوفسکی با بدنه‌ی قابل‌انعطاف که به آسانی باز می‌شود، بسیار کاربردی هستند زیرا می‌توان آن‌ها را به‌راحتی در اطراف هادی قرار داد. خطای اندازه‌گیری در این نوع حدود ٪۱ است.

سیم‌پیچ‌های روگوفسکی اساساً مطابق CT ساخته می‌شوند اما از هیچ ماده‌ی فرومغناطیسی به‌عنوان هسته استفاده نمی‌شود و درنتیجه، دچار اشباع نشده و خطی هستند. درواقع یکی از تفاوت‌های بین سیم‌پیچ‌های اندازه‌گیری جریان با و بدون هسته‌ی مغناطیسی، تأثیر آن‌ها بر مقدار ضریب القای متقابل (M) است. در اجرای عملی یک سیم‌پیچ روگوفسکی، ساده‌ترین طراحی یک حلقه‌ی سیم‌پیچی‌شده مطابق شکل ۱–۱ است که در اطراف هادی حامل جریان قرارگرفته است. از ویژگی‌های مهم چنین ساختاری این است که انتهای سیم استفاده‌شده برای سیم‌پیچ از طریق محور مرکزی حلقه به ابتدا برگردانده می‌شود یا به عبارتی یک سر سیم از جهت چرخش سیم‌پیچ در جهت مخالف انتهای سیم‌پیچ دیگر هدایت می‌شود تا اثر تداخل میدان‌های مغناطیسی خارجی کاهش یابد. اگر طرح سیم‌پیچ روگوفسکی، این حلقه‌ی بازگشت را نداشته باشد، حس‌گر می‌تواند به میدان‌های مغناطیسی عمود بر صفحه‌ی سیم‌پیچ حساس باشد.



شکل ۱–۱- طرح سیم‌پیچ روگوفسکی ([۲])

[1] Rogowski Coil

تعیین‌کننده‌ی دقت و صحت کلی یک سیم‌پیچ روگوفسکی، نظم و استحکام سیم‌پیچ است. یک سیم‌پیچ روگوفسکی که با دقت بسیار زیاد روی یک هسته‌ی حلقه‌ای پایدار (غیرمغناطیسی) پیچیده می‌شود، فقط کمی وابستگی به موقعیت هادی حامل جریان در پنجره‌ی سیم‌پیچ یا قسمت خارج از حلقه‌ی سیم برگشت را نشان می‌دهد.

۱- ۲- معادلات

سیم‌پیچ روگوفسکی متناسب با شدت‌جریان خطی که از میان آن عبور می‌کند، ولتاژ در دو سر خود ایجاد می‌نماید. تناسب یادشده از نوع دیفرانسیلی است و ضریب تناسب، بستگی به ساختار سیم‌پیچ دارد. یک خط جریان را که یک حلقه در کنار آن قرار دارد، مانند شکل ۱–۲ درنظر بگیرید. بر اساس قانون آمپر، رابطه‌ی ۱–۱ بین شدت میدان مغناطیسی H و جریان $\boldsymbol{i}$ گذرنده از خط 1 در یک مسیر اطراف سیم برقرار است:

$$\oint H.ds = \boldsymbol{i} \qquad ۱–۱$$

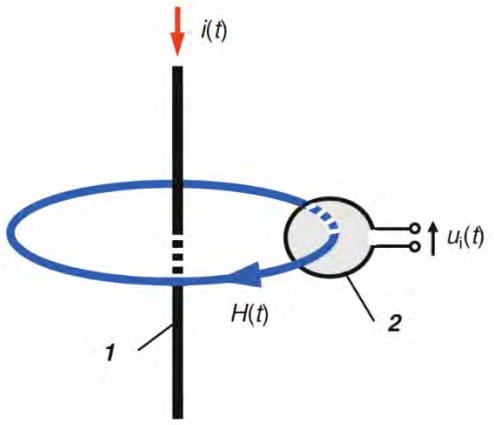
برای یک مسیر دایره‌ای در شعاع R اطراف سیم، مانند آنچه در شکل ۱–۲ نشان داده‌شده، رابطه ۱–۲ حاصل می‌شود:

$$H(R) = \frac{\boldsymbol{i}}{2\pi R} \qquad ۱–۲$$

بر اساس قوانین مغناطیسی، با درنظر گرفتن سطح A برای حلقه‌ی 2 که در شکل ۱–۲ نشان داده‌شده، مقدار شار مغناطیسی Φ به‌صورت رابطه ۱–۳ خواهد بود که در آن B چگالی شار مغناطیسی است:

$$\phi = \int B.dA = AB = \mu AH \qquad ۱–۳$$

ضریب μ در رابطه ۱–3 تراوایی مغناطیسی و وابسته به محیط عبور میدان مغناطیسی است که برابر $\mu_r\mu_0$ است. در این معادله μ_0 ثابت تراوایی مغناطیسی خلأ و برابر $4\pi \times 10^{-7}\,\frac{H}{m}$ است و μ_r عدد تراوایی مغناطیسی یا همان تراوایی مغناطیسی نسبی است که برای هوا و همه‌ی مواد غیرمغناطیسی دیگر برابر ۱ است. بنابراین درصورتی‌که محیط هدایت میدان مغناطیسی، ماده‌ی غیرمغناطیسی باشد، μ برابر μ_0 خواهد بود.



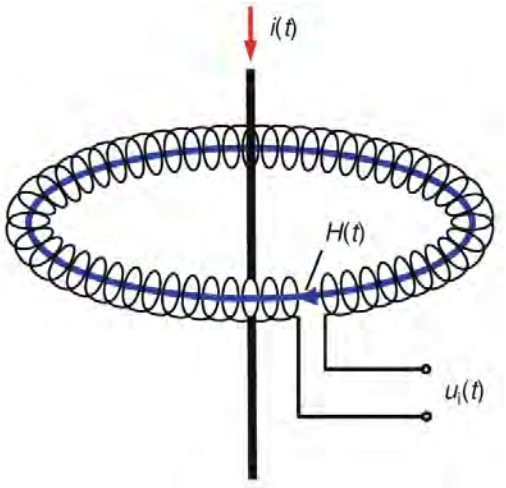
شکل ۱–۲- خط حامل جریان ۱ و حلقه ۲ در کنار آن [۱]

درصورتی‌که جریان متغیر بازمان $i(t)$ از سیم 1 در شکل ۱–۲ عبور کند، میدان مغناطیسی متغیر بازمان $H(t)$ و شار مغناطیسی متغیر بازمان $\varphi(t)$ را ایجاد خواهد کرد. بر اساس قانون القای مغناطیسی، مقدار ولتاژ القایی $u_i(t)$ در دو سر حلقه‌ی 2 در این شرایط به‌صورت رابطه ۱–۴ است:

$$u_i(t) = -\frac{d\phi(t)}{dt} \qquad ۱–۴$$

درصورتی‌که به‌جای حلقه، یک سیم‌پیچ با N دور در اطراف رسانای حامل جریان مانند شکل ۱–۳ قرار داده شود، مقدار ولتاژ القایی $u_i(t)$ در دو سر آن به‌صورت رابطه ۱–۵ خواهد بود:

$$u_i(t) = -N\frac{d\phi(t)}{dt} \qquad ۱–۵$$



شکل ۱–۳- خط حامل جریان و سیم‌پیچ در کنار آن [۱]

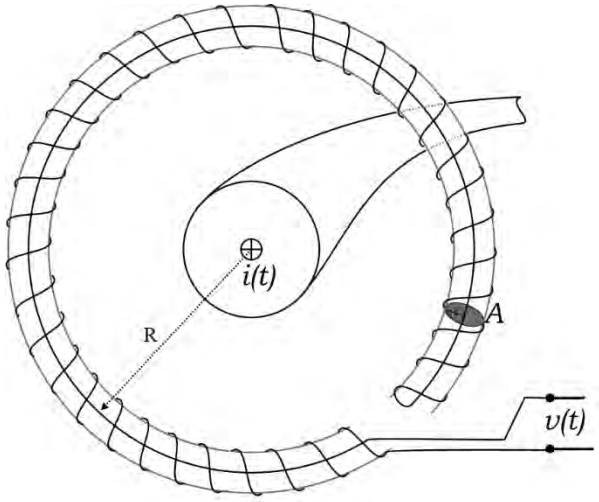
بنابراین معادله‌ی حاکم بر پیچه‌ی روگوفسکی با درنظر گرفتن شکل ۱–۴ به‌صورت رابطه ۱–۶ است:

$$v(t) = -M\frac{d\boldsymbol{i}(t)}{dt} \qquad ۱–۶$$

که $\boldsymbol{i}(t)$ جریان خط، $v(t)$ ولتاژ القایی در دو سر پیچه‌ی روگوفسکی و M ضریب ثابت (ضریب القای متقابل) است و بستگی به ساختار پیچه دارد.

میزان ولتاژ القایی نسبت به جریان خط با استفاده از پارامتر حساسیت[1] پیچه برحسب mV/kA در مرجع فرکانسی مشخص (معمولاً ۵۰ هرتز) جریان خط تعیین می‌گردد و عموماً مقداری بین ۴۰ تا ۱۲۰ دارد که در این میان ۱۰۰mV/kA بیشتر مورداستفاده قرار می‌گیرد.

[1] Sensitivity



شکل ۱–۴- پیچه‌ی روگوفسکی (برگرفته از [۳]، با تغییرات)

برای یک جریان با فرکانس ۵۰Hz، رابطه ۱–۷ حاکم است:

۱–۷

$$\boldsymbol{i}(t) = I_m \cos(100\pi t + \theta_i) \overset{(۱-۶)}{\Longrightarrow}$$
$$v(t) = (100\pi M) \times I_m \cos(100\pi t + \theta_v)$$

که $100\pi M$ حساسیت پیچه برحسب V/A (در صورت استفاده از واحدهای SI) در مرجع ۵۰ هرتز است.

بنا بر آنچه در رابطه ۱–۴ تا ۱–۷ مشخص گردید، پارامتر M برحسب مشخصات فیزیکی پیچه‌ی روگوفسکی که در شکل ۱–۴ نشان داده‌شده، به‌صورت رابطه ۱–۸ است:

$$M = \frac{A\,N\,\mu_0}{l} \qquad ۱–۸$$

که N تعداد دور سیم‌پیچی، $A = \pi r^2$ سطح مقطع سیم‌پیچی، $l = 2\pi R$ طول سیم‌پیچی و $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ ثابت تراوایی مغناطیسی خلأ (در واحد SI) است.

برای به دست آوردن سیگنال خروجی متناسب با جریان اندازه‌گیری‌شده، انتگرال ولتاژ خروجی سیم‌پیچ موردنیاز است. در میان روش‌های ممکن برای اجرای این طرح، معمولاً انتگرال‌گیرهای الکترونیکی استفاده می‌شود. امپدانس ورودی زیاد انتگرال‌گیرهای متصل به‌عنوان بار به سیم‌پیچ‌های روگوفسکی نشان می‌دهد که این نوع مبدل‌ها در مقایسه با CT، امپدانس بسیار کمی دارند. بنا بر آنچه در رابطه ۱–۶ مشخص گردید، جهت انتگرال‌گیری می‌توان از رابطه ۱–۹ بهره گرفت:

$$\boldsymbol{i}(t) = -\frac{1}{M}\int_{-\infty}^{t} v(t)dt \qquad ۱–۹$$

انتگرال ولتاژ القایی v(t) طبق رابطه ۱–۹ بیشتر با مدارهای غیرفعال یا فعال انجام می‌شود. با استفاده از مدارهای انتگرال‌گیر الکترونیکی، به دلیل تقویت زیاد، حتی می‌توان جریان‌های لحظه‌ای با مؤلفه‌ی فرکانسی ۱ هرتز و کمتر را

اندازه‌گیری کرد. مدارهای انتگرال‌گیر غیرفعال یا الکترونیکی اجزای یک سیستم اندازه‌گیری کامل هستند. مدارهای انتگرال‌گیر فعال متشکل از تقویت‌کننده‌های عملیاتی کم‌وبیش دقیق و جزئی با فیدبک خازنی هستند که بسته به تقویت، فرکانس‌های محدودکننده‌ی پایین‌تر تا مقدار قابل‌توجهی زیر ۱ هرتز دارند. گاهی مواقع در عمل انتگرال‌گیری، ولتاژ خروجی سیم‌پیچ با استفاده از روش‌های عددی محاسبه می‌شود.

روش‌های انتگرال‌گیری عددی به‌ندرت اعمال می‌شوند اگرچه دارای یک سری مزایا هستند. بدین‌وسیله، ولتاژ خروجی القایی u_i سیم‌پیچ روگوفسکی با یک ثبت‌کننده‌ی دیجیتال ثبت می‌شود و بنابراین به‌عنوان مجموعه داده برای انتگرال گیری عددی در دسترس است. با توجه به این واقعیت که انتگرال‌گیر الکترونیکی آنالوگ قابل‌حذف است، انتگرال‌گیری عددی نشان‌دهنده‌ی یک گزینه‌ی کم‌هزینه است که ممکن است نتایج دقیق‌تری نیز ارائه دهد. در انتگرال‌گیری عددی نیاز به استفاده از ثبت‌کننده‌ی دیجیتال و رایانه‌ی شخصی است، اما این موارد هزینه‌ی اضافه‌ای را نسبت به حالت استفاده از یک انتگرال‌گیر آنالوگ تحمیل نمی‌کنند، چرا که حتی اگر از انتگرال‌گیر آنالوگ استفاده شود، معمولاً برای ثبت بعدی سیگنال و پردازش اطلاعات بیشتر، ثبت‌کننده و رایانه باز هم موردنیاز خواهند بود.

با در نظر گرفتن معادلات و مواردی که در این بخش اشاره گردید، در این پروژه محاسبات لازم و انتگرال‌گیری به‌صورت مناسب در فرآیندهای پردازشی برنامه‌ی پردازنده‌ی سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده انجام می‌گردد.

۱- ۳- ساختار و مشخصات

در فرآیند ساخت سیم‌پیچ‌های روگوفسکی در این پروژه، سیم لاکی مناسب به‌عنوان سیم‌پیچی بر لوله‌ی غیرمغناطیسی انعطاف‌پذیر با استحکام بالا به تعداد دور لازم پیچیده شده است. در انجام این کار، سطح مقطع همه‌ی دورهای سیم‌پیچی یکسان است. ادامه‌ی سیم‌پیچی با کمک مواد احاطه‌کننده‌ی عایق، به‌صورت مناسب از مرکز پیچه به‌صورت برگشتی عبور کرده است. عایقی مناسب نیز در لایه‌ی بیرونی مجموعه، پیچیده شده تا از سیم‌پیچی محافظت کند. به دلیل استفاده از هسته‌ی غیرمغناطیسی، اشباع مغناطیسی وجود ندارد و جریان‌های زیاد قابل‌اندازه‌گیری هستند. در سیم‌پیچ‌های روگوفسکی ساخته‌شده، علاوه بر رعایت و درنظرگرفتن موارد یادشده، از کابل شیلددار جهت اتصال پیچه به سامانه استفاده‌شده است تا نویزپذیری از ناحیه‌ی کابل کاهش یابد. از گیره‌های عایق مناسب جهت باز و بسته کردن سمت آزاد پیچه استفاده شده تا به‌آسانی بتوان با باز کردن حلقه‌ی پیچه، آن را به دور کابل برق موردنظر قرار داد و سپس دوباره حلقه را جهت اندازه‌گیری بست. در این پروژه جهت طراحی، قطر هر حلقه‌ی سیم‌پیچی برابر ۱/۲ سانتی‌متر و قطر سیم‌پیچ حدود ۱۳ سانتی‌متر است و با تعداد دور مناسب سیم‌پیچی باسیم‌های لاکی ۰/۴۵ میلی‌متر، ولتاژ القایی پیچه یا به عبارتی حساسیت آن به ۸۰ میلی‌ولت بر کیلوآمپر رسیده است.

شکل ۱–۵ و شکل ۱–۶ یکی از کویل‌های روگوفسکی ساخته‌شده را به ترتیب قبل و بعد از روکش‌کاری نشان می‌دهند.



شکل ۱–۵- سیم‌پیچ روگوفسکی ساخته‌شده قبل از روکش‌کاری



شکل ۱–۶- سیم‌پیچ روگوفسکی ساخته‌شده پس از روکش‌کاری

بر اساس معادلات الکترومغناطیس، تا زمانی که کویل روگوفسکی بسته (یا نزدیک به بسته‌ی کامل) است، طول کویل و میانگین فاصله هادی عبوری از پنجره‌ی پیچه مهم است و در عمل تغییر شکل کویل تأثیر بسیار کم (در حدود ۱٪) بر مقدار اندازه‌گیری می‌گذارد.

جهت تست کویل‌های ساخته‌شده، جریان‌های چند مصرف‌کننده‌ی پرتوان به‌صورت هم‌زمان از یک کابل که کویل به دور آن قرار داشت، عبور داده شد و ولتاژ کویل پس از عبور از یک مدار تقویت‌کننده، بر روی اسیلوسکوپ مشاهده گردید. جهت افزایش جریان در آزمون‌های بعدی، کابل یادشده چند مرتبه به یک جهت از داخل پیچه عبور داده شد تا جریان برآیند موردِاندازه‌گیری، چند برابر شود.

فصل دوم:

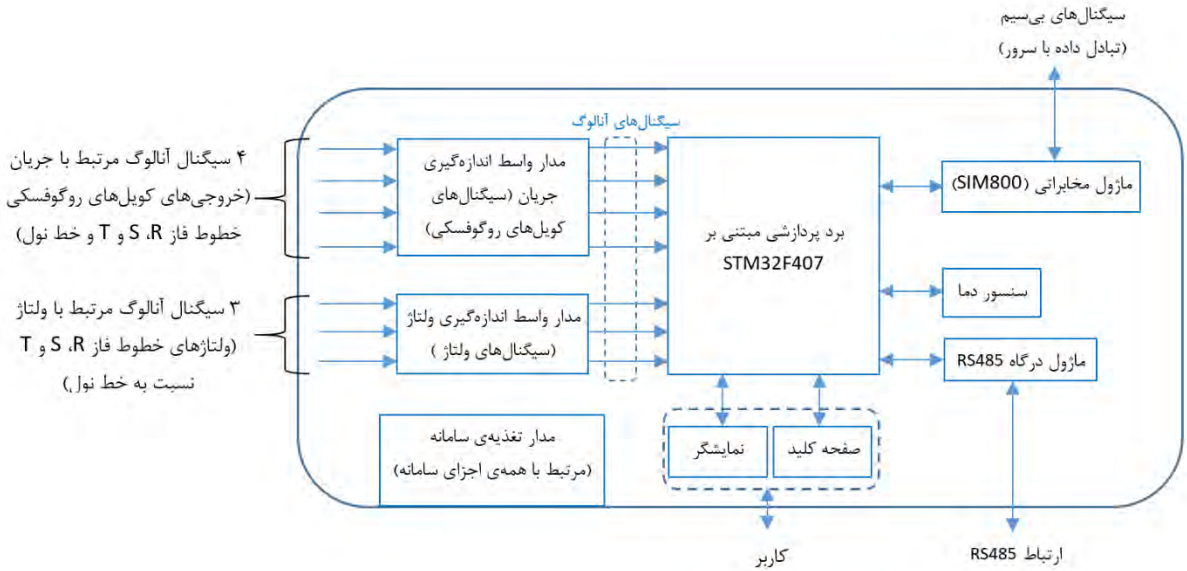
بخش سخت‌افزاری سامانه‌ی اندازه‌گیری

۲- بخش سخت‌افزاری سامانه‌ی اندازه‌گیری

۲- ۱- مقدمه

سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، ویژگی‌ها و داده‌های لازم ولتاژها و جریان‌های فیدر اصلی فشار ضعیف پست توزیع را استخراج کرده و پس از انجام محاسبات لازم، اطلاعات به‌دست‌آمده را از راه‌های مختلف در اختیار کاربران قرار می‌دهد. این سامانه، عملیات اصلی یک Power Analyzer را پوشش می‌دهد. این سامانه مبتنی بر کویل روگوفسکی جهت اندازه‌گیری جریان است و علاوه بر ثبت داده‌های اندازه‌گیری‌شده و نمایش به‌هنگام اطلاعات در محل، مبتنی بر اینترنت اشیا بوده و داده‌های مرتبط با پست توزیع موردنظر را از طریق بستر اینترنت در اختیار سرورِ راه دور موردنظر قرار می‌دهد.

شکل ۲–۱ بلوک دیاگرام کلی سخت‌افزار سامانه‌ی اندازه‌گیری را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱- بلوک دیاگرام سخت‌افزار سامانه‌ی اندازه‌گیری

نرم‌افزار بخش پردازشی سامانه (STM32F407)، تعیین‌کننده‌ی مجموعه عملیات آن است. در ادامه ابتدا ویژگی‌ها و امکانات سامانه‌ی اندازه‌گیری، بیان شده و سپس به زیربخش‌های سخت‌افزاری آن پرداخته می‌شود.

۲- ۲- ویژگی‌ها و امکانات

سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده بر اساس سخت‌افزار و برنامه‌ی میکروکنترلر خود، امکانات مختلفی را در اختیار قرار می‌دهد. در این قسمت، به بیان ویژگی‌ها و امکانات این سامانه پرداخته می‌شود.

۲- ۲- ۱- اندازه‌گیری

سامانه‌ی ساخته‌شده، ولتاژهای فیدر اصلی در سمت فشار ضعیف (خروجی ترانس) شامل فازهای R، S و T نسبت به نول و جریان‌های فیدر اصلی در سمت فشار ضعیف (خروجی ترانس) شامل فازهای R، S و T و نول را به‌طور پیوسته نمونه‌برداری می‌نماید که به معنای اندازه‌گیری و نظارت بر ۷ کانال ورودی است. ویژگی‌های محاسباتی برای هر کانال شامل هارمونیک اصلی و هارمونیک‌های ۲ تا ۱۹ است و اطلاعات به‌دست‌آمده شامل مقادیر توان‌های اکتیو و راکتیو و ظاهری، ضریب توان، فرکانس، THDهای ولتاژ و جریان و ویژگی‌های تکمیلی دیگر می‌باشد. ازآنجایی‌که هارمونیک‌های بالاتر از ۱۹ در شبکه‌های قدرت الکتریکی به‌ندرت مورد تحلیل قرار می‌گیرد، در این پروژه نیز هارمونیک‌ها به ۱۹ محدود شده‌اند. بر اساس بیشترین ظرفیت نامی ترانسفورماتورهای توزیع موجود و در نظر گرفتن شرایط اضافه‌بار، بیشترین جریان قابل‌اندازه‌گیری برای هر خط فیدر، ۴ کیلو آمپر است. از دیگر پارامترهای مورداندازه‌گیری، دمای محیط کاری دستگاه است که دمای داخلی پست را مشخص می‌کند.

دقت اندازه‌گیری کانال‌های مبدل آنالوگ به دیجیتال (ADC[1])، ۱۲ بیتی است که بیشتر از مقدار لازم جهت رسیدن به‌دقت اندازه‌گیری ۱٪ است. با بهره‌گیری از مدارهای واسط داخلی مناسب، بازه‌ی سیگنال‌ها در محدوده‌ی مناسب اندازه‌گیری واحدهای ADC قرار می‌گیرد به‌گونه‌ای که حداکثر بهره‌وری از بازه‌ی قابل‌اندازه‌گیری فراهم می‌آید. طراحی داخلی سامانه به‌گونه‌ای است که نویزپذیری آن کم باشد و در ضمن با روش‌های محاسباتی در نظر گرفته‌شده، تأثیرات نویز کاهش یابد. با در نظر گرفتن فرکانس کاری ۵۰ هرتز شبکه‌ی الکتریکی، فرکانس هارمونیک ۱۹ برابر ۹۵۰ هرتز است که با در نظر گرفتن قضیه‌ی نایکوئیست، نرخ نمونه‌برداری باید بیشتر از ۱۹۰۰ نمونه بر ثانیه باشد. ازاین‌رو نرخ نمونه‌برداری برای هر کانال برابر ۳۲۰۰ نمونه بر ثانیه است تا از مقدار یادشده بیشتر باشد و در ضمن تعداد نقاط نمونه برای یک دوره‌ی تناوب سیگنال الکتریکی که ۲۰ میلی‌ثانیه است، برابر ۶۴ باشد که مقداری مناسب جهت محاسبات FFT[2] است که باید تعداد نقاط، توان صحیح از ۲ باشد.

۲- ۲- ۲- واسطهای ارتباطی

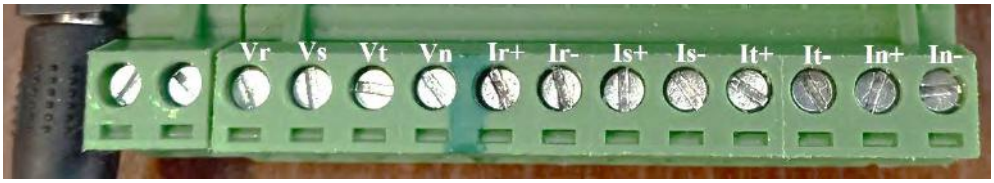
اطلاعات به‌دست‌آمده از محاسبات انجام‌شده روی ورودی‌ها علاوه بر نمایش به‌هنگام[3] در نمایشگر سامانه، در فواصل زمانی معین که قابل تنظیم است، از طریق اینترنت به سرور موردنظر راه دور ارسال می‌شود. جهت فراهم نمودن دسترسی سامانه به اینترنت، از فناوری ارتباطی GPRS[4] استفاده می‌شود. به‌این‌ترتیب سامانه با کمک فناوری GPRS به شبکه‌ی دسترسی اپراتور موردنظر متصل شده و از آن‌جا به اینترنت راه می‌یابد. از آن‌جا که دسترسی به اینترنت از طریق ارتباط با شبکه‌ی دسترسی اپراتور تلفن همراه با فناوری GPRS و به‌واسطه‌ی ماژول مخابراتی آن صورت می‌گیرد، نیاز به قرارگیری سیم‌کارت اپراتور مربوطه، در دستگاه است. پروتکل لایه‌ی انتقال در برقراری ارتباط با سرور از نوع TCP است که قابلیت

[1] Analog to Digital Converter
[2] Fast Fourier Transform
[3] Real Time
[4] General Packet Radio Service

اطمینان از انتقال صحیح اطلاعات را بالا می‌برد. پروتکل لایه‌ی کاربرد در برقراری ارتباط با سرور از نوع HTTP است که از انواع رایج در برقراری ارتباط است. امکان دریافت اطلاعات از طریق درگاه RS485 نیز وجود دارد.

ارتباط مستقیم کاربر با دستگاه از طریق صفحه‌کلید و نمایشگر تهیه‌شده بر روی دستگاه صورت می‌گیرد. منوهای اصلی سامانه، منوی نمایش به‌هنگام اطلاعات به‌دست‌آمده از شبکه‌ی الکتریکی و منوی نمایش اطلاعات سامانه است که زیربخش‌های مرتبط با خود را دارند.

با توجه به آن‌چه اشاره شد، ازجمله ورودی‌های سامانه می‌توان به چهار ورودی برای اتصال به خطوط سه فاز و نول جهت اندازه‌گیری ولتاژ و چهار زوج ورودی جهت اتصال به پایانه‌های چهار کویل روگوفسکی سه فاز و نول جهت اندازه‌گیری جریان اشاره نمود. شکل ۲–۲ این ورودی‌ها را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۲– ورودی‌های ولتاژها و کویل‌های روگوفسکی

۲- ۲- ۳- ویژگی‌های پردازشی و میکروکنترلر سامانه

با در نظر گرفتن نیاز به پردازش‌های سنگین در این پروژه، همچون محاسبات FFT و انتگرال‌گیری برای ۷ کانال ورودی ADC با دقت ۱۲بیتی به‌صورت به‌هنگام یا نزدیک به آن و با دقت مناسب، میکروکنترلرهای سری STM32F4 جهت اجرای پروژه گزینه‌ی بسیار مناسبی هستند، چراکه الزامات ذکرشده برای این پروژه را می‌توانند به‌خوبی پشتیبانی نمایند. در این میان، میکروکنترلرهای سری STM32F407ZGT6 از قابلیت‌های مناسب و حافظه‌های RAM و Flash کافی برخوردار بوده، در بازار ایران به‌آسانی یافت شده و قیمت مناسبی به نسبت توانمندی‌های خود دارند و در این پروژه جهت پردازش‌های سامانه استفاده شده‌اند. بر این اساس، پردازنده‌ی سامانه از نوع ARM Cortex-M4 است که توان پردازشی بالایی جهت محاسبات ریاضیاتی و منطقی سنگین دارد. مجموعه‌ی پردازشی موردنظر از نوع ۳۲ بیتی با فرکانس کاری ۱۶۸MHz، حافظه‌ی فلش درون تراشه‌ای برابر ۱Mbytes (سری G) / ۰/۵Mbytes (سری E) جهت ذخیره‌سازی برنامه‌ها و مجموع حافظه‌ی اصلی (RAM) برابر ۱۹۲Kbytes است. از دیگر امکانات می‌توان به واحدهای DSP[1] و FPU[2] جهت تسریع محاسبات ریاضی اشاره کرد. جدول ۲-۱ ویژگی‌های پردازشی مربوط را نشان می‌دهد.

[1] Digital Signal Processing
[2] Floating Point Unit

جدول ۲-۱– ویژگی‌های پردازشی سامانه‌ی طراحی‌شده

نوع پردازنده	ARM Cortex-M4 (۳۲ بیتی)
حداکثر فرکانس کاری	۱۶۸ MHz
مجموع حافظه‌ی اصلی (RAM)	۱۹۲ Kbytes
حافظه‌ی فلش درون تراشه‌ای	۱Mbytes (سری G) / ۰/۵Mbytes (سری E)
عملکرد پردازنده در حداکثر فرکانس کاری	۲۱۰ DMIPS
عملکرد پردازنده به ازای هر مگاهرتز	۱/۲۵ DMIPS/MHz
امکانات تکمیلی	DSP و FPU

سامانه‌ی مورد طراحی از سه واحد مبدل آنالوگ به دیجیتال (ADC) بهره می‌برد که درمجموع می‌توانند تا ۲۴ کانال ورودی ADC مستقل را پوشش دهند و بنابراین در حالت توازن هر یک تا ۸ کانال را پشتیبانی کنند. این سه واحد ADC امکان کارکرد موازی با یکدیگر را دارند. دقت اندازه‌گیری برای هر کانال ۱۲ بیتی است. حداکثر فرکانس کاری واحدها برابر ۳۶MHz است که در این حالت، حداکثر نرخ نمونه‌برداری برابر ۲/۴ میلیون نمونه بر ثانیه خواهد بود. امکان انتقال سریع مقادیر نمونه‌برداری‌شده به مکان‌های مشخصی از حافظه‌ی اصلی با کمک واحد DMA[1]، بدون درگیر ساختن پردازنده وجود دارد. مجموعه‌های پردازشی و ADC اشاره‌شده، به همراه واحدهای جانبی دیگر در قالب تراشه‌ی میکروکنترلر هستند. جدول ۲-۲ ویژگی‌های مبدل‌های آنالوگ به دیجیتال را نشان می‌دهد.

جدول ۲-۲– ویژگی‌های واحدهای ADC سامانه‌ی طراحی‌شده

دقت	۱۲ بیتی
حداکثر فرکانس کاری	۳۶ MHz
حداکثر نرخ نمونه‌برداری	۲/۴ MSPS

۲- ۲- ۴- ماژول‌ها و مدارهای مورداستفاده

بر اساس در نظر گرفتن ارتباط GPRS و در نظر داشتن هزینه‌ی مناسب و دسترس‌پذیری در بازار، ماژول مخابراتی اصلی مورداستفاده در سامانه جهت اتصال به اینترنت SIM800C است که ارتباطات مخابراتی بی‌سیم GSM[2] و GPRS را به‌صورت مناسب پشتیبانی می‌نماید.

جهت ارتباط سریال با سامانه، درگاه RS485 مورداستفاده قرار گرفته است. ویژگی‌های پیش‌فرض در نظر گرفته‌شده برای این درگاه عبارت‌اند از ولتاژهای عملکردی ±5V و نرخ انتقال ۱۱۵۲۰۰bps.

[1] Direct Memory Access
[2] Global Standard for Mobile Communications

مدارهای واسط آنالوگ یا ترکیبی مناسب در بخش‌های مختلف سامانه، ارتباط اجزای لازم را فراهم می‌نمایند. از جمله‌ی این مدارها می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱) مدار واسط اندازه‌گیری جریان: این مدار مجموعه‌ای از مدارهای دنبال‌کننده‌ی ولتاژ[1] و تقویت‌کننده‌ی مبتنی بر OpAmp[2] و فیلترهای پایین‌گذر است که واسط بین کویل‌های روگوفسکی و ورودی‌های ADC شده و با تقویت مناسب سیگنال‌ها، امکان اندازه‌گیری جریان‌ها در بیشترین محدوده‌ی پوششی ADC و درنتیجه دقت مناسب را برای سامانه فراهم می‌کند.

۲) مدار واسط اندازه‌گیری ولتاژ: این مدار مجموعه‌ای از مدارهای کاهنده‌ی خطی ولتاژ مبتنی بر ایزولاسیون با استفاده از ترانسفورماتور ولتاژ ZMPT101B با سطح ایزولاسیون ۴۰۰۰ ولت، به همراه مدارهای دنبال‌کننده بر مبنای OpAmp و فیلترهای پایین‌گذر است که واسط بین اتصال شینه‌های سمت فشار ضعیف و ورودی‌های ADC شده و امکان اندازه‌گیری ولتاژها در محدوده‌ی پوششی مناسب برای ADC و با دقت بالا را فراهم می‌کند.

۲- ۲- ۵- قابلیت‌های تکمیلی

از دیگر قابلیت‌های سامانه می‌توان به امکان اندازه‌گیری دمای محیط کاری با دقت بالا اشاره نمود که دمای داخلی پست را مشخص می‌کند. برای این منظور از سنسور دمایی مناسب در سیستم استفاده شده است.

ویژگی مهم دیگر سامانه، تنظیم خودکار زمان و تاریخ در هنگام آغاز به کار است. این فرآیند به‌صورت خودکار در ۳۰ ثانیه‌ی ابتدایی شروع به کار سیستم و به‌موازات فرآیندهای دیگر با استفاده از ارتباط با شبکه‌ی مخابراتی انجام می‌شود.

شکل ۲–۳ سخت‌افزار سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۳- نمایی از سخت‌افزار سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده

[1] Voltage Follower
[2] Operational Amplifier

۲- ۲- ۶- نمایشگر، منوها و صفحه‌کلید دستگاه

داده‌های منوها و زیرمنوهای نمایش داده‌شده در نمایشگر سامانه به شرح زیر است:

منوهای اصلی:

۱- Online: شامل زیر منوهای نمایش اندازه‌گیری‌های سامانه

۲- Info: شامل اطلاعات جانبی سامانه ازجمله زمان و تاریخ

شکل ۲–۴ این منوها را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۴- منوهای Online و Info

- زیرمنوهای تحت بخش Online:

۱- اطلاعات ولتاژها (هارمونیک اصلی، برحسب V) و فرکانس (برحسب Hz):

ولتاژ فاز S	ولتاژ فاز R
فرکانس	ولتاژ فاز T

نمایشگر LCD کاراکتری

۲- اطلاعات جریان‌ها (هارمونیک اصلی، برحسب A):

جریان فاز S	جریان فاز R
جریان نول	جریان فاز T

نمایشگر LCD کاراکتری

۳- اطلاعات توان‌های اکتیو (برحسب kW):

توان اکتیو فاز S	توان اکتیو فاز R
توان اکتیو کل	توان اکتیو فاز T

نمایشگر LCD کاراکتری

۴- اطلاعات توان‌های راکتیو (برحسب kVAR):

توان راکتیو فاز S	توان راکتیو فاز R
توان راکتیو کل	توان راکتیو فاز T

نمایشگر LCD کاراکتری

۵- اطلاعات توان‌های ظاهری (برحسب kVA):

توان ظاهری فاز S	توان ظاهری فاز R
توان ظاهری کل	توان ظاهری فاز T

نمایشگر LCD کاراکتری

۶- ضریب توان:

ضریب توان فاز S	ضریب توان فاز R
	ضریب توان فاز T

نمایشگر LCD کاراکتری

۷- THD ولتاژ (برحسب %):

THD ولتاژ فاز S	THD ولتاژ فاز R
	THD ولتاژ فاز T

نمایشگر LCD کاراکتری

۸- THD جریان (برحسب %):

THD جریان فاز S	THD جریان فاز R THD جریان فاز T

نمایشگر LCD کاراکتری

۹- دمای محیط (برحسب Cخ) و رطوبت نسبی هوا (برحسب %):

دما
رطوبت

نمایشگر LCD کاراکتری

به‌عنوان نمونه شکل ۲–۵، دمای محیط و رطوبت نسبی هوا را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۵- نمایش دما و رطوبت بر روی نمایشگر سامانه

- زیرمنوهای تحت بخش Info:

۱- زمان و تاریخ:

زمان
تاریخ

نمایشگر LCD کاراکتری

به‌عنوان نمونه شکل ۲–۶، زمان و تاریخ نمایش داده شده بر روی دستگاه را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۶- نمایش زمان و تاریخ بر روی نمایشگر سامانه

۲- مشخصه‌ی ولتاژ کویل روگوفسکی (mV/kA):

مشخصه‌ی ولتاژ کویل روگوفسکی
نمایشگر LCD کاراکتری

لازم به ذکر است که برای حرکت در منوها، کلید 5 جهت ورود به منو، کلید * جهت خروج، کلید 2 برای حرکت به سمت منوی بالاتر و کلید 8 جهت حرکت به سمت منوی پایین‌تر به کار می‌رود. شکل ۲–۷ این کلیدها را بر صفحه‌کلید دستگاه نشان می‌دهد.



شکل ۲–۷- کلیدهای اصلی در صفحه‌کلید دستگاه

همان‌طور که اشاره گردید، اطلاعات سامانه از طریق درگاه RS485 نیز قابل دریافت است. اطلاعاتی که از طریق این درگاه ارسال می‌شود، به‌صورت شکل ۲–۸ است که به‌جای 0ها با متصل بودن ورودی‌ها، مقادیر مناسب قرار می‌گیرد.

```
Results:
       h1Val  h2Val  h3Val  h4Val  h5Val  h6Val  h7Val  h8Val  h9Val  h10Val  h11Val  h12Val  h13Val  h14Val  h15Val  h16Val  h17Val  h18Val  h19Val  h1Ang  h2Ang  h3Ang  ...
CB V_R   0      0      0      0      0      0      0      0      0      0       0       0       0       0       0       0       0       0       0       0      0      0
CB V_S   0      0      0      0      0      0      0      0      0      0       0       0       0       0       0       0       0       0       0       0      0      0
CB V_T   0      0      0      0      0      0      0      0      0      0       0       0       0       0       0       0       0       0       0       0      0      0
CB I_R   0      0      0      0      0      0      0      0      0      0       0       0       0       0       0       0       0       0       0       0      0      0      ...
CB I_S   0      0      0      0      0      0      0      0      0      0       0       0       0       0       0       0       0       0       0       0      0      0
CB I_T   0      0      0      0      0      0      0      0      0      0       0       0       0       0       0       0       0       0       0       0      0      0
CB I_N   0      0      0      0      0      0      0      0      0      0       0       0       0       0       0       0       0       0       0       0      0      0
Frequency:  0  Hz
Temperature:  0  'C , Humidity:  0  %
Vr: 0  V , Vs: 0  V , Vt: 0  V
Ir: 0  A , Is: 0  A , It: 0  A , In: 0  A
PF_r: 0   , PF_s: 0   , PF_t:  0
P_r: 0  kW , P_s: 0  kW , P_t:  0  kW , P_total: 0  kW
Q_r:  0  kVAR , Q_s: 0  kVAR , Q_t: 0  kVAR , Q_total: 0  kVAR
S_r: 0  kVA , S_s: 0  kVA , S_t: 0  kVA , S_total: 0  kVA
THDv_r:    0 % , THDv_s:    0 % , THDv_t:    0 %
THDi_r:  0 % , THDi_s:  0 % , THDi_t:  0 %
```

شکل ۲–۸- اطلاعات ارسالی از طریق درگاه RS485

۲- ۲- ۷- پارامترهای ارسالی به سرور راه دور

پارامترهای ارسالی به سرور راه دور به‌صورت جدول ۲-۳ است:

جدول ۲-۳- پارامترهای ارسالی به سرور

	ردیف	نام پارامتر	توضیح
پارامترهای ارسالی به سرور (غیراندازه‌گیری)	1	APIkey	*کلید امنیتی شناسایی دستگاه (مطابق با کلید ثبت‌شده در سرور)
	2	V1	مقدار RMS ولتاژ شینه‌های فاز R نسبت به نول
	3	V2	مقدار RMS ولتاژ شینه‌های فاز S نسبت به نول
	4	V3	مقدار RMS ولتاژ شینه‌های فاز T نسبت به نول
	5	Vun	مقدار RMS نامتعادلی ولتاژ (حاصل از محاسبات بر اساس ولتاژ شینه‌ها)
	6	I1	مقدار RMS جریان فاز R کلید اصلی
	7	I2	مقدار RMS جریان فاز S کلید اصلی
	8	I3	مقدار RMS جریان فاز T کلید اصلی
	9	In	مقدار RMS جریان نول کلید اصلی
	10	Iun	مقدار RMS نامتعادلی جریان کلید اصلی (حاصل از محاسبات بر اساس جریان‌های کلید اصلی)
	11	P1	توان اکتیو فاز R کلید اصلی
	12	P2	توان اکتیو فاز S کلید اصلی
	13	P3	توان اکتیو فاز T کلید اصلی
	14	Pt	توان اکتیو کل (سه فاز) کلید اصلی
	15	Q1	توان راکتیو فاز R کلید اصلی
	16	Q2	توان راکتیو فاز S کلید اصلی
.	17	Q3	توان راکتیو فاز T کلید اصلی
.	18	Qt	توان راکتیو کل (سه فاز) کلید اصلی
	19	S1	توان ظاهری فاز R کلید اصلی
	20	S2	توان ظاهری فاز S کلید اصلی
	21	S3	توان ظاهری فاز T کلید اصلی
	22	St	توان ظاهری کل (سه فاز) کلید اصلی
	23	PF1	ضریب توان فاز R کلید اصلی
	24	PF2	ضریب توان فاز S کلید اصلی
	25	PF3	ضریب توان فاز T کلید اصلی
	26	THDv1	اعوجاج هارمونیکی کل ولتاژ فاز R
	27	THDv2	اعوجاج هارمونیکی کل ولتاژ فاز S
	28	THDv3	اعوجاج هارمونیکی کل ولتاژ فاز T
	29	THDi1	اعوجاج هارمونیکی کل جریان فاز R کلید اصلی
	30	THDi2	اعوجاج هارمونیکی کل جریان فاز S کلید اصلی
	31	THDi3	اعوجاج هارمونیکی کل جریان فاز T کلید اصلی

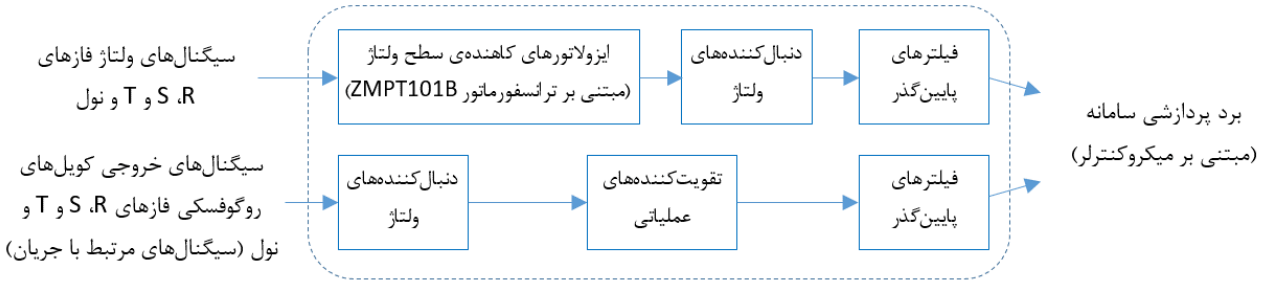
	32	F	فرکانس اصلی برق
	33	T	دمای محیط دستگاه
	34	Dif	پرچم‌های تغییرات ناگهانی جریان، بیت‌های ۱ تا ۴ به ترتیب برای فازهای R و S و T و نول
	35	Dip1	درصد تغییرات ناگهانی جریان فاز R
	36	Dip2	درصد تغییرات ناگهانی جریان فاز S
	37	Dip3	درصد تغییرات ناگهانی جریان فاز T
	38	Dipn	درصد تغییرات ناگهانی جریان نول
	39	TimeTag	برچسب زمان و تاریخ اندازه‌گیری داده
	40	DeviceTag	برچسب شناسایی دستگاه
	41	DataTag	برچسب داده جهت برخی تشخیص‌های احتمالی آینده (sequence number)
	42	V1h1v	مقدار هارمونیک اول (اصلی) ولتاژ فاز R
	43	V1h1p	درصد هارمونیک اول (اصلی) ولتاژ فاز R (مقدار ثابت ۱۰۰ درصد جهت نمایش)
	44	V1h2p	درصد هارمونیک دوم ولتاژ فاز R
	45	V1h3p	درصد هارمونیک سوم ولتاژ فاز R
	. . .	به همین ترتیب	. . .
	61	V1h19p	درصد هارمونیک نوزدهم ولتاژ فاز R
	62	V2h1v	مقدار هارمونیک اول (اصلی) ولتاژ فاز S
	63	V2h1p	درصد هارمونیک اول (اصلی) ولتاژ فاز S (مقدار ثابت ۱۰۰ درصد جهت نمایش)
	64	V2h2p	درصد هارمونیک دوم ولتاژ فاز S
	65	V2h3p	درصد هارمونیک سوم ولتاژ فاز S
	. . .	به همین ترتیب	. . .
	81	V2h19p	درصد هارمونیک نوزدهم ولتاژ فاز S
	82	V3h1v	مقدار هارمونیک اول (اصلی) ولتاژ فاز T
	83	V3h1p	درصد هارمونیک اول (اصلی) ولتاژ فاز T (مقدار ثابت ۱۰۰ درصد جهت نمایش)
	84	V3h2p	درصد هارمونیک دوم ولتاژ فاز T
	85	V3h3p	درصد هارمونیک سوم ولتاژ فاز T
	. . .	به همین ترتیب	. . .
	101	V3h19p	درصد هارمونیک نوزدهم ولتاژ فاز T
	102	I1h1v	مقدار هارمونیک اول (اصلی) جریان فاز R کلید اصلی
	103	I1h1p	درصد هارمونیک اول (اصلی) جریان فاز R کلید اصلی (مقدار ثابت ۱۰۰ درصد جهت نمایش)
	104	I1h2p	درصد هارمونیک دوم جریان فاز R کلید اصلی
	105	I1h3p	درصد هارمونیک سوم جریان فاز R کلید اصلی

. . .	به همین ترتیب	. . .	
درصد هارمونیک نوزدهم جریان فاز R کلید اصلی	I1h19p	121	
مقدار هارمونیک اول (اصلی) جریان فاز S کلید اصلی	I2h1v	122	
درصد هارمونیک اول (اصلی) جریان فاز S کلید اصلی (مقدار ثابت ۱۰۰ درصد جهت نمایش)	I2h1p	123	
درصد هارمونیک دوم جریان فاز S کلید اصلی	I2h2p	124	
درصد هارمونیک سوم جریان فاز S کلید اصلی	I2h3p	125	
. . .	به همین ترتیب	. . .	
درصد هارمونیک نوزدهم جریان فاز S کلید اصلی	I2h19p	141	
مقدار هارمونیک اول (اصلی) جریان فاز T کلید اصلی	I3h1v	142	
درصد هارمونیک اول (اصلی) جریان فاز T کلید اصلی (مقدار ثابت ۱۰۰ درصد جهت نمایش)	I3h1p	143	
درصد هارمونیک دوم جریان فاز T کلید اصلی	I3h2p	144	
درصد هارمونیک سوم جریان فاز T کلید اصلی	I3h3p	145	
. . .	به همین ترتیب	. . .	
درصد هارمونیک نوزدهم جریان فاز T کلید اصلی	I3h19p	161	
مقدار هارمونیک اول (اصلی) جریان نول کلید اصلی	Inh1v	162	
درصد هارمونیک اول (اصلی) جریان نول کلید اصلی (مقدار ثابت ۱۰۰ درصد جهت نمایش)	Inh1p	163	
درصد هارمونیک دوم جریان نول کلید اصلی	Inh2p	164	
درصد هارمونیک سوم جریان نول کلید اصلی	Inh3p	165	
. . .	به همین ترتیب	. . .	
درصد هارمونیک نوزدهم جریان نول کلید اصلی	Inh19p	181	
زاویه‌ی هارمونیک اول (اصلی) ولتاژ فاز R	V1h1a	182	
زاویه‌ی هارمونیک اول (اصلی) ولتاژ فاز S	V2h1a	183	
زاویه‌ی هارمونیک اول (اصلی) ولتاژ فاز T	V3h1a	184	
زاویه‌ی هارمونیک اول (اصلی) جریان فاز R	I1h1a	185	
زاویه‌ی هارمونیک اول (اصلی) جریان فاز S	I2h1a	186	
زاویه‌ی هارمونیک اول (اصلی) جریان فاز T	I3h1a	187	
زاویه‌ی هارمونیک اول (اصلی) جریان نول	Inh1a	188	

* کلید شناسایی دستگاه، مجموعه‌ای متشکل از ۴۳ کاراکتر است که به‌صورت تصادفی اما یکتا، هنگام تعریف یک دستگاه و ایجاد آن در سرور به‌صورت اتوماتیک ایجاد می‌شود. این کلید هنگام پروگرام کردن به دستگاه مربوطه داده می‌شود تا در کنار داده‌های اندازه‌گیری، به‌صورت یک پارامتر در بسته‌ی ارسالی به سرور قرار گیرد. به‌این‌ترتیب دستگاه به‌صورت یکتا توسط سرور احراز هویت می‌شود.

۲– ۳– زیرسیستم‌های مورداستفاده در مدارهای واسط اندازه‌گیری

در این بخش، چند مورد از مدارها و مفاهیم مداری اصلی که در ساخت مدارهای واسط اندازه‌گیری مورداستفاده قرارگرفته‌اند توضیح داده می‌شوند. زیرسیستم‌های مدارهای واسط اندازه‌گیری در شکل ۲–۹ نشان داده شده‌اند.

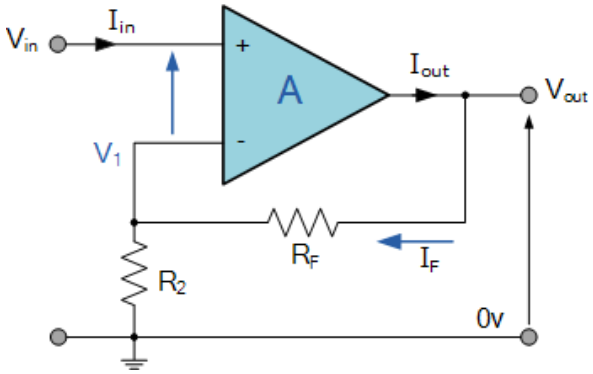


شکل ۲–۹– زیرسیستم‌های مدارهای واسط اندازه‌گیری

۲– ۳– ۱– دنبال‌کننده‌های ولتاژ و تقویت‌کننده‌های عملیاتی

دنبال‌کننده ولتاژ، مداری است که در آن خروجی از ورودی پیروی می‌کند، یعنی ولتاژ خروجی همان ولتاژ ورودی است.

از مدار دنبال‌کننده ولتاژ برای ایجاد ایزولاسیون بین دو نوع مختلف مدار استفاده می‌شود. با توجه به امپدانس ورودی بالا، جریان ورودی بسیار پایین‌تر از جریان خروجی است درحالی‌که ولتاژ خروجی ولتاژ ورودی را دنبال می‌کند؛ بنابراین دنبال‌کننده ولتاژ، افزایش قدرت زیادی را در کل توان خروجی خود ایجاد می‌کند. با توجه به این رفتار، دنبال کننده ولتاژ به‌عنوان مدار بافر مورداستفاده قرار می‌گیرد و می‌تواند برای جداسازی مراحل در حین ساخت فیلترهای چندمرحله‌ای یا برخی مدارهای چندمرحله‌ای دیگر استفاده شود. شکل ۲–۱۰ یک تقویت‌کننده‌ی غیر وارونگر را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱۰– تقویت‌کننده‌ی غیر وارونگر

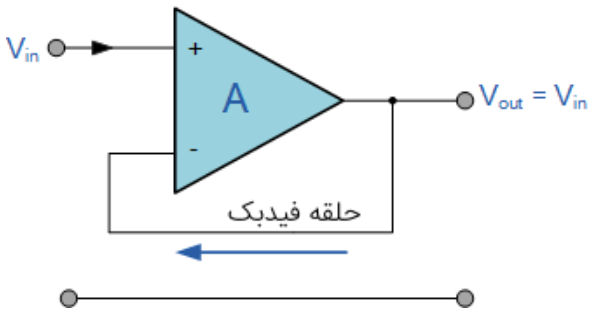
در تقویت‌کننده‌ی غیر وارونگر شکل ۲–۱۰ اگر مقاومت فیدبک Rf را برابر با صفر (Rf=0) و مقاومت R2 را برابر با بی‌نهایت (R2=∞) قرار دهیم، آنگاه مدار بهره ثابت ۱ را خواهد داشت، زیرا کل ولتاژ در پایانه ورودی معکوس‌کننده وجود

خواهد داشت (فیدبک منفی). در این حالت، نوع خاصی از تقویت‌کننده غیر معکوس‌کننده خواهیم داشت که دنبال‌کننده ولتاژ یا ولتاژ فالوئر، یا بافر بهره واحد نام دارد.

وقتی سیگنال ورودی مستقیماً به ورودی غیر معکوس‌کننده تقویت‌کننده وصل شود، سیگنال خروجی معکوس نمی‌شود، درنتیجه، ولتاژ خروجی برابر با ولتاژ ورودی خواهد بود ($V_{OUT}=V_{IN}$). به دلیل ویژگی‌های ایزولاسیون، مدار ولتاژ فالوئر گزینه ایده‌آلی برای بافر با بهره واحد است.

مزیت دنبال‌کننده ولتاژ با بهره واحد این است که می‌توان زمانی از آن استفاده کرد که تطبیق امپدانس یا ایزوله‌سازی مهم‌تر از تقویت‌کنندگی باشد. امپدانس ورودی مدار دنبال‌کننده ولتاژ بسیار بزرگ و معمولاً بزرگ‌تر از ۱ مگا اهم است. این مقدار برابر با حاصل‌ضرب مقاومت ورودی تقویت‌کننده عملیاتی و بهره آن ($R_{in}A_{O}$) است. همچنین، امپدانس خروجی این مدار بسیار کم است، زیرا آپ‌امپ ایده‌آل فرض شده است.

شکل ۲–۱۱ مدار دنبال‌کننده‌ی ولتاژ غیر معکوس‌کننده را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱۱– مدار دنبال‌کننده‌ی ولتاژ غیر معکوس‌کننده

در این پیکربندی مدار غیر معکوس‌کننده، امپدانس ورودی Rin به بی‌نهایت افزایش می‌یابد و امپدانس فیدبک Rf به صفر کاهش پیدا می‌کند. خروجی مستقیماً به ورودی معکوس‌کننده منفی برمی‌گردد و به همین دلیل، فیدبک صد درصد بوده و Vin دقیقاً برابر با Vout است که منجر به بهره ثابت یک خواهد شد.

به دلیل آنکه جریانی به پایانه ورودی غیر معکوس‌کننده وارد نمی‌شود، امپدانس ورودی بی‌نهایت است (آپ‌امپ ایده‌آل) و همچنین، جریانی در حلقه فیدبک برقرار نمی‌شود. درنتیجه می‌توان هر مقدار مقاومتی را در حلقه فیدبک قرار داد، بدون اینکه اثری بر مشخصه مدار داشته باشد، زیرا پارامترهای جریان، ولتاژ و توان آن صفر هستند.

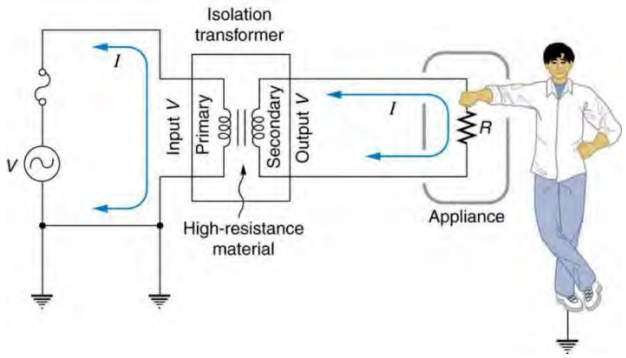
دنبال‌کننده ولتاژ یا بافر بهره واحد، نوع خاص و بسیار مفیدی از مدار تقویت‌کننده غیر معکوس‌کننده است که معمولاً در الکترونیک برای ایزوله کردن مدارها از یکدیگر، به‌ویژه در فیلترهای اکتیو مرتبه بالاتر یا سالن–کی[1] به‌منظور جداسازی طبقات فیلتر از یکدیگر به کار می‌رود.

[1] Sallen–Key

۲- ۳- ۲- ایزولاسیون الکتریکی

ایزولاسیون الکتریکی یک روش طراحی برای جدا کردن مدارهای الکتریکی بوده تا از عبور جریان‌های پراکنده بین قسمت‌های عملکردی مختلف جلوگیری کند. سیگنال‌ها و دیتاها می‌توانند از مدارهای ایزولاسیون الکتریکی عبور کنند، ولی جریان‌های پراکنده مانند جریان‌های القاشده توسط منبع AC بلوکه‌شده و عبور نمی‌کنند. ایزولاسیون الکتریکی زمانی کاربرد دارد که دو یا چند مدار الکتریکی که سطوح ولتاژی متفاوتی دارند را باید باهم ارتباط داد. این یک روش مؤثر برای از بین بردن حلقه زمین با جلوگیری از به وجود آمدن یک جریان ناخواسته بین قسمت‌های مختلف با هادی زمین مشترک است.

از موارد دیگر کاربرد ایزولاسیون الکتریکی می‌توان به ایجاد ایمنی و جلوگیری از بسته شدن مدار توسط بدن یک فرد و عبور جریان از آن اشاره نمود. شکل ۲–۱۲ این مورد را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱۲– ایزولاسیون الکتریکی و ایجاد ایمنی ([۲۵])

انواع مختلفی از روش‌های ایزولاسیون وجود دارد که انتخاب روش مناسب به نوع ایزولاسیون، تحمل ظرفیت، نیازهای کاربردی و مخصوصاً به فاکتور هزینه بستگی دارد.

می‌توان روش‌های ایزولاسیون الکتریکی را با توجه به فاکتورهای بالا در ۲ دسته بررسی کرد:

۱- ایزولاسیون سیگنال

۲- ایزولاسیون سطح قدرت[1]

[1] Power Isolation

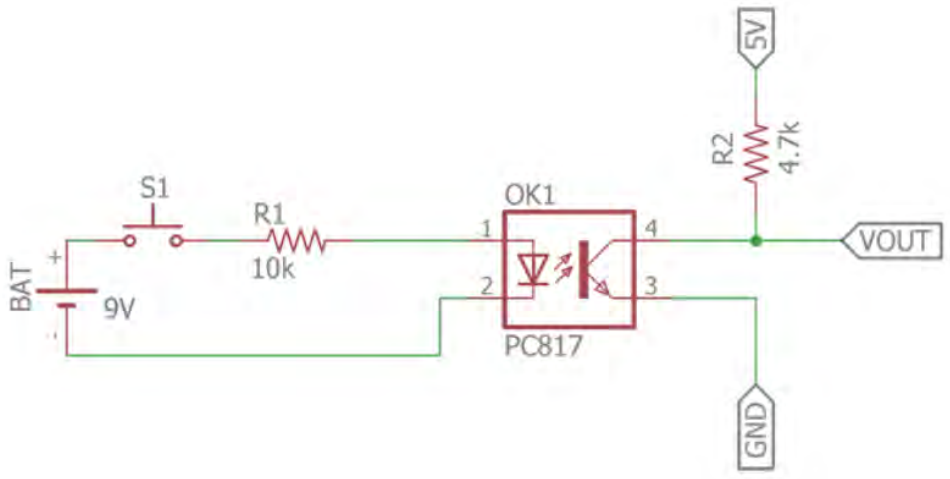
۲-۳-۲-۱- ایزولاسیون سیگنال

ایزولاسیون سطح سیگنال جایی احتیاج است که دو مدار از ماهیت متفاوت با استفاده از نوعی سیگنال با یکدیگر ارتباط برقرار کنند. به‌عنوان‌مثال، دو مدار با استفاده از منبع تغذیه مستقل و عملکرد سطوح مختلف ولتاژ. در چنین شرایطی، برای جدا کردن زمین دو منبع تغذیه مستقل و برقراری ارتباط بین این دو مدار، جداسازی سطح سیگنال موردنیاز است.

ایزولاسیون سیگنال با استفاده از انواع مختلف جداکننده‌ها انجام می‌شود. ایزولاتورهای نوری و الکترومغناطیسی، به‌طور عمده برای هدف جداسازی سیگنال استفاده می‌شوند. هر دو این جداکننده‌ها، زمین بخش‌های مختلف مدار را از یکدیگر ایزوله می‌کنند. هر جداکننده اصل عملیاتی و کاربردی خاص خود را دارد که در ادامه راجع به آن بحث می‌شود.

- ایزولاتور اپتیکال[1]:

جداکننده نوری از چراغ‌ها برای برقراری ارتباط بین دو مدار مستقل استفاده می‌کند. به‌طورمعمول، ایزولاتورهای نوری دارای دو جزء درون یک تراشه سیلیکونی منفرد، یک دیود ساطع‌کننده نور و یک ترانزیستور نوری هستند. LED توسط یک مدار کنترل می‌شود و سمت ترانزیستور به مداری دیگر متصل می‌شود؛ بنابراین، LED و ترانزیستور ازنظر الکتریکی متصل نیستند. ارتباطات به‌صورت نوری فقط توسط چراغ انجام می‌شوند. شکل ۲–۱۳ یک مدار مبتنی بر ایزولاسیون نوری را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱۳- مدار مبتنی بر ایزولاسیون نوری

در مدار شکل ۲–۱۳ جداکننده نوری PC817 در حال جدا کردن دو مدار مستقل است. مدار سمت چپ منبع تغذیه با یک سوئیچ است، مدار سمت راست یک خروجی سطح منطقی است که به یک منبع تغذیه ۵ ولت متصل می‌شود. حالت منطقی توسط مدار چپ کنترل می‌شود. هنگام بسته شدن سوئیچ، LEDداخل اپتوکوپلر روشن‌شده و ترانزیستور را روشن می‌کند. حالت منطقی از یک به صفر تغییر خواهد کرد. چندین موقعیت وجود دارد که نویز پتانسیل بالا در زمین با پتانسیل

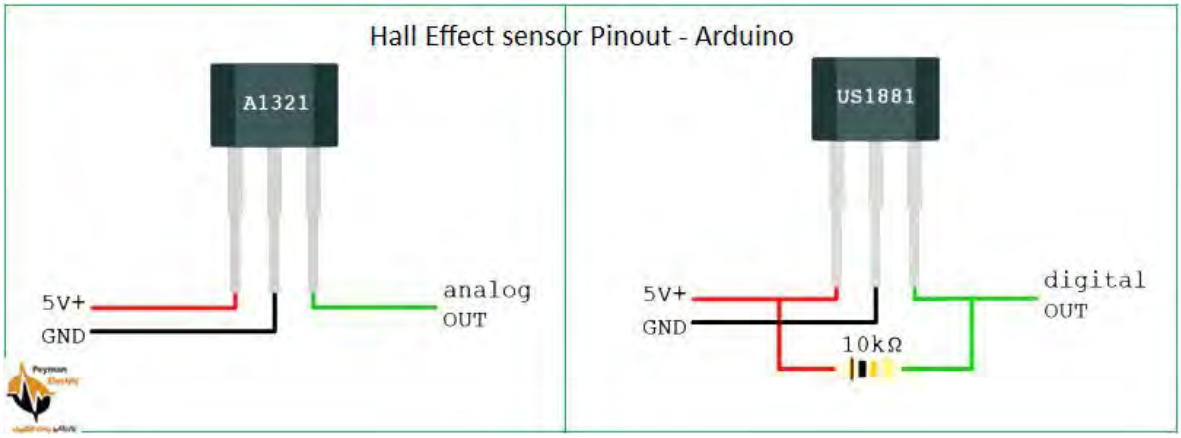
[1] Optocoupler

کم ایجاد می‌شود و یک حلقه زمینی ایجاد می‌کند که مسئول اندازه‌گیری‌های نادرست است. مشابه PC817 انواع مختلفی از اپتوکوپلر برای نیازهای مختلف وجود دارد.

- ایزولاتور الکترومغناطیسی:

ایزولاتورهای نوری برای ایزولاسیون سیگنال DC مفید هستند، اما جداکننده‌های الکترومغناطیسی مانند ترانسفورماتورهای سیگنال کوچک برای ایزولاسیون سیگنال AC مفید هستند. برای مثال ترانسفورماتورهایی مانند ترانسفورماتور صوتی طرف‌های اولیه و ثانویه خود را جدا می‌کنند که می‌توانند برای ایزولاسیون سیگنال‌های صوتی مختلف استفاده شوند. یکی دیگر از رایج‌ترین موارد استفاده از این نوع جداکننده‌ها در سخت‌افزار شبکه یا بخش اترنت است. ترانسفورماتورهای پالس برای جداسازی سیم‌کشی خارجی با سخت‌افزار داخلی استفاده می‌شوند. حتی در خطوط تلفن نیز از جداکننده‌های سیگنال مبتنی بر ترانسفورماتور استفاده می‌شود؛ اما چون در این حالت ایزولاسیون به‌صورت الکترومغناطیسی است، فقط سیگنال‌های AC در خطوط تلفن قابل‌استفاده خواهند بود.

سنسور اثر هال نیز به دلیل ساختار و نحوه عملکرد در این دسته قرار می‌گیرد. شکل ۲–۱۴ دو نمونه از این نوع سنسورها را نشان می‌دهد.



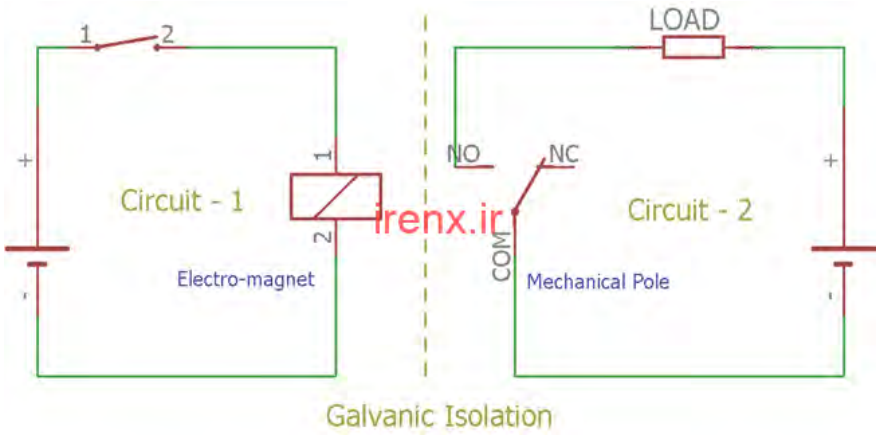
شکل ۲–۱۴- دو نمونه سنسور اثر هال ([۲۶])

۲-۳-۲-۲- ایزولاسیون سطح قدرت

برای ایزولاسیون دستگاه‌های حساس با توان کم از خطوط با ولتاژ بالا، به ایزولاسیون‌های سطح قدرت نیاز است. این ایزولاسیون برای اپراتور و سایر قسمت‌های سیستم، ایمنی مناسبی را نیز فراهم می‌کند. در ادامه تعدادی از روش‌های این نوع ایزولاسیون بررسی می‌شود.

- رله:

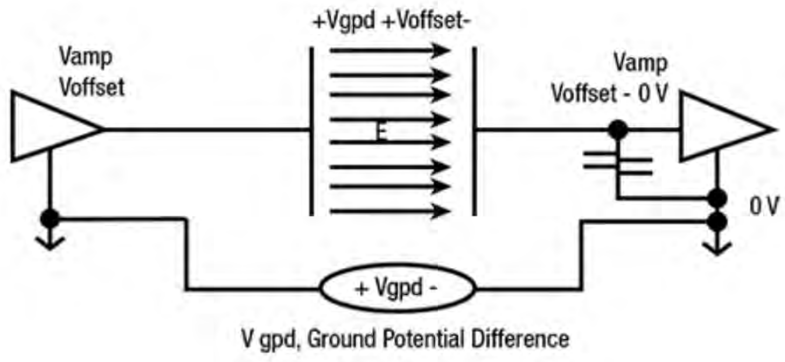
رله یک ایزوله‌کننده با کاربرد بسیار زیاد در زمینه برق و الکترونیک است. بسته به نوع کاربرد، انواع مختلفی از رله‌ها وجود دارد. انواع محبوب رله‌ها، رله‌های الکترومغناطیسی و رله‌های حالت‌جامد هستند. رله الکترومغناطیسی با قطعات متحرک الکترومغناطیسی و مکانیکی کار می‌کند که اغلب به آن‌ها قطب گفته می‌شود. شامل یک آهنربای الکتریکی است که قطب را حرکت می‌دهد و مدار را کامل می‌کند. وقتی مدارهای ولتاژ بالا باید توسط مدار ولتاژ پایین کنترل شوند یا برعکس، رله باعث ایجاد ایزولاسیون می‌شود. در چنین شرایطی، هر دو مدار جدا هستند اما یک مدار می‌تواند به رله انرژی بدهد تا مدار دیگر را کنترل کند. ازنظر عملکرد تفاوت زیادی بین رله حالت‌جامد و رله الکترومکانیکی وجود ندارد. رله‌های حالت‌جامد دقیقاً مشابه رله‌های الکترومغناطیسی کار می‌کنند اما قسمت الکترومکانیکی با دیود کنترل‌شده نوری جایگزین می‌شود. شکل ۲–۱۵ یک مدار ایزولاسیون بر مبنای رله را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱۵– ایزولاسیون بر مبنای رله ([۱۶])

– خازن:

خازن به جریان متناوب (AC) اجازه عبور می‌دهد، اما جریان مستقیم (DC) را عبور نمی‌دهد. بسته به شرایط، یک خازن ممکن است دچار شکست الکتریکی و تبدیل به اتصال کوتاه شود؛ بنابراین مدار، اتصال الکتریکی پیداکرده و ایزولاسیون از بین رفته و احتمال خطر جانی وجود خواهد داشت. به همین دلیل یکی از کم‌استفاده‌ترین روش‌ها برای ایزولاسیون خازن‌ها می‌باشند. شکل ۲–۱۶ ایزولاسیون بر مبنای خازن را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱۶– ایزولاسیون بر مبنای خازن ([۲۷])

– ترانسفورماتور:

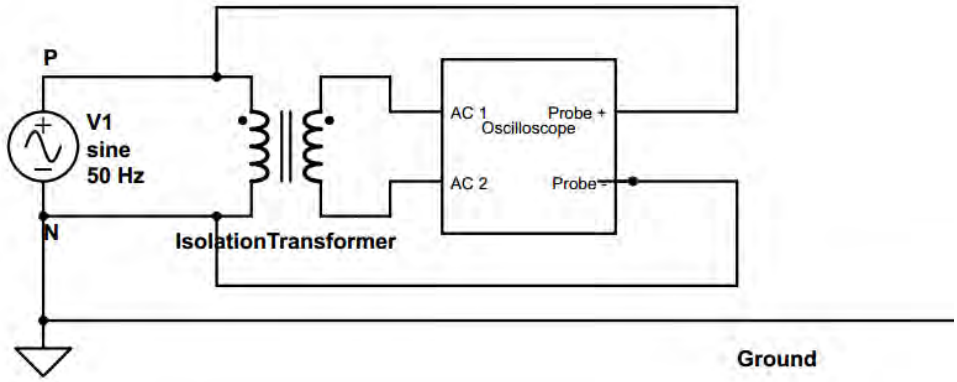
یکی از پرکاربردترین روش‌های ایزولاسیون، استفاده از ترانسفورماتورها است. کاربردهای زیادی برای ترانسفورماتورها وجود دارد که در اینجا استفاده از آن‌ها برای تأمین ولتاژ کم از یک منبع ولتاژ بالا است. ارتباطی بین اولیه و ثانویه‌ی ترانسفورماتور وجود ندارد اما می‌تواند سطح ولتاژ اولیه را به سطح ولتاژ ثانویه‌ی پایین‌تری بدون از دست دادن ایزولاسیون کاهش دهد.

هم‌چنین ترانسفورماتور، ولتاژ تغذیه مصرف‌کننده را ازنظر الکتریکی از ولتاژ شبکه‌ی اصلی جدا می‌کند. به‌عبارت‌دیگر، طرف اولیه و ثانویه‌ی ترانسفورماتور با شار مغناطیسی کوپل می‌شود و سیم‌پیچی اولیه و ثانویه ترانسفورماتورها به یکدیگر متصل نمی‌شوند.

یکی دیگر از موارد استفاده از ترانس به‌منظور ایجاد ایزولاسیون الکتریکی، استفاده از ترانسفورماتور ایزوله‌کننده است که در مدار، نقش حفاظت‌کننده‌ی اشخاص در مقابل برق‌گرفتگی را ایفا می‌کند، زیرا این ترانسفورماتورها شبکه را از زمین ایزوله یا جدا می‌کنند و درنتیجه تماس با سیم برق باعث برق‌گرفتگی نمی‌شود. در این نوع حفاظت، از ترانسفورماتور با دو سیم‌پیچ مجزای یک‌به‌یک و یا کاهنده استفاده می‌شود.

در این پروژه از ایزولاسیون مبتنی بر ترانسفورماتور استفاده شده است. ترانسفورماتور مورداستفاده در این راستا ZMPT101B است که نسبت دور اولیه به ثانویه ۱۰۰۰:۱۰۰۰ و سطح ایزولاسیون ۴ کیلوولت دارد. این ترانسفورماتور ابعادی کوچک دارد و به دلیل دقت بالا، اما جریان نامی بسیار پایین، صرفاً برای ایزولاسیون در بخش اندازه‌گیری مناسب است. با استفاده از سه عدد از این ترانسفورماتورها در آرایش مداری مناسب، سیگنال‌های ولتاژ فازهای R، S و T به نول، نسبت به مدار ایزوله شده‌اند.

نکته قابل‌توجه در مورد ترانسفورماتور، امکان تأمین ولتاژ به همراه ایجاد ایزولاسیون الکتریکی است؛ یعنی می‌توان ولتاژ شبکه را با دقت بالا اندازه‌گیری کرد درعین‌حال که از خود شبکه ایزوله است. شکل ۲–۱۷ ایزولاسیون بر مبنای ترانسفورماتور را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۱۷- ایزولاسیون بر مبنای ترانسفورماتور ([۲۸])

۲- ۳- ۳- فیلترهای پایین‌گذر

این فیلتر، فقط اجازه عبور سیگنال‌های فرکانس پایین از ۰ Hz تا فرکانس قطع fc را می‌دهد و سیگنال‌هایی با فرکانس بالاتر را مسدود می‌کند. این فرکانس مشخص توسط طراح و نوع مدار طراحی‌شده تعیین می‌شود. این فیلتر در پردازش سیگنال اهمیت ویژه‌ای دارد و باعث می‌شود نویزها و سیگنال‌هایی که موردنظر نیست تأثیری روی پردازش و سیگنال‌های ورودی نداشته باشد. در این پروژه، سیگنال‌های اندازه‌گیری پس از عبور از مدارهای واسط اولیه و بلافاصله قبل از رسیدن به واحدهای ADC، از فیلترهای پایین‌گذر مناسب عبور می‌کنند تا اثر نویزهای فرکانس بالا کاهش یابد؛ به این ترتیب سیگنال‌های مناسب جهت نمونه‌برداری و انجام محاسبات لازم، در اختیار خواهند بود.

فیلترهای پایین‌گذر به دو نوع پسیو[1] و اکتیو[2] تقسیم می‌شوند که در ادامه معرفی شده‌اند.

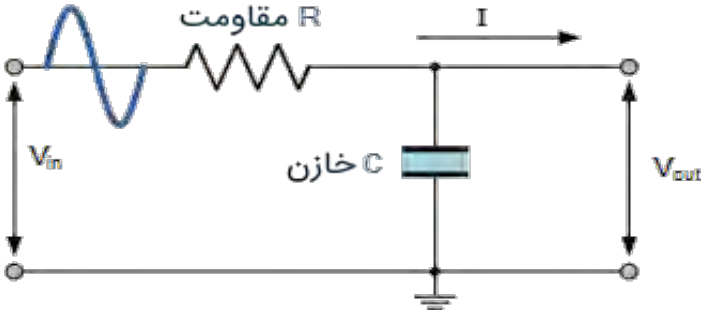
۲-۳-۳-۱- فیلتر پایین‌گذر پسیو

فیلترهای پسیو، از اجزای پسیوی مانند مقاومت‌ها، خازن‌ها، سلف‌ها تشکیل می‌شوند و عناصر تقویت‌کننده‌ای مانند ترانزیستور، تقویت‌کننده و... ندارند؛ بنابراین، سطح خروجی آن‌ها همیشه کمتر از ورودی است.

- فیلتر مرتبه اول:

[1] Passive Filters
[2] Active Filters

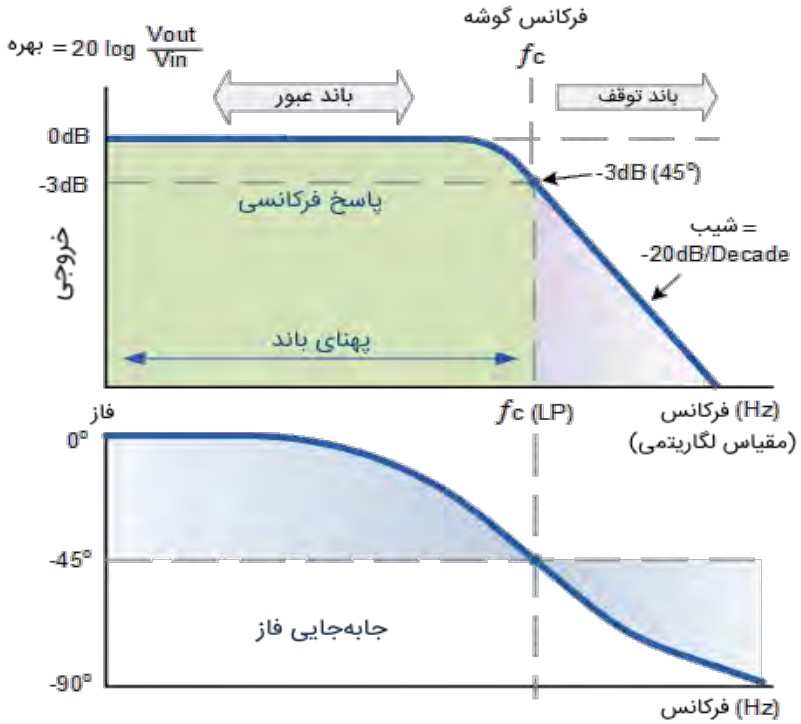
فیلتر پایین‌گذر RC پسیو یا LPF با اتصال سری یک مقاومت و یک خازن ساخته می‌شود. شکل ۲–۱۸ مدار LPF را نشان می‌دهد. در این فیلتر، سیگنال ورودی، به ترکیب سری (مقاومت و خازن باهم) اعمال می‌شود، اما سیگنال خروجی از خازن گرفته می‌شود.



شکل ۲–۱۸– مدار فیلتر پایین‌گذر پسیو مرتبه اول

در فرکانس‌های پایین، راکتانس خازنی (X_C) خازن، در مقایسه با اندازه مقاومت R بسیار بزرگ است. در فرکانس‌های بالا، عکس این مورد صادق است. بنابراین اگر فرکانس اعمالی به مدار RC زیاد شود، ولتاژ خروجی مدار کاهش می‌یابد.

با رسم ولتاژ خروجی برحسب فرکانس‌های مختلف ورودی، منحنی پاسخ فرکانسی یا نمودار بُد[1] فیلتر پایین‌گذر مطابق شکل ۲–۱۹ است.



شکل ۲–۱۹– نمودار بُد فیلتر پایین‌گذر پسیو مرتبه اول

[1] Bode Plot

نمودار شکل ۲–۱۹، پاسخ فرکانسی فیلتر را نشان می‌دهد که در فرکانس‌های پایین، تقریباً تخت است و مستقیماً همه ورودی‌ها را به خروجی عبور می‌دهد. در این حالت، بهره آن حدود ۱ یا واحد است.

در فرکانس‌های بزرگ‌تر از فرکانس قطع ($f_c=1/(2\pi RC)$)، پاسخ مدار با شیب −20dB/Decade یا −6dB/Octave کاهش می‌یابد و به صفر می‌رسد. لازم به ذکر است که زاویه شیب −20dB/Decade برای هر ترکیب RC ثابت است.

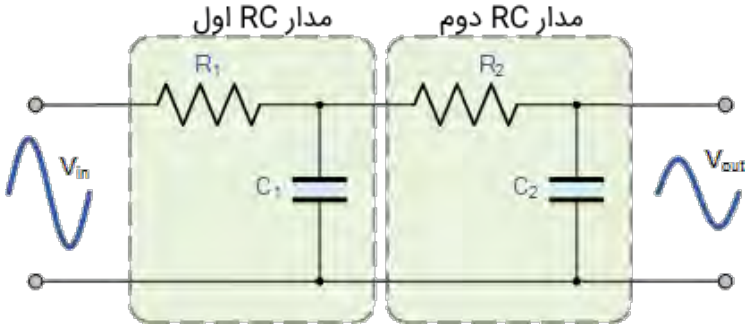
هر سیگنال فرکانس بالایی که به مدار فیلتر پایین‌گذر اعمال شود و فرکانس آن بزرگ‌تر از فرکانس قطع باشد، شدیداً تضعیف خواهد شد. دلیل این امر آن است که در فرکانس‌های بالا، راکتانس خازن بسیار کم شده و مانند اتصال کوتاه عمل می‌کند، درنتیجه ولتاژ خروجی به صفر نزدیک خواهد شد.

فرکانس قطع، گوشه یا شکست، نقطه‌ای است که در آن، راکتانس خازنی و مقدار مقاومت باهم برابر هستند :R=XC. در این حالت، سیگنال خروجی، به‌اندازه 70.7% یا (20log(Vout/Vin)) 3dB− مقدار سیگنال ورودی، تضعیف می‌شود.

از آنجایی که فیلتر دارای خازن است، زاویه فاز (ϕ) سیگنال خروجی، در فرکانس قطع 3dB−، به‌اندازه‌ی 45 درجه نسبت به ورودی پس‌فاز است. فرکانس ورودی بالاتر، خازن را بیشتر از قبل، پیش‌فاز خواهد کرد.

- فیلتر مرتبه دوم:

در فیلتر پایین‌گذر مرتبه اول، برای فرکانس‌های بزرگ‌تر از فرکانس f_{-3dB}، سیگنال خروجی با شیب −20dB/decade تضعیف می‌شود؛ اما گاهی اوقات شیب −20dB/decade ممکن است برای حذف سیگنال‌های ناخواسته کافی نباشد و باید آن‌ها را در دو مرحله فیلتر کرد در این حالت از فیلترهای مرتبه دوم مانند شکل ۲–۲۰ استفاده می‌شود.



شکل ۲–۲۰- مدار فیلتر پایین‌گذر پسیو مرتبه دوم

مدار شکل ۲–۲۰، از دو فیلتر پایین‌گذر مرتبه اول پسیو تشکیل شده که به‌صورت آبشاری[1] و به فرم یک شبکه دوقطبی یا مرتبه دوم به هم متصل شده‌اند. این کار را می‌توان به فیلترهای مرتبه بالاتر نیز تعمیم داد.

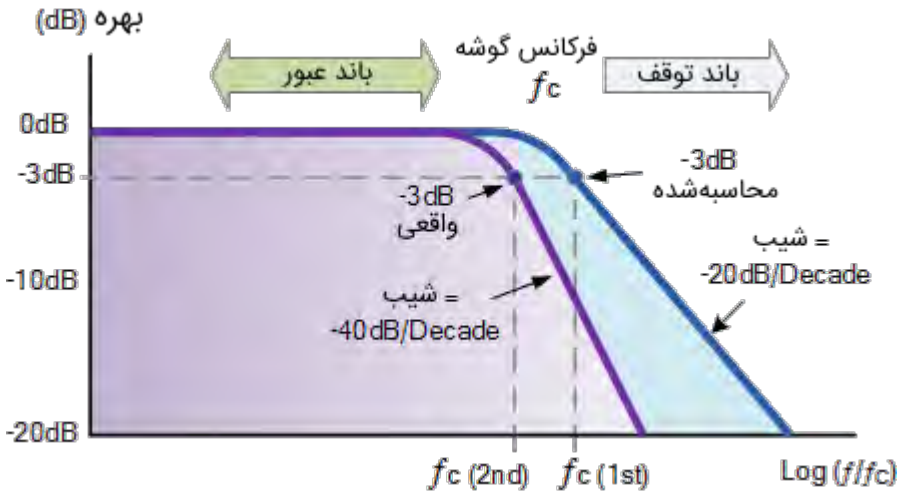
[1] cascaded

اگر n مدار RC به‌صورت آبشاری به یکدیگر متصل شوند، مدار فیلتر RC، یک فیلتر مرتبه n خواهد بود که با شیب n −20dB/decade کاهش می‌یابد.

فرکانس گوشه یک فیلتر پایین‌گذر مرتبه دوم پسیو که از ترکیب مقاومت–خازن ساخته شده، با رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$f_C = \frac{1}{2\pi\sqrt{R_1 C_1 R_2 C_2}} \ \text{Hz}$$

پاسخ فرکانسی (نمودار بُد) یک فیلتر پایین‌گذر مرتبه دوم در شکل ۲–۲۱ نشان داده‌شده است.



شکل ۲–۲۱– نمودار بُد یک فیلتر پایین‌گذر پسیو مرتبه دوم

در عمل، ساخت دقیق فیلترهای مرتبه بالا بااتصال پشت سر هم یا آبشاری فیلترهای پسیو، کاری مشکل است، زیرا امپدانس دینامیکی هر فیلتر، بر مدار مجاور اثر خواهد گذاشت.

۲–۳–۳–۲– فیلتر پایین‌گذر اکتیو

فیلتر اکتیو شامل ادوات اکتیو مانند تقویت‌کننده عملیاتی و ترانزیستور پیوندی دوقطبی یا ترانزیستور FET در مدار خود است. از طریق ترکیب یک فیلتر پایین‌گذر پسیو ساده RC با یک تقویت‌کننده عملیاتی یا آپ‌امپ می‌توان یک فیلتر اکتیو پایین گذر[1] ایجاد کرد. یکی از بزرگ‌ترین معایب فیلتر پایین‌گذر پسیو این است که دامنه سیگنال خروجی از آن، کمتر از دامنه سیگنال ورودی به فیلتر است. ایراد دیگر فیلتر در این است که امپدانس بار روی منحنی مشخصه فیلتر تأثیر خواهد گذاشت. به دلیل اینکه مدار یک فیلتر پسیو، از چندطبقه تشکیل می‌شود، این کاهش دامنه ورودی (میرایی)، می

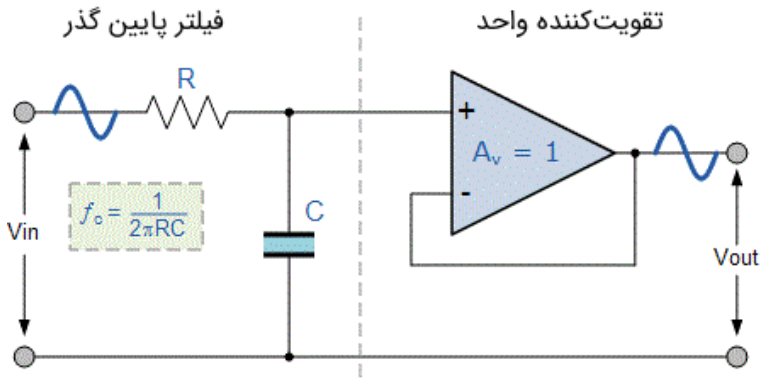
[1] Active Low Pass Filter

تواند به میزان شدیدی صورت گیرد. یک روش برای بازیابی و یا کنترل کاهش دامنه سیگنال، بهره‌گیری از خاصیت تقویت‌کنندگی با استفاده از فیلترهای اکتیو است.

این فیلترها توان خود را از یک منبع توان خارجی، به دست می‌آورند و از آن برای ارتقا یا تقویت سیگنال خروجی استفاده می‌کنند. تقویت‌کنندگی در فیلترها را همچنین می‌توان برای شکل دادن و یا تغییر پاسخ فرکانسی مدار فیلتر مورداستفاده قرار داد. از طریق این کار، یک پاسخ خروجی بسیار گزینشی‌تر ایجاد می‌شود و پهنای باند فیلتر بسیار باریک‌تر و یا پهن‌تر می‌شود. یک فیلتر اکتیو، مشخصه عملکردی و دقت بسیار بهتری را نسبت به یک فیلتر پسیو تولید می‌کند و هنگامی‌که در یک طراحی مداری خوب مورداستفاده قرار گیرد، سطح نویز بسیار پایینی خواهد داشت.

– فیلتر اکتیو مرتبه اول:

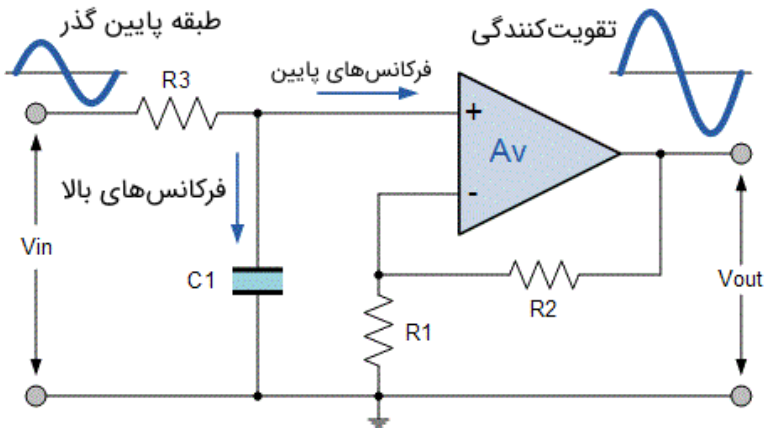
اصول عملکردی این نوع از فیلترها و همچنین پاسخ فرکانسی آن‌ها، دقیقاً با فیلتر نوع پایین‌گذر پسیو مشابه است؛ اما تنها تفاوت بین این دو نوع فیلتر پایین‌گذر در این است که از تقویت‌کننده عملیاتی به‌منظور تقویت‌کنندگی و کنترل بهره در ساختار یک فیلتر اکتیو استفاده می‌شود. نمایی از یک فیلتر پایین‌گذر اکتیو با بهره واحد تقویت‌کننده، در شکل ۲–۲۲ نشان داده‌شده است.



شکل ۲–۲۲–مدار فیلتر پایین‌گذر اکتیو مرتبه اول

مزیت اصلی مدار فیلتر اکتیو یاد شده این است که امپدانس ورودی بالای آپ‌امپ مانع از اضافه‌بار در خروجی فیلتر می‌شود و از طرف دیگر، امپدانس پایین خروجی آپ‌امپ منجر به این می‌شود که نقطه فرکانس قطع فیلتر تحت تأثیر تغییرات در امپدانس بار قرار نگیرد.

نمایی از یک فیلتر پایین‌گذر اکتیو با بهره غیر واحد تقویت‌کننده، در شکل ۲–۲۳ نشان داده شده است.

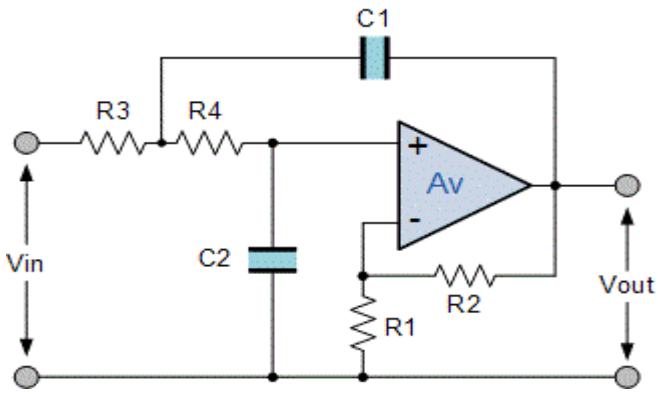


شکل ۲–۲۳–مدار فیلتر پایین‌گذر اکتیو با تقویت‌کنندگی

در این مدار اگر امپدانس خارجی متصل به ورودی مدار فیلتر تغییر کند، این تغییر امپدانس روی فرکانس قطع نیز تأثیر می‌گذارد. یک راه برای جلوگیری از هرگونه تأثیر خارجی روی فرکانس قطع فیلتر، این است که خازن را به‌صورت موازی با مقاومت فیدبک R2 در مدار قرارداد. این روش قادر است مقاومت R2 را به‌صورت مؤثری از ورودی حذف کند، درحالی‌که منحنی مشخصه فیلتر همچنان ثابت حفظ شود.

– فیلتر اکتیو مرتبه دوم:

با گسترش مناسب یک فیلتر اکتیو پایین‌گذر مرتبه اول، می‌توان یک فیلتر اکتیو پایین‌گذر مرتبه دو ایجاد نمود. برای این هدف باید یک شبکه RC اضافی در مسیر ورودی به مدار اضافه شود. در شکل ۲–۲۴ نمایی از مدار یک فیلتر پایین گذر اکتیو مرتبه دو را می‌توان مشاهده کرد.



شکل ۲–۲۴– مدار فیلتر پایین‌گذر اکتیو مرتبه دو

فرکانس قطع فیلتر اکتیو پایین‌گذر مرتبه دو شکل ۲–۲۴ را می‌توان با استفاده از فرمول زیر به دست آورد:

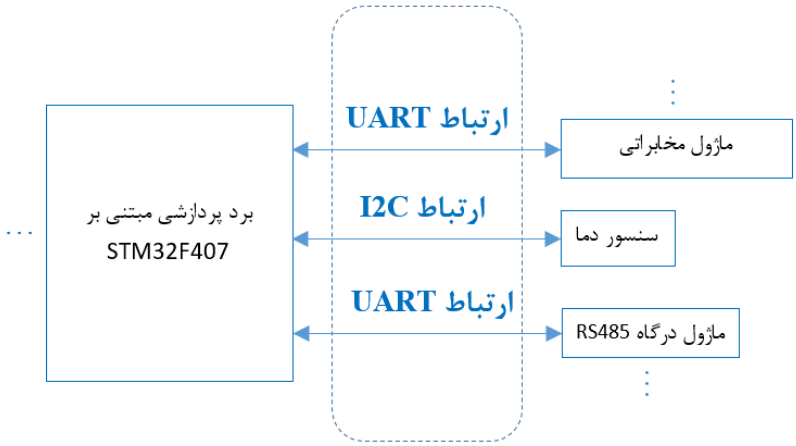
$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{R_3 R_4 C_1 C_2}}$$

نمودار پاسخ فرکانسی یک فیلتر اکتیو پایین‌گذر مرتبه دو بسیار مشابه با یک فیلتر پایین‌گذر مرتبه اول است، اما در فیلتر اکتیو پایین‌گذر مرتبه دو، باند توقف و رول‌آف[1] دو برابر یک فیلتر اکتیو پایین‌گذر مرتبه اول است و در 40dB/octave قرار دارد. منظور از رول‌آف، تضعیف تدریجی مشخصه پاسخ دامنه با تغییر فرکانس پس از قسمت تخت نمودار است.

۲- ۴- پروتکل‌های ارتباطی درون‌سیستمی

در این بخش پروتکل‌های ارتباطی مهم که جهت تبادل داده بین میکروکنترلر با ماژول‌ها و سنسورها به‌کار می‌رود، موردبررسی قرار می‌گیرد.

شکل ۲–۲۵ پروتکل‌های ارتباطی درون‌سیستمی مورداستفاده بین بخش‌های مرتبط به‌کار رفته در سامانه‌ی اندازه‌گیری را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۲۵- پروتکل‌های ارتباطی درون‌سیستمی مورداستفاده در سامانه‌ی اندازه‌گیری

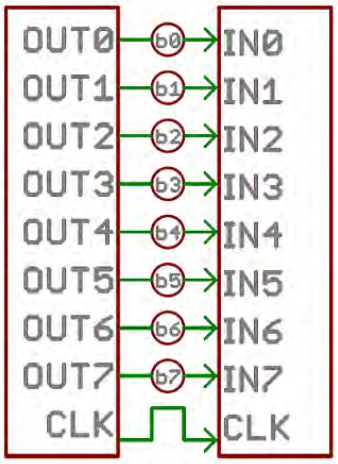
۲- ۴- ۱- ارتباط UART

برای اینکه مدارها اطلاعات خود را مبادله کنند، باید یک پروتکل ارتباطی مشترک داشته باشند. صدها پروتکل ارتباطی برای این تبادل اطلاعات تعریف شده‌اند و به‌طورکلی می‌توانند به دو دسته تقسیم شوند: موازی و سریال.

ارتباط سریال و موازی

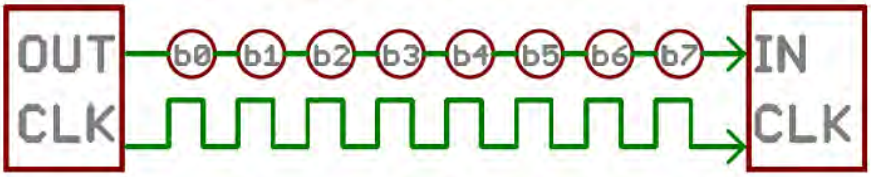
در ارتباطات **موازی** چندین بیت را هم‌زمان انتقال می‌دهند. آن‌ها معمولاً به باس‌هایی (خطوط ارتباطی) برای انتقال داده (بین هشت یا شانزده خط یا خطوط بیشتر) نیاز دارند. یک باس داده ۸ بیتی که توسط یک پالس ساعت[2] کنترل می‌شود، در هر پالس ساعت یک بایت را انتقال می‌دهد. شکل ۲–۲۶ چنین ارتباطی را نشان می‌دهد.

[1] Roll-off
[2] Clock



شکل ۲–۲۶- یک ارتباط موازی ([۱۸])

ارتباطات **سریال**، در هرلحظه یک بیت از داده‌های خود را انتقال می‌دهند. این رابط‌ها می‌توانند به کوچکی یک سیم عمل کنند و معمولاً بیشتر از چهار سیم نخواهند داشت. شکل ۲–۲۷ مثالی از یک ارتباط سریال است.



شکل ۲–۲۷- یک ارتباط سریال ([۱۸])

ارتباط موازی، ارتباطی سریع، ساده و قابل‌اجرا است، اما خطوط ورودی/خروجی (I/O) بسیار بیشتری نیاز دارد. از طرفی خطوط I/O در یک ریزپردازنده می‌تواند کم و درعین‌حال باارزش باشد؛ بنابراین، اغلب ارتباط سریال انتخاب می‌شود، یعنی قربانی کردن سرعت خوب برای استفاده‌ی بهینه از پایه‌های I/O.

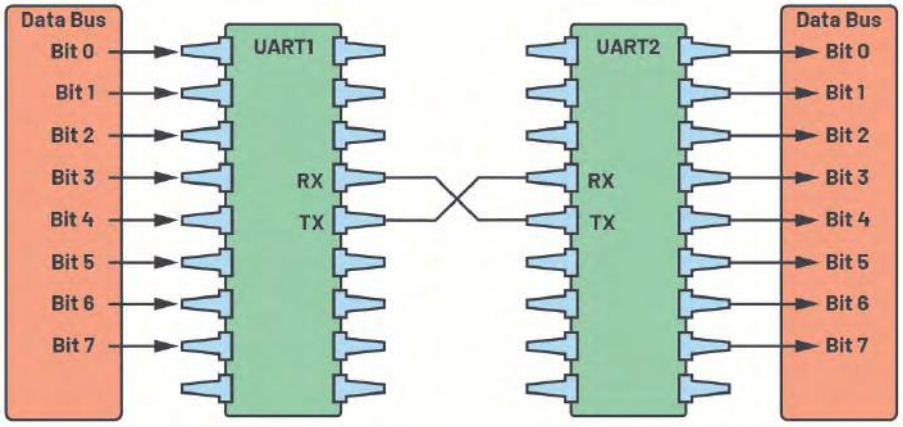
ارتباط سریال سنکرون و آسنکرون

ارتباط سریال **سنکرون** همیشه خطوط داده‌های خود را به سیگنال کلاک وصل می‌کند؛ بنابراین تمام دستگاه‌های موجود در باس سریال سنکرون یک پالس ساعت مشخص را به اشتراک می‌گذارند که این باعث انتقال سریال ساده‌تر و در اغلب موارد سریع‌تر می‌شود، اما این ارتباط حداقل به یک سیم اضافی بین دستگاه‌های ارتباطی نیاز دارد. دو نمونه از ارتباطات سریال سنکرون عبارت‌اند از SPI و I2C.

ارتباط سریال **آسنکرون** یعنی داده‌ها بدون پشتیبانی یک سیگنال کلاک خارجی منتقل می‌شوند. این روش انتقال برای کم کردن تعداد سیم‌ها و پین‌های I/O موردنیاز مناسب است، اما این یعنی انتقال و دریافت مطمئن‌تر داده‌ها پیچیدگی بیشتری دارد. پروتکل سریالی UART[1] شایع‌ترین شکل انتقال آسنکرون است.

[1] Universal Asynchronous Receiver / Transmitter

یکی از بهترین ویژگی‌ها در مورد UART این است که فقط از دو سیم برای انتقال داده بین دستگاه‌ها استفاده می‌کند. UARTها داده‌ها را به‌صورت غیرهمگام[1] منتقل می‌کنند، به این معنی که هیچ سیگنال ساعتی برای همگام‌سازی خروجی بیت‌ها از UART فرستنده به نمونه‌بردار بیت‌ها توسط UART دریافت‌کننده وجود ندارد. به‌جای یک سیگنال ساعت، UARTفرستنده، بیت‌های شروع و توقف را به بسته داده‌ای که منتقل می‌شود اضافه می‌کند. این بیت‌ها ابتدا و انتهای بسته داده را تعریف می‌کنند تا UART دریافت‌کننده بداند چه زمانی بیت‌ها را بخواند. داده‌ها از پین Tx UART فرستنده به پین Rx UART گیرنده، جریان می‌یابند. در شکل ۲–۲۸ نمایی از دو UART گیرنده و فرستنده نشان داده شده است.



شکل ۲–۲۸– نمایی از دو UART گیرنده و فرستنده ([۱۸])

قوانین ارتباط سریال UART

پروتکل سریال آسنکرون تعدادی قوانین داخلی دارد: مکانیسم‌هایی که به انتقال داده‌ها با سرعت مطمئن و بدون خطا کمک می‌کند. مکانیسم‌هایی که برای حذف سیگنال ساعت خارجی استفاده می‌شود عبارت‌اند از:

- بیت‌های داده
- بیت‌های همگام‌سازی
- بیت توازن[2]
- نرخ داده[3]

نرخ داده مشخص می‌کند که اطلاعات با چه سرعتی بر روی خط سریال ارسال می‌شوند که معمولاً با واحد بیت در ثانیه (bps) بیان می‌شود. لازم است که هر دو دستگاه با سرعت یکسان عمل کنند. یکی از رایج‌ترین نرخ‌های تبادل داده

[1] asynchronously
[2] Parity Bit
[3] Baud Rate

به‌ویژه برای موارد ساده که سرعت خیلی مهم نیست، ۹۶۰۰ بیت در ثانیه است. دیگر نرخ داده‌های استاندارد ۱۲۰۰، ۲۴۰۰، ۴۸۰۰، ۱۹۲۰۰، ۳۸۴۰۰، ۵۷۶۰۰ و ۱۱۵۲۰۰ هستند.

قالب‌بندی داده‌ها در ارتباط سریال

هر بلوک (معمولاً یک بایت) از داده درواقع به‌صورت یک بسته یا Packet از بیت‌ها منتقل می‌شود. قالب‌ها با اضافه کردن بیت همگام‌سازی و بیت‌های توازن به داده‌ها ایجاد می‌شوند. شکل ۲–۲۹ فریم UART را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۲۹– فریم سریال UART ([۱۸])

این بسته دارای ۳ قسمت است:

– اطلاعات Data:

محتوای هر بسته سریال، شامل اطلاعاتی است که انتقال می‌دهد. به این بلوک داده تکه[1] گفته می‌شود، زیرا اندازه آن مشخص نیست. مقدار داده‌ها در هر بسته می‌تواند در هر مقداری بین ۵ تا ۹ بیت تنظیم شود. اندازه استاندارد، ۸ بیتی است، اما اندازه‌های دیگر کارایی‌های دیگری را دارند. بعد از توافق در مورد طول کاراکتر، هر دو دستگاه سریال باید در مورد ترتیب ارسال داده‌های خود به توافق برسند. آیا داده‌ها به ترتیب از باارزش‌ترین بیت(MSB) به کم‌ارزش‌ترین بیت فرستاده می‌شوند یا برعکس؟ اگر غیر از این باشد، می‌توان فرض کرد که داده‌ها به ترتیب از کم‌ارزش‌ترین بیت (LSB) منتقل می‌شوند.

– بیت‌های همگام‌سازی:

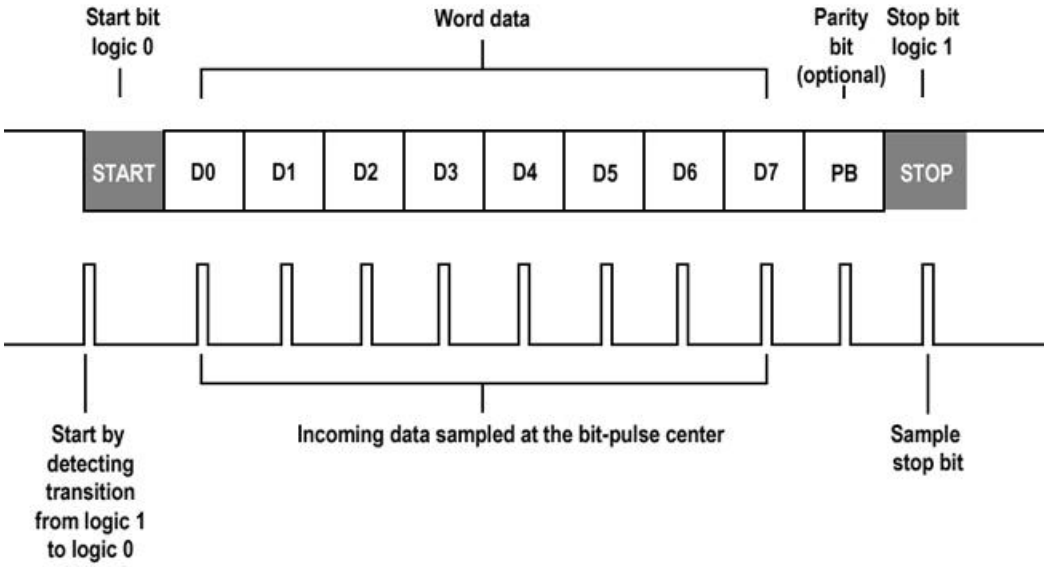
بیت‌های همگام‌سازی بیت‌های شروع و توقف هستند که شروع و پایان بسته را تعیین می‌کنند. همیشه یک بیت شروع وجود دارد، اما تعداد بیت‌های توقف به یک یا دو بیت قابل‌تغییر است (معمولاً یک بیت است). خط انتقال داده UART به‌طورمعمول در سطح ولتاژ بالا (HIGH) نگهداری می‌شود. برای **شروع** انتقال داده‌ها، UART فرستنده خط انتقال را برای یک چرخه ساعت از بالا به پایین (LOW) می‌کشد. وقتی UART گیرنده، ولتاژ بالا به پایین را تشخیص دهد، شروع به خواندن بیت‌ها در فرکانس متناسب با نرخ تبادل داده می‌کند. برای نشان دادن **پایان** بسته داده، درایور UART فرستنده خط انتقال اطلاعات را از ولتاژ پایین به ولتاژ بالا می‌کشد (برای مدت حداقل دو بیت).

– بیت توازن:

[1] chunk

Parity یک شکل از کنترل خطا است که در دو نوع وجود دارد: زوج یا فرد. برای تولید بیت توازن زوج توسط فرستنده، تمام ۵–۹ بیت داده، XOR می‌شوند و حاصل به‌عنوان بیت تشخیص خطا در ادامه‌ی بسته‌ی داده، منتقل می‌شود. گیرنده پس از دریافت بسته، عملیات مشابه را روی ۵–۹ بیت داده انجام می‌دهد و حاصل را با بیت توازن دریافتی مقایسه می‌کند؛ در صورت برابری دو مقدار، انتقال بسته صحیح در نظر گرفته می‌شود و در غیر این صورت، در انتقال داده‌ها خطا رخ داده است. در مورد استفاده از بیت توازن فرد جهت تشخیص خطا، معکوس حاصل XOR به کار می‌رود. بیت برابری، راهی است که UART دریافت‌کننده می‌تواند تشخیص دهد که آیا داده در حین انتقال تغییر کرده است یا خیر. بیت‌ها می‌توانند با تابش الکترومغناطیسی، نرخ تبادل داده نابرابر یا مسافت ارتباط طولانی تغییر کنند.

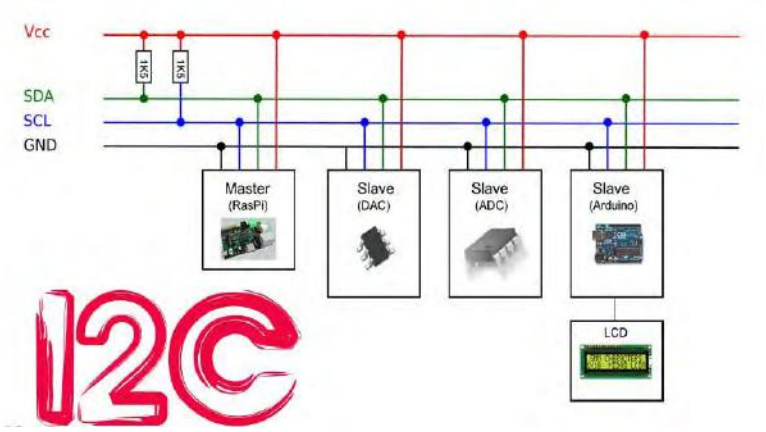
شکل ۲–۳۰ زمان‌بندی ارسال فریم داده برای UART را نشان می‌دهد.



شکل ۲–۳۰- زمان‌بندی ارسال فریم داده در UART

۲- ۴- ۲- ارتباط I2C

پروتکل Inter-Integrated Circuit یا به‌اختصار I2C پروتکلی است که برای ارتباط چندین مدار مجتمع (تراشه) دیجیتال "slave" با یک یا چند تراشه "master" طراحی‌شده است؛ مانند پروتکل SPI، I2C نیز برای ارتباطات در فاصله کوتاه درون یک دستگاه طراحی‌شده است؛ مانند رابط‌های سریال آسنکرون (مثل RS-232 یا UART)، این پروتکل نیز تنها به دو سیم سیگنال برای تبادل اطلاعات نیاز دارد.



شکل ۲–۳۱– ارتباط تراشه‌ها از طریق پروتکل I2C

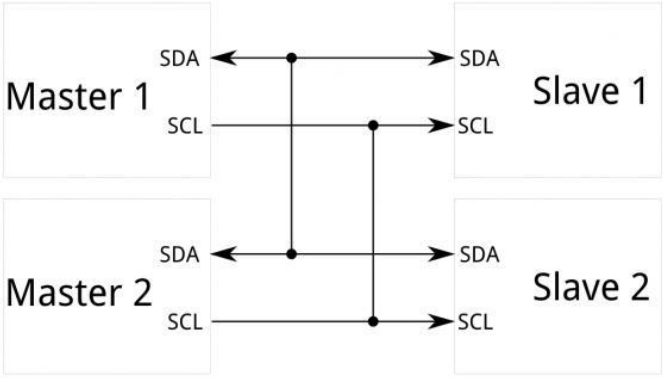
مزیت پروتکل I2C به UART

در UART پورت‌های سریال آسنکرون نیاز به سخت‌افزار اضافی دارند. پیاده‌سازی نرم‌افزاری برای این منظور، نسبتاً سخت و پیچیده است. حداقل یک بیت شروع و یک بیت پایان بخشی از هر فریم داده است، به این معنی که برای انتقال هر ۸ بیت داده به زمانی معادل با انتقال ۱۰ بیت داده نیاز است که به‌شدت نرخ انتقال داده را پایین می‌آورد. یک ایراد بنیادی دیگر در پورت‌های سریال آسنکرون این است که آن‌ها به‌طور ذاتی برای ارتباط بین دو و فقط دو دستگاه طراحی شده‌اند. با اینکه اتصال چندین دستگاه به یک پورت امکان‌پذیر است، اما تداخل در باس[1] (هنگامی‌که دو دستگاه هم‌زمان می‌خواهند روی یک خط داده ارسال کنند) همواره یک مشکل است و باید با استفاده از سخت‌افزار خارجی و بسیار بااحتیاط انجام شود تا از آسیب رساندن به دستگاه‌های متصل جلوگیری شود. در آخر، حداکثر نرخ تبادل داده‌ی قابل‌دستیابی، محدود است. بااینکه ازنظر تئوری محدودیتی در ارتباطات سریال آسنکرون وجود ندارد، بیشتر دستگاه‌های دارای UART تنها از مجموعه‌ای از باودریت‌های ثابت استفاده می‌کنند که بالاترین آن‌ها معمولاً حدود ۲۳۰۴۰۰ بیت بر ثانیه است.

پروتکل I2C مانند UART تنها به دو سیم نیاز دارد، اما این دو سیم می‌توانند از ۱۲۸ دستگاه salve پشتیبانی کنند. همچنین، برخلاف SPI، از یک سیستم دارای چند master نیز پشتیبانی می‌کند که به بیش از یک master اجازه می‌دهد تا با تمامی دستگاه‌های روی باس ارتباط برقرار کند (البته masterها نمی‌توانند با یکدیگر صحبت کنند و همچنین باید از خطوط باس نیز به‌طور نوبتی استفاده نمایند). نرخ انتقال داده در این پروتکل بین UART و SPI قرار می‌گیرد؛ بیشتر دستگاه‌های دارای پروتکل I2C در ۱۰۰ تا ۴۰۰ کیلوهرتز کار می‌کنند. پروتکل I2C نیز مقداری اطلاعات اضافه ارسال می‌کند؛ برای هر ۸ بیت داده فرستاده‌شده، یک بیت اضافی، متا داده، نیز باید ارسال شود.

سخت‌افزار موردنیاز برای اجرای I2C پیچیده‌تر از SPI است، اما از UART ساده‌تر است. این پروتکل می‌تواند به‌صورت نسبتاً ساده در نرم‌افزار پیاده‌سازی شود.

[1] Bus Contention

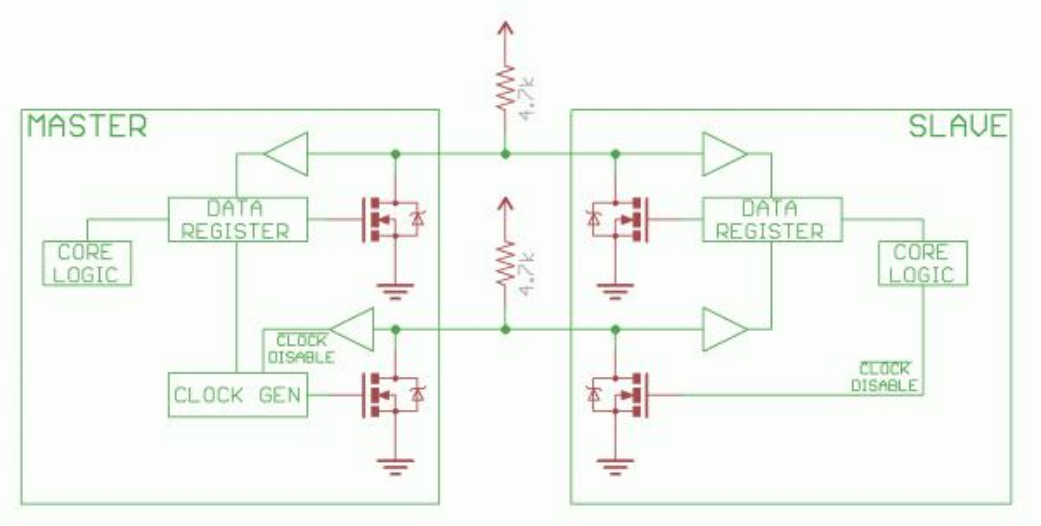


شکل ۲–۳۲– حالت چند Master و Slave برای I2C

پروتکل I2C در سطح سخت‌افزاری

هر باس I2C از دو سیگنال تشکیل شده است SCL و SDA. SCL سیگنال کلاک و SDA سیگنال دیتا می‌باشد. سیگنال کلاک همواره توسط Master تولید می‌شود؛ گاهی اوقات ممکن است بعضی از دستگاه‌های slave کلاک را به‌اجبار پایین بکشند تا فرستادن اطلاعات بیشتر توسط master را به تأخیر بیندازند. این عمل "clock stretching" نام دارد.

برخلاف ارتباطات UART یا SPI، در I2C درایورهای باس open drain هستند، به این معنی که می‌توانند خط سیگنال مربوطه را پایین بکشند، اما نمی‌توانند آن را بالا ببرند؛ بنابراین، هیچ اختلالی در باس نمی‌تواند به وجود بیاید که در آن یک دستگاه در تلاش است تا خط را بالا بکشد درحالی‌که دیگری می‌خواهد آن را پایین بکشد و درنتیجه، احتمال آسیب به درایورها یا اتلاف توان بیش‌ازحد در سیستم از بین می‌رود. هر خط سیگنال دارای یک مقاومت pull-up می باشد که سیگنال را هنگامی‌که هیچ دستگاهی آن را پایین نمی‌کشد، بالا نگه دارد.



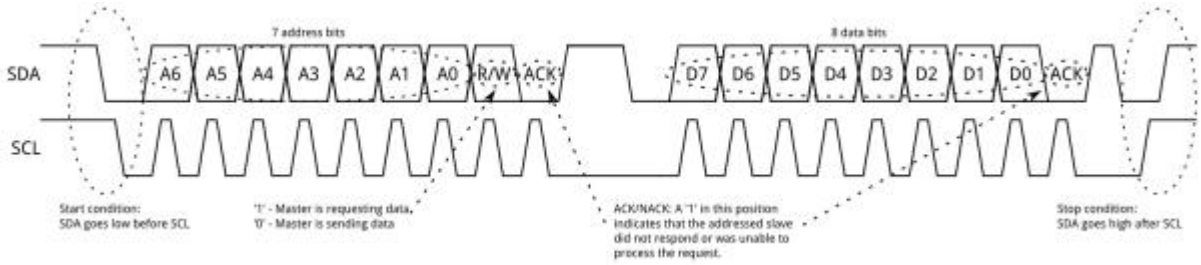
شکل ۲–۳۳– زیربخش‌های سخت‌افزاری ارتباط I2C

سطوح سیگنال پروتکلI2C

ازآنجایی‌که دستگاه‌های روی باس، سیگنال را بالا نمی‌کشند، پروتکل I2C تا حدی امکان انعطاف‌پذیری در اتصال دستگاه‌ها با ولتاژهای I/O مختلف را فراهم می‌کند. به‌طورکلی، در یک سیستم که یک دستگاه با ولتاژ بالاتری نسبت به دستگاه دیگر کار می‌کند، ممکن است بتوان بدون استفاده از هیچ مدار تغییر سطحی، آن‌ها را از طریق I2C به هم وصل کرد. نکته در این است که در این حالت باید مقاومت‌های pull-up موردنیاز در ارتباط I2C را به ولتاژ متناسب با سیستمی که ولتاژ کاری کمتر دارد، متصل نمود. این کار فقط در مواردی امکان‌پذیر است که ولتاژ پایین‌تر بین دو سیستم از سطح منطقی high سیستم با ولتاژ بالاتر، بیشتر باشد.

اصول پروتکل I2C

ارتباط از طریق پروتکل I2C پیچیده‌تر از UART یا SPI است. فرستادن سیگنال‌ها باید از پروتکل خاصی پیروی کند تا به‌عنوان ارتباط I2C معتبر شناخته شوند.



شکل ۲–۳۴– فریم‌های آدرس و داده در آغاز ارتباط I2C

پیام‌ها به دو دسته فریم تقسیم می‌شوند:

- ✓ یک فریم آدرس که در آن master مشخص می‌کند به کدام slave پیام می‌فرستد.
- ✓ یک فریم یا بیشتر برای داده که پیام‌های ۸ بیتی هستند که از master به slave یا برعکس منتقل می شوند.

داده بعد از اینکه SCL پایین می‌رود روی خط SDA قرار می‌گیرد و بعد از اینکه SCL بالا می‌رود نمونه‌برداری می شود. زمان بین لبه کلاک و خواندن/نوشتن داده، توسط دستگاه‌ها تعیین می‌شود و بسته به تراشه متفاوت است.

وضعیت شروع

برای شروع ارسال فریم آدرس، دستگاه master خط SCL را بالا نگه‌داشته و SDA را پایین می‌کشد. این کار به تمامی دستگاه‌های slave روی باس اعلام می‌کند که یک ارسال به‌زودی انجام می‌شود. اگر دو master در یک‌زمان قصد ارسال داده را داشته باشند، دستگاهی که اول SDA را پایین می‌کشد، برنده است و کنترل باس را در اختیار می‌گیرد.

فرستادن چندین دستور شروع توسط یک master پشت سر هم بدون اینکه کنترل باس را به master دیگری بدهد نیز ممکن است.

فریم آدرس

در هر بار ارتباط جدید، ابتدا فریم آدرس ارسال می‌شود. برای یک آدرس ۷ بیتی، آدرس به‌صورت MSB ارسال می شود و بعد از آن یک بیت R/W ارسال می‌شود که تعیین می‌کند این عمل خواندن (۱) یا نوشتن (۰) است.

نهمین بیت این فریم بیت NACK/ACK است. این بیت در همه‌ی فریم‌ها وجود دارد، چه داده چه آدرس. بعد از اینکه هشت بیت اول فریم ارسال می‌شود، کنترل SDA به دست دستگاه دریافت‌کننده، داده می‌شود. اگر این دستگاه قبل از نهمین پالس کلاک، SDA را پایین نکشد، این‌طور برداشت می‌شود که دستگاه گیرنده، داده را دریافت نکرده یا نتوانسته آن را رمزگشایی کند. در این صورت، انتقال داده متوقف شده و تصمیم این‌که چه‌کاری انجام شود با master سیستم است.

فریم داده

بعد از این که فریم آدرس ارسال شد، ارسال داده می‌تواند شروع شود. Master به تولید پالس کلاک با وقفه‌های منظم ادامه می‌دهد و بسته به وضعیت بیت R/W، داده توسط slave یا master روی SDA قرار داده می‌شود. تعداد فریم‌های داده دلخواه است و بیشتر دستگاه‌های slave به‌طور خودکار، رجیستر داخلی را افزایش می‌دهند، به این معنی که خواندن یا نوشتن‌های پشت سر هم به ترتیب از رجیسترهای بعدی انجام می‌شود.

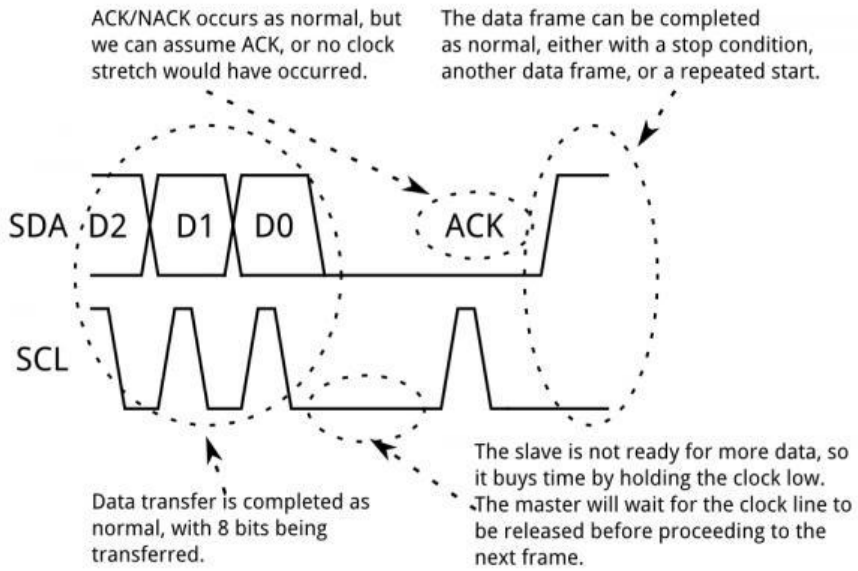
وضعیت توقف

هنگامی‌که تمامی فریم‌های داده ارسال شدند، master یک وضعیت توقف ایجاد می‌کند. وضعیت توقف با یک تغییر وضعیت از ۰ به ۱ (low به high) روی SDA بعد از یک تغییر وضعیت از ۰ به ۱ روی SCL و ثابت ماندن SCL تعریف می‌شود. در طی نوشتن معمولی، هنگامی‌که SCL در وضعیت ۱ منطقی است مقدار SDA نباید تغییر کند تا از وضعیت توقف اشتباهی جلوگیری شود.

تعریض کلاک پروتکل I2C

گاهی اوقات، نرخ تبادل داده‌ی master از توانایی slave برای تأمین آن داده تجاوز می‌کند. این مشکل می‌تواند به دلیل آماده نبودن داده (برای مثال، هنوز یک تبدیل آنالوگ به دیجیتال را انجام نداده است) یا به خاطر کامل نشدن عملیات قبلی (برای مثال، یک EEPROM که نوشتن روی حافظه non-volatile را تمام نکرده است و نمی‌تواند قبل از اتمام آن به دیگر درخواست‌ها پاسخ دهد) باشد.

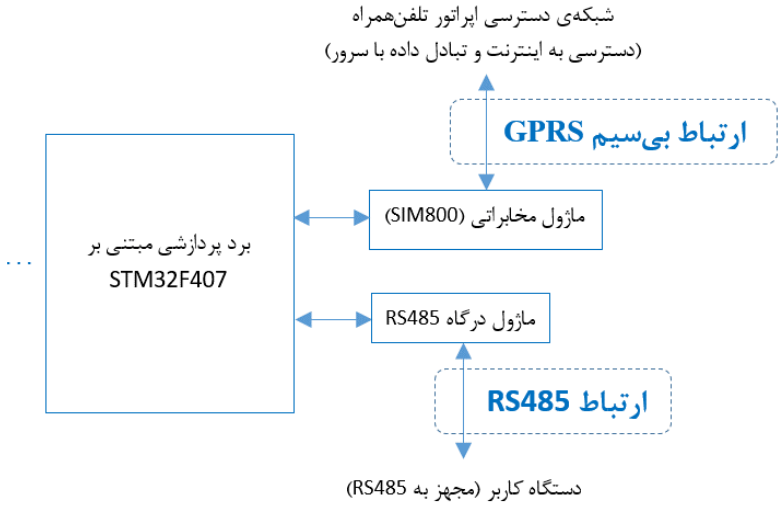
در این شرایط، بعضی از دستگاه‌های slave، عملی به نام "clock stretching" یا تعریض کلاک را انجام می‌دهند. به‌طورکلی، تمامی کلاک‌ها توسط master زده می‌شود و slaveها با توجه به پالس‌های کلاک master فقط داده را از روی باس برداشته یا آن را روی باس می‌گذارند. در هر لحظه از فرآیند انتقال داده، slave فراخوانی‌شده می‌تواند بعد از اینکه master، خط SCL را آزاد کرد آن را پایین نگه دارد. در این صورت master ادامه کلاک‌زنی و انتقال داده را متوقف کرده تا زمانی که Slave خط SCL را آزاد کند.



شکل ۲–۳۵- تعریض کلاک در I2C

۲- ۵- پروتکل‌های ارتباطی برون‌سیستمی

در این بخش دو مورد از پروتکل‌های مورداستفاده در سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده جهت ارتباط با محیط خارج از آن، موردبررسی قرار می‌گیرد. شکل ۲–۳۶ این پروتکل‌ها را نشان می‌دهد.

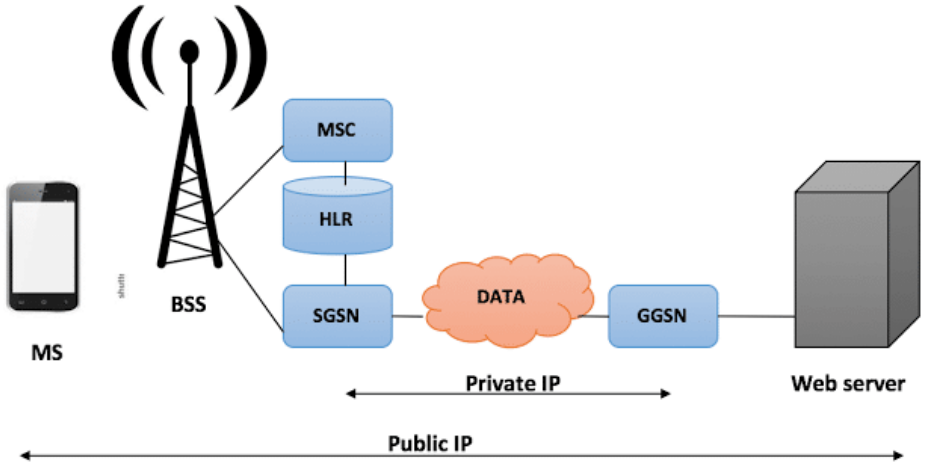


شکل ۲–۳۶- ارتباطات برون‌سیستمی مورداستفاده در سامانه‌ی اندازه‌گیری

۲- ۵- ۱- ارتباط بی‌سیم GPRS با شبکه‌ی دسترسی

GPRS[1] به معنای سرویس عمومی بسته امواج رادیویی است. GPRS که نسل 2.5 تلفن‌های همراه هم نامیده می‌شود، یک سرویس اطلاعات موبایل بسته‌گرا است و برای کاربران گوشی‌های تلفن همراه، خدمات خود را ارائه می‌دهد. این سرویس با استفاده از زیرساخت شبکه GSM (سامانه جهانی ارتباطات سیار)، خدماتی مانند جست‌وجو در صفحات وب، ایمیل، ارتباطات تصویری و ارسال پیام‌های چندرسانه‌ای را فراهم می‌کند.

در این ارتباط بی‌سیم، تبادل داده به این صورت است که فرستنده قبل از ارسال داده‌ها، آن‌ها را به بسته‌هایی تبدیل کرده و توسط رادیو در شبکه ارسال می‌کند و گیرنده در سوی دیگر، بسته‌ها را به یکدیگر متصل کرده و داده را می‌خواند.



شکل ۲–۳۷- نمای کلی از شبکه و تبادل داده در ارتباط GPRS

[1] General Packet Radio Service

GPRS برای کاربران موبایل و کامپیوتر، یک اتصال مستقیم به اینترنت را فراهم می‌سازد و به دلیل ویژگی بسته گرایی، سرعت انتقال بالایی را برایشان فراهم می‌آورد. کاربران نیز برای استفاده ازGPRS ، باید یک ترمینال یا تلفن همراه که از GPRS پشتیبانی می‌کند را به همراه داشته باشند.

این یک سرویس ارزش‌افزوده جدید در نسل دوم تلفن همراه بوده که امکان ارسال و دریافت اطلاعات یا داده را روی شبکه تلفن همراه فراهم می‌سازد. GPRS تکمیل‌شده اطلاعات سوئیچینگ مداری است. جی‌پی‌آراس یک لایه بسته سوئیچ‌شده[1] به شبکه جی‌اس‌ام موجود در تلفن همراه شما اضافه می‌کند که خیلی بهتر از استاندارد ارتباطی سوئیچ‌شده مداری[2] شبکه GSM است. جی‌پی‌آراس در تئوری باید بتواند سرعت انتقال اطلاعات را به 171kb/s برساند درحالی‌که در عمل این سرعت به 40kb/s می‌رسد.

GPRS به اپراتورهای شبکه اجازه می‌دهد تا معماری اصلی مبتنی بر پروتکل اینترنت (IP) را برای برنامه‌های صوتی و داده‌های یکپارچه اجرا کنند که همچنان در سرویس‌های 3G مورداستفاده و گسترش قرار می‌گیرند.

۲-۵-۱-۱- ویژگی‌های اصلی GPRS

– همیشه آنلاین بودن: این ویژگی فرآیند dial-up را حذف کرده و ساخت برنامه‌های کاربردی تحت وب را از راه دور فراهم می‌کند.

–به‌روزرسانی سیستم‌های موجود: باوجود GPRS، اپراتورها مجبور نیستند تجهیزات خود را جایگزین کنند زیرا GPRS روی زیرساخت‌های موجود اضافه شده است.

– امکان حفظ ارتباطات صوتی و داده ثابت در حین حرکت

– انعطاف: GPRS به مشترکین امکان می‌دهد بدون نیاز به موقعیت مکانی و بدون یک جلسه ورود طولانی، اتصال خود را در صورت لزوم به دست آورند.

– تعیین محل[3]: GPRS به مشترکین اجازه می‌دهد تا اطلاعات مربوط به موقعیت فعلی خود را به دست آورند.

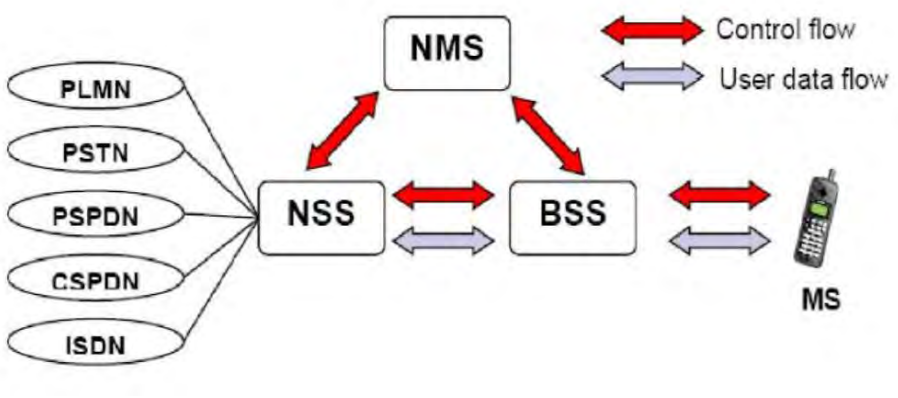
۲-۵-۱-۲- ساختار شبکه GPRS

GPRS از شبکه GSM موجود استفاده می‌کند و از آن برای ارسال بسته‌های اطلاعاتی بهره می‌گیرد. سرویس‌دهنده‌های موبایل برای بهره‌گیری از GPRS تنها نیاز به‌اضافه کردن چند زیرساخت و به‌روزرسانی نرم‌افزاری دارند و دیگر نیازی به ایجاد تغییر اساسی در شبکه نیست. در GPRS اطلاعات به‌صورت بسته‌های کوچک و مجزا ولی

[1] Packet – Switched
[2] Circuit Switched
[3] Localization

مرتبط به هم، تفکیک شده و ارسال می‌شود. این روش همانند جورچین است که اجزای آن از هم جدا هستند و با چیدن قطعات در کنار هم، شکل اصلی آن‌ها آشکار می‌شود.

برای بررسی ساختار GPRS باید ابتدا بعضی مفاهیم را شناخت.



شکل ۲–۳۸– زیربخش‌های اصلی در ارتباط GPRS

- **Mobile System (MS)**

این قسمت همان گوشی موبایل هست که از دو قسمت سیم‌کارت[1] و گوشی تشکیل شده است. سیم‌کارت در اصل نقش یک کلید ورود و یا یک شناسنامه برای ورود به شبکه را دارد. سیم‌کارت درواقع حافظه کوچکی است که حاوی ۵ عدد ثابت و مقداری حافظه برای ذخیره برخی داده‌ها داخل خود است. این ارقام عبارت‌اند از:

PIN که یک شماره رمز است.

PUK که برای بازیابی PIN در صورت مسدود شدن PIN مورداستفاده قرار می‌گیرد.

IMSI که شماره‌سریال منحصربه‌فرد است.

KI و KC که یک کلمه رمز سری هستند.

- **Base Station Subsystem (BSS)**

این قسمت وظیفه ارتباط با MS را برعهده دارد که خود به بخش‌های TC، BSC، BTS تقسیم می‌شود.

BTS (Base Transceiver Station) درواقع همان آنتن‌های مخابراتی هستند که در گوشه و کنار دیده می‌شوند.

BSC (Base Station Controller) معمولاً چندین آنتن BTS تحت مدیریت یک BSC ارائه سرویس می‌کند.

[1] Subscriber identity module card

TC (TransCoder) وظایفی نظیر رمزگذاری مناسب برای اطلاعات کانال‌های تماس تلفنی (صوتی) بعد از فرآیند speech coding را به عهده دارد.

- **Network Management Subsystem (NMS)**

این قسمت، عناصر و عملکردهای مختلفی از شبکه را پایش می‌نماید. وظایف NMS را در سه دسته می‌توان تقسیم کرد: مدیریت خطا[1]، مدیریت پیکربندی[2] و مدیریت عملکرد[3].

- **Network Switching Subsystem (NSS)**

NSS ارتباط بین موبایل با دیگر اجزای شبکه را مدیریت می‌کند. هم‌چنین دیتابیس‌های اطلاعاتی مشترکین از قبیل شماره‌ها، سرویس‌ها و اطلاعات امنیتی را مدیریت می‌کند.

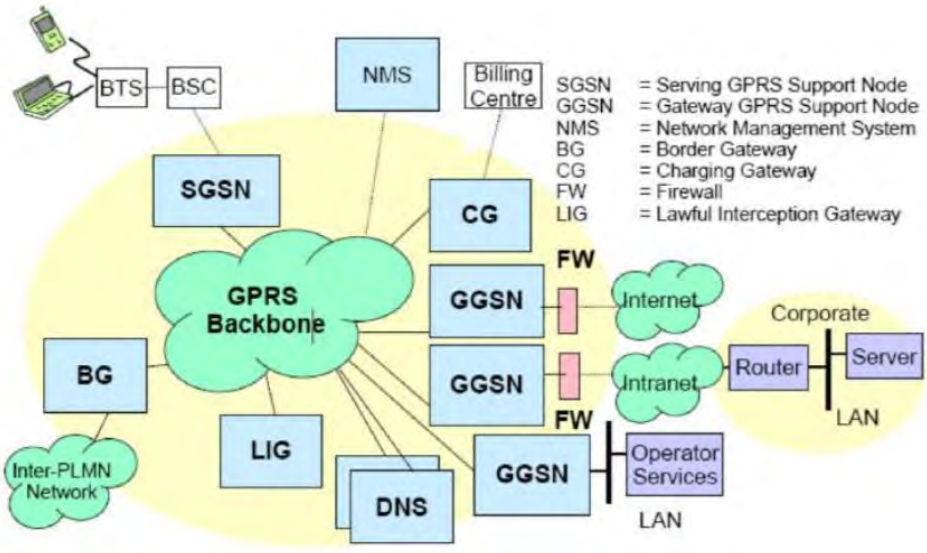
MSC[4] یا GMSC[5] عمل سوئیچ مکالمه بین BSCها را با دیگر اجزای شبکه ثابت یا موبایل فراهم می‌کند و بخشی مهم از NSS است.

۲-۵-۱-۳- شبکه‌ی اصلی[6] GPRS

برای نصب و راه‌اندازی یک شبکه GPRS لازم است ابزار و تجهیزات زیر به NSS اضافه شود:

- ✓ (PCU) Packet Control Unit
- ✓ (SGSN) Serving GPRS Support Node
- ✓ (GGSN) Gateway GPRS Support Node
- ✓ (BG) Border Gateway
- ✓ (CG) Charging Gateway
- ✓ (DNS) Domain Name Service
- ✓ Firewall
- ✓ Back bone

[1] Fault Management
[2] Configuration Management
[3] Performance Management
[4] Mobile Switching Center
[5] Gateway Mobile Switching Centre
[6] Core Network



شکل ۲–۳۹– جزئیات بیشتر از اجزای شبکه در ارتباط GPRS

- **Packet Control Unit (PCU)**

وظیفه PCU تفکیک ترافیک packet switching، circuit switching از یکدیگر و انتقال آن‌ها به ترتیب به شبکه‌های GPRS و GSM است. این واحد همچنین مدیریت بیشتر بخش‌های شبکه GPRS ازجمله مدیریت منابع رادیویی را برعهده دارد. این واحد می‌تواند هم در بخش BTS، BSC و یا بقیه قسمت‌های بین MS و MSC قرار بگیرد.

- **Serving GPRS Support Node (SGSN)**

مهم‌ترین بخش شبکه GPRS است و نقشی همانند MSC در شبکه‌های GSM دارد. حداقل یک واحد SGSN در شبکه‌ی GPRS باید موجود باشد و همچنان که شبکه گسترده می‌شود به تعداد بیشتری واحد SGSN نیاز است. SGSN وظایف زیر را برعهده دارد:

– تبدیل پروتکل (مثلاً IP به FR[1])

– فشرده‌سازی داده‌ها برای انتقال

– تصدیق کاربران

– انجام مکانیزم رومینگ بین BTSها و گاهی بین SGSNهای مختلف

– مسیریابی داده‌ها به GGSN مناسب در هنگام ارتباط با شبکه‌های خارجی IP

– ارتباط NSS جهت دستیابی به اطلاعات کاربران از طریق سیگنالینگ شماره ۷ (SS7)

[1] Frame Relay

- تولید اطلاعات شارژینگ و ارسال به سیستم صورتحساب‌گیری
- جمع‌آوری اطلاعات ترافیکی جهت اهداف مدیریتی شبکه

- **Gateway GPRS Support Node (GGSN)**

این بخش را می‌توان دروازه‌ای به شبکه‌های خارجی در نظر گرفت. هرگونه ارتباط با شبکه‌های خارجی از طریق GGSN برقرار می‌شود.

GGSN مستقل از BTS و حتی SGSN است (ازنظر انتقال داده‌ها) و ربطی به مسائلی از قبیل رومینگ ندارد. معمولاً دو GGSN در شبکه وجود دارد تا افزونگی نیز تضمین شود.

از دید شبکه‌های بیرونی GGSN مانند یک روتر که وظیفه مسیریابی بسته‌های IP را به عهده دارد، عمل می‌کند. وقتی یک بسته اطلاعاتی از شبکه خارجی برای یک IP خاص درون شبکه موبایل به GGSN می‌رسد، ابتدا چک می‌کند اگر آن IP (دستگاه) فعال باشد اطلاعات را برای ارسال به دستگاه (HOST) موردنظر به SGSN می‌فرستد. اگر IP موردنظر فعال نبود، داده دور ریخته می‌شود. همچنین داده‌های ارسالی از داخل شبکه به خارج را نیز همانند یک روتر به خارج ارسال می‌کند.

- **BG (Border Gateway)**

BG روتری است که یک تونل GPRS مستقیم بین اپراتورهای GPRSهای مختلف ایجاد می‌کند. مزیت این ارتباط، امنیت بیشتر آن نسبت به استفاده از شبکه عمومی اینترنت است (برای ارتباط اپراتورها). BG زمانی فعال و قابل‌استفاده می‌شود که دو اپراتور باهم تفاهم‌نامه‌ای امضا کرده باشند.

- **CG (Charging Gateway)**

کاربران شبکه می‌بایست برای استفاده از شبکه، هزینه‌ای پرداخت کنند. در شبکه‌های GSM مقدار هزینه بر اساس مدت مکالمه و فاصله و زمان (شب یا روز بودن) تعیین می‌شود.

در شبکه GPRS این موضوع عملی نیست که هزینه را بر اساس مدت‌زمان اتصال از کاربر دریافت کرد چراکه کاربر همیشه آنلاین است. در GPRS هزینه بر اساس حجم ترافیک، مقصد، QoS[1] و دیگر پارامترهای مربوط به انتقال داده محاسبه می‌شود. اطلاعات مربوط به هزینه توسط GGSN و SGSNها تولید و در قالب رکوردهای به نام CDR[2] ذخیره می‌شود. این اطلاعات توسط CG جمع‌آوری و پردازش شده و به سیستم پرداخت صورتحساب تحویل می‌شود.

[1] Quality of Service
[2] Charging Data Record

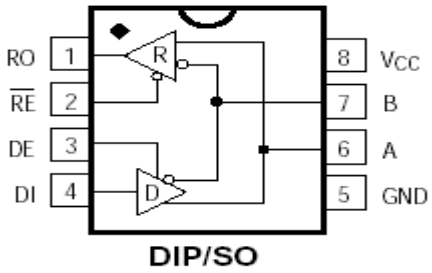
۲- ۵- ۲- ارتباط RS485

واحدهای ورودی خروجی کنترل از راه دور با پروتکل RS-485 برای جمع‌آوری داده‌ها، مانیتورینگ و یا کنترل پروسه‌هایی به کار می‌روند که از یک‌سو، داده‌ها گسترده باشند و از سوی دیگر، سرعت پروسه بالا نباشد. با توجه به اینکه تمامی اطلاعات در این ماژول‌ها از طریق پورت سریال ردوبدل می‌شوند، کنترل تعداد زیادی از داده‌ها فقط با یک زوج سیم و در استاندارد RS-485 تا مسافت‌های طولانی امکان‌پذیر می‌شود.

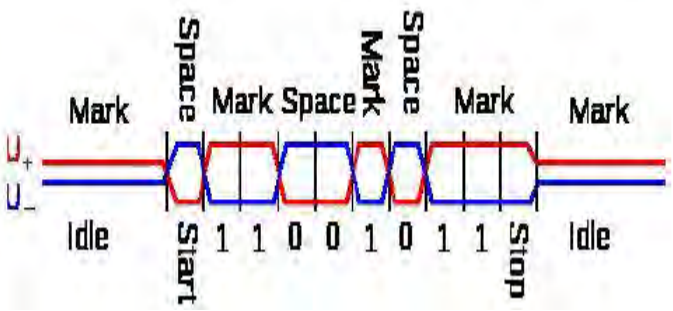
برای RS485 از ICهای MAX485، SN7517 و غیره استفاده می‌شود. برای دستیابی به فواصل طولانی‌تر باید به ازای هر ۲۰۰ متر یک Repeater جهت تقویت و بازسازی سیگنال قرار داده شود.

در یک شبکه با ارتباط RS485 می‌توان ۳۲ ماژول را به هم متصل نمود. در صورت اتصال بیشتر ماژول‌ها، به ازای هر ۳۲ ماژول یک Repeater قرار داده خواهد شد.

RS485 یک رابط مخصوص هست که به‌صورت استاندارد در روی کامپیوترهای شخصی خانگی مطرح نشده، اما به‌منظور اکتساب داده در جهان بسیار مشهور است.



شکل ۲–۴۰- پایه‌های تراشه‌ی MAX485 ([۲۴])



شکل ۲–۴۱- روش انتقال داده روی خطوط RS485

۲-۵-۲-۱- استاندارد RS485

ارتباط در RS485 نیز با استاندارد EIA/TIA تعریف شده است، این واسط TIA-485 نیز نامیده می‌شود. از این پروتکل نه‌تنها برای ارتباط سریال بین دو دستگاه استفاده می‌شود بلکه از آن برای ارتباط سریال بین چندین دستگاه نیز

می‌توان استفاده کرد. پیکربندی و مشخصات و دامنه نرخ انتقال دیتا در آن بسیار فراتر از قابلیت‌های پروتکل RS232 است. در پروتکل RS485 از تفاضل ولتاژ روی دو خط انتقال استفاده می‌شود و فرستنده و گیرنده از نوع تفاضلی هستند.

در RS -232 عمل تبدیل صفر و یک (مثلاً ۰ و ۵ ولت) به ولتاژهای ۱۲+ و ۱۲– ولت تا حدودی اثر نویزهای محیطی را کاهش می‌دهد اما برای مسافت‌های طولانی قابل‌اطمینان نیست.

در این موارد استفاده از واسط RS485 به‌عنوان یک راهکار مناسب پیشنهاد می‌شود. یکی از راه‌های کاهش نویز در RS485 استفاده از خطوط بالانس‌شده است.

۲-۵-۲-۲- کابل‌های ارتباطی RS485

طبق استاندارد، کابل مورداستفاده باید از نوع زوج به هم تابیده باشد (در این نوع کابل، به دلیل موقعیت فیزیکی آن، در هر چرخش، تأثیر نویز کاهش پیدا می‌کند) و می‌تواند حداقل دارای دو سیم باشد، اما یک سیم نیز به‌عنوان مرجع استفاده می‌شود. در مواردی که انتقال به‌صورت دوطرفه هم‌زمان[1] انجام می‌شود از یک سیم چهارم نیز در کابل واسط استفاده می‌شود. کابل واسط ممکن است دارای غلاف[2] یا بدون غلاف باشد که کابل بدون غلاف رایج‌تر است. مشخصه امپدانس نامی معمولاً ۱۰۰ یا ۱۲۰ اهم است. برای اطمینان از وضعیت خط، مقاومت‌های انتهای خط موردنیاز هستند که از بروز خطا در دیتا جلوگیری شود.

در استاندارد، کانکتور خاصی برای RS485 معرفی نشده است. در این پروتکل از کانکتورهای معمولی می‌توان استفاده کرد.

طول کابل، مقدار حداکثر نرخ انتقال دیتا را مشخص می‌کند؛ اما به دلیل سطح ولتاژ منطقی پایین‌تر و استفاده از سیستم تفاضلی، نرخ انتقال با توجه به طول کابل می‌تواند تا 10 Mbits/s افزایش یابد. معمولاً طول کابل می‌تواند تا ۱۲۰۰ متر در نظر گرفته شود. در کابلی با طول ۱۲۰۰ متر می‌توان دیتا را با نرخ 100 kbits/s انتقال داد. به‌عنوان راهنما برای تعیین اندازه طول کابل و نرخ انتقال دیتا از یک اصل کلی استفاده می‌شود و آن اصل عبارت است از حاصل‌ضرب طول کابل برحسب متر در نرخ انتقال داده برحسب بیت بر ثانیه نباید از ۱۰۸ بیشتر شود. به‌عنوان‌مثال در یک کابل به طول ۲۰ متر، نرخ داده حداکثر باید 5 Mbits/s باشد.

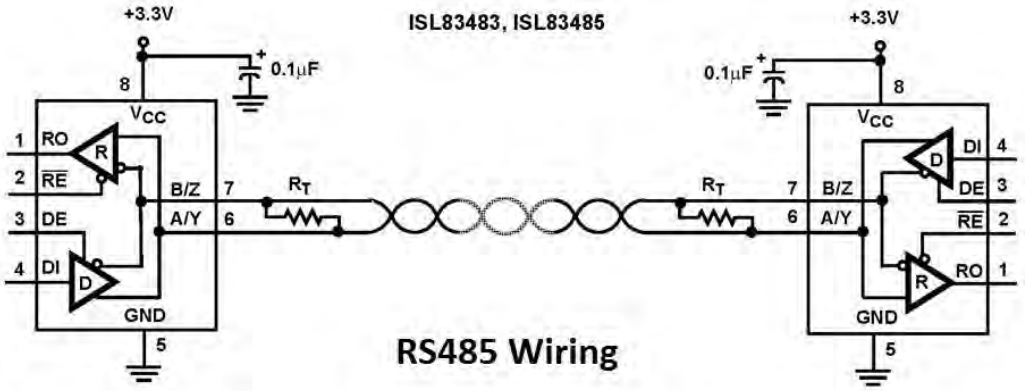
واسط RS485 می‌تواند با یک کابل تک زوج، در ارتباط ساده نیمه دوطرفه[3] مورداستفاده قرار گیرد. در ارتباط دوطرفه کامل[4] که در آن هر دو تجهیز می‌توانند همزمان داده، ارسال و دریافت کنند با استفاده از یک کابل دو زوج (چهارسیمه) انجام می‌شود. معمولاً پروتکل RS485 به‌صورت یک گذرگاه چندنقطه‌ای و یا به‌صورت شبکه پیکربندی می‌شود. استاندارد، حداکثر ۳۲ فرستنده و ۳۲ گیرنده را برای پیکربندی در یک شبکه مشخص کرده است. برای استفاده از

[1] full-duplex
[2] shield
[3] Halfduplex
[4] Fullduplex

ماژول‌های بیشتر و همچنین برای دستیابی به فواصل طولانی‌تر باید به ازای هر ۲۰۰ متر یک تکرارکننده یا Repeater جهت تقویت و بازسازی سیگنال قرار داده شود. هنگامی‌که در خط انتقال هیچ انتقال داده‌ای صورت نمی‌گیرد، فرستنده‌ها از خط جدا هستند. تمام گیرنده‌ها به خط متصل هستند و انتهای خط گذرگاه داده نیز با یک مقاومت بسته می‌شود.

استاندارد، پروتکل ارتباطی خاصی را تعریف نکرده است. استاندارد پروتکل UART است که گاهی اوقات استفاده می‌شود. در اکثر کاربردها یک پروتکل منحصربه‌فرد در همان کاربرد تعریف شده است.

در عمل، مشتقاتی از این دو استاندارد نیز یافت می‌شود؛ به‌عنوان مثال، استاندارد RS422 که تغییریافته‌ی استاندارد RS485 است قادر می‌باشد تا ۱۰ گیرنده را پشتیبانی کند.



شکل ۲–۴۲– مدار و خطوط ارتباطی RS485

۲-۵-۲-۳- کنترل ارسال داده در دستگاه RS-485

RS485 شامل مدارات خاصی است که سیگنال داده را برای فعال کردن فرستنده RS485 می‌فرستد. به این نکته‌ی مهم باید توجه داشت که خط انتقال داده در یک فاصله‌ی زمانی ثابت پس از انتقال آخرین بیت داده، غیرفعال می‌شود؛ این فاصله‌ی زمانی می‌تواند مدت زمان لازم برای ارسال یک کاراکتر باشد. اگر این فاصله زمانی کم باشد بخشی از هر کاراکتری را که ارسال می‌شود از دست می‌دهید. همچنین اگر این زمان طولانی باشد سیستم شما ممکن است سعی به برگرداندن اطلاعات خط از ارسال به دریافت، قبل از گره (با مبدل ارسال داده) کند. در این مورد دوم، بخشی (یا کل کاراکتر) را در آغاز پاسخ از دست خواهید داد.

۲-۵-۲-۴- آرایش سیستم (سیستم‌های دو سیمه یا چهار سیمه)

قابلیت tristate در RS485 این امکان را فراهم می‌کند که یک زوج سیم سیگنال در ارسال و دریافت سیگنال‌ها برای ارتباطات یک‌طرفه سهیم باشند. آرایش دو سیمه، هزینه کابل‌کشی را کاهش می‌دهد. مدارات RS485 ممکن است برای سیستم دو سیمه به‌صورت داخلی یا خارجی ساخته شده باشند. در مدارات RS485 که به‌صورت داخلی ساخته شده و دو سیمه هستند، دو اتصال با نام‌های A و B مشخص می‌شوند (گاهی به‌صورت + و – نیز برچسب‌گذاری می‌شوند).

در دستگاه‌هایی که برای ارتباطات به‌صورت چهار سیمه ساخته‌شده‌اند، اتصالات A و B برای جفت ارسال و دریافت بیرون می‌آید.

۲-۵-۲-۵- کنترل فرستنده RS485

دو روش Trista ting در RS485 وجود دارد:

روش اول: استفاده از یک خط کنترل RTS است. وقتی‌که RTS صفر است، ورودی‌های فعال‌ساز، یک خواهند بود و TD می‌تواند داده را به اتصال RS485 ارسال کند؛ اما وقتی‌که RTS برابر ۱ است، ورودی‌های فعال‌ساز صفر هستند و RD قادر به دریافت داده از RS485 خواهد شد.

روش دوم : کنترل فرستنده RS485 با عنوان کنترل خودکار ارسال داده.

۲-۵-۲-۶- کاربرد RS485

استاندارد TIA-232 در حال حاضر برای طیف گسترده‌ای از کاربردهای انتقال داده با نرخ دیتای کم و مسیر کوتاه استفاده می‌شود. از این استاندارد به‌ویژه در محیط‌های پر نویز مانند کارخانه‌ها استفاده می‌شود. طول کابل معمولاً باید کمتر از ۲۰ متر باشد؛ بنابراین در تجهیزاتی مانند مودم‌های کم‌سرعت، تجهیزات کنترل صنعتی مانندPLCها و ابزار و ماشین‌آلات مانند CNCها، ربات‌ها، تجهیزات جانبی کامپیوتر و همچنین ارتباط میکروکنترلر با کامپیوتر با استفاده از آی سی MAX232 مورداستفاده قرار می‌گیرد.

۲- ۶- المان‌های اصلی سخت‌افزار

در این بخش، ماژول‌ها و تراشه‌های اصلی مورداستفاده در ساخت بخش سخت‌افزاری سامانه‌ی اندازه‌گیری، موردبررسی قرار گرفته و توضیح داده می‌شوند. دیتا شیت مربوط به هر یک از اجزای سخت‌افزاری در پیوست ۱ گزارش ارایه شده است.

۲- ۶- ۱- میکروکنترلر STM32F407ZGT6

میکروکنترلر STM32F407ZGT6 در بخش برد پردازشی سامانه (شکل ۲–۱) به کار رفته و بخش اصلی آن است. سری STM32 F4 اولین گروه از میکروکنترلرهای STM32 است که بر پایه هسته ARM Cortex-M4F و با فناوری 90nm طراحی‌شده است و همچنین اولین سری از میکروکنترلرهای STM32 است که دارای قابلیت پردازش سیگنال‌های دیجیتال و قابلیت floating-point instructions است.

سری F4 به‌صورت پایه به پایه با سری F2 منطبق است و دارای سرعت کلاک بیشتر، 64 KB CCM static[1] SRAM، full-duplex I♦ RTC بهبودیافته و ADC سریع‌تر می‌باشد. ویژگی‌های کلی این سری به‌صورت زیر است:

– هسته:

این سری شامل هسته ARM Cortex-M4F با حداکثر کلاک 180/168/100/84 مگاهرتز در مدل‌های مختلف می‌باشد.

– حافظه:

این سری دارای Static RAM است که شامل حافظه برای کارهای عمومی تا 192KB و 64 KB CCM و 4 KB battery-backed می‌باشد.

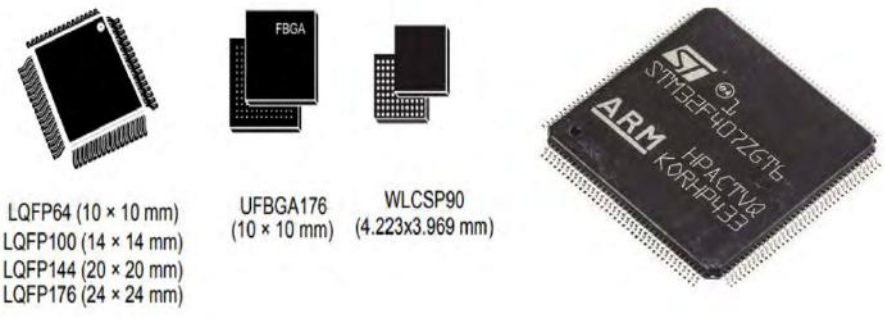
– همچنین این سری دارای حافظه‌ی فلش شامل 2048/1024/512 KB در مدل‌های مختلف برای کاربرد عمومی و 30KB برای بوت سیستم و 512byte به‌منظور قابلیت OTP[2] می‌باشد.

– اسیلاتور:

این سری دارای اسیلاتور داخلی 16MHz است همچنین از اسیلاتور خارجی 4 تا 26 مگاهرتز پشتیبانی می‌کند.

➢ ویژگی‌های میکروکنترلر STM32F407ZGT6

خانواده STM32F407xx بر پایه هسته ARM Cortex-M4 32-bit RISC هستند و تا فرکانس 168MHz عمل می‌کنند. از قابلیت‌های هسته Cortex-M4 می‌توان FPU[3]، DSP و MPU[4] که امنیت برنامه را افزایش می‌دهد اشاره کرد.



شکل ۲–۴۳– تراشه‌های میکروکنترلر سری STM32F07xx

[1] Core Coupled Memory
[2] One Time Programmable
[3] Floating Point Unit
[4] Memory Protection Unit

تمامی میکروها دارای 12-bit ADCs، دو DAC، RTC کم‌مصرف، ۱۲ عدد تایمر 16-bit مصرف عمومی شامل دو تایمر PWM، 4 کنترل‌کننده موتور و دو تایمر 32-bit برای استفاده عمومی است. همچنین از اتصالات پیشرفته و استاندارد نیز پشتیبانی می‌کند و دارای قابلیت true random number generator (RNG) نیز هستند.



شکل ۲–۴۴- ویژگی‌های میکروکنترلرهای سری STM32F07xx

۲- ۶- ۲- ماژول مخابراتی SIM800C

ماژول SIM800C در بخش ماژول مخابراتی سامانه (شکل ۲–۱) استفاده شده است. ماژول SIM800C یک ماژول کامل چهار باند GSM/GPRS است. این ماژول SMD (فنّاوری نصب سطحی) از ۴ باند فرکانسی ۸۵۰ و ۹۰۰ و ۱۸۰۰ و ۱۹۰۰ مگاهرتز پشتیبانی می‌کند و صدا،SMS و داده را با مصرف توان کم انتقال می‌دهد. ابعاد این ماژول ۲,۳*۱۵,۷*۱۷,۶ میلی‌متر است که باعث شده بتوان آن را در طرح‌های با ابعاد کم به‌کار برد. این ماژول قادر است تماس

صوتی و پیامک را با مصرف توان پایینی، ارسال و دریافت کند. کار کردن با آن به‌وسیله‌یAT Command ها صورت می‌گیرد. یک عدد سیم‌کارت می‌خورد و از پروتکل‌های UART و RS-232 نیز پشتیبانی می‌کند. به‌این‌ترتیب می‌تواند با میکروکنترلرهای مختلف اینترفیس ارتباطی داشته باشد.



شکل ۲–۴۵– ماژول مخابراتی SIM800C

ویژگی‌های متمایز این ماژول به شرح زیر است:

– ماژول GSM/GPRS در باند Quad و فرکانس‌های ,GSM850 MHz EGSM900 MHz, DCS1800MHzوPCS1900 MHz کار می‌کند.

– از ویژگی‌های GPRS مالتی اسلات بودن در Class10/Class12 است و از شمای کدهای CS-1, CS-2, CS-3 و CS-4 پشتیبانی می‌کند.

– SIM800C یک ماژول با ۴۲ پین با پکیج نصب سطحی (SMD) است.

– دارای سه خط برای ارتباط سریال.

– پشتیبانی از ارتباط USB برای دیباگ و به‌روزرسانی نرم‌افزار ماژول.

– یک کانال صوتی که شامل میکروفون به‌صورت ورودی و بلندگو به‌صورت خروجی است.

– برنامه‌پذیر بودن همه‌منظوره ورودی و خروجی‌ها.

– قابلیت تک سیم‌کارت بودن.

– پشتیبانی از بلوتوث.

جدول ۲-۴- ویژگی‌های ماژول SIM800C

General features	Quad-band 850/900/1800/1900MHz
	GPRS multi-slot dass 12/10
	GPRS mobile station class B
	Compliant to GSM phase 2/2+
	Class 4 (2 W @ 850/900MHz)
	Class 1 (1 W @ 1800/1900MHz)
	Bluetooth: ompliant with 3.0+EDR
	Dimensions: 24*24*3mm
	Weight: 3.14g
	Control via AT commands (3GPP TS 27.007, 27.005 and SIMCOM enhanced AT Commands)
	Supply voltage range 3.4 ~ 4.4V
	Low power consumption
	Operation temperature:-40℃ ~85℃
Specifications for GPRS Data	GPRS dass 12: max. 85.6 kbps (downlink/uplink)
	PBCCH support
	Coding schemes CS 1, 2, 3, 4
	PPP-stack
	CSD up to 14.4 kbps
	USSD
	Non transparent mode
Specifications for SMS via GSM/GPRS	Point to point MO and MT
	SMS ell broadcast
	Text and PDU mode
Specifications for voice	Tricodec
	Half rate (HR)
	Full ate (FR)
	Enhanced Full ate (EFR)
	Hands-free operation
	Echo suppression
Interfaces	68 SMT pads including
	Analog audio interface
	PCM interface(optional)
	SPI interface (optional)
	RTC backup
	Serial interface
	USB interface
	Interface to external SIM 3V/1.8V
	Keypad interface
	GPIO
	ADC
	GSM Antenna pad
	Bluetooth Antenna pad Compatibility

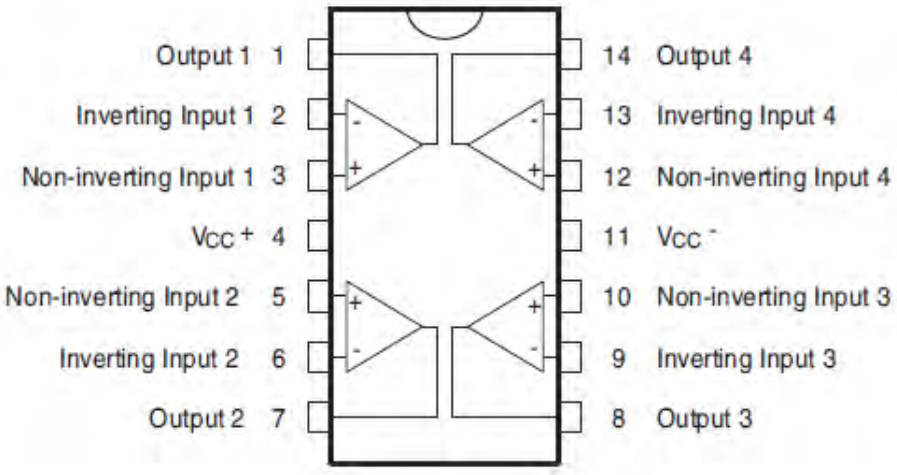
۲- ۶- ۳- تقویت‌کننده‌ی عملیاتی LM324N

تراشه‌ی LM324N در مدارهای واسط اندازه‌گیری جریان و اندازه‌گیری ولتاژ (شکل ۲–۱) به‌کار رفته است. تقویت‌کننده عملیاتی LM324N از ۴ آپ‌امپ گین بالای مستقل تشکیل‌شده و قادر است با یک منبع تغذیه به‌خوبی کار کند. عمده کاربرد آن در تقویت سیگنال سنسورها و دیگر مدارات آپ‌امپی است. مزیت تک منبع بودن آن باعث شده تا بتوان به‌عنوان‌مثال آن را در کنار اکثر مدارات منطقی که با ولتاژ ۵ ولت کار می‌کنند، بدون نیاز به منبع تغذیه‌ای جداگانه، استفاده کرد.

یکی از کاربردهای مهم opampها استفاده از آن‌ها به‌عنوان مقایسه‌کننده‌ی ولتاژ است به این معنی که یک تقویت‌کننده‌ی عملیاتی با بهره‌ی زیاد، دو ولتاژ ورودی را با هم مقایسه کرده و در خروجی خود، سیگنالی تولید می‌کند که برابر بودن و یا برابر نبودن ورودی‌ها را مشخص می‌کند.

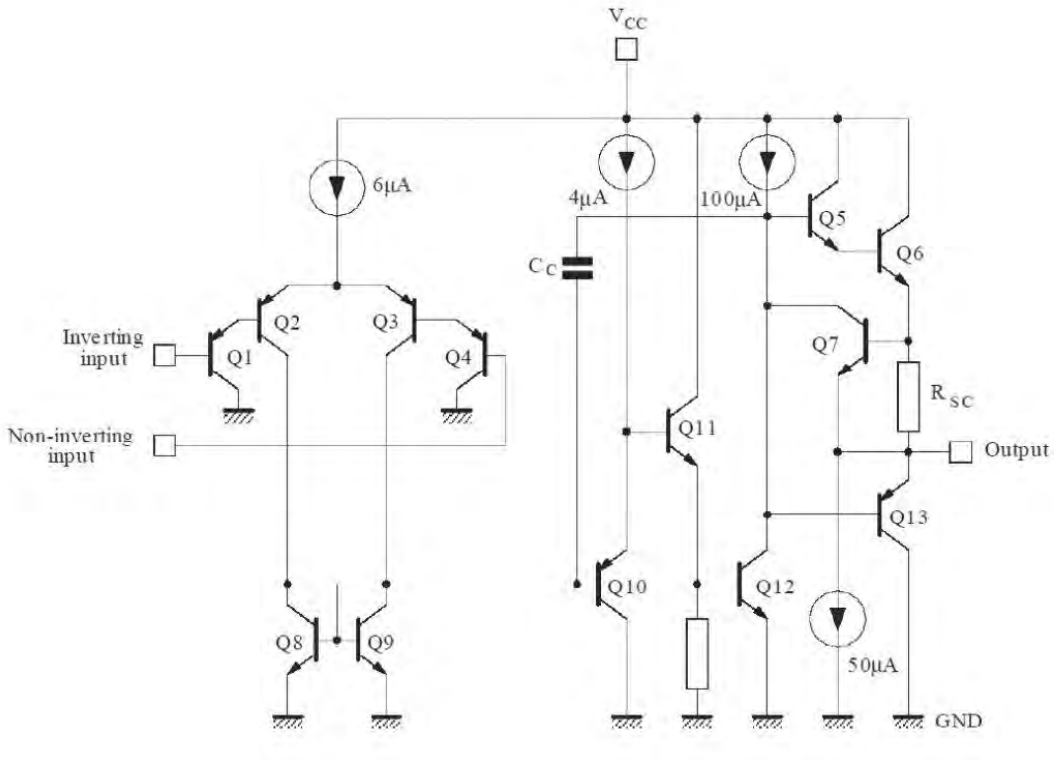
از دیگر کاربردهای آن، تقویت‌کننده ترنسدیوسر[1] است (در ترانسدیوسر یک کمیت فیزیکی یا انرژی مانند شیمیایی، مکانیکی، دمایی، الکتریکی، الکترومغناطیسی و... معمولاً به یک کمیت استاندارد الکتریکی ولتاژی تبدیل می‌شود).

همان‌طور که گفته شد این IC از ۴ تقویت‌کننده مستقل تشکیل شده است. شماتیک و پایه‌های آن در شکل ۲–۴۶ نشان داده شده است.



شکل ۲–۴۶- تراشه‌ی LM324N ([۷])

[1] transducer



شکل ۲–۴۷– مدار داخلی تقویت‌کننده‌ها ([۷])

➢ ویژگی‌ها

- جبران‌سازی فرکانس داخلی برای دستیابی به گین واحد
- گین ولتاژ DC بالا تا 100dB
- پهنای باند 1MHz
- رنج تغذیه ولتاژ گسترده:V 32 – 3 تک تغذیه /V 16 – 1.5 تغذیه دوتایی
- جریان‌کشی خیلی کم (700 uA) که مستقل از ولتاژ منبع است.
- جریان بایاس ورودی کمnA 45
- ولتاژ و جریان افست ورودی پایین (mV 2 وnA 5)
- سوییِنگ ولتاژ خروجی بالا (از ۰ تاV 1.5 - V^+)

جدول ۲-۵- مشخصات فنی آپ‌امپ LM324N

Number of channel	4
Max supply voltage	32 V
Min supply voltage	3 V
GBW	1 MHz
Slew rate	0.5 V/us
Vos (offset voltage)	7 mV
Io (output source current)	40 mA
Input Offset current	5 nA
Input bias current	45 nA
Output current	20 mA
V_{io} (Input offset voltage)	2 mV
CMRR	85 dB
A_{vol} (large signal voltage gain)	100 V/mV
Operating temperature range	0 – 70 °C
Architecture	Bipolar

۲- ۶- ۴- ترانسفورماتور ولتاژ مینیاتوری ZMPT101b

ترانسفورماتور ZMPT101b در بخش مدار واسط اندازه‌گیری ولتاژ در سامانه‌ی اندازه‌گیری (شکل ۲–۱) به‌کار رفته است. همان‌طور که در قسمت ایزولاسیون الکتریکی (۲- ۳- ۲-) بحث شد، یکی از روش‌های دقیق و ارزان جهت ایزولاسیون الکتریکی مدار یا دستگاه موردنظر از شبکه، استفاده از ترانسفورماتور است.

هدف از استفاده از ترانسفورماتور در سخت‌افزار این پروژه، نمونه‌برداری از ولتاژ شبکه به‌صورت ایزوله با سطح ولتاژ پایین‌تر جهت ارسال به برد پردازشی دستگاه است. نکته مهم در اینجا دقت اندازه‌گیری ولتاژ است؛ باید سیگنال

نمونه‌برداری‌شده از ولتاژ شبکه با کمترین خطا به سیستم پردازش برسد. به این جهت از ترانسفورماتورهای مینیاتوری استفاده شده است تا هم ولتاژ ایزوله شود و هم ولتاژ با دقت بالا اندازه‌گیری شود.

ترانسفورماتور ولتاژ یا اصطلاحاً PT، ترانسفورماتور خاصی است که معمولاً سیم‌پیچ اولیه‌ای با ولتاژ زیاد و ثانویه‌ای با ولتاژ کم دارد. توان نامی این ترانسفورماتور بسیار کم است و تنها هدف آن فراهم کردن نمونه‌ای از ولتاژ سیستم قدرت برای دستگاه‌های اندازه‌گیری و کنترل است. چون ترانسفورماتور ولتاژ به‌منظور نمونه‌گیری ولتاژ به کار می‌رود، می‌بایست بسیار دقیق عمل کند تا موجب اعوجاج ولتاژهای واقعی نشود. ویژگی‌های ترانسفورماتورهای ولتاژ بر اساس نسبت تبدیل، ظرفیت بار و پاسخ زاویه فاز مشخص می‌شوند. ترانسفورماتورهای ولتاژ سیم‌پیچی‌شده (PT) بهترین عملکرد را ازنظر خطای نسبت تبدیل و زاویه فاز جهت کاربردهای اندازه‌گیری ارائه می‌دهند.

یکی از نمونه‌های بسیار کاربردی این ترانس‌ها مدل ZMPT101b است.



شکل ۲–۴۸– ترانسفورماتور مینیاتوری ZMPT101B

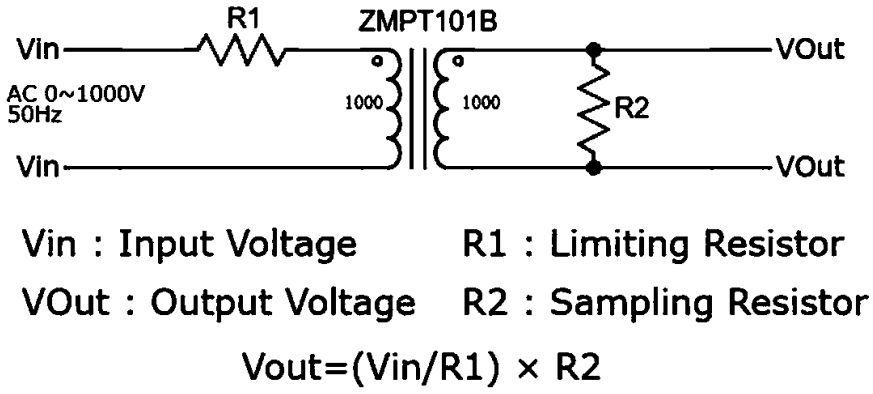
سنسور ZMPT101B یک ترانسفورماتور ولتاژ متناوب است که در پروژه‌های مختلف و در مواردی که سیستم‌ها مبتنی بر میکروپردازنده‌های آردوینو، رزبپری پای و سنسورهای وایرلس می‌باشند و نیاز هست ولتاژ متناوب به سطح کمتری تبدیل شود، به‌کار برده می‌شود. نسبت تبدیل آن برای جریان ۱ به ۱ با مقدار ۲ میلی‌آمپر است.

ایزولاسیون این حس‌گر با به‌کارگیری اپوکسی صورت گرفته است و با اتصال پایانه‌ها به ولتاژ، ورودی شروع به نمونه‌برداری می‌کند. کاربرد اصلی این ترانس نیز اندازه‌گیری ولتاژ است. برخی از ویژگی‌های این حس‌گر که باعث تمایز آن می‌شود عبارت‌اند از:

- ایزولاسیون گالوانیک بالا
- رنج عملکرد وسیع
- دقت بسیار بالا
- پایداری مناسب

این حس‌گر قابلیت اندازه‌گیری ولتاژهای AC 0 تا 1000 V را فراهم می‌کند. سایز کوچک، آن را بسیار کاربردی کرده است. قیمت پایین آن نیز از دیگر مزیت‌ها حساب می‌شود.

در ادامه نحوه استفاده از این ترانس و مدار آن بررسی شده است. همان‌طور که گفته شد وظیفه این ترانس نمونه‌گیری از ولتاژ است و نباید جریان بالایی از آن عبور کند؛ بنابراین به یک ساختار مداری ساده نیاز است که با عبور جریان کم، همان ولتاژ شبکه را در طرف ثانویه ایجاد نماید.



شکل ۲–۴۹– مدار پایه برای ترانسفورماتور ZMPT101B

با استفاده از دو مقاومت R1 و R2 در دو طرف ترانس به‌راحتی این کار قابل انجام است.

درواقع مقاومت R1 نقش محدودکننده جریان را دارد و R2 برای نمونه‌برداری از ولتاژ شبکه مورداستفاده قرار می‌گیرد. محاسبات در ادامه آورده شده است:

$$\text{VOutmax} = \frac{Peak\ Voltage}{\sqrt{2}} \text{ For example}$$

As for ± 5V ADC, the maximum rms voltage of the transformer:

$$\text{VOutmax} = \frac{Peak\ Voltage}{\sqrt{2}} = \frac{5V}{\sqrt{2}} = 3.53V$$

ابتدا ولتاژ خروجی مؤثر را به دست می‌آوریم. معمولاً این ولتاژ در مدارها باید به 5 V تبدیل شود.

$$R1 = \frac{Vin}{I}$$

سپس مقدار مقاومت R1 را به دست می‌آوریم. معمولاً برای ولتاژ ورودی زیر 100 V جریان کاری را 2mA در نظر می‌گیریم (به خاطر حفظ خطی‌بودن) و برای ولتاژهای بالاتر جریان را بین 1 – 2 mA در نظر می‌گیریم تا توان مصرفی مقاومت زیاد نشود.

the operating current **1 mA ≤ I ≤ 2 mA**.

for example: V=100V, I=2 mA,

$$R1 = \frac{Vin}{I} = \frac{100}{0.002} = 50k\Omega$$

for example: V=220V, I=1.1 mA,

$$R1 = \frac{Vin}{I} = \frac{220}{0.0011} = 200k\Omega$$

درنهایت مقدار مقاومت R2 با توجه به ولتاژ خروجی ماکزیمم که در بالا به دست آمد، محاسبه می‌شود. (جریان خروجی همان جریان ورودی است اما ولتاژ کاهش یافته است)

$$R2 = \frac{VOutmax}{I} = \frac{VOutmax}{Vin} \times R1 \ \Omega$$

for example: Voutmax =3.53V, Vin =100V

$$R2 = \frac{VOutmax}{I} = \frac{VOutmax}{Vin} \times R1 = \frac{3.53}{100} \times 50\ k\Omega = 1.765k\Omega$$

در جدول ۲-۶ مشخصات فنی این ترانسفورماتور، آورده شده است.

جدول ۲-۶- مشخصات فنی ZMPT101b

Rated input current	2mA
Rated output current	2 mA
Linear voltage range	0 – 1000 V
Isolation withstand voltage	4000 V
Turns ratio	1000:1000
Measurement accuracy class	0.2
Linearity	0.1 %
Operating frequency	50 – 50 Hz
Encapsulation	Epoxy
Operating temperature	-40 ~ +70 ^{0} C
Size	16.7 * 19.2 * 18.6 mm
Installation	PCB mounting

۲- ۶- ۵- سنسور دما و رطوبت SHTC3

SHTC3 یک سنسور دما و رطوبت دیجیتال است که مخصوص کاربردهای الکترونیکی با مصرف پایین، طراحی‌شده است. این سنسور، در بخش سنسور دما در سامانه‌ی اندازه‌گیری (شکل ۲–۱) استفاده شده است. فناوری ضCMOSens Sensirionیک حسگر کامل دما و رطوبت را در یک تراشه ارائه می‌دهد که شامل یک حس‌گر رطوبت خازنی، یک حس‌گر دما، پردازش سیگنال آنالوگ و دیجیتال، مبدل سیگنال آنالوگ به دیجیتال، حافظه ذخیره‌سازی داده‌های کالیبراسیون و یک رابط ارتباطی دیجیتال دوسیمه I2C که از حالت ارتباط سریع نیز پشتیبانی می‌کند.

ابعاد کوچک $0.75\ mm^3$ 2 2 در پکیج از نوع DFN امکان استفاده از این حس‌گر را در محدودترین فضاها فراهم می‌کند. همچنین مصرف انرژی کمتر از 1uJ در هر بار اندازه‌گیری، SHTC3 را برای کاربرد در موبایل یا ارتباطات بی‌سیم که تغذیه‌ی آن‌ها توسط باتری تأمین می‌شود، مناسب می‌سازد.

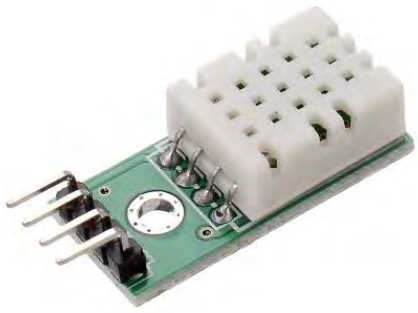
این حس‌گر با توجه به کیفیت صنعتی و قابلیت اطمینان و همچنین دقت پایداری که در رنج وسیعی از اندازه‌گیری دارد، بهترین نسبت عملکرد به قیمت را ارائه می‌دهد.

از دیگر مزیت‌های این حس‌گر می‌توان موارد زیر را ذکر کرد:

- قابلیت اطمینان بالا و پایداری در درازمدت
- فنّاوری صنعتی با سابقه بیش از ۱۵ سال
- طراحی‌شده برای تولید انبوه
- بهینه‌سازی شده در راستای کمترین قیمت
- نسبت سیگنال به نویز بالا



شکل ۲–۵۰- سنسور SHTC3 ([۶])



شکل ۲–۵۱– ماژول مبتنی بر سنسور SHTC3 مورداستفاده در مدار ([۶])

جدول ۲-۷– پایه‌های سنسور SHTC3

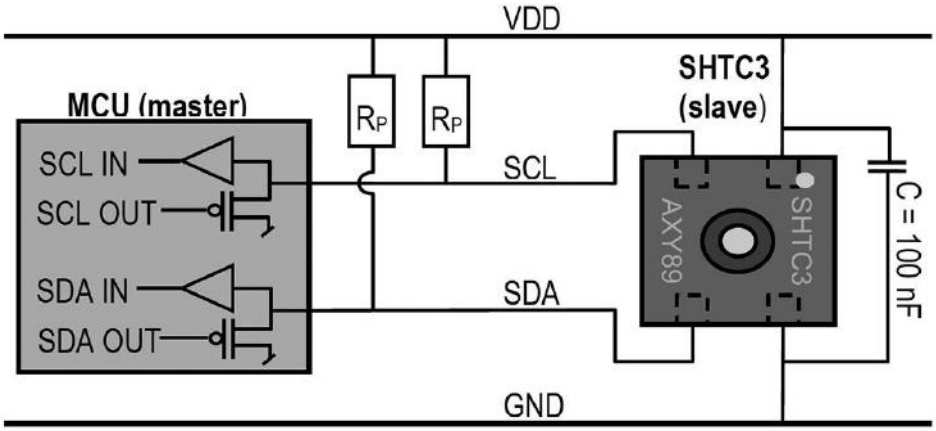
VDD	منبع تغذیه 1.62 تا 3.6 V DC
GND	زمین یا قطب منفی منبع تغذیه
SDA	دیتای سریال، پورت دوطرفه
SCL	کلاک سریال

حس‌گر SHTC3 از رابط I2C از نوع سرعت‌بالا (فرکانس کلاک SCL از ۰ تا 1MHz) پشتیبانی می‌کند. پایه‌های تغذیه VDD و زمین GND باید توسط یک خازن 100nF از هم جدا شوند.

پایه SCL وظیفه سنکرون کردن ارتباط بین میکرو و حس‌گر را انجام می‌دهد. میکرو باید فرکانس کلاک را بین ۰ تا 1MHz نگه دارد.

پایه SDA نیز برای ارسال و دریافت دیتا توسط حس‌گر استفاده می‌شود. برای ارتباط ایمن، مشخصات زمانی تعریف‌شده در I2C interface باید رعایت شود. دو مقاومت pull up نیز به پایه‌های SCL و SDA وصل می‌شوند تا سیگنال را به سطح بالا برسانند.

شکل ۲–۵۲ نمایی از مدار مورداستفاده برای حس‌گر است که در دیتاشیت آورده شده است.



شکل ۲–۵۲– نمایی از مدار مورداستفاده برای حس‌گر SHTC3 ([۶])

➢ رابط I2C

تمام دستورات و محل حافظه SHTC3 روی یک فضا که ۱۶ بیت آدرس دارد قرار می‌گیرند که می‌توان با پروتکل I2C به آن دسترسی داشت. آدرس این حس‌گر برای I2C برابر 0x70 است.

انتقال اطلاعات با شرایط START شروع می‌شود و با شرایط STOP پایان می‌یابد که این شرایط در پروتکل I2C تعریف شده است.

Parameter	Symbol	Conditions		Min	Typ.	Max	Units	Comments
Supply voltage	V_{DD}			1.62	3.3	3.6	V	-
Power-up/down level	V_{POR}	Static power supply		1.28	1.4	1.55	V	-
Supply current	I_{DD}	Idle state		-	45	70	µA	After power-up the sensor remains in the idle state unless a sleep command is issued or other data transmission is active
		Sleep Mode		-	0.3	0.6	µA	When in sleep mode, the sensor requires a dedicated wake-up command to enable further I²C communication
		Measurement	Normal Mode	-	430	900	µA	Average current consumption while the sensor is measuring
			Low Power M.	-	270	570	µA	
		Average	Normal Mode	-	4.9	-	µA	Average current consumption (continuous operation with one measurement per second)
			Low Power M.	-	0.5	-	µA	Average current consumption (continuous operation with one measurement per second)
Low level input voltage	V_{IL}	-		-	-	0.42 V_{DD}	V	-
High level input voltage	V_{IH}	-		0.7 V_{DD}	-	-	V	-
Low level output voltage	V_{OL}	3 mA sink current		-	-	0.2 V_{DD}	V	-

Table 3 Electrical specifications.

شکل ۲–۵۳– مشخصات الکتریکی SHTC3 ([۶])

جدول ۲-۸- مشخصات فنی حس‌گر SHTC3

Manufacturer	Sensirion
Series	SHTC3
Type of sensor	Humidity and temperature
Humidity measurement range	0 – 100 % RH
Humidity measurement accuracy	+2% RH
Temperature measurement range	-40…+125° C
Temp measurement accuracy	0.2° C
Operating voltage	1.6 - 3.6 V
Operating supply current	430 uA
Interface type	I2C
Resolution	16 bit
Package / case	DFN4

۲- ۶- ۶- صفحه‌کلید ماتریسی ۳*۴ و نمایشگر LCD کاراکتری ۲*۱۶

نمایشگر LCD کاراکتری و صفحه‌کلید ماتریسی در بخش نمایشگر و صفحه‌کلید سامانه‌ی اندازه‌گیری (شکل ۲–۱) مورداستفاده قرار گرفته است.

۲-۶-۶-۱- صفحه‌کلید

صفحه‌کلیدها[1] مجموعه‌ای از دکمه‌ها هستند که در یک صفحه یا پد مرتب شده‌اند. در این پد کلیدهای مربوط به ارقام، نمادها یا حروف الفبا قرار دارد. صفحه‌کلیدهایی که بیشتر حاوی عدد هستند و در رایانه‌ها استفاده می‌شوند، صفحه‌کلیدهای عددی نام دارند. درواقع صفحه‌کلیدها در دستگاه‌هایی یافت می‌شوند که بیشتر به ورودی عددی نیاز دارند. صفحه‌کلید ماتریسی، نوعی از صفحه‌کلید است که در تلفن‌های همراه، ماشین‌حساب‌ها، اجاق‌های ماکروویو، قفل درها و ... مشاهده می‌شود. در الکترونیک استفاده از این صفحه‌کلیدها یک روش عالی برای جابه‌جایی در منوها، واردکردن رمزهای عبور و کنترل ربات‌ها است.

[1] keypads

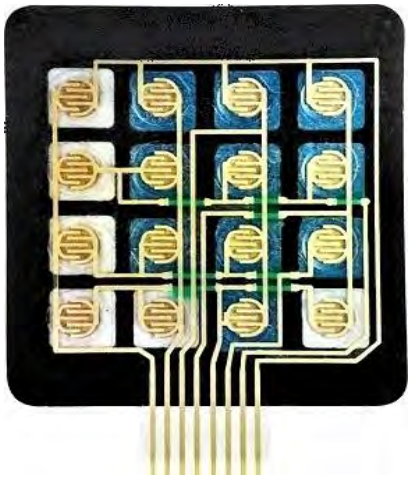
➢ بررسی سخت‌افزار صفحه‌کلید

صفحه‌کلیدها از یک ماده‌ی غشایی نازک و انعطاف‌پذیر ساخته شده‌اند. در اندازه‌های ۴×۳، ۴×۴، ۴×۱ و ... موجود هستند. صرف‌نظر از اندازه، همه‌ی آن‌ها به یک روش کار می‌کنند. یکی از نکات جالب در مورد آن‌ها این است که دارای پشتی برچسبی هستند بنابراین می‌توانید آن را به هر چیزی متصل کنید.



شکل ۲–۵۴– صفحه‌کلید ماتریسی ۴×۳

صفحه‌کلید ۴×۴ را به‌عنوان‌مثال در نظر بگیرید. درکل ۱۶ کلید دارد. در زیر هر کلید، یک سوئیچ غشایی خاص قرار دارد. تمام این کلیدهای غشایی باسیم‌های رسانا در زیر پد به یکدیگر متصل می‌شوند و یک ماتریس شبکه‌ی ۴×۴ را تشکیل می‌دهند.



شکل ۲–۵۵– داخل صفحه‌کلید ماتریسی ۴×۴

اگر از ۱۶ کلید تکی استفاده شود، برای عملکرد آن‌ها به ۱۷ پایه‌ی ورودی (برای هر کلید یک‌پایه‌ی اتصال و یک اتصال به زمین) نیاز است اما با آرایش ماتریس، فقط به ۸ پایه‌ی میکروکنترلر (۴ ستون و ۴ ردیف) برای اسکن از طریق پد نیاز است.

➢ پین‌های صفحه‌کلید

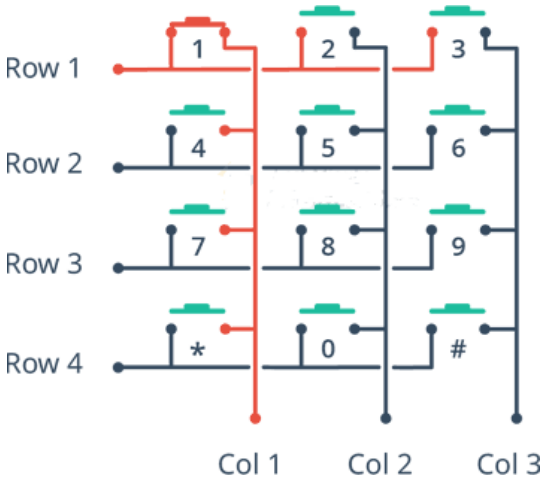
شکل ۲–۵۶ پایه‌های یک صفحه‌کلید ماتریسی ۳×۴ را نشان می‌دهد. پایه‌های با علامت R مربوط به ردیف‌ها[1] و پایه‌های با علامت C مربوط به ستون‌ها[2] هستند که همگی به پایه‌های دیجیتال میکروکنترلر متصل می‌گردند.



شکل ۲–۵۶- پایه‌های صفحه‌کلید ماتریسی

➢ عملکرد صفحه‌کلید

اصل کار بسیار ساده است. فشار دادن یک دکمه، یکی از خطوط ردیف را به یکی از خطوط ستون متصل می‌کند و اجازه می‌دهد جریان بین آن‌ها به وجود آید. به‌عنوان‌مثال، هنگامی‌که کلید ۱ فشرده می‌شود، ستون ۱ و ردیف ۱ به هم متصل می‌شوند.



شکل ۲–۵۷- اتصال سطرها و ستون‌های صفحه‌کلید توسط کلیدها

[1] Row
[2] Column

یک میکروکنترلر می‌تواند این خطوط را برای حالت فشار دادن دکمه اسکن کند. برای انجام این کار، مراحل زیر اجرا می‌شود:

- میکروکنترلر تمام خطوط ستون و ردیف را به‌عنوان ورودی تنظیم می‌کند.
- سپس یک ردیف را انتخاب کرده و آن را بر روی HIGH تنظیم می‌کند.
- پس‌از آن، خطوط ستون را یک‌به‌یک بررسی می‌کند.
- اگر اتصال ستون LOW باشد، دکمه‌ی روی ردیف، فشار داده نشده است.
- اگر High شود، میکرو آن سطر را تشخیص داده و متوجه می‌شود که کدام ستون نیز High شده است.
- درنهایت متوجه می‌شود که کدام دکمه فشرده‌شده است.

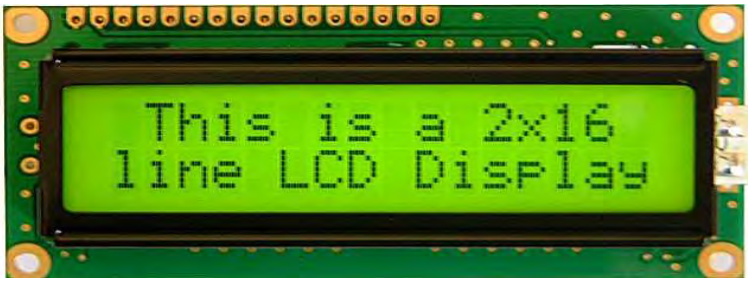
۲-۶-۶-۲- LCD کاراکتری

LCD ابزاری برای نمایش اطلاعاتی است که شامل حروف، اعداد و همچنین برخی کاراکترهای گرافیکی می‌شود. چیزی که از آن به‌عنوان LCD یاد می‌شود، درواقع یک صفحه نمایشگر LCD مانند صفحه ماشین‌حساب است که همراه با IC کنترلر و مدارهای جانبی‌اش و عموماً با لامپ پشت صفحه[1] در یک بسته پیش‌ساخته و در دو نوع کاراکتری و گرافیکی عرضه می‌شود.

LCD کاراکتری دارای یک کنترلر است که با فرستادن اطلاعات به آن، این اطلاعات را در صفحه‌ای که عموماً به چند سطر و ستون تقسیم‌شده نمایش می‌دهد. مثلاً برای نمایش حرف "M" کافی است این حرف را به LCD کاراکتری ارسال کنیم. همچنین می‌توان دستوراتی از قبیل پاک کردن صفحه‌نمایش، جابجایی مکان‌نما، خاموش و روشن کردن مکان‌نما و... را به LCD کاراکتری ارسال نمود.

LCDهای کاراکتری از طریق مقدار اطلاعاتی که می‌توانند در صفحه خود نمایش بدهند، انتخاب و خریداری می‌شوند. انواع معمول آن عبارت‌اند از ۱۶،۲۰،۳۲ و ۴۰ کاراکتر در هر خط در ۱ یا ۲ یا ۴ سطر. مثلاً LCD16*2 دارای ۲ خط و هر خط ۱۶ کاراکتر است. همچنین LCD موردنظر می‌تواند همراه با لامپ پشت صفحه یا بدون آن انتخاب شود. در شکل ۲–۵۸ یک نمونه LCD16*2 نشان داده شده است.

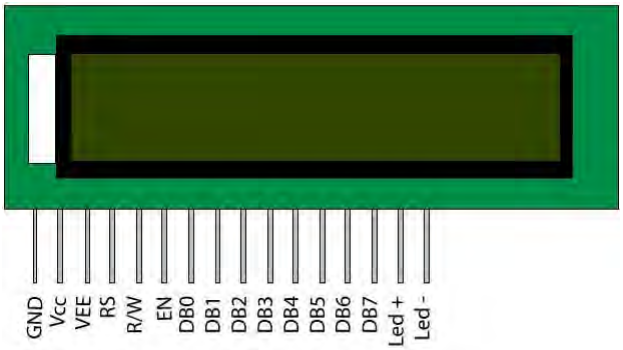
[1] back light



شکل ۲–۵۸- LCD کاراکتری ۲×۱۶

➢ بررسی سخت‌افزار LCD

تقریباً همه LCDهای متنی دارای ۱۶ پایه هستند که ۸ خط آن مربوط به ارسال یا دریافت داده‌ها یا فرمان‌ها است. پایه‌های دیگر نیز مربوط به خطوط کنترل و ولتاژهای تغذیه می‌باشند. فهرست کامل پایه‌ها و عملکرد هر یک از آن‌ها به ترتیب در شکل ۲–۵۹ و شکل ۲–۶۰ آمده است.



شکل ۲–۵۹- پایه‌های LCD کاراکتری

پایه	نام	عملکرد
1	VSS	زمین
2	VCC	+5V
3	VEE	کنترل درخشندگی (میتوانید با یک مقاومت یک کیلو آن را به زمین وصل کنید.)
4	RS	اگر این پایه 0 باشد اطلاعات روی DB0-DB7 به عنوان فرمان واگر1 باشد به عنوان کاراکتریذیرفته میشود.
5	R/W	اگر این پایه 0 باشد LCD برای نوشتن آماده میشود و اگر 1 باشد برای خواندن آماده میشود.
6	E	فعال سازی LCDکه با یک لبه پایین رونده میباشد.
7	DB0	خطوط دیتا
8	DB1	خطوط دیتا
9	DB2	خطوط دیتا
10	DB3	خطوط دیتا
11	DB4	خطوط دیتا
12	DB5	خطوط دیتا
13	DB6	خطوط دیتا
14	DB7	خطوط دیتا
15	A	+5V از پایه15 و 16 برای روشن کردن LED پس زمینه استفاده میشود.
16	K	زمین

شکل ۲–۶۰- عملکرد پایه‌های LCD کاراکتری

پایه ۳: ولتاژ VEE ولتاژ کنتراست است که میزان روشنایی کاراکترها را روی LCD تنظیم می‌کند. به‌منظور رسیدن به حداکثر روشنایی این پایه را می‌توان به زمین متصل کرد.

پایه ۴: در داخل LCD دو نمونه اطلاعات وجود دارد که توسط پایه RS انتخاب می‌شوند. درصورتی‌که RS=1 باشد کاربر می‌تواند اطلاعاتی را روی LCD بنویسد یا بخواند. اگر RS=0 باشد، اطلاعات ورودی به‌عنوان فرمان مشخص می‌شود. LCD این اطلاعات را دریافت می‌کند و فرمان تعریف‌شده را اجرا می‌کند.

پایه ۵: پایه خواندن یا نوشتن است. برای نوشتن روی LCD باید R/W=0 باشد و برای خواندن اطلاعات از LCD باید R/W=0 باشد.

پایه ۶: مخصوص فعال‌کردن LCD است.

پایه‌های ۷ تا ۱۴: هشت بیت اطلاعات ارسالی به LCD و یا دریافتی از آن می‌باشند. اگر تبادل داده با LCD کاراکتری در مد ۴ سیمه صورت گیرد، این امکان وجود دارد که فقط از پایه‌های ۱۱ تا ۱۴ به‌عنوان پایه‌های داده استفاده شود.

پایه‌های ۱۶ و ۱۵ برای تغذیه‌ی لامپ پشت LCD می‌باشند.

۲- ۶- ۷- ماژول DC-DC کاهنده‌ی ولتاژ LM2596

ماژول LM2596 در بخش مدار تغذیه‌ی سامانه‌ی اندازه‌گیری (شکل ۲–۱) به‌کار رفته است. مبدل DC به DC یا DC to DC Converter نوعی مبدل الکترونیکی است که جریان DC را از یک منبع دریافت می‌کند، سپس جریان DC را به صورتی دیگر با سطح ولتاژ بالاتر یعنی مبدل DC به DC افزاینده و یا سطح ولتاژ پایین‌تر یعنی مبدل DC به DC کاهنده، تغییر می‌دهد. نوعی دیگر از مبدل DC to DC هستند که ولتاژ را ثابت نگه‌داشته ولی جریان را تغییر می دهد. نوع دیگر این مبدل‌ها هم قابلیت کاهش ولتاژ و جریان را دارد. نوع دیگر مبدل DC to DC قابلیت افزایش ولتاژ و جریان را دارد. این مبدل‌ها در منبع تغذیه سوئیچینگ، ماژول‌ها و بردهای Embedded و کلاً پروژه‌های الکترونیک و رباتیک برای قسمتی از مدار که به ولتاژ و جریان خاصی نیاز است، به کار می‌روند. مبدل DC به DC علاوه بر افزایش یا کاهش جریان، تثبیت جریان و ولتاژ را هم انجام می‌دهد.

ماژول LM2596 یک مبدل DC-DC است که کارکرد ساده‌ای داشته و می‌توان توسط یک مالتی‌ترن که بر روی ماژول وجود دارد ولتاژ موردنظر را در خروجی آن، تنظیم نمود. در بسیاری از پروژه‌ها ولتاژی به‌غیر از ولتاژهای استاندارد نیاز است یا اینکه ولتاژ منبعی که برای مدار وجود دارد، بیشتر از حد ولتاژ موردنیاز است. به‌عنوان‌مثال درصورتی‌که مداری با رله و چند قطعه پرمصرف و یک میکروکنترلر طراحی‌شده باشد، نمی‌توان رگولاتور معمولی قرار داد، چون جریان پایینی دارد. درنتیجه تنها راه، استفاده از یک مبدل dc به dc با آمپر بالا است. در مواقعی نیز نیاز به ولتاژی نامتعارف با جریان

بالا است. به‌عنوان‌مثال ولتاژ تغذیه ایده‌آل ماژول sim900 برای کارکرد مناسب ۴٫۳ ولت ۲ آمپر است، هیچ رگولاتوری با این ولتاژ و جریان وجود ندارد اما می‌توان توسط این ماژول هر ولتاژی را با آمپر بالا برای مدار خود ایجاد نمود.

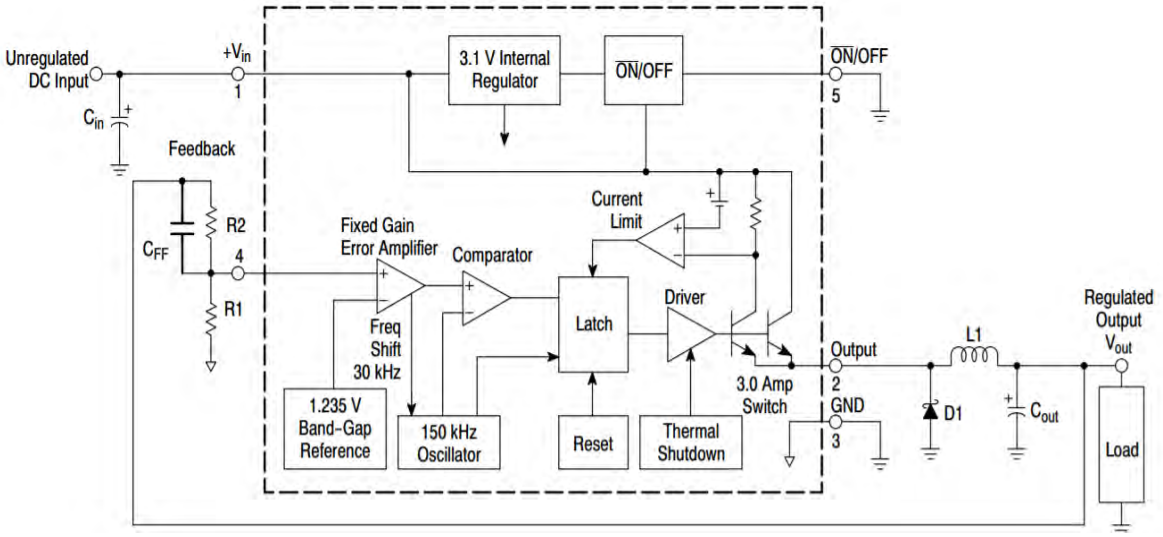
همان‌گونه که در بالا اشاره شد با خرید ماژول کاهنده ولتاژ می‌توان برق ورودی DC از ۳ تا ۳۵ ولت را به ماژول مبدل DC-DC داد و از خروجی آن ولتاژ موردنظر خود را دریافت کرد.

در شمار فراوانی از پروژه‌ها برای تغذیه مدارات، به ولتاژی به‌جز ولتاژهای استاندارد متداول نیاز است، یعنی ممکن است ولتاژ منبع تغذیه برای مدار موردنظر بالا باشد و نیاز به کاهش داشته باشد. در شکل ۲–۶۱ ماژول کامل مونتاژشده بر مبنای LM2596 مشاهده می‌شود که به‌سادگی می‌توان به آن‌یک ولتاژ DC ورودی داد و خروجی کاهش‌یافته را دریافت کرد.



شکل ۲–۶۱– ماژول LM2596

ساختار و مدارات داخلی LM2596 در شکل ۲–۵۶ نشان داده شده است.



شکل ۲–۶۲– ساختار داخلی و مدار مرتبط با LM2596 ([۸])

➢ ویژگی‌ها

- ولتاژ خروجی قابل‌تنظیم از 1.23 تا 37 ولت
- جریان بار خروجی 3 A
- رنج ولتاژ ورودی وسیع تا 40 V
- فرکانس تا 150 kHz
- قابلیت TTL Shutdown
- حالت استندبای کم‌مصرف با 80uA جریان
- حفاظت از نوع محدودکننده جریان

باید دانست که رگولاتورهای سری LM2596 درواقع مدارهای مجتمع و سراسر یکپارچه‌شده‌ای هستند که همگی ویژگی‌های موردنیاز برای رگولاتورهای سوئیچینگ و کاهنده استپ‌داون برای آن‌ها تعبیه شده است. این دسته از رگولاتورها توانایی این را دارند که در بیشینه‌ی جریان خروجی خود ۳ آمپر را به کاربر ارائه دهند.

مشخصات فنی این تراشه در جدول ۲–۹ آورده شده است.

جدول ۲-۹– مشخصات فنی LM2596

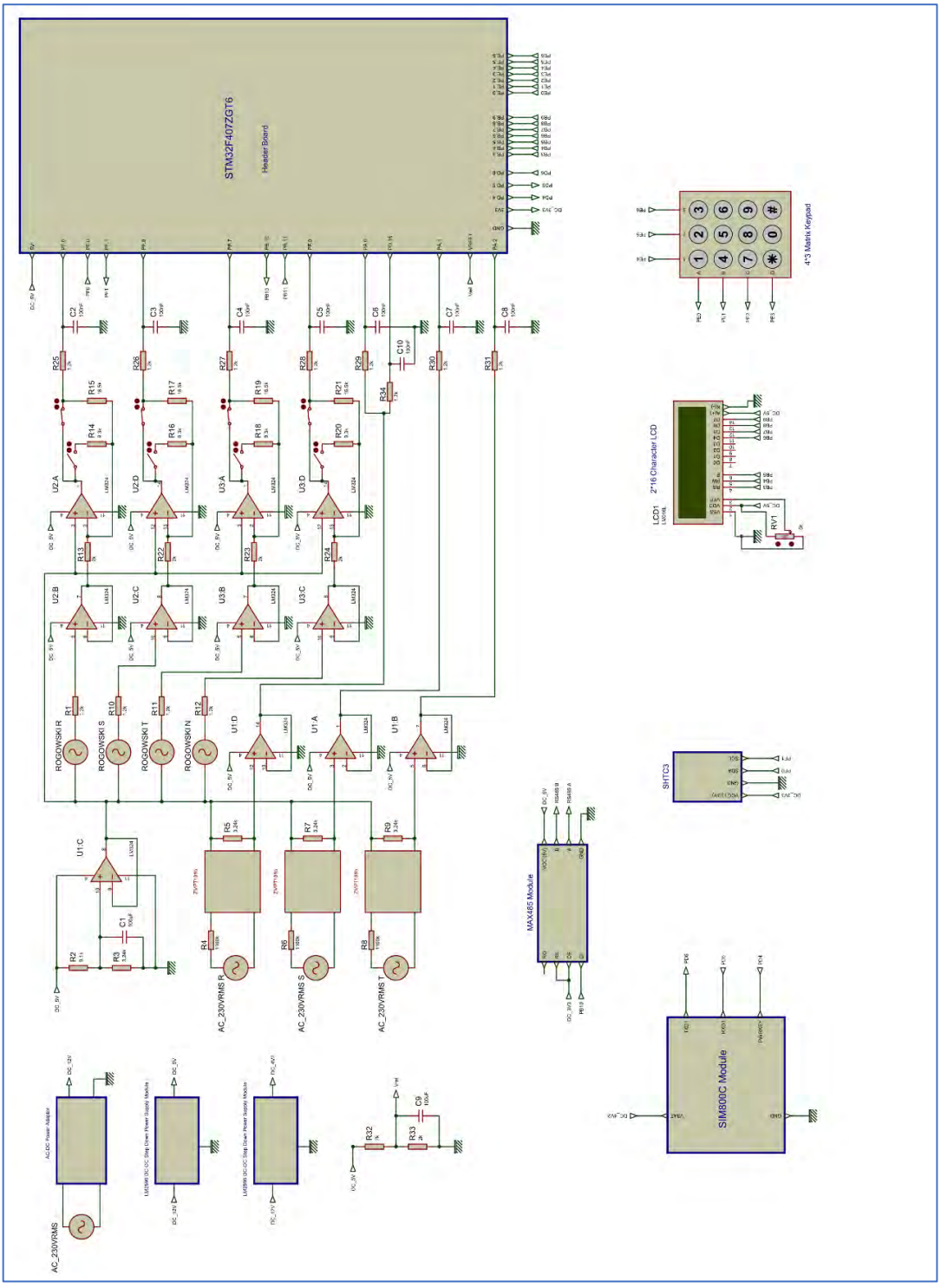
ولتاژ ورودی	3 - 40 V
ولتاژ خروجی	1.5 – 35 V
حداکثر جریان خروجی	3 A
بازده	92 %
افت ولتاژ	حداقل 2V
رگولاسیون بار	± 0.5 %
رگولاسیون ولتاژ	±2.5 %
دمای کاری	-40 ~ +85 ^{0}C

➢ تنظیم ولتاژ خروجی

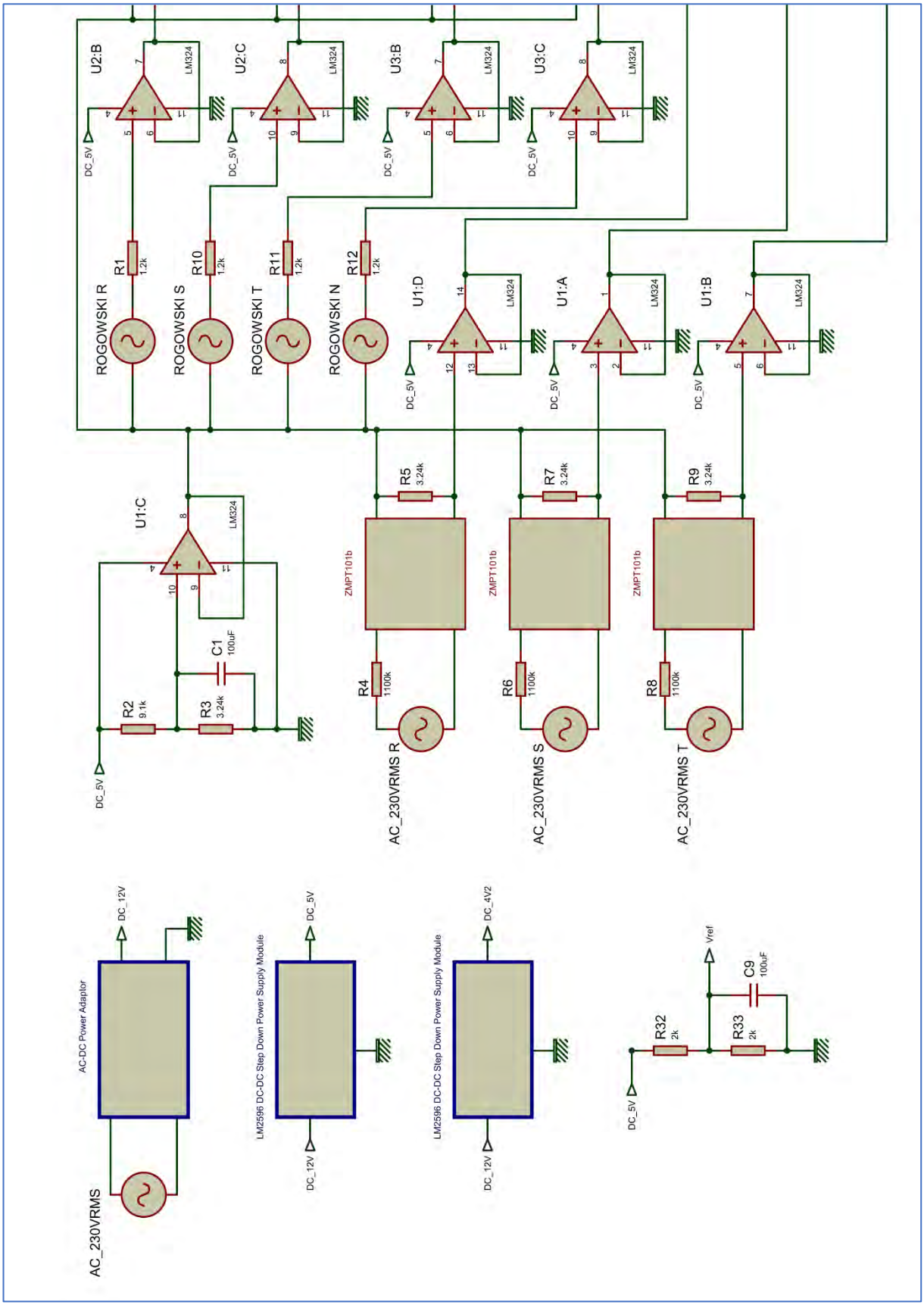
کار با این ماژول ساده است. کافی است برای نمونه برق ۱۲ ولت DC با دقت، به قطب مثبت + و منفی – ماژول با هویه و سیم قلع لحیم شود. سپس با بهره‌گیری از مالتی‌ترنی که روی ماژول وجود دارد، ولتاژ خروجی موردنظر تنظیم شود. سپس ولتاژ خروجی دقیق و پایدار را از خروجی ماژول مبدل کاهنده، برای کاربرد موردنظر دریافت کرد. برای مشخص شدن ولتاژ کاهش‌یافته خروجی به‌صورت دقیق هم کافی است از مالتی‌متر بهره برده شود.

۲- ۷- طراحی بخش سخت‌افزاری سامانه اندازه‌گیری

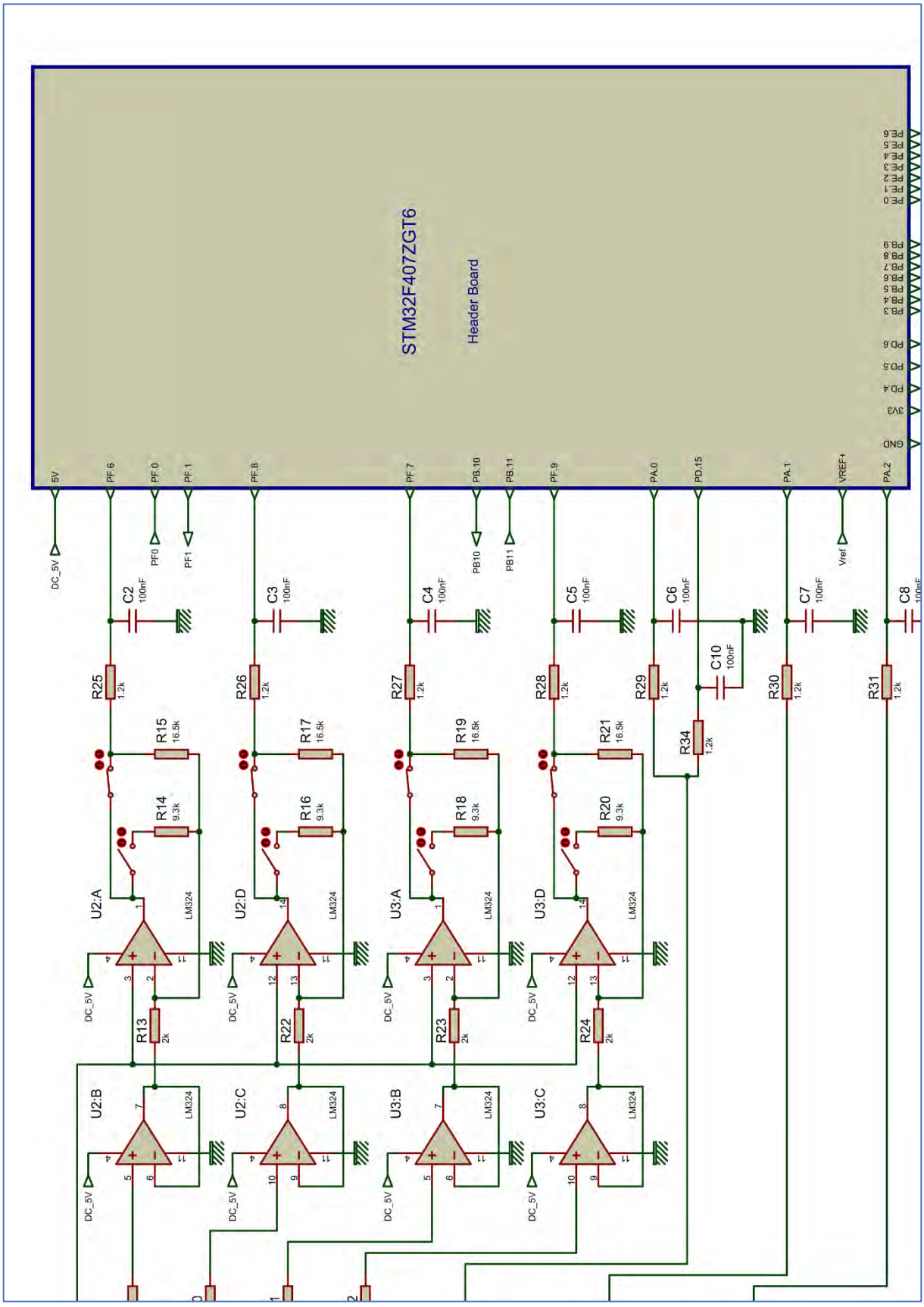
سخت‌افزار طراحی‌شده برای سامانه اندازه‌گیری در شکل ۲–۶۳ نشان داده شده است. نمای نزدیک‌تر از این طراحی، در چهار بخش مجزا، به‌صورت شکل ۲–۶۴ (مدارهای واسط اندازه‌گیری ولتاژ، اندازه‌گیری جریان و تغذیه)، شکل ۲–۶۵ (فیلترهای پایین‌گذر، برد میکروکنترلر STM32F407)، شکل ۲–۶۶ (ماژول‌های SIM800، SHTC3 و MAX485) و شکل ۲–۶۷ (LCD کاراکتری و صفحه‌کلید ماتریسی) نشان داده شده است.



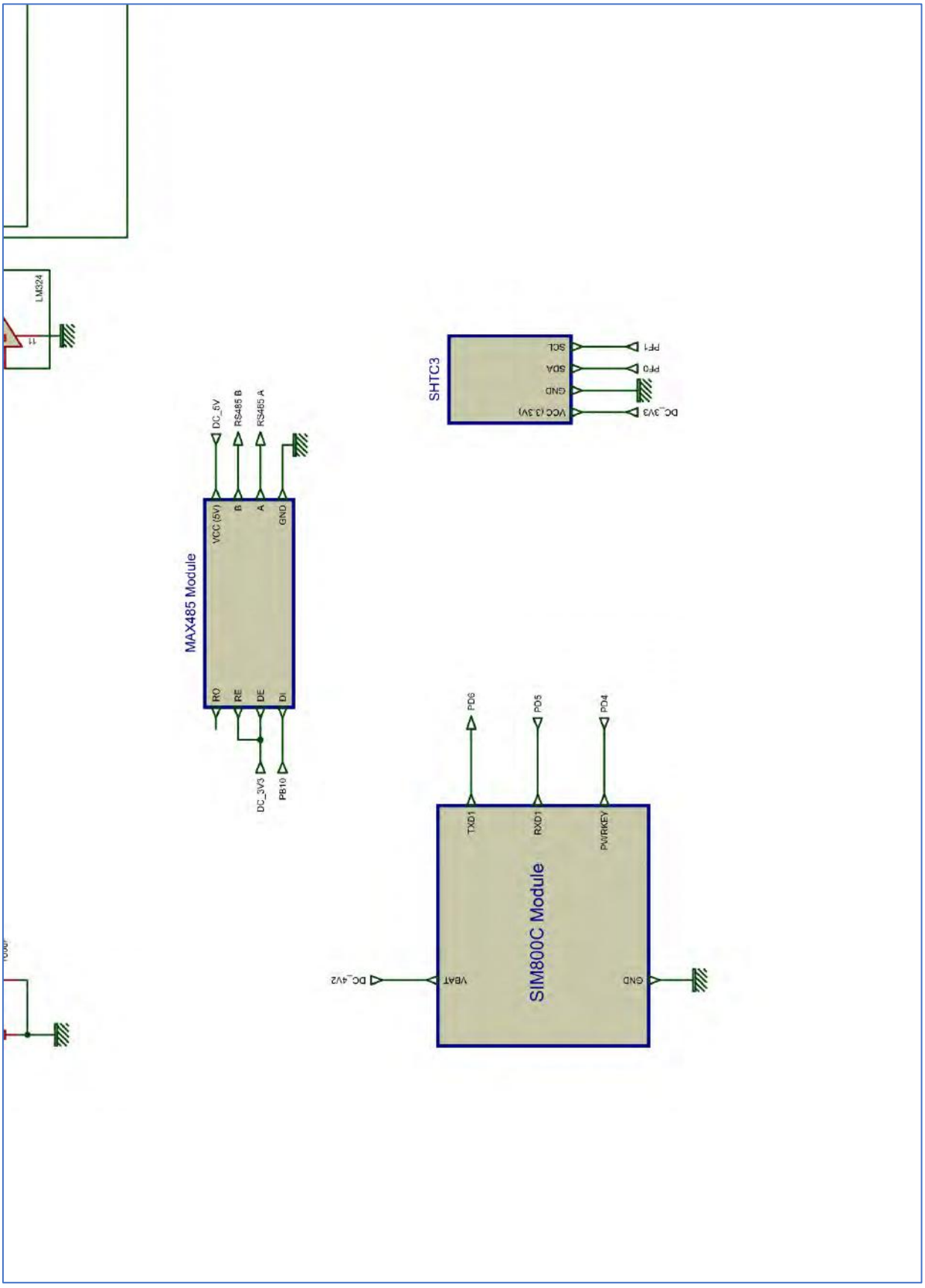
شکل ۲–۶۳– شماتیک سخت‌افزار طراحی‌شده برای سامانه اندازه‌گیری



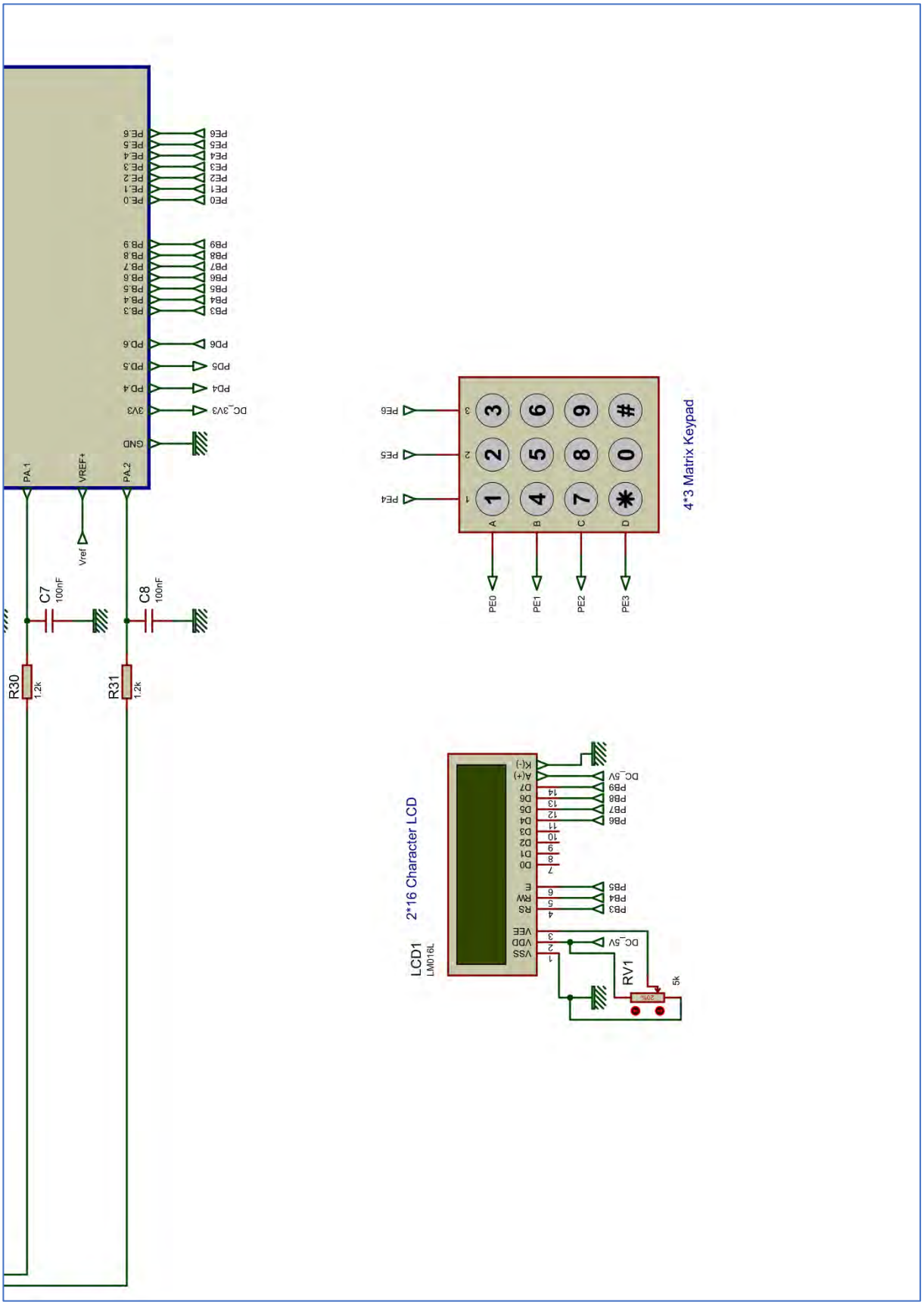
شکل ۲–۶۴–شماتیک سخت‌افزاری بخش مدارهای واسط اندازه‌گیری ولتاژ، اندازه‌گیری جریان و تغذیه



شکل ۲–۶۵- شماتیک سخت‌افزاری بخش فیلترهای پایین‌گذر، برد میکروکنترلر STM32F407



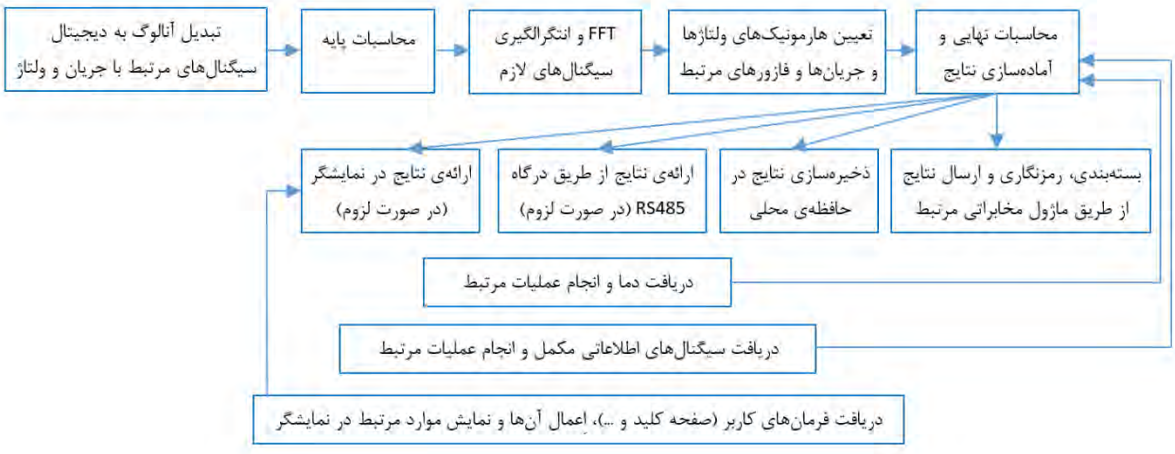
شکل ۲–۶۶- شماتیک سخت‌افزاری بخش ماژول‌های SIM800، SHTC3 و MAX485



شکل ۲–۶۷–شماتیک سخت‌افزاری بخش LCD کاراکتری و صفحه‌کلید ماتریسی

۲- ۸- برنامه‌ی ریزپردازنده

برنامه‌ی میکروکنترلر سامانه‌ی اندازه‌گیری، در محیط جامع برنامه‌نویسی Keil uVision 5 نوشته شده و توسط آن، میکروکنترلر مربوطه پروگرام شده است. پروگرامر مورداستفاده در این راستا JLINK است. برنامه‌ی میکروکنترلر سامانه‌ی اندازه‌گیری به‌گونه‌ای سیستم را تنظیم و هدایت می‌کند که میکروکنترلر با استفاده از واحدهای ADC، با نرخ ۳۲۰۰ نمونه بر ثانیه از ورودی‌های مرتبط نمونه‌برداری می‌کند و این مقادیر با کمک واحد DMA به مکان‌های مشخصی از حافظه منتقل می‌شوند. برای هر کانال با برداشت هر ۱۲۸ نمونه که معادل ۴۰ میلی‌ثانیه یا دو دوره‌ی تناوب سیگنال برق شهری است، داده‌ها مرتب و ذخیره‌سازی شده و پس از ذخیره‌ی ۱۰ سری از این داده‌ها، نقاط نظیر ۱۰ سری با یکدیگر میانگین گرفته می‌شوند تا بدین ترتیب یک سری نمونه‌ی ۱۲۸ نقطه‌ای معادل دو دوره‌ی تناوب به دست آید که نویزهای احتمالی در آن کاهش یافته‌اند. در این مرحله از این ۱۲۸ نمونه FFT گرفته‌شده و محاسبات تکمیلی دیگر چون انتگرال‌گیری انجام‌شده و با داده‌های به‌دست‌آمده، پارامترهای دیگر چون ضریب توان، توان‌های اکتیو و راکتیو و ظاهری و THDهای ولتاژ و جریان به دست می‌آیند؛ بنابراین هر ۰/۴ ثانیه پارامترهای اطلاعات ولتاژها و جریان‌ها به دست می‌آیند و پردازنده‌ی Cortex-M4 سیستم، توان این حجم پردازش در این بازه‌های زمانی کوتاه را دارد. این موارد در حالی صورت می‌گیرد که واحدهای ADC و DMA به‌صورت مستقل و به‌موازات، عملیات نمونه‌برداری و انتقال نمونه به حافظه را همواره انجام می‌دهند. شکل ۲–۶۸ عملیات نرم‌افزاری برنامه‌ریزی‌شده در داخل ریزپردازنده را به‌طور خلاصه نمایش می‌دهد. در این شکل، منظور از بخش دریافت سیگنال‌های اطلاعاتی مکمل و انجام عملیات مرتبط، عملیات مکملی غیر از فرآیندهای اندازه‌گیری آنالوگ است، ازجمله اندازه‌گیری فرکانس و نیز پیش‌بینی مواردی برای گسترش نرم‌افزار در آینده. دریافت فرمان‌های کاربر، اِعمال و نمایش موارد مرتبط، در این شکل، فرآیندی است که به موازات فرآیندهای دیگر می‌تواند صورت گیرد.



شکل ۲–۶۸–عملیات نرم‌افزاری برنامه‌ریزی‌شده در داخل ریزپردازنده

با کمک وقفه‌ی شمارنده‌ی تعداد پالس، عملیات محاسبه‌ی فرکانس در بازه‌های زمانی ۵ ثانیه انجام و مقادیر آن ذخیره می‌شوند. همچنین در وقفه‌های ۱ ثانیه‌ای با استفاده از واحد I2C سیستم، داده‌های حس‌گر دما و رطوبت خوانده و ذخیره می‌شود. اساس زمان‌بندی‌های سیستم با کمک تایمرهای داخلی انجام می‌گردد.

در فواصل ۰/۴ ثانیه‌ای که اطلاعات آماده می‌شوند، توابع مرتبط با منوها و نمایشگر سامانه نیز جهت نمایش موارد لازم بر نمایشگر مورداستفاده قرار می‌گیرند تا به‌این‌ترتیب اطلاعات، به‌صورت به‌هنگام نمایش داده شوند. بررسی صفحه‌کلید نیز در وقفه‌های کوتاه در کنار بقیه‌ی موارد انجام می‌شود تا در صورت فشردن کلیدی، توابع عملیاتی لازم مورداستفاده قرار گرفته و هدایت به منوی مرتبط صورت گیرد.

با استفاده از درگاه RS485 نیز می‌توان اطلاعات اندازه‌گیری را توسط سیستمی دیگر که مجهز به این درگاه باشد، دریافت نمود. این فرآیند، در فواصل زمانی کوتاه با کمک ارتباط یکی از واحدهای UART میکروکنترلر با ماژول مبدل RS485 به سریال TTL انجام می‌شود.

انتقال اطلاعات به سرور راه دور در فواصل زمانی تعیین‌شده که کمترین آن دو دقیقه در نظر گرفته‌شده (جهت ملاحظات زمان‌های ارتباطی شبکه، حجم اطلاعات و بارهای سرور)، از طریق ارتباط یکی دیگر از واحدهای UART میکروکنترلر با ماژول SIM800 صورت می‌گیرد. فرمان‌های ارسال‌شده به ماژول از نوع AT هستند. ارسال فرمان‌ها و داده‌های لازم و دریافت و پردازش پاسخ از ماژول با استفاده از توابع مناسب انجام می‌شود.

۲- ۹- تست سامانه

جهت تست اندازه‌گیری جریان توسط سامانه‌ی اندازه‌گیری، جریان‌های چند مصرف‌کننده‌ی پرتوان به‌صورت هم‌زمان از یک کابل که کویل روگوفسکی متصل به سامانه به دور آن قرار داشت، عبور داده شد و نتایج اندازه‌گیری جریان موردبررسی قرار گرفت و مقایسه‌ی لازم با مقدار به‌دست‌آمده از یک اندازه‌گیر جریان دقیق کالیبره‌شده، انجام شد. جهت افزایش جریان در آزمون‌های بعدی، کابل یادشده چند مرتبه به یک‌جهت از داخل پیچه عبور داده شد تا جریان برآیند موردانداز‌ه‌گیری چند برابر شود و مجدد نتایج مقایسه گردید. این مراحل آزمایش برای چهار ورودی جریان سه فاز و نول انجام گردید. جدول ۲-۱۰ نتایج تست اندازه‌گیری جریان‌ها را نشان می‌دهد.

جدول ۲-۱۰- نتایج تست اندازه‌گیری جریان‌ها

جریان مرجع (A)	جریان اندازه‌گیری شده (A)	درصد خطا
۷/۶	۷/۵	۱/۵
۱۱/۷	۱۱/۸	۱
۳۰/۴	۳۰/۵	۰/۵
۴۶/۸	۴۷	۰/۵

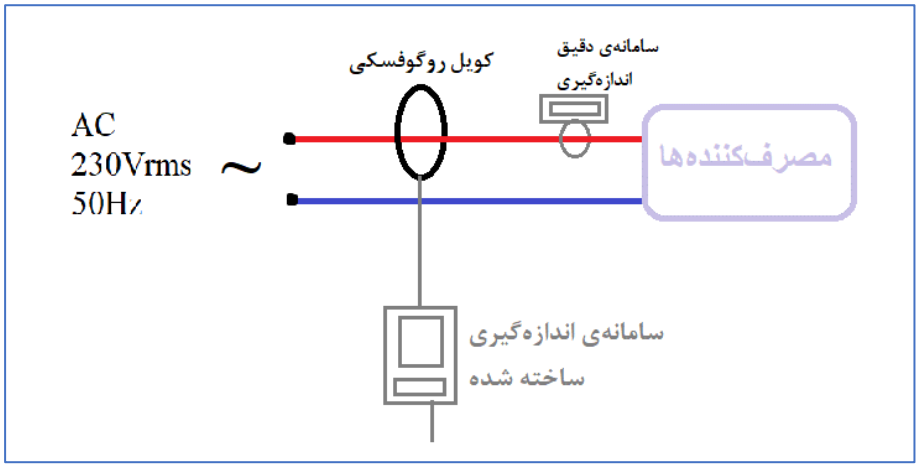
جهت تست اندازه‌گیری ولتاژ، اتصال فاز و نول برق شهری به ورودی‌های مرتبط سامانه برقرار شد و نتایج ولتاژ با مقدار به‌دست‌آمده از یک اندازه‌گیر ولتاژ دقیق کالیبره‌شده، مقایسه گردید. این اتصال و مقایسه برای هریک از ورودی‌های سه فاز انجام شد. جدول ۲-۱۱ نتایج تست اندازه‌گیری ولتاژها را نشان می‌دهد.

جدول ۲-۱۱– نتایج تست اندازه‌گیری ولتاژها

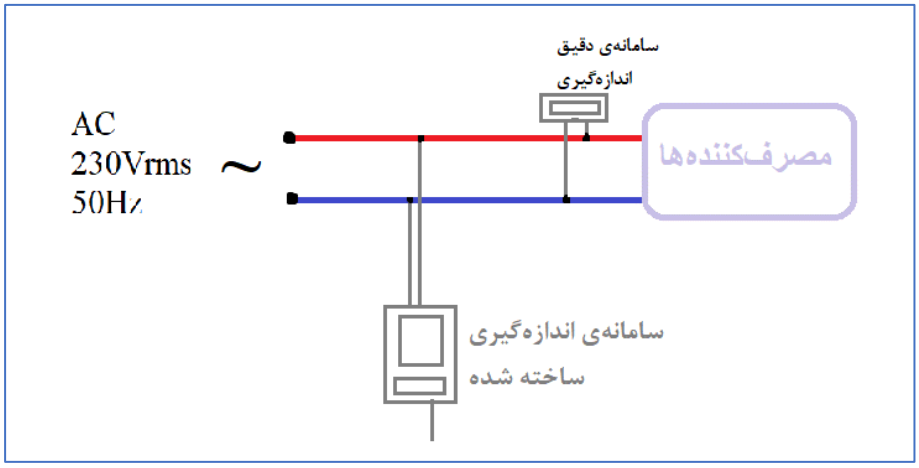
ولتاژ مرجع (V)	ولتاژ اندازه‌گیری شده (V)	درصد خطا
۲۲۷	۲۲۸	۰/۵
۲۱۶	۲۱۷	۰/۵
۲۱۰	۲۱۱	۰/۵

مراحل تست اندازه‌گیری جریان و ولتاژ سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، ابتدا جهت کالیبراسیون سیستم و سپس جهت صحت‌سنجی آن انجام شد.

شکل ۲–۶۹ و شکل ۲–۷۰ به ترتیب تست اندازه‌گیری جریان و تست اندازه‌گیری ولتاژ را نشان می‌دهند.



شکل ۲–۶۹– تست اندازه‌گیری جریان



شکل ۲–۷۰– تست اندازه‌گیری ولتاژ

مقادیر اندازه‌گیری‌شده و محاسبه‌شده توسط سامانه‌ی اندازه‌گیری، علاوه بر نمایش صحیح بر نمایشگر سامانه، به‌صورت صحیح و کامل به سرور راه دور منتقل شد و در سرور مشاهده گشت. انتقال داده از دستگاه به سرور، چندین بار انجام شد.

فصل سوم:

معرفی نرم‌افزار تحت وب

۳- معرفی نرم‌افزار تحت وب

۳- ۱- مقدمه

به‌منظور نمایش، تحلیل و گزارش‌گیری از داده‌های ثبت‌شده یا محاسبه‌شده، از نرم‌افزار تحت وب استفاده می‌شود. نرم افزار با زبان php نوشته شده و اطلاعات در دیتابیس mysql ذخیره می‌شوند. پروتکل تبادل داده REST هست که یک پروتکل بر مبنای HTTP بوده و برای تبادل اطلاعات استفاده می‌شود. دستگاه با فراخوانی API سمت سرور، داده‌ها را برای سرور می‌فرستد و سرور این داده‌ها را ذخیره می‌کند. همچنین دستگاه از طریق HTTP STATUS CODE متوجه می‌شود که داده‌ها با موفقیت ارسال شده است یا خیر. این نرم‌افزار به‌طورکلی شامل دو پنل مدیریت و کاربر است که تعریف کاربران و تعیین دسترسی هر کاربر به اطلاعات ارسالی هر دستگاه در پنل مدیریت انجام می‌شود. در پنل کاربر نیز تمامی اطلاعات دریافتی از دستگاه به‌صورت دسته‌بندی‌شده و گرافیکی قابل‌مشاهده است. جزئیات پنل‌ها و معرفی بخش‌های مختلف آن‌ها در ادامه آمده است.

۳- ۲- صفحه ورود

با واردکردن آدرس اینترنتی به نشانی http://37.152.187.87 در مرورگر هر کامپیوتر یا موبایل متصل به اینترنت، صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۱ ظاهرشده که با واردکردن آدرس ایمیل و رمز عبور و پس‌از آن زدن آیکون ورود، وارد پنل کاربری یا مدیریتی (مطابق ایمیل تعریف‌شده) می‌شود. در این صفحه با زدن علامت مرا به خاطر بسپار، ایمیل و رمز عبور ذخیره‌شده و می‌توان در دفعات بعد مراجعه به صفحه ورود، از آن استفاده کرد. آدرس ایمیل و رمز عبور مربوط به مدیریت از قبل در خود نرم‌افزار تعریف و ذخیره‌شده است. آدرس ایمیل و رمز عبور هر کاربر نیز در پنل مدیریت قابل تعریف بوده که مراحل تعریف کاربر جدید در بخش ۳–۳–۳ به‌طور کامل توضیح‌داده می‌شود.



شکل ۳–۱- صفحه ورود به نرم‌افزار تحت وب

۳- ۳- پنل مدیریت

با واردکردن ایمیل و رمز عبور مربوط به مدیریت، صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۲ ظاهر می‌شود. نام کاربری و رمز عبور مربوط به مدیریت از قبل در نرم‌افزار تعریف‌شده است. در قسمت چپ و بالای صفحه نام شخص یا شرکتی که وارد سایت شده به همراه سطح دسترسی او (مدیر یا کاربر) قابل‌مشاهده است. پنل مدیریت سه وظیفه کلی دارد که شامل:

- تعریف پروژه‌ها و تخصیص دستگاه‌ها به هر پروژه
- تعریف کاربران و اختصاص دادن یک یا چند پروژه به هر کاربر
- تعریف پارامترهای ورودی دستگاه



شکل ۳–۲– صفحه داشبورد در پنل مدیریت

قسمت سمت راست صفحه شامل ۴ منوی اصلی می‌شود که در ادامه توضیح داده می‌شود.

۳- ۳- ۱- داشبورد

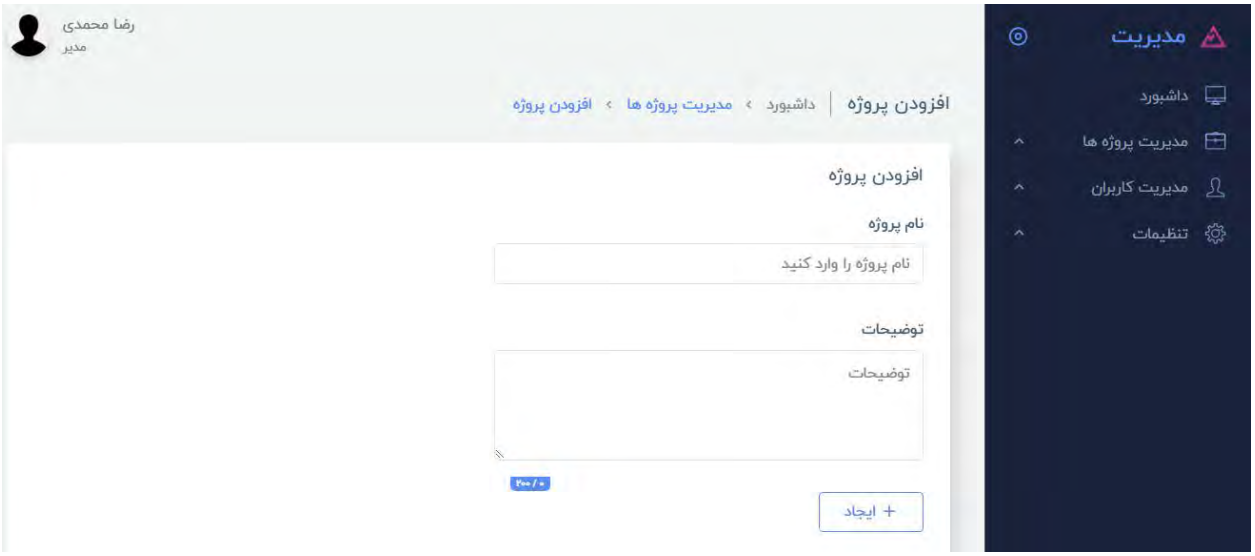
در این منو، اطلاعات هویتی، تاریخ آخرین ورود و آدرس IP اشخاصی که وارد پنل کاربری خود شده‌اند مشاهده می‌شود. با تغییر نام یا ایمیل هر کاربر نیز این قسمت به‌روز شده و نام و ایمیل جدید را نمایش خواهد داد.

۳- ۳- ۲- مدیریت پروژه‌ها

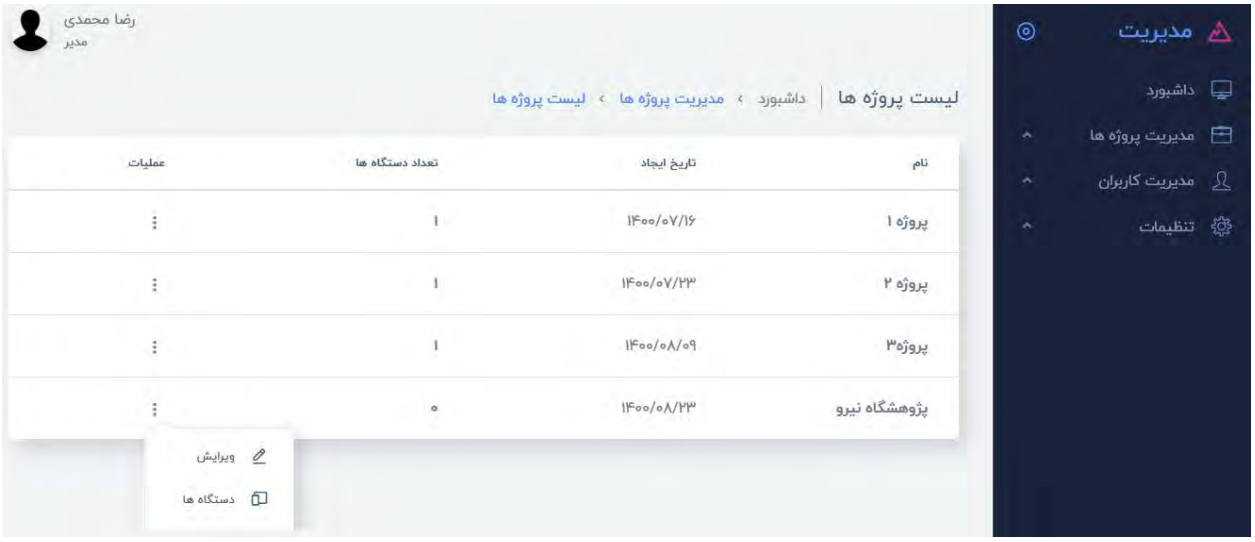
این منو که شامل دو زیرمنو افزودن پروژه و لیست پروژه‌ها می‌شود، برای تعریف پروژه‌ها و نمایش آن‌ها تعبیه‌شده است. با کلیک کردن بر روی منوی **مدیریت پروژه‌ها** و سپس انتخاب **ایجاد** صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۳ ظاهر می‌شود. یک نام برای پروژه انتخاب کرده و در صورت نیاز توضیحی در مورد این پروژه نوشته و سپس بر روی آیکون **ایجاد** کلیک می‌کنیم. پروژه ایجادشده است و حال باید دستگاه‌هایی که مربوط به این پروژه هستند را به پروژه اضافه کرد.

برای اضافه کردن دستگاه به پروژه باید از طریق منوی **مدیریت پروژه** وارد زیرمنوی **لیست پروژه‌ها** شده و در قسمت **عملیات** بر روی علامت سه‌نقطه کلیک کرد. در این حالت پنجره کوچکی مطابق شکل ۳–۴ بازشده که از قسمت **ویرایش**

برای تغییر نام و توضیحات پروژه و همچنین حذف پروژه استفاده می‌شود و با انتخاب گزینه **دستگاه‌ها** صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۵ بازشده که می‌توان با زدن آیکون **افزودن دستگاه**، دستگاهی را به پروژه موردنظر اضافه کرد.



شکل ۳–۳– صفحه افزودن پروژه در پنل مدیریت



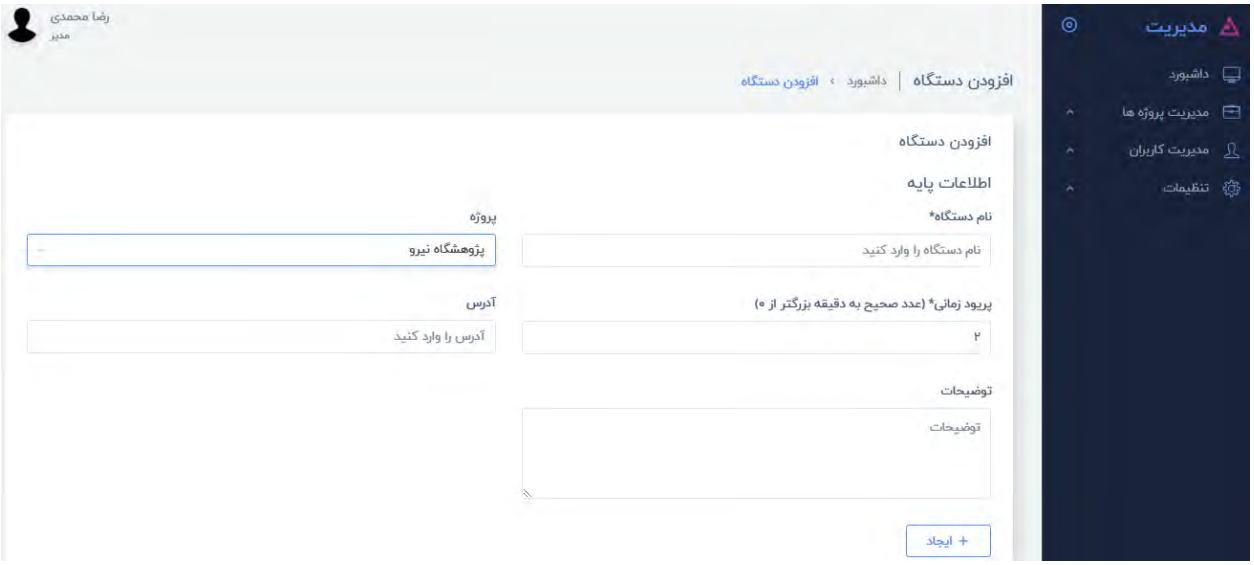
شکل ۳–۴– صفحه لیست پروژه‌ها در پنل مدیریت

لازم به ذکر است در صفحه لیست پروژه‌ها، تاریخ ایجاد هر پروژه و همچنین تعداد دستگاه‌های تعریف‌شده برای هر پروژه قابل‌مشاهده است.

پس از زدن آیکون **افزودن دستگاه**، صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۶ باز می‌شود. در این صفحه می‌توان نام دستگاه، پروژه موردنظر، پریود زمانی ارسال اطلاعات، آدرس و توضیحاتی پیرامون دستگاه اضافه کرد و پس‌از آن بر روی آیکون ایجاد برای تخصیص دستگاه به پروژه کلیک کرد.



شکل ۳–۵– صفحه دستگاه‌ها در پنل مدیریت



شکل ۳–۶– صفحه افزودن دستگاه در پنل مدیریت

پس از تعریف دستگاه و اختصاص آن به یک پروژه، به‌منظور تنظیم کردن سخت‌افزاری دستگاه، نیاز است مجدد وارد منوی **مدیریت پروژه**، زیرمنوی **لیست پروژه‌ها** و سپس صفحه **دستگاه‌ها** از قسمت **عملیات** شده که در این حالت دستگاه تعریف‌شده مطابق شکل ۳–۷ در این صفحه، قابل‌مشاهده است. حال با زدن **ویرایش** در قسمت **عملیات**، صفحه ویرایش دستگاه بازشده که علاوه بر قابلیت ویرایش مشخصات دستگاه، یک کد منحصربه‌فرد با عنوان **کلید api** تولیدشده



شکل ۳–۷– صفحه دستگاه‌ها پس از تعریف دستگاه برای پروژه

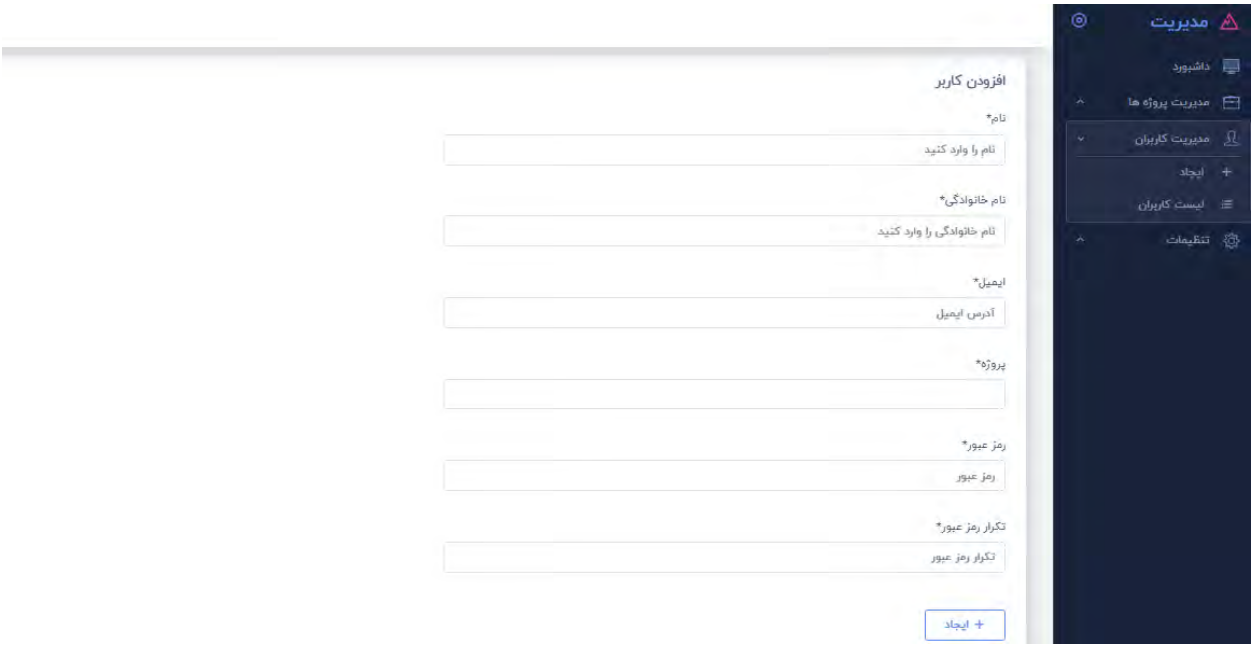
که می‌بایست این کد در خود دستگاه نیز برای ایجاد ارتباط بین دستگاه و نرم‌افزار تعریف شود. شکل ۳–۸ نمونه تولیدشده یک کد برای دستگاه خاصی را نشان می‌دهد.



شکل ۳–۸- صفحه ویرایش دستگاه و کلید api

۳- ۳- ۳- مدیریت کاربران

در این منو از طریق زیرمنوی ایجاد، می‌توان کاربران جدید برای هر پروژه اضافه کرد و برای هرکدام، نام کاربری و رمز عبور مطابق شکل ۳–۹ تعریف کرد. تمامی کاربران تعریف‌شده نیز در صفحه لیست کاربران، قابل‌مشاهده خواهند بود.



شکل ۳–۹- صفحه افزودن کاربر جدید

لازم به ذکر است برای دسترسی هر کاربر به پروژه‌ها می‌توان مطابق شکل ۳–۱۰ در قسمت پروژه، یک یا چند پروژه را به هر کاربر اختصاص داد. با این کار، کاربر فقط به اطلاعات دستگاه‌های این پروژه‌ها دسترسی خواهد داشت.



شکل ۳–۱۰– دسترسی هر کاربر به یک یا چند پروژه

از قسمت عملیات ویرایش در زیرمنوی لیست کاربران نیز می‌توان اطلاعات هر کاربر را تغییر داد، نام کاربری و رمز عبور را عوض کرد و یا دسترسی او به پروژه‌ها را تغییر داد.

۳– ۳– ۴– تنظیمات

در منوی تنظیمات که شامل یک زیرمنو بنام **پارامترها** است، می‌توان پارامترهای مختلفی که از طریق دستگاه به سمت سرور ارسال می‌شود را برای نمایش در پنل کاربری تعریف کرد. این پارامترها مطابق جدول ۲-۳ بوده که در فصل قبل و در بخش ۲–۲–۷ توضیح‌داده شد. با کلیک بر روی **افزودن پارامتر**، این امر به‌راحتی قابل‌انجام است. باید دقت شود که شناسه هر پارامتر می‌بایست یکتا باشد. معمولاً تمامی پارامترها از ابتدا برای همه کاربران قابل‌مشاهده خواهد بود و لزومی به حذف و یا تغییر آن‌ها نیست. لازم به ذکر است که با حذف هر پارامتر تمامی اطلاعات ذخیره‌شده آن در سرور برای تمامی دستگاه‌ها نیز پاک خواهد شد که البته به‌صورت پیغام نیز مطابق شکل ۳–۱۱ به مدیر نشان‌داده خواهد شد.



شکل ۳–۱۱– پیغام اخطار برای حذف هر پارامتر

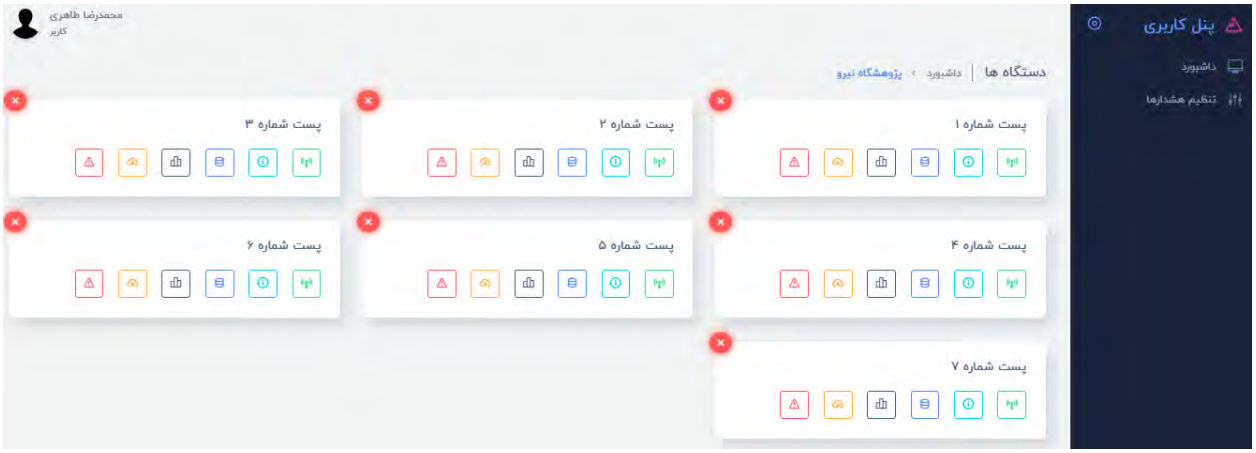
۳- ۴- پنل کاربری

با تعریف کاربر توسط مدیر در پنل مدیریت و تخصیص نام کاربری و رمز عبور به وی، کاربر می‌تواند با زدن آدرس اینترنتی http://37.152.187.87 و واردکردن نام کاربری و رمز عبور، وارد پنل کاربری شود. پس از ورود، صفحه داشبورد مطابق شکل ۳–۱۲ برای کاربر قابل‌مشاهده است که در آن تمامی پروژه‌هایی که کاربر به آن‌ها دسترسی دارد برای وی نشان داده می‌شود.



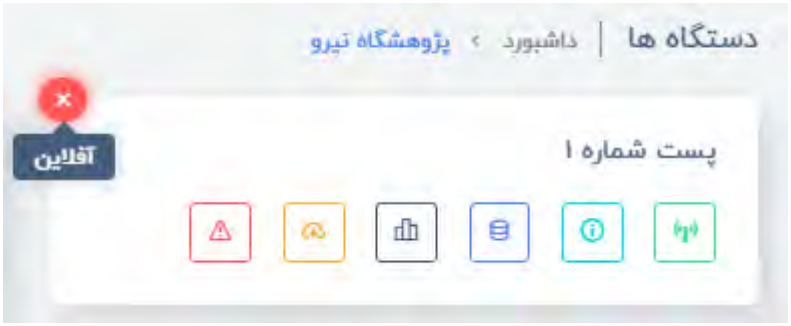
شکل ۳–۱۲- صفحه داشبورد در پنل کاربری

با انتخاب هرکدام از پروژه‌ها، صفحه مربوط به آن پروژه که شامل دستگاه‌های اختصاص‌یافته به آن پروژه است، مطابق شکل ۳–۱۳ نمایش داده می‌شود.



شکل ۳–۱۳- صفحه دستگاه‌ها در قسمت پروژه پنل کاربری

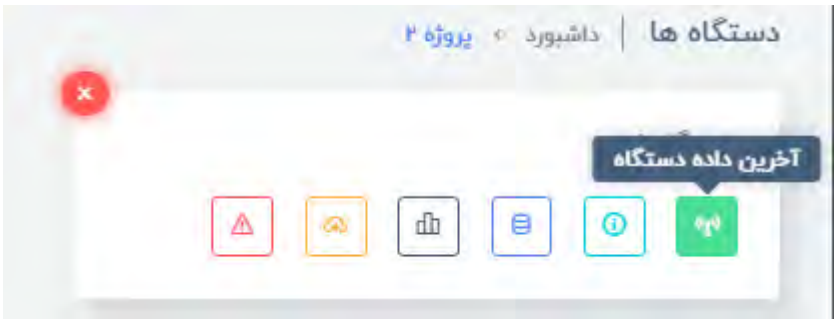
مطابق شکل ۳–۱۴ وضعیت آنلاین یا آفلاین بودن هر دستگاه با علامت تأیید سبزرنگ یا ضربدر قرمزرنگ قابل‌مشاهده است. درصورتی‌که بر روی دستگاه هشداری ثبت‌نشده باشد، رنگ پس‌زمینه دستگاه سفید بوده و در صورت وجود هشدار رنگ پس‌زمینه دستگاه قرمز خواهد شد.



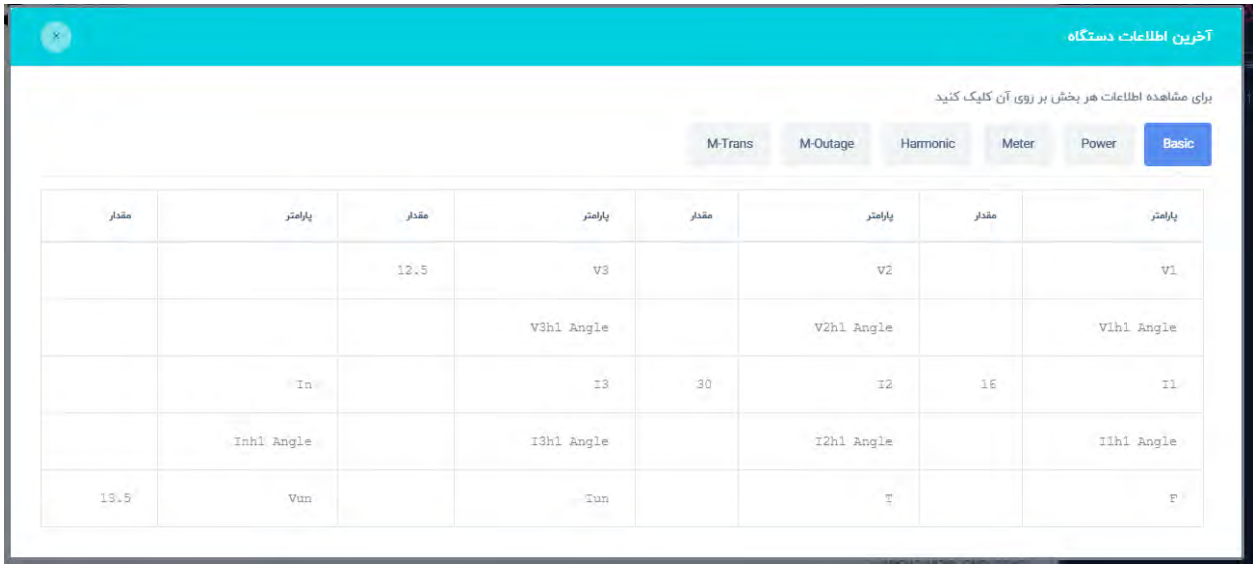
شکل ۳–۱۴- نمای ظاهری صفحه یک دستگاه

۳- ۴- ۱- آخرین داده دستگاه

مطابق شکل ۳–۱۵ با انتخاب آیکون سبزرنگ صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۱۶ بازشده که شامل تمامی پارامترهای لحظه‌ای ارسالی دستگاه یا محاسبه‌شده توسط نرم‌افزار است. این پارامترها به ۵ زیرگروه تقسیم شده‌اند که در ادامه ذکرشده است:



شکل ۳–۱۵- آیکون آخرین داده دستگاه



شکل ۳–۱۶- مقادیر آخرین داده دستگاه

- **Basic**
  - V1: اندازه ولتاژ هارمونیک اصلی فاز ۱
  - V2: اندازه ولتاژ هارمونیک اصلی فاز ۲
  - V3: اندازه ولتاژ هارمونیک اصلی فاز ۳
  - V1h1 Angle: زاویه ولتاژ هارمونیک اصلی فاز ۱
  - V2h1 Angle: زاویه ولتاژ هارمونیک اصلی فاز ۲
  - V3h1 Angle: زاویه ولتاژ هارمونیک اصلی فاز ۳
  - I1: اندازه جریان هارمونیک اصلی فاز ۱
  - I2: اندازه جریان هارمونیک اصلی فاز ۲
  - I3: اندازه جریان هارمونیک اصلی فاز ۳
  - In: اندازه جریان هارمونیک اصلی نول
  - I1h1 Angle: زاویه جریان هارمونیک اصلی فاز ۱
  - I2h1 Angle: زاویه جریان هارمونیک اصلی فاز ۲
  - I3h1 Angle: زاویه جریان هارمونیک اصلی فاز ۳
  - Inh1 Angle: زاویه جریان هارمونیک اصلی نول
  - F: فرکانس
  - T: دمای پست
  - Iun: نامتعادلی جریان
  - Vun: نامتعادلی ولتاژ
- **Power**
  - P1: توان اکتیو فاز ۱ برحسب کیلووات
  - P2: توان اکتیو فاز ۲ برحسب کیلووات
  - P3: توان اکتیو فاز ۳ برحسب کیلووات

- Pt: توان اکتیو کل برحسب کیلووات
- Q1: توان راکتیو فاز ۱ برحسب کیلووار
- Q2: توان راکتیو فاز ۲ برحسب کیلووار
- Q3: توان راکتیو فاز ۳ برحسب کیلووار
- Qt: توان راکتیو کل برحسب کیلووار
- S1: توان ظاهری فاز ۱ برحسب KVA
- S2: توان ظاهری فاز ۱ برحسب KVA
- S3: توان ظاهری فاز ۱ برحسب KVA
- St: توان ظاهری کل برحسب KVA
- PF1: ضریب توان فاز ۱
- PF2: ضریب توان فاز ۲
- PF3: ضریب توان فاز ۳

- **Meter**
  - AE1: انرژی اکتیو فاز ۱ برحسب مگاوات ساعت
  - AE2: انرژی اکتیو فاز ۲ برحسب مگاوات ساعت
  - AE3: انرژی اکتیو فاز ۳ برحسب مگاوات ساعت
  - AEt: انرژی اکتیو کل برحسب مگاوات ساعت
  - RE1: انرژی راکتیو فاز ۱ برحسب مگاوار ساعت
  - RE2: انرژی راکتیو فاز ۲ برحسب مگاوار ساعت
  - RE3: انرژی راکتیو فاز ۳ برحسب مگاوار ساعت
  - REt: انرژی راکتیو کل برحسب مگاوار ساعت
- **Harmonic**
  - THDv1: اعوجاج هارمونیکی کل ولتاژ فاز ۱

- THDv2: اعوجاج هارمونیکی کل ولتاژ فاز ۲
- THDv3: اعوجاج هارمونیکی کل ولتاژ فاز ۳
- THDi1: اعوجاج هارمونیکی کل جریان فاز ۱
- THDi2: اعوجاج هارمونیکی کل جریان فاز ۲
- THDi3: اعوجاج هارمونیکی کل جریان فاز ۳
- اندازه هارمونیک اول تا نوزدهم ولتاژ فاز ۱
- اندازه هارمونیک اول تا نوزدهم ولتاژ فاز ۲
- اندازه هارمونیک اول تا نوزدهم ولتاژ فاز ۳
- اندازه هارمونیک اول تا نوزدهم جریان فاز ۱
- اندازه هارمونیک اول تا نوزدهم جریان فاز ۲
- اندازه هارمونیک اول تا نوزدهم جریان فاز ۳

– M-Outage:

محاسبات مربوط به تشخیص خاموشی در خود سخت‌افزار انجام شده و لذا از داده‌های آنلاین برای تشخیص خاموشی استفاده می‌شود.

- پرچم تغییرات ناگهانی در فازها و نول: بیانگر اعلام خاموشی و قطعی در هرکدام از فازها و نول است. بدین‌صورت که در صورت بروز قطعی در هر فاز یا نول، دایره مربوط به همان فاز تغییر رنگ خواهد داد. نحوه تشخیص خاموشی نیز بدین گونه است که تغییر ناگهانی جریان موردنظر قرار می‌گیرد و سامانه همواره این مورد را پایش می‌کند. اگر درصد تغییر مقدار جریان هر یک از سه فاز یا نول، از حدی بیشتر بود سامانه این مورد را به‌صورت flag (کدام فاز یا فازها یا نول، درصد تغییر بیش‌ازحد مجاز داشته‌اند) و نیز درصد تغییرات همه‌ی فازها و نول را در حافظه‌ی RAM خود ثبت می‌کند و در اولین زمان ارسال داده، flagها و درصدهای تغییر را در کنار داده‌های دیگر برای سرور ارسال می‌کند، در غیر این صورت برای این قسمت‌ها داده‌ای ارسال نمی‌شود. در محاسبه‌ی درصد تغییرات برای نول و هر فاز همواره میانگین ۵ اندازه‌گیری اخیر به‌عنوان مقدار جدید و میانگین ۱۰ اندازه‌گیری قبل آن به‌عنوان مقدار قدیم در نظر گرفته می‌شود و محاسبات درصد تغییرات انجام می‌گردد.
- درصد تغییرات ناگهانی جریان فاز R

- درصد تغییرات ناگهانی جریان فاز S
- درصد تغییرات ناگهانی جریان فاز T
- درصد تغییرات ناگهانی جریان نول
- زمان وقوع: بیانگر زمان وقوع قطعی فازها یا نول است.



شکل ۳–۱۷– صفحه M-Outage

M-Trans: –

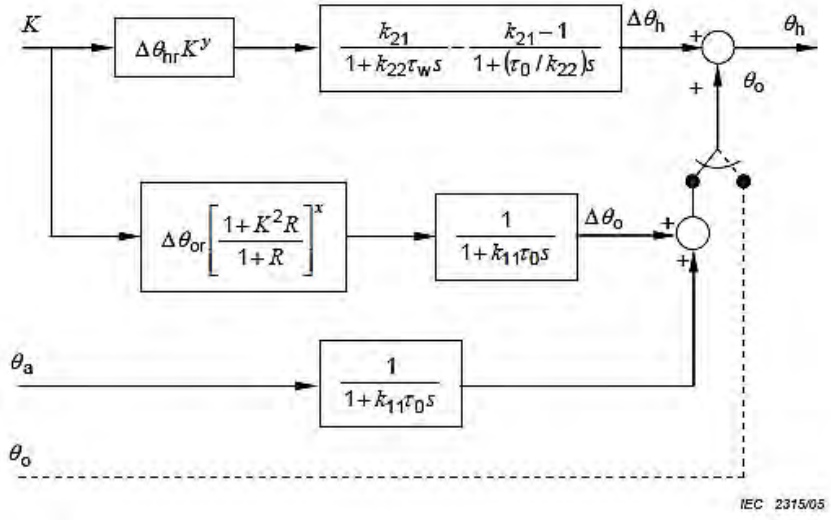
در ادامه پس از معرفی پارامترهای موجود در این صفحه، توضیح مختصری از نحوه محاسبه پارامترها آورده شده است. لازم به ذکر است که تمامی محاسبات مربوط به پایش ترانسفورماتور در نرم‌افزار انجام می‌شود و لذا نرخ نمونه‌برداری مطابق دوره زمانی ارسال داده توسط سخت‌افزار خواهد بود.

- دمای نقطه داغ: به‌صورت تخمینی برحسب درجه سانتی‌گراد محاسبه می‌شود.
- میزان استهلاک عایقی ترانسفورمر: این پارامتر متناظر با میزان پیرشدگی ترانسفورمر در مدت‌زمان پایش (از زمان نصب تجهیزات پایشی) است و برحسب دقیقه بیان می‌شود.
- میزان استهلاک ترانسفورمر برحسب درصد
- شاخص بارگذاری: بیانگر دمای نقطه داغ ترانسفورمر نسبت به دمای نقطه داغ نامی ترانسفورمر است.
- بروز اضافه‌بار یا عدم اضافه‌بار: بر اساس دمای نقطه داغ بروز و عدم بروز اضافه‌بار به‌صورت دایره رنگی نشان داده می‌شود.



شکل ۳–۱۸– صفحه M-Trans

مدل حرارتی استاندارد IEC60076-7 [۳۱] قادر به ارائه تخمینی مطلوب از دمای نقطه داغ در ترانسفورمرهای قدرت روغنی بوده که در آن عواملی نظیر تغییرات و فراجهش‌های[1] دمایی در اثر تغییرات بارگذاری و دمای محیطی مدل شده است. در این کاربرد از مدل دیفرانسیلی شکل ۳–۱۹ استفاده شده که انتخابی مناسب برای کاربردهای پایش برخط است. این کاربرد با استفاده از پایش دمای محیطی و بارگذاری ترانسفورمر قادر به ارائه تخمینی از دمای نقطه داغ، میزان استهلاک عایقی و وقوع یا عدم وقوع اضافه‌بار (به‌صورت پویا[2]) در ترانسفورمر است. از مزایای وجود چنین سامانه‌ای فراهم نمودن امکان اطلاع اپراتور سامانه پایشی از وضعیت بهره‌برداری و سلامت دارایی‌ها و نیز فراهم نمودن استفاده حداکثری از ظرفیت و اجتناب از استهلاک بیش از اندازه ترانسفورمرهای شبکه است. در ادامه توضیحاتی مختصر در رابطه با پارامترهای تنظیمی و مقادیر پیشنهادی برای آن‌ها به همراه خروجی‌های این کاربرد در سامانه پایشی ارائه گردیده است (فصل سوم گزارش مرحله دوم).



شکل ۳–۱۹– تشریح بلوک دیاگرامی مدل دیفرانسیلی استاندارد IEC [۳۱]

[1] Overshoot
[2] Transformer Dynamic Rating

✓ پارامترهای تنظیمی

***دمای نقطه داغ نامی* (درجه سانتی‌گراد):** بسته به نوع کاغذ به‌کاررفته در عایق‌بندی ترانسفورمر، دمای نقطه داغ نامی عایق (طبق استانداردهای IEC) عموماً عددی بین ۹۸ یا ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد اختیار می‌کند. برای انتخاب این پارامتر می‌بایست از کلاس عایقی ترانسفورمر (درج‌شده بر روی پلاک) اطلاع حاصل شود. برای نمونه در ترانسفورمرهایی با کلاس عایقی A، دمای نقطه داغ نامی برابر با ۹۸ درجه سانتی‌گراد انتخاب می‌شود. برای اطلاع از دمای نقطه داغ نامی کلاس‌های عایقی دیگر به استاندارد IEC60076-14 رجوع گردد [۳۲].

***$\Delta\theta_{or}$* (کلوین):** این پارامتر عبارت است از افزایش دمای بالای روغن در تانک ترانسفورمر نسبت به دمای محیطی در تلفات نامی. این پارامتر بخشی از مدل حرارتی استاندارد IEC60076-7 بوده و برای ترانسفورمرهای توزیع (با خنک‌سازی ONAN) عدد پیشنهادی ۵۵ درجه سانتی‌گراد است[۱]. بسته به شرایط پست توزیع و تهویه آن ممکن است لازم باشد تا مقداری مشخص (*Correction factor*) به این پارامتر اضافه گردد که در آن صورت در اصطلاح به‌جای $\Delta\theta_{or}$ می‌بایست از $\Delta\theta_{or}'$ استفاده نمود که نحوه محاسبه آن در ادامه آورده شده است. پارامتر *Correction factor* در این رابطه از جدول ۳-۱ استخراج می‌گردد:

$$\Delta\theta_{or}' = \Delta\theta_{or} + Correction\,factor/2$$

جدول ۳-۱– اصلاحات پارامتر $\Delta\theta_{or}$ بسته به محیطی که ترانسفورمر در آن نصب‌شده به استناد استاندارد IEC60076-7 [۳۱]

نوع محفظه	شمار ترانسفورمرهای نصب‌شده	اصلاحی که می‌بایست به دمای محیطی اضافه شود K			
		سایز ترانسفورمر kVA			
		250	500	750	1000
تأسیسات زیرزمینی با تهویه طبیعی	1	11	12	13	14
	2	12	13	14	16
	3	14	17	19	22
ساختمان‌هایی که تهویه طبیعی ضعیفی دارند	1	7	8	9	10
	2	8	9	10	12
	3	10	13	15	17
ساختمان‌های با تهویه طبیعی مناسب و تأسیسات زیرزمینی با تهویه اجباری	1	3	4	5	6
	2	4	5	6	7
	3	6	9	10	13
کیوسک‌ها	1	10	15	20	-

[۱] انتخاب عددی غیر از عدد پیشنهادی تنها می‌بایست از طریق اندازه‌گیری و تست‌های استاندارد IEC60076-2 باشد.

***$\Delta\theta_{hr}$* (کلوین):** اختلاف دمای روغن بالای محفظه ترانسفورمر نسبت به دمای نقطه داغ منطبق بر استاندارد IEC60076-7. این پارامتر نیز بخشی از مدل حرارتی استاندارد IEC60076-7 بوده و برای ترانسفورمرهای توزیع با خنک‌سازی ONAN مقداری برابر با ۲۳ درجه کلوین برای آن پیشنهاد می‌گردد[۱].

***τ_o* و *τ_w* (دقیقه):** این دو پارامتر به ترتیب ثابت‌های زمانی روغن و سیم‌پیچی در مدل حرارتی ترانسفورمر بوده که به استناد استاندارد IEC60076-7 در یک ترانسفورمر توزیع با خنک‌سازی ONAN مقادیر پیشنهادی برای آن‌ها به ترتیب برابر با ۱۸۰ و ۴ دقیقه توصیه می‌شود. روش محاسبه این پارامتر در ضمیمه A استاندارد IEC60076-7 نیز آورده شده است.

***R*:** نسبت تلفات بار در جریان نامی به تلفات بی‌باری. در برخی از ترانسفورمرها این مقادیر بر روی پلاک ترانسفورمر ذکر شده است. برای نمونه در ترانسفورمرهای توزیع روغنی ایران ترانسفو با ظرفیت‌های ۱۰۰۰، ۱۲۵۰ و ۱۶۰۰ کیلوولت آمپر این پارامتر به ترتیب مقداری برابر با ۷٫۵، ۷٫۶ و ۷٫۷ دارد.

***x*، *y*، *k_{11}*، *k_{21}* و *k_{22}*:** این مقادیر، پارامترهای اصلی مدل حرارتی ترانسفورمر و بدون واحد بوده و برای ترانسفورمرهای توزیع با خنک‌سازی ONAN می‌بایست مقادیری برابر با ۰٫۸، ۱٫۶، ۱٫۰، ۱٫۰ و ۲٫۰ را اختیار نمایند.

***ظرفیت نامی ترانسفورمر* (کیلوولت آمپر):** این پارامتر برابر با ظرفیت نامی درج‌شده بر روی پلاک ترانسفورمر تحت‌پایش است.

***عمر عایق در دمای نقطه داغ نامی* (ساعت):** این شاخص مشخص‌کننده میزان عمر کاغذ عایقی در شرایطی است که به‌طور دائمی تحت دمای نقطه داغ نامی خود واقع‌شده باشد. برای نمونه برای یک کاغذ عایقی ارتقایافته ازنظر حرارتی، عدد ۶۵۰۰۰ ساعت (۷٫۴۲ سال) بر اساس حفظ ۵۰ درصد استحکام کششی عنوان شده است.

✓ خروجی‌ها:

***دمای نقطه داغ* (درجه سانتی‌گراد):** این کاربرد با اندازه‌گیری بارگذاری و دمای محیطی، اقدام به تخمین زدن دمای نقطه داغ ترانسفورمر می‌نماید. برای این کار از مدل حرارتی دیفرانسیلی استاندارد IEC60076-7 استفاده شده است.

***بروز یا عدم وقوع اضافه‌بار*:** این کاربرد برای بررسی آنکه آیا یک ترانسفورمر در حالت بارگذاری بیش از اندازه نامی هست یا خیر، به‌جای مقایسه بارگذاری با ظرفیت نامی ترانسفورمر، از دمای نقطه داغ تخمین زده‌شده استفاده می‌نماید. این امر سبب می‌شود که در شرایط محیطی مناسب بتوان از حداکثر ظرفیت ترانسفورمر استفاده نمود و در شرایط نامناسب بهره‌برداری (برای نمونه در دمای محیطی بالا) از بروز استهلاک بیش از اندازه در ترانسفورمرها جلوگیری شود.

[۱] انتخاب عددی غیر از عدد پیشنهادی تنها می‌بایست از طریق اندازه‌گیری و تست‌های استاندارد IEC60076-2 باشد.

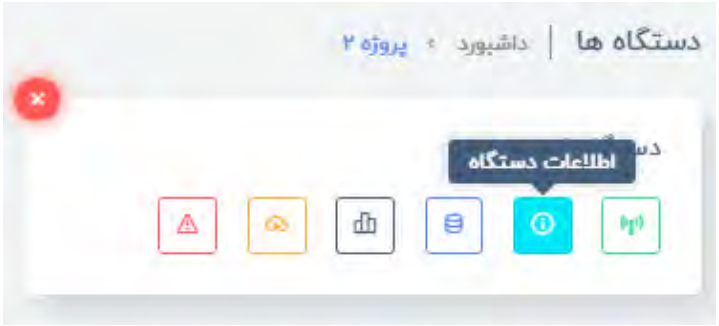
***میزان استهلاک عایقی ترانسفورمر* (دقیقه):** این خروجی نشانگر میزان پیرشدگی ترانسفورمر در مدت‌زمانی است که تجهیز تحت‌پایش بوده است. برای نمونه درصورتی‌که داده‌های حاصل از پایش ترانسفورمر در هر ۲ دقیقه به سرور ارسال گردد، بسته به شرایط بارگذاری و دمای محیطی، میزان استهلاک عایقی ترانسفورمر در این مدت‌زمان ممکن است بزرگ‌تر، کوچک‌تر و حتی برابر با این ۲ دقیقه باشد. پس از محاسبه میزان استهلاک ترانسفورمر در هر ۲ دقیقه، مقدار پیرشدگی ترانسفورمر با مقادیر قبلی جمع شده و میزان پیری ترانسفورمر در مدت‌زمان پایش برحسب دقیقه را محاسبه می‌نماید.

***شاخص بارگذاری* (درصد):** درصد بارگذاری ترانسفورمر بر اساس میزان بارگذاری و دمای محیطی که ترانسفورمر در آن واقع‌شده است، تعیین می‌شود.

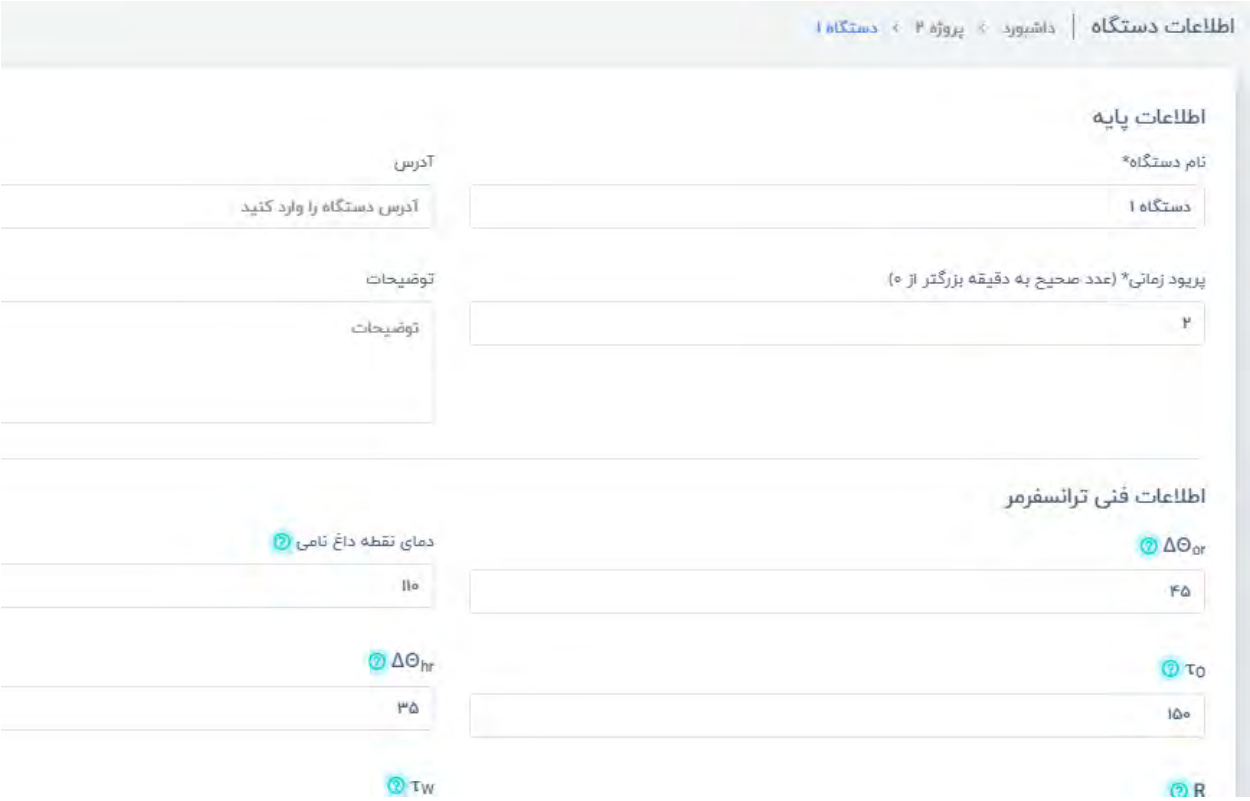
میزان استهلاک ترانسفورمر برحسب درصد: در این شاخص، میزان استهلاک (عمر ازدست‌رفته) ترانسفورمر برحسب درصد مشخص می‌گردد. بدیهی است که این پارامتر از زمان نصب تجهیزات پایشی محاسبه شده و در رابطه با ترانسفورمرهایی که پیش از نصب تجهیزات پایشی نیز تحت بهره‌برداری بوده‌اند، استهلاک محاسبه‌شده نشانگر استهلاک کلی تجهیز نخواهد بود.

۳- ۴- ۲- اطلاعات دستگاه

مطابق شکل ۳–۲۰ با کلیک کردن بر روی آیکون آبی روشن دستگاه موردنظر، صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۲۱ نمایش داده می‌شود که شامل نام دستگاه، آدرس محل نصب دستگاه، پریود زمانی ارسال اطلاعات به نرم‌افزار، توضیحات و تمامی پارامترهای ترانسفورمر که برای پایش ترانسفورمر موردنیاز است و در بخش قبل توضیح داده شد، است. لازم به ذکر است در قسمت اطلاعات فنی ترانسفورمر، توضیحات مختصری برای فهم بهتر هر پارامتر با نگه‌داشتن نشانگر موس بر روی علامت سؤال (؟) نمایش داده می‌شود.



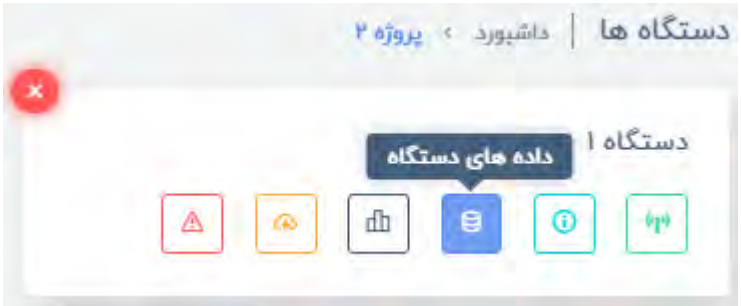
شکل ۳–۲۰- آیکون اطلاعات دستگاه



شکل ۳–۲۱– صفحه اطلاعات دستگاه در پنل کاربری

۳- ۴- ۳- داده‌های دستگاه

مطابق شکل ۳–۲۲ با کلیک کردن بر روی آیکون آبی تیره دستگاه موردنظر، صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۲۳ نمایش داده می‌شود که شامل تمامی پارامترهای ذخیره در مدت‌زمان نصب دستگاه است. این داده‌ها به ترتیب زمانی از جدیدترین داده به قدیم‌ترین داده مرتب شده‌اند. از طریق قسمت نمایش تعداد رکورد می‌توان تعداد داده‌های قابل‌مشاهده در هر صفحه را مشخص کرد. این تعداد می‌تواند یکی از اعداد ۱۰، ۲۵، ۵۰ و ۱۰۰ باشد. با استفاده از دو آیکون قبلی و بعدی موجود در قسمت پایین هر صفحه، می‌توان به مابقی داده‌ها دسترسی پیدا کرد. با استفاده از بخش جست‌وجو نیز می‌توان تاریخ موردنظر را نوشته و به داده‌های آن دست‌یافت. با کلیک بر روی آیکون **مشاهده**، صفحه‌ای دقیقاً مشابه صفحه **آخرین داده دستگاه** نمایش داده می‌شود که تمامی پارامترها و دسته‌بندی آن‌ها در بخش ۳–۴–۱ توضیح داده شد.



شکل ۳–۲۲– آیکون داده‌های دستگاه



شکل ۳-۲۳- صفحه رکوردهای دستگاه

۳- ۴- ۴- نمودار

مطابق شکل ۳-۲۴ با کلیک کردن بر روی آیکون سرمه‌ای‌رنگ، صفحه‌ای مطابق شکل ۳-۲۵ نمایش داده می‌شود که با انتخاب تاریخ شروع و پایان موردنظر و انتخاب پارامتری که قصد رسم آن را داریم، پس از کلیک بر روی آیکون **نمایش**، می‌توان نمودار پارامتر موردنظر در بازه زمانی مشخص را در قسمت پایین صفحه مشاهده کرد.

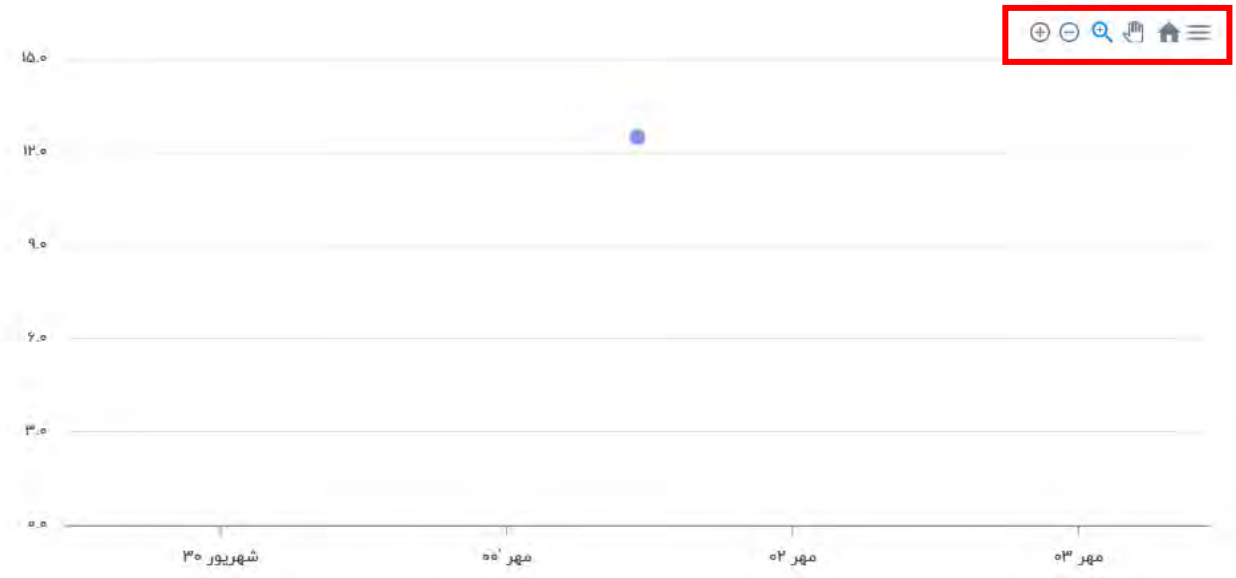


شکل ۳-۲۴- آیکون نمودار



شکل ۳-۲۵- صفحه نمودار در پنل کاربری

نمودار رسم‌شده دارای امکاناتی است که به‌صورت آیکون‌هایی در قسمت بالای سمت راست نمودار مطابق شکل ۳-۲۶ در دسترس است. این امکانات شامل ذخیره نمودار به‌صورت فایل‌های svg و png، بزرگنمایی و کوچک نمایی نمودار، برگرداندن بزرگنمایی به حالت اولیه و جابجایی نمودار است.



شکل ۳–۲۶- نمودار رسم‌شده پارامترها و امکانات آن

۳- ۴- ۵- دانلود داده‌ها

مطابق شکل ۳–۲۷ با کلیک کردن بر روی آیکون زردرنگ صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۲۸ مشاهده می‌شود که پس از مشخص کردن تاریخ شروع و پایان و انتخاب پارامترهایی که قصد گزارش‌گیری از آن‌ها را داریم، می‌توان با زدن آیکون دانلود، تمامی داده‌های ذخیره‌شده برای پارامترهای موردنظر در زمان مشخص را به‌صورت فایل csv ذخیره کرد.



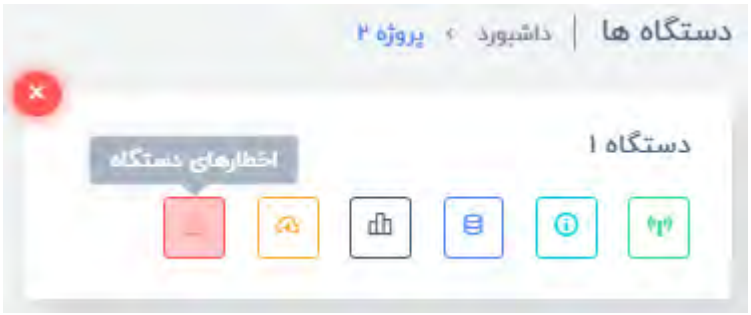
شکل ۳–۲۷- آیکون دانلود داده‌ها



شکل ۳–۲۸- صفحه خروجی csv یا دانلود داده در پنل کاربری

۳- ۴- ۶- اخطارهای دستگاه

مطابق شکل ۳–۲۹ با کلیک کردن بر روی آیکون قرمزرنگ، صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۳۰ مشاهده می‌شود که شامل تمامی هشدارهای ثبت‌شده در هر زمان است. این هشدارها یا مربوط به **اعلام خاموشی** و **اضافه‌بار ترانسفورمر** بوده و یا مربوط به هشدارهایی است که هر کاربر در منوی **تنظیم هشدارها** بر روی هر پارامتر تعریف کرده است.



شکل ۳–۲۹- آیکون اخطارهای دستگاه



شکل ۳–۳۰- صفحه اخطارهای دستگاه در پنل کاربری

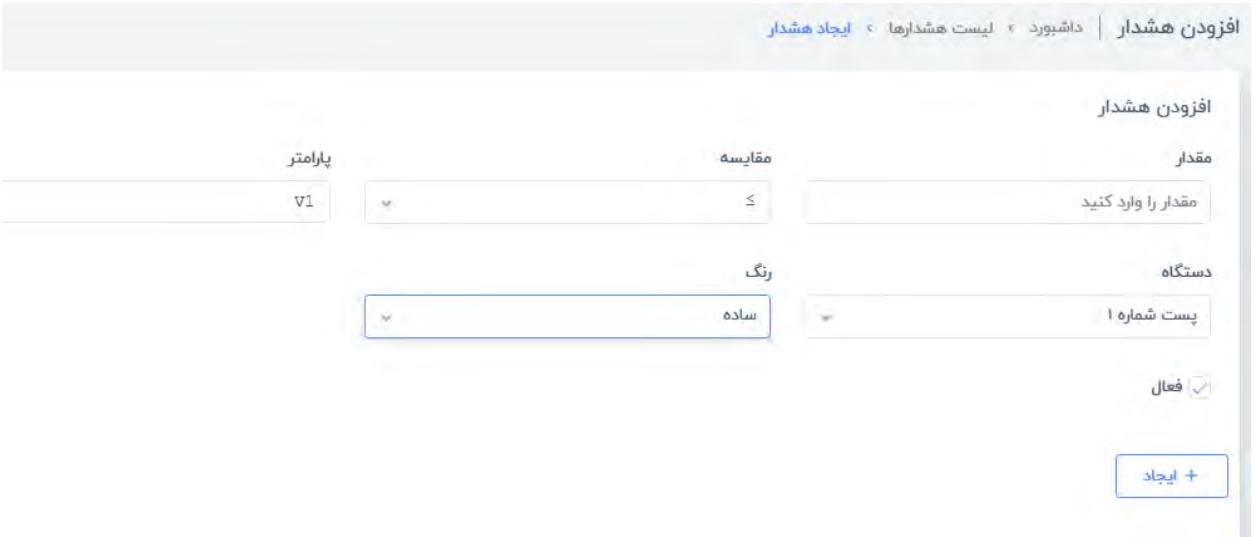
۳- ۴- ۷- منوی تنظیم هشدارها

با انتخاب منوی تنظیم هشدارها که در سمت راست صفحه پنل کاربری قرار دارد، صفحه‌ای مطابق شکل ۳–۳۱ مشاهده می‌شود که شامل لیست هشدارهایی است که هر کاربر شخصاً آن‌ها را برای هر دستگاه تعریف کرده است. این هشدارها اغلب به‌صورت قیود شرطی بوده که رخداد هرکدام از قیود به‌منزله بروز مشکل در سیستم است و لذا لحظه وقوع رخداد و همین‌طور نوع رخداد در بخش اخطارهای دستگاه ثبت خواهد شد.



شکل ۳–۳۱- صفحه لیست هشدارها در پنل کاربری

برای تعریف کردن هشدار جدید نیز می‌توان با کلیک کردن روی آیکون **افزودن هشدار** پس از تعیین پارامتر موردنظر و نوع قید شرطی و انتخاب دستگاه موردنظر، مطابق شکل ۳–۳۲ هشدار جدیدی را ایجاد کرد.



شکل ۳–۳۲- صفحه افزودن هشدار در پنل کاربری

نتیجه‌گیری

حسگر جریان موردنظر در این پروژه، سیم‌پیچ روگوفسکی است. سیم‌پیچ روگوفسکی یک سیم‌پیچ حلقوی بدون هسته‌ی مغناطیسی است. پیشرفت‌های مداوم در توسعه‌ی سیم‌پیچ‌های روگوفسکی، کاربرد آن‌ها را در چندین حوزه‌ی اندازه‌گیری در سیستم قدرت و فیزیک پالس امکان‌پذیر کرده است. سیم‌پیچ‌های روگوفسکی با بدنه‌ی قابل‌انعطاف که به آسانی باز می‌شود، بسیار کاربردی هستند زیرا می‌توان آن‌ها را به‌راحتی در اطراف هادی قرار داد.

سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، ویژگی‌ها و داده‌های لازم ولتاژها و جریان‌های فیدر اصلی فشار ضعیف پست توزیع را استخراج کرده و پس از انجام محاسبات لازم، اطلاعات به‌دست‌آمده را از راه‌های مختلف در اختیار کاربران قرار می‌دهد. این سامانه، عملیات اصلی یک Power Analyzer را پوشش می‌دهد، به‌طوری‌که ولتاژهای فیدر اصلی در سمت فشار ضعیف شامل فازهای R، S و T نسبت به نول و جریان‌های فیدر اصلی در سمت فشار ضعیف شامل فازهای R، S و T و نول را به‌طور پیوسته نمونه‌برداری می‌نماید که به معنای اندازه‌گیری و نظارت بر ۷ کانال ورودی است. ویژگی‌های محاسباتی برای هر کانال شامل هارمونیک اصلی و هارمونیک‌های ۲ تا ۱۹ است و اطلاعات به‌دست‌آمده شامل مقادیر توان‌های اکتیو و راکتیو و ظاهری، ضریب توان، فرکانس، THDهای ولتاژ و جریان و ویژگی‌های تکمیلی دیگر می‌باشد. بر اساس بیشترین ظرفیت نامی ترانسفورماتورهای توزیع موجود و در نظر گرفتن شرایط اضافه‌بار، بیشترین جریان قابل‌اندازه‌گیری برای هر خط فیدر، ۴ کیلو آمپر است. از دیگر پارامترهای موردانداز‌ه‌گیری، دمای محیط کاری دستگاه است که دمای داخلی پست را مشخص می‌کند.

این سامانه، علاوه بر ثبت داده‌های اندازه‌گیری‌شده و نمایش به‌هنگام اطلاعات در محل، مبتنی بر اینترنت اشیا بوده و داده‌های مرتبط با پست توزیع موردنظر را از طریق بستر اینترنت در اختیار سرورِ راه دور موردنظر قرار می‌دهد. سامانه‌ی اندازه‌گیری مبتنی بر میکروکنترلر STM32F407 است و با استفاده از مدارهای واسط، ماژول‌ها و برنامه‌ی مناسب، مجموعه‌ی عملیات لازم را به‌منظور اندازه‌گیری، نمایش و ارسال داده انجام می‌دهد.

به‌منظور نمایش، تحلیل و گزارش‌گیری از داده‌های ثبت‌شده یا محاسبه‌شده، از نرم‌افزار تحت وب استفاده می‌شود. نرم افزار با زبان php نوشته شده و اطلاعات در دیتابیس mysql ذخیره می‌شوند. پروتکل تبادل داده REST هست که یک پروتکل بر مبنای HTTP بوده و برای تبادل اطلاعات استفاده می‌شود. دستگاه با فراخوانی API سمت سرور، داده‌ها را برای سرور می‌فرستد و سرور این داده‌ها را ذخیره می‌کند. این نرم‌افزار به‌طورکلی شامل دو پنل مدیریت و کاربر است که تعریف کاربران و تعیین دسترسی هر کاربر به اطلاعات ارسالی هر دستگاه در پنل مدیریت انجام می‌شود. در پنل کاربر نیز تمامی اطلاعات دریافتی از دستگاه به‌صورت دسته‌بندی‌شده و گرافیکی قابل‌مشاهده است.

پیوست‌ها

- پیوست ۱: دیتا شیت تراشه‌ها و قطعات سخت‌افزاری:

  به پوشه‌ی "پیوست ۱" در فایل پیوست‌های ارائه‌شده همراه با گزارش رجوع شود.

- پیوست ۲: نقشه‌های سخت‌افزار دستگاه اندازه‌گیری:

  به پوشه‌ی "پیوست ۲" در فایل پیوست‌های ارائه‌شده همراه با گزارش رجوع شود.

- پیوست ۳: کد نرم‌افزاری برنامه‌ی میکروکنترلر دستگاه اندازه‌گیری:

  به پوشه‌ی "پیوست ۳" در فایل پیوست‌های ارائه‌شده همراه با گزارش رجوع شود.

- پیوست ۴: سورس‌کد نرم‌افزار تحت وب:

  به پوشه‌ی "پیوست ۴" در فایل پیوست‌های ارائه‌شده همراه با گزارش رجوع شود.

مراجع

[1]. Klaus Schon, *High Impulse Voltage and Current Measurement Techniques: Fundamentals Measuring Instruments Measuring Methods*, Springer, 2013.
[2]. Krzysztof Iniewski, *Smart Sensors for Industrial Applications*, CRC Press, 2013.
[3]. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Rogowski_coil.png (Accessed 6/14/2021)
[4]. "STM32F405xx STM32F407xx Datasheet," STMicroelectronics, August 2020.
[5]. "SIM800C_Hardware_Design_V1.05," SIMCom, November 2018.
[6]. "Datasheet SHTC3: Humidity and Temperature Sensor IC," Sensirion, Version 3 – January 2021.
[7]. "LMx24-N, LM2902-N Low-Power, Quad-Operational Amplifiers," Texas Instruments, January, 2015.
[8]. "LM2596: 3.0 A, Step-Down Switching Regulator," ON Semiconductor, November 2008.
[9]. https://elecmodule.ir/product/%D9%85%D8%A7%DA%98%D9%88%D9%84-gsm-gprs-bluetooth-sim800c/
[10]. https://roboticngo.com
[11]. https://www.irnpower.ir
[12]. https://innovatorsguru.com/wp-content/uploads/2019/02/ZMPT101B.pdf (Accessed 11/25/2021)
[13]. Mohammadreza Akbari, "Interfacing ZMPT101B Voltage Sensor with Arduino".
[14]. https://emic.ir
[15]. https://electropowerco.ir/2021/08/12/what-is-electrical-insulation/
[16]. https://irenx.ir/electronic/galvanic-isolation/
[17]. https://circuitdigest.com/tutorial/galvanic-isolation-signal-and-power-isolation
[18]. https://melec.ir/
[19]. https://irenx.ir/electronic/uart-communication/
[20]. https://www.sanatbazar.com/
[21]. https://caffeinebookly.com/
[22]. https://www.electronics-notes.com/articles/connectivity/2g-gprs/what-is-gprs-tutorial.php
[23]. https://irenx.ir/electronic/voltage-tracking-circuit-op-amp/
[24]. "MAX481/MAX483/MAX485/MAX487–MAX491/MAX1487 Low-Power, Slew-Rate-Limited RS-485/RS-422 Transceivers," Maxim Integrated, 2014.
[25]. https://peymanelc.com/
[26]. https://theorycircuit.com/hall-effect-sensor-arduino-program/hall-effect-sensor-pinout/
[27]. https://passive-components.eu/top-2019-power-trends-reduced-emi-higher-density-and-integrated-isolation/
[28]. https://i.stack.imgur.com/fefbT.png
[29]. https://circuitdigest.com/tutorial/opto-coupler-types-working-applications
[30]. A Arefکn,Utsho; Hasan, Rakibul; et al., "Handover Management in GSM Cellular System," *Dhaka International University*, 2011.
[31]. "Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers," in IEC 60076-7:2005.
[32]. "Power transformers - Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials" in IEC 60076-14:2013.

www.nri.ac.ir

تهران - شهرک قدس - انتهای بلوار شهید دادمان (پونک باختری) - صندوق پستی ۵۱۷-۱۴۶۶۵
تلفن : ۸۸۰۷۹۴۰۰ - فاکس : ۸۸۰۷۸۲۹۶

پژوهشگاه نیرو
Niroo Research Institute

اجرای پایلوت و تست سیستم



کارفرما: پژوهشگاه نیرو به نمایندگی شرکت توانیر

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: مرحله چهارم – اجرای پایلوت و تست سیستم

کد گزارش-ویرایش:PSPPN20/T4 – ویرایش ۳

عنوان پروژه: طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ MEMS در شبکه‌ی توزیع هوشمند

واحد مجری پروژه: طرح اکتساب دانش فنی طراحی و پیاده‌سازی شبکه توزیع هوشمند، ریزشبکه (میکرو/نانو) و نیروگاه مجازی

مدیر واحد مجری پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

مجری پروژه: آقای دکتر مجتبی گیلوانژاد

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

تهیه‌کننده: دانشگاه شهید بهشتی
تاریخ: شهریور ماه ۱۴۰۱

پیشگفتار

تکامل شبکه‌های الکتریکی از انتقال برق یک‌طرفه متعارف به شبکه‌های جدید با طیف گسترده‌ای از مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان برق، به‌منظور ایجاد شبکه‌های هوشمند نیاز به توسعه و به‌کارگیری فناوری‌های اندازه‌گیری و ارتباطات پیشرفته و جدید دارد. جمع‌آوری اطلاعات بهره‌برداری از شبکه، گردآوری و ارسال داده با صرف هزینه‌ای معقول و با کمترین دخالت مستقیم انسانی، از اهم اهداف سامانه‌های پایشی شبکه‌های توزیع هوشمند محسوب می‌شوند. در همین راستا پروژه با عنوان "طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ در شبکه توزیع هوشمند" تعریف‌شده است تا از حسگرهای مغناطیسی که برای نصب نیازی به اعمال قطعی در شبکه و باز کردن خطوط برق ندارند و تنها با استفاده از میدان مغناطیسی اطراف خطوط اقدام به اندازه‌گیری جریان خطوط می‌کنند، برای پیاده‌سازی یک سامانه پایشی استفاده شود. پس از بررسی‌های انجام‌شده در مرحله اول پروژه، کویل روگوفسکی به‌عنوان حسگر مغناطیسی موردنظر و همچنین دو کاربرد پایش بارگذاری ترانسفورمرها و پایش خاموشی‌های شبکه به‌عنوان کاربردهای پایشی انتخاب شدند. گزارش مرحله چهارم از این پروژه با عنوان "اجرای پایلوت و تست سیستم" تهیه‌شده و شامل سه فصل به‌شرح زیر است:

فصل اول: اجرای پایلوت و برقراری ارتباط بین بخش‌های مختلف آن

فصل دوم: تعیین آزمون‌های عملکردی موردنیاز سیستم و تدوین فرآیندهای انجام آن‌ها

فصل سوم: تست سیستم، انجام اصلاحات موردنیاز و تحویل به کارفرما

فصل چهارم: تعیین آزمون‌های لازم برای تجهیزات سخت‌افزاری مطابق استانداردهای معتبر بین‌المللی

کارفرما: پژوهشگاه نیرو به نمایندگی شرکت توانیر

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

دانشگاه مجری: شهید بهشتی

مجری دانشگاهی: دکتر رضا محمدی

تیم تحقیقاتی پروژه: مهندس نادر کاظمی، مهندس آرش صمدی و مهندس محمدرضا طاهری

ناظر پروژه: آقای مهندس ایرج رفیعی

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

۱– اجرای پایلوت و برقراری ارتباط بین بخش‌های مختلف آن ۲
۱– ۱– مقدمه ۲
۱– ۲– سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده ۲
۱– ۳– نصب سامانه‌های اندازه‌گیری ۵
۱– ۴– راه‌اندازی و تعریف دستگاه‌ها در نرم‌افزار سرور ۱۲
۱– ۵– سیم‌کارت‌های قرارگرفته در دستگاه‌ها ۱۲
۲– تعیین آزمون‌های عملکردی موردنیاز سیستم و تدوین فرآیندهای انجام آن‌ها ۱۵
۲– ۱– مقدمه ۱۵
۲– ۲– آزمون دقت اندازه‌گیری جریان ۱۶
۲– ۳– آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ ۱۷
۲– ۴– آزمون دقت اندازه‌گیری ضریب توان ۱۹
۲– ۵– آزمون دقت اندازه‌گیری فرکانس ۲۰
۲– ۶– آزمون دقت اندازه‌گیری هارمونیک ۲۲
۲– ۷– آزمون سنجش عملکرد کویل روگوفسکی ۲۵
۳– تست سیستم، انجام اصلاحات موردنیاز و تحویل به کارفرما ۳۰
۳– ۱– مقدمه ۳۰
۳– ۲– تست الگوریتم بارگذاری ترانسفورماتور ۳۰
۳– ۲– ۱– تست الگوریتم بارگذاری ترانسفورماتور با استفاده از شبیه‌سازی نرم‌افزاری ۳۱
۳– ۲– ۲– تست الگوریتم پایش بارگذاری ترانسفورماتور در نرم‌افزار سرور ۳۳
۳– ۳– تست الگوریتم پایش خاموشی در نرم‌افزار سرور ۳۵
۳– ۴– نکات تکمیلی ۳۸
۳– ۵– عیب‌یابی و رفع اشکالات سیستم ۳۸
۴– تعیین آزمون‌های لازم برای تجهیزات سخت‌افزاری مطابق استانداردهای معتبر بین‌المللی ۴۱
۴– ۱– مقدمه ۴۱

۴– ۲– ترتیب آزمون‌های تایپ تست یا (نوعی) ۴۲
۴– ۳– شرایط مرجع در آزمونها ۴۲
۴– ۳– ۱– شرایط جوی ۴۲
۴– ۳– ۲– وضعیت تجهیزات ۴۳
۴– ۴– آزمون در شرایط تک خطایی ۴۸
۴– ۴– ۱– کلیات ۴۸
۴– ۴– ۲– کاربردهای شرایط خطا ۴۹
۴– ۴– ۳– مدت‌زمان آزمون‌ها ۵۳
۴– ۴– ۴– تطابق پس از اعمال شرایط خطا ۵۳
۴– ۵– آزمون‌ها و الزامات مکانیکی ۵۴
۴– ۵– ۱– الزامات عمومی ۵۴
۴– ۵– ۲– بدنه ۵۴
۴– ۵– ۳– دریچه ۵۶
۴– ۵– ۴– بلوکهای ترمینال–ترمینال زمین حفاظتی ۵۶
۴– ۵– ۵– سرپوشهای ترمینال ۵۷
۴– ۵– ۶– فاصله مجاز و فاصله خزشی ۵۸
۴– ۵– ۷– عایقبندی تجهیز با کلاس II ۵۹
۴– ۵– ۸– مقاومت در برابر حرارت و حریق ۵۹
۴– ۵– ۹– حفاظت در برابر نفوذ غبار و آب ۶۰
۴– ۵– ۱۰– نمایشگر مقادیر اندازه گیری شده ۶۰
۴– ۵– ۱۱– علامتگذاری تجهیز ۶۱
۴– ۶– شرایط جوی محل نصب ۶۳
۴– ۶– ۱– محدوده تغییرات دما ۶۳
۴– ۶– ۲– رطوبت نسبی ۶۳
۴– ۶– ۳– آزمون‌های بررسی تأثیرات جوی ۶۴
۴– ۷– الزامات الکتریکی ۶۶
۴– ۷– ۱– اثر ولتاژ تغذیه ۶۶
۴– ۷– ۲– حرارت ۶۸

۴– ۷– ۳– عایق ۶۸
۴– ۷– ۴– ایمنی در مورد خطای اتصال زمین ۷۱
۴– ۷– ۵– سازگاری الکترومغناطیسی (EMC) ۷۲
۴– ۸– آزمون‌های نیازمندی دقت ۷۷
۴– ۸– ۱– آزمون دقت پایه ۷۸
۴– ۸– ۲– آزمون دقت سیکل دمایی ۷۸
۴– ۸– ۳– آزمون دقت در برابر تغییرات فرکانس ۷۹
۴– ۹– آزمون‌های استاندارد موردنیاز سیستم و شرایط پذیرش آن‌ها ۷۹
۵– نتیجه‌گیری ۸۵
۶– پیوست‌ها ۸۸
۷– مراجع ۸۹

فهرست جداول

عنوان **صفحه**

جدول ۱-۱- محل‌های نصب سامانه‌های اندازه‌گیری در تابلوهای داخل پست‌های توزیع برق پژوهشگاه نیرو ۶
جدول ۱-۲- شماره‌های سیم‌کارت‌های دستگاه‌های اندازه‌گیری ۱۳
جدول ۲-۱- نتایج تست دقت اندازه‌گیری جریان توسط دستگاه ساخته‌شده ۱۷
جدول ۲-۲- نتایج تست دقت اندازه‌گیری ولتاژ توسط دستگاه ساخته‌شده ۱۹
جدول ۲-۳- نتایج تست دقت اندازه‌گیری ضریب توان توسط دستگاه ساخته‌شده ۲۰
جدول ۲-۴- نتایج تست دقت اندازه‌گیری فرکانس توسط دستگاه ساخته‌شده ۲۱
جدول ۲-۵- نتایج تست دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌های جریان توسط دستگاه ساخته‌شده ۲۲
جدول ۲-۶- نتایج تست دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌های ولتاژ توسط دستگاه ساخته‌شده ۲۳
جدول ۲-۷- نتایج تست دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌های جریان توسط دستگاه ساخته‌شده در درصدهای بالای هارمونیک ۳ و ۵ ..... ۲۴
جدول ۴-۱- مشخصات سیم‌های هادی مسی مورداستفاده برای اتصال ترمینال‌های جریان و کلید ۴۶
جدول ۴-۲- فاصله خزشی برای تجهیزات با کلاس I ۵۸
جدول ۴-۳- فاصله خزشی برای تجهیزات با کلاس II ۵۹
جدول ۴-۴- مقادیر ولتاژ تجهیزات ۶۲
جدول ۴-۵- محدوده تغییرات دما ۶۳
جدول ۴-۶- رطوبت نسبی ۶۴
جدول ۴-۷- محدوده ولتاژ تغذیه ۶۶
جدول ۴-۸- تغییرات خطای اندازه‌گیری شده بر اساس خطای اتصال زمین ۷۲
جدول ۴-۹- محدودیت خطاها ۷۸
جدول ۴-۱۰- آزمون‌های استاندارد موردنیاز سیستم و شرایط پذیرش آن‌ها ۷۹

فهرست اشکال

عنوان **صفحه**

شکل ۱-۱- نمونه‌ای از دستگاه‌های اندازه‌گیری ساخته‌شده در حالت روشن ۲
شکل ۱-۲- نمونه‌ای از کویل‌های روگوفسکی ساخته‌شده ۳
شکل ۱-۳- نمونه‌ای از آنتن‌های تهیه‌شده ۴
شکل ۱-۴- پورت‌های ورودی سیستم و ترتیب اتصالات ۴
شکل ۱-۵- پایه‌ی نصب دستگاه ۵
شکل ۱-۶- سیستم اندازه‌گیری (دستگاه ۷) نصب‌شده در پست فناوری ۶
شکل ۱-۷- نمای کلی از سیستم اندازه‌گیری (دستگاه ۷) و کویل‌های روگوفسکی نصب‌شده در پست فناوری ۷
شکل ۱-۸- محل قرارگیری آنتن سیستم اندازه‌گیری (دستگاه ۷) در پست فناوری ۸
شکل ۱-۹- سامانه‌ی اندازه‌گیری (دستگاه ۵) نصب‌شده در پست معاونت (ساتبا) ۹
شکل ۱-۱۰- محل قرارگیری یک مورد از آنتن‌های سامانه‌های اندازه‌گیری نصب‌شده در پست معاونت (ساتبا) ۱۰
شکل ۱-۱۱- نمایی از اتصالات سیم‌ها و کویل‌ها به پورت‌های ورودی یکی از دستگاه‌های اندازه‌گیری نصب‌شده در پست سی‌اتاقه ۱۱
شکل ۱-۱۲- تصویری از ۸ دستگاه تعریف‌شده در نرم‌افزار سرور ۱۲
شکل ۲-۱- صفحه‌نمایش داده‌های آنلاین شامل ۵ بخش (اطلاعات Basic، توان، انرژی، هارمونیک‌ها، پایش خاموشی‌ها، پایش بارگذاری ترانسفورماتور قدرت) ۱۵
شکل ۲-۲- پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری جریان ۱۶
شکل ۲-۳- بلوک دیاگرام آزمون دقت اندازه‌گیری جریان ۱۷
شکل ۲-۴- پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ ۱۸
شکل ۲-۵- بلوک دیاگرام آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ ۱۸
شکل ۲-۶- پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری ضریب توان ۲۰
شکل ۲-۷- پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری فرکانس ۲۱
شکل ۲-۸- پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری هارمونیک ۲۲
شکل ۲-۹- خروجی آزمون جریان A۳۰۰ هارمونیک اصلی و بدون هارمونیک فرعی ۲۶
شکل ۲-۱۰- خروجی آزمون جریان A۲۰۰ هارمونیک اصلی و ۲۵٪ هارمونیک سوم ۲۶
شکل ۲-۱۱- خروجی آزمون جریان A۲۰۰ هارمونیک اصلی و ۲۵٪ هارمونیک پنجم ۲۷
شکل ۲-۱۲- خروجی آزمون جریان A۲۰۰ هارمونیک اصلی و ۱۲/۵٪ هارمونیک پنجم ۲۸
شکل ۳-۱- میزان بارگذاری ترانسفورماتور در مدت شبیه‌سازی برحسب آمپر ۳۱
شکل ۳-۲-دمای محیطی در مدت شبیه‌سازی برحسب درجه سانتی‌گراد ۳۲
شکل ۳-۳- دمای نقطه داغ تخمین زده‌شده ۳۲
شکل ۳-۴- میزان استهلاک ترانسفورماتور با توجه به دمای نقطه نامی و در نظر گرفتن ۶۵۰۰۰ ساعت [IEC۶۰۰۷۶-۷] به‌عنوان عمر عایقی ۳۳
شکل ۳-۵- تصویر توان‌های خروجی ترانسفورماتور در پست ۳۰ اتاقه (دستگاه ۳) در نرم‌افزار سرور ۳۴

شکل ۳-۶- تصویر تنظیم ظرفیت نامی ترانسفورماتور در پست ۳۰ اتاقه (دستگاه ۳) در نرم‌افزار سرور ۳۴
شکل ۳-۷- تصویر بخش پایش بارگذاری ترانسفورماتور در نرم‌افزار سرور برای پست ۳۰ اتاقه (دستگاه ۳) ۳۵
شکل ۳-۸- تصویر بخش پایش خاموشی در نرم‌افزار سرور ۳۶
شکل ۳-۹- تصویر بخش نمودارهای پایش خاموشی در نرم‌افزار سرور ۳۷
شکل ۴-۱- رابطه بین دمای هوای محیط و رطوبت نسبی ۶۴
شکل ۴-۲- مدار آزمون برای اندازه‌گیری دقت در حالت ماندگار ۷۷
شکل ۴-۳- آزمون دقت سیکل دمایی ۷۹

فصل اول:

اجرای پایلوت و برقراری ارتباط بین بخش‌های مختلف آن

۱- اجرای پایلوت و برقراری ارتباط بین بخش‌های مختلف آن

۱- ۱- مقدمه

در این فصل در رابطه با اجرای پایلوت موردنظر و نصب و به‌کارگیری سیستم‌های اندازه‌گیری ساخته‌شده به همراه کویل‌ها و اتصالات مرتبط توضیح داده می‌شود. درمجموع هشت دستگاه در پنج پست توزیع برق در محل پژوهشگاه نیرو نصب شده است. سه مورد از پست‌ها دارای دو ترانس بوده و به همین جهت دو دستگاه در هر یک نصب گردید. برای نصب دستگاه‌ها و سیم‌بندی آن‌ها و همچنین تست برقراری ارتباط مخابراتی با هماهنگی‌های انجام‌شده در پژوهشگاه نیرو، همکاران پروژه در پست‌های مربوطه حضور پیدا کرده و مراحل نصب را انجام دادند. در خلال نصب مشکلات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری پیش‌آمده رفع گردید.

۱- ۲- سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده

هر دستگاه اندازه‌گیری به همراه چهار کویل روگوفسکی جهت اندازه‌گیری جریان‌های سه فاز و نول و نیز چهار اتصال مستقیم جهت اندازه‌گیری ولتاژهای سه فاز نسبت به نول، یک سامانه‌ی اندازه‌گیری را تشکیل می‌دهد. لازم به ذکر است که اتصال فاز اوّل علاوه بر امکان اندازه‌گیری ولتاژ فاز اوّل، تغذیه‌ی سیستم را نیز تأمین می‌کند. شکل ۱-۱ نمونه‌ای از دستگاه اندازه‌گیری ساخته‌شده را در حالت روشن نشان می‌دهد.



شکل ۱-۱- نمونه‌ای از دستگاه‌های اندازه‌گیری ساخته‌شده در حالت روشن

ابعاد دستگاه اندازه‌گیری ۲۰* ۱۳ * ۴,۵ سانتی‌متر است. هر دستگاه اندازه‌گیری دارای پورت‌های استاندارد جهت اتصال ولتاژهای سه فاز و نول است که به‌صورت مستقیم از خروجی سمت فشار ضعیف تابلوهای داخل پست‌های برق

برای اندازه‌گیری استفاده می‌کند. همچنین برای اندازه‌گیری جریان‌ها از کویل‌های روگوفسکی بر روی سه فاز و نول خروجی سمت فشار ضعیف استفاده شده است. سادگی نصب این کویل‌ها از مزایای آن‌ها نسبت به ترانسفورماتورهای جریان با هسته مغناطیسی است. بدین ترتیب هر سامانه‌ی اندازه‌گیری دارای چهار کویل روگوفسکی جهت اندازه‌گیری جریان‌های سه فاز و نول است. درمجموع ۳۲ کویل روگوفسکی با قطر پنجره ۱۳ سانتیمتر در پست‌های موردنظر نصب شده‌اند.

شکل ۱-۲ نمونه‌ای از کویل‌های روگوفسکی ساخته‌شده را به همراه کابل شیلد دار ۱,۹ متری نشان می‌دهد.



شکل ۱-۲– نمونه‌ای از کویل‌های روگوفسکی ساخته‌شده

اتصال ولتاژها به پورت‌های مربوطه دستگاه، به‌صورت مستقیم توسط کابل‌های مناسب صورت می‌گیرد. هر سیستم دارای پورت استاندارد SMA[1] در قسمت بالایی خود، جهت اتصال آنتن خارجی است. آنتن‌های خارجی تهیه‌شده دارای کابل سه متری و پایه‌ی آهنربایی جهت نصب آسان بر تابلوهای پست هستند و دارای بهره 5 dB هستند.

شکل ۱-۳ نمونه‌ای از آنتن‌های تهیه‌شده را نشان می‌دهد.

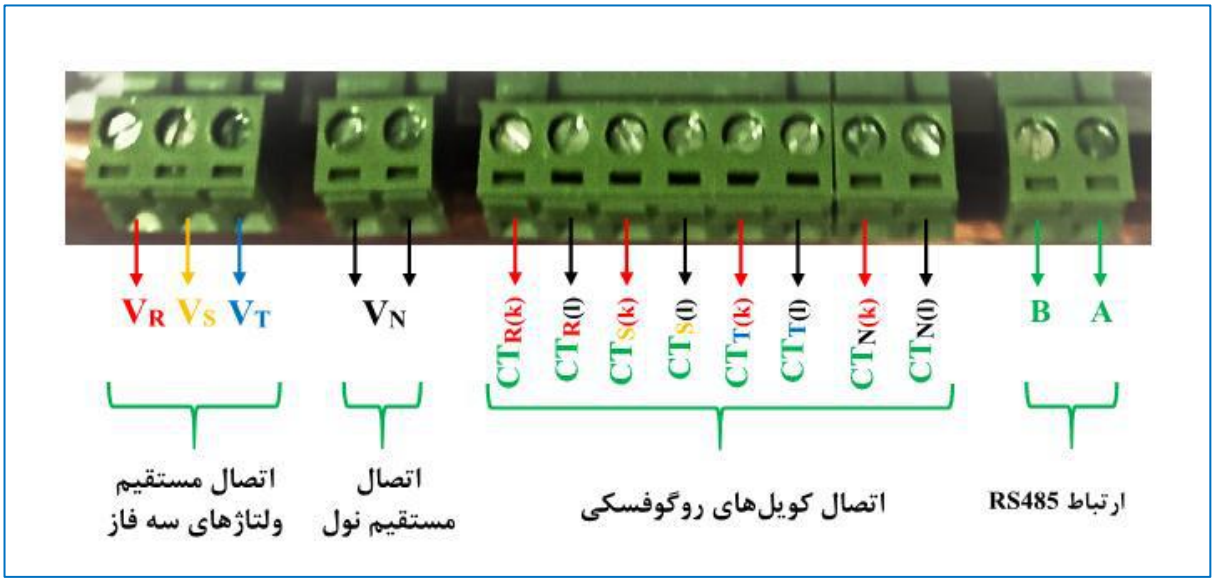
[1] Subminiature version A



شکل ۱-۳- نمونه‌ای از آنتن‌های تهیه‌شده

پورت‌های ورودی سیستم در بخش زیرین آن قرار دارند و شامل ورودی‌های ولتاژهای سه فاز و نول، ورودی‌های کویل‌های روگوفسکی سه فاز و نول و ارتباط RS485 است. این پورت‌ها از نوع فونیکس رایت هستند و به همین جهت اتصال سرکابل و کابل به آن‌ها، به‌آسانی صورت می‌گیرد.

شکل ۱-۴ پورت‌های ورودی سیستم و ترتیب اتصالات را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۴- پورت‌های ورودی سیستم و ترتیب اتصالات

نصب سیستم بر بدنه‌ی تابلو به‌واسطه‌ی پایه‌ی مناسب و با پیچ کردن آن بر بدنه‌ی تابلو یا استفاده از پیچ و مهره بر ریل مناسب، صورت می‌گیرد. شکل ۱-۵ پایه‌ی نصب دستگاه را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۵- پایه‌ی نصب دستگاه

دستگاه پس از روشن شدن، به‌صورت خودکار هر ۲ دقیقه یک‌بار اطلاعات اندازه‌گیری را به سرور راه دور می‌فرستد. به‌علاوه، بخش‌های اصلی این اطلاعات، در نمایشگر سیستم نیز قابل‌مشاهده است که در منوی online قرار دارند و عبارت‌اند از ولتاژهای فازها نسبت به نول، فرکانس، جریان‌های فازها و نول، توان‌های اکتیو فازها و توان اکتیو کل، توان‌های راکتیو فازها و توان راکتیو کل، توان ظاهری فازها و توان ظاهری کل، ضریب توان فازها، THD ولتاژ فازها، THD جریان فازها، دما و رطوبت.

۱- ۳- نصب سامانه‌های اندازه‌گیری

در راستای اجرای پایلوت، ۸ مجموعه سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته شد و به‌منظور پایش ۸ ترانس، در داخل تابلوهای مرتبط در پست‌های توزیع برق مختلف در محل پژوهشگاه نیرو نصب گردید. این مجموعه شامل ۸ دستگاه اندازه‌گیری، ۳۲ کویل روگوفسکی (۴ کویل برای هر سامانه‌ی اندازه‌گیری به‌منظور پایش جریان‌های سه فاز و نول)، آنتن‌ها، کابل‌ها و پایه‌های نصب لازم است. تعدادی از پست‌ها دارای دو ترانس بودند و به همین جهت ۸ سامانه‌ی اندازه‌گیری در ۵ پست نصب گردید. جدول ۱-۱ محل‌های نصب سامانه‌های اندازه‌گیری را در تابلوهای مرتبط در پست‌های توزیع برق پژوهشگاه نیرو نشان می‌دهد.

جدول ۱-۱- محل‌های نصب سامانه‌های اندازه‌گیری در تابلوهای داخل پست‌های توزیع برق پژوهشگاه نیرو

دستگاه	نام پست	تعداد ترانس پست	مجموعه تابلو*
دستگاه ۱	شهید رجایی	۱ ترانس	۱
دستگاه ۲	سی‌اتاقه	۲ ترانس	۲
دستگاه ۳			۱
دستگاه ۴	معاونت (ساتبا)	۲ ترانس	۲
دستگاه ۵			۱
دستگاه ۶	فناوری	۲ ترانس	۲
دستگاه ۷			۱
دستگاه ۸	عباسپور	۱ ترانس	۱

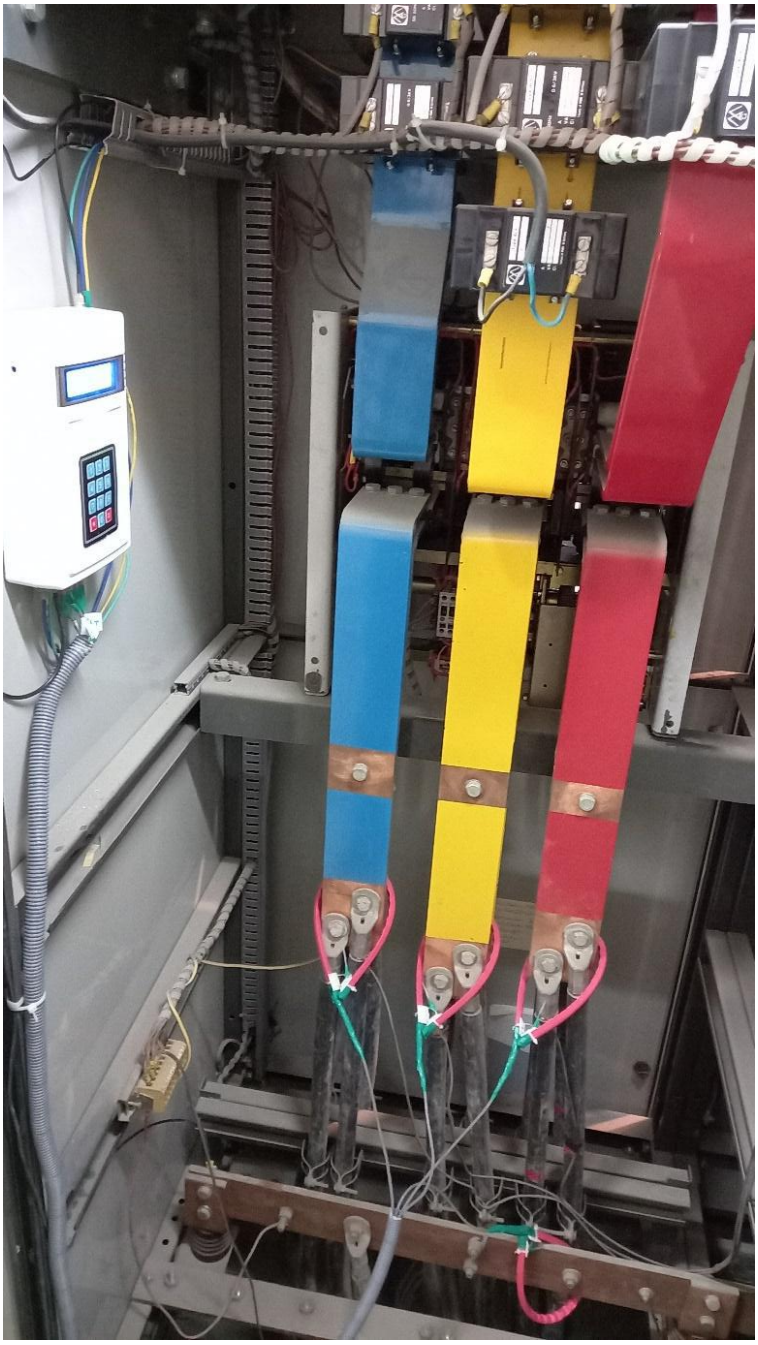
* ۱: نزدیک‌تر به درب ورودی پست، ۲: دورتر از درب ورودی پست

در ادامه چند عکس نمونه از سامانه‌های اندازه‌گیری نصب‌شده در چند پست نشان داده شده است. شکل ۱-۶ یکی از سیستم‌های اندازه‌گیری (دستگاه ۷) نصب‌شده در پست فناوری را نشان می‌دهد.



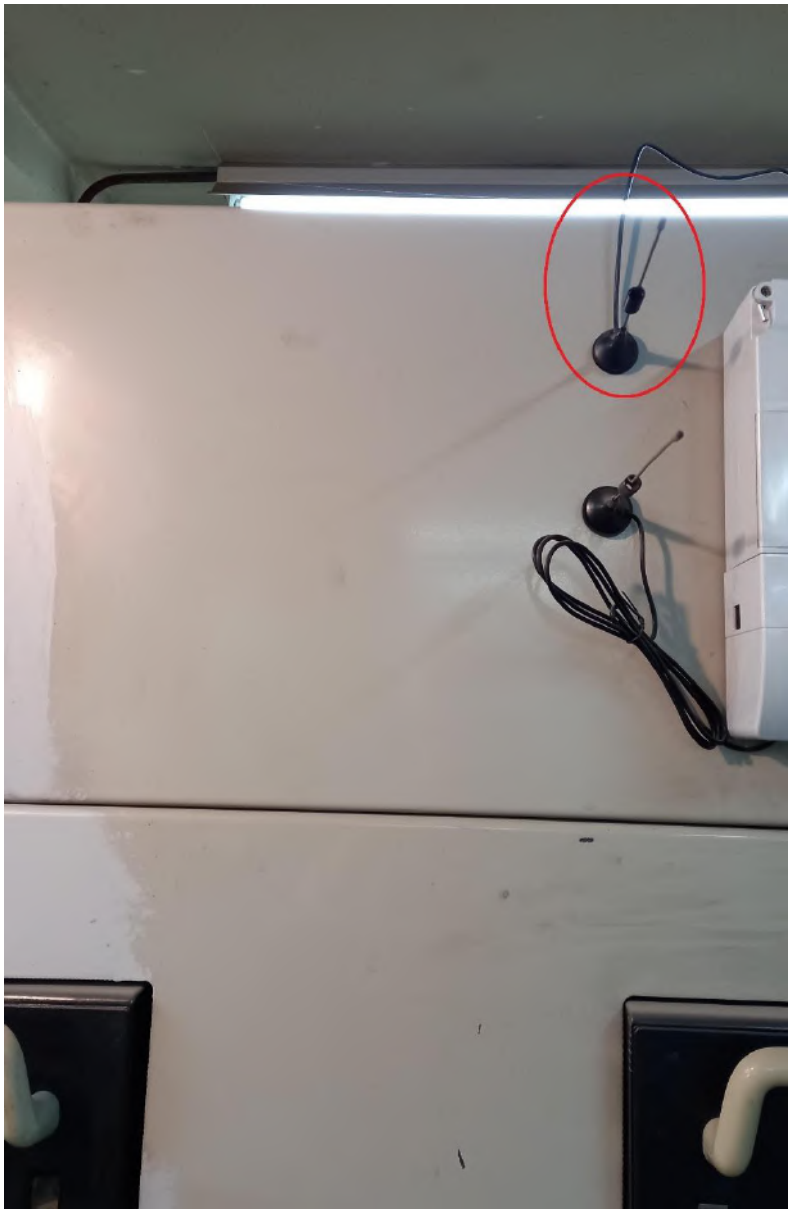
شکل ۱-۶- سیستم اندازه‌گیری (دستگاه ۷) نصب‌شده در پست فناوری

شکل ۱-۷ نمای کلی از دستگاه اندازه‌گیری و کویل‌های روگوفسکی آن در پست فناوری را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۷– نمای کلی از سیستم اندازه‌گیری (دستگاه ۷) و کویل‌های روگوفسکی نصب‌شده در پست فناوری

شکل ۱-۸ محل قرارگیری آنتن سامانه‌ی یادشده در داخل پست فناوری (بر قسمت خارجی تابلو) را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۸– محل قرارگیری آنتن سیستم اندازه‌گیری (دستگاه ۷) در پست فناوری

شکل ۱-۹ نمایی از سامانه‌ی اندازه‌گیری (دستگاه ۵) نصب‌شده در پست معاونت (ساتبا) را نشان می‌دهد.



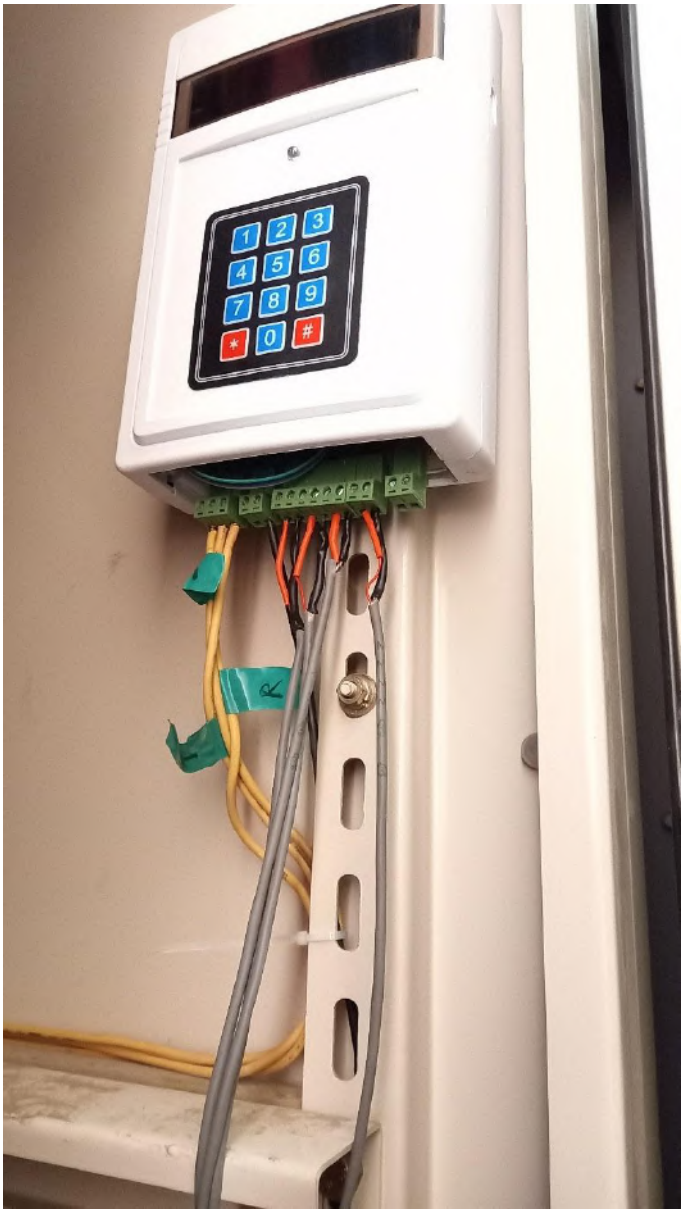
شکل ۱-۹- سامانه‌ی اندازه‌گیری (دستگاه ۵) نصب‌شده در پست **معاونت (ساتبا)**

شکل ۱-۱۰ محل قرارگیری یک مورد از آنتن‌های سامانه‌های اندازه‌گیری نصب‌شده در پست معاونت (ساتبا) را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۱۰– محل قرارگیری یک مورد از آنتن‌های سامانه‌های اندازه‌گیری نصب‌شده در پست معاونت (ساتبا)

شکل ۱-۱۱ اتصالات سیم‌ها و کویل‌ها به پورت‌های ورودی یکی از دستگاه‌های اندازه‌گیری نصب‌شده در پست سی‌اتاقه را از نمای پایین به‌عنوان نمونه نشان می‌دهد.



شکل ۱-۱۱- نمایی از اتصالات سیم‌ها و کویل‌ها به پورت‌های ورودی یکی از دستگاه‌های اندازه‌گیری نصب‌شده در پست سی‌اتاقه

۱- ۴- راه‌اندازی و تعریف دستگاه‌ها در نرم‌افزار سرور

دستگاه‌های نصب‌شده در پست‌های توزیع در داخل نرم‌افزار سرور نیز با نام خود پست و در داخل پروژه‌ای با نام پژوهشگاه نیرو تعریف شده‌اند. شکل ۱-۱۲ تصویری از ۸ دستگاه تعریف‌شده در نرم‌افزار سرور را نشان می‌دهد. برای برقراری ارتباط هر دستگاه با نرم‌افزار، یک کلید (کد کلیدی)[1] منحصربه‌فرد برای هر دستگاه در نرم‌افزار تولید شده است که کلید مربوط به هر دستگاه در هنگام مونتاژ و برنامه‌ریزی دستگاه در حافظه‌ی آن قرار داده شده است. لازم به ذکر است که سرور در آدرس زیر با وارد کردن نام کاربری و کلمه‌عبور قابل‌دسترسی است:

http://37.152.187.87

User Name:sg@nri.ac.ir

Password: 23456



شکل ۱-۱۲- تصویری از ۸ دستگاه تعریف‌شده در نرم‌افزار سرور

۱- ۵- سیم‌کارت‌های قرارگرفته در دستگاه‌ها

هر یک از سیستم‌های اندازه‌گیری به دلیل استفاده از فناوری GPRS برای ارسال داده‌ها، نیاز به سیم‌کارت دارد. سایز سیم‌کارت موردنیاز این دستگاه‌ها، نانو است. در این راستا، سیم‌کارت‌های همراه اول در اختیار قرارگرفته از طرف پژوهشگاه نیرو، در دستگاه‌های نصب‌شده قرار داده شد.

در جدول ۱-۲ جهت اطلاع، شماره‌های سیم‌کارت هر دستگاه اندازه‌گیری آورده شده است.

[1] API key

جدول ۱-۲- شماره‌های سیم‌کارت‌های دستگاه‌های اندازه‌گیری

دستگاه	شماره‌ی سیم‌کارت همراه اول
دستگاه ۱	۰۹۱۰۰۹۵۵۱۳۲
دستگاه ۲	۰۹۱۰۰۹۵۴۶۵۸
دستگاه ۳	۰۹۱۰۰۹۵۵۱۷۷
دستگاه ۴	۰۹۱۰۰۹۵۴۹۲۴
دستگاه ۵	۰۹۱۰۰۹۵۵۱۰۹
دستگاه ۶	۰۹۱۰۰۹۵۵۱۴۴
دستگاه ۷	۰۹۱۰۰۹۵۵۰۹۷
دستگاه ۸	۰۹۱۰۰۹۵۵۱۲۰

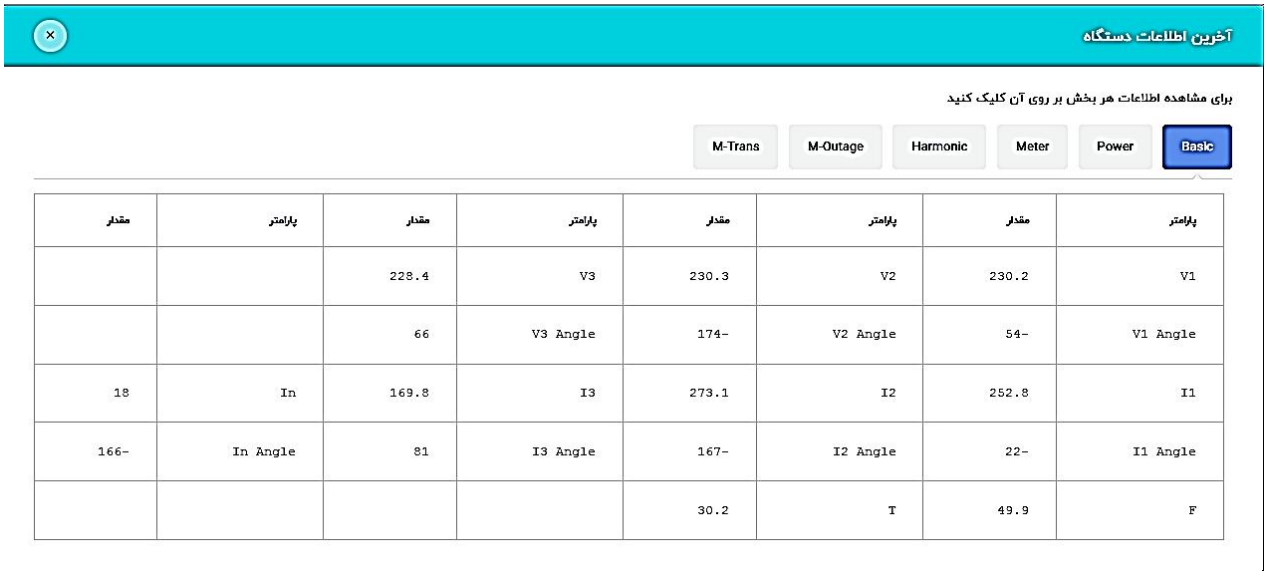
فصل دوم:

تعیین آزمون‌های عملکردی موردنیاز سیستم و تدوین فرآیندهای انجام آن‌ها

۲- تعیین آزمون‌های عملکردی موردنیاز سیستم و تدوین فرآیندهای انجام آن‌ها

۲- ۱- مقدمه

در این فصل آزمون‌های عملکردی انجام‌شده بر روی دستگاه‌های نصب‌شده شرح داده شده است. هر ۸ دستگاه نصب‌شده ضمن برقراری ارتباط با نرم‌افزار سرور، تمامی اطلاعات مربوط به ولتاژها، جریان‌ها، زوایا، توان‌های اکتیو و راکتیو، فرکانس، دما، هارمونیک‌های ولتاژ و جریان تا مرتبه ۱۹ میزان تغییرات و پرچم تغییرات در فازهای مختلف را هر ۲ دقیقه یک‌بار به سرور ارسال می‌کنند. مطابق شکل ۲-۱ در قسمت نمایش داده‌های آنلاین می‌توان تمامی این داده‌ها شامل: اطلاعات Basic، توان، انرژی، هارمونیک‌ها، پایش خاموشی‌ها و پایش بارگذاری ترانسفورماتور قدرت را مشاهده کرد. در بخش داده‌های ثبت‌شده دستگاه نیز تمامی اطلاعات قبلی قابل‌دسترس است که در این قسمت قابلیت جستجو بر اساس تاریخ ارسال اطلاعات وجود دارد. همچنین نرم‌افزار، قابلیت رسم نمودارها و گرفتن خروجی با فرمت CSV برای تمامی پارامترهای ثبت و ذخیره‌شده در سرور را دارد.



پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار
V1	230.2	V2	230.3	V3	228.4		
V1 Angle	54-	V2 Angle	174-	V3 Angle	66		
I1	252.8	I2	273.1	I3	169.8	In	18
I1 Angle	22-	I2 Angle	167-	I3 Angle	81	In Angle	166-
F	49.9	T	30.2				

شکل ۲-۱- صفحه‌نمایش داده‌های آنلاین شامل ۵ بخش (اطلاعات Basic، توان، انرژی، هارمونیک‌ها، پایش خاموشی‌ها، پایش بارگذاری ترانسفورماتور قدرت)

لازم به ذکر است که مقادیر جریان‌ها و ولتاژهای اندازه‌گیری‌شده در پست با مقادیر خوانده‌شده در نرم‌افزار مقایسه گردید که نتایج اندازه‌گیری‌ها مطابقت داشتند. با توجه به این‌که نیاز به تعیین دقیق خطاهای اندازه‌گیری بود دستگاه در آزمایشگاه نیز با استفاده از دستگاه‌های تزریق جریان و دستگاه‌های اندازه‌گیری دقیق مورد تست قرار گرفت.

در راستای سنجش عملکرد و دقت سامانه‌ی اندازه‌گیری، آزمون‌های مختلفی صورت گرفت. این آزمون‌ها عبارت‌اند از آزمون دقت اندازه‌گیری جریان، آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ، آزمون دقت اندازه‌گیری ضریب توان، آزمون دقت

اندازه‌گیری فرکانس و آزمون دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌ها برای سامانه‌ی اندازه‌گیری و آزمون‌های سنجش عملکرد کویل روگوفسکی. این آزمون‌ها در آزمایشگاه و توسط سیستم‌های تزریق جریان و تولید ولتاژ دقیق در کنار سیستم‌های دقیق اندازه‌گیری انجام شد. در ادامه آزمون‌های یادشده شرح داده می‌شوند.

۲- ۲- آزمون دقت اندازه‌گیری جریان

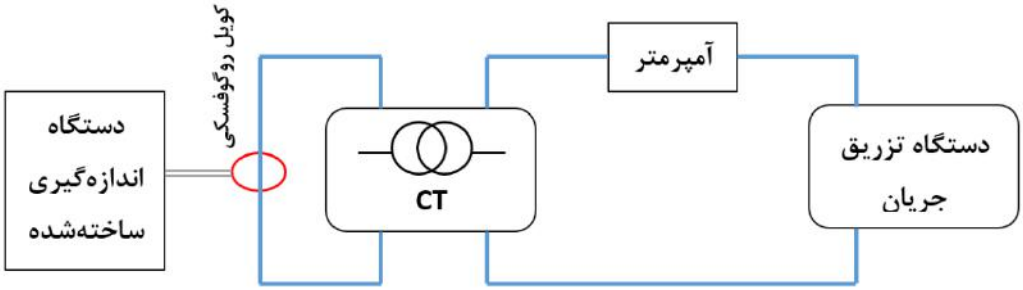
جهت سنجش دقت اندازه‌گیری جریان توسط سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، آزمون‌هایی با اعمال جریان‌های مختلف انجام شد. جریان‌های مختلف در این آزمون‌ها توسط دستگاه تزریق جریان الکترومغناطیسی ZERA (UBA 6533 BU 6-114) تولید شد.

جهت اطمینان از مقدار دقیق جریان تزریقی، از مولتی‌متر دقیق KAISE (SK-6111) نیز بر سر راه جریان استفاده شد. ازآنجایی‌که محدوده‌ی جریان آمپرمتر مذکور تا ۱۰ آمپر بود، برای جریان‌های بالا، از مجموعه CTهای دقیق KDK (JIS-C1731) با کلاس دقت ۰/۱ درصد و دارای نسبت‌های تبدیل مختلف، به‌عنوان واسط بین خط اصلی جریان و آمپرمتر دقیق استفاده شد. شکل ۲-۲ پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری جریان را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۲- پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری جریان

سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، به‌واسطه‌ی کویل روگوفسکی خود که دور خط اصلی جریان قرار گرفته بود، مقادیر جریان‌ها را اندازه‌گیری نمود و نمایش داد. شکل ۲-۳ بلوک دیاگرامی از تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری جریان را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۳- بلوک دیاگرام آزمون دقت اندازه‌گیری جریان

جدول ۲-۱ مقادیر جریان‌ها و مقادیر نظیر اندازه‌گیری‌شده توسط سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده را در آزمون‌های دقت اندازه‌گیری جریان نشان می‌دهد. مقدار خطای اندازه‌گیری جریان برای محدوده جریانی از ۱۰ تا ۲۰۰ آمپر زیر ۱ درصد است. از آنجایی که سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده برای سنجش جریان‌های زیاد تنظیم شده است، دقت آن در اندازه‌گیری جریان‌های پایین، کمتر از دقت آن در جریان‌های بالاتر است. سنجش جریان‌ها توسط دستگاه مرجع و مقایسه با مقدار حاصل از دستگاه اندازه‌گیری ساخته‌شده، برحسب آمپر و تا دقت ۱ رقم اعشار است.

جدول ۲-۱- نتایج تست دقت اندازه‌گیری جریان توسط دستگاه ساخته‌شده

جریان مرجع موردانداز‌ه‌گیری (A)	جریان اندازه‌گیری‌شده توسط دستگاه (A)	دقت اندازه‌گیری (٪)
۵,۰	۵,۱	۲ درصد
۱۰,۰	۱۰,۱	۱ درصد
۲۰,۰	۲۰,۱	۰,۵ درصد
۵۰,۰	۵۰,۲	۰,۴ درصد
۱۰۰,۰	۱۰۰,۳	۰,۳ درصد
۲۰۰,۰	۲۰۰,۳	۰,۱۵ درصد

۲- ۳- آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ

جهت سنجش دقت اندازه‌گیری ولتاژ توسط سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، آزمون‌هایی با اعمال ولتاژهای مختلف انجام شد. ولتاژهای مختلف در این آزمون‌ها توسط دستگاه دیجیتالی تزریق جریان و تولید ولتاژ SMC Mentor 12 ایجاد شد. این ولتاژها از نوع AC سینوسی با فرکانس ۵۰ هرتز بودند.

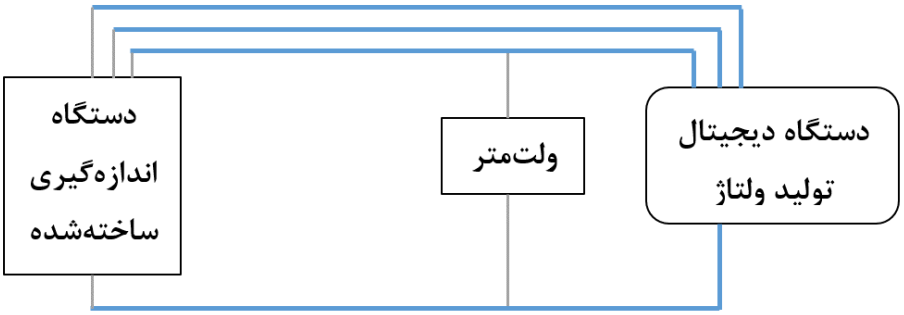
سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده به‌صورت مستقیم به دستگاه مذکور، متصل شد و مقادیر ورودی‌های ولتاژ آن‌ها را اندازه‌گیری نمود و نمایش داد.

شکل ۲-۴ پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۴– پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ

شکل ۲-۵ بلوک دیاگرامی از تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۵– بلوک دیاگرام آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ

جدول ۲-۲ مقادیر ولتاژها و مقادیر نظیر اندازه‌گیری‌شده توسط سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده را در آزمون‌های دقت اندازه‌گیری ولتاژ نشان می‌دهد. از آنجایی‌که اندازه‌گیری به‌صورت اتصال مستقیم بدون ترانس اندازه‌گیری انجام می‌شود مقدار خطای اندازه‌گیری ولتاژ در حدود ۰,۲ درصد است.

جدول ۲-۲- نتایج تست دقت اندازه‌گیری ولتاژ توسط دستگاه ساخته‌شده

ولتاژ مرجع مورداندازه‌گیری (V)	ولتاژ اندازه‌گیری‌شده توسط دستگاه (V)	دقت اندازه‌گیری (٪)
۲۲۰,۰	۲۲۰,۴	۰,۱۸ درصد
۲۳۰,۰	۲۳۰,۴	۰,۱۷ درصد
۲۲۵,۰	۲۲۵,۵	۰,۲۲ درصد

۲- ۴- آزمون دقت اندازه‌گیری ضریب توان

جهت سنجش دقت اندازه‌گیری ضریب توان توسط سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، آزمون‌هایی با ضریب توان‌های مختلف (شیفت فاز جریان) انجام شد. در این راستا از دستگاه تزریق جریان الکترومغناطیسی ZERA (UBA 114-6 BU 6533)، بهره گرفته شد و سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده علاوه بر سنجش جریان توسط کویل روگوفسکی خود، سنجش ولتاژ ورودی را نیز انجام می‌داد. جهت سنجش دقیق ضریب توان و مقایسه، از cosφمتر دقیق BBC استفاده شد و در موارد لازم از مجموعه CTهای دقیق KDK (JIS-C1731) با کلاس دقت ۰/۱ درصد و دارای نسبت‌های تبدیل مختلف، به‌عنوان واسط استفاده گردید. سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، مقادیر ضریب توان را اندازه‌گیری نمود و نمایش داد. مقدار جریان عبوری از کویل در هنگام اندازه‌گیری ضریب توان برابر ۵۰ آمپر و مقدار ولتاژ برابر ۲۲۰ ولت بوده است.

شکل ۲-۶ پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری ضریب توان را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۶- پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری ضریب توان

جدول ۲-۳ مقادیر ضریب‌های توان و مقادیر نظیر اندازه‌گیری‌شده توسط سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده را در آزمون‌های دقت اندازه‌گیری ضریب توان نشان می‌دهد.

جدول ۲-۳- نتایج تست دقت اندازه‌گیری ضریب توان توسط دستگاه ساخته‌شده

ضریب توان مرجع مورداندازه‌گیری	ضریب توان اندازه‌گیری شده توسط دستگاه	خطای زاویه
۱,۰۰	۱,۰۰	صفر درجه
۰,۹۷	۰,۹۷	صفر درجه
۰,۸۷	۰,۸۶	۱,۱۳ درجه

۲- ۵- آزمون دقت اندازه‌گیری فرکانس

جهت سنجش دقت اندازه‌گیری فرکانس توسط سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، آزمون‌هایی با فرکانس‌های مختلف انجام شد. فرکانس‌های مختلف در این آزمون‌ها با ایجاد ولتاژهایی با فرکانس‌های مختلف توسط دستگاه دیجیتالی تزریق جریان و تولید ولتاژ SMC Mentor 12 انجام شد. این ولتاژها از نوع AC سینوسی با دامنه‌ی ۲۲۰ ولت (rms) و

فرکانس‌های مختلف بودند. سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده به‌صورت مستقیم به این ولتاژها متصل شد و مقادیر فرکانس آن‌ها را اندازه‌گیری نمود و نمایش داد.

شکل ۲-۷ پیکربندی تجهیزات آزمون دقت اندازه‌گیری فرکانس را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۷- پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری فرکانس

جدول ۲-۴ مقادیر فرکانس‌ها و مقادیر نظیر اندازه‌گیری‌شده توسط سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده را در آزمون‌های اندازه‌گیری دقت فرکانس نشان می‌دهد.

جدول ۲-۴- نتایج تست دقت اندازه‌گیری فرکانس توسط دستگاه ساخته‌شده

فرکانس مرجع مورداندازه‌گیری (Hz)	فرکانس اندازه‌گیری شده توسط دستگاه (Hz)	دقت اندازه‌گیری (٪)
۵۰,۰۰	۴۹,۹۹	۰,۰۲ درصد
۴۹,۰۰	۴۹,۰۰	۰,۰۰ درصد
۴۹,۵۰	۴۹,۵۰	۰,۰۰ درصد

۲- ۶- آزمون دقت اندازه‌گیری هارمونیک

جهت سنجش دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌های جریان و هارمونیک‌های ولتاژ توسط سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، آزمون‌های هارمونیکی برای جریان و ولتاژ انجام شد. در این راستا از دستگاه دیجیتالی تزریق جریان و تولید ولتاژ SMC Mentor 12 بهره گرفته شد که هارمونیک‌های جریان و ولتاژ مشخصی را تولید نمود. شکل ۲-۸ پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری هارمونیک را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۸- پیکربندی تجهیزات در آزمون دقت اندازه‌گیری هارمونیک

سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده علاوه بر سنجش جریان توسط کویل روگوفسکی خود، به ولتاژ مرتبط دستگاه نیز متصل بود. سامانه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده، مقادیر هارمونیک‌های جریان و ولتاژ را اندازه‌گیری و ارائه نمود.

جدول ۲-۵ درصد هارمونیک‌های جریان نسبت به هارمونیک اصلی و مقادیر نظیر اندازه‌گیری‌شده توسط سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده را در آزمون دقت اندازه‌گیری هارمونیک جریان نشان می‌دهد.

جدول ۲-۵- نتایج تست دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌های جریان توسط دستگاه ساخته‌شده

هارمونیک	درصد هارمونیک جریان مرجع مورداندازه‌گیری (٪)	درصد هارمونیک جریان اندازه‌گیری‌شده توسط دستگاه (٪)	خطای اندازه‌گیری نسبت به هارمونیک اصلی (٪)
هارمونیک ۱	۱۰۰,۰	۱۰۰,۰	۰
هارمونیک ۲	۰,۲	۰,۱	-۰,۱
هارمونیک ۳	۰,۴	۰,۵	۰,۱

هارمونیک ۴	۰,۰	۰,۱	۰,۱
هارمونیک ۵	۰,۶	۰,۵	−۰,۱
هارمونیک ۶	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۷	۰,۸	۰,۸	۰,۰
هارمونیک ۸	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۹	۰,۱	۰,۱	۰,۰
هارمونیک ۱۰	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۱۱	۰,۱	۰,۲	۰,۱
هارمونیک ۱۲	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۱۳	۰,۱	۰,۱	۰,۰
هارمونیک ۱۴	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۱۵	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۱۶	۰,۰	۰,۰	۰,۰

جدول ۲-۶ درصد هارمونیک‌های ولتاژ نسبت به هارمونیک اصلی و مقادیر نظیر اندازه‌گیری‌شده توسط سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده را در آزمون اندازه‌گیری هارمونیک ولتاژ نشان می‌دهد. میزان ولتاژ هارمونیک اصلی در این تست‌ها برابر ۲۲۹ ولت بوده است.

جدول ۲-۶- نتایج تست دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌های ولتاژ توسط دستگاه ساخته‌شده

هارمونیک	درصد هارمونیک ولتاژ مرجع مورداندازه‌گیری (٪)	درصد هارمونیک ولتاژ اندازه‌گیری شده توسط دستگاه (٪)	خطای اندازه‌گیری نسبت به هارمونیک اصلی (٪)
هارمونیک ۱	۱۰۰,۰	۱۰۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۲	۰,۱	۰,۱	۰,۰
هارمونیک ۳	۰,۸	۰,۹	۰,۱
هارمونیک ۴	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۵	۰,۹	۰,۹	۰,۰

هارمونیک ۶	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۷	۱,۶	۱,۷	۰,۱
هارمونیک ۸	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۹	۰,۲	۰,۲	۰,۰
هارمونیک ۱۰	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۱۱	۰,۳	۰,۴	۰,۱
هارمونیک ۱۲	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۱۳	۰,۳	۰,۳	۰,۰
هارمونیک ۱۴	۰,۰	۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۱۵	۰,۱	۰,۱	۰,۰
هارمونیک ۱۶	۰,۰	۰,۰	۰,۰

جدول ۲-۷ تست اندازه‌گیری دقت هارمونیک‌های جریان را در حالتی که جریان هارمونیکی سوم و پنجم درصد بالایی داشته‌اند نشان می‌دهد.

جدول ۲-۷- نتایج تست دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌های جریان توسط دستگاه ساخته‌شده در درصدهای بالای هارمونیک ۳ و ۵

هارمونیک	درصد هارمونیک جریان مرجع موردانداز‌ه‌گیری (٪)	درصد هارمونیک جریان اندازه‌گیری شده توسط دستگاه (٪)	خطای اندازه‌گیری نسبت به هارمونیک اصلی (٪)
هارمونیک ۱	۱۰۰,۰	۱۰۰,۰	۰,۰
هارمونیک ۳	۲۵ درصد	۲۴,۸ درصد	−۰,۲
هارمونیک ۵	۱۲,۵ درصد	۱۲,۴ درصد	−۰,۱

بیشتر سیستم‌های اندازه‌گیری یا تولید هارمونیک موجود حداکثر تا ۱۶ هارمونیک را پشتیبانی می‌کنند. در بسیاری از گزارش‌های فنی و مقالات مرتبط تا این تعداد یا کمتر از آن کافی در نظر گرفته شده است. بنابراین این حد برای محاسبه‌ی THD نیز کافی خواهد بود، گرچه دستگاه اندازه‌گیری ساخته‌شده، بر اساس سیستم و توان پردازشی خود تا هارمونیک ۱۹ را نیز پوشش می‌دهد.

۲- ۷- آزمون سنجش عملکرد کویل روگوفسکی

در راستای سنجش حساسیت و کیفیت خروجی کویل روگوفسکی ساخته‌شده و توانایی آشکارسازی هارمونیک اصلی و هارمونیک‌های دیگر توسط آن، آزمون‌هایی انجام شده است. در این آزمون‌ها از دستگاه دیجیتالی تزریق جریان و تولید ولتاژ SMC Mentor 12 جهت ایجاد جریان‌های مختلف با درصد هارمونیک‌های فرعی متفاوت، استفاده شد. در بخش‌های ۲-۲ و ۲-۶ میزان دقت اندازه‌گیری جریان و هارمونیک‌های جریان با استفاده از کویل روگوفسکی نشان داده شد. این مقادیر اندازه‌گیری‌ها بعد از گذر از فیلترهای آنالوگ و دیجیتال به‌دست‌آمده بود و نشان داده شد که اندازه‌گیری جریان با استفاده از کویل روگوفسکی در محدوده جریان ۱۰ تا ۲۰۰ آمپر دارای خطای زیر ۱ درصد است.

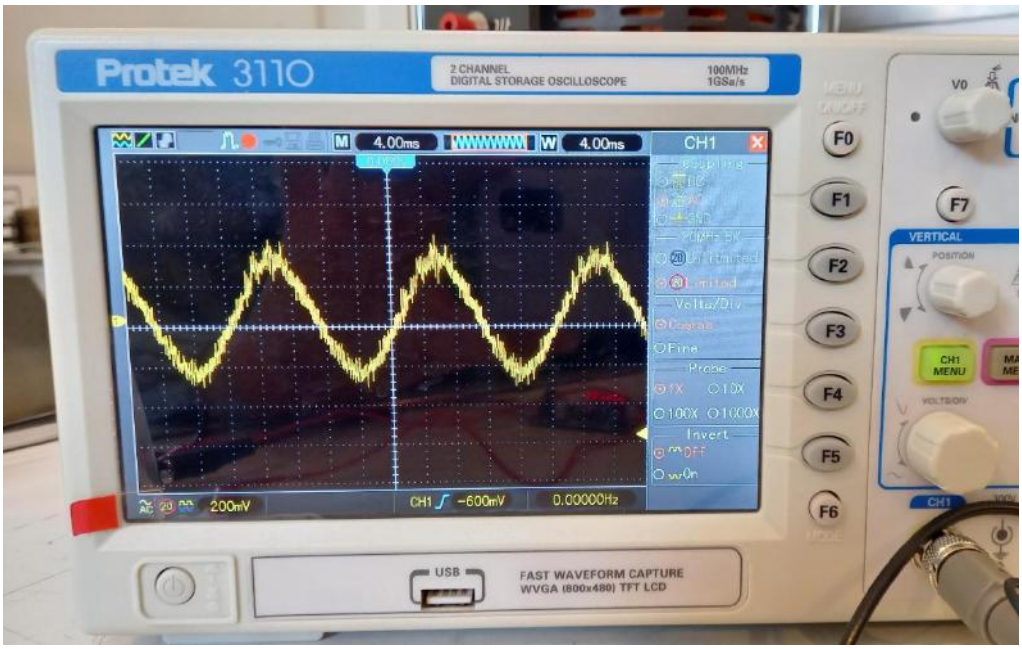
در این قسمت خروجی کویل روگوفسکی، جهت قابلیت آشکارسازی بر اسیلوسکوپ از یک تقویت‌کننده‌ی خطی ۱۶ برابرکننده عبور داده شد. دامنه‌ی جریان‌های انتخابی تا حد امکان بزرگ در نظر گرفته شد تا امکان آشکارسازی به‌صورت مناسب بر اسیلوسکوپ فراهم شود.

در ادامه نتایج خروجی آزمون‌ها بر اسیلوسکوپ آورده شده است. نتایج نشان‌دهنده‌ی توانایی آشکارسازی صحیح هارمونیک اصلی و هارمونیک‌های فرعی توسط کویل روگوفسکی ساخته‌شده و نسبت تبدیل (حساسیت) ۵۰ میلی‌ولت بر کیلوآمپر برای آن است.

در ابتدا آزمونی جهت سنجش حساسیت و کیفیت (نویز) خروجی کویل روگوفسکی برای هارمونیک اصلی و بدون هارمونیک‌های فرعی انجام شد.

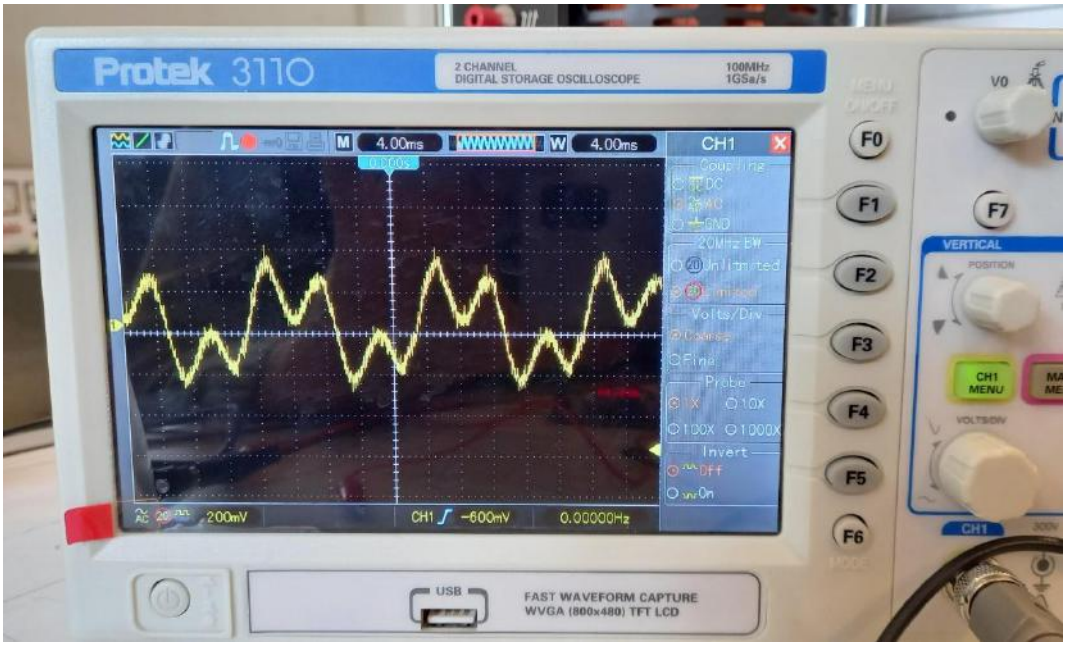
شکل ۲-۹ خروجی حاصل برای آزمون جریان ۳۰۰A هارمونیک اصلی (۵۰Hz) و بدون هارمونیک فرعی را نشان می‌دهد.

بر اساس شکل ۲-۹ و در نظر گرفتن تقویت‌کننده‌ی ۱۶ برابرکننده‌ی خطی جهت آشکارسازی بر اسیلوسکوپ، میزان حساسیت کویل روگوفسکی ساخته‌شده برابر ۵۰ mV/kA است و خروجی آن نویز کمی دارد.



شکل ۲-۹- خروجی آزمون جریان ۳۰۰A هارمونیک اصلی و بدون هارمونیک فرعی

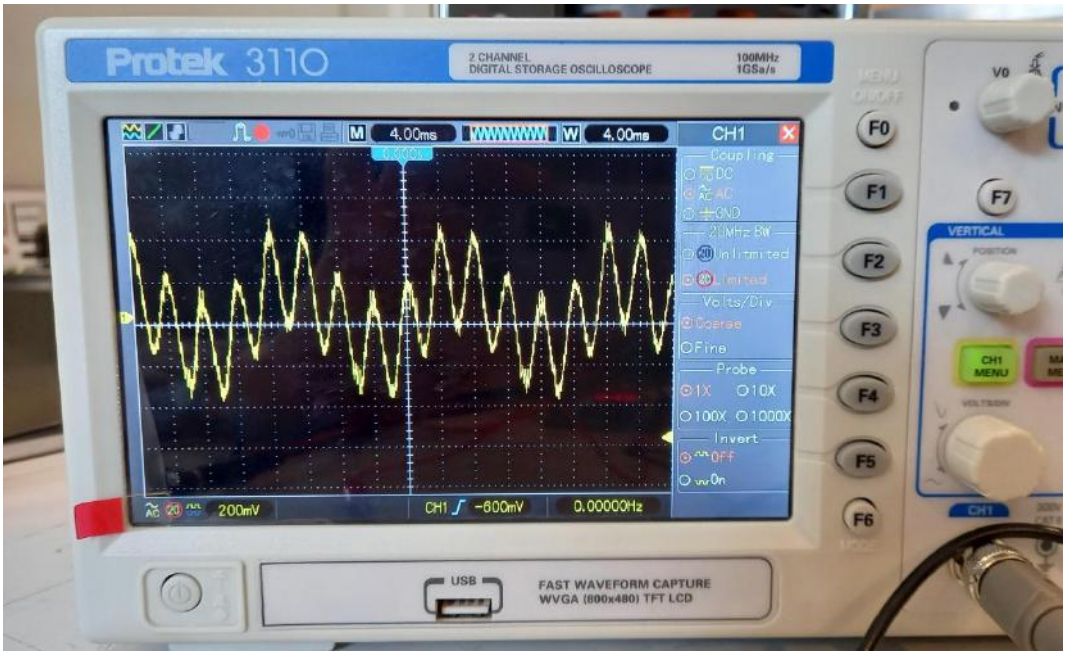
آزمونی دیگر برای سنجش توانایی آشکارسازی هارمونیک‌ها در خروجی کویل روگوفسکی برای هارمونیک اصلی همراه با هارمونیک سوم انجام شد. شکل ۲-۱۰ خروجی حاصل برای آزمون جریان ۲۰۰A هارمونیک اصلی (۵۰Hz) و ۲۵٪ هارمونیک سوم را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۱۰- خروجی آزمون جریان ۲۰۰A هارمونیک اصلی و ۲۵٪ هارمونیک سوم

بر اساس شکل ۲-۱۰ هارمونیک سوم به‌خوبی بر خروجی کویل روگوفسکی ظاهر شده است و میزان نویز کم است.

آزمونی دیگر برای سنجش خروجی کویل روگوفسکی برای هارمونیک اصلی همراه با هارمونیک پنجم انجام شد. شکل ۲-۱۱ خروجی حاصل آزمون جریان ۲۰۰A هارمونیک اصلی (۵۰Hz) و ٪۲۵ هارمونیک پنجم را نشان می‌دهد.

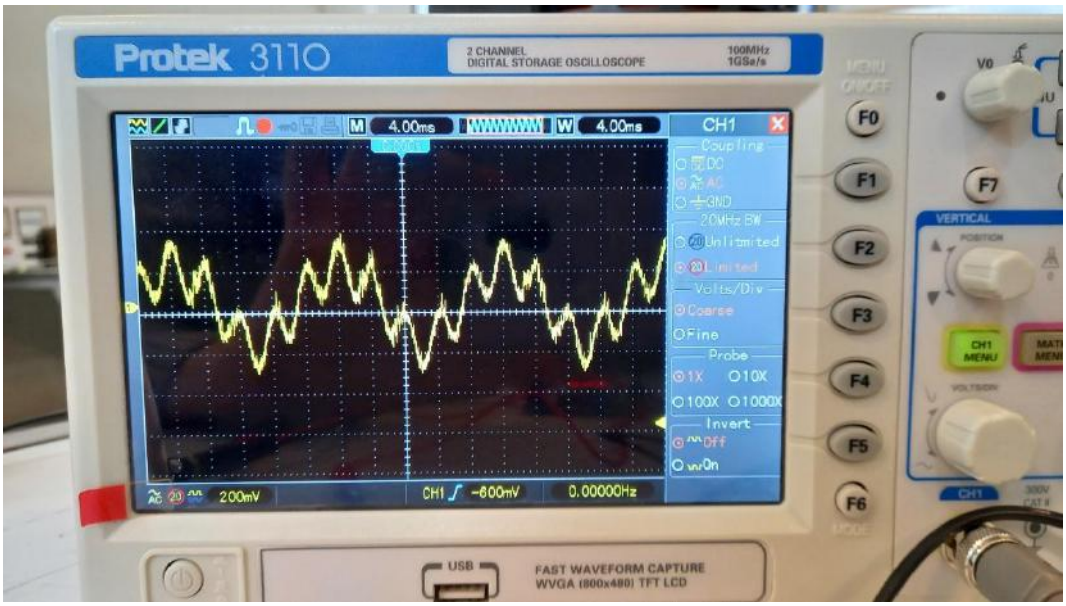


شکل ۲-۱۱– خروجی آزمون جریان ۲۰۰A هارمونیک اصلی و ٪۲۵ هارمونیک پنجم

بر اساس شکل ۲-۱۱ هارمونیک پنجم به‌خوبی بر خروجی کویل روگوفسکی ظاهر شده است و میزان نویز کم است.

آزمونی دیگر برای سنجش خروجی کویل روگوفسکی برای هارمونیک اصلی همراه با هارمونیک پنجم انجام شد. در این آزمون درصدی متفاوت برای هارمونیک پنجم در نظر گرفته شد.

شکل ۲-۱۲ خروجی حاصل برای آزمون جریان ۲۰۰A هارمونیک اصلی (۵۰Hz) و ٪۱۲/۵ هارمونیک پنجم را نشان می‌دهد. در این شکل به دلیل کمتر شدن درصد دامنه‌ی هارمونیک فرعی نسبت به دامنه‌ی هارمونیک اصلی، شکل موج هارمونیک اصلی به حالتی واضح‌تر نمایان شده است.



شکل ۲-۱۲– خروجی آزمون جریان ۲۰۰A هارمونیک اصلی و ۱۲/۵٪ هارمونیک پنجم

بر اساس شکل ۲-۱۲ هارمونیک پنجم که نصف هارمونیک پنجم در شکل ۲-۱۱ است، به‌خوبی بر خروجی کویل روگوفسکی ظاهر شده است و میزان نویز کم است.

فصل سوم:

تست سیستم، انجام اصلاحات موردنیاز و تحویل به کارفرما

۳- تست سیستم، انجام اصلاحات موردنیاز و تحویل به کارفرما

۳- ۱- مقدمه

در این بخش، در رابطه با چند تست مرتبط با مجموعه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده و سرور و الگوریتم‌های آن‌ها، طی چند قسمت، توضیحاتی بیان می‌شود و نمودارها و جداول لازم ارائه می‌گردد. در ادامه نکاتی تکمیلی در رابطه با مجموعه‌ی اندازه‌گیری ساخته‌شده و ویژگی‌های آن بیان می‌شود. درنهایت به عیب‌یابی و رفع اشکالات سیستم پرداخته می‌شود.

۳- ۲- تست الگوریتم بارگذاری ترانسفورماتور

اضافه‌بار در ترانسفورماتور می‌تواند سبب افزایش دما در مجموعه روغن، هادی‌ها و کاغذهای عایقی شود. در این حالت، عموماً بیشترین دما در محلی بین سیم‌پیچی‌های ترانسفورماتور و کاغذ عایقی رخ داده و به این دما، دمای نقطه داغ ترانسفورماتور گفته می‌شود.

کاغذهای عایقی سازگار با استاندارد IEC60076 هرکدام دمای نقطه داغ مختص به خود را داشته و عمر هر یک برحسب آن اعلام می‌گردد. بسته به این‌که دمای نقطه داغ در هر زمان چه مقدار از دمای نقطه داغ نامی بیشتر یا کمتر باشد، نرخ استهلاک نسبی عایق متفاوت خواهد بود. برای نمونه در جدول ۳-۱ رابطه بین نرخ استهلاک نسبی کاغذ عایقی (با دمای نقطه داغ نامی ۹۸ درجه سانتی‌گراد) یک ترانسفورماتور و دمای نقطه داغ نامی (θ_h) ارائه گردیده است (استاندارد IEC 60076-7[1]). اطلاعات جدول ذیل نشان می‌دهد که به ازای هر ۶ درجه افزایش دما، نرخ استهلاک دو برابر شده و درنتیجه آن، عمر ترانسفورماتور نصف می‌گردد و به ازای هر ۶ درجه کاهش دما نیز نرخ استهلاک نصف و عمر آن دو برابر می‌گردد.

جدول ۳-۱- رابطه بین نرخ استهلاک نسبی کاغذ عایقی عادی با دمای نقطه داغ در ترانسفورماتور [IEC 60076-7]

θ_h $°C$	نرخ استهلاک نسبی
80	0.125
86	0.25
92	0.5
98	1.0
104	2
110	4
116	8
122	16
128	32
134	64
140	128

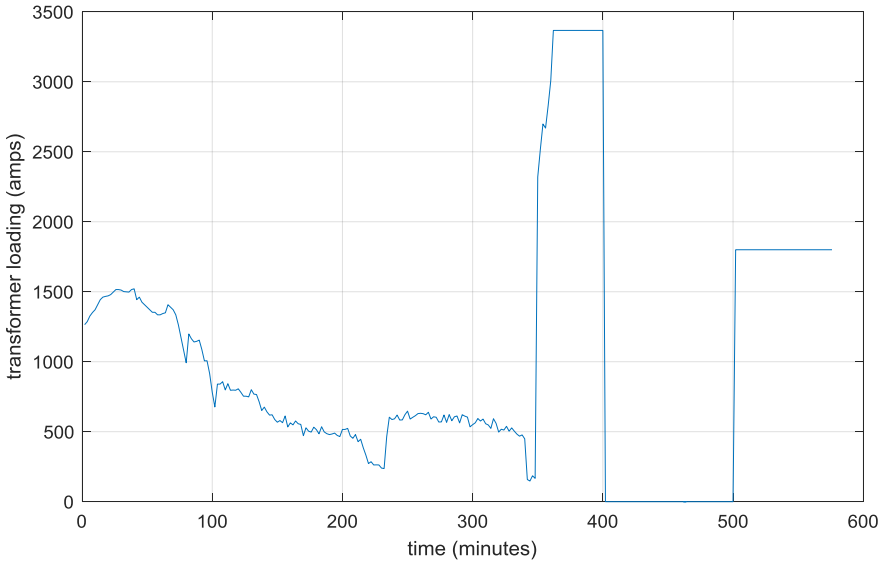
[1] Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers

میزان استهلاک ترانسفورماتور، به دمای نقطه داغ بسیار حساس است. دمای نقطه داغ خود از دو عامل تلفات در سیم پیچی ترانسفورماتور و دمای محیطی نشات می‌گیرد. لذا هر چه بارگذاری یا دمای محیطی که ترانسفورماتور در آن قرار دارد بیشتر باشد، درنتیجه آن دمای نقطه داغ آن بالاتر رفته و عمر آن کوتاه‌تر خواهد بود. ازاین‌رو از استاندارد IEC60076-7 استفاده‌شده تا تنها با پایش دمای محیطی و جریان بارگذاری (با استفاده از مدل حرارتی دیفرانسیلی این استاندارد)، ۱) اقدام به محاسبه تخمینی از دمای نقطه داغ داخل ترانسفورماتور نمود، ۲) با استفاده از آن نرخ استهلاک تجهیز و میزان بارگذاری با توجه به قیود حرارتی محاسبه شده و ۳) در صورت عبور دمای نقطه داغ از مقدار نامی تعیین‌شده برای کاغذ ترانسفورماتور، برای اجتناب از استهلاک شتاب‌دار عایق و کوتاه شدن عمر تجهیز، هشداری برای بهره‌بردار شبکه توزیع صادر شود تا از بروز شرایط نامطلوب آگاه گردد.

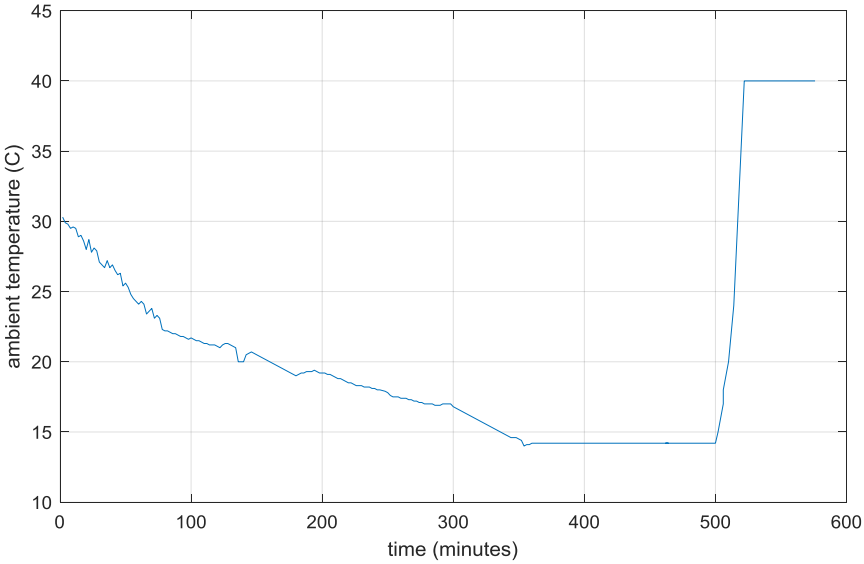
از مزایای روش دیفرانسیلی ارائه‌شده در استاندارد IEC60076-7 آن است که نیازی به اعمال تغییر در ساختار ترانسفورماتور توزیع نداشته و این امر سبب می‌شود که قابلیت اجرا بر روی تجهیزات موجود در شبکه را بدون اعمال کوچک‌ترین تغییراتی بر روی تجهیز داشته باشد.

۳- ۲- ۱- تست الگوریتم بارگذاری ترانسفورماتور با استفاده از شبیه‌سازی نرم‌افزاری

در این قسمت الگوریتم پیاده‌سازی‌شده به‌صورت شبیه‌سازی در نرم‌افزار، تست شده است. برای یک ترانسفورماتور ۱۲۵۰ کیلوولت آمپر با کاغذ عایقی و با دمای نقطه داغ نامی ۹۸ درجه سانتی‌گراد (نوع عایق‌بندی A) بارگذاری نمایش داده شده در شکل ۳-۱ در دمای محیطی شکل ۳-۲ مفروض است.

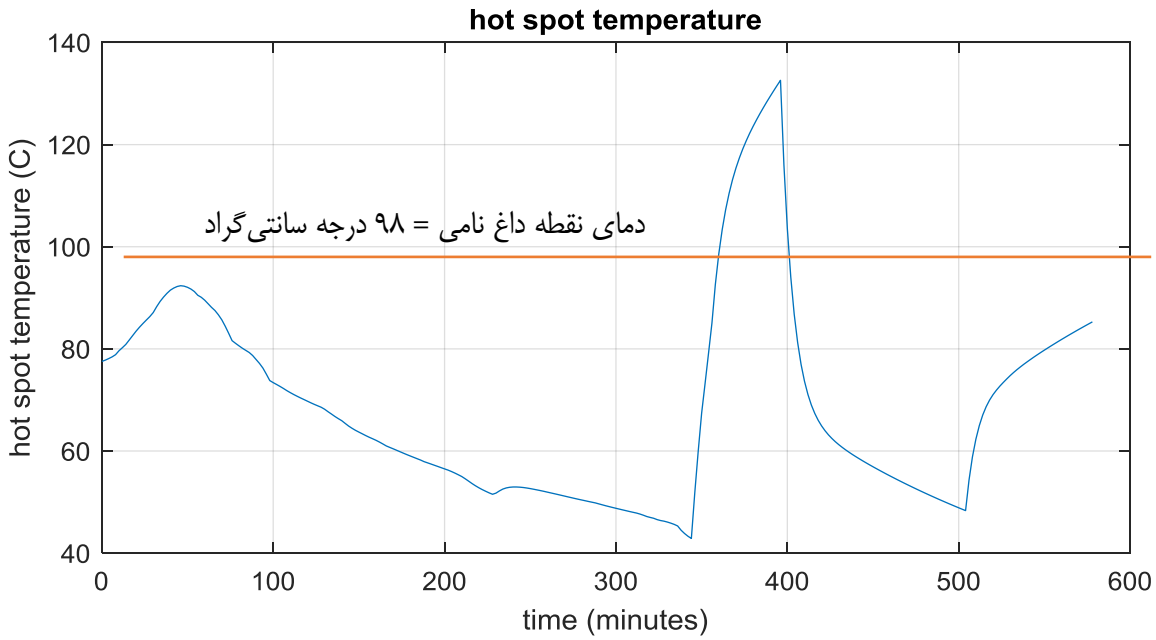


شکل ۳-۱- میزان بارگذاری ترانسفورماتور در مدت شبیه‌سازی برحسب آمپر



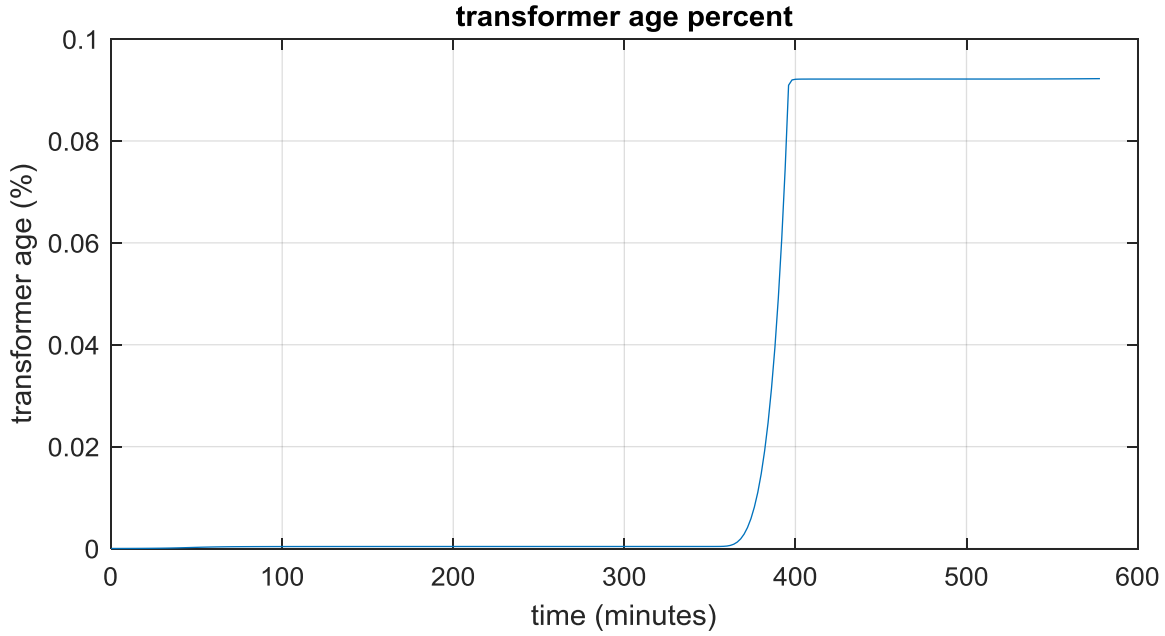
شکل ۳-۲–دمای محیطی در مدت شبیه‌سازی برحسب درجه سانتی‌گراد

با استفاده از مدل حرارتی دیفرانسیلی استاندارد IEC60076-7 اقدام به اجرای شبیه‌سازی برای این بارگذاری شده و با استفاده از آن دمای نقطه داغ نامی نظیر شکل ۳-۳ محاسبه خواهد شد.



شکل ۳-۳– دمای نقطه داغ تخمین زده‌شده

با استفاده از دمای نقطه داغ تخمین زده‌شده در شکل ۳-۳، میزان عمر عایقی ترانسفورماتور نظیر شکل ۳-۴ قابل محاسبه خواهد بود. عمر عایقی در این شبیه‌سازی با در نظر گرفتن عمر کلی ۶۵۰۰۰ ساعتی [IEC60076-7] برای کاغذ و پایش استهلاک نسبی در هر بازه زمانی ارسال اطلاعات، محاسبه شده است. دیده می‌شود که عبور از دمای نقطه داغ نامی در بازه زمانی ۳۵۰ الی ۴۰۰ دقیقه سبب شده تا بیشترین سهم از استهلاک در مدت‌زمان نسبتاً کوتاهی رخ دهد.



شکل ۳-۴- میزان استهلاک ترانسفورماتور با توجه به دمای نقطه نامی و در نظر گرفتن ۶۵۰۰۰ ساعت [IEC60076-7] به‌عنوان عمر عایقی

۳- ۲- ۲- تست الگوریتم پایش بارگذاری ترانسفورماتور در نرم‌افزار سرور

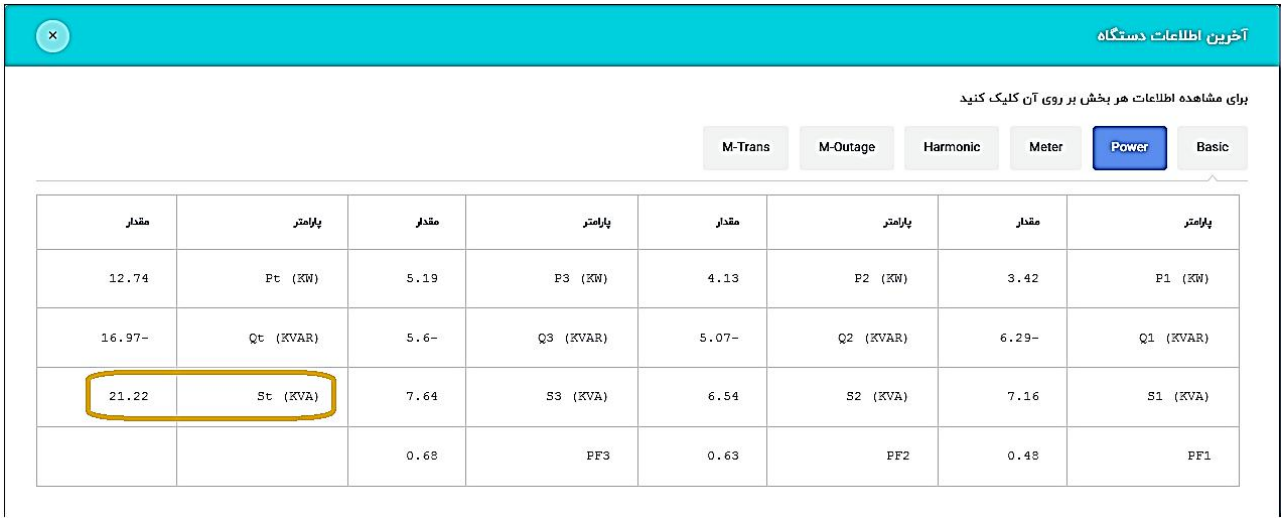
طبق استاندارد IEC60354 دمای نقطه داغ ترانسفورماتور نقش اساسی در پیر شدن ترانسفورماتور دارد. درصورتی‌که این دما بیشتر از ۹۸ درجه سانتی‌گراد باشد کاهش عمر و اگر کمتر از آن باشد افزایش عمر نسبت به عمر نامی آن خواهد داشت. همان‌طور که از جدول ۳-۲ مشاهده می‌شود برای ترانسفورماتورهای توزیع در دمای محیطی ۲۰ درجه سانتی‌گراد ترانسفورماتور در ظرفیت نامی خود و در دمای محیطی ۳۰ درجه سانتی‌گراد در ۹۱ درصد ظرفیت نامی خود می‌تواند کار کند. به عبارتی در دمای محیطی ۳۰ درجه سانتی‌گراد اگر بارگذاری ترانسفورماتور ۹۱ درصد بار نامی باشد دمای نقطه داغ آن به ۹۸ درجه سانتی‌گراد (۶۸+۳۰ در جدول) خواهد رسید.

جدول ۳-۲- بارگذاری پیوسته ترانسفورماتورهای روغنی از استاندارد IEC-60365

Ambient temperature °C			−25	−20	−10	0	10	20	30	40
Hot-spot temperature rise K			123	118	108	98	88	78	68	58
K_{24}	Distribution	ONAN	1,37	1,33	1,25	1,17	1,09	1,00	0,91	0,81
	Power transformer	ON	1,33	1,30	1,22	1,15	1,08	1,00	0,92	0,82
		OF	1,31	1,28	1,21	1,14	1,08	1,00	0,92	0,83
		OD	1,24	1,22	1,17	1,11	1,06	1,00	0,94	0,87

برای تست پایش بارگذاری ترانسفورماتور از نکته ذکرشده در بالا استفاده شده است. با توجه به اینکه همه ترانسفورماتورهای نصب‌شده در درصد پایینی از ظرفیت نامی خود کار می‌کنند، برای تست الگوریتم، ظرفیت نامی ترانسفورماتورها در نرم‌افزار کاهش داده شد. به عبارتی اضافه بار مجازی برای آن‌ها در نظر گرفته شد.

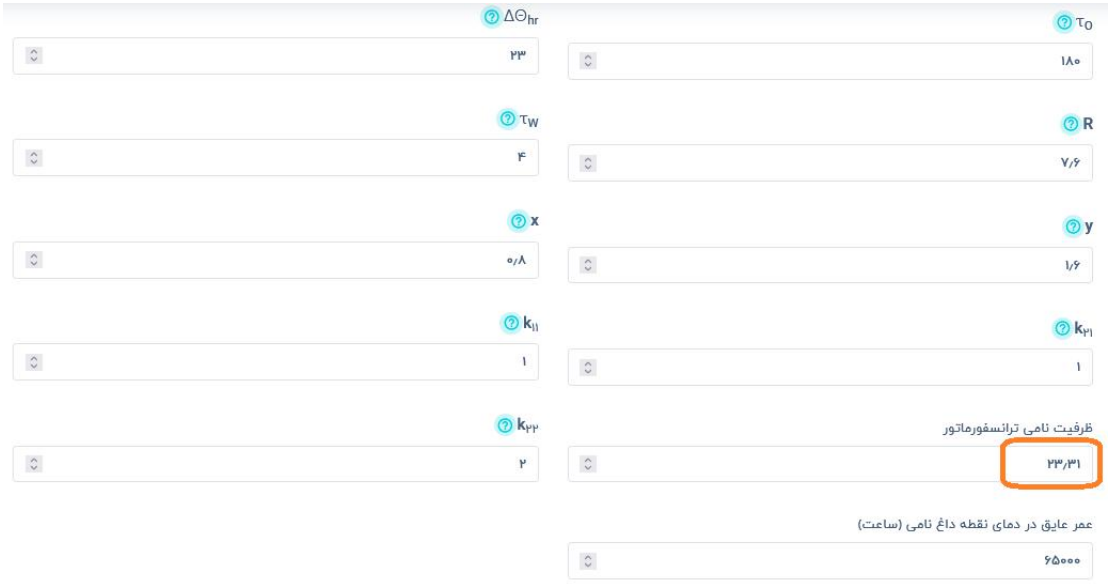
شکل ۳-۵ میزان توان عبوری از ترانسفورماتور نصب‌شده در پست ۳۰ اتاقه (دستگاه ۳) را نشان می‌دهد. میزان توان همان‌طور که مشاهده می‌شود برابر ۲۱,۲۲ کیلوولت آمپر است. دمای محیط در حدود ۳۰ درجه است.



پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار
P1 (KW)	3.42	P2 (KW)	4.13	P3 (KW)	5.19	Pt (KW)	12.74
Q1 (KVAR)	6.29-	Q2 (KVAR)	5.07-	Q3 (KVAR)	5.6-	Qt (KVAR)	16.97-
S1 (KVA)	7.16	S2 (KVA)	6.54	S3 (KVA)	7.64	St (KVA)	21.22
PF1	0.48	PF2	0.63	PF3	0.68		

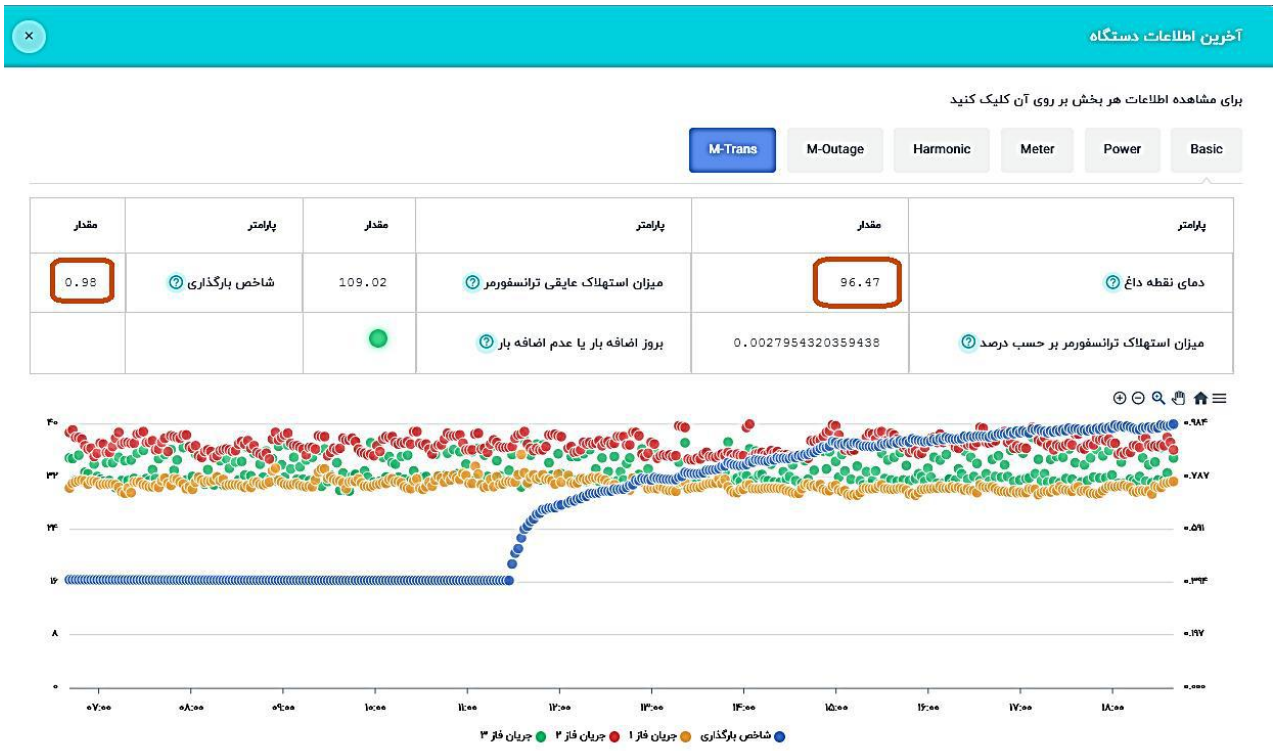
شکل ۳-۵– تصویر توان‌های خروجی ترانسفورماتور در پست ۳۰ اتاقه (دستگاه ۳) در نرم‌افزار سرور

مطابق شکل ۳-۶ در ساعت ۱۱,۵ صبح ظرفیت ترانسفورماتور در نرم‌افزار به عدد ۲۳,۳۱ کیلوولت‌آمپر کاهش یافت تا بارگذاری ۹۱ درصد شبیه‌سازی گردد. با توجه به توضیحات داده شده دمای نقطه داغ ترانسفورماتور در این حالت باید برابر ۹۸ درجه سانتی‌گراد گردد.



شکل ۳-۶– تصویر تنظیم ظرفیت نامی ترانسفورماتور در پست ۳۰ اتاقه (دستگاه ۳) در نرم‌افزار سرور

شکل ۳-۷ تغییر دمای ترانسفورماتور را نشان می‌دهد که دما به سمت ۹۸ درجه سانتی‌گراد حرکت کرده است. شاخص بارگذاری نسبت دمای نقطه داغ به دمای ۹۸ درجه را نشان می‌دهد (که برابر ۰,۹۸ شده است). این شبیه‌سازی بر روی ترانسفورماتورهای دیگر نیز انجام شده و نتایج نشان می‌دهد که تخمین دمای نقطه داغ در الگوریتم پیاده‌سازی شده با استاندارد تطابق دارد.



شکل ۳-۷– تصویر بخش پایش بارگذاری ترانسفورماتور در نرم‌افزار سرور برای پست ۳۰ اتاقه (دستگاه ۳)

با توجه به اینکه دمای محیط بر روی حدود ۳۰ درجه بوده است امکان تست دماهای دیگر در نرم‌افزار سرور نبود. اما به‌صورت شبیه‌سازی نرم‌افزاری در MATLAB مقادیر جدول ۳-۲ از دمای ۰ تا ۴۰ درجه مورد تست قرار گرفت که در همه موارد الگوریتم به دمای نقطه داغ ۹۸ درجه رسید.

۳-۳- تست الگوریتم پایش خاموشی در نرم‌افزار سرور

الگوریتم پایش خاموشی، تغییرات بار ترانسفورماتور در سه فاز و نول را رصد کرده و به‌صورت آلارم به سرور ارسال می‌کند. میزان این تغییرات بسته به تشخیص اپراتور شبکه می‌تواند در سخت‌افزار تنظیم گردد. مقدار اولیه در نظر گرفته شده در دستگاه ۱۰ درصد است و همان‌طور که ذکر شد با توجه به کاربرد آن در شبکه موردنظر می‌تواند تنظیم گردد. درصورتی‌که تغییرات در هرکدام از فازها، بر اساس میانگین‌های چند نمونه‌ی آخر (طی ۱۸ ثانیه)، از ده درصد (که در برنامه‌ی دستگاه اندازه‌گیری قابل‌تغییر است) بیشتر باشد، پرچم تغییرات در آن فاز فعال می‌شود. این بررسی تغییرات هر ۱,۲ ثانیه، برای نمونه‌های آخرین ۱۸ ثانیه‌ی گذشته، انجام می‌شود. این تغییر می‌تواند به‌عنوان خاموشی در بخشی از

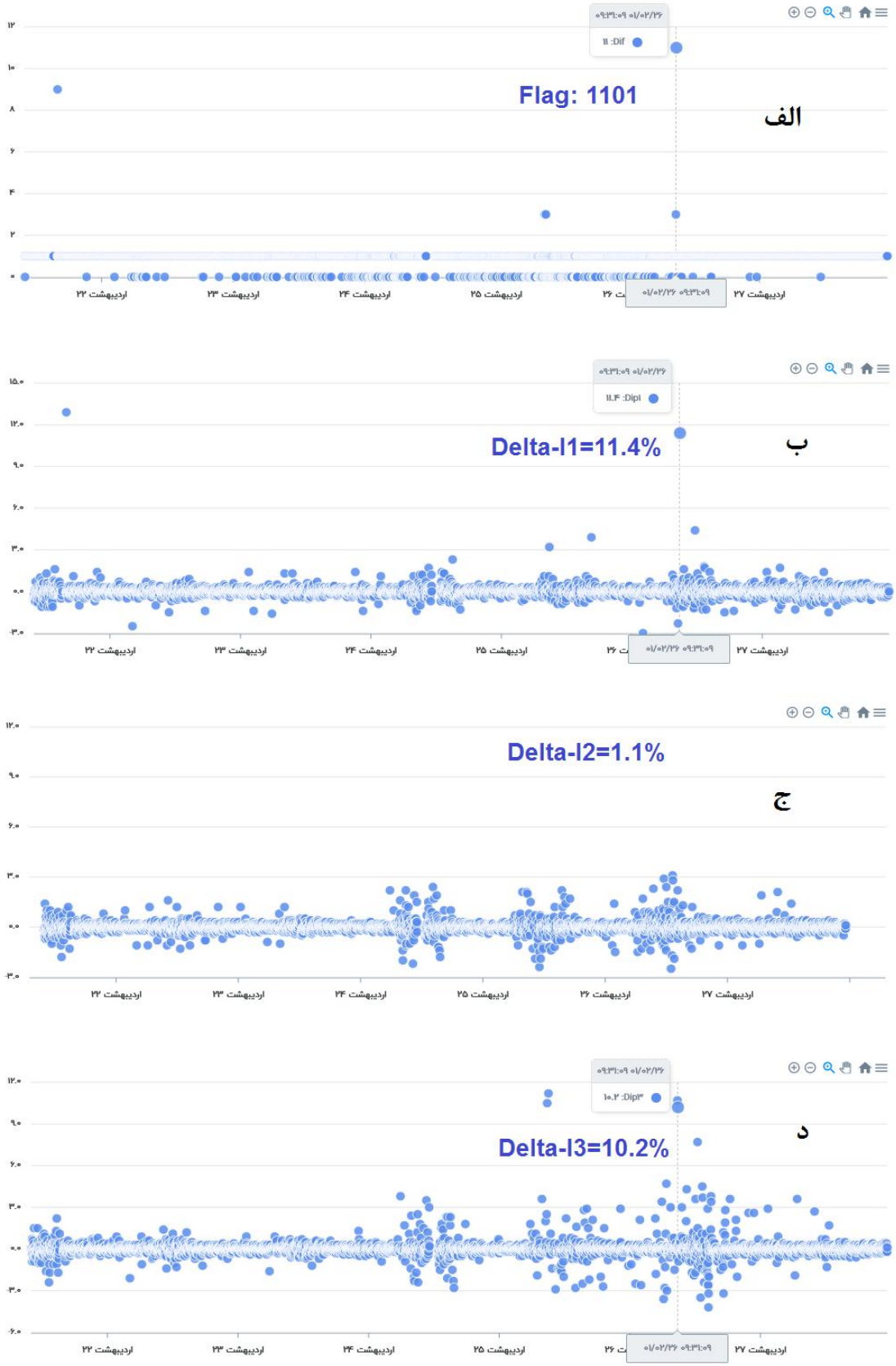
شبکه موردبررسی قرار گیرد. شکل ۳-۸ تصویری از بخش پایش خاموشی را نشان می‌دهد که تغییرات در فاز S رخ داده است. مقدار تغییرات در هرکدام از فازها نشان داده شده است. تغییرات در فاز S برابر ۱۰ درصد بوده است که چراغ آلارم در این فاز روشن شده است. همچنین زمان رخ دادن این آلارم نیز همان‌طور که مشاهده می‌شود در این بخش ثبت می گردد.



شکل ۳-۸– تصویر بخش پایش خاموشی در نرم‌افزار سرور

در قسمت نمودارها نیز می‌توان به اطلاعات خاموشی‌ها در بازه‌های زمانی قبلی مراجعه کرد. در شکل ۳-۹ نمودارهای مربوط به آلارم‌های خاموشی از بازه ۲۱ تا ۲۸ اردیبهشت برای پست معاونت ساتبا (دستگاه ۴) نشان داده شده است. شکل الف وضعیت پرچم را نشان می‌دهد که در تاریخ نشان داده شده در شکل پرچم عدد ۱۱۰۱ را نشان می‌دهد.

اعداد اول تا چهارم به ترتیب نشان‌دهنده تغییرات بیشتر از ۱۰ درصد در فازهای N، T، S، R است. شکل‌های ب و د تغییرات بالای ۱۰ درصد در فازهای T و R را نشان می‌دهند. همچنین شکل ج نشان می‌دهد که در زمان مذکور تغییرات بر روی فاز S زیر ۱۰ درصد بوده است.



شکل ۳-۹– تصویر بخش نمودارهای پایش خاموشی در نرم‌افزار سرور

۳- ۴- نکات تکمیلی

بر اساس میزان تخمینی بارهای پست‌های توزیع برق پژوهشگاه نیرو، حداکثر جریان قابل‌اندازه‌گیری توسط سامانه‌های اندازه‌گیری ساخته‌شده که برای پایلوت نصب شدند، به‌جای ۴ کیلوآمپر، به میزان ۷۰۰ آمپر تنظیم شد تا بدین ترتیب دقت بیشتری در اندازه‌گیری جریان‌ها فراهم شود.

دستگاه اندازه‌گیری، به‌محض اتصال به شبکه، در صورت تنظیم نبودن، زمان و تاریخ خود را از طریق شبکه‌ی مخابراتی به‌صورت اتوماتیک تنظیم می‌نماید.

دستگاه اندازه‌گیری، با بهره‌مندی از ماژول دیجیتال اندازه‌گیری دما و رطوبت آماده و کالیبره شده مبتنی بر سنسور SHTC1، اطلاعات دما و رطوبت را به‌صورت دقیق با استفاده از پروتکل I2C دریافت می‌کند. ازاین‌رو دقت دستگاه در اندازه‌گیری دما و رطوبت، همان مقداری است که در برگه‌ی اطلاعات[1] سنسور مذکور ([32]) آمده است. بر این اساس، دقت اندازه‌گیری دما توسط دستگاه اندازه‌گیری برابر با ۰/۳± درجه‌ی سانتی‌گراد و دقت اندازه‌گیری رطوبت آن برابر ۳± %RH است.

ارسال داده‌های سامانه‌ی اندازه‌گیری به سرور، پس از رفع اشکالات اولیه، از جهات مختلف سنجیده شد. این سنجش هم قبل از اتمام کارگذاری همه‌ی سامانه‌های اندازه‌گیری در پست‌ها برای پایلوت و هم پس از آن در زمان‌های طولانی انجام گرفت. نتایج نشان‌دهنده‌ی کارکرد صحیح ارسال داده توسط سامانه‌ها است.

سنجش دریافت صحیح داده‌های سامانه‌های اندازه‌گیری توسط سرور هم قبل از اتمام کارگذاری همه‌ی سامانه‌های اندازه‌گیری در پست‌ها برای پایلوت و هم پس از آن در زمان‌های طولانی انجام گرفت. نتایج سنجش نشان‌دهنده‌ی دریافت صحیح داده‌های ارسالی توسط سرور است.

۳- ۵- عیب‌یابی و رفع اشکالات سیستم

پس از نصب سیستم اول، مشاهده شد که بعد از گذشت مدتی از کارکرد سیستم، ارسال داده‌ها متوقف می‌شود. با بررسی‌های صورت گرفته، مشخص شد که اشکالاتی در توابع ارسال و فرآیندهای برنامه‌ی دستگاه اندازه‌گیری باعث این موضوع است و در راستای آن، اصلاحات لازم صورت گرفت و با برنامه‌ریزی مجدد دستگاه اندازه‌گیری، این مشکل برطرف شد.

پس از چند روز از کارکرد دستگاه پس از برنامه‌ریزی جدید، مشاهده شد که ارسال داده‌ها و برخی از فرآیندهای دستگاه به دلیل نوعی اشکال نرم‌افزاری، متوقف می‌شود. در این راستا نیز اصلاحات لازم در برنامه‌ی دستگاه صورت

[1] Datasheet

گرفت و با برنامه‌ریزی مجدد دستگاه اندازه‌گیری، این مشکل برطرف شد. پس از این مرحله، ارسال داده‌ها توسط سیستم اندازه‌گیری، بدون مشکل ادامه یافت.

در نصب سیستم‌های دوم و سوم، در همان ابتدا ملاحظه شد که به دلیل ضعیف بودن امواج مخابراتی در محل پست، آنتن‌دهی سیستم‌ها کافی نبوده و دستگاه‌ها به شبکه متصل نمی‌شوند. از این جهت با تغییرات سخت‌افزاری لازم، آنتن سیستم‌ها از حالت سرخود، به حالت آنتن خارجی (خارج از دستگاه) تغییر پیدا کرد و آنتن‌های خارجی مناسب با گین بیشتر، سیم بلند و دارای امکان نصب آسان بر محل‌های مختلف بیرون تابلو (داخل پست، بر قسمت خارجی بدنه‌ی تابلو) تهیه شد و نصب مجدد انجام گرفت. به این ترتیب مشکل آنتن‌دهی سیستم‌های یادشده برطرف و ارتباط با شبکه، به‌خوبی برقرار شد.

مشکل آنتن‌دهی یادشده، برای سیستم چهارم نیز در همان ابتدای نصب تکرار شد. بر اساس مطالعات صورت‌گرفته، آنتن‌دهی در پست‌های دیگر نیز به همان میزان یا بیشتر، ضعیف بود. از این جهت با طی مراحلی که برای سیستم‌های دوم و سوم گفته شد، آنتن‌های همه‌ی سیستم‌های اندازه‌گیری دیگر نیز به همان نوع جدید یادشده تغییر یافتند. بدین ترتیب پس از نصب، همه‌ی سیستم‌ها آنتن‌دهی مناسب و کافی را داشتند و به شبکه‌ی مخابراتی متصل شدند و ارسال داده‌ها انجام گرفت.

در تست‌هایی اولیه و قبل از سنجش نهایی دقت‌های اندازه‌گیری پارامترهای مختلف توسط دستگاه، مشخص شد که نتایج اندازه‌گیری ولتاژها و جریان‌ها توسط دستگاه که از الگوریتم تبدیل فوریه استفاده می‌کند به مقدار فرکانس بسیار حساس است به‌طوری‌که وقتی فرکانس از ۵۰ به ۴۹٫۸ تغییر یافت بر روی دقت نتایج اثرگذار بود. به همین دلیل در محاسبات تبدیل فوریه به‌جای فرکانس ثابت ۵۰ هرتز از فرکانس متغیر اندازه‌گیری شده توسط دستگاه استفاده شد.

همچنین در فرایند تست، اشکالات نرم‌افزاری در قسمت‌های مختلف ازجمله ثبت، ذخیره، نمایش داده‌ها و محاسبات، بررسی شده و اشکالات رفع شدند.

فصل چهارم:

تعیین آزمون‌های لازم برای تجهیزات سخت‌افزاری مطابق استانداردهای معتبر بین‌المللی

۴- تعیین آزمون‌های لازم برای تجهیزات سخت‌افزاری مطابق استانداردهای معتبر بین‌المللی

۴- ۱- مقدمه

در این فصل به آزمون‌های استاندارد و توضیحات لازم در این راستا بر اساس چند مورد از استانداردهای IEC پرداخته می‌شود.

آزمون‌های این استاندارد آزمون‌های "تایپ تست" (یا آزمون نوعی) هستند که برای نمونه‌هایی از تجهیزات و قطعات آن‌ها اجرا می‌شود. هدف این آزمون‌ها فقط کنترل و اطمینان پیدا کردن از تطابق طراحی و ساخت محصول با استاندارد مذکور است.

تجهیزات موردنظر باید حداقل الزامات اشاره‌شده در این فصل را داشته باشد.

مقدار اندازه‌گیری شده توسط تجهیز می‌بایستی در محدوده مجاز اشاره‌شده در استاندارد باشد.

در ضمن آزمون‌هایی که روی قطعات جانبی با الزامات استانداردهای آن‌ها تطابق داشته باشد و طبق این الزامات مورداستفاده است، لازم نیست با استانداردهای تعیین‌شده در این مرحله دوباره تست شوند. به‌عنوان‌مثال، آزمون تغذیه ماژول رادیویی مورداستفاده در دستگاه موردنظر، مطابق با آزمون تغذیه کل دستگاه بوده و درواقع زیرمجموعه این آزمون قرار خواهد گرفت، لذا آزمون خاص مربوط به یک قطعه جانبی، لازم نیست مجدداً تست شود. بااین‌وجود وقتی قطعات جانبی در تجهیز اصلی نصب می‌شوند سپس آن‌ها مورد آزمایش واقع می‌گردند.

وقتی طبق "گواهی‌های تطبیقی[1]" آزمون به انجام بازبینی نیاز داشته باشد، ممکن است که به‌طورکلی شامل بررسی اندازه‌گیری‌های تجهیز، بررسی علامت‌گذاری‌های روی تجهیز، بررسی دستورالعمل‌های تهیه‌شده برای تجهیز، بررسی مشخصات فنی مواد اولیه استفاده‌شده و یا قطعات و المان‌های تشکیل‌دهنده تجهیز ساخته‌شده و غیره شود. در ساخت تجهیز نیز می‌بایست این الزامات رعایت شده باشد. در غیر این صورت آزمون‌های بیشتری نیاز خواهد بود.

در ضمن چنانچه هر نوع بی‌ثباتی مرتبط با دقت یک کمیت اعمال‌شده و یا اندازه‌گیری‌شده (برای مثال مقدار ولتاژ) در اثر تلرانس‌های به شرح زیر مشاهده شود یک آزمون تطابق اضافی لازم خواهد بود:

۱) کارخانه سازنده موظف است از اعمال حداقل مقادیر تعیین‌شده در استاندارد اطمینان حاصل کند.

۲) مرکز انجام آزمون‌ها موظف است از توانایی اعمال مقادیر بیش از مقادیر تعیین‌شده اطمینان حاصل کند.

[1] Conformity statements

در این فصل ابتدا آزمون‌های مختلف ازجمله آزمون‌های شرایط محیطی، آزمون‌های خواص عایقی، آزمون‌های نیازمندی‌های دقت، آزمون‌های نیازمندی‌های الکتریکی، سازگاری با امواج الکترومغناطیسی، آزمون‌های مکانیکی و قابلیت اطمینان ترمینال‌ها، مطابق استانداردهای مربوط، توضیح‌داده شده و در ادامه شرایط انجام آزمون و شرایط پذیرش هر آزمون به‌صورت جدول ارائه‌شده است.

۴- ۲- ترتیب آزمون‌های تایپ تست یا (نوعی)

توجه: مرجع مطالب این بند، استاندارد IEC 61010-1: 2010, 4.2[1] است.

ترتیب اولویت انجام این آزمون‌ها اختیاری است مگر اینکه ترتیب انجام آزمون توسط سازنده اشاره‌شده باشد.

تجهیزی که تحت آزمون است پس از پایان هر آزمون باید با دقت کنترل شود. چنانچه نتیجه آزمونی موردتردید است، در صورت تغییر ترتیب اولویت‌ها جهت انجام صحیح و اطمینان از انجام صحیح آزمون ممکن نیاز باشد تا آزمون مجدداً انجام شود.

۴- ۳- شرایط مرجع در آزمون‌ها

۴- ۳- ۱- شرایط جوی

توجه: مرجع مطالب این بند استاندارد IEC 60068-1[2] بوده و مقادیر آن از استاندارد IEC 62052-11[3] برگرفته‌شده است.

دامنه مجاز پارامترهای اندازه‌گیری شرایط جوی می‌بایستی به شرح زیر اجرا شود:

الف) دمای محیط: ۱۵ درجه سانتی‌گراد تا ۲۵ درجه. در ضمن در کشورهای دارای آب‌وهوای گرم، سازنده و آزمایشگاه می‌توانند در خصوص دمای محیط بین ۲۰ درجه سانتی‌گراد و ۳۰ درجه توافق به عمل آورند.

ب) رطوبت نسبی از ۴۵٪ تا ۷۵٪

ج) فشار اتمسفریک از 86 kPa تا 106 kPa

د) شرایط محیطی باید بدون وجود یخبندان ناشی از بارش برف، شبنم، آب‌های جاری نفوذی در خاک، باران، تشعشعات نور خورشید و نظیر این‌ها باشد.

[1] Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use
[2] Environmental testing
[3] Electricity metering equipment (arc)- particular requirements

در ضمن چنانچه پارامترهای (یا عوامل) مذکور که قرار است مرتبط با دما، فشار و یا رطوبت اندازه‌گیری شوند و قانونی برای درنظر گرفتن مقدار خاصی برای آن‌ها نیست، درنتیجه برای اندازه‌گیری و آزمون‌ها باید طبق شرایط جوی به شرح زیر اجرا شود:

ه) دمای محیط: ۲۳ درجه سانتی‌گراد ± ۲ درجه

و) رطوبت نسبی از ۴۵٪ تا ۵۵٪

نکته: مقادیر استخراج‌شده از استاندارد IEC 60068-1: 2013(بند ۴- ۲) برای تلرانس وسیع دما و برای دامنه وسیع رطوبت در نظر گرفته می‌شود.

۴- ۳- ۲- وضعیت تجهیزات

(۱) کلیات

زیر بند ۴- ۳- ۲- که مطابق با استاندارد IEC 60068-1: 2013 (بند ۴-۲) است، متناسب با اندازه‌گیری اصلاح شده است.

در صورت اشاره نکردن به شرایط خاص، در این مرحله، آزمون‌ها باید روی هر تجهیزی که برای استفاده معمولی نصب می‌شود اجرا شود؛ و در ضمن آزمون آن‌ها باید با حداقل ترکیب مطلوب شرایط قیدشده در زیر بندهای (۲(الی (۱۰(اجرا شود. در صورت عدم اطمینان از انجام صحیح آزمون، آزمون‌ها باید در حالت‌های مختلف شرایط جوی مجدداً انجام شود.

به‌منظور انجام برخی از آزمون‌ها مانند آزمون تک خطایی، اصلاح اندازه‌گیری‌های فاصله‌ها و فاصله خزشی، جانمایی ترموکوبل‌ها و کنترل خوردگی، ممکن است به یک نمونه آماده‌شده برای آزمون و یا به‌منظور مقایسه نتایج به‌دست‌آمده نیاز به نمونه‌گیری از بخشی از تجهیز نیاز باشد.

(۲) محل قرارگیری تجهیزات

تجهیز می‌بایستی در شرایط عملکرد نرمال با دسترسی به سوکت مناسب و مجهز به یک تهویه مناسب قرار گیرد. در حالتی که تجهیز در داخل دیوار، فرورفتگی، کابین و غیره نصب شود در این موقعیت باید طبق شرایط تعیین‌شده در دستورالعمل کارخانه اجرا و نصب شود.

(۳) ماژول اتصال[1]

ماژول‌های اتصال مورداستفاده در آزمون‌ها می‌تواند همراه با تجهیز تحت آزمون و یا باتری استفاده شود که در این حالت، باید متصل و یا آزاد باشد.

نکته: مثال‌های ماژول‌های کشویی یا اتصال عبارت‌اند از "ماژول‌های ارتباطی" که توسط کارخانه سازنده فراهم و توصیه می‌شود. البته لازم به ذکر است در دستگاه موردنظر، صرفاً سیم‌کارت ماژول ارتباطی GPRS به‌صورت کشویی وارد یا خارج‌شده و خود ماژول به‌صورت ثابت در دستگاه تعبیه‌شده است. ماژول‌های ارتباطی Wifi و RS485 نیز به‌صورت ثابت خواهد بود.

(۴) سرپوش‌ها و قطعات جداشدنی

سرپوش‌ها و قطعات جداشدنی را می‌توان بدون استفاده از ابزار کار، باز و جدا کرد.

(۵) اتصال مدارهای ولتاژ و جریان

تجهیزات برای هدف موردنظر ازجمله اتصال به سوکت یا عدم اتصال به آن در نظر گرفته می‌شود.

علاوه بر موارد اشاره‌شده، مواردی نیز وجود دارند که ممکن طی انجام آزمون با آن مواجه شد که به شرح ذیل است:

۱) مدارهای ولتاژ تغذیه تجهیز یا باید برق‌دار و یا بی‌برق باشند. وقتی مدار برق‌دار شده است، ولتاژ باید بین ۸۰٪ پایین‌ترین ولتاژ مرجع و ۱۱۵٪ بالاترین حد ولتاژ مرجع باشد. چنانچه تلرانس مجاز بیشتر است سپس حد ولتاژ باید برحسب هر حد ولتاژی که در دامنه بهره‌برداری است، در نظر گرفته شود.

۲) وقتی تجهیزی تک- فاز است ولتاژ آن می‌بایستی به هر دو قطب وصل شود (فاز و نول).

۳) در خصوص تجهیزات ۳-فاز ولتاژهای فاز ۱، ۲ یا ۳ باید وصل شود. وقتی همه ولتاژهای ۳ فاز وصل هستند درنتیجه ولتاژها به ترتیب هم به هر دو توالی فازها وصل می‌شود.

۴) مدارهای جریان برق یا برحسب بالاترین جریان I_{max} باردار می‌شوند یا بدون بار هستند. چنانچه تجهیزی دارای چندین فاز است poly-phase مدارهای جریان، بار متعادل balanced منتقل می‌کنند.

ه) تجهیزات مخصوص اعمال تعرفه‌ها و کنترل بار یا باید برق‌دار و یا بدون برق باشند. زمانی که تجهیز برق‌دار شده است، ولتاژ آن باید بین ۸۰٪ پایین‌ترین ولتاژ مرجع و ۱۱۵٪ بالاترین ولتاژ مرجع باشد. چنانچه تلرانس مجاز بالا است سپس ولتاژ باید برحسب هر حد ولتاژی که در دامنه بهره‌برداری است، در نظر گرفته شود.

[1] Plug-in modules

و) چنانچه برق تجهیز با تغذیه کمکی است در این صورت ولتاژ تغذیه کمکی باید متصل و یا قطع باشد. در خصوص جریان برق مستقیم d.c و یا تک فاز a.c. تغذیه کمکی در این وضعیت ولتاژ باید هم به قطب معمولی و هم به قطب معکوس البته چنانچه مورد دوم امکان‌پذیر باشد وصل شود.

ز) در این رابطه فرکانس باید برحسب هر فرکانس نامی مدنظر باشد.

(۶) کلیدهای تغذیه و کنترل بار

تمامی کلیدهای کنترل تغذیه (SCS[1]) باید در وضعیت بسته باشند. زمانی که یک کلید کنترل تغذیه در وضعیت بسته است جریانی برابر با I_{max} منتقل می‌کند و وقتی یک کلید کنترل بار بسته است جریانی برابر با جریان بهره‌برداری نامی خود برحسب I_e منتقل می‌کند. چنانچه چندین کلید تغذیه وجود داشته باشد در این حالت جمع کل جریان نباید بیشتر از واحد I_{tot} باشد.

نکته: کلیدها ممکن است به‌طور محلی و یا از راه دور کنترل شوند و نیز می‌توانند به‌طور محلی بهره‌برداری شوند.

(۷) اتصال مدارهای کمکی

مدارهای ورودی کمکی می‌بایستی به ولتاژ نامی خود متصل شوند. در ضمن با امپدانس بار نامی، مدارهای خروجی کمکی باید متصل و یا قطع باشند.

کلیدهای کنترل کمکی یا باید در وضعیت بسته و یا در وضعیت باز باشند. وقتی یک کلید کنترل کمکی بسته است می‌بایستی بار الکتریکی و یا با جریان نامی بدون بار داشته باشد.

(۸) اتصال باتری‌ها

در مواردی که تجهیز مجهز به باتری است، اگر اتصال قطب معکوس امکان‌پذیر باشد درنتیجه باتری را می‌توان به هر دو قطب معکوس و قطب عادی وصل کرد.

(۹) ترمینال‌های هادی حفاظتی

چنانچه ترمینال‌های هادی حفاظتی وجود داشته باشد می‌بایستی به زمین وصل شوند.

(۱۰) حامل‌های علائم فیزیکی[2]

تجهیزات اندازه‌گیری تعرفه با گیرنده‌های حامل توکن فیزیکی ممکن است با درج و یا عدم درج حامل توکن آزمایش شوند، مگر اینکه برای آزمایش‌های خاص در نظر گرفته شود.

[1] Supply Control Switches
[2] Physical Token Carriers

(۱۱) کابل‌های آزمون

نکته ۱: این بخش برای نصب اعمال نمی‌شود چون تابع مقررات سیم‌کشی ملی است.

نکته ۲: این بخش بر اساس استاندارد: IEC 60947 – 1[1] است.

کابل‌های آزمون برای اتصال به مدارهای جریان، به کلیدهای کنترل تغذیه ولتاژ و به کلیدهای کنترل بار باید از نوع تک مغزی و یا بافته‌شده و به‌طور مناسب عایق شده و طبق سطح مقطع جدول ۴-۱ استفاده گردد. طول کابل‌های آزمون به شرح زیر است:

۱ متر برای مسطح مقطع تا حداکثر ۳۵ میلی‌متر مربع (یا از نوع AWG 2)

۲ متر برای سطح مقطع بیشتر از ۳۵ میلی‌متر مربع (یا از نوع AWG 2)

برای ترمینال‌های مدارهای ولتاژ و مدارهای کمکی کابل‌های آزمون باید از نوع تک مغزی و یا بافته‌شده که کابل‌ها به‌طور مناسب عایق شده تا سطح مقطع ۱ میلی‌متر مربع باشند مگر اینکه کارخانه سازنده نوع دیگری را تعیین کرده باشد.

جدول ۴-۱– مشخصات سیم‌های هادی مسی مورداستفاده برای اتصال ترمینال‌های جریان و کلید

دامنه جریان برق آزمون A	سایز هادی		
	سطح مقطع mm2	سایز AWG/ Kcmil	مقطع عرضی معادل با (mm2) برای سایزهای ذکرشده در (AWG/Kcmil)
0<I≤8	۱	۱۸	۰,۸۲
8<I≤12	۱,۵	۱۶	۱,۳
12<I≤15	۲,۵	۱۴	۲,۱
15<I≤20	۲,۵	۱۲	۳,۳
20<I≤25	۴	۱۰	۵,۳
25<I≤32	۶	۱۰	۵,۳
32<I≤50	۱۰	۸	۸,۴
50<I≤65	۱۶	۶	۱۳,۳
65<I≤85	۲۵	۴	۲۱,۲

[1] Low voltage switchgear and controlgear

85<I≤100	۳۵	۳	۲۶,۷
100<I≤115	۳۵	۲	۳۳,۶
115<I≤130	۵۰	۱	۴۲,۴
130<I≤150	۵۰	۰	۵۳,۵
150<I≤175	۷۰	۰۰	۶۷,۴
175<I≤200	۹۵	۰۰۰	۸۵
200<I≤225	۹۵	۰۰۰۰	۱۰۷,۲
225<I≤250	۱۲۰	۲۵۰	۱۲۷
250<I≤275	۱۵۰	۳۰۰	۱۵۲
275<I≤300	۱۸۵	۳۵۰	۱۷۷
300<I≤350	۱۸۵	۴۰۰	۲۰۳
350<I≤400	۲۴۰	۵۰۰	۲۵۳

– نکته: مرجع اطلاعات این جدول بر اساس استاندارد IEC60947-1-2007 است.

– AWG: اندازه درجه سیم آمریکا

– Circular mils: واحد اندازه‌گیری استاندارد سطح مقطع سیم‌های بزرگ

– Kcmil: هزار واحد اندازه‌گیری طول سیم گرد

– a: برای راحتی آزمون و با مجوز کارخانه سازنده، سیم‌های هادی کوچک‌تر از سیم‌هایی که برای یک جریان آزمون تعیین گردیده ممکن است استفاده شود.

– b: ممکن است از هریک از دو هادی مشخص‌شده برای یک محدوده جریان آزمون استفاده شود.

به‌غیراز موارد دیگری که سازنده ممکن است تعیین کرده باشد، ترمینال کابل‌های بافته‌شده باید با قطعه فلزی مخصوص سرکابل با ابزار مناسب به‌طور صحیح بسته و گره‌زده شود. در ضمن سطوح تماس نباید لایه اکسیدی[1] (زنگ‌زدگی) داشته باشند.

توجه: به استاندارد DIN46228-1 مراجعه شود.

[1] Oxide Layers

در محل‌هایی که پیچ ترمینال استفاده می‌شود باید طبق دستورالعمل سازنده، محکم شود.

(۱۲) اطلاعات آزمون‌ها

اطلاعات به شرح زیر برای هرکدام از آزمون‌های قابل‌اجرا، نزد سازنده برحسب درخواست موجود است.

- ✓ اطلاعات در خصوص سطح مقطع، طول کابل و ترمینال سرکابل‌ها که روی نتایج تایپ تست تأثیر می‌گذارد برای مثال افزایش دما. در ضمن اگر این اطلاعات با مقادیر داده‌شده در جدول ۴-۱ مغایرت داشته باشد دلایل آن ارائه می‌شود.
- ✓ اطلاعات در مورد وضعیت قرار گرفتن تجهیزات در محل مربوط
- ✓ اطلاعات در مورد وضعیت قرارگیری خود دستگاه

نکته ۲: این اطلاعات شامل مقادیر ولتاژ و جریان‌ها که به ترمینال‌ها اعمال می‌شود و قطعات تشکیل‌دهنده نصب‌شده و نصب‌نشده، وضعیت قرار گرفتن کلیدها و غیره می‌گردد.

(۱۳) میزان خطای ناشی از اندازه‌گیری‌ها و نتایج

در صورت نیاز اطلاعات زیر لازم است:

– اندازه‌گیری اولیه

– اندازه‌گیری در حین هرکدام از آزمون‌ها

– اندازه‌گیری نهایی

۴- ۴- آزمون در شرایط تک خطایی[1]

۴- ۴- ۱- کلیات

نکته: بخش ۴- ۴- که مطابق با استاندارد IEC 61010-1 است، به مقایسه اندازه‌گیری‌ها اشاره‌شده است.

سازنده ممکن است راهنمای آزمون‌های آزمایشگاهی در خصوص روش انجام آزمون در شرایط تک خطایی را تهیه کند. به‌این‌ترتیب به دستورالعمل‌ها و الزامات که به شرح زیر اعمال می‌شود توجه کنید:

۱) بررسی تجهیزات و نمودار مدار آن به‌طورکلی شرایط خطا را نشان می‌دهد که می‌تواند منجر به خطر شود و بنابراین باید در نظر گرفته شود.

[1] Single Fault Conditions

۲) آزمون‌های خطا می‌بایستی برای بررسی شرایط انطباق در نظر گرفته شود، مگر اینکه ثابت شود خطری ناشی از یک خطای بخصوصی ایجاد نمی‌شود.

۳) تجهیزات باید تحت حداقل ترکیبات مطلوب شرایط آزمون مرجع انجام شوند. همچنین ترکیبات مذکور ممکن است به دلیل خطاهای متفاوت، منجر به مغایرت‌هایی گردد که باید آن‌ها را مرتبط با هر آزمون ثبت کرد.

۴- ۴- ۲- کاربردهای شرایط خطا

(۱) کلیات

به شرایط خطا در بخش‌های (۲() الی (۷() اشاره‌شده است. شرایط می‌بایستی تک‌تک اعمال شوند و به هر ترتیب مناسب، به‌صورت نوبتی اعمال می‌شوند. در ضمن نباید چندین شرط خطا را به‌طور هم‌زمان اعمال کرد، مگر اینکه نتیجه اعمال یک خطای عمدی باشند.

پس از اعمال شرایط خطا، تجهیز و یا عضو تشکیل‌دهنده آن باید طبق آزمون‌های محتمل مطابق با بخش ۴- ۴- ۴- تائید شود.

(۲) امپدانس حفاظتی

برای این منظور الزامات به شرح زیر اعمال می‌گردد:

۱) چنانچه امپدانس حفاظتی به‌واسطه یک ترکیب از عناصر تشکیل‌دهنده تجهیز ایجاد می‌شود و در حالتی که به آسیب‌دیدگی هر جزء در حالت مدار اشاره‌شده باشد، این عنصر بایستی از مدار خارج و یا اتصال کوتاه شود.

۲) چنانچه امپدانس حفاظتی درنتیجه ترکیب عایق اولیه (یا پایه) و یک جریان برق؛ و یا به‌وسیله محدودکننده ولتاژ، ایجاد گردد، در این صورت برای عایق اولیه و نیز جریان و یا محدودکننده ولتاژ تجهیز که تابع خطاهای تکی هستند هر دفعه برای یک مورد (امپدانس) باید اعمال شود. عایق اولیه باید متصل شود و محدودکننده ولتاژ و یا جریان باید اتصال کوتاه و یا قطع شود (هرکدام که قابل‌اجرا است).

۳) چنانچه امپدانس حفاظتی از طریق یک عضو تکی که با الزامات مربوط به خود منطبق است، ایجاد می‌گردد درنتیجه لازم نیست اتصال کوتاه و یا قطع مدار انجام شود.

(۳) تجهیزات و یا عناصر مخصوص بهره‌برداری کوتاه‌مدت و یا موردی

در این حالت، موارد بهره‌برداری باید به‌طور پیوسته ادامه یابد برای اینکه بهره‌برداری پیوسته ممکن است باوجود شرایط خطای–تکی رخ دهد.

توجه: هرکدام از قطعات مذکور شامل رله و سایر وسایل الکترومغناطیسی می‌شود.

(۴) ترانسفورماتورها

(a) کلیات

نکته: این بخش فقط برای ترانسفورماتورهایی که در چارچوب تجهیزات اندازه‌گیری استفاده می‌شوند، انجام می‌شود.

آزمون ترانسفورماتورها مطابق با بخش‌های (b) تا (d) انجام می‌شود.

ترانسفورماتورهایی که در حین یک آزمون دچار آسیب شوند، ممکن است قبل از آزمون بعدی آن تعمیر و یا تعویض شده باشند.

(b) آزمون اتصال کوتاه برای ترانسفورماتورهای ولتاژ

نکته: این بخش مطابق با استاندارد IEC 61010-1 بخش ۴–۴–۲–۷–۲ انجام می‌شود.

هرکدام از سیم‌پیچ‌های خروجی بدون تپ (untapped) و از هر مقطع سیم‌پیچ دارای تپ که برای استفاده معمولی باردار می‌شوند، در هر آزمون می‌بایستی نوبتی آزمایش شوند تا اتصال کوتاه باوجود بار شبیه‌سازی شود.

وسایل حفاظت در برابر بارهای اضافی در حین آزمون، نصب‌شده باقی می‌مانند. همه سیم‌پیچ‌های دیگر یا باردارند یا زیر بار نیستند. (هرکدام که بر اساس شرایط مصرف بار معمولی قابل‌اجرا باشد).

(c) اضافه‌بارها

نکته: این بخش مطابق با استاندارد IEC 61010-1: 2010 بخش ۴–۴–۲–۷–۳ انجام می‌شود.

به هرکدام از سیم‌پیچ‌های خروجی بدون تپ و به هرکدام از سیم‌پیچ‌های خروجی با تپ، به ترتیب هر سری بار اضافی اعمال می‌شود. سایر سیم‌پیچ‌ها که هرکدام از آن‌ها یا دارای بار و یا بدون بار (هرکدام که قابل‌اجرا باشد) بار اضافی اعمال می‌شود. چنانچه هرکدام از بارهای اضافی طبق آزمون شرایط خطای تکی بخش ۴– ۴- افزایش یابد، به همان اندازه سیم‌پیچ‌های ثانویه، تابع چنین اضافه‌بارهایی خواهد بود.

اجرای بار اضافی توسط اتصال یک مقاومت متغیر به سراسر سیم‌پیچ انجام می‌شود. مقاومت مذکور به‌راحتی در زمان کوتاه تنظیم می‌شود و در صورت لزوم پس از یک دقیقه، برای حفظ ثبات بار اضافی دوباره تنظیم می‌شود. بااین‌وجود تنظیمات مجدد امکان‌پذیر نخواهد بود.

چنانچه حفاظت اضافه‌بار به‌وسیله دستگاه قطع جریان برق (current - breaking) فراهم شود، جریان آزمون اضافه‌بار برابر همان حداکثر جریان برق است که دستگاه حفاظت در برابر اضافه‌بار می‌تواند برای مدت یک ساعت از خود عبور دهد. قبل از شروع آزمون وسیله مذکور با یک رابط دارای امپدانس جزئی جایگزین می‌شود.

چنانچه این مقدار از روی مشخصات فنی به دست نیاید، مقدار آن از طریق آزمون باید تعیین گردد.

برای تجهیزاتی که ولتاژ خروجی آن‌ها طوری طراحی‌شده که وقتی به جریان بار اضافی مشخص برسد، متوقف می‌شود درنتیجه بار اضافی تا فقط قبل از رسیدن به نقطه توقف ولتاژ خروجی، تدریجاً اضافه می‌شود.

در همه موارد، عملیات بارگذاری تا حداکثر توان خروجی ترانسفورماتور انجام می‌شود.

(d) مدارباز ترانسفورماتورهای جریان

سمت ثانویه یک ترانسفورماتور جریان باید مدارباز باشد.

چنانچه این شرط عملی نباشد درنتیجه آزمون مذکور ممکن است حذف شود. برای مثال از چنین آزمونی به دلیل اینکه ترانسفورماتورهای جریان گلدانی (یا potted) لحیم‌کاری شده و برد الکترونیکی[1] به‌طور مکانیکی ثابت شده تا بدین‌وسیله مفصل‌های لحیمی در برابر فشارهای مکانیکی محافظت شوند صرف‌نظر می‌شود.

(۵) تجهیزات با تغذیه کمکی

نکته: این بخش مطابق با استاندارد IEC 61010-1 بخش ۴-۴-۲-۹ انجام می‌شود.

تجهیزاتی که با تغذیه کمکی برق‌دار می‌شوند، می‌بایستی به همان منبع تغذیه متصل شوند و یا نه. (هرکدام قابل‌اجرا باشد).

نکته: این بخش مطابق با استاندارد: IEC60255-27 بخش ۵-۲-۲-۶ انجام می‌شود.

با ایجاد مدار – باز و یا اتصال کوتاه عناصر در مدارهای – اصلی و مدارهای غیر اصلی ولتاژ مخاطره‌آمیز، باید شرایط خطای تکی در آن‌ها اعمال شود. در این حالت‌ها ممکن است خطر شوک الکتریکی (یا برق‌گرفتگی) و یا آتش‌سوزی ایجاد شود.

[1] PWB (printed wiring board)

نکته ۲: در آزمون شرط خطای تکی، تریستورها یا مقاومت الکتریکی که مقاومت آن به ولتاژ اعمال‌شده بستگی دارد باید در نظر گرفته شود.

(۶) بارهای اضافی

نکته ۱ – این بخش مطابق با استاندارد:IEC60255-27 بخش ۵–۲–۲–۷ انجام می‌شود.

نکته ۲– در این بخش به همه مدارهای کمکی اشاره می‌شود، ولی به جریان اصلی مدارهای کنترل بار اشاره نمی‌گردد.

در زمان بروز خطی تکی، مدار و یا عضو بار اضافی ممکن است موجب آتش‌سوزی و یا خطر شوک الکتریکی شود. این شرایط شامل اتصال بدترین امپدانس‌های بار به ترمینال‌ها و اتصال‌دهنده[1] است که توان و خروجی تجهیز را دریافت می‌کنند.

همچنین می‌توان از رابط‌های با قابلیت فیوز شدن، وسایل حفاظت بارهای اضافی و نظیر این‌ها برای ایجاد حفاظت مناسب استفاده کرد.

در محل‌هایی که چندین راه خروجی با تعداد مدارهای داخلی برابر وجود دارند، آزمون خطاهای تکی می‌تواند فقط محدود به یک راه خروجی باشد.

(۷) مقاومت‌های متناوب[2]

نکته: این بخش مطابق با استاندارد IEC60255-27 بخش ۵–۲–۲–۸ انجام می‌شود.

مصرف مداوم مقاومت‌ها طبق مصرف متناوب طراحی شده که باید در زمان ارزشیابی شرایط خطای– تکی در نظر گرفته شود.

(۸) عایق مضاعف[3]

چنانچه عایق مضاعف اجرا شود، می‌بایستی با ایجاد اتصال کوتاه ابتدا عایق اولیه (یا پایه) و سپس عایق مکمل آزمایش‌شده هر بار به‌نوبت مقایسه می‌شوند.

ضمن اینکه از عایق اولیه ثابت حفظ‌شده باید اطمینان حاصل کرد.

[1] Connector
[2] Intermittently rated resistor
[3] Double insulation

۴- ۴- ۳- مدت‌زمان آزمون‌ها

نکته: این بخش مطابق با استاندارد IEC 61010-1 بخش ۴-۴-۳-۱ انجام می‌شود.

بهره‌برداری از تجهیزات باید تا یک تغییر دیگر ناشی از خطای اعمال‌شده که غیرمحتمل است، ادامه یابد. مدت‌زمان هرکدام از آزمون‌ها به‌طورمعمول یک ساعت است. خطای دوم ناشی از یک خطای –تکی در این فاصله زمانی ظاهر می‌شود. چنانچه نشانه‌های خطر شوک الکتریکی، آتش‌سوزی و یا جراحت به افراد وجود داشته باشد، در این صورت آزمون برای مدت چهار ساعت ادامه می‌یابد، مگر اینکه یکی از خطرهای یادشده قبل از این مرحله، ظاهر شود.

۴- ۴- ۴- تطابق پس از اعمال شرایط خطا

نکته: این بخش مطابق با استاندارد IEC 61010-1: 2010 بخش ۴-۴-۴ و با اعمال تغییرات لازم انجام می‌شود.

(۱) کلیات

تطبیق الزامات برای حفاظت در مقابل برق‌گرفتگی پس از خطاهای تکی به شرح ذیل کنترل می‌شود:

۱) اعمال اندازه‌های تعیین‌شده در بخش مرتبط استاندارد برای کنترل

اینکه هیچ‌کدام از قطعات هادی سطوح تماس، خطر برق‌گرفتگی نداشته باشند.

۲) اجرای آزمون ولتاژ روی عایق مضاعف و یا عایق تقویت‌شده برای اطمینان از حفاظت آن‌که هنوز حداقل سطح عایق‌کاری اولیه حفظ‌شده، کنترل می‌شود.

آزمون‌های ولتاژ با یک آزمون ولتاژ مخصوص عایق‌کاری اولیه بدون در نظر گرفتن رطوبت باید اجرا شود.

۳) اندازه‌گیری دمای سیم‌پیچ هادی ترانسفورماتور برای اطمینان از عملکرد صحیح عایق در برابر خطر برق‌گرفتگی انجام می‌شود. درجات اندازه‌گیری‌شده نباید از مقادیر دمای تعریف‌شده در استاندارد تجاوز کنند.

(۲) درجه دما

تطبیق الزامات برای حفاظت در مقابل افزایش بیش‌ازاندازه درجه دما می‌بایستی از طریق تعیین کردن دمای سطوح تماس محفظه و قطعات تشکیل‌دهنده انجام شود.

(۳) انتشار شعله آتش

تطبیق الزامات برای حفاظت در مقابل پخش شعله‌های آتش از طریق قرار دادن تجهیز روی دستمال‌کاغذی سفید با بر روی سطح چوبی و تجهیز با پارچه تنظیف پوشیده می‌شود باید انجام شود؛ بنابراین هیچ فلز ذوب‌شده، سوختگی عایق‌کاری‌ها، ذرات شعله و غیره نباید روی سطوح محل قرار گرفتن تجهیز ظاهر شود و نباید دستمال‌کاغذی سفید و یا پارچه پنیر، زغال شده و یا شعله‌ور شود. همچنین از ذوب مواد عایق چنانچه خطرناک نباشد صرف‌نظر می‌شود.

۴- ۵- آزمون‌ها و الزامات مکانیکی

۴- ۵- ۱- الزامات عمومی

تجهیزات اندازه‌گیری می‌بایستی به‌گونه‌ای طراحی و ساخته شوند که در شرایط استفاده نرمال هیچ‌گونه خطری تجهیزات و افراد را تهدید نکند. به‌ویژه طبق استاندارد IEC 62052-11 موارد ذیل مدنظر قرار گیرد:

- ایمنی افراد در برابر شوک‌های الکتریکی
- ایمنی افراد در برابر دمای بیش‌ازحد
- حفاظت در برابر گسترش حریق
- حفاظت در برابر نفوذ گردوغبار و آب (IP)

تمامی تجهیزاتی که در شرایط بهره‌برداری عادی ممکن است دچار خوردگی شوند می‌بایستی در برابر تأثیرات خوردگی به‌طور مؤثر حفاظت شوند. پوشش محافظ استفاده‌شده بایستی به‌گونه‌ای قابل‌اطمینان باشد که در صورت قرار گرفتن در معرض هوا دچار آسیب‌دیدگی نگردد. تجهیزات منصوب در فضای باز می‌بایستی در برابر تشعشعات خورشیدی مقاوم باشند.

نکته: برای تجهیزات مورداستفاده در محیط‌های خاص مانند محیط با اتمسفر خورنده، برخی آزمون‌های خاص در قرارداد خرید ذکر می‌گردد. (به‌طور مثال آزمون مه نمکی[1] بر طبق استاندارد IEC 60068-2-11[2])

۴- ۵- ۲- بدنه[3]

(۱) ملزومات

بدنه تجهیز می‌بایستی به‌گونه‌ای آب‌بندی شود که بخش‌های داخلی تجهیز فقط در صورتی قابل‌دسترسی باشند که آب‌بندی آن تخریب گردد.

[1] Salt mist test
[2] Basic environmental testing procedures
[3] Case

بدنه مورداستفاده فقط با استفاده از ابزار مخصوص خارج‌شده و به‌راحتی از بین نرود.

بدنه می‌بایستی به‌اندازه‌ای مقاوم ساخته‌شده باشد که حتی در صورت تغییر شکل گذرای تجهیز (تجهیز تحت‌فشار)، عملکرد صحیح آن را تضمین نماید.

در موارد خاصی که تجهیز به‌طور مستقیم به منبع تغذیه اصلی متصل شده است و ولتاژ اتصال به زمین، به ۲۵۰ ولت برسد و همچنین درصورتی‌که بدنه بیرونی تجهیز از فلز تهیه‌شده باشد در این شرایط می‌بایستی بدنه تجهیز زمین شده باشد.

آزمون‌های اندازه‌گیری مقاومت مکانیکی بدنه تجهیز به شرح ذیل می‌باشند:

(۲) آزمون‌های مکانیکی

(a) آزمون ضربه

آزمون مقاومت بدنه تجهیز با آزمون ضربه سنجیده می‌شود. (به استاندارد IEC 60068-2-75[1] مراجعه گردد.)

برای انجام این آزمون ضربه‌ای با انرژی جنبشی معادل 0.2J±0.02J بر روی سطوح خارجی، پوشش خارجی تجهیز و سرپوش ترمینال‌های آن اعمال می‌شود.

نتیجه آزمون درصورتی‌که قاب تجهیز و پوشش ترمینال‌های آن، که ممکن است بر عملکرد تجهیز تأثیر بگذارند، دچار آسیب‌دیدگی نشده باشند و همچنین بخش‌های برق‌دار در دسترس نباشد، مورد تائید خواهد بود.

(b) آزمون شوک

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 60068-2-27[2] با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- تجهیز در حالت غیرفعال و بدون پوشش اضافی
- ضربه نیمه سینوسی
- حداکثر شتاب: $30\ g_n$ (300 m/s)
- مدت‌زمان ضربه: 18ms

پس از انجام آزمون، تجهیز می‌بایستی دچار خرابی و آسیب‌دیدگی نشده و عملکرد آن طبق استانداردهای مربوطه بدون نقص و ایراد باشد.

[1] Environmental testing (hammer test)
[2] Environmental testing (Shock test)

(c) آزمون ارتعاشات

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 60068-2-6[1] با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- تجهیز در حالت غیرفعال و بدون پوشش اضافی
- محدوده فرکانس: ۱۰ تا ۱۵۰ هرتز
- فرکانس گذرا: ۶۰ هرتز
- دامنه حرکت برای فرکانس‌های کمتر از ۶۰ هرتز: ۰۷۵ میلی‌متر
- شتاب ثابت برای فرکانس‌های بیشتر از ۶۰ هرتز: ۹٫۸ m/s^2 (1g)
- کنترل نقطه‌ای[2]
- تعداد سیکل رفت‌وبرگشت: ۱۰

نکته: هر ۱۰ سیکل رفت‌وبرگشت ۷۵ دقیقه است.

پس از انجام آزمون، تجهیز می‌بایستی دچار خرابی و آسیب‌دیدگی نشده و عملکرد آن طبق استانداردهای مربوطه بدون نقص و ایراد باشد.

۴- ۵- ۳- دریچه[3]

برای مشاهده و خواندن اطلاعات نمایش داده‌شده بر روی صفحه نمایشگر، می‌بایستی از پوشش شفاف استاندارد استفاده شود. صفحه‌نمایش باید به‌گونه‌ای باشد که به‌راحتی جدا نگردد.

۴- ۵- ۴- بلوک‌های ترمینال-ترمینال زمین حفاظتی

در بعضی موارد ترمینال‌ها با عایق‌بندی مناسب و استحکام مکانیکی کافی در بلوک‌های ترمینال قرار داده می‌شوند. برای رسیدن به این هدف، در زمان انتخاب مواد عایقی مناسب می‌بایستی آزمون‌های لازم بر روی مواد عایقی انجام شود.

بر اساس استاندارد ISO 75-2[4] این بلوک ترمینال‌ها می‌بایستی قادر به تحمل دمای ۱۳۵ درجه سانتی‌گراد و فشار ۱٫۸ مگا پاسکال باشد (روش A).

[1] Environmental testing (Vibration test)
[2] Single point control
[3] Window
[4] Plastics-Determination of temperature of deflection under load

به‌منظور اتصال مناسب، سطح مقطع این بلوک‌های ترمینال می‌بایستی متناسب با سطح مقطع کابل‌ها باشند. از اتصال محکم و مناسب کابل‌ها به ترمینال‌ها اطمینان حاصل شود تا از افزایش حرارت در محل اتصال و شل‌شدگی اتصالات جلوگیری شود. همچنین در طول مدت بهره‌برداری از تجهیز این اتصالات به‌صورت دوره‌ای می‌بایستی بازرسی گردد.

خطر ایجاد خوردگی در بخش‌های فلزی اتصالات می‌بایستی به حداقل برسد.

همچنین اتصالات به‌گونه‌ای طراحی گردد تا کمترین فشار و تنش بر روی بخش عایق کابل‌ها وجود داشته باشد.

در مدارات جریانی ولتاژ متناسب تزریق گردد.

مدارات دارای ولتاژ متفاوت که نزدیک به یکدیگر در بلوک ترمینال قرار داده می‌شوند، می‌بایستی از یکدیگر جدا و عایق‌بندی گردند. برای این کار از جداکننده‌های عایقی می‌توان استفاده کرد. ترمینال‌های به مدار می‌بایستی ولتاژ مشابهی داشته باشند.

برای اتصال ترمینال‌ها، پیچ‌های تثبیت‌کننده هادی‌ها و هادی‌های داخلی و خارجی نبایستی از سرپوش‌های فلزی استفاده شود.

ترمینال زمین حفاظتی در صورت وجود (طبق استاندارد IEC 62052-11):

- تمامی بخش‌های الکتریکی بایستی به یکدیگر همبندی شوند.
- در صورت امکان، بدنه تجهیز زمین گردد.
- ترمینال سیستم زمین حفاظتی ترجیحاً در کنار تابلو اصلی قرار داده شود.
- حداقل سطح مقطع لازم برای هادی حفاظتی سیم زمین برابر با هادی الکتریکی است. در صورت استفاده از سیم مسی برای هادی حفاظتی سطح مقطع سیم زمین را می‌توان حدفاصل ۶ تا ۱۶ میلی‌متر در نظر گرفت.
- سیستم زمین حفاظتی بایستی با نمادهای الکتریکی متناسب با استاندارد IEC 60417-5019 مشخص گردد.

پس از نصب تجهیزات، بایستی از اتصالات سیستم زمین اطمینان حاصل کرد. به‌طوری‌که بدون استفاده از ابزار لازم و در صورت نیاز به کار بر روی سیستم زمین، اتصالات آن قطع نگردد.

۴- ۵- ۵- سرپوش‌های ترمینال

برای ترمینال‌های مدارات تجهیز، درصورتی‌که از جعبه ترمینال استفاده‌شده باشد و نیز هیچ‌گونه حفاظتی نداشته باشند، می‌بایستی از سرپوش‌های ترمینال مناسب برای جداسازی ترمینال‌ها استفاده شود. سرپوش ترمینال می‌بایستی تمامی ترمینال‌ها و پیچ تثبیت هادی‌ها را پوشش دهد. مگر در حالتی که به طول مناسب هادی‌های خارجی و عایق آن‌ها اشاره‌شده باشد.

در شرایط نصب تجهیز بر روی تابلو، می‌بایستی دسترسی آسان به ترمینال‌ها بدون تخریب سرپوش ترمینال میسر باشد.

۴- ۵- ۶- فاصله مجاز و فاصله خزشی

فاصله خزشی و فاصله مجاز بین ترمینال‌های مدارات با ولتاژ بالاتر از ۴۰ ولت و زمین با ترمینال‌های مدارات کمکی با ولتاژهای مساوی یا کمتر از ۴۰ ولت، به ترتیب نبایستی از مقادیر ذکرشده در جداول ذیل کمتر باشند (طبق استاندارد IEC 62052-11):

- جدول ۴-۲ برای تجهیزات با کلاس حفاظتی I
- جدول ۴-۳ برای تجهیزات با کلاس حفاظتی II

فاصله خزشی و فاصله مجاز بین ترمینال‌های مدارات با ولتاژ بالاتر از ۴۰ ولت، نبایستی از اعداد ذکرشده در جدول ۴-۲ کمتر باشد.

درصورتی‌که از سرپوش فلزی استفاده‌شده باشد و بیشترین تماس را با سطح هادی داشته باشد، فاصله مجاز بین سرپوش ترمینال‌ها نبایستی کمتر از مقادیر ذکرشده در جدول ۴-۲ و جدول ۴-۳ باشند.

در کلاس حفاظتی I، طبق تعریف IEC شاسی این وسایل باید توسط یک هادی ارت به زمین الکتریکی (زمین) متصل باشد. یک خطا در دستگاه به دلیل تماس هادی برق با بدنه، باعث ایجاد جریان در هادی زمین می‌شود. این جریان می‌بایست از طریق تجهیزات حفاظت اضافه جریان یا تشخیص جریان خطای باقیمانده تشخیص داده‌شده و جریان قطع شود.

یک دستگاه الکتریکی کلاس II یا عایق دوگانه، به‌گونه‌ای طراحی‌شده است که نیازی به اتصال ایمنی به ارت (زمین) الکتریکی نداشته باشد (و نباید داشته باشد).

جدول ۴-۲- فاصله خزشی برای تجهیزات با کلاس I

ولتاژ فاز به زمین (V)	ولتاژ ضربه (V)	حداقل فاصله (mm)		حداقل فاصله خزشی (mm)	
		نصب در محیط بسته	نصب در محیط باز	نصب در محیط بسته	نصب در محیط باز
≥۱۰۰	۱۵۰۰	۰,۵	۱,۰	۱,۴	۲,۲
≥۱۵۰	۲۵۰۰	۱,۵	۱,۵	۱,۶	۲,۵
≥۳۰۰	۴۰۰۰	۳,۰	۳,۰	۳,۲	۵,۰
≥۶۰۰	۶۰۰۰	۵,۵	۵,۵	۶,۳	۱۰,۰

جدول ۴-۳- فاصله خزشی برای تجهیزات با کلاس II

ولتاژ فاز به زمین (v)	ولتاژ ضربه (v)	حداقل فاصله (mm)		حداقل فاصله خزشی (mm)	
		نصب در محیط بسته	نصب در محیط باز	نصب در محیط بسته	نصب در محیط باز
≥۱۰۰	۲۵۰۰	۱,۵	۱,۵	۲,۰	۳,۲
≥۱۵۰	۴۰۰۰	۳,۰	۳,۰	۳,۲	۵,۰
≥۳۰۰	۶۰۰۰	۵,۵	۵,۵	۶,۳	۱۰,۰
≥۶۰۰	۸۰۰۰	۸,۰	۸,۰	۱۲,۵	۲۰,۰

۴- ۵- ۷- عایق‌بندی تجهیز با کلاس II

به تجهیز با عایق حفاظتی کلاس II می‌بایستی مقاوم و یکدست از مواد عایقی ساخته‌شده باشد که شامل پوشش ترمینال‌ها (که تمام بخش‌های فلزی تجهیز را پوشش می‌دهد) و نیز تمامی پلاک فلزی شناسنامه تجهیزات، پیچ‌ها و نگه‌دارنده‌ها هست.

درصورتی‌که بخش‌های کوچکی از تجهیز که عایق‌بندی نشده‌اند در حین انجام آزمون در دسترس باشند (مطابق با استاندارد IEC 60529[1])، می‌بایستی از عدم تماس این بخش با سایر بخش‌های برق‌دار تجهیز، اطمینان حاصل گردد.

در انتخاب مواد مناسب برای عایق‌بندی نبایستی از موادی مانند لاک، کاغذ، کتان و فیلم اکسید برای بخش‌های فلزی و چسب و یا ترکیبات آب‌بندی و به‌طورکلی از مواد نامناسب مشابه استفاده گردد.

برای بلوک‌های ترمینال و نیز پوشش ترمینال چنین تجهیزاتی استفاده از عایق‌های تقویت‌شده مورد تائید است.

۴- ۵- ۸- مقاومت در برابر حرارت و حریق

بلوک ترمینال، سرپوش ترمینال و قاب تجهیز می‌بایستی مقاومت کافی در برابر گسترش حریق را داشته باشند؛ و نیز بخش‌های برق‌دار آن در مقابل افزایش حرارت حاصل از حریق مقاوم باشند. برای اطمینان از این ویژگی تجهیز، آزمون‌های ذیل انجام می‌شوند.

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 60695-2-11[2] زیر بند ۸-۲ با توجه به دماهای قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- بلوک ترمینال: 15±960 درجه سانتی‌گراد
- پوشش ترمینال‌ها و قاب تجهیز: 10±650 درجه سانتی‌گراد
- مدت‌زمان آزمون: 1±30 ثانیه

[1] Degrees of protection provided by enclosures (IP code)
[2] Fire Hazard testing

با توجه به اینکه تماس با سیم برق، تحت هر شرایطی ممکن است رخ دهد، به همین دلیل درصورتی‌که بلوک ترمینال بر روی خود تجهیز نصب‌شده باشد انجام آزمون فقط بر روی بلوک ترمینال کافی است.

۴- ۵- ۹- حفاظت در برابر نفوذ غبار و آب

درجه حفاظت تجهیز مطابق با استاندارد IEC 60529 به شرح ذیل می‌باشد:

- تجهیز منصوب در فضای باز: IP 51 (برای تجهیز بدون منافذ سوپاپ)
- تجهیز منصوب در فضای بسته: IP 54

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 60529 با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- حفاظت در برابر نفوذ غبار
  - تجهیز در حالت غیرفعال و منصوب بر روی دیوار
  - برای انجام آزمون از کابل مناسبی که سازنده ویژگی‌های آن را ذکر می‌کند استفاده می‌شود.
  - برای تجهیز منصوب در فضای بسته، فشار داخل و خارج تجهیز برابر باشد.
  - رقم اول کد: IP5X 5

مقدار نفوذ گردوغبار به تجهیز به‌گونه‌ای باید باشد که به عملکرد تجهیز آسیبی وارد نکند. به این منظور آزمون عایقی استاندارد انجام می‌شود.

- حفاظت در برابر نفوذ آب
  - تجهیز در حالت غیرفعال
  - رقم دوم کد: IPX1 1 برای تجهیز منصوب در فضای بسته
    IPX4 4 برای تجهیز منصوب در فضای باز

مقدار نفوذ آب به تجهیز به‌گونه‌ای باید باشد که به عملکرد تجهیز آسیبی وارد نکند. به این منظور آزمون عایقی استاندارد انجام می‌شود.

در رابطه با دستگاه موردنظر در این پروژه، با توجه به وجود ترمینال‌ها در دو طرف دستگاه و با توجه به دستگاه‌های مشابه به استناد استاندارد IEC60529، IP دستگاه به‌صورت IP20 خواهد بود.

۴- ۵- ۱۰- نمایشگر مقادیر اندازه‌گیری شده

اطلاعات با استفاده از یک ثبات آنالوگ و یا به نمایشگر الکترونیکی دیجیتال نمایش داده می‌شود. طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۵-۱۰ نمایشگر الکترونیکی بایستی قابلیت نگهداری اطلاعات در بازه زمانی ۴ ماهه را داشته باشد.

نکته: مدت‌زمان نگهداری اطلاعات، یکی از موضوعات موردنظر در قرارداد خرید است.

درصورتی‌که تجهیز برای قرائت چندین پارامتر به‌طور هم‌زمان بر روی یک نمایشگر ساخته‌شده باشد، می‌بایستی قابلیت نمایش مقادیر آن‌ها و نیز ذخیره‌سازی آن‌ها را داشته باشد. همچنین درصورتی‌که تجهیز برای محاسبه تعرفه پارامترهای اندازه‌گیری‌شده، طراحی شده باشد بایستی قابلیت ذخیره مقادیر محاسبه‌شده و نمایش هر پارامتر برای حداقل ۵ ثانیه در نظر گرفته شود.

در زمان در مدار نبودن تجهیز، نیازی به نمایش مقادیر اندازه‌گیری‌شده توسط نمایشگر نیست.

واحدهای مدنظر برای اندازه‌گیری شامل موارد زیر می‌باشند:

- کیلووات‌ساعت (KWH)
- کیلووارساعت (KVARH)
- کیلوولت‌آمپرساعت (KVAH)
- مگاوات‌ساعت (MWH)
- مگاوارساعت (MVH)
- مگاولت‌آمپرساعت (MVAH)

در نمایشگرهای آنالوگ باید اعداد به‌راحتی قرائت شوند. همچنین تجهیز توان نمایش مقادیر حداقل را نیز داشته باشند. همچنین برای نمایش اعداد اعشاری نیز درجه‌بندی‌های لازم در نظر گرفته‌شده باشد.

نمایشگر دیجیتال باید قابلیت نمایش تمام اعداد ۰ تا ۹ را داشته باشند.

همچنین تجهیز آنالوگ قابلیت اندازه‌گیری مقادیر انرژی متناظر با حداکثر جریان، بر اساس ولتاژ مرجع و ضریب توان واحد، برای مدت‌زمان تا ۱۵۰۰ ساعت را داشته باشد.

نکته: ثبت مقادیر بیش از ۱۵۰۰ ساعت بایستی در قرارداد خرید مدنظر ذکر گردد (طبق استاندارد IEC 62052-11)

امکان حذف مقادیر انرژی الکتریکی ثبت‌شده در تجهیز در طول مدت‌زمان استفاده وجود نداشته باشد.

نکته: مقادیر تجمعی داده‌های اندازه‌گیری شده قابل‌حذف از حافظه تجهیز نباشد.

۴- ۵- ۱۱- علامت‌گذاری تجهیز

(۱) پلاک مشخصات

طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۵-۱۲-۱ هر تجهیز می‌بایستی حاوی اطلاعات موردنیاز زیر باشد:

۱- نام سازنده و یا نام تجاری آن و در صورت نیاز آدرس سازنده

۲- نوع تجهیز و در صورت نیاز محلی برای ثبت تأییدیه

۳- تعداد و نوع سیم‌های موردنیاز برای تجهیز (به‌عنوان مثلاً تک‌فاز دوسیمه– سه فاز سه‌سیمه و سه فاز چهارسیمه). می‌توان برای این کار از سمبل‌های موجود در استاندارد IEC 62053-52:2005 استفاده نمود.

۴- شماره سریال و سال ساخت تجهیز. علاوه بر ثبت شماره سریال بر روی بدنه تجهیز، این اطلاعات در حافظه تجهیز برای ثبت اطلاعات پایه‌ای آن ثبت گردد.

۵- ولتاژ نامی به یکی از حالت‌های زیر نشان داده شود:

- در صورت وجود ولتاژهای متعدد و نیز ولتاژ اصلی
- ولتاژ نامی تجهیز و یا ولتاژ بخش ثانویه در سمت مصرف‌کننده (متصل به تجهیز)

طبق استاندارد IEC 62052-11 نمونه استاندارد مشخصات در جدول ۴-۴ آورده شده است.

جدول ۴-۴- مقادیر ولتاژ تجهیزات

تجهیز	ولتاژ ترمینال مدار (v)	ولتاژ نامی (v)
تک فاز دوسیمه ۱۲۰ ولت	۱۲۰	۱۲۰
تک فاز سه‌سیمه ۱۲۰ ولت	۲۴۰	۲۴۰
سه فاز سه‌سیمه (۲۳۰ ولت ولتاژ بین فازها)	۲*۲۳۰	۳*۲۳۰
سه فاز چهارسیمه (۲۳۰ ولت ولتاژ فاز به زمین	۳*۲۳۰(۴۰۰)	۳*۲۳۰/۴۰۰

۶- برای تجهیزات با اتصال مستقیم جریان کارکرد و جریان حداکثر به‌صورت ۴۰ A–۱۰ و یا ۱۰(۴۰) A نشان داده می‌شود (برای دمای کارکرد ۱۰ آمپر، حداکثر دما ۴۰ آمپر است)

۷- برای تجهیزی که به بخش ثانویه ترانسفورماتور متصل شده باشد مقدار جریان کارکرد و حداکثر جریان در محل ذکر نوع تجهیز، گنجانده می‌شود.

۸- فرکانس مرجع (Hz)

۹- ذکر دمای کارکرد درصورتی‌که ۲۳ درجه سانتی‌گراد نباشد.

۱۰–تجهیزات با کلاس حفاظتی II با علامت ⧈ نشان داده شود.

موارد ذکرشده در بندهای ۱، ۲ و ۳ به‌صورت پلاک مشخصات بر روی بدنه تجهیز نصب گردد.

مابقی موارد به‌صورت یک صفحه اطلاعاتی در قسمت داخلی تجهیز نصب گردد. به‌طوری‌که از بیرون تجهیز قابل‌رؤیت و خوانا باشد.

اگر در کنار تجهیز ترانسفورماتور استفاده شود، مشخصات ترانسفورماتور بایستی ذکر گردد.

(۲) مشخصات ترمینال‌ها و نقشه اتصالات

وجود نقشه اتصالات برای هر تجهیز الکتریکی ضروری است. درصورتی‌که تجهیز شامل چند فاز باشد ترتیب توالی فازها بایستی ذکر گردد. برای نمایش این نقشه اتصالات، می‌توان به استانداردهای مربوطه مراجعه شود.

تمامی ترمینال‌ها بایستی در نقشه نشان داده شود.

۴- ۶- شرایط جوی محل نصب

۴- ۶- ۱- محدوده تغییرات دما

محدوده تغییرات دمای مجاز برای تجهیز مطابق با جدول ۴-۵ است. مقادیر ذکرشده در جدول بر اساس استاندارد IEC 60721-3-3[1]، جدول ۴-۱ و بدون در نظر گرفتن میعان و شرایط یخبندان است.

جدول ۴-۵- محدوده تغییرات دما

	تجهیزات نصب در فضای داخلی	تجهیزات نصب در فضای خارجی
حد تغییرات دمایی برای شرایط بهره‌برداری	–10 °C to 45 °C (class 3K5 mod.)	–25 °C to 55 °C (class 3K6)
حد عملکرد عادی	–25 °C to 55 °C (class 3K6)	–40 °C to 70 °C (class 3K7)
حد تغییرات دمایی برای حمل‌ونقل و نگهداری	–25 °C to 70 °C (class 3K8H)	–40 °C to 70 °C (class 3K7)
نکته ۱: در موارد خاص می‌توان از مقادیر ذکرشده در جدول بالا بر اساس قرارداد خرید و توصیه سازنده استفاده نمود. برای مثال: برای محیط‌های سرد برای تجهیزات داخل فضای بسته می‌توان کلاس 3K7 در نظر گرفت. نکته ۲: عملیات بهره‌برداری، نگهداری و حمل تجهیز برحسب دو درجه حداقل و حداکثر دامنه دماهای قیدشده در بالا با (کلاس 3K7) باید حداکثر برای فقط بازه زمانی ۶ ساعت در نظر گرفته شود.		

۴- ۶- ۲- رطوبت نسبی

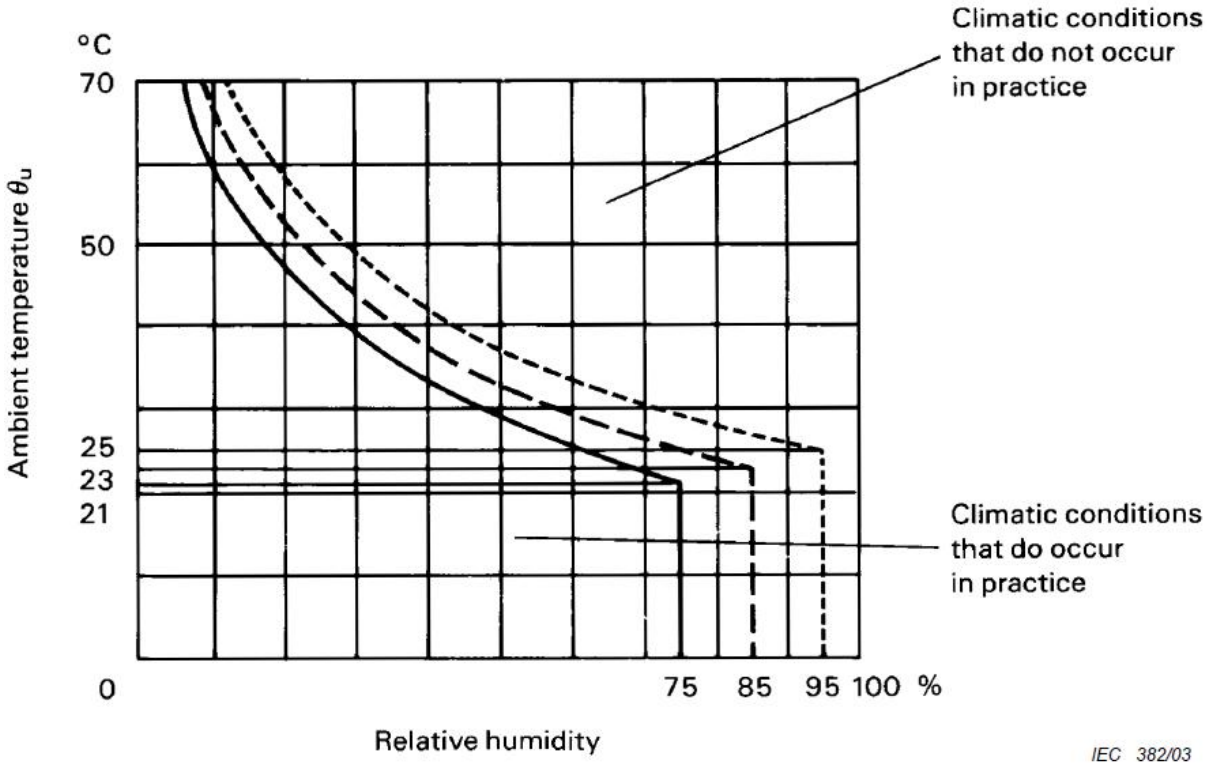
طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۶-۲ تجهیز می‌بایستی توانایی تحمل شرایط آب و هوایی مطابق با جدول ۴-۶ را داشته باشد.

[1] Classification of environmental conditions

جدول ۴-۶- رطوبت نسبی

میانگین رطوبت سالانه	<٪۷۵
برای ۳۰ روز (میانگین ۳۰ روز طبیعی انتخابی در یک سال)	٪۹۵
میانگین سایر روزهای عادی	٪۸۵

در ضمن مقادیر رطوبت نسبی که به‌صورت تابعی از دمای محیط است در شکل ۴-۱ نشان داده‌شده است.



شکل ۴-۱- رابطه بین دمای هوای محیط و رطوبت نسبی

۴- ۶- ۳- آزمون‌های بررسی تأثیرات جوی

پس از انجام آزمون‌های دمایی، تجهیز می‌بایستی ازنظر آسیب‌دیدگی و یا بروز تغییرات، به لحاظ صحت عملکرد موردبررسی قرار گیرد.

(۱) آزمون حرارتی خشک

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 60068-2-2[1] زیربند ۶-۵ با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- تجهیز در حالت غیرفعال

[1] Environmental testing (dry heat)

- دما: ۲±۷۰+ درجه سانتی‌گراد
- مدت‌زمان آزمون: ۷۲ ساعت

(۲) آزمون سرما

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 60068-2-1[1] زیربند ۶-۶ با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- تجهیز در حالت غیرفعال
- دما ۳±۲۵- درجه سانتی‌گراد برای تجهیزات فضای بسته
  ۳±۴۰- درجه سانتی‌گراد برای تجهیزات فضای باز
- مدت‌زمان آزمون: ۷۲ ساعت برای تجهیز فضای بسته
  ۱۶ ساعت برای تجهیز فضای باز

(۳) آزمون چرخه‌ای مقاومت در برابر حرارت و رطوبت

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 60068-2-30[2] زیر بند ۶ با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- برق‌دار کردن مدارات با ولتاژ مرجع
- بی‌برقی مدارات جریانی
- حداکثر دما: ۲±۴۰+ درجه سانتی‌گراد برای تجهیزات فضای بسته
  ۲±۵۵+ درجه سانتی‌گراد برای تجهیزات فضای باز
- در خصوص حذف رطوبت از سطح هیچ اقدام خاصی نباید صورت گیرد.
- مدت‌زمان انجام آزمون: ۶ سیکل

طبق استاندارد IEC 62052 زیربند ۶-۳ پس از ۲۴ ساعت با پایان آزمون، تجهیز می‌بایستی برای انجام آزمون‌های به شرح زیر تحویل داده شود:

الف – آزمون عایقی طبق زیر بند ۴- ۷- ۳- است به‌غیراز مورد ولتاژ ضربه‌ای که باید در ضریب 0 8, ضرب شود.

ب- آزمون عملکرد. تجهیز نباید هیچ آسیبی و یا تغییری در اطلاعات نشان دهد و باید به‌طور درست عمل کند.

[1] Environmental testing (cold)
[2] Basic environmental testing procedures

همچنین از آزمون گرما و رطوبت می‌توان برای آزمایش خوردگی نیز استفاده کرد. نتیجه آزمون به‌صورت چشمی قابل‌رؤیت و بررسی است. در این آزمون هیچ‌گونه آثار خوردگی که احتمالاً روی خواص عملکرد تجهیز تأثیر داشته باشد ظاهر نمی‌شود.

(۴) حفاظت در برابر تشعشعات خورشید

برای تجهیز نصب‌شده در فضای باز می‌بایستی در مقابل تشعشعات خورشید مقاوم باشد.

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 60068-2-5[1] با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- فقط برای تجهیز نصب‌شده در فضای باز
- در حالت غیرفعال
- روش آزمون A (۸ ساعت تابش و ۱۶ ساعت تاریکی)
- حداکثر دمای آزمون ۵۵+ درجه سانتی‌گراد
- مدت‌زمان آزمون ۳ سیکل و یا ۳ روز

۴- ۷- الزامات الکتریکی

۴- ۷- ۱- اثر ولتاژ تغذیه

(۱) محدوده ولتاژ تغذیه

این جدول طبق استاندارد IEC 62052-11 بند ۷ است.

جدول ۴-۷- محدوده ولتاژ تغذیه

محدوده عملکرد تعیین‌شده برای بهره‌برداری	(۰,۹ الی ۱,۱)Un
محدوده عملکرد بسط داده‌شده	(۰,۸ الی ۱,۱۵)Un
حد عملکرد	(۰ الی ۱,۱۵)Un

نکته: برای ولتاژهای حداکثر در شرایط خطای اتصال زمین به بخش ۴- ۷- ۴- مراجعه شود.

[1] Environmental testing- simulated solar radiation and ground level and guidance for solar radiation testing

(۲) وقفه‌های کوتاه و افت ولتاژ

در زمان ثبت مقادیر، تغییرات حاصل از وقفه‌های کوتاه و افت ولتاژ در دستگاه ثبت‌کننده نبایستی از مقدار x واحد بیشتر شود. همچنین طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۷–۱ در زمان انجام این تست، تغییرات سیگنالی نباید بیش از مقدار x واحد باشد. مقدار x از فرمول زیر به دست می‌آید:

$$x = 10^{-6}\, m\, U\mathrm{n}\, I\mathrm{max}$$

m: تعداد المان‌های اندازه‌گیری

Un: ولتاژ مبنا (V)

Imax: جریان حداکثر (A)

با برقراری مجدد ولتاژ، ویژگی‌های ساختاری و محاسباتی تجهیز تغییر نکرده باشد.

برای انجام آزمون‌ها، دقت وسیله اندازه‌گیری الکتریکی می‌بایستی حداقل ۰٫۰۱ واحد باشد.

آزمون‌ها می‌بایستی تحت شرایط ذیل انجام شوند:

- ولتاژ اصلی و مدارات کمکی با ولتاژ مرجع برابر باشند.
- جریان برق در مدارات وجود نداشته باشد.
- وقفه ولتاژ برای افت ولتاژ ۱۰۰٪
  - زمان وقفه: ۱ ثانیه
  - تعداد وقفه‌ها: ۳
  - زمان بازیابی بین وقفه‌ها: ۵۰ میلی‌ثانیه، به جدول B و شکل B-1 در استاندارد IEC 62052-11 مراجعه شود.
- وقفه ولتاژ برای افت ولتاژ ۱۰۰٪
  - زمان وقفه: ۱ سیکل در فرکانس مدنظر
  - تعداد وقفه‌ها: ۱ به جدول B و شکل B-2 در استاندارد مراجعه شود.
  - زمان بازیابی بین وقفه‌ها: ۵۰ میلی‌ثانیه، به جدول B و شکل B-1 در استاندارد IEC 62052-11 مراجعه شود.
- برای افت ولتاژ ۵۰٪
  - زمان افت: ۱ دقیقه
  - تعداد افت‌ها: ۱ به جدول B و شکل B-3 در استاندارد IEC 62052-11 مراجعه شود.

۴- ۷- ۲- حرارت

در شرایط عملکرد مجاز، عایق و مدارات الکتریکی تجهیز نبایستی به دمایی برسند که عملکرد وسیله دچار اختلال گردد.

جنس عایق مناسب، می‌بایستی مطابق با استاندارد IEC 60085[1] باشد.

در ضمن مواد تشکیل‌دهنده قطعات عایقی باید با الزامات استاندارد IEC 60085 به‌طور مناسب منطبق باشد.

با هرکدام از مدارهای جریان تجهیز که حداکثر جریان نامی را منتقل می‌کند و با هرکدام از مدارهای ولتاژ (و نیز با مدارهای ولتاژ کمکی وابسته که برای دوره‌های زمانی طولانی‌تر از ضرایب ثابت زمان دما) 1,15 برابر بیشتر از ولتاژ مرجع برق‌دار هستند درنتیجه میزان افزایش درجه دمای سطوح خارجی تجهیز با در نظر گرفتن دمای محیط با درجه ۴۰ سانتی‌گراد، نبایستی از درجه 25k تجاوز کند.

طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۷-۲ در حین آزمون که مدت‌زمان آن ۲ ساعت است نباید تجهیز در معرض کوران هوا و یا تشعشعات مستقیم آفتاب واقع شود.

پس از انجام آزمون‌های دمایی، تجهیز می‌بایستی ازنظر آسیب‌دیدگی و یا بروز تغییرات، به لحاظ صحت عملکرد موردبررسی قرار گیرد و دچار آسیب‌دیدگی نشده باشد.

۴- ۷- ۳- عایق

چنانچه تجهیز و قطعات اضافی موجود باشند باید در شرایطی استفاده شوند که در حین استفاده معمولی بتوانند کیفیت عایق کافی را با احتساب نفوذ اثرات محیط جوی و ولتاژهای مختلف که تابعی از آن‌ها هستند، به‌صورت ثابت حفظ کنند.

در ضمن تجهیز باید بتواند در برابر آزمون ولتاژ ضربه و آزمون ولتاژ که در بخش‌های (۱(الی (۳(تعیین گردیده، به‌خوبی مقاومت کند.

(۱) شرایط عمومی آزمون

آزمون‌ها فقط روی یک تجهیز تکمیل‌شده و دارای پوشش (مگر اینکه غیر از این نیز قید گردیده باشد) و مجهز به پوشش ترمینال که پیچ‌های آن تا حداکثر سفت شده و جا افتادن سیم هادی در ترمینال‌ها اعمال‌پذیر می‌شود اجرا خواهد گردید.

[1] Electrical insulation- Thermal evaluation and designation

افزون بر این، روش عملی آزمون باید طبق استاندارد IEC 60060-1[1] انجام شود.

آزمون‌های ولتاژ ضربه باید اول و بعدازآن، آزمون‌های ولتاژ جریان متناوب بعد اجرا شوند.

در حین آزمون‌های نوعی (یا آزمون تایپ) آزمون‌های مقاومت عایقی فقط با آرایش ترمینال‌های تجهیز در آزمون‌ها با موفقیت انجام‌شده، معتبر در نظر گرفته می‌شوند. چنانچه آرایش‌های ترمینال متفاوت باشند همه آزمون‌های مقاومت عایق برای هرکدام از آرایش‌ها جدا اجرا خواهد گردید.

در رابطه با این آزمون‌ها اصطلاح "اتصال زمین" یا earth دارای مفاهیمی قیدشده به شرح زیر نیز است:

الف) وقتی (پوسته یا محفظه) تجهیز فلزی است به‌تنهایی خود پوسته، اتصال زمین است که روی سطح صاف هادی (یا رسانا) واقع می‌شود.

ب) وقتی تمام بدنه تجهیز و یا قسمتی از آن از مواد عایقی ساخته‌شده اصطلاحاً دارای "اتصال زمین" است، در ضمن برای اینکه تجهیز با تمام قسمت‌های هادی قابل‌دسترسی در تجهیز تماس دارد، با یک فویل هادی که به دور تجهیز پیچیده شده به صفحه هادی اتصال زمین متصل می‌شود. جایی که پوشش ترمینال این امکان را می‌دهد، فویل هادی باید به پایانه‌ها و سوراخ برای هادی‌ها در فاصله‌ای بیش از ۲ سانتی‌متر نزدیک شود.

در حین آزمون‌های ولتاژ ضربه و جریان متناوب، مدارهایی که شامل آزمون نیستند طبق موارد یادشده به شرح زیر به "زمین" وصل می‌شوند.

پس از آزمون‌های مذکور نباید هیچ تغییری در شرایط مرجع رخ دهد و درصد اشتباهات تجهیز بیشتر از مقدار تعیین‌شده نبوده و هیچ‌گونه صدمه مکانیکی به تجهیز مشاهده نشود.

اصطلاح فنی تمامی"ترمینال‌ها " به مفهوم مجموعه کامل ترمینال‌های مدار جریان، مدار ولتاژ و چنانچه موجود باشد، شامل مدارهای کمکی که دارای ولتاژ مرجع بالای ۴۰ ولت هستند، می‌باشد (طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۷–۳–۱).

آزمون‌های مذکور باید در شرایط معمولی اجرا شود. در حین آزمون نباید کیفیت عایق در اثر گردوغبار و یا رطوبت غیرمعمولی کاهش پیدا کند.

علاوه بر موارد اشاره‌شده در قسمت‌های قبل، شرایط عادی برای انجام آزمون‌های عایقی به شرح ذیل است:

- دمای محیط: ۱۵ درجه سانتی‌گراد تا ۲۵ درجه سانتی‌گراد
- رطوبت نسبی: ۴۵٪ تا ۷۵٪
- فشار اتمسفری: از 86 kPa تا 106 kPa

[1] High voltage test techniques

چنانچه به هر دلیلی آزمون‌های عایقی باید تکرار شوند آزمون آن‌ها باید با نمونه جدید اجرا گردد.

(۲) آزمون ولتاژ ضربه

طبق استاندارد IEC 62052-11 زیر بند ۷–۳–۲ آزمون مذکور باید طبق شرایط ذکرشده به شرح زیر اجرا شود:

- شکل موج ضربه (impulse waveform): برحسب ضربه تعیین‌شده در استاندارد IEC 60060-1 بر مبنای 1,2/50
- زمان افزایش ولتاژ: ± 30 %
- زمان افت ولتاژ: ± 20 %
- امپدانس منبع 500 Ω ± 50 sourceΩ
- انرژی منبع: 0,5 J ± 0.05 J
- ولتاژ آزمون: مطابق با جدول ۳–۲ و یا ۳–۳
- تلرانس ولتاژ آزمون +0 – 10%

در ضمن برای هرکدام از ولتاژ ضربه به تعداد ۱۰ عدد، با یک قطب ضربه اعمال می‌شود و سپس با قطب دیگر ضربه‌ها تکرار می‌شود. فاصله زمانی بین ضربه‌ها باید حداقل ۳ ثانیه در نظر گرفته شود.

نکته: در محل‌هایی که شبکه‌های انتقال برق هوایی وجود دارد، ممکن است به یک مقدار پیک بالاتر از مقادیر ارائه‌شده در جدول‌های ولتاژ آزمون نیاز باشد.

(a) آزمون ولتاژ ضربه در مدار داخلی و بین مداری

آزمون‌های مذکور باید روی هرکدام از مدارها (و یا روی مجموع مدارها) در وضعیت بهره‌برداری عادی تجهیز که نسبت به یکدیگر عایق هستند انجام شود. همین‌طور ترمینال مدارهایی که تابع آزمون ولتاژ ضربه نیستند باید به اتصال زمین وصل شوند.

به‌این‌ترتیب وقتی مدارهای ولتاژ و جریان یک المان اندازه‌گیری در وضعیت معمولی به یکدیگر وصل هستند درنتیجه آزمون روی کل مدارها اجرا می‌شود. در ضمن سر دیگر مدار ولتاژ باید به زمین وصل شود و ولتاژ ضربه باید بین ترمینال مدار جریان و اتصال زمین اعمال گردد. هرگاه مدارهای متعدد ولتاژ تجهیز دارای یک نقطه مشترک هستند نقطه مذکور باید به زمین وصل شود و ولتاژ ضربه باید بین هرکدام از سرهای آزاد اتصالات و زمین (و یا روی مدار جریان که به آن وصل است) اعمال شود. در این خصوص سر دیگر ترمینال مدار جریان مذکور آزاد است.

چنانچه مدارهای ولتاژ و جریان همان المان اندازه‌گیری، جدا و برای بهره‌برداری به‌طور مناسب عایق باشند (برای مثال هرکدام از مدارها به ترانسفورماتور اندازه‌گیری متصل هستند) درنتیجه آزمون باید روی هرکدام از مدارها جداگانه انجام شود.

در حین آزمون یک مدار جریان، ترمینال‌های مدار دیگر باید به زمین وصل شوند و ولتاژ ضربه باید بین یکی از ترمینال‌های مدار جریان و اتصال زمین اعمال شود. در زمان آزمون مدار ولتاژ، ترمینال‌های مدارهای دیگر و یکی از ترمینال‌های مدار ولتاژ که آزمون روی آن اجرا می‌شود باید به زمین وصل شوند و سپس ولتاژ ضربه بین ترمینال دیگر مدار ولتاژ و اتصال زمین اعمال گردد.

مدارهای کمکی که به‌طور مستقیم به منبع اصلی برق متصل هستند و یا به ترانسفورماتورهای ولتاژ مانند مدارهای تجهیز و با ولتاژ بیشتر از ۴۰ ولت متصل شوند باید تابع آزمون ولتاژ ضربه با همان شرایطی که از قبل برای مدارهای ولتاژ تعیین‌شده، شوند. برای مدارهای کمکی دیگر، آزمون لازم نیست (طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۷–۳–۲–۱).

(b) آزمون ولتاژ ضربه مابین مدارات و زمین

تمامی ترمینال‌های مدارهای الکتریکی تجهیز شامل ترمینال‌های مدارهای کمکی با ولتاژ مرجع بیشتر از ۴۰ ولت باید به یکدیگر وصل شوند (طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۷–۳–۲–۲)..

همچنین مدارهای کمکی که دارای ولتاژ کمتر و یا برابر با ۴۰ ولت است، باید به زمین وصل شوند. علاوه بر این ولتاژ ضربه باید بین همه مدارهای الکتریکی و اتصال زمین اعمال شود. در حین این آزمون نباید هیچ‌گونه جرقه و تخلیه مواد عایقی رخ دهد.

(۳) آزمون ولتاژ متناوب

برای الزامات خاص به استاندارد مربوطه مراجعه گردد.

۴- ۷- ۴- ایمنی در مورد خطای اتصال زمین

(برای استفاده بر روی تجهیز نصب‌شده در شبکه‌های مجهز به خنثی‌کننده خطای اتصال زمین[1])

در مدارات سه فاز چهارسیمه، دستگاه مبدل متصل به شبکه مجهز به خنثی‌کننده خطای اتصال زمین و یا نقطه ستاره شبکه عایق شده باشد، (در زمان وقوع خطا اتصال زمین با مقدار ۱۰٪ اضافه ولتاژ ولتاژهای فاز به زمین دو خط که تحت تأثیر خطای زمین قرار نگیرند تا ۱٫۹ برابر ولتاژ نامی افزایش می‌یابد.) رعایت موارد ذیل موردنیاز است (طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۷–۴).

با ایجاد خطای اتصال زمین شبیه‌سازی‌شده، در یکی از فازها مقدار ولتاژهای مدارات به مدت ۴ ساعت به ۱٫۱ برابر مقدار ولتاژ مرجع افزایش داده می‌شوند. نقطه نول تجهیز تحت آزمون از نقطه نول دستگاه اندازه‌گیری جدا می‌باشد و به فاز آن متصل است که در آن خطای اتصال زمین شبیه‌سازی‌شده است (به جدول C استاندارد IEC 62052-11 مراجعه

[1] Earth Fault neutralizers

شود). در طی آزمون ولتاژ دو فاز مابقی تجهیز که تحت تأثیر خطای اتصال زمین شبیه‌سازی‌شده نیستند، به ۱٫۹ برابر ولتاژ نرمال افزایش می‌یابند. در این آزمون مقدار جریان به‌اندازه نصف جریان In، ضریب قدرت ۱ و بار متقارن می‌باشد.

پس از انجام آزمون‌های دمایی، تجهیز می‌بایستی ازنظر آسیب‌دیدگی و یا بروز تغییرات، به لحاظ صحت عملکرد موردبررسی قرار گیرد؛ و دچار آسیب‌دیدگی نشده باشد.

تغییر خطای اندازه‌گیری شده، زمانی که تجهیز به دمای کار نامی بازمی‌گردد از محدودیت‌های ارائه‌شده در جدول ۴-۸ تجاوز نکند (طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۷-۴).

جدول ۴-۸- تغییرات خطای اندازه‌گیری‌شده بر اساس خطای اتصال زمین

جریان	ضریب قدرت	محدوده تغییرات درصد خطا بر اساس کلاس تجهیز				
		۰٫۲	۰٫۵	۱	۲	۳
In	۱	۰٫۱	۰٫۳	۰٫۷	۱٫۰	۱٫۵

۴- ۷- ۵- سازگاری الکترومغناطیسی (EMC)

تجهیزات (تجهیزات الکترومکانیکی با عملکرد الکترونیکی یا تجهیزات تمام استاتیک) به‌گونه‌ای طراحی می‌شوند که تخلیه الکترواستاتیکی و یا پدیده‌های الکترومغناطیسی بر عملکرد تجهیز اثر نگذاشته و عملکرد آن را مختل نکند.

زمانی که پدیده‌های الکترومغناطیسی مدت طولانی و به‌طور مستمر حضورداشته باشند، در این صورت بایستی اثر آن‌ها در نظر گرفته شود و به مقدار مجاز آن در استاندارد مربوطه اشاره گردد. درصورتی‌که مدت‌زمان حضور پدیده الکترومغناطیسی کوتاه باشد، این پدیده، اختلال محسوب می‌شود.

نکته: پدیده‌های زیر در خصوص محیط الکترومغناطیسی تجهیزات اندازه‌گیری به شرح ذیل می‌باشند:

- تخلیه الکترواستاتیک
- میدان مغناطیسی فرکانس‌های رادیویی
- انفجار گذرای سریع
- اغتشاشات ایجادشده توسط میدان امواج رادیویی
- صاعقه
- امواج نوسانی
- تداخل رادیویی

برای مشاهده آزمون‌ها، به بخش‌های (۱(الی ۸ مراجعه شود.

(۱) شرایط عمومی آزمون

در زمان انجام تمامی آزمون‌ها، در حالتی که تجهیز در حالت برق‌دار و آماده بکار باشد و پوشش بدنه و ترمینال‌ها در جای خود باشند، می‌بایستی تمامی بخش‌های تجهیز به‌صورت الکتریکی زمین شده باشند.

توجه داشته باشید پس از انجام آزمون‌ها، تجهیز دچار آسیب و خرابی نشده باشد و عملکرد آن مطابق با استاندارد مربوطه باشد.

(۲) آزمون ایمنی در برابر تخلیه الکتریکی

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 61000-4-2 (کل استاندارد مربوط به همین مبحث است) با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- تجهیزات رومیزی
- تجهیز در حال بهره‌برداری:
  - ولتاژ کار برابر با ولتاژ مرجع
  - بدون تزریق جریان در مدارات (مدارباز)
- تخلیه تماسی
- ولتاژ آزمون: ۸ کیلوولت
- تعداد تخلیه: ۱۰ (معمولاً بر روی قطب حساس‌تر)

درصورتی‌که بخش فلزی تجهیز در دسترس نباشد از تخلیه هوایی به‌جای تخلیه تماسی و به‌اندازه ۱۵ کیلوولت استفاده می‌شود (طبق استاندارد IEC 62052-11 زیربند ۷–۵–۲).

در تخلیه الکترواستاتیک، تغییرات حاصله در دستگاه ثبت‌کننده نبایستی از مقدار x واحد بیشتر شود. همچنین خروجی آزمون نبایستی سیگنالی بیش از مقدار x واحد باشد. برای مشاهده فرمول محاسبه X به بخش ۷–۱–۲ مراجعه شود.

در زمان انجام آزمون بروز اختلالات موقتی در عملکرد تجهیز موردقبول است.

(۳) آزمون ایمنی در برابر میدان الکترواستاتیکی امواج رادیویی

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 61000-4-3 (کل استاندارد مربوط به همین مبحث است) با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

- تجهیز رومیزی
- طول کابل قرارگرفته در معرض میدان: ۱ متر

- محدوده فرکانسی: ۸۰–۲۰۰۰ مگاهرتز
- حامل مدوله‌شده با ۸۰٪ AM در فرکانس ۱ کیلوهرتز

انجام آزمون با اعمال جریان

- تجهیز در حالت بهره‌برداری
  - ولتاژ کار برابر با ولتاژ مرجع
  - جریان پایه I_b، نرخ جریان I_n و ضریب قدرت، مقدار سینوس در استاندارد اشاره‌شده است.
- توان میدان در آزمون مدوله‌شده: ۱ v/m

عملکرد تجهیز در پایان آزمون نبایستی مختل گردد. مگر موارد مجاز که در استاندارد به آن اشاره‌شده باشد.

انجام آزمون بدون اعمال جریان

- تجهیز در حال بهره‌برداری
  - ولتاژ کار برابر با ولتاژ مرجع
  - بدون حضور جریان، همچنین مدارات انتهایی باید به‌صورت مدارباز باشند.
- توان میدان در آزمون مدوله‌شده: ۳۰ v/m

در طی آزمون، تغییرات حاصله در دستگاه ثبت‌کننده نبایستی از مقدار x واحد بیشتر شود. همچنین خروجی آزمون نبایستی سیگنالی بیش از مقدار x واحد باشد. برای مشاهده فرمول محاسبه X به بخش ۲–۱–۷ استاندارد مراجعه شود.

در زمان انجام آزمون، بروز اختلالات موقتی در عملکرد تجهیز به شرطی که در محدوده مجاز ذکرشده در استاندارد باشد، موردقبول است (طبق استاندارد IEC 62052-11 زیر بند ۷–۵–۳).

(۴) آزمون فوران سریع گذرا

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 61000-4-4 (کل استاندارد مربوط به همین مبحث است) با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

تجهیز رومیزی

تجهیز در حالت بهره‌برداری

- ولتاژ کار برابر با ولتاژ مرجع
- جریان پایه I_b،نرخ جریان I_n و ضریب قدرت ، مقدار سینوس در استاندارد اشاره‌شده است.

طول کابل مابین دستگاه تزویج شده با EUT: ۱ متر

ولتاژ آزمون در حالت مشترک –خط به زمین–:

- مدارات ولتاژ

- مدارات جریان (در صورت جدا بودن از مدارات ولتاژ در عملکرد عادی)
- مدارات کمکی

ولتاژ آزمون در مدارات ولتاژ و جریان: ۴ کیلوولت

ولتاژ آزمون در مدارات کمکی در حالتی که ولتاژ مرجع بیشتر از ۴۰ کیلوولت باشد: ۲ کیلوولت

مدت‌زمان انجام آزمون: ۶۰ ثانیه برای هر قطب

نکته: دقت آزمون با ثبت مقادیر اندازه‌گیری و یا سایر روش‌های موجود به دست می‌آید.

در زمان انجام آزمون، بروز اختلالات موقتی در عملکرد تجهیز به شرطی که در محدوده مجاز ذکرشده در استاندارد باشد، موردقبول است (طبق استاندارد IEC 62052-11زیر بند ۷–۵–۴).

(۵) آزمون بررسی ایمنی در برابر اغتشاشات ایجادشده توسط میدان امواج رادیویی

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 61000-4-6 (کل استاندارد مربوط به همین مبحث است) با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

تجهیز رومیزی

تجهیز در حالت بهره‌برداری

- ولتاژ کار برابر با ولتاژ مرجع
- جریان پایه I_b ،نرخ جریان I_n و ضریب قدرت ، مقدار سینوس در استاندارد اشاره‌شده است.

محدوده فرکانسی: ۱۵۰ کیلوهرتز تا ۸ مگاهرتز

سطح ولتاژ: ۱۰ ولت

عملکرد تجهیز در پایان آزمون نبایستی مختل گردد. مگر موارد مجاز که در استاندارد به آن اشاره‌شده باشد.

(۶) آزمون ایمنی در برابر صاعقه

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 61000-4-5 (کل استاندارد مربوط به همین مبحث است) با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

تجهیز در حال بهره‌برداری:

- ولتاژ کار برابر با ولتاژ مرجع
- دارای جریان و انتهای مدارات باز

فاصله بین شبیه‌ساز صاعقه و تجهیز: ۱ متر

انجام آزمون در مد تفاضلی(خط به خط)
زاویه فاز بین ۶۰ تا ۲۴۰ درجه نسبت به نقطه صفر منبع تغذیه AC
ولتاژ آزمون برای مدارات ولتاژ و جریان (مدار اصلی): ۴ کیلوولت
امپدانس منبع: ۲ اهم
ولتاژ آزمون در مدارات کمکی با ولتاژ مرجع بیش از ۴۰ ولت: ۱کیلوولت

- امپدانس مرجع: ۴۲ اهم

تعداد تکرار آزمون: ۵ عدد در قطب مثبت و ۵ عدد در قطب منفی
نرخ تکرار: حداکثر ۲ دقیقه

در طی آزمونT تغییرات حاصله در دستگاه ثبت‌کننده نبایستی از مقدار x واحد بیشتر شود. همچنین خروجی آزمون نبایستی سیگنالی بیش از مقدار x واحد باشد. برای مشاهده فرمول محاسبه X به بخش ۲–۲–۷ استاندارد مراجعه شود.

(۷) آزمون ایمنی امواج نوسانی میرا شده

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد IEC 61000-4-12 (کل استاندارد مربوط به همین مبحث است) با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

برای تجهیزات ترانسفورمی
تجهیز در حالت بهره‌برداری

- ولتاژ کار برابر با ولتاژ مرجع
- جریان پایه I_b ،نرخ جریان I_n و ضریب قدرت ، مقدار سینوس در استاندارد اشاره‌شده است.

انجام آزمون در مدارات با ولتاژ بیش از ۴۰ ولت

- حالت مشترک :۲٫۵ کیلوولت
- حالت تفاضلی : ۱ کیلوولت

فرکانس‌های آزمون

- ۱۰۰ کیلوهرتز با نرخ تکرار ۴۰ هرتز
- ۱ مگاهرتز با نرخ تکرار ۴۰۰ هرتز

مدت‌زمان انجام تست: ۶۰ ثانیه (سیکل ۲ ثانیه On و ۲ ثانیه Off در هر فرکانس)
در طول انجام آزمون، ویژگی‌ها و رفتار تجهیزات نبایستی از موارد ذکرشده در استاندارد تجاوز کند.

(۸) جلوگیری از اختلال رادیویی

آزمون مذکور باید مطابق استاندارد CISPR 32 (کل استاندارد مربوط به همین مبحث است) با توجه به شرایط قیدشده به شرح زیر انجام شود:

تجهیزات کلاس B

تجهیزات رومیزی

استفاده از یک کابل بدون حفاظ با طول ۱ متر جهت اتصالات مداری

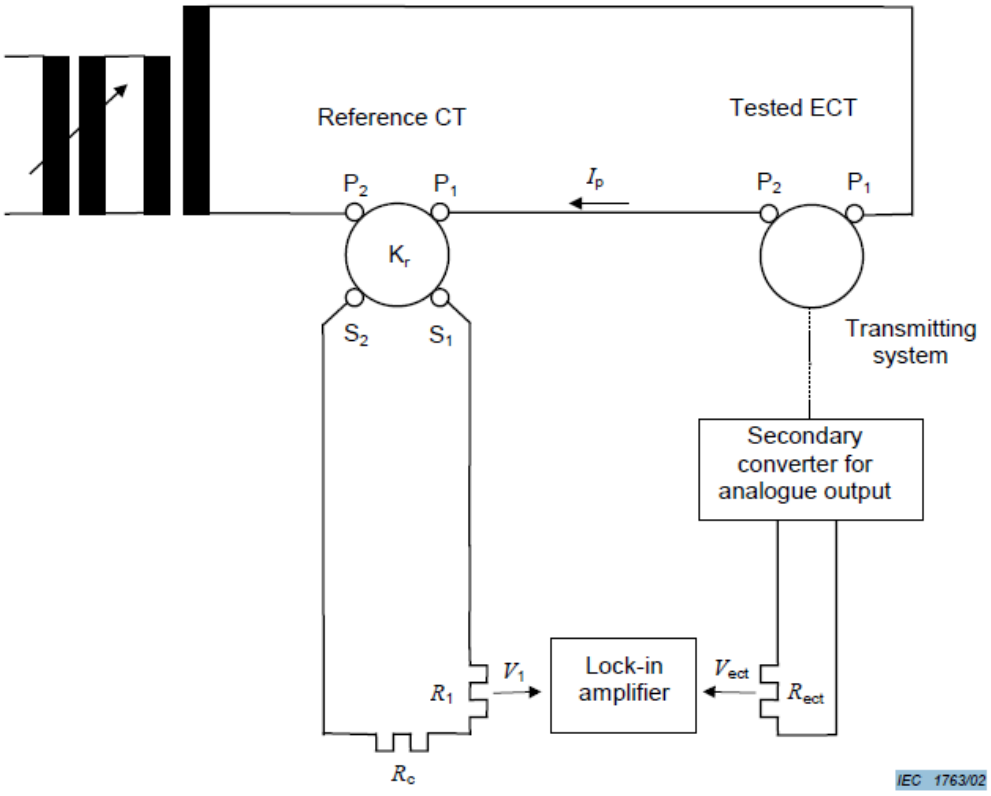
تجهیز در حالت بهره‌برداری

- ولتاژ کار برابر با ولتاژ مرجع
- جریان در محدوده Ib 0.1 تا Ib 0.2. ۰٫۱ In و ۰٫۲In (اتصال یک بار خطی با استفاده از یک کابل بدون حفاظ ۱ متری)

نتایج به‌دست‌آمده از آزمون بایستی با استاندارد مربوطه مطابقت داشته باشد.

۴- ۸- آزمون‌های نیازمندی دقت

برای انجام آزمون‌های دقت مداری مطابق شکل ۴-۲ بسته می‌شود (پیوست C4 استاندارد IEC60044-8).



شکل ۴-۲- مدار آزمون برای اندازه‌گیری دقت در حالت ماندگار

پارامترهای گفته‌شده در شکل ۴-۲ در ادامه تعریف شده است:

Kr: نسبت ترانسفورماتور مرجع

V1: ولتاژ در ورودی تقویت‌کننده

R1: بردن برای تنظیم ولتاژ ورودی تقویت‌کننده

R1+Rc: بردن نامی ثانویه ترانسفورماتور مرجع

Vect: ولتاژ ثانویه ترانسفورماتور جریان با خروجی آنالوگ

Rect: بردن نامی ثانویه ترانسفورماتور جریان با خروجی آنالوگ

۴- ۸- ۱- آزمون دقت پایه

کلاس‌های دقت استاندارد برای ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری جریان شامل ۰,۱، ۰,۲، ۰,۵، ۱، ۳، و ۵ است. برای کلاس‌های دقت ۰,۱، ۰,۲، ۰,۵ و ۱، میزان قابل‌قبول خطا در جریان و فاز در فرکانس و بردن نامی و دمای محیط، نباید از مقادیر گفته‌شده در جدول ۴-۹ بیشتر باشد (استاندارد IEC60044-8 بند ۸,۹).

جدول ۴-۹- محدودیت خطاها

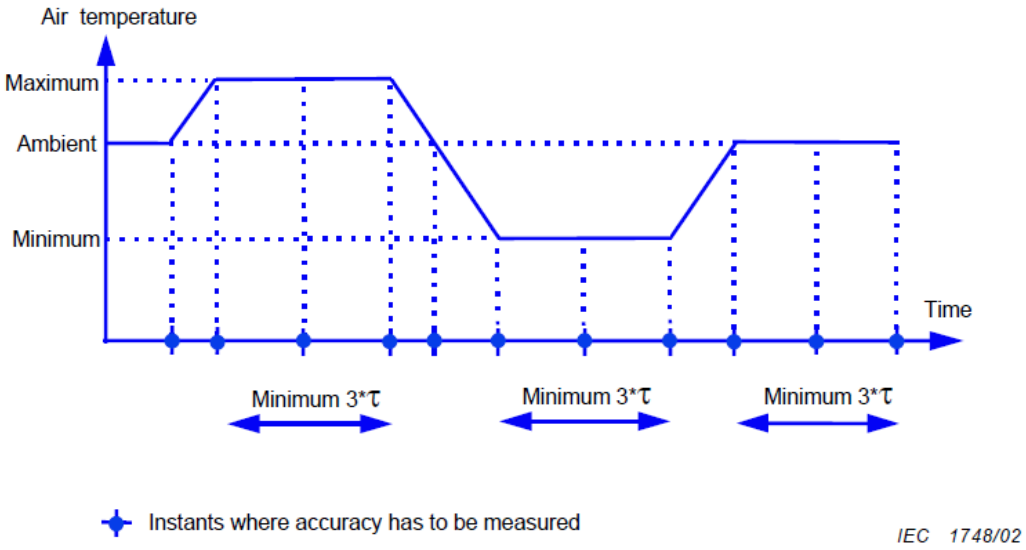
کلاس دقت	± درصد خطای جریان در درصد جریان نامی نشان‌داده شده در زیر				± درصد خطای فاز در درصد جریان نامی نشان‌داده شده در زیر							
					دقیقه				سانتی رادیان			
	۵	۲۰	۱۰۰	۱۲۰	۵	۲۰	۱۰۰	۱۲۰	۵	۲۰	۱۰۰	۱۲۰
۰,۱	۰,۴	۰,۲	۰,۱	۰,۱	۱۵	۸	۵	۵	۰,۴۵	۰,۲۴	۰,۱۵	۰,۱۵
۰,۲	۰,۷۵	۰,۳۵	۰,۲	۰,۲	۳۰	۱۵	۱۰	۱۰	۰,۹	۰,۴۵	۰,۳	۰,۳
۰,۵	۱,۵	۰,۷۵	۰,۵	۰,۵	۹۰	۴۵	۳۰	۳۰	۲,۷	۱,۳۵	۰,۹	۰,۹
۱	۳,۰	۱,۵	۱,۰	۱,۰	۱۸۰	۹۰	۶۰	۶۰	۵,۴	۲,۷	۱,۸	۱,۸

۴- ۸- ۲- آزمون دقت سیکل دمایی

علاوه‌بر آزمون دقت پایه، آزمون دقت سیکل دمایی می‌بایست مطابق شرایط زیر انجام شود (استاندارد IEC60044-8 بند ۸,۹):

- در فرکانس نامی
- در جریان نامی
- در بردن نامی

- با توجه به نصب تجهیز به‌صورت indoor یا outdoor شرایط دمایی حداقل و حداکثر مطابق شکل۴-۳ باید ایجاد شود.



شکل ۴-۳- آزمون دقت سیکل دمایی

در تمامی حالات مقدار خطای اندازه‌گیری باید کمتر از مقادیر گفته‌شده در جدول ۴-۹ باشد.

۴- ۸- ۳- آزمون دقت در برابر تغییرات فرکانس

علاوه‌بر آزمون دقت پایه، آزمون‌های دقت برای فرکانس‌های ۹۹ درصد تا ۱۰۱ درصد فرکانس نامی در جریان نامی و بردن نامی و در دمای محیط ثابت باید انجام شود. در تمامی حالات مقدار خطای اندازه‌گیری باید کمتر از مقادیر گفته‌شده در جدول ۴-۹ باشد.

۴- ۹- آزمون‌های استاندارد موردنیاز سیستم و شرایط پذیرش آن‌ها

در ادامه تمامی آزمون‌های استاندارد گفته‌شده، به‌صورت خلاصه و با بیان شرایط پذیرش هر آزمون در جدول ۴-۱۰ قابل‌مشاهده است.

جدول ۴-۱۰- آزمون‌های استاندارد موردنیاز سیستم و شرایط پذیرش آن‌ها

ردیف	شرح آزمون	نام و شماره استاندارد	مقدار/ شرط پذیرش
۱-	آزمون‌های خواص عایقی		
۱-۱	ولتاژ ضربه: سیگنال ضربه 1.2/50µsec با سطح ولتاژ ۴۰۰۰ ولت	IEC62052-11 بند ۷,۳,۲	با فرض رعایت حداقل فاصله عایقی 3mm و فاصله خزشی 3.2mm، بعد از تست نباید هیچ خرابی ظاهری

			مشاهده شود. همچنین تست دقت مجدداً انجام شود و مقدار رجیسترها نباید تغییر کرده باشد.
۲–۱	ولتاژ متناوب: اعمال ولتاژ با سطح 4kV و 2kV برای ترمینال‌های اصلی و کمکی	IEC62053-21 بند ۷,۴	هیچ پالس، جرقه یا تخلیه‌ای نباید روی دهد.
۲– آزمون‌های نیازمندی‌های دقت			
۲–۱	دقت هارمونیک ولتاژ : ثبت مقدار خطا	IEC6100-4-7 بند ۵,۳	برای $U_m>1\%U_{nom}$ حداکثر خطا +/-5%Um برای $U_m<1\%U_{nom}$ حداکثر خطا +/-0.05%Unom
۲–۲	دقت هارمونیک جریان: ثبت مقدار خطا	IEC6100-4-7 بند ۵,۳	برای $I_m>3\%I_{nom}$ حداکثر خطا +/-5%Im برای $I_m<3\%I_{nom}$ حداکثر خطا +/-0.15%Inom
۲–۳	دقت پایه: بستن مداری مطابق شکل۳–۲ در فرکانس و بردن نامی و دمای محیط ۲۳ درجه سانتی‌گراد	IEC60044-8 بند ۸,۹,۲	خطای اندازه‌گیری جریان و فاز متناسب با کلاس دقت نباید بیشتر از مقادیر مجاز جدول ۴–۹ باشد.
۳– آزمون کمیت‌های تأثیرگذار			
۳–۱	تغییرات محدوده دمایی: اعمال ولتاژ نامی و جریان‌های مختلف و در محدود دمایی از ºC 25- تا 60+ ºC و ثبت مقدار خطا	IEC62053-21 بند ۸,۲	تغییرات درصد خطا کمتر از ۰,۰۵ ٪ در PF=1 و کمتر از ۰,۰۷ ٪ در PF=0.5
۳–۲	تغییرات ولتاژ: تغییر ولتاژ به میزان ٪ ۱۵+/– در جریان‌های مختلف و ثبت مقدار خط	IEC62053-21 بند ۸,۲	تغییرات درصد خطا کمتر از ۰,۷ ٪ در PF=1 و کمتر از ۱,۰ ٪ در PF=0.5 سلفی
۳–۳	تغییرات فرکانس: تغییر فرکانس به میزان ٪ ۲ در جریان های مختلف و ثبت مقدار خطا	IEC62053-21 بند ۸,۲	تغییرات درصد خطا کمتر از ۰,۵ ٪ در PF=1 و کمتر از ۰,۷ ٪ در PF=0.5 سلفی
۳–۴	ولتاژ نامتقارن	IEC62053-21 بند ۸,۲	تغییرات درصد خطا کمتر از ۱,۵ ٪
۳–۵	القای مغناطیسی دائم منبع خارجی: اعمال میدان مغناطیسی تا 400mT± 10 میدان مغناطیسی با یک آهنربا با ابعاد ۵۰×۵۰× ۵۰ اعمال و مدت‌زمان در معرض قرار گرفتن بخش های مختلف دستگاه، با توجه به شرایط و چگونگی طراحی دستگاه و نحوه تأثیر پذیری قطعات از میدان مغناطیسی، توسط آزمایشگاه تعیین می‌گردد.	IEC62053-21 بند ۸,۲	تغییرات درصد خطا کمتر از ۲ ٪ حفظ کلاس دقت و ثبت مقدار خطا
۳–۶	عملکرد ملحقات:	IEC62053-21 بند ۸,۲	تغییرات درصد خطا کمتر از ۰,۵ ٪

	اندازه‌گیری مقدار خطا در زمان کار با ۱٪ جریان نامی، ضریب توان ۱ و ارتباط با پورت‌ها		
۳-۷	تغییرات جریان: اعمال مقادیر جریان از $0.01I_b$ تا I_{max} با ضرایب قدرت مختلف	IEC62053-21 بند ۸,۱	خطا کمتر از مقادیر مشخص‌شده در جدول ۶ استاندارد IEC۲۱-۶۲۰۵۳
۳-۸	راه‌اندازی اولیه: اعمال ولتاژ نامی	IEC62053-21 بند ۸,۳,۱	عملکرد دستگاه در کمتر از ۵ ثانیه
۴- آزمون‌های نیازمندی‌های الکتریکی			
۴-۱	مصرف توان: اندازه‌گیری مصرف توان در مدارات ولتاژ و جریان	IEC62053-21 بند ۷,۱	مدار ولتاژ: کمتر از 2W و 10VA از هر فاز مدار جریان: کمتر از 4VA از هر فاز
۴-۲	تأثیر ولتاژ تغذیه: اعمال ولتاژ با حالت‌های قطع و افت موقت	IEC62052-11 بند ۷,۱,۲	عدم‌تغییر در رجیستر و پالس خروجی بیش از x واحد $x = 10^{-6}\ m\ U\text{n}\ I\text{max}$
۴-۳	تأثیر اضافه‌جریان کوتاه‌مدت: اعمال جریان معادل 30Imax برای نیم سیکل	IEC62053-21 بند ۷,۲	یک ساعت بعد از اتمام تست، باید درصد خطا کمتر از ۱,۵٪ تغییر کرده باشد.
۴-۴	تأثیر خود گرمازایی: کنتور به مدت ۲ ساعت بدون جریان روشن باشد. جریان ماکزیمم به مدت حداقل یک ساعت با ضریب توان ۱ اعمال شود. کنتور به مدت ۲ ساعت بدون جریان روشن باشد. جریان ماکزیمم به مدت حداقل یک ساعت با ضریب توان ۰,۵ سلفی اعمال شود.	IEC62053-21 بند ۷,۳	منحنی تغییرات خطا در طول یک ساعت رسم شود. تغییرات درصد خطا نسبت به مقدار اولیه باید کمتر از ۰,۷٪ باشد.
۴-۵	تأثیر حرارت: در دمای 40 ºC با اعمال جریان ماکزیمم و ولتاژ 1.15Vn به مدت ۲ ساعت	IEC62052-11 بند ۷,۲	عدم افزایش دمای بدنه کنتور بیش از 65 ºC بعد از انجام تست، باید تست‌های عایقی انجام شوند
۵- آزمون سازگاری با امواج الکترومغناطیسی			
۵-۱	تداخل رادیویی: اعمال ولتاژ نامی و جریانی بین $0.1I_b$ تا $0.2I_b$ با کابل غیرشیلد به طول ۱ متر	IEC62052-11 بند ۷,۵,۸	عدم انتشار امواج الکترومغناطیسی از طریق هدایتی و تشعشعی، بیش از محدوده مشخص‌شده در استاندارد
۵-۲	پالس‌های زودگذر: ولتاژها و جریان‌های نامی با ضریب توان ۱	IEC62052-11 بند ۷,۵,۴ IEC62053-21 بند ۸,۲	عملکرد صحیح بعد از اتمام تست تغییرات درصد خطا حین تست کمتر از ۴ درصد

	اعمال پالس زودگذر با دامنه 4kV به ترمینال های ولتاژ و جریان 2kV به ترمینال های دیگری که ولتاژ مرجع بیش از ۴۰ ولت دارند. اعمال پالس با پلاریته معکوس		
۵–۳	مصونیت در برابر اغتشاشات میدان‌های الکترومغناطیسی RF: اعمال میدان‌های الکترومغناطیسی RF در محدوده فرکانسی 80MHz الی 2GHz مدولاسیون دامنه با ضریب 0.8 موج سینوسی 1kHz دستگاه متصل به ولتاژ و جریان نامی و ضریب توان ۱ شدت میدان الکتریکی 10V/m	IEC62052-11 بند ۷,۵,۳ IEC62053-21 بند ۸,۲	عملکرد صحیح بعد از اتمام تست تغییرات درصد خطا حین تست کمتر از ۲ درصد
۵–۴	تست ایمنی امواج نوسانی میرا: اعمال ولتاژ با مشخصات زیر به مدارهای ولتاژی و کمکی بیشتر از ۴۰ ولت ولتاژ 2.5kV با فرکانس 100kHz و نرخ تکرار 40Hz مدت‌زمان ۱۵ سیکل به صورت ۲ ثانیه روشن و ۲ ثانیه خاموش برای هر فرکانس	IEC62052-11 بند ۷,۵,۷	در طول آزمایش، رفتار تجهیزات نباید مختل شود و تغییرات خطا باید در محدوده های مشخص‌شده در استانداردهای مربوطه باشد.
۵–۵	مصونیت در برابر اغتشاشات میدان‌های الکترومغناطیسی RF: دستگاه روشن با اتصال به مقادیر ولتاژ نامی و جریان باز اعمال میدان مغناطیسی مدوله نشده 30V/m	IEC62052-11 بند ۷,۵,۳	عملکرد صحیح بعد از اتمام تست عدم‌تغییر در رجیستر و پالس خروجی بیش از x واحد $x = 10^{-6}\ m\ U\mathrm{n}\ I\mathrm{max}$
۵–۶	مصونیت در برابر اغتشاشات هدایتی ناشی از میدان‌های RF: ولتاژها و جریان‌های نامی با ضریب توان ۱ اعمال ولتاژ 10V در محدوده فرکانسی 150kHz تا 80MHz	IEC62052-11 بند ۷,۵,۵ IEC62053-21 بند ۸,۲	عملکرد صحیح بعد از اتمام تست تغییرات درصد خطا حین تست کمتر از ۲ درصد
۵–۷	مصونیت در برابر تخلیه الکتروستاتیک: دستگاه در شرایط روشن، بدون جریان اعمال پالس 8kV به فلزات در دسترس اعمال پالس الکتروستاتیک هوایی	IEC62052-11 بند ۷,۵,۲	عدم‌تغییر در رجیستر و پالس خروجی بیش از x واحد $x = 10^{-6}\ m\ U\mathrm{n}\ I\mathrm{max}$

	و یا 15kV در صورت در دسترس نبودن اتصال فلزی		
۵-۸	مصونیت در برابر ضربه ولتاژ: دستگاه در شرایط روشن، بدون جریان اعمال پالس ضربه با مشخصات تشریح شده در استاندارد	IEC62052-11 بند ۷,۵,۶	عملکرد صحیح بعد از اتمام تست عدم‌تغییر در رجیستر و پالس خروجی بیش از x واحد $x = 10^{-6}\ m\ U\mathrm{n}\ I\mathrm{max}$
۶- آزمون اثرات شرایط محیطی			
۶-۱	گرمای خشک: دستگاه در حالت خاموش در دمای 70ºC ±2ºC به مدت ۷۲ ساعت	IEC60068-2-2	عملکرد صحیح بعد از انجام تست با حفظ کلاس دقت و عدم‌تغییر در رجیسترها
۶-۲	سرما: دستگاه در حالت خاموش و در دمای -25ºC±3ºC به مدت ۷۲ ساعت	IEC60068-2-1	عملکرد صحیح بعد از انجام تست با حفظ کلاس دقت و عدم‌تغییر در رجیسترها
۶-۳	گرمای دوره‌ای: دستگاه در حالت روشن بدون عبور جریان افزایش دما تا +40ºC به مدت ۱ ساعت با سطح رطوبت ۹۵ در صد و پس از ۳ ساعت کاهش دما تا +25ºC به مدت ۳ ساعت	IEC60068-2-30	عملکرد صحیح بعد از انجام تست با حفظ کلاس دقت و عدم‌تغییر در رجیسترها تکرار مجدد تست عایقی ۲۴ ساعت پس از پایان تست با ۸۰٪ ولتاژ تست ضربه
۶-۴	مقاومت در برابر تشعشع خورشیدی: در صورت نصب در بیرون، دستگاه در حالت خاموش و تنظیم دما و تابش در بازه ۸ ساعت تابش و ۱۶ ساعت تاریکی و تکرار به مدت ۳ روز	IEC60068-2-5	عملکرد صحیح بعد از انجام تست با حفظ کلاس دقت و عدم‌تغییر در رجیسترها عدم‌تغییر نوشته‌ها و علائم روی NamePlate
۷- آزمون‌های مکانیکی			
۷-۱	لرزش: محدوده فرکانسی 10Hz تا 150Hz، جابجایی 0.075mm و شتاب 1g، به مدت ۷۵ دقیقه در هر جهت	IEC62052-11 بند ۵,۲,۲,۳	عملکرد صحیح با حفظ کلاس دقت، عدم خرابی و عدم‌تغییر در رجیسترها
۷-۲	شوک: شتاب 30g و پالس نیمه سینوسی به مدت ۱۸ میلی‌ثانیه مجموعاً ۱۸ شوک در سه جهت	IEC62052-11 بند ۵,۲,۲,۲	عملکرد صحیح با حفظ کلاس دقت، عدم خرابی و عدم‌تغییر در رجیسترها
۷-۳	چکش ارتجاعی: نصب روی دیوار مصنوعی در حالت خاموش و اعمال ضربه با نیروی 0.2J به سطح بیرونی دستگاه، بلوک ترمینال و پنجره LCD	IEC62052-11 بند ۵,۲,۲,۱	عملکرد صحیح با حفظ کلاس دقت، و عدم شکستگی بدنه و بلوک ترمینال به‌طوری‌که نتوان قسمت‌های برق دار را لمس نمود.
۷-۴	حفاظت در برابر گردوغبار و آب:	IEC 60529	بعد از اتمام تست، نباید گردوغبار باعث خرابی عملکرد دستگاه شده باشند.

	نصب روی دیوار مصنوعی در حالت خاموش (IP20)		بعد از انجام تست، باید آزمون‌های عایقی با موفقیت انجام شوند.
۷-۵	مقاومت در برابر گرما و آتش: قرار دادن بدنه و بلوک ترمینال در برابر سیم گداخته با دمای 960ºC	IEC62052-11 بند ۵,۸	در صورت شعله‌ور شدن، در مدت کمتر از ۳۰ ثانیه خاموش و ریزش قطرات مذاب روی پارچه باعث آتش گرفتن نشود.
۸- آزمون قابلیت اطمینان ترمینال‌ها			
۸-۱	قابلیت پذیرش سیم‌های افشان از سطح مقطع ۶ تا ۲۵ میلی‌متر مربع	IEC60999-1 بند ۹,۱ و ۹,۲	ترمینال باید قابلیت پذیرش سطوح مقطع ذکرشده را داشته باشد.
۸-۲	کیفیت نگه‌دارندگی سیم: – با طول سیم و شرایط مشخص شده در استاندارد – آویختن وزنه با طول سیم مرتبط با سطح مقطع‌های متفاوت سیم	IEC60999-1 بند ۹,۴ و ۹,۵	بدون داشتن تأثیر مخرب بر روی سیم
۸-۳	استحکام پیچ ترمینال: ۵ بار باز و بسته کردن پیچ ترمینال با گشتاور معین	IEC60999-1 بند ۹,۶	عدم هرز شدن و خوردگی پیچ ترمینال
۸-۴	قابلیت نگه‌دارندگی سیم هنگام آزمون تأثیر حرارت	IEC60999-1 بند ۹,۷	بدون داشتن تأثیر مخرب بر روی سیم

۵- نتیجه‌گیری

درمجموع هشت دستگاه در پنج پست توزیع برق در محل پژوهشگاه نیرو نصب شده است. سه مورد از پست‌ها دارای دو ترانس بوده و به همین جهت دو دستگاه در هر یک نصب گردید. ابعاد دستگاه اندازه‌گیری ۲۰* ۱۳ * ۴,۵ سانتی‌متر است. هر دستگاه اندازه‌گیری دارای پورت‌های استاندارد جهت اتصال ولتاژهای سه فاز و نول است که به‌صورت مستقیم از خروجی سمت فشار ضعیف تابلوهای داخل پست‌های برق برای اندازه‌گیری استفاده می‌کند. همچنین برای اندازه‌گیری جریان‌ها از کویل‌های روگوفسکی بر خطوط سه فاز و نول استفاده شده است. سادگی نصب این کویل‌ها از مزایای آن‌ها نسبت به ترانسفورماتورهای جریان با هسته مغناطیسی است. بدین ترتیب هر سامانه‌ی اندازه‌گیری دارای چهار کویل روگوفسکی جهت اندازه‌گیری جریان‌های سه فاز و نول است. درمجموع ۳۲ کویل روگوفسکی با قطر پنجره ۱۳ سانتیمتر در پست‌های موردنظر نصب شده‌اند. هر سیستم دارای پورت استاندارد SMA در قسمت بالایی خود، جهت اتصال آنتن خارجی است. آنتن‌های خارجی تهیه‌شده دارای کابل سه متری و پایه‌ی آهنربایی جهت نصب آسان بر تابلوهای پست هستند و دارای بهره ۵ dB هستند. هر یک از سیستم‌های اندازه‌گیری به دلیل استفاده از فناوری GPRS برای ارسال داده‌ها، نیاز به سیم‌کارت دارد. در این راستا، سیم‌کارت‌های همراه اول در اختیار قرارگرفته از طرف پژوهشگاه نیرو، در دستگاه‌های نصب‌شده قرار داده شد.

دستگاه پس از روشن شدن، به‌صورت خودکار هر ۲ دقیقه یک‌بار تمامی اطلاعات مربوط به ولتاژها، جریان‌ها، زوایا، توان‌های اکتیو و راکتیو و ظاهری، فرکانس، دما، هارمونیک‌های ولتاژ و جریان تا مرتبه ۱۹، میزان تغییرات و پرچم تغییرات در فازهای مختلف را به سرور راه دور می‌فرستد. به‌علاوه، بخش‌های اصلی این اطلاعات، در نمایشگر سیستم نیز قابل‌مشاهده است که در منوی online قرار دارند. دستگاه اندازه‌گیری، به‌محض اتصال به شبکه، در صورت تنظیم نبودن، زمان و تاریخ خود را از طریق شبکه‌ی مخابراتی به‌صورت اتوماتیک تنظیم می‌نماید.

دستگاه‌های نصب‌شده در پست‌های توزیع در داخل نرم‌افزار سرور نیز با نام خود پست و در داخل پروژه‌ای با نام پژوهشگاه نیرو تعریف شده‌اند. سرور در آدرس http://37.152.187.87 با وارد کردن نام کاربری و کلمه‌عبور قابل‌دسترسی است. در نرم‌افزار سرور در قسمت نمایش داده‌های آنلاین می‌توان تمامی داده‌ها شامل: اطلاعات Basic، توان، انرژی، هارمونیک‌ها، پایش خاموشی‌ها و پایش بارگذاری ترانسفورماتور قدرت را مشاهده کرد. در بخش داده‌های ثبت‌شده دستگاه نیز تمامی اطلاعات قبلی قابل‌دسترس است که در این قسمت قابلیت جستجو بر اساس تاریخ ارسال اطلاعات وجود دارد. همچنین نرم‌افزار، قابلیت رسم نمودارها و گرفتن خروجی با فرمت CSV برای تمامی پارامترهای ثبت و ذخیره‌شده در سرور را دارد.

در راستای سنجش عملکرد و دقت سامانه‌ی اندازه‌گیری، آزمون‌های مختلفی صورت گرفت. این آزمون‌ها عبارت‌اند از آزمون دقت اندازه‌گیری جریان، آزمون دقت اندازه‌گیری ولتاژ، آزمون دقت اندازه‌گیری ضریب توان، آزمون دقت اندازه‌گیری فرکانس و آزمون دقت اندازه‌گیری هارمونیک‌ها برای سامانه‌ی اندازه‌گیری و آزمون‌های سنجش عملکرد

کویل روگوفسکی. این آزمون‌ها در آزمایشگاه و توسط سیستم‌های تزریق جریان و تولید ولتاژ دقیق در کنار سیستم‌های دقیق اندازه‌گیری انجام شد. نتایج آزمون‌های مذکور، نشان‌دهنده‌ی دقت بالای دستگاه در اندازه‌گیری پارامترهای مختلف است، ازجمله: مقدار خطای اندازه‌گیری جریان برای محدوده جریانی از ۱۰ تا ۲۰۰ آمپر زیر ۱ درصد است و مقدار خطای اندازه‌گیری ولتاژ در حدود ۰٫۲ درصد است. نتایج آزمون سنجش عملکرد کویل روگوفسکی نشان‌دهنده‌ی توانایی آشکارسازی صحیح هارمونیک اصلی و هارمونیک‌های فرعی توسط کویل روگوفسکی ساخته‌شده و نسبت تبدیل (حساسیت) ۵۰ میلی‌ولت بر کیلوآمپر برای آن و نویز کم آن است.

اضافه‌بار در ترانسفورماتور می‌تواند سبب افزایش دما در مجموعه روغن، هادی‌ها و کاغذهای عایقی شود. در این حالت، عموماً بیشترین دما در محلی بین سیم‌پیچی‌های ترانسفورماتور و کاغذ عایقی رخ داده و به این دما، دمای نقطه داغ ترانسفورماتور گفته می‌شود. کاغذهای عایقی سازگار با استاندارد IEC60076 هرکدام دمای نقطه داغ مختص به خود را داشته و عمر هر یک برحسب آن اعلام می‌گردد. بسته به این‌که دمای نقطه داغ در هر زمان چه مقدار از دمای نقطه داغ نامی بیشتر یا کمتر باشد، نرخ استهلاک نسبی عایق متفاوت خواهد بود. میزان استهلاک ترانسفورماتور، به دمای نقطه داغ بسیار حساس است. دمای نقطه داغ خود از دو عامل تلفات در سیم‌پیچی ترانسفورماتور و دمای محیطی نشات می‌گیرد. لذا هر چه بارگذاری یا دمای محیطی که ترانسفورماتور در آن قرار دارد بیشتر باشد، درنتیجه آن دمای نقطه داغ آن بالاتر رفته و عمر آن کوتاه‌تر خواهد بود. ازاین‌رو از استاندارد IEC60076-7 استفاده‌شده تا تنها با پایش دمای محیطی و جریان بارگذاری (با استفاده از مدل حرارتی دیفرانسیلی این استاندارد)، ۱) اقدام به محاسبه تخمینی از دمای نقطه داغ داخل ترانسفورماتور نمود، ۲) با استفاده از آن نرخ استهلاک تجهیز و میزان بارگذاری با توجه به قیود حرارتی محاسبه شده و ۳) در صورت عبور دمای نقطه داغ از مقدار نامی تعیین‌شده برای کاغذ ترانسفورماتور، برای اجتناب از استهلاک شتاب‌دار عایق و کوتاه شدن عمر تجهیز، هشداری برای بهره‌بردار شبکه توزیع صادر شود تا از بروز شرایط نامطلوب آگاه گردد. از مزایای روش دیفرانسیلی ارائه‌شده در استاندارد IEC60076-7 آن است که نیازی به اعمال تغییر در ساختار ترانسفورماتور توزیع نداشته و این امر سبب می‌شود که قابلیت اجرا بر روی تجهیزات موجود در شبکه را بدون اعمال کوچک‌ترین تغییراتی بر روی تجهیز داشته باشد. الگوریتم بارگذاری ترانسفورماتور با استفاده از شبیه‌سازی نرم‌افزاری نیز قابل‌بررسی است. هر دو مورد الگوریتم بارگذاری ترانسفورماتور و الگوریتم پایش خاموشی در نرم‌افزار سرور نیز موردبررسی قرار گرفتند.

پس از نصب اولیه‌ی دستگاه‌های اندازه‌گیری، اشکالاتی از دیدگاه عملکرد نرم‌افزار پردازشی دستگاه‌ها و نیز آنتن‌دهی آن‌ها مشاهده شد. در این راستا تغییرات و اصلاحات نرم‌افزاری و سخت‌افزاری لازم برای دستگاه‌ها صورت گرفت که درنهایت منجر به عملکرد صحیح دستگاه‌ها گردید. ارسال داده‌های سامانه‌ی اندازه‌گیری به سرور، پس از رفع اشکالات اولیه، از جهات مختلف سنجیده شد. این سنجش هم قبل از اتمام کارگذاری همه‌ی سامانه‌های اندازه‌گیری در پست‌ها برای پایلوت و هم پس از آن در زمان‌های طولانی انجام گرفت. نتایج نشان‌دهنده‌ی کارکرد صحیح ارسال داده توسط سامانه‌ها است. سنجش دریافت صحیح داده‌های سامانه‌های اندازه‌گیری توسط سرور هم قبل از اتمام کارگذاری همه‌ی

سامانه‌های اندازه‌گیری در پست‌ها برای پایلوت و هم پس از آن در زمان‌های طولانی انجام گرفت. نتایج سنجش نشان‌دهنده‌ی دریافت صحیح داده‌های ارسالی توسط سرور است.

در فصل چهارم آزمون‌های لازم برای تجهیزات سخت‌افزاری مطابق استانداردهای معتبر بین‌المللی شامل آزمون‌های تک خطایی، آزمون‌های مکانیکی، آزمون‌های شرایط محیطی و آزمون‌های الکتریکی ارائه‌شده است. همچنین در انتهای این فصل جدول آزمون‌های استاندارد موردنیاز سیستم و شرایط پذیرش آن‌ها که از استانداردهای مربوطه استخراج گردیده آورده شده است.

۶- پیوست‌ها

- پیوست ۱: فایل‌های شبیه‌سازی تست الگوریتم بارگذاری ترانسفورماتور:

  به پوشه‌ی "پیوست ۱" در فایل پیوست‌های ارائه‌شده همراه با گزارش رجوع شود.

- پیوست ۲: نتایج دمای نقطه داغ در شبیه‌سازی برای دماهای مختلف:

  به پوشه‌ی "پیوست ۲" در فایل پیوست‌های ارائه‌شده همراه با گزارش رجوع شود.

- پَروَنجاهای نرم‌افزار اصلی سرور:

  به پوشه‌ی "پیوست ۳" در فایل پیوست‌های ارائه‌شده همراه با گزارش رجوع شود.

۷- مراجع

[1]. IEC 61010-1, “Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use - General requirements”, International Electrotechnical Commission, 2010-06.
[2]. IEC 60068-1, “Environmental testing - General and guidance”, International Electrotechnical Commission, 2013-10.
[3]. IEC 62052-11, “Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions: Metering equipment”, International Electrotechnical Commission, 2020-06.
[4]. IEC 60947-1, “Low-voltage switchgear and controlgear - General rules”, International Electrotechnical Commission, 2020-04.
[5]. DIN46228-1, “ferrules; Tubular shape without plastic sleeve” , European Standards, 1992-08.
[6]. IEC 60255-27, “Measuring relays and protection equipment - Product safety requirements”, International Electrotechnical Commission, 2013-10.
[7]. IEC 60068-2-11, “Environmental testing - Tests - Test Ka: Salt mist”, International Electrotechnical Commission, 2021-03.
[8]. IEC 60068-2-75, “Environmental testing - Tests - Test Eh: Hammer tests”, International Electrotechnical Commission, 2014-09.
[9]. IEC 60068-2-27, “Environmental testing - Tests - Test Ea and guidance: Shock”, International Electrotechnical Commission, 2008-02.
[10]. IEC 60068-2-6, “Environmental testing - Tests - Test Fc: Vibration (sinusoidal)”, International Electrotechnical Commission, 2007-12.
[11]. ISO 75-2, “Plastics - Determination of temperature of deflection under load - Plastics and ebonite”, International Organization for Standardization, 2013-04.
[12]. IEC60417-5019, “Protective earth; protective ground”, International Electrotechnical Commission, 2006-08.
[13]. IEC 60529, “Corrigendum 1 - Amendment 2 - Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)”, International Electrotechnical Commission, 2019-01.
[14]. IEC 60695-2-11, “Fire hazard testing - Glowing/hot-wire based test methods - Glow-wire flammability test method for end products (GWEPT)”, International Organization for Standardization, 2021-10.
[15]. IEC 62053-52, “Electricity metering equipment (AC) - Particular requirements – Symbols”, International Organization for Standardization, 2005-09.
[16]. IEC 60721-3-3, “Classification of environmental conditions - Part 3-3: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Stationary use at weather protected locations”, International Organization for Standardization, 2019-05.
[17]. IEC 60068-2-2, “Environmental testing - Tests - Test B: Dry heat”, International Organization for Standardization, 2007-07.
[18]. IEC 60068-2-1, “Environmental testing - Tests - Test A: Cold”, International Organization for Standardization, 2007-03.

[19]. IEC 60068-2-30, “Environmental testing - Tests - Test Db: Damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle)”, International Organization for Standardization, 2005-08.
[20]. IEC 60068-2-5, “Environmental testing - Tests - Test S: Simulated solar radiation at ground level and guidance for solar radiation testing and weathering”, International Organization for Standardization, 2018-04.
[21]. IEC 60085, “Electrical insulation - Thermal evaluation and designation”, International Organization for Standardization, 2007-11.
[22]. IEC 60060-1, “High-voltage test techniques - General definitions and test requirements”, International Organization for Standardization, 2010-09.
[23]. IEC 61000-4-2, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Testing and measurement techniques - Electrostatic discharge immunity test”, International Organization for Standardization, 2008-12.
[24]. IEC 61000-4-3, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Testing and measurement techniques - Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test”, International Organization for Standardization, 2020-09.
[25]. IEC 61000-4-4, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Testing and measurement techniques - Electrical fast transient/burst immunity test”, International Organization for Standardization, 2012-04.
[26]. IEC 61000-4-5, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Testing and measurement techniques - Surge immunity test”, International Organization for Standardization, 2014-05.
[27]. IEC 61000-4-6, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Testing and measurement techniques - Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields”, International Organization for Standardization, 2013-10.
[28]. IEC 61000-4-12, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Testing and measurement techniques - Ring wave immunity test”, International Organization for Standardization, 2017-07.
[29]. CISPR 32, “Electromagnetic compatibility of multimedia equipment - Emission requirements”, International Organization for Standardization, 2015-03.
[30]. IEC 60076-7, “Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers”, International Electrotechnical Commission, 2005-12.
[31]. IEC 60354, “Loading guide for oil-immersed power transformers”, International Electrotechnical Commission, 1991-09.
[32]. “Datasheet SHTC1: Humidity and Temperature Sensor IC”, Sensirion, Aug. 2015. Available: https://www.mouser.com/datasheet/2/682/Sensirion_Humidity_Sensors_SHTC1_Datasheet-1511754.pdf

www.nri.ac.ir

تهران - شهرک قدس - انتهای بلوار شهید دادمان (پونک باختری) - صندوق پستی ۵۱۷-۱۴۶۶۵
تلفن : ۸۸۰۷۹۴۰۰ - فاکس : ۸۸۰۷۸۲۹۶

پژوهشگاه نیرو

Niroo Research Institute

گزارش مرحله پنجم:

ارزیابی فنی و اقتصادی سیستم





کارفرما: پژوهشگاه نیرو به نمایندگی شرکت توانیر

واحد مجری پروژه: طرح اکتساب دانش فنی طراحی و پیاده‌سازی شبکه توزیع هوشمند، ریزشبکه (میکرو/نانو) و نیروگاه مجازی شهریور ۱۴۰۱

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: مرحله پنجم – ارزیابی فنی و اقتصادی سیستم

کد گزارش–ویرایش: PSPPN20/T5/ویرایش ۲

عنوان پروژه: طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ MEMS در شبکه توزیع هوشمند

واحد مجری پروژه: طرح اکتساب دانش فنی طراحی و پیاده‌سازی شبکه توزیع هوشمند، ریزشبکه (میکرو/نانو) و نیروگاه مجازی

مدیر واحد مجری پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

مجری پروژه: آقای دکتر مجتبی گیلوانژاد

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

تهیه‌کننده: دانشگاه شهید بهشتی
تاریخ: ۱۴۰۱/۶/۱۵

پیشگفتار

تکامل شبکه‌های الکتریکی از انتقال برق یک‌طرفه متعارف به شبکه‌های جدید با طیف گسترده‌ای از مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان برق، به‌منظور ایجاد شبکه‌های هوشمند نیاز به توسعه و به‌کارگیری فناوری‌های اندازه‌گیری و ارتباطات پیشرفته و جدید دارد. جمع‌آوری اطلاعات بهره‌برداری از شبکه، گردآوری و ارسال داده با صرف هزینه‌ای معقول و با کمترین دخالت مستقیم انسانی، از اهم اهداف سامانه‌های پایشی شبکه‌های توزیع هوشمند محسوب می‌شوند. در همین راستا پروژه با عنوان "طراحی و اجرای پایلوت کاربست حسگرهای مغناطیسی اندازه‌گیری جریان و ولتاژ در شبکه توزیع هوشمند" تعریف شده است تا از حسگرهای مغناطیسی که برای نصب نیازی به اعمال قطعی در شبکه و باز کردن خطوط برق ندارند و تنها با استفاده از میدان مغناطیسی اطراف خطوط اقدام به اندازه‌گیری جریان خطوط می‌کنند، برای پیاده‌سازی یک سامانه پایشی استفاده شود. پس از بررسی‌های انجام‌شده در مرحله اول پروژه، کویل روگوفسکی به‌عنوان حسگر مغناطیسی موردنظر و همچنین دو کاربرد پایش بارگذاری ترانسفورمرها و پایش خاموشی‌های شبکه به‌عنوان کاربردهای پایشی انتخاب شدند. سامانه مدنظر در این پروژه شامل چهار بخش کویل روگوفسکی، ماژول سخت‌افزاری، نرم‌افزار تحت وب و ماژول مخابراتی است. این سامانه در طی مراحل دوم تا چهارم این پروژه ساخته شده و سپس در پایلوت نمونه نصب و مورد بهره‌برداری و تست قرار گرفت. در مرحله پنجم این پروژه به ارزیابی فنی و اقتصادی سیستم پایلوت پرداخته شده است. گزارش مرحله پنجم از این پروژه با عنوان "ارزیابی فنی و اقتصادی سیستم" تهیه شده و شامل دو فصل به شرح زیر است:

فصل اول: ارزیابی اقتصادی سیستم پایلوت ازنقطه‌نظر هزینه‌ی پیاده‌سازی و بازگشت سرمایه و امکان درآمدزایی

فصل دوم: ارزیابی نتایج حاصل از اجرای پایلوت و بررسی چالش‌های پیاده‌سازی و توسعه‌ی سیستم و ارائه‌ی راهکار برای رفع آن‌ها

کارفرما: پژوهشگاه نیرو به نمایندگی شرکت توانیر

مدیر پروژه: خانم مهندس لیلا عبدی

دانشگاه مجری: شهید بهشتی

مجری دانشگاهی: دکتر رضا محمدی

تیم تحقیقاتی پروژه: مهندس نادر کاظمی، مهندس آرش صمدی، مهندس محمدرضا طاهری و مهندس مهدی قطبی

ناظر پروژه: آقای مهندس ایرج رفیعی

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

پیشگفتار ..... ج
۱- ارزیابی اقتصادی سیستم پایلوت ازنقطه‌نظر هزینه‌ی پیاده‌سازی و بازگشت سرمایه و امکان درآمدزایی ۲
۱- ۱- مقدمه ۲
۱- ۲- کاهش هزینه‌ی تعمیرات ترانسفورماتور از طریق پایش بارگذاری ترانسفورماتور ۳
۱- ۳- کاهش زمان تشخیص خاموشی ۱۱
۱- ۴- کاهش تلفات در اثر کاهش نامتعادلی بار ۱۳
۱- ۵- کاهش تلفات در اثر کاهش جبران‌سازی توان راکتیو ۱۶
۱- ۶- کاهش تلفات در اثر کاهش هارمونیک شبکه ۱۷
۲- ارزیابی نتایج حاصل از اجرای پایلوت و بررسی چالش‌های پیاده‌سازی و توسعه‌ی سیستم و ارائه‌ی راهکار برای رفع آن‌ها ۲۵
۲- ۱- مقدمه ۲۵
۲- ۲- چالش‌ها و نکات نصب و راه‌اندازی دستگاه اندازه‌گیری ساخته‌شده ۲۵
۲- ۳- کلان‌داده ۲۸
۲- ۳- ۱- ویژگی‌های کلان‌داده ۲۸
۲- ۳- ۲- انواع داده‌ها ۳۰
۲- ۳- ۳- انواع تحلیل کلان‌داده ۳۱
۲- ۴- امنیت داده‌ها ۳۲
۲- ۵- مقیاس‌پذیری ۳۹
نتیجه‌گیری ۴۱
مراجع ۴۴

فهرست جداول

عنوان **صفحه**

جدول ۱-۱– پرسش‌نامه مرتبط با خرابی ترانسفورماتورها در شبکه توزیع اول ۴
جدول ۱-۲– پرسشنامه مرتبط با خرابی ترانسفورماتورها در شبکه توزیع دوم ۵
جدول ۱-۳– لیست قیمت روز ترانسفورماتور کم‌تلفات ردیف ۲۰ kV (۲۶ تیر ۱۴۰۱) ۶
جدول ۱-۴– هزینه‌های ساخت، نصب و بهره‌برداری از تجهیز موردنظر به‌ازای هر دستگاه ۷
جدول ۱-۵– دوره برگشت سرمایه با سناریوی اول در صورت نصب تجهیز در شبکه توزیع شرکت اول ۸
جدول ۱-۶– دوره برگشت سرمایه با سناریوی اول در صورت نصب تجهیز در شبکه توزیع شرکت دوم ۹
جدول ۱-۷– دوره برگشت سرمایه با سناریوی دوم در صورت نصب تجهیز در شبکه توزیع شرکت اول ۱۰
جدول ۱-۸– دوره برگشت سرمایه با سناریوی دوم در صورت نصب تجهیز در شبکه توزیع شرکت دوم ۱۰
جدول ۱-۹– اطلاعات مربوط به قطعی شبکه در شرکت توزیع اول ۱۲
جدول ۱-۱۰– اطلاعات مربوط به قطعی شبکه در شرکت توزیع دوم ۱۲
جدول ۱-۱۱– مشخصات ترانسفورماتورهای تحت بررسی ۲۰
جدول ۱-۱۲– محتوای هارمونیکی بارهای متصل به ترانسفورماتورهای تحت مطالعه ۲۱
جدول ۱-۱۳– درصد افزایش تلفات ترانسفورماتورهای تحت بررسی در محیط هارمونیکی ۲۱
جدول ۱-۱۴– نتایج محاسبه تلفات برای ترانسفورماتورهای موردمطالعه در حضور بارهای هارمونیکی ۲۲
جدول ۱-۱۵– عمر مفید ترانسفورماتورها در حضور بارهای هارمونیکی به ازای جریان بار ۰٫۹ pu ۲۲
جدول ۱-۱۶– عمر مفید ترانسفورماتورها در حضور بارهای هارمونیکی به ازای جریان بار ۱ pu ۲۳

فهرست اشکال

عنوان **صفحه**

شکل ۱-۱– آمار درصدی ترانسفورماتورهای تعمیرشده و دلیل ارسال به کارگاه ۴
شکل ۱-۲– عوامل بهره‌برداری که منجر به بروز عیب در ترانسفورماتورها می‌شود..... ۵
شکل ۲-۱– ویژگی‌های اصلی کلان‌داده ۲۹
شکل ۲-۲– ویژگی‌های هشت‌گانه کلان‌داده..... ۳۰
شکل ۲-۳– پیچیدگی تحلیل در مبحث کلان‌داده ۳۱
شکل ۲-۴– حوزه‌های مختلف شبکه‌ی هوشمند و تعامل آن‌ها از طریق ارتباطات امن ([۴]) ۳۳
شکل ۲-۵– انواع حملات سایبری، الف) غیرفعال، ب) فعال ۳۷

فصل اول:

ارزیابی اقتصادی سیستم پایلوت ازنقطه‌نظر هزینه‌ی پیاده‌سازی و بازگشت سرمایه و امکان درآمدزایی

۱- ارزیابی اقتصادی سیستم پایلوت ازنقطه‌نظر هزینه‌ی پیاده‌سازی و بازگشت سرمایه و امکان درآمدزایی

۱- ۱- مقدمه

با توجه به گسترش شبکه‌های توزیع برق و افزایش اهمیت آن‌ها نیاز جدی برای افزایش رویت‌پذیری این شبکه‌ها جهت استفاده در کاربردهای برنامه‌ریزی و بهره‌برداری شبکه‌های توزیع وجود دارد. سامانه پایشی که در این پروژه ساخته و مورد نصب و بهره‌برداری در پست‌های توزیع به‌صورت پایلوت قرار گرفته است بخشی از این رویت‌پذیری را در پست‌های توزیع ایجاد کند. مهم‌ترین مزیت سامانه پایشی ساخته‌شده امکان پایش برای بهره‌برداران شبکه است که می‌تواند قابلیت‌های کاربردی متعددی را به‌همراه داشته باشد. یکی از این موارد که در تجهیز ساخته‌شده به آن پرداخته شده تعیین ظرفیت بارگذاری دینامیکی برای ترانسفورماتورهای نصب‌شده در پست‌های توزیع است. استفاده از این قابلیت باعث افزایش عمر ترانسفورماتورها و کاهش خرابی آن‌ها و در نتیجه کاهش هزینه‌های مرتبط با تعمیرات آن‌ها می‌گردد. با توجه به هزینه بالای نصب سنسورهای دما در ترانسفورماتورهای توزیع استفاده از این سنسورها در سطح توزیع متداول نیست. از طرفی سالیانه درصد قابل‌توجهی از ترانسفورماتورها در شبکه توزیع در فصل پرباری در معرض سوختن یا کاهش عمر قرار می‌گیرند که این مسئله هزینه‌های هنگفتی را به شرکت‌های توزیع تحمیل می‌کند. قابلیت پایش بارگذاری با تخمین دمای نقطه داغ ترانسفورماتور منطبق بر استاندارد IEC این امکان را فراهم می‌کند که علاوه بر بهره‌برداری بهینه از ترانسفورماتور در فصل پربار از کاهش عمر یا سوختن ترانسفورماتورها با صدور آلارم در مواقع لازم جلوگیری گردد.

قابلیت دیگری که در تجهیز ساخته‌شده استفاده شده است پایش خاموشی‌ها در شبکه است. در حال حاضر بی‌برقی یک منطقه از طریق تماس‌های تلفنی مشترکین مشخص می‌شود. گستره بی‌برقی با استفاده از تعداد تماس‌ها و نیز پراکندگی منطقه‌ای تماس‌ها تعیین می‌شود و تأیید آن زمانی صورت می‌گیرد که گروه‌های تعمیر نگهداری شبکه، خطا یا محل عملکرد فیوز را پیدا کنند. با رؤیت پذیری شبکه (به‌خصوص در سطح فشار ضعیف) بهره‌بردار شبکه می‌تواند قبل از اعزام نیروها به‌صورت از راه دور شبکه را رصد کنند. تغییرات بارگذاری ترانسفورمرها مربوط به شبکه توزیع می‌تواند نشان‌دهنده وقوع خاموشی در محدوده پست توزیع مربوطه باشد. این امکان باعث افزایش بهره‌وری شبکه به‌واسطه کاهش زمان قطعی مشترکین می‌شود.

با استفاده از تجهیز پایشی ساخته‌شده علاوه بر موارد بالا پایش نامتعادلی، هارمونیکی و ضریب توان شبکه نیز انجام می‌گیرد. افزایش قدرت پایش شبکه موجب شناسایی نواحی ضعیف ازنظر کیفیت توان و نواحی‌ای با تلفات، هارمونیک و نامتعادلی بالا می‌گردد. در صورت رفع این مشکلات کیفیت توان تحویلی به مشترکین بالا رود و تلفات شبکه کاهش پیدا کند. همچنین کاهش هارمونیک‌ها و نامتعادلی در شبکه سبب می‌شود که خرابی تجهیزات شبکه کاهش یابد. بخشی

از این فواید اقتصادی و فنی حاصل از بالا رفتن رویت‌پذیری شبکه به سبب نصب این تجهیز در ادامه موردبررسی قرار می‌گیرند.

۱- ۲- کاهش هزینه‌ی تعمیرات ترانسفورماتور از طریق پایش بارگذاری ترانسفورماتور

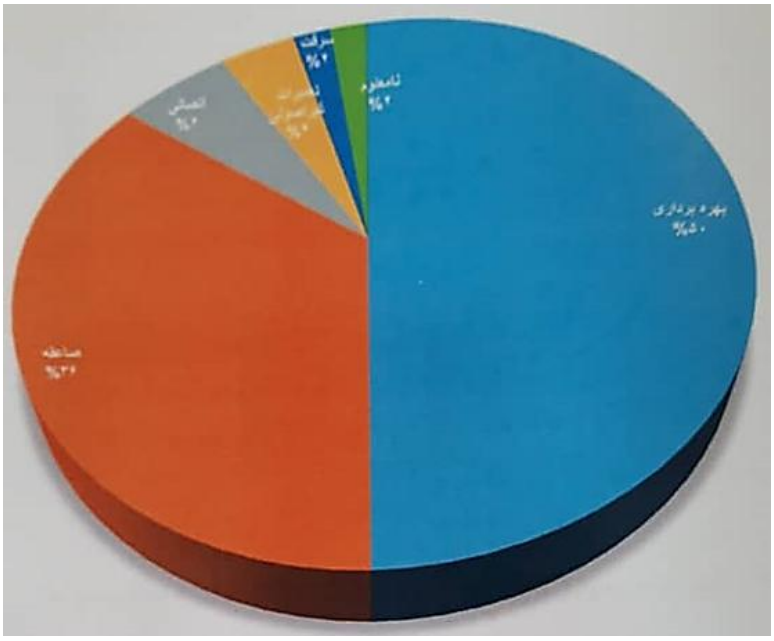
درصورتی‌که رویت‌پذیری شبکه افزایش پیدا کند بهره‌بردار توانایی کنترل بهتر شبکه را خواهد داشت که این مسئله هم از جهت اقتصادی و هم ازنظر فنی مزایایی را به همراه خواهد داشت. منافع اقتصادی حاصل از نصب تجهیز موردنظر و برگشت سرمایه‌ی مناسب می‌تواند استفاده از این تجهیز را از جنبه اقتصادی (بدون در نظر گرفتن مزایای فنی) توجیه‌پذیر نماید. یک جنبه از برگشت سرمایه نصب این تجهیز در قالب افزایش رویت‌پذیری شبکه و جلوگیری از خرابی ترانسفورماتورها به دلیل اضافه‌بار تعریف می‌گردد. اگر بهره‌بردار از درصد بارگذاری ترانسفورماتورها آگاهی بلادرنگ داشته‌باشد می‌تواند با اتخاذ تصمیماتی از پرباری ترانسفورماتور برای مدت‌زمان زیاد جلوگیری کند و مانع سوختن و خرابی سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور بر اثر اضافه‌بار بشود.

مطالعه جنبه اقتصادی نصب این تجهیز و محاسبه دوره بازگشت سرمایه نیازمند اخذ اطلاعاتی در خصوص تعداد ترانسفورماتورهای شبکه، تعداد ترانسفورماتورهای سوخته در هرسال و درصدی که نشان دهد چه میزان از ترانسفورماتورهای خراب‌شده به خاطر اضافه‌بار از کار افتاده‌اند، هست. بدین منظور پرسش‌نامه‌ای در این خصوص آماده شد و با مکاتباتی که با چند شرکت توزیع برق نمونه در سطح کشور انجام شد، اطلاعاتی در خصوص خرابی ترانسفورماتورهای این شرکت‌ها اخذ شد که اطلاعات دریافتی از دو شرکت توزیع برق در جدول ۱-۱ و جدول ۱-۲ لیست شده‌اند.

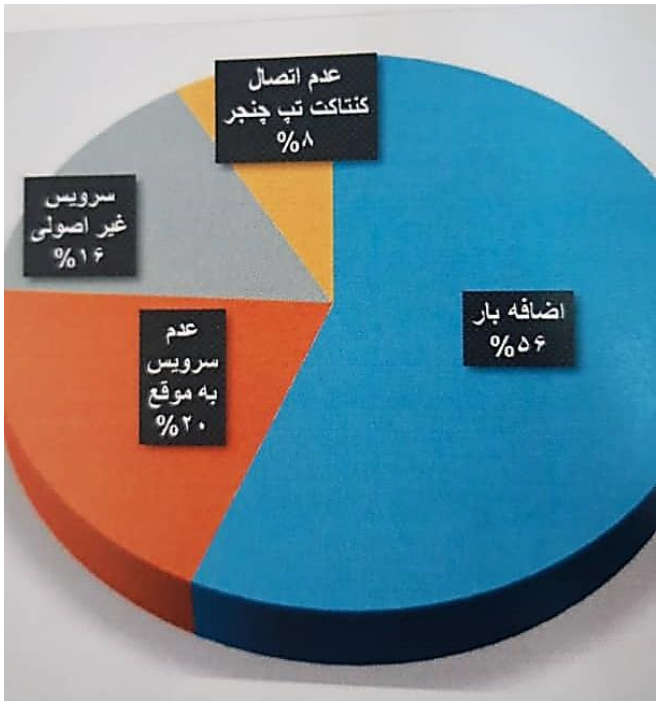
با توجه به جدول ۱-۱، در محدوده تحت پوشش این شرکت توزیع ۱۶۰۰۰ ترانسفورماتور هوایی و ۱۴۲۶ ترانسفورماتور توزیع زمینی مورد بهره‌برداری هستند که از این تعداد ۵۶ ترانسفورماتور هوایی و ۵ ترانسفورماتور زمینی در سال گذشته خراب شده‌اند. طبق آمار شکل ۱-۱، مشکلات بهره‌برداری با ۵۰٪ بیشترین دلیل خرابی ترانسفورماتورها در این شبکه توزیع هستند، سایر دلایل عبارت‌اند از: صاعقه با ۳۶ درصد، اتصالی ۶ درصد، تعمیرات غیراصولی ۴ درصد، سرقت ۲ درصد و دلایل نامعلوم هم ۲ درصد. آمار شکل ۱-۲ بیان می‌کند که بیشترین درصد از خرابی‌های مرتبط با بهره‌برداری، به‌خاطر اضافه‌بار هست که ٪۵۶ را شامل می‌شود. عدم سرویس به‌موقع، سرویس غیراصولی و عدم اتصال کنتاکت تپ چنجر از دیگر عوامل خرابی ترانسفورماتورها در حالت بهره‌برداری به ترتیب با درصدهای ۲۰، ۱۶ و ۸ درصد هستند. این عوامل و در رأس آن‌ها عامل اضافه‌بار که بیشترین درصد را به خود اختصاص داده است درنهایت منجر به وقوع خطا و ازکارافتادگی ترانسفورماتورها می‌شوند. به‌عنوان نتیجه‌گیری، سالانه ٪۲۸ درصد از ترانسفورماتورهای شرکت توزیع اول به دلیل اضافه‌بار دچار خرابی می‌شوند.

جدول ۱-۱- پرسش‌نامه مرتبط با خرابی ترانسفورماتورها در شبکه توزیع اول

تعداد کل پست‌های توزیع هوایی در محدوده کار پرسش‌شونده		۱۶۰۰۰
تعداد کل پست‌های توزیع زمینی در محدوده کار پرسش‌شونده		۱۴۲۶
تعداد کل ترانسفورماتورهای خراب‌شده در پست‌های هوایی در سال گذشته		۵۶
تعداد کل ترانسفورماتورهای خراب‌شده در پست‌های زمینی در سال گذشته		۵
تعداد کل ترانسفورماتورهای خراب‌شده در سال‌های گذشته	از ۳ سال پیش	اعلام‌نشده
	از ۵ سال پیش	اعلام‌نشده
	از ۱۰ سال پیش	اعلام‌نشده
در صورت اطلاع ذکر شود چند درصد از ترانسفورماتورها به خاطر اضافه‌بار خراب می‌شوند		۲۸٪



شکل ۱-۱- آمار درصدی ترانسفورماتورهای تعمیرشده و دلیل ارسال به کارگاه



شکل ۱-۲- عوامل بهره‌برداری که عامل بروز عیب در ترانسفورماتورها هستند

اطلاعات حاصل از جدول ۱-۲ هم بیان می‌کند که از ۴۱۰ ترانسفورماتور زمینی‌ای که در محدوده مدیریتی این شرکت توزیع مورداستفاده هستند ۲ ترانسفورماتور در سال گذشته دچار مشکل شده‌اند و نیازمند تعمیرات و نگهداری بوده‌اند. آمار تجمیعی بیان می‌کند که سالانه ۳۰ درصد از این تعمیرات یا به‌عبارت بهتر ۰٫۶ ترانسفورماتور به دلیل اضافه‌بار دچار خرابی می‌شوند.

جدول ۱-۲- پرسشنامه مرتبط با خرابی ترانسفورماتورها در شبکه توزیع دوم

تعداد کل پست‌های توزیع هوایی در محدوده کار پرسش‌شونده		۱۵۶۱۴
تعداد کل پست‌های توزیع زمینی در محدوده کار پرسش‌شونده		۴۱۰
تعداد کل ترانسفورماتورهای خراب‌شده در پست‌های هوایی در سال گذشته		۵۰
تعداد کل ترانسفورماتورهای خراب‌شده در پست‌های زمینی در سال گذشته		۲
تعداد کل ترانسفورماتورهای خراب‌شده در سال‌های گذشته	از ۳ سال پیش	۱۴۶
	از ۵ سال پیش	۲۸۹
	از ۱۰ سال پیش	۵۲۲
در صورت اطلاع ذکر شود چند درصد از ترانسفورماتورها به خاطر اضافه‌بار خراب می‌شوند		٪۳۰

در مرحله بعدی باید هزینه تعمیرات هر ترانسفورماتور مشخص شود. طبق اطلاعات اخذشده از خبرگان این حیطه، هزینه تعمیرات هر ترانسفورماتور بین ۵۰ تا ۸۰ درصد قیمت خرید یک ترانسفورماتور جدید هست. از آن جایی که در خرابی ترانسفورماتور به سبب اضافه‌بار نیاز به تعویض سیم‌پیچ‌ها وجود دارد بنابراین هزینه تعمیرات اضافه‌باری در سطوح بالای محدوده ۵۰ تا ۸۰ درصدی خواهند بود. قیمت خرید ترانسفورماتور توزیع ۲۰ kV برحسب ظرفیت نامی آن‌ها متغیر

هست و اعداد استخراجی از سایت تولیدکننده ترانسفورماتور یعنی شرکت ایران ترانسفو در جدول ۱-۳ لیست شده‌اند. به عنوان مثال قیمت خرید ترانسفورماتور کم‌تلفات ۵۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV برابر با ۳۶۵ میلیون تومان و قیمت خرید ترانسفورماتور کم‌تلفات ۱۰۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV برابر با ۵۹۰ میلیون تومان هستند.

جدول ۱-۳- لیست قیمت روز ترانسفورماتور کم‌تلفات ردیف ۲۰ kV (۲۶ تیر ۱۴۰۱)

مشخصات	قیمت رسمی ایران ترانسفو (تومان)
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۲۵ kVA ردیف ۲۰ kV	۴۰،۶۳۶،۶۹۰
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۵۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۶۳،۲۶۶،۲۹۶
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۷۵ kVA ردیف ۲۰ kV	۸۶،۰۴۲،۶۰۷
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۱۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۱۰۱،۰۴۶،۸۳۸
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۱۲۵ kVA ردیف ۲۰ kV	۱۲۳،۹۱۰،۹۲۴
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۱۶۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۱۴۳،۳۸۲،۵۳۳
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۲۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۱۶۵،۱۹۴،۶۵۳
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۲۵۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۱۸۳،۳۱۴،۲۲۱
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۳۱۵ kVA ردیف ۲۰ kV	۲۲۶،۷۲۸،۲۹۷
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۴۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۲۶۴،۰۱۱،۳۷۰
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۵۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۳۶۵،۰۵۵،۱۲۰
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۶۳۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۴۳۹،۵۰۸،۲۴۹
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۸۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۵۱۲،۶۷۹،۷۱۵
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۱۰۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۵۹۰،۰۴۰،۲۰۸
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۱۲۵۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۶۶۱،۷۸۱،۵۷۹
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۱۶۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۷۸۲،۳۲۸،۳۷۹
ترانسفورماتور کم‌تلفات ۲۰۰۰ kVA ردیف ۲۰ kV	۹۱۷،۱۶۷،۴۷۸

با مفروضات به‌دست‌آمده، در ادامه جنبه اقتصادی نصب این تجهیز و دوره بازگشت سرمایه موردمطالعه و تحقیق قرار خواهد گرفت. لازم به ذکر است محاسباتی که در ادامه بیان خواهند شد بر اساس آمار ترانسفورماتورهای زمینی هستند چون این تجهیز فعلاً قابلیت استفاده در پست‌های زمینی را دارد. بااین‌حال در صورت نیاز می‌توان تجهیز را به‌منظور نصب بر روی ترانسفورماتورهای هوایی نیز گسترش داد.

در این بخش به تحقیق این موضوع پرداخته خواهد شد که آیا نصب تجهیز موردنظر علاوه بر افزایش رویت‌پذیری شبکه توزیع، مزیت اقتصادی نیز دارد؟ در صورتی که مزیت اقتصادی داشته باشد دوره بازگشت سرمایه چه مدتی خواهد بود؟ بدین منظور در ابتدا هزینه ساخت، نصب و بهره‌برداری این تجهیز باید مشخص شود.

با توجه به اعداد مندرج در جدول ۱-۴ مشخص است که هزینه ساخت تجهیز شامل هزینه ماژول سخت‌افزاری و کویل روگوفسکی شامل ۷ میلیون تومان می‌شود. هزینه نصب ۲۰۰ هزار تومان و هزینه بهره‌برداری شامل شارژ سیم‌کارت اعتباری جهت برقراری ارتباط مخابراتی و هزینه سرور و پشتیبانی ۴۴۰ هزار تومان برآورد می‌شود. با جمع هزینه‌های

ذکرشده عدد ۷٫۶۴۰٫۰۰۰ تومان برای هزینه ساخت، نصب و بهره‌برداری تجهیز حاصل می‌شود که جهت ساده‌سازی، این عدد در ادامه ۷٫۷ میلیون تومان درنظر گرفته می‌شود.

جدول ۱-۴- هزینه‌های ساخت، نصب و بهره‌برداری از تجهیز موردنظر به‌ازای هر دستگاه

موارد مشمول هزینه	هزینه‌ها (تومان)
هزینه ماژول سخت‌افزاری	۵٫۰۰۰٫۰۰۰
هزینه کویل روگوفسکی (۳ فاز و نول)	۲٫۰۰۰٫۰۰۰
سیم‌کارت اعتباری با شارژ یک‌ساله	۲۰۰٫۰۰۰
هزینه نصب هر دستگاه	۲۰۰٫۰۰۰
هزینه سرور و پشتیبانی	۲۴۰٫۰۰۰
جمع کل	۷٫۶۴۰٫۰۰۰

ذکر این نکته لازم است که نیازی به نصب تجهیز موردمطالعه بر روی تمام ترانسفورماتورهای توزیع زمینی وجود ندارد چون تمام ترانسفورماتورهای شبکه در شرایط پرباری مورد بهره‌برداری قرار نمی‌گیرند. بنابراین نصب این تجهیز بر روی ترانسفورماتورهای شناسایی‌شده به‌عنوان ترانسفورماتورهای پر بار ضروری است. با تکیه بر اطلاعاتی که ارائه شد می‌توان جنبه اقتصادی استفاده از تجهیز موردنظر و دوره بازگشت سرمایه را محاسبه کرد. علاوه بر فرضیات قبلی، به‌دست‌آوردن دوره بازگشت سرمایه نیاز به فرضیات دیگری نیز دارد که تمام این فرضیات در ادامه ذکر شده‌اند:

- میزان خرابی ترانسفورماتورها: ۵ ترانسفورماتور از ۱۴۲۶ ترانسفورماتور شبکه توزیع اول، ۲ ترانسفورماتور از ۴۱۰ ترانسفورماتور شبکه توزیع دوم
- درصد ترانسفورماتورهای پر بار: انتخاب ۲۰ درصد از کل ترانسفورماتورها به‌عنوان ترانسفورماتورهای پر بار
- درصد خرابی ترانسفورماتورها به دلیل اضافه‌بار: ۲۸ درصد برای شبکه توزیع اول، ۳۰ درصد برای شبکه توزیع دوم
- هزینه تعمیرات: هزینه تعمیرات به‌خاطر خرابی برحسب اضافه‌بار ۶۵ درصد قیمت خرید ترانسفورماتور جدید (میانگین ۵۰ تا ۸۰ درصد ذکر شده)
- قیمت یک ترانسفورماتور: با فرض استفاده از ترانسفورماتور ۶۳۰ kVA برای هردو شبکه توزیع، قیمت هر ترانسفورماتور ۴۴۰ میلیون تومان
- سود بانکی: در سناریوی اول ٪ ۱۵ سالانه، در سناریوی دوم ٪۲۰ سالانه
- تورم: در سناریوی اول ٪۲۰ سالانه، در سناریوی دوم ٪۳۰ سالانه

در اینجا لازم به ذکر است که بخشی از خرابی ترانسفورماتورها در اثر کاهش عمر آن‌ها در سالیان گذشته اتفاق افتاده است؛ بنابراین لحاظ کردن درصد خرابی ترانسفورماتورها به دلیل اضافه بار به معنی لحاظ کردن ترانسفورماتورهایی است که در سال‌های گذشته دچار کاهش عمر شده و در سال موردنظر خراب شده‌اند.

محاسبات دوره بازگشت سرمایه در ابتدا در مورد شرکت توزیع اول و تحت سناریوی اول انجام می‌گیرد. در این مورد، هزینه انجام‌شده هزینه‌ای هست که صرف نصب و بهره‌برداری از تجهیز روی ترانسفورماتورهای پر بار شبکه توزیع می‌شود. بازگشت سرمایه هم شامل هزینه‌ها در خصوص عدم تعمیر ترانسفورماتورهای پر بار ناشی از اطلاع بهره‌بردار از اضافه‌باری و جلوگیری از کارکرد بیش از حد مجاز ترانسفورماتور در شرایط اضافه‌باری است. با توجه به جدول ۱-۵، هزینه انجام‌گرفته در ابتدا ۲ میلیارد و ۱۹۶ میلیون تومان شامل نصب ۲۸۵ تجهیز با ارزش تمام‌شده ۷,۷ میلیون تومان برای هر تجهیز روی ترانسفورماتورهای زمینی است. این هزینه صرف‌شده برای استفاده مطالعاتی در سال‌های بعد بر اساس نرخ سود بانکی رشد داده می‌شود. به‌عنوان مثال همان هزینه ۲۱۹۶ میلیون تومانی در ابتدای سال، با رشد ۱۵ درصدی در انتهای سال به ۲۵۲۵ میلیون تومان تبدیل می‌گردد و این رویه برای سال‌های بعد هم ادامه دارد.

برای محاسبه هزینه برگشتی باید توجه داشت که این هزینه یک سال بعد از نصب تجهیزات شروع به برگشت می‌کند. تعداد ترانسفورماتورهای خراب‌شده در سال ضرب در درصد ترانسفورماتورهایی که بر اساس اضافه‌بار خراب می‌شوند ضرب در هزینه تعمیر (۶۵ درصد هزینه خرید ترانسفورماتور جدید) مساوی می‌شود با ۴۰۰ میلیون تومان (۵×۰,۲۸×۰,۶۵×۴۴۰=۴۰۰) که با توجه به مقدار برگشت سرمایه در انتهای سال اول، ۴۰۰ میلیون تومان برحسب تورم ۲۰ درصدی باید رشد داده شود تا به عدد ۴۸۰ میلیون تومان برسد (سطر دوم جدول ۱-۵).

جدول ۱-۵– دوره برگشت سرمایه با سناریوی اول در صورت نصب تجهیز در شبکه توزیع شرکت اول

سال	هزینه نصب و بهره‌برداری از تجهیز (میلیون تومان)	هزینه برگشت ناشی از عدم تعمیر ترانسفورماتورها (میلیون تومان)
۰	۱۴۲۶×۰,۲×۷,۷=۲۱۹۶	۰
۱	۲۱۹۶×(۱,۱۵)=۲۵۲۵	۴۰۰×(۱,۲)=۴۸۰
۲	۲۱۹۶×(۱,۱۵)^{۲}=۲۹۰۳	۴۸۰×(۱,۱۵)+۴۰۰×(۱,۲)^{۲}=۱۱۲۸
۳	۲۱۹۶×(۱,۱۵)^{۳}=۳۳۳۸	۱۱۲۸×(۱,۱۵)+۴۰۰×(۱,۲)^{۳}=۱۹۸۸
۴	۲۱۹۶×(۱,۱۵)^{۴}=۳۸۳۸	۱۹۸۸×(۱,۱۵)+۴۰۰×(۱,۲)^{۴}=۳۱۱۵
۵	**۲۱۹۶×(۱,۱۵)^{۵}=۴۴۱۳**	**۳۱۱۵×(۱,۱۵)+۴۰۰×(۱,۲)^{۵}=۴۵۷۷**
۶	۲۱۹۶×(۱,۱۵)^{۶}=۵۰۷۴	۴۵۷۷×(۱,۱۵)+۴۰۰×(۱,۲)^{۶}=۶۴۵۸
۷	۲۱۹۶×(۱,۱۵)^{۷}=۵۸۳۵	۶۴۵۸×(۱,۱۵)+۴۰۰×(۱,۲)^{۷}=۸۸۶۰
۸	۲۱۹۶×(۱,۱۵)^{۸}=۶۷۱۰	۸۸۶۰×(۱,۱۵)+۴۰۰×(۱,۲)^{۸}=۱۱۹۰۹
۹	۲۱۹۶×(۱,۱۵)^{۹}=۷۷۱۶	۱۱۹۰۹×(۱,۱۵)+۴۰۰×(۱,۲)^{۹}=۱۵۷۵۹
۱۰	۲۱۹۶×(۱,۱۵)^{۱۰}=۸۸۷۳	۱۵۷۵۹×(۱,۱۵)+۴۰۰×(۱,۲)^{۱۰}=۲۰۶۰۰

در انتهای سال دوم میزان سرمایه‌گذاری که برحسب سود بانکی رشد داده می‌شود به ۲۹۰۳ میلیون تومان می‌رسد با این‌که میزان برگشت سرمایه عدد ۱۱۲۸ میلیون تومان خواهد بود. بخشی از این ۱۱۲۸ میلیون تومان هزینه برگشت سال پیش هست که با ضریب ۱۵ درصد به سال دوم انتقال داده می‌شود. بخشی دیگر نیز هزینه برگشتی همان سال دوم هست که با ضریب ۲۰ درصد نسبت به مبدأ محاسبات در حال رشد هست. این پروسه تا زمانی ادامه پیدا می‌کند که هزینه برگشتی بیشتر از هزینه سرمایه‌گذاری شده باشد؛ این مهم در انتهای سال پنجم رخ می‌دهد.

در شبکه توزیع دوم نیاز به نصب ۸۲ تجهیز بر روی تمام ترانسفورماتورهای توزیع زمینی هست که هزینه‌ای معادل ۶۳۱ میلیون تومان در آغاز موردنیاز است. این هزینه اگر بر اساس سود بانکی سناریوی اول رشد کند در آخر سال به عدد ۷۲۶ میلیون تومان خواهد رسید و در این مدت ۲۰۵ میلیون تومان برگشت سرمایه به دلیل عدم خرابی ترانسفورماتورها حاصل از اضافه‌بار در مدت یک سال خواهد داشت. خرابی ۲ ترانسفورماتور ۶۳۰ kVA با قیمت ۴۴۰ میلیون تومان که ۳۰٪ خرابی به‌خاطر اضافه‌بار هست و منجر به هزینه ۱۷۱ میلیون تومان (۲×۰,۳×۰,۶۵×۴۴۰) در ابتدای سال می‌شود که با رشد بر اساس تورم، برگشت سرمایه ۲۰۵ میلیون تومانی حاصل می‌شود. با انتقال ۲۰۵ میلیون تومان بازگشت سرمایه سال اول به سال دوم بر اساس سود بانکی و بازگشت مجدد سرمایه‌ای که در سال دوم بر اساس تورم ۲۰ درصدی اتفاق می‌افتد، هزینه در آخر سال دوم به ۸۳۵ میلیون تومان و برگشت سرمایه به ۴۸۲ میلیون تومان می‌رسند که اختلاف زیادی باهم دارند. با ادامه همین روند در **Error! Not a valid bookmark self-reference.** هزینه نصب و هزینه برگشت رفته‌رفته به هم نزدیک می‌شوند تا جایی که در آخر سال چهارم هزینه برگشت سرمایه از هزینه سرمایه‌گذاری پیشی می‌گیرد.

جدول ۱-۶- دوره برگشت سرمایه با سناریوی اول در صورت نصب تجهیز در شبکه توزیع شرکت دوم

سال	هزینه نصب و بهره‌برداری از تجهیز (میلیون تومان)	هزینه برگشت ناشی از عدم تعمیر ترانسفورماتورها (میلیون تومان)
۰	۴۱۰×۰,۲×۷,۷=۶۳۱	۰
۱	۶۳۱×(۱,۱۵)=۷۲۶	۱۷۱×(۱,۲)=۲۰۵
۲	۶۳۱×(۱,۱۵)^{۲}=۸۳۵	۲۰۵×(۱,۱۵)+۱۷۱×(۱,۲)^{۲}=۴۸۲
۳	۶۳۱×(۱,۱۵)^{۳}=۹۶۰	۴۸۲×(۱,۱۵)+۱۷۱×(۱,۲)^{۳}=۸۵۰
۴	**۶۳۱×(۱,۱۵)^{۴}=۱۱۰۴**	**۸۵۰×(۱,۱۵)+۱۷۱×(۱,۲)^{۴}=۱۳۳۲**
۵	۶۳۱×(۱,۱۵)^{۵}=۱۲۷۰	۱۳۳۲×(۱,۱۵)+۱۷۱×(۱,۲)^{۵}=۱۹۵۷
۶	۶۳۱×(۱,۱۵)^{۶}=۱۴۶۰	۱۹۵۷×(۱,۱۵)+۱۷۱×(۱,۲)^{۶}=۲۷۶۱
۷	۶۳۱×(۱,۱۵)^{۷}=۱۶۷۹	۲۷۶۱×(۱,۱۵)+۱۷۱×(۱,۲)^{۷}=۳۷۸۷
۸	۶۳۱×(۱,۱۵)^{۸}=۱۹۳۰	۳۷۸۷×(۱,۱۵)+۱۷۱×(۱,۲)^{۸}=۵۰۹۰
۹	۶۳۱×(۱,۱۵)^{۹}=۲۲۱۹	۵۰۹۰×(۱,۱۵)+۱۷۱×(۱,۲)^{۹}=۶۷۳۵
۱۰	۶۳۱×(۱,۱۵)^{۱۰}=۲۵۵۲	۶۷۳۵×(۱,۱۵)+۱۷۱×(۱,۲)^{۱۰}=۸۸۰۴

نرخ تورم و نرخ بهره در سناریوی اول بر اساس داده‌های رسمی اما محتاطانه در نظر گرفته شده‌اند. در حال حاضر نرخ بازده اوراق دولتی ۱۵٪ است و همچنین طبق آمار بانک مرکزی میانگین تورم ۵۰ ساله کشور در محدوده ۲۰٪ است،

اما این مقادیر با واقعیت فعلی جامعه تطابق ندارند. به همین جهت محاسبات در سناریوی دوم با نرخ بهره ٪۲۰ درصد و میانگین تورم ٪۳۰ نیز دوباره تکرار می‌شوند. جدول ۱–۷ و جدول ۱-۸ دربرگیرنده نتایج حاصل از سناریوی دوم برای محاسبه دوره بازگشت سرمایه‌ی نصب تجهیز موردنظر در شرکت‌های توزیع موردمطالعه هستند. بر اساس نتایج نتیجه‌گیری می‌شود که دوره بازگشت سرمایه در هر دو سناریو برای شرکت اول، ۵ سال و برای شرکت دوم، ۴ سال است.

جدول ۱-۷– دوره برگشت سرمایه با سناریوی دوم در صورت نصب تجهیز در شبکه توزیع شرکت اول

سال	هزینه نصب و بهره‌برداری از تجهیز (میلیون تومان)	هزینه برگشت ناشی از عدم تعمیر ترانسفورماتورها (میلیون تومان)
۰	۱۴۲۶×۰,۲×۷,۷=۲۱۹۶	۰
۱	۲۱۹۶×(۱,۲)=۲۶۰۳	۴۰۰×(۱,۳)=۵۲۰
۲	۲۱۹۶×(۱,۲)^{۲}=۳۱۲۳	۵۲۰×(۱,۲)+۴۰۰×(۱,۳)^{۲}=۱۳۰۰
۳	۲۱۹۶×(۱,۲)^{۳}=۳۷۴۸	۱۳۰۰×(۱,۲)+۴۰۰×(۱,۳)^{۳}=۲۴۳۸
۴	۲۱۹۶×(۱,۲)^{۴}=۴۴۹۷	۲۴۳۸×(۱,۲)+۴۰۰×(۱,۳)^{۴}=۴۰۶۸
۵	**۲۱۹۶×(۱,۲)^{۵}=۵۳۹۷**	**۴۰۶۸×(۱,۲)+۴۰۰×(۱,۳)^{۵}=۶۳۶۶**
۶	۲۱۹۶×(۱,۲)^{۶}=۶۴۷۶	۶۳۶۶×(۱,۲)+۴۰۰×(۱,۳)^{۶}=۹۵۶۹
۷	۲۱۹۶×(۱,۲)^{۷}=۷۷۷۱	۹۵۶۹×(۱,۲)+۴۰۰×(۱,۳)^{۷}=۱۳۹۹۳
۸	۲۱۹۶×(۱,۲)^{۸}=۹۳۲۶	۱۳۹۹۳×(۱,۲)+۴۰۰×(۱,۳)^{۸}=۲۰۰۵۵
۹	۲۱۹۶×(۱,۲)^{۹}=۱۱۱۹۱	۲۰۰۵۵×(۱,۲)+۴۰۰×(۱,۳)^{۹}=۲۸۳۰۸
۱۰	۲۱۹۶×(۱,۲)^{۱۰}=۱۳۴۲۹	۲۸۳۰۸×(۱,۲)+۴۰۰×(۱,۳)^{۱۰}=۳۹۴۸۴

جدول ۱-۸– دوره برگشت سرمایه با سناریوی دوم در صورت نصب تجهیز در شبکه توزیع شرکت دوم

سال	هزینه نصب و بهره‌برداری از تجهیز (میلیون تومان)	هزینه برگشت ناشی از عدم تعمیر ترانسفورماتورها (میلیون تومان)
۰	۴۱۰×۰,۲×۷,۷=۶۳۱	۰
۱	۶۳۱×(۱,۲)=۷۵۷	۱۷۱×(۱,۳)=۲۲۲
۲	۶۳۱×(۱,۲)^{۲}=۹۰۸	۲۲۲×(۱,۲)+۱۷۱×(۱,۳)^{۲}=۵۵۵
۳	۶۳۱×(۱,۲)^{۳}=۱۰۹۰	۵۵۵×(۱,۲)+۱۷۱×(۱,۳)^{۳}=۱۰۴۱
۴	**۶۳۱×(۱,۲)^{۴}=۱۳۰۸**	**۱۰۴۱×(۱,۲)+۱۷۱×(۱,۳)^{۴}=۱۷۳۷**
۵	۶۳۱×(۱,۲)^{۵}=۱۵۷۰	۱۷۳۷×(۱,۲)+۱۷۱×(۱,۳)^{۵}=۲۷۱۹
۶	۶۳۱×(۱,۲)^{۶}=۱۸۸۴	۲۷۱۹×(۱,۲)+۱۷۱×(۱,۳)^{۶}=۴۰۸۸
۷	۶۳۱×(۱,۲)^{۷}=۲۲۶۰	۴۰۸۸×(۱,۲)+۱۷۱×(۱,۳)^{۷}=۵۹۷۸
۸	۶۳۱×(۱,۲)^{۸}=۲۷۱۳	۵۹۷۸×(۱,۲)+۱۷۱×(۱,۳)^{۸}=۸۵۶۸
۹	۶۳۱×(۱,۲)^{۹}=۳۲۵۵	۸۵۶۸×(۱,۲)+۱۷۱×(۱,۳)^{۹}=۱۲۰۹۵

۱۰	۶۳۱×(۱,۲)^{۱۰}=۳۹۰۶	۱۲۰۹۵×(۱,۲)+۱۷۱×(۱,۳)^{۱۰}=۱۶۸۷۱

با مقایسه نتایج حاصل برای دو شبکه نمونه، این نتیجه‌گیری حاصل می‌شود که نصب تجهیز در شبکه‌هایی که به سبب رشد سریع یا به سبب عدم سرمایه‌گذاری، در پرباری مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند کارایی مناسب و دوره بازگشت سرمایه کمتری را دارد. در این شبکه‌ها هزینه بسیار زیادی صرف تعمیرات ترانسفورماتور می‌شود که با نصب این تجهیز می‌توان از وقوع خرابی حاصل از اضافه‌بار جلوگیری کرد. درصد بالایی از خرابی ترانسفورماتورها مربوط به اضافه‌بار هست که تعمیر این نوع خرابی به سبب نیازمند بودن به تعویض سیم‌پیچ‌ها، هزینه بالایی را به بهره‌بردار تحمیل می‌کند. با نصب تجهیز موردتحقیق، بهره‌بردار می‌تواند از طریق آلارم‌های ارسالی متوجه اضافه‌باری ترانسفورماتورها شود. پرسنل می‌توانند با کاهش بار از کاهش عمر ترانسفورماتور، خرابی و هزینه تعمیرات جلوگیری کنند. جلوگیری از کاهش خرابی ترانسفورماتورها بر اثر اضافه بار در نهایت منجر به افزایش عمر مفید این ترانسفورماتور و کارکرد مناسب برای دوره طولانی‌تر خواهد شد.

کارکرد اصلی این تجهیز ایجاد رویت‌پذیری برای بهره‌بردار شبکه توزیع هست چون تا قبل از این، بهره‌برداران اطلاعات زیادی از نحوه کارکرد شبکه و جزییات آن در دسترس نداشتند. اگر نیاز باشد که بحث اقتصادی هم در نصب و استفاده از این تجهیز موردتوجه باشد، بخش زیادی از هزینه نصب و بهره‌برداری تجهیز با کاهش هزینه تعمیرات ترانسفورماتورها به‌خاطر خرابی بر اثر اضافه‌بار پوشش داده می‌شود. با توجه به این‌که عمر مفید این تجهیز ۱۰ تا ۱۵ سال تخمین زده می‌شود، دوره بازگشت سرمایه برای دو شبکه نمونه‌ای که موردبررسی قرار گرفت در محدوده عمر مفید تجهیز هستند. بنابراین نصب این دستگاه فقط با درنظر گرفتن قابلیت تشخیص اضافه‌باری ترانسفورماتور و جلوگیری از سوختن آن توجیه‌پذیر خواهد بود. محاسبات مشابهی نیز می‌توان برای پست‌های هوایی در نظر گرفت اما این تجهیز فعلاً قابلیت استفاده در پست‌های زمینی را دارا می‌باشد.

۱- ۳- کاهش زمان تشخیص خاموشی

تجهیز موردمطالعه علاوه بر این‌که توانایی تشخیص اضافه‌باری ترانسفورماتور و صدور هشدار برای اطلاع بهره‌بردار را دارد، مزایای اقتصادی دیگری ازجمله کاهش هزینه خاموشی که شرکت‌های توزیع در هنگام وقوع قطعی در شبکه باید به مشترکین پرداخت کنند را نیز دارا می‌باشد. در حالت معمول اگر قطعی‌ای در شبکه رخ دهد شرکت توزیع قادر به اطلاع از این قطعی نیست و این مشترکین هستند که باید به شرکت توزیع تماس بگیرند و قطعی را گزارش کنند. در صورت گزارش قطعی نیز شرکت توزیع نمی‌تواند فقط به یک گزارش اکتفا کند و باید منتظر بماند تا با افزایش گزارش ها قطعی شبکه تأیید شود. درصورتی‌که شبکه به تجهیز موردنظر مجهز شود، بهره‌بردار نیازی به دریافت گزارش قطعی از مشترکین نخواهد داشت و سرور مرکزی با کمک اطلاعات ارسالی توسط تجهیزها هشدار قطعی شبکه را صادر خواهند

کرد. همچنین در صورت دریافت گزارش قطعی از جانب مشترکین، صحت‌سنجی درستی گزارش از طریق اطلاعات دریافتی از تجهیزات به‌راحتی قابل انجام هست.

جهت تحقیق در خصوص میزان کاهش هزینه خاموشی در صورت استفاده از تجهیز موردنظر پرسش‌نامه‌ای طبق جدول ۱-۹ و جدول ۱-۱۰ تهیه شده است و اطلاعات موردنیاز این زمینه از دو شرکت توزیع نیروی برق کشور اخذ گردیده است. جهت محاسبه بهتر هزینه خاموشی از اطلاعات دو جدول زیر به‌صورت هم‌زمان استفاده می‌شود. شرکت توزیع دوم اعلام کرده است که در سال گذشته ۲۹۱۳ مورد قطعی در شبکه گزارش شده است و مدت‌زمان هرکدام از این قطعی‌ها (شامل تأخیر در اطلاع بهره‌بردار از قطعی و تعمیر) ۶۰,۹۴ دقیقه بوده است. شرکت توزیع اول تأخیر در اطلاع بهره‌بردار از قطعی را بین ۱ تا ۵ دقیقه گزارش کرده است و هزینه خاموشی به ازای انرژی تأمین نشده را نیز ۸۳۴ تومان به ازای هر کیلووات ساعت عنوان کرده است.

جدول ۱-۹– اطلاعات مربوط به قطعی شبکه در شرکت توزیع اول

ENS کل شبکه توزیع در سال گذشته	۱۰۱۹۷ kWh
متوسط توان قطع‌شده در سال گذشته	اعلام‌نشده
متوسط زمان تعمیر (از لحظه شروع قطعی تا تعمیر کامل)	۶۵ دقیقه
مدت‌زمان تأخیر در اطلاع بهره‌بردار از وقوع قطعی در شبکه (اطلاع توسط تماس مشترکین و ...)	۱ تا ۵ دقیقه
هزینه خاموشی به‌ازای انرژی تأمین‌نشده	۸۳۴ تومان به ازای هر kWh

جدول ۱-۱۰– اطلاعات مربوط به قطعی شبکه در شرکت توزیع دوم

ENS کل شبکه توزیع در سال گذشته	۲۳۷۷,۳۲ MWh
متوسط توان قطع‌شده در سال گذشته	۰,۸ MWh
متوسط زمان تعمیر (از لحظه شروع قطعی تا تعمیر کامل)	۶۰,۹۴ Min جمعاً ۲۹۱۳ مورد با زمان ۱۷۷۵۰۷ دقیقه
مدت‌زمان تأخیر در اطلاع بهره‌بردار از وقوع قطعی در شبکه (اطلاع توسط تماس مشترکین و ...)	اعلام‌نشده
هزینه خاموشی به‌ازای انرژی تأمین‌نشده	اعلام‌نشده

با استفاده از اطلاعات ذکرشده در پاراگراف قبلی می‌توان هزینه‌ای که شرکت توزیع دوم به‌خاطر تأخیر در اطلاع از قطعی متحمل می‌شود را محاسبه کرد. قبل از ذکر محاسبات باید توجه داشت که مرجع مورد پرسش از شرکت توزیع دوم، اطلاعاتی در خصوص هزینه خاموشی به‌ازای انرژی تأمین‌نشده گزارش نداده است. از آنجایی که مقدار این هزینه در تمامی شبکه‌ها یکسان در نظر گرفته می‌شود بنابراین با قبول درصدی خطا، هزینه انرژی تأمین‌نشده گزارش‌شده توسط خبره اول، در خصوص شرکت توزیع دوم نیز مورداستفاده قرار می‌گیرد. با توجه به فرض اولیه مبنی بر استفاده از ترانسفورماتورهای ۶۳۰ kVA در شبکه شرکت توزیع دوم و درنظر گرفتن ۵ دقیقه تأخیر در اطلاع از قطعی به‌خاطر نبود

پایش مناسب بر شبکه توزیع، شرکت دوم در هر قطعی متحمل پرداخت تقریباً ۴۳ هزار تومان جریمه اضافی می‌شود (تومان۴۳۶۱۰=۸۳۴تومان/kWh×۶۳۰kVA×۰,۰۸۳h). با توجه به این‌که در طول سال ۲۹۱۳ مورد قطعی گزارش شده است بنابراین جریمه شرکت دوم به‌خاطر تأخیر در اطلاع از قطعی شبکه به ۱۲۵ میلیون تومان بالغ خواهد شد.

در صورت نصب تجهیز موردمطالعه در سطح شبکه توزیع، بهره‌بردار قادر خواهد بود که به‌صورت مستقل از گزارش‌های مشترکین متوجه وقوع قطعی در شبکه شود. اگر داده‌های ارسالی در زمان فعلی تفاوت قابل‌ملاحظه‌ای با داده‌های ارسالی در زمان‌های پیشین داشته باشند، نشان از وقوع قطعی در آن فیدر خاص است. به‌صورت نمونه، شرکت توزیع دوم به کمک تجهیز موردنظر می‌تواند زمان اطلاع از قطعی برق را از ۵ دقیقه به ۱ دقیقه کاهش دهد و سالانه ۱۰۰ میلیون تومان صرفه‌جویی در پرداخت هزینه خاموشی به مشترکین داشته باشد. همچنین اگر گزارش‌های مشترکین یک منبع قابل‌اتکا برای اطلاع بهره‌بردار از وقوع قطعی تلقی می‌شود، باز استفاده از این تجهیز در صحت‌سنجی گزارش‌های قطعی کمک شایانی به بهره‌بردار خواهد کرد.

۱- ۴- کاهش تلفات در اثر کاهش نامتعادلی بار

یک شبکه زمانی متعادل نامیده می‌شود که دامنه ولتاژها و جریان‌های فازها در هر نقطه از سیستم باهم برابر باشند و اختلاف زاویه ولتاژها و جریان‌های فازها در هر نقطه از سیستم باهم برابر باشند. شبکه متعادل حالت ایده‌آل بهره‌برداری از شبکه است و حفظ شبکه در این حالت یا نزدیک آن نیازمند داشتن رؤیت قابل‌قبول نسبت به شبکه می‌باشد. در شبکه ای که متعادل هست کمترین تلفات قابل‌مشاهده هست و شکل موج‌های ولتاژ و جریان کمترین اعوجاج را دارند بنابراین هزینه‌های بهره‌برداری از چنین شبکه‌ای نسبت به شبکه نامتعادل کمتر است.

نامتعادلی شبکه می‌تواند دلایل مختلفی داشته باشد که این دلایل در دو دسته طرف شبکه و طرف بار دسته‌بندی می‌شوند. توزیع نابرابر مشترکین تک فاز در فازهای مختلف، تغییرات تصادفی بار مشترکین و بارهای سه‌فاز نامتقارن مانند کوره‌های قوس الکتریکی ازجمله دلایل طرف بار هست که باعث به وجود آمدن نامتعادلی در شبکه‌های توزیع می‌شوند. از دلایل نامتعادلی حاصل از طرف شبکه می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- نامساوی بودن امپدانس متقابل فازها در اثر عدم ترانسپوز فازها
- متقارن نبودن سیم‌بندی ترانسفورماتورها
- اتصالات امپدانس بالا در اثر شل‌بودن اتصالات
- استفاده از ترانسفورماتورهایی با اتصال دلتا باز

بهره‌بردار یک شبکه نامتعادل همواره با چالش‌های متعددی روبرو هست که بخشی از این چالش‌ها در ادامه لیست شده‌اند:

- افزایش تلفات (توان و انرژی) در شبکه
- کاهش عمر و راندمان تجهیزات شبکه ازجمله ترانسفورماتورهای قدرت و اندازه‌گیری
- کاهش عمر و راندمان بارهای متصل به شبکه ازجمله موتورهای القایی
- افزایش ولتاژ شبکه
- افزایش بارگذاری و اشغال ظرفیت شبکه
- ایجاد جریان و ولتاژ در سیم نول و کاهش ایمنی و افزایش تلفات

با توجه به چالش‌های فوق، نامتعادلی سبب تحمیل هزینه‌های غیرضروری به شبکه ازجمله افزایش تلفات فازی و نول، کاهش عمر ترانسفورماتورها و نیاز به توسعه شبکه به‌خاطر اشغال ظرفیت شبکه می‌شود. فرض شود از هرکدام از فازهای یک شبکه متقارن ۳فاز با مقاومت ۱ اهم، ۲ آمپر جریان عبور می‌کند، تلفات این شبکه ۱۲ وات خواهد بود. اما اگر اندازه جریان‌های عبوری نامتعادل شود و جریان‌های ۱، ۲ و ۳ آمپر از فازها عبور کند، تلفات فازهای شبکه به ۱۴ وات افزایش پیدا می‌کند. درصورتی‌که جریان برگشتی از نول نیز تلفات ایجاد خواهد کرد و مقدار واقعی تلفات از ۱۴ وات نیز تجاوز خواهد کرد.

تلفات شبکه سالانه هزینه زیادی را به شبکه‌های توزیع تحمیل می‌کند. یکی از راهکارهای کاهش تلفات تلاش برای متعادل‌سازی شبکه و کاهش جریان نول هست. اما بهره‌بردار اطلاعات بهنگام و مکفی از نحوه تغذیه بارها و میزان نامتعادلی در شبکه ندارد و همین موضوع از کاهش مؤثر تلفات شبکه جلوگیری می‌کند. در ادامه مطالعاتی در خصوص تأثیر حذف جریان نول روی کاهش تلفات صورت گرفته است.

در ابتدا نیاز هست که جریان نول در صورت وجود نامتعادلی محاسبه شود. اگر فرض شود نامتعادلی جریان خودش را تنها در اندازه جریان‌ها نشان دهد، جریان نول از طریق رابطه (۱-۱) قابل‌محاسبه هست. اگر نامتعادلی در فاز جریان‌ها هم نمایان شود وضعیت بدتر خواهد شد اما جهت ساده‌سازی از این نوع نامتعادلی صرف‌نظر می‌شود.

$$I_N = \sqrt{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - I_A I_B - I_A I_C - I_B I_C} \qquad (۱-۱)$$

در ادامه سعی بر این هست که میزان تغییرات تلفات در صورت نامتعادل شدن یک شبکه متعادل محاسبه شود. همان‌طور که قبلاً اشاره شد بخشی از افزایش تلفات مرتبط با جریان‌های عبوری از هادی نول و بخش دیگر به‌خاطر جریان عبوری از هادی‌های فازها هست. تلفات هادی نول از طریق رابطه (۱-۲) به‌دست می‌آید.

$$P_N = R_N I_N^2 \qquad (۱-۲)$$

با درنظر گرفتن $I_{avrg} = \frac{I_A+I_B+I_C}{3}$، تلفات هادی‌های فازی در شرایط تعادل شبکه از رابطه (۱-۳) حاصل می‌شود که بر پایه میانگین جریان سه‌فاز است. تلفات هادی‌ها در شبکه نامتعادل هم به‌صورت مجزا محاسبه شده و طبق رابطه (۱-۴) باهم جمع می‌شوند. با مقایسه تلفات فازها در حالت متعادلی طبق (۱-۳) و نامتعادلی طبق (۱-۴)، میزان افزایش تلفات در صورت حرکت شبکه از متعادلی به نامتعادلی، رابطه‌ای مستقیم با مقاومت فازی و مجذور جریان نول همانند رابطه (۱-۵) دارد.

$$P_{balanced} = 3R_\varphi I_{avrg}^2 = \frac{R_\varphi}{3}(I_A + I_B + I_C)^2 \quad (۱-۳)$$

$$P_{unbalanced} = R_\varphi I_A^2 + R_\varphi I_B^2 + R_\varphi I_C^2 \quad (۱-۴)$$

$$P_{unbalanced} - P_{balanced} = \frac{2}{3}R_\varphi(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - I_A I_B - I_A I_C - I_B I_C) \longrightarrow \Delta P_\varphi = \frac{2}{3}R_\varphi I_N^2 \quad (۱-۵)$$

تلفات کل شبکه در صورت حرکت شبکه از متعادلی به نامتعادلی طبق (۱-۶) برابر است با مجموع تلفات هادی نول در (۱-۲) و تلفات هادی‌های فازی در (۱-۵). رابطه (۱-۶) صورت کلی تلفات موردنظر است و می‌توان حالات خاصی هم درنظر گرفت. به‌عنوان مثال اگر هادی استفاده‌شده برای نول سطح مقطع یکسانی با هادی فازها داشته باشد، مقاومت هادی نول و فازها برابر خواهند بود و تغییرات تلفات کل طبق رابطه (۱-۷)، ۱٫۷ برابر اختلاف تلفات شرایط متعادلی و نامتعادلی خواهد شد. همچنین درصورتی‌که سطح مقطع هادی نول نصف سطح مقطع هادی فازها باشد، این نسبت طبق (۱-۸) به ۲٫۷ می‌رسد.

$$\Delta P_{loss} = \Delta P_\varphi + P_N = \left(\frac{2}{3}R_\varphi + R_N\right) I_N^2 \quad (۱-۶)$$

$$R_N = R_\varphi \longrightarrow \Delta P_{loss} = \frac{5}{3}R_\varphi I_N^2 \approx 1.7 R_\varphi I_N^2 \quad (۱-۷)$$

$$R_N = 2R_\varphi \longrightarrow \Delta P_{loss} = \frac{8}{3}R_\varphi I_N^2 \approx 2.7 R_\varphi I_N^2 \quad (۱-۸)$$

با درنظر گرفتن $m = \frac{I_N}{I_{avrg}}$، نسبت تغییرات تلفات کل در نامتعادلی به تلفات در متعادلی در (۱-۹) تعریف شده است. با فرض یکسان بودن سطح مقطع هادی نول با هادی فازها، نسبت موردنظر به فرم (۱-۱۰) نوشته می‌شود.

$$\frac{\Delta P_{loss}}{P_{balanced}}\% = \frac{m^2}{3} \times \frac{\frac{2}{3}R_\varphi + R_N}{R_\varphi} \times 100 \quad (۱-۹)$$

$$\xrightarrow{R_N = R_\varphi} \frac{\Delta P_{loss}}{P_{balanced}}\% = \frac{\frac{5}{3}m^2 I_{avrg}^2}{I_{avrg}^2} \times 100 = \frac{500}{9}m^2 \quad (۱-۱۰)$$

در شبکه توزیع ایران، مقادیر ۰٫۷ تا ۰٫۸ هم برای پارامتر m ثبت شده است که به معنی افزایش ۲۷ تا ۳۵ درصدی تلفات نسبت به حالتی هست که شبکه به‌صورت متعادل مورد بهره‌برداری قرار بگیرد. اگر بهره‌بردار چنین شبکه‌ای با تغییر آرایش تغذیه بارها بتواند شبکه را از حالت نامتعادلی به سمت متعادلی سوق دهد خواهد توانست میزان تلفات شبکه نامتعادل را بین ۲۱ تا ۲۵ درصد نسبت به شرایط نامتعادل کاهش دهد.

در صورت نصب تجهیز موردمطالعه، رویت‌گری بهره‌بردار نسبت به شبکه توزیع افزایش خواهد یافت و بهره‌بردار توانایی خواهد داشت که به‌طور آنلاین نامتعادلی بزرگ در شبکه را تشخیص دهد. بهره‌بردار با اقدام سریع خواهد توانست بخشی از ظرفیت شبکه مخصوصاً در فصول گرم سال را آزاد کند و مانع از بروز قطعی در شبکه و همچنین کارکرد ترانسفورماتور در شرایط پرباری و نامتعادلی شود. در این صورت تلفات شبکه کاهش خواهد یافت و ظرفیت آزادشده به تغذیه بارها اختصاص داده خواهد شد، همچنین از کارکرد ترانسفورماتورها در شرایط پرتنش جلوگیری می‌شود و طول عمر ترانسفورماتور افزایش پیدا می‌کند.

میزان سود ناشی از تعادل بار شامل ۲ بخش کاهش تلفات توان و انرژی می‌باشد که به‌صورت (۱-۱۱) محاسبه می گردد [۱]. در این رابطه، ΔP_{loss} تغییرات تلفات توان در پیک بار برحسب کیلووات، $C_{PowerLoss}$ هزینه تلفات توان در سال برحسب ریال بر کیلووات بر سال، ΔE_{loss} تغییرات تلفات انرژی در سال برحسب کیلووات ساعت، $C_{EnergyLoss}$ هزینه تلفات انرژی در سال برحسب ریال بر کیلووات و درنهایت n هم عمر باقیمانده شبکه موردمطالعه برحسب سال است. برای به دست آوردن ضریب تلفات به مرجع [۲] مراجعه شود. در نقطه مقابل هزینه تعادل بار شامل هزینه برداشت اطلاعات، هزینه مطالعات متعادل‌سازی، هزینه الصاق برچسب فاز تغذیه روی کنتور، هزینه جابجایی مشترکین و هزینه سربار اداری است. درصورتی که تجهیز موردمطالعه در شبکه نصب شده باشد، هزینه برداشت اطلاعات و هزینه مطالعات متعادل‌سازی از لیست هزینه‌های تعادل بار حذف خواهند شد چون اطلاعات به‌صورت آنلاین در اختیار بهره‌بردار هست و نیازی به برداشت میدانی اطلاعات نیست. همچنین مقادیر ارسالی به‌طور روشن نشان‌دهنده میزان نامتعادلی هستند و نیازی به انجام مطالعات و تفسیر داده‌ها نیست. بنابراین در صورت بهره‌گیری از تجهیز موردنظر، متعادل‌سازی شبکه با هزینه کمتر، دقت بیشتر و مهم‌تر از همه استمرار در عمل قابل انجام خواهد بود.

$$\left(\Delta P_{loss} C_{PowerLoss} + \Delta E_{loss} C_{EnergyLoss}\right) \times n \qquad (۱۱-۱)$$

یک استفاده مفید دیگر از قابلیت تشخیص نامتعادلی توسط تجهیز موردنظر، توانایی کشف اضافه برداشت‌های غیرعادی و دزدی از شبکه مانند مزارع تولید رمز ارزها می‌باشد. درصورتی‌که یک بار بزرگ به‌صورت غیرقانونی به یکی از فازهای شبکه وصل شده باشد یا یکی از فازها باری بیشتر از میزان برنامه‌ریزی‌شده را تغذیه نماید می‌توان استنباط کرد که برداشتی غیرقانونی در حال رخ دادن است.

۱- ۵- کاهش تلفات در اثر کاهش جبران‌سازی توان راکتیو

یکی دیگر از مواردی که می‌تواند سبب پرباری ترانسفورماتور و خطوط و همچنین افزایش تلفات شود، تأمین تمام توان راکتیو موردنیاز بارها از سمت شبکه هست. بهره‌برداری ترانسفورماتور در حالت پرباری و همچنین افزایش تلفات این تجهیز نیز باعث کاهش عمر مفید ترانسفورماتور و نیاز سریع‌تر از پیش‌بینی به تعویض یا تعمیر آن خواهد شد. بنابراین می‌توان با نصب منابع تولید توان راکتیو و تولید توان راکتیو نزدیک به بار، از پرباری ترانسفورماتورها جلوگیری کرد و

تلفات شبکه را نیز کاهش داد. رابطه (۱-۱۲) نشان‌دهنده میزان بهبود تلفات در صورت جبران‌سازی توان راکتیو هست. اگر با نصب خازن‌های ثابت در سطح شبکه، ضریب توان شبکه از ۰٫۸ به ۰٫۹ افزایش پیدا کند نسبت تلفات قبل و بعد جبران‌سازی به ۰٫۷۹ می‌رسد و سبب کاهش ۲۱% تلفات شبکه می‌شود.

$$loss\ ratio = \left(\frac{PowerFactor\ before\ VAR\ compensation}{PowerFactor\ after\ VAR\ compensation}\right)^2 \qquad (۱۲-۱)$$

درصورتی‌که اطلاعات کافی در خصوص مقدار توان راکتیو موردنیاز بارها در دسترس نباشد و مطالعات کافی در مورد میزان بانک خازنی قابل‌نصب انجام نشود امکان دارد خازن‌های نصب‌شده سبب افزایش ولتاژ شبکه در شرایط کم‌باری به بیش‌ازحد مجاز شوند و به بارهای شبکه آسیب برسانند. بنابراین نصب خازن‌های ثابت جبران‌ساز توان راکتیو در سطح شبکه توزیع نیاز به در اختیار داشتن اطلاعاتی در مورد مقدار توان راکتیو موردنیاز بارها در ساعات مختلف روز و در فصول مختلف سال دارد. جمع‌آوری این اطلاعات چالش بزرگی برای بهره‌بردار شبکه هست چون نیاز به نمونه‌برداری‌های زیاد در ساعات و روزهای مختلف دارد.

درصورتی‌که شبکه موردمطالعه مجهز به تجهیز ارائه‌شده در این گزارش باشد نیازی به‌صرف وقت و هزینه جهت کسب اطلاعات مربوط به توان راکتیو بارها نیست. این اطلاعات به‌صورت برخط برای بهره‌بردار ارسال می‌شوند و بهره‌بردار به‌صورت آنلاین می‌تواند توان راکتیو موردنیاز بارها را پایش کند. همچنین اطلاعات ارسالی توسط تجهیز در سرور ذخیره می‌شوند و با مرور این اطلاعات می‌توان برای نصب خازن‌های جبران‌ساز تصمیمات لازم را اتخاذ کرد. به‌عبارت دیگر اگر تصمیم به نصب خازن در شبکه گرفته‌شود نیازی به صرف وقت برای نمونه‌برداری از شبکه در فصول مختلف نیست. پس نصب تجهیز موردنظر سبب شناسایی نواحی پر تقاضا برای توان راکتیو می‌شود و همچنین اطلاعات لازم برای مطالعات نصب خازن را از طریق داده‌های اندازه‌گیری شده در گذشته در اختیار بهره‌بردار می‌گذارد.

۱– ۶– کاهش تلفات در اثر کاهش هارمونیک شبکه

هارمونیک در یک شبکه قدرت به‌عنوان یک مؤلفه سینوسی که فرکانس آن مضرب صحیحی از فرکانس نامی شبکه است، تعریف می‌شود. هارمونیک‌ها از طریق تجهیزات شبکه قدرت و بارهای صنعتی و خانگی تولید می‌شوند. منابع هارمونیک شامل مبدل‌های قدرت، یکسوکننده‌ها، کوره‌های قوس الکتریکی، جبران‌کننده‌های توان راکتیو، اینورترهای تولید پراکنده، کنترل فاز الکترونیکی، سیکلوکانورترها و درایوهای کنترل سرعت هستند.

ترانسفورماتورها معمولاً برای استفاده تحت شرایط ولتاژ و جریان سینوسی، فرکانس نامی و بار خطی طراحی می‌شوند و بارهای غیرخطی با تولید هارمونیک در شبکه باعث افزایش تلفات و کاهش عمر مفید ترانسفورماتورها می‌شوند. واضح است درصورتی‌که ترانسفورماتور به اندازه عمر استاندارد خود مورداستفاده قرار نگیرد، خسارت مالی به شرکت توزیع تحمیل خواهد کرد. افزایش اعوجاج هارمونیکی در ترانسفورماتور منجر بـه تلفات حرارتی بیشتر، کاهش عمر عایق و بالا

رفتن دما می‌شود. استرس حرارتی عایق، کاهش ضریب قدرت و ظرفیت، بارگذاری کمتر، خطا در سیستم‌های حفاظتی و رله‌ها از دیگر عواقب آن می‌باشد.

هارمونیک‌های ولتاژ منجر به افزایش تلفات در هسته مغناطیسی ترانسفورماتور می‌شوند، درحالی‌که هارمونیک‌های جریان افزایش تلفات مسی در سیم‌پیچ‌ها و بدنه آن را در پی دارد. به‌طورکلی، تلفات هارمونیکی ناشی از افزایش حرارت تولیدی در سیم‌پیچ‌ها، هسته و جریان‌های گردابی، همگی تابعی از مجذور جریان هستند. این افزایش درجه حرارت اضافی می‌تواند تأثیر قابل‌توجهی بر کاهش عمر مفید عایق ترانسفورماتور داشته باشد. بیشترین عامل محدودکننده در بارگذاری ترانسفورماتور، افزایش دمای نقطه داغ است. افزایش تلفات جریان گردابی به دلیل وجود بار هارمونیکی، می‌تواند منجر به افزایش غیرطبیعی دما و تلفات مضاعف سیم‌پیچ‌ها شـود. به‌همین دلیل مطالعه در خصوص هارمونیک جریان از اهمیت بیشتری برخوردار است.

تلفات ترانسفورماتور به‌طور کلی به دو دسته تلفات بی‌باری و تلفات بارداری طبق (۱-۱۳) تقسیم می‌شود. در این رابطه P_{loss} تلفات کل ترانسفورماتور، P_{NL} تلفات بی‌باری و P_L تلفات بارداری هستند. تلفات بی‌باری مربوط به هسته آهنی ترانسفورماتور و ناشی از پدیده هیسترزیس و جریان‌های گردابی می‌باشد. تلفات بارداری نیز به‌صورت (۱-۱۴) تعریف می‌شود به‌طوری‌که $R_{DC}I^2$ تلفات اهمی ترانسفورماتور ناشی از جریان بار و مقاومت DC سیم‌پیچ‌ها، P_{EC} تلفات جریان گردابی و P_{OSL} سایر تلفات سرگردان در بدنه، تانک، ساختمان ترانسفورماتور به‌جز سیم‌پیچ‌ها هستند.

$$P_{loss} = P_{NL} + P_L \quad (۱-۱۳)$$

$$P_L = R_{DC}I^2 + P_{EC} + P_{OSL} \quad (۱-۱۴)$$

طبق (۱-۱۵)، کل تلفات سرگردان (P_{TSL}) با کم کردن تلفات اهمی از تلفات بارداری ترانسفورماتور که در هنگام آزمایش امپدانس اندازه‌گیری می‌شود، به‌دست می‌آید. لازم به‌ذکر است تاکنون هیچ روش آزمایشگاهی که بتواند تلفات جریان گردابی سیم‌پیچ‌ها و سایر تلفات سرگردان را از یکدیگر تفکیک کند، ارائه نشده است. مطابق استاندارد IEEE برای ترانسفورماتورهای روغنی [۳]، تلفات جریان گردابی ٪۳۳ کل تلفات سرگردان درنظر گرفته می‌شود، رجوع شود به (۱-۱۶). تلفات سرگردان بدنه نیز طبق (۱-۱۷) از تفریق تلفات جریان گردابی از کل تلفات سرگردان حاصل می‌شود.

$$P_{TSL} = P_{EC} + P_{OSL} = P_L - RI^2 \quad (۱-۱۵)$$

$$P_{EC} = 0.33P_{TSL} \quad (۱-۱۶)$$

$$P_{OSL} = P_{TSL} - P_{EC} \quad (۱-۱۷)$$

بر اساس قانون فارادی، ولتاژ ترمینال سطح شار ترانسفورماتور را تعیین می‌کند. اندازه شار با هارمونیک ولتاژ به‌طور مستقیم و با مرتبه هارمونیک به‌طور معکوس متناسب است. بعلاوه، در اکثر شبکه‌های بـرق اعوجاج هارمونیکی ولتاژ کمتر از ٪۵ بوده و اندازه هارمونیک‌های ولتـاژ نیز در مقایسه با مؤلفه اصلی بسیار کوچک هستند. بنابراین صرف‌نظر کردن از هارمونیک‌های ولتاژ و محاسبه تلفات بی‌باری ترانسفورماتور بر اساس مؤلفه اصلی ولتاژ، تنها منجر به ایجاد یک خطای کوچک و قابل‌اغماض خواهد شد.

در اکثر شبکه‌های برق، هارمونیک‌های جریان از اهمیت خاصی برخوردارند. این هارمونیک‌ها موجب ایجاد تلفات اضافی در سیم‌پیچ‌ها و سایر قسمت‌های ترانسفورماتور می‌شوند. تلفات اهمی ترانسفورماتور تحت شرایط جریان هارمونیکی از رابطه (۱-۱۸) به‌دست می‌آید. در این رابطه، I_h جریان مؤثر هارمونیک مرتبه h ام جریان است.

$$P_{DC} = R_{DC} \sum_{h=1}^{h_{max}} I_h^2 \qquad (۱-۱۸)$$

تلفات جریان گردابی در سیم‌پیچ‌ها که توسط فلوی الکترومغناطیسی تولید می‌شود، متناسب با مجذور جریان و فرکانس (مرتبه هارمونیک) تغییر می‌کند. بنابراین تحت شرایط بار هارمونیکی باید تلفات جریان گردابی نامی و سایر تلفات سرگردان نامی در ضرایب تلفات هارمونیک F_{HL} و F_{HL-STR} ضرب شوند. منظور از مقادیر نامی، شرایط بهره‌بردار از ترانسفورماتورها بدون وجود هیچ‌گونه هارمونیکی است. F_{HL} و F_{HL-STR} شاخص‌های کلیدی برای نمایش تأثیر هارمونیک جریان بر تلفات جریان گردابی در سیم‌پیچ‌ها و سایر تلفات سرگردان ترانسفورماتور است. این ضرایب را می‌توان بر اساس جریان اصلی یا جریان مؤثر نرمالیزه کـرد، که روابط آن‌ها در (۱-۱۹) و (۱-۲۰) آورده شده است. در صورت وجود هارمونیک، تلفات جریان گردابی با ضریب F_{HL} و سایر تلفات سرگردان با ضریب F_{HL-STR} افزایش می‌یابد، به این ترتیب تلفات بارداری ترانسفورماتور تحت شرایط جریان غیرسینوسی به‌صورت (۱-۲۱) خواهد بود.

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} h^2 \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \qquad (۱-۱۹)$$

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} h^{0.8} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \qquad (۱-۲۰)$$

$$P_L = P_{DC} + F_{HL} P_{EC} + F_{HL-SRT} P_{OSL} \qquad (۱-۲۱)$$

طول عمر ترانسفورماتور به عمر عایق آن بستگی دارد و عمر عایق‌بندی آن بـه تنش‌های حرارتی، مکانیکی و شیمیایی وابسته است. البته تأثیرات حرارتی از اهمیت بیشتری برخوردارند، به‌طوری‌که حدود ۵۰٪ کاهش عمر مفید ترانسفورماتور به دلیل تنش‌های حرارتی ناشی از وجود جریان بار غیرخطی است. تلفات بیشتر منجر به تولید حرارت بیشتر در ترانسفورماتور و افزایش دمای آن خواهد شد که این امر، کاهش عمر عایق را به‌دنبال خواهد داشت. بنابراین مهم‌ترین عامل تعیین‌کننده در میزان کاهش عمر مفید ترانسفورماتور، دمای نقطه داغ آن است که از رابطه (۱-۲۲) و بر اساس دمای روغن، سیم‌پیچ‌ها و محیط محاسبه می‌شود. در این رابطه θ_{TO} افزایش دمای روغن، θ_g افزایش دمای نقطه داغ هادی سیم‌پیچ‌ها، θ_A درجه حرارت محیط و θ_H دمای نقطه داغ ترانسفورماتور است.

مقادیر θ_{TO} و θ_g در محیط هارمونیکی به‌صورت روابط (۱-۲۳) و (۱-۲۴) به‌دست می‌آیند که در این روابط $\theta_{TO,rated}$ و $\theta_{g,rated}$ دمای روغن و دمای نقطه داغ سیم‌پیچ‌ها در شرایط نامی (بدون وجود هارمونیک) می‌باشند که

در جداول مربوط به مشخصات ترانسفورماتورها آمده‌اند. همچنین در این روابط P_L تلفات بارداری در محیط هارمونیکی، $P_{L,rated}$ و $P_{NL,rated}$ نیز تلفات بارداری نامی و تلفات بی‌باری نامی (بدون وجود هارمونیک) هستند.

$$\theta_H = \theta_A + \theta_{TO} + \theta_g \quad (۲۲-۱)$$

$$\theta_{TO=}\theta_{TO,rated}\left(\frac{P_{NL}+P_L}{P_{NL,rated}+P_{L,rated}}\right)^{0.8} \quad (۲۳-۱)$$

$$\theta_{g=}\theta_{g,rated}\left(\frac{P_L}{P_{L,rated}}\right)^{0.8} \quad (۲۴-۱)$$

عمر مفید ترانسفورماتور که تابعی از تنش حرارتی و دمای نقطه داغ آن هست از طریق رابطه (۱-۲۵) قابل‌محاسبه می‌باشد. در این رابطه، n نشانگر حداکثر عمر مفید عایق ترانسفورماتور هست.

$$life = 9.8\times10^{-18}\times n\times\exp\left(\frac{15000}{\theta_H+273}\right) \quad (۲۵-۱)$$

برای محاسبه تلفات، دو ترانسفورماتور توزیع که مشخصات مربوط به آن‌ها در جدول ۱-۱۱ آمده است موردبررسی قرار خواهند گرفت. در جدول ۱-۱۲ نیز محیط هارمونیکی که هر کدام از این ترانسفورماتورها در آن قرار دارند، یعنی نسبت مرتبه‌های هارمونیکی مختلف به هارمونیک اصلی آمده است. کارکرد ترانسفورماتورهای ۴۰۰ kVA و ۲۰۰ kVA در شرایط هارمونیکی ذکرشده سبب کاهش حداکثر جریان مجاز این ترانسفورماتورها به‌ترتیب به ۰٫۹۴ pu و ۰٫۹۶ pu می‌شود. همچنین ظرفیت واقعی این ترانسفورماتورها نیز به اعداد ۳۷۶ kVA و ۱۹۲ kVA افت خواهند کرد. حال با استفاده از روابط ذکرشده به محاسبه تلفات بی‌باری و بارداری شامل تلفات جریان‌های گردابی، تلفات پراکنده دیگر و تلفات DC در حضور بارهای هارمونیکی پرداخته می‌شود. برای رسیدن به مقدار تلفات ابتدا بایستی ضرایب تلفات هارمونیکی یعنی F_{HL} و F_{HL-SRT} را محاسبه نمود که این ضرایب در جدول ۱-۱۳ لیست شده‌اند.

جدول ۱-۱۱– مشخصات ترانسفورماتورهای تحت بررسی

ظرفیت نامی (kVA)	۴۰۰	۲۰۰
ولتاژ اولیه (kV)	۲۰	۲۰
ولتاژ ثانویه (kV)	۰٫۴	۰٫۴
جریان نامی اولیه (A)	۱۱٫۵۵	۱۰٫۵
جریان نامی ثانویه (A)	۵۷۷	۲۶۶٫۷
مقاومت DC اولیه (Ω)	۵٫۴۱	۱۴٫۷۵
مقاومت DC ثانویه (Ω)	۰٫۰۰۲۲	۰٫۰۰۶۲
تلفات بی‌باری نامی (W)	۸۵۰	۵۰۰
تلفات بارداری نامی (W)	۶۴۵۰	۳۰۰۰

جدول ۱-۱۲- محتوای هارمونیکی بارهای متصل به ترانسفورماتورهای تحت مطالعه

مرتبه هارمونیکی	درصد هارمونیکی	
	ترانسفورماتور ۴۰۰ kVA	ترانسفورماتور ۲۰۰ kVA
۲	۰,۷	۰,۶
۳	۱,۲	۱,۳
۴	۰,۵	۰,۶
۵	۵	۴,۵
۶	۰,۳	۰,۳
۷	۲,۶	۲,۷
۸	۰,۵	۰,۵
۹	۰,۶	۰,۷
۱۰	۰,۴	۰,۴
۱۱	۱,۳	۱,۵
۱۲	۰,۹	۰,۹
۱۳	۲,۶	۲,۶
۱۴	۰,۹	۰,۹
۱۵	۰,۸	۰,۸
۱۶	۰,۷	۰,۸
۱۷	۱,۵	۱,۴
۱۸	۰,۵	۰,۵
۱۹	۱,۱	۱,۲
۲۰	۰,۴	۰,۴
۲۱	۰,۴	۰,۶
۲۲	۰,۳	۰,۳
۲۳	۱	۰,۹

جدول ۱-۱۳- درصد افزایش تلفات ترانسفورماتورهای تحت بررسی در محیط هارمونیکی

	F_{HL}	F_{HL-SRT}
ترانسفورماتور ۴۰۰ kVA	۱,۴۷۳۱	۱,۰۲۲۱
ترانسفورماتور ۲۰۰ kVA	۱,۴۷۵۰	۱,۰۲۱۶

جدول ۱-۱۴ نتایج به‌دست‌آمده برای هر کدام از تلفات ترانسفورماتورهای توزیع موردبررسی را نشان می‌دهد. همان‌طور که از نتایج محاسبات مشخص است تلفات در حضور بارهای هارمونیکی برای ترانسفورماتور ۴۰۰ kVA به

میزان ۱۰٫۲% و برای ترانسفورماتور ۲۰۰ kVA به میزان ۶٫۸% افزایش می‌یابد. این افزایش تلفات علاوه بر کاهش بازده سیستم، باعث اثرات فنی دیگر مانند محدودکردن ظرفیت قابل‌استفاده ترانسفورماتور و همچنین افزایش حرارت سیستم یعنی افزایش نقطه داغ و در نتیجه کاهش طول عمر ترانسفورماتور می‌گردد.

جدول ۱-۱۴– نتایج محاسبه تلفات برای ترانسفورماتورهای موردمطالعه در حضور بارهای هارمونیکی

تلفات	ترانسفورماتور ۴۰۰ kVA		ترانسفورماتور ۲۰۰ kVA	
	تلفات نامی	تلفات هارمونیکی	تلفات نامی	تلفات هارمونیکی
P_{NL}	۸۵۰	۸۵۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰
P_L	۶۴۵۰	۷۱۹۱	۹۳۰۰	۱۰۰۱۳
P_{DC}	۲۱۸۱	۲۱۹۲	۵۲۸۴	۵۳۰۹
P_{TSL}	۴۲۶۹	۴۹۹۸	۴۰۱۶	۴۷۰۳
P_{EC}	۱۴۰۹	۲۰۷۵	۱۳۲۵	۱۹۵۴
P_{OSL}	۲۸۶۰	۲۹۲۳	۲۶۹۱	۲۷۴۹
P_{loss}	۷۳۰۰	۸۰۴۱	۱۰۵۰۰	۱۱۲۱۳

جدول ۱–۱۵ و جدول ۱–۱۶ دربردارنده داده‌های اولیه موردنیاز رابطه (۱-۲۵) هستند. با فرض حداکثر عمر عایقی ۳۰ سال، عمر مفید ترانسفورماتورها برای دو جریان عبوری مختلف از این ترانسفورماتورها محاسبه و در این جداول ذکر شده‌اند. نتایج جدول ۱–۱۵ مؤید این نکته است که اگر جریان بار ۰٫۹ pu از دو ترانسفورماتور موردمطالعه عبور کند عایق‌بندی ترانسفورماتورها دچار پیری زودرس نمی‌شوند چون در ابتدای تحلیل عددی ذکر شد که حداکثر جریان عبوری مجاز از ترانسفورماتورها ۰٫۹۴ pu و ۰٫۹۶ pu هست. اما درصورتی‌که جریان بار ۱ pu از ترانسفورماتورها عبور کند عمر مفید هر دو ترانسفورماتور از ۳۰ سال به ۲۸ سال کاهش پیدا می‌کند. نتایج جدول ۱–۱۶ به‌خوبی تأثیر هارمونیک‌ها در کاهش عمر ترانسفورماتورها مخصوصاً در هنگام بهره‌برداری در شرایط پربار را نشان می‌دهد. کاهش عمر عایق‌بندی ترانسفورماتور هم به معنی افزایش هزینه‌های تعمیر یا تعویض ترانسفورماتور در شرکت‌های توزیع می‌باشد.

جدول ۱-۱۵– عمر مفید ترانسفورماتورها در حضور بارهای هارمونیکی به ازای جریان بار ۰٫۹ pu

	$P_{L,rated}$	P_L	$\theta_{TO,rated}$	θ_{TO}	$\theta_{g,rated}$	θ_g	θ_A	θ_H	$life$
ترانسفورماتور ۴۰۰ kVA	۲٫۰۴	۱٫۸۹	۶۰	۵۷٫۵	۵	۴٫۷	۴۰	۱۰۲٫۲	۳۰
ترانسفورماتور ۲۰۰ kVA	۳٫۹۲	۳٫۵۱	۶۰	۵۶٫۱	۵	۴٫۵	۴۰	۱۰۰٫۶	۳۰

جدول ۱-۱۶– عمر مفید ترانسفورماتورها در حضور بارهای هارمونیکی به ازای جریان بار pu ۱

	$P_{L,rated}$	P_L	$\theta_{TO,rated}$	θ_{TO}	$\theta_{g,rated}$	θ_g	θ_A	θ_H	$life$
ترانسفورماتور ۴۰۰ kVA	۲,۰۴	۲,۳۴	۶۰	۶۴,۹	۵	۵,۶	۴۰	۱۱۰,۵	۲۸
ترانسفورماتور ۲۰۰ kVA	۳,۹۲	۴,۳۴	۶۰	۶۳,۹	۵	۵,۴	۴۰	۱۰۹,۳	۲۸

با تکیه بر نتایج ارائه‌شده این نتیجه حاصل می‌شود که عمر عایقی ترانسفورماتور وابسته به دمای نقطه داغ ترانسفورماتور است و درصورتی‌که شبکه شامل بارهای هارمونیکی مخصوصاً هارمونیک جریان باشد، ترانسفورماتور دچار پیری می‌شود و عایق آن سریع‌تر از بین می‌رود. در چنین شبکه‌هایی نیاز جدی وجود دارد که بهره‌بردار از میزان هارمونیک‌های موجود در شبکه و دمای نقطه داغ ترانسفورماتور اطلاعات کافی داشته باشد تا بتواند راهکارهای کنترلی اعمال کند. در حال‌حاضر شرکت‌های توزیع کشورمان از داشتن ابزار پایش در سطح شبکه خودشان محروم هستند و همین عامل سبب پایین‌آمدن کیفیت توان تحویلی به مشترکین و افزایش هزینه‌های تعمیر و نگهداری تجهیزات شبکه شده است.

یکی از ویژگی‌های منحصربه‌فردی که تجهیز موردمطالعه دارد بالا بردن رویت‌پذیری شبکه با ارسال آنلاین اطلاعات به سرور می‌باشد. درصورتی که اطلاعات بهره‌برداری شبکه مانند دمای نقطه داغ ترانسفورماتور و درصد هارمونیک‌های ولتاژ و جریان در اختیار بهره‌بردار باشد، بهره‌بردار به‌راحتی می‌تواند نواحی پر هارمونیک را مشخص کند و بعد از شناسایی منبع هارمونیک‌ها نسبت به مقابله با این مشکل اقدامات پیشگیرانه انجام دهد. یکی از ابزارهای مقابله با تأثیرات مخرب هارمونیک‌ها نصب فیلترهای غیرفعال LC می‌باشد. نواحی صنعتی یکی از گزینه‌های بالقوه‌ای هستند که احتمال دارد ترانسفورماتورهای این نواحی هم در شرایط اضافه‌بار بهره‌برداری می‌شوند و هم دچار اعوجاج هارمونیکی هستند. عدم پایش وضعیت ترانسفورماتور در این نواحی سبب کاهش طول عمر ترانسفورماتور و تحمیل هزینه غیرضروری جهت تعمیر یا تعویض این تجهیز خواهد شد.

فصل دوم:

ارزیابی نتایج حاصل از اجرای پایلوت و بررسی چالش‌های پیاده‌سازی و توسعه‌ی سیستم و ارائه‌ی راهکار برای رفع آن‌ها

۲- ارزیابی نتایج حاصل از اجرای پایلوت و بررسی چالش‌های پیاده‌سازی و توسعه‌ی سیستم و ارائه‌ی راهکار برای رفع آن‌ها

۲- ۱- مقدمه

در این بخش، نتایج حاصل از اجرای پایلوت مورد ارزیابی قرار گرفته است. همچنین چالش‌های پیاده‌سازی و توسعه شناسایی و بررسی شده‌اند. در گزارش مرحله قبل ارزیابی نتایج حاصل از اجرای پایلوت ارائه گردید و نشان داده شد که سیستم دقت خوبی در اندازه‌گیری و ارسال داده‌ها دارد، اما اجرای پایلوت باعث شد برخی از چالش‌هایی که قبلاً موردتوجه نبودند بارز شوند. در ادامه به این چالش‌ها و راهکارهای آن‌ها پرداخته شده است. همچنین در بخش‌های بعد چالش‌های پیاده‌سازی و توسعه سیستم از قبیل مقیاس‌پذیری، کلان داده و امنیت اطلاعات موردبررسی قرار گرفته‌اند.

۲- ۲- چالش‌ها و نکات نصب و راه‌اندازی دستگاه اندازه‌گیری ساخته‌شده

در نصب و راه‌اندازی دستگاه‌های اندازه‌گیری ساخته‌شده چالش‌ها و نکات زیادی وجود داشت که به‌صورت مناسب مدیریت شدند و درنهایت نصب و راه‌اندازی دستگاه‌ها به‌صورت کامل انجام شد. در ادامه به تعدادی از این موارد اشاره می‌شود:

۱- جایابی و نصب ایمن و مناسب دستگاه: در یافتن مکان مناسب برای نصب دستگاه، استفاده از فضای داخل تابلوهای پست گزینه‌ی مناسب‌تری از قسمت‌های بیرونی آن خواهد بود. دلیل این امر در نظر گرفتن زیبایی نمای پست و نیز محفوظ و ایمن بودن دستگاه است. از طرفی به دلیل مواردی چون اشغال فضای داخل تابلوها با شینه‌ها و سیستم‌های مختلف، نیاز به وجود فضای مناسب برای دریل‌کاری و پیچ کردن پایه‌ی دستگاه و لزوم در دسترس بودن دستگاه جهت مشاهده‌ی صفحه‌ی نمایش و کار با آن، یافتن مکانی مناسب برای نصب صاف، ایمن و مستحکم دستگاه مقداری دشوار است. در صورتی که چنین مکانی در داخل تابلوها یافت نشود، ناچار به نصب دستگاه در قسمت بیرونی تابلوها خواهیم بود. پایه‌ی دستگاه باید به‌گونه‌ای بر بدنه‌ی تابلو پیچ شود که هیچ‌گونه حرکتی نداشته باشد. اتصال دستگاه به پایه که به‌صورت وصلی است و حالتی کشویی دارد، باید با دقت کامل و به‌درستی انجام گیرد تا دستگاه به‌صورت مستحکم و پایدار به پایه وصل باشد.

۲- اتصال کابل‌های سه‌فاز به فیوز سه‌فاز مناسب: به دلیل مسائل ایمنی پست و جلوگیری از قطع برق کل پست به دلیل خطای اتصال کوتاه احتمالی در محل دستگاه یا کابل‌های سه‌فاز متصل به آن (که به دلیل اتصال کوتاه شدید بسیار خطرناک است) و نیز ایجاد امکان قطع‌کردن برق سه‌فاز دستگاه در زمان نصب یا تعمیرات احتمالی آن، ورودی کابل‌های ولتاژ سه‌فاز متصل به دستگاه باید از یک فیوز-کلید سه‌فاز مناسب

متصل به شینه‌ها گرفته شود. این اتصال به فیوز-کلید ممکن است به‌صورت مستقیم نبوده و به‌واسطه‌ی کنتاکت‌های مناسب انجام شود. در این راستا در صورت امکان می‌توان از فیوزهای موجود مورداستفاده برای سیستم‌های دیگر به‌صورت اشتراکی بهره گرفت و در غیر این صورت باید فیوز مناسب در محلی مناسب از تابلوهای پست نصب شود.

۳- کابل‌کشی مناسب و ایمن و استفاده از سرکابل: در اتصال کابل‌های سه‌فاز بین دستگاه و کنتاکت‌های برق سه‌فاز مرتبط با فیوز-کلید و نیز اتصال کابل نول، باید موارد زیادی در نظر گرفته شود، ازجمله انتخاب مسیر مناسب جهت کوتاه‌تر شدن طول کابل‌ها، مسائل ایمنی، زیبایی ظاهری و مختل نشدن دسترسی افراد به بقیه‌ی اجزای داخل تابلو در نزدیکی کابل‌ها، رنگ‌بندی یا لیبل مناسب کابل‌ها جهت تفکیک فازها و نیز نول و اتصال درست کابل نظیر هر فاز یا نول به ورودی مختص به خود در دستگاه. کابل‌های مورداستفاده: الف- نباید بیش از اندازه نازک باشند، چرا که استحکام خود را از دست می‌دهند. ب- نباید بیش از اندازه ضخیم باشند، چراکه وزن زیاد خواهند داشت و نیز نمی‌توانند به‌درستی داخل کنتاکت‌های دستگاه و کنتاکت‌های مرتبط با فیوز قرار گیرند. پ- باید انعطاف‌پذیری مناسبی داشته باشند تا به‌خوبی در مسیرها قرار گیرند و قطع نشوند. در راستای موارد گفته‌شده می‌توان از ابزارهای جانبی چون بست کمربندی و لوله‌ی خرطومی بهره گرفت. استفاده از سرکابل‌های مناسب نیز به جهت مسائل ایمنی و کاهش احتمال اتصال رشته‌هایی از کابل‌های مختلف به یکدیگر (کاهش احتمال اتصال‌کوتاه شدن) و نیز استحکام بیشتر، اهمیت دارد.

۴- نصب مناسب کویل‌های روگوفسکی: کویل‌های روگوفسکی مرتبط با دستگاه، با وجود آسانی در نصب، نکات مختص به خود را دارند. در زمان باز کردن، نصب و بستن این کویل‌ها و گیره‌های آن‌ها باید مسائل ایمنی را رعایت نمود، دقت داشت که دست به شینه‌ها برخورد نکند، از محکم‌شدن گیره‌ی بستن کویل اطمینان حاصل نمود و دقت داشت که جهت نصب کویل درست باشد. کابل‌های کویل‌ها باید از مسیری مناسب به دستگاه متصل شوند تا دست‌وپاگیر نباشند و درعین‌حال کشیده نشوند که برای این منظور باید محل انتخابی قرارگیری کویل‌ها نیز مناسب باشد. در صورت نیاز می‌توان از ابزارهای جانبی چون بست کمربندی و لوله‌ی خرطومی نیز در این راستا بهره گرفت. در اتصال کابل‌های کویل‌ها (که دارای سرکابل مختص به خود هستند) باید دقت نمود که کابل کویل نصب‌شده بر روی هر فاز یا نول به ورودی نظیر مختص به خود در دستگاه متصل شود و ازآنجایی‌که هر کابل دو سر k و l دارد، پلاریته‌ی آن نیز از این نظر رعایت شده باشد.

۵- آنتن‌دهی و جایابی و نصب مناسب آنتن: ارتباط دستگاه با اینترنت جهت ارسال اطلاعات به سرور، از طریق شبکه‌ی مخابراتی تلفن همراه و به‌واسطه‌ی اتصال GPRS به آن است. به‌همین دلیل بحث آنتن‌دهی برای دستگاه بسیار مهم است. به دلیل آنتن‌دهی مخابراتی کم در داخل پست‌ها، باید از آنتن مناسب در مکانی

مناسب از داخل پست استفاده شود. مکان آنتن در داخل پست به دلیل مسائل آنتن‌دهی بهتر و کاهش نویز، بهتر است بیرون از تابلوها و ترجیحاً روی بدنه‌ی آن‌ها (سمت خارجی بدنه‌ی تابلو) باشد. برای این منظور باید حفره‌ی کوچک مناسب، در محلی مناسب از بدنه‌ی تابلو وجود داشته باشد یا ایجاد شود تا به‌این‌ترتیب بتوان کابل آنتن را از داخل تابلو به خارج از آن راه داد، چراکه معمولاً دستگاه در داخل تابلو قرار دارد. مکان قرارگیری آنتن و سیم‌کشی آن باید به‌گونه‌ای باشد که سیگنال مخابراتی با توان کافی به دستگاه برسد و نیز مسائلی چون ایمنی، استحکام، زیبایی ظاهری و دست‌وپاگیر نبودن، به‌درستی رعایت شده باشد. نصب آنتن بر بدنه‌ی تابلو (دیواره یا سقف) می‌تواند به روش‌های مختلف ازجمله استفاده از چسب مناسب یا آهنربا انجام شود که بسیاری از آنتن‌های موجود، این موارد را از قبل بر روی خود دارند. دستگاه اندازه‌گیری ساخته‌شده دارای رابط SMA جهت اتصال آنتن از بیرون دستگاه به آن است. انواع زیادی از آنتن‌های استاندارد را برای این منظور می‌توان استفاده نمود. در صورتی که در استفاده از آنتنی، آنتن‌دهی کافی نباشد، می‌توان از آنتنی قوی‌تر (در صورت موجود بودن) استفاده نمود. در صورتی که هیچ مکانی از داخل پست آنتن‌دهی کافی نداشته باشد، می‌توان از کابل رابط افزایش طول SMA بهره گرفت تا آنتن را در محلی خارج از پست قرار داد. استفاده از WiFi نیز در چنین مواردی، راه‌حل دیگر است. برای دستگاه‌های نصب‌شده در پژوهشگاه نوع مناسبی از این آنتن‌ها به تعداد مناسب تهیه و نصب شد که دارای کابل سه متری، پایه‌ی آهنربایی و گین بالا است. جایابی مناسب برای این آنتن‌ها در داخل پست‌ها انجام شده و اتصال دستگاه‌های نصب‌شده به‌واسطه‌ی GPRS به شبکه‌ی مخابراتی و ارتباط با اینترنت به‌خوبی انجام می‌شود.

۶- فضای ذخیره‌سازی اطلاعات: به سبب محدودیت حافظه سرور اصلی، هرچند ماه یک‌بار داده‌ها یا باید پاک شوند و یا به یک حافظه سخت‌افزاری دیگری برای بایگانی منتقل شوند.

۷- قدرت پردازش اطلاعات: با افزایش تعداد تجهیزات، هم حجم داده‌ها و هم زمان موردنیاز برای پردازش آن‌ها افزایش پیدا می‌کند، بنابراین در چنین شرایطی نیاز به آپدیت سرور احساس می‌شود. یکی از راه‌کارهای حل این چالش بدون آپدیت سرور، افزایش فاصله زمانی ارسال اطلاعات است. اگر قابلیتی در تجهیز اندیشیده شود که تغییرات قابل گزارش به سرور ارسال شود، حجم داده‌های ورودی به سرور علی‌رغم افزایش تعداد تجهیزات نصب‌شده کنترل می‌شوند.

۸- ابعاد کویل روگوفسکی: ابعاد این کویل باید متناسب با ابعاد شینه‌ها طراحی شود و نمی‌توان از ابعاد از پیش ساخته‌شده استفاده کرد.

۲- ۳- کلان‌داده

کلان‌داده شامل اطلاعاتی با حجم زیاد است که با روش‌های نوین پردازش و ذخیره‌سازی برای درک بهتر از دنیا و روند تصمیم‌گیری دقیق مورداستفاده قرار می‌گیرند. با توجه به شکل ۲-۱، برای ارزیابی کلان‌داده ۳ ویژگی اصلی حجم، سرعت و تنوع مطرح است که با عنوان 3Vs شناخته می‌شوند. این ویژگی‌ها طبق شکل ۲-۲ قابلیت گسترش به ۸ مورد حجم، سرعت، تنوع، صحت، نوسان، مصورسازی، اعتبار و ارزش تحت عنوان 8Vs را دارا می‌باشند [۴]. ویژگی‌های نام برده‌شده درعین‌حال می‌توانند به‌عنوان چالش‌های پیش روی کلان‌داده هم موردبررسی قرار بگیرند.

۲- ۳- ۱- ویژگی‌های کلان‌داده

- حجم داده‌های دریافتی: با ارسال داده‌های تجهیزها به سرور مرکزی، حجم بالایی از داده در هر لحظه وارد سرور مرکزی می‌شود. بخش بزرگی از این داده‌ها مورداستفاده نیستند و این امکان وجود دارد که سازوکاری اتخاذ شود تا تنها داده‌های مهم ارسال شوند. همچنین می‌توان زمان ارسال داده‌ها را افزایش داد و با این چالش مقابله کرد.

- سرعت گسترش داده‌های ارسالی: افزایش تعداد تجهیزهای نصب‌شده در سطح شبکه توزیع سبب افزایش روزافزون داده‌های ارسالی به سرور مرکزی می‌شود. جهت غلبه بر این چالش، سرور مرکزی نیز باید به روزرسانی شود یا ترتیبی اتخاذ شود که داده‌های مهم به سرور ارسال شوند.

- تنوع داده‌های ارسالی: کلان‌داده در حالت کلی شامل انواع داده اعم از متن، تصویر، فیلم و ... هست پس ارائه راهکاری جهت تجزیه‌وتحلیل داده‌های ارسالی متنوع چالشی برای کلان‌داده به‌حساب می‌آید. داده‌های ارسال‌شده توسط تجهیزهای نصب‌شده در شبکه توزیع دارای تنوع داده نیستند و تمام داده‌های ارسالی از قبل مشخص هستند.

- صحت داده‌های ارسالی: این چالش پیش روی کلان‌داده، روی کیفیت داده و حفظ مشخصات آن متمرکز هست. حفظ مشخصات داده‌ها به میزان زیادی به توانایی ارسال بدون تغییر شبکه مخابراتی وابسته هست و به دلیل این‌که جهت ارسال داده در این تحقیق از شبکه مخابراتی GPRS استفاده می‌شود بنابراین چالش پیش رو محل توجه ندارد.

- نوسان داده‌های دریافتی: این چالش به معنی مدت‌زمان یا دوره نگهداری داده‌های ارسالی هست. هرچقدر مدت‌زمان ذخیره داده‌ها بیشتر باشد، سرور مورداستفاده باید ظرفیت بالایی داشته باشد. به‌همین خاطر باید توازنی بین مدت‌زمان نگهداری و میزان سرمایه‌گذاری به‌وجود آید. همچنین می‌توان سازوکاری تعیین کرد تا فقط داده‌های مهم ذخیره شوند. در چنین حالتی توانایی ذخیره‌سازی سرور افزایش پیدا می‌کند.

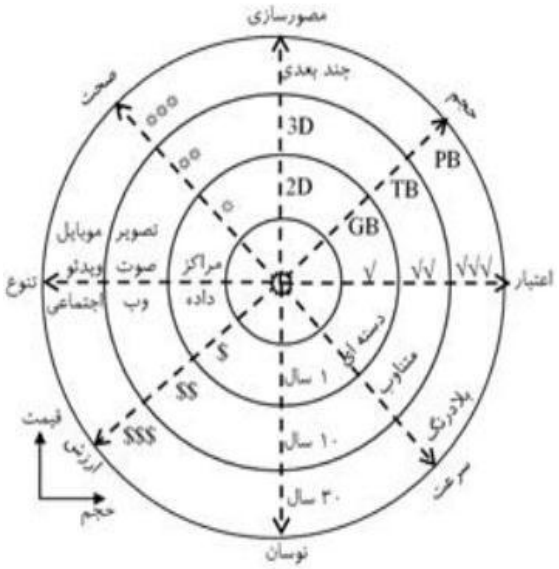
- مصورسازی: مصورسازی به‌صورت به‌کارگیری گراف‌های تصویری و بصری‌سازی داده‌ها برای فهم روابط پیچیده بین آن‌ها معنی می‌شود. از آنجایی‌که اطلاعات ارسال‌شده توسط تجهیزها شامل اطلاعات مشخص مانند ولتاژ، جریان، توان و ... هست بنابراین می‌توان به‌راحتی داده‌های دریافتی را مصورسازی کرد و سیستم موردمطالعه چالشی در این زمینه ندارد.

- اعتبار داده‌های دریافتی: صحت داده‌های دریافتی روی دقت شبکه مخابراتی متمرکز هست اما اعتبار داده‌ها، درستی داده‌های اندازه‌گیری و محاسبه‌شده توسط تجهیز را شامل می‌شود. درستی داده‌های اندازه‌گیری‌شده به میزان زیادی به دقت ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان اندازه‌گیری بستگی دارند و خطایی در حد استاندارد خواهند داشت.

- ارزش داده‌های دریافتی: برآورد میزان هزینه جمع‌آوری، پردازش و نگهداری داده در برابر حجم داده یکی از معیارهای بررسی کلان‌داده هست. از آنجایی‌که در این تحقیق از شبکه مخابراتی موجود GPRS بهره گرفته می‌شود هزینه جمع‌آوری داده‌ها نسبت به باقی شبکه‌های مخابراتی عدد کمتری خواهد بود. همچنین اگر سیاست کارفرما فروش داده‌ها به شرکت‌های تولیدکننده تجهیزاتی مثل ترانسفورماتور باشد، می‌توان بخشی از این هزینه‌ها را پوشش داد.



شکل ۲-۱- ویژگی‌های اصلی کلان‌داده



شکل ۲-۲- ویژگی‌های هشت‌گانه کلان‌داده

۲- ۳- ۲- انواع داده‌ها

داده‌هایی که در مبحث کلان‌داده جمع‌آوری و مورد تجزیه‌وتحلیل قرار می‌گیرند ازنظر ماهیت و قابلیت داده‌کاوی به سه دسته تقسیم می‌شوند:

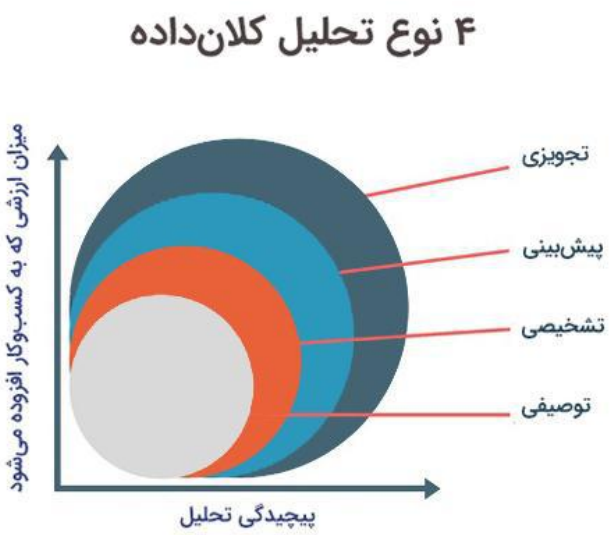
- داده‌های بدون‌ساختار: داده‌هایی مانند توییت، عکس، فیلم، فایل صوتی و غیره که روزانه هر کاربر تولید می‌کنند و در قالب خاصی قابل دسته‌بندی نیستند به‌عنوان داده‌های بدون ساختار مشخص می‌شوند. این داده‌ها، ماهیت پیچیده‌ای دارند، فضای بیشتری را اشغال می‌کنند و بی‌نظمی و به‌هم‌ریختگی‌شان، مدیریت و درک آن‌ها را دشوار می‌کند. اما برای به‌دست‌آوردن اطلاعات مفید، داده‌ها باید قابل تفسیر باشند. باوجود این‌که تفسیر داده‌ها زمان و انرژی بیشتری می‌خواهد، اما نتیجه این تفسیر ارزشمندتر از جمع‌آوری ساده داده‌های بدون ساختار است. سخت‌ترین قسمت تحلیل داده‌های بدون ساختار این است که به یک برنامه یاد داده شود که اطلاعات به‌دست‌آمده را درک کند. برای این کار باید اطلاعات را برای برنامه، به فرم‌هایی از داده‌های ساختاریافته ترجمه کرد. این کار آسانی نیست و از قالبی به قالب دیگر متفاوت است. معمولاً برای این کار از روش‌هایی مانند تجزیه متن، پردازش طبیعی زبان و... استفاده می‌کنند.
- داده‌های نیمه‌ساختاریافته: این داده‌ها حد واسط داده‌های بدون‌ساختار و ساختاریافته هستند. داده‌هایی که بخشی از آن‌ها بدون‌ساختار و بخشی دیگر ساختاریافته هستند در این دسته جای می‌گیرند. برای این داده‌ها الگوهای معنادار و جدول‌های مخصوص طراحی نشده است اما برچسب‌ها و نشانه‌هایی برای معنا کردنشان وجود دارند که داده‌ها را برای ضبط و طبقه‌بندی آماده می‌کند و ذخیره‌سازی آن را نسبت به داده‌های ساختار نیافته آسان‌تر می‌کند.

- داده‌های ساختاریافته: این نوع داده‌ها بسیار سازمان‌یافته هستند. تصور کنید صدها صفحه داده، در ستون‌ها و ردیف‌هایی مرتب شده‌اند. برای تمام عنوان‌ها توضیح وجود دارد، متغیرها را به‌راحتی می‌شود تشخیص داد و اعداد قابل‌درک و ملموس هستند. معلوم است که کار با این داده‌ها آسان است و برای برنامه‌ریزی به‌راحتی می‌توان داده‌ها را مرتب و جمع‌آوری کرد. داده‌های ساختاریافته از الگوها پیروی می‌کنند. این الگوها مشخص می‌کنند که هر داده کجاست و معنی آن چیست.

داده‌های جمع‌آوری‌شده در این تحقیق از تمام تجهیزهای نصب‌شده در سطح شبکه به سرور مرکزی دارای تگ زمانی هستند. همچنین مشخص است که این داده‌ها مرتبط با کدام پارامتر خاص مانند ولتاژ، جریان، توان و غیره هستند. بنابراین داده‌های جمع‌آوری‌شده در این بحث، داده‌های ساختاریافته هستند و تحلیل این داده‌ها با سهولت بیشتری نسبت به داده‌های دیگر انجام می‌گیرد. هر داده‌ای که دریافت می‌شود مشخص هست که مرتبط با کدام پارامتر و نشان‌دهنده چه بازه زمانی هست.

۲- ۳- ۳- انواع تحلیل کلان‌داده

برای این‌که بتوان داده‌ها را به بهترین شکل تحلیل و از اطلاعات به‌دست‌آمده استفاده کرد، از چهار دسته روش توصیفی، تشخیصی، پیش‌بینی و تجویزی بهره گرفته می‌شود که در ادامه توضیحات مربوط به هرکدام از این روش‌ها بیان شده است. طبق شکل ۲-۳ هرچقدر تحلیل انجام‌گرفته روی داده‌ها قوی‌تر باشد و سبب کنش‌گری مطالعه‌گر روی سیستم موردمطالعه شود ارزش استفاده از کلان داده‌ها افزایش می‌یابد.



شکل ۲-۳- پیچیدگی تحلیل در مبحث کلان‌داده

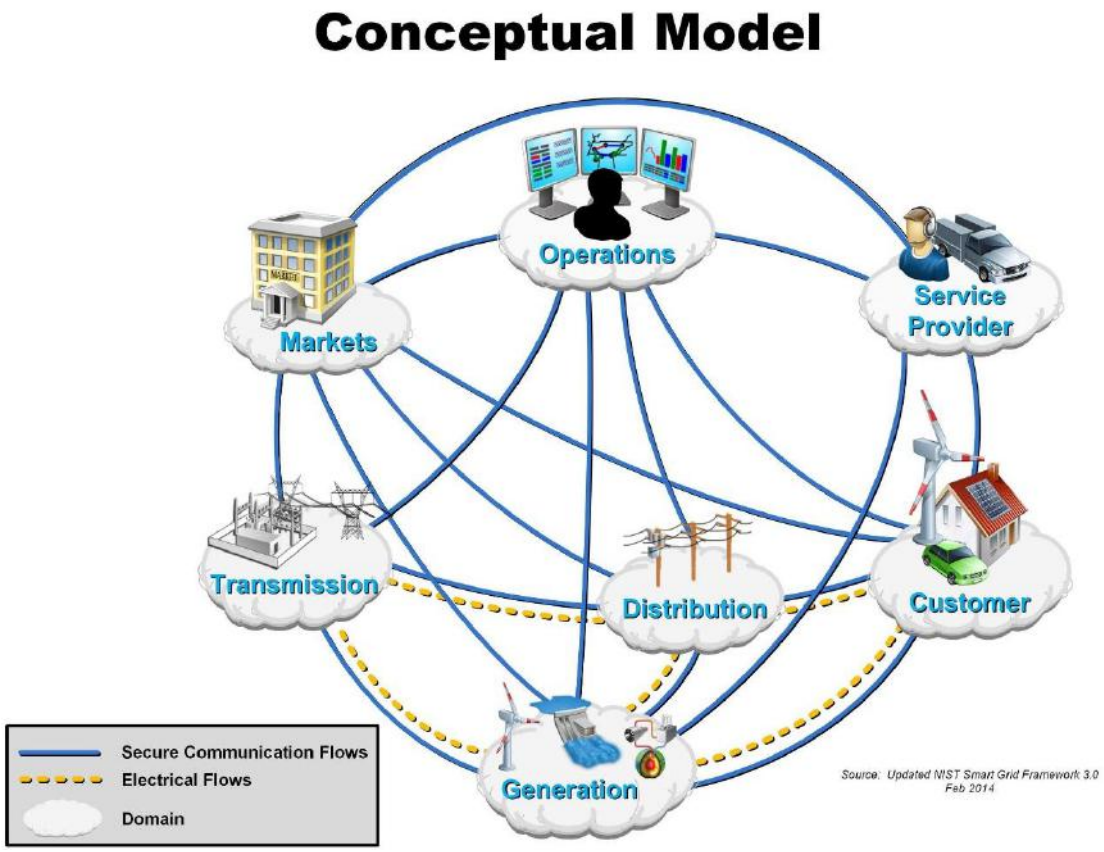
- توصیفی: با ارائه تحلیل‌های توصیفی بر اساس جداول یا نمودارها می‌توان مشخص کرد در زمان‌های گذشته چه رخدادهایی پیش‌آمده است و در هر مرحله چه اتفاقی افتاده است. به‌عنوان مثال می‌توان با بهره‌گیری از داده‌های ولتاژ و جریان مشخص کرد که شبکه در چه ساعاتی از شبانه‌روز با افت ولتاژ و پرباری مواجه شده است. با تجزیه‌وتحلیل این نمودارها دید بهتری نسبت به شبکه حاصل می‌شود.
- تشخیصی: اگر دنبال ریشه اتفاقات و مشکلات هستید باید از تحلیل تشخیصی استفاده کنید که بر اساس سیستم‌های هوش مصنوعی و یادگیری ماشین کار می‌کند. به‌عنوان مثال در این تحقیق می‌توان الگوریتمی در سرور مرکزی اجرا کرد که برخی از هشدارها مانند افت ولتاژ بیش از حد مجاز، اضافه‌بار ترانسفورماتور و غیره را هشدار دهد.
- پیش‌بینی: اگر بتوان به‌خوبی از داده‌های به‌دست‌آمده استفاده و آن‌ها را درست تحلیل کرد، به کمک هوش مصنوعی و الگوریتم‌های حرفه‌ای می‌توان نسبت به اتفاقات و مشکلات آتی پیش‌بینی خوبی داشت. در بحث موردنظر این گزارش می‌توان به پیش‌بینی بار با استفاده از داده‌های ارسالی توسط تجهیزها و همچنین پیش‌بینی عمر مفید ترانسفورماتورها اشاره کرد.
- تجویزی: یکی دیگر از روش‌های تحلیل کلان‌داده، روش تجویزی است که در واقع پیچیده‌ترین و گران‌ترین نوع تحلیل کلان داده‌ها به شمار می‌آید. الگوریتم به‌کاررفته در سرور مرکزی برای مشخص‌کردن وضعیت رخدادهای قبلی، پیشنهادات خود برای اتفاقات آتی را نیز ارائه می‌کند. به‌عنوان مثال اگر ارتباط دوسویه بین سرور مرکزی و تجهیزها برقرار شود، هنگام وقوع افت ولتاژ یا اضافه‌بار ترانسفورماتورها می‌توان از روش‌های کنترلی مانند قطع ترانسفورماتور یا فیدر بهره گرفت.

۲- ۴- امنیت داده‌ها

شبکه‌های هوشمند برق به‌صورت مناسب انرژی الکتریکی را از منابع متمرکز یا پراکنده‌ی تولید انرژی به مصرف‌کننده‌ها می‌رسانند. در این راستا عملکرد مناسب، کنترل و پایش شبکه توسط فناوری‌های اطلاعات و ارتباطات[1] انجام می‌شود. در شبکه‌های هوشمند، برقراری ارتباطات دوطرفه میان مراکز کنترل با مصرف‌کننده‌ها، تولیدکننده‌ها و بخش‌های مختلف شبکه، منجر به تعیین عملکرد بسیار بهینه‌ی شبکه و مجموعه می‌شود. ازاین‌رو مسائل امنیت شبکه از مهم‌ترین چالش‌ها به شمار می‌روند. هرگونه حمله به شبکه می‌تواند منجر به آسیب‌ها و خسارت‌های بزرگ شود. در این زمینه سه هدف اصلی باید برای شبکه‌ی هوشمند در نظر گرفته شود: ۱) دسترسی بی‌وقفه به منابع انرژی الکتریکی بر اساس نیازهای کاربران ۲) صحت اطلاعات تبادل‌شده ۳) محرمانگی داده‌های کاربران.

[1] Information and Communications Technologies (ICT)

مؤسسه‌ی ملّی استانداردها و فناوری آمریکا، NIST[1]، یک معماری دارای ۷ حوزه برای شبکه‌ی هوشمند پیشنهاد داده است. شکل ۲-۴ این معماری را نشان می‌دهد. اجزای این مجموعه را می‌توان به دو دسته‌ی کلی تقسیم نمود: اجزای سامانه و اجزای شبکه.



شکل ۲-۴– حوزه‌های مختلف شبکه‌ی هوشمند و تعامل آن‌ها از طریق ارتباطات امن ([۵])

بحث امنیت سایبری باید در تمامی ارتباطات و عملکرد اجزا در معماری شکل ۲-۴ در نظر گرفته شود.

هدف اصلی سیستم‌های ارتباطی، انتقال اطلاعات بین کاربران مختلف به‌نحوی است که اطلاعات در حین انتقال دچار تغییر نشوند، ناظر بیرونی‌ای نتواند به این اطلاعات دسترسی پیدا کند و همچنین اطلاعات در مقصد به کاربر صحیحی تحویل داده شود. رعایت موارد ذکرشده منجر به تعریف حوزه جدیدی در بحث داده‌ها با نام امنیت داده‌ها شده است. موسسه ملی استاندارد و فناوری NIST چهار معیار موردنیاز برای حفظ امنیت اطلاعات در شبکه هوشمند و محافظت از آن‌ها را مشخص کرده است که شامل محرمانگی، دسترسی، صحت اطلاعات و انکارناپذیری می‌شوند. شرح هر معیار در زیر آورده شده است:

- محرمانه‌بودن: محرمانه‌بودن به معنی حفظ محدودیت‌های دسترسی و عدم افشای اطلاعات است. به‌عبارت دیگر، محرمانه‌بودن مستلزم محافظت از حریم شخصی و عدم دسترسی افراد نامرتبط به اطلاعات یا انجام

[1] National Institute of Standards and Technology (NIST)

پروسه‌های غیرمجاز است. در تجهیز موردمطالعه، دسترسی افراد به اطلاعات ارسالی از جانب تجهیزها با احراز هویت توسط بهره‌بردار حاصل می‌شود و هرکسی توانایی دسترسی به اطلاعات را ندارد به همین جهت محرمانگی حفظ می‌شود.

- دسترسی: در دسترس بودن به‌عنوان اطمینان از دستیابی به‌موقع و قابل‌اعتماد به اطلاعات و استفاده از آن‌ها در هر مکان و زمان که لازم باشد تعریف می‌شود. اطلاعات باید زمانی که موردنیاز توسط افراد مجاز هستند در دسترس باشند. این بدان معنی است که باید از درست کار کردن و جلوگیری از اختلال در سامانه‌های ذخیره و پردازش اطلاعات و کانال‌های ارتباطی مورداستفاده برای دسترسی به اطلاعات اطمینان حاصل کرد. سامانه‌ها با دسترسی بالا در همه حال حتی به علت قطع برق، خرابی سخت‌افزار و ارتقاء سامانه در دسترس باقی می‌ماند. یکی از راه‌های از دسترس خارج‌کردن اطلاعات و سامانه اطلاعاتی درخواست‌های زیاد از طریق خدمات از سامانه اطلاعاتی است که در این حالت چون سامانه توانایی و ظرفیت چنین حجم انبوه خدمات‌دهی را ندارد از خدمات‌دادن به‌طور کامل یا جزئی عاجز می‌ماند. از دست‌رفتن دسترسی می تواند با مسدودشدن جریان اطلاعات دریافتی از شبکه به‌وجود آید که باعث مختل شدن کنترل سیستم می‌شود. با توجه به این‌که هم دریافت اطلاعات تجهیزها و رابط کاربری بر پایه GPRS طراحی شده‌اند، دسترسی قابل‌قبولی برای بهره‌بردار به وجود آمده و سیستم موردمطالعه در این تحقیق در این زمینه ضعفی ندارد. همچنین می‌توان از ابزاری مانند نصب سیستم برق اضطراری برای سرورها جهت افزایش دسترسی بهره گرفت. با توجه به مجهز بودن تجهیز موردنظر به ماژول WIFI، ارتباط بین تجهیز و سرور در صورت اختلال در شبکه GPRS می‌تواند از طریق شبکه مخابرات سیمی برقرار شود. البته در تجهیزات نصب‌شده در پست‌های فعلی در صورت نبود آنتن دهی GPRS، سیستم WIFI راه‌اندازی می‌شود و با توجه به مدنظر نبودن در این پروژه قابلیت BACKUP برای سیستم WIFI فعال نشده است.
- صحت: صحت اطلاعات در شبکه هوشمند به معنای محافظت در برابر تغییر نامناسب یا تخریب اطلاعات است. صحت وقتی نقض می‌شود که اطلاعات نه فقط در حین انتقال بلکه در حال استفاده یا ذخیره شدن و یا نابود شدن نیز به‌صورت غیرمجاز تغییر داده شود. با توجه به این‌که اطلاعات ارسالی از تجهیزها قابلیت ذخیره‌سازی و backupگیری روی سرورهای متعدد را دارند به‌همین‌خاطر می‌توان صحت سیستم موردمطالعه را تضمین و افزایش داد.
- انکارناپذیری: پروسه انکارناپذیری، برخلاف احراز هویت بوده و در واقع توانایی تشخیص و شناسایی کارهای مخرب انجام‌شده توسط یک کاربر است، حتی اگر فرد موردنظر چنین ادعایی را رد کند. همچنین این پروسه تضمین می‌کند فرستنده و گیرنده اطلاعات نتوانند ارسال یا دریافت اطلاعات را انکار کند. با توجه به اینکه سیستم موردمطالعه در این تحقیق جهت پایش مورداستفاده قرار می‌گیرد به‌همین‌خاطر سیستم در حال حاضر قابلیت کنترلی ندارد و امکان انجام کارهای مخرب وجود ندارد. درعین‌حال، زمان ورود و خروج

کاربران به سیستم ثبت می‌شوند و بنابراین مشخص است که کدام کاربر به کدام بخش از اطلاعات آنلاین نمایش داده‌شده دسترسی داشته است.

علاوه بر چهار ویژگی محرمانگی، دسترسی، صحت و انکارناپذیری که باید برای امنیت هر سیستم داده‌ای موردبررسی قرار گیرد، الزاماتی نیز می‌توان در بحث امنیت داده تعریف کرد که در ادامه موردبررسی قرار می‌گیرند:

- اصل بودن: در بسیاری از موارد باید از اصل بودن و درست بودن اطلاعات ارسالی و نیز فرستنده و گیرنده اطلاعات اطمینان حاصل کرد. در برخی موارد ممکن است اطلاعات رمزنگاری‌شده باشد و دست‌کاری هم نشده باشد و به‌خوبی به دست گیرنده برسد ولی ممکن است اطلاعات غلط باشد یا از گیرنده اصلی نباشد. در این حالت اگرچه محرمانگی، صحت و در دسترس بودن رعایت شده ولی اصل بودن اطلاعات مهم است.
- کنترل دسترسی: برای حراست از اطلاعات، باید دسترسی به اطلاعات کنترل شود. افراد مجاز باید و افراد غیرمجاز نباید توانایی دسترسی داشته باشند. بدین منظور روش‌ها و تکنیک‌های کنترل دسترسی ایجاد شده‌اند که در اینجا توضیح داده می‌شوند. دسترسی به اطلاعات حفاظت‌شده باید محدود باشد به افراد، برنامه‌های رایانه‌ای، فرآیندها و سامانه‌هایی که مجاز به دسترسی به اطلاعات هستند. این مستلزم وجود مکانیزم‌هایی برای کنترل دسترسی به اطلاعات حفاظت‌شده می‌باشد. پیچیدگی مکانیزم‌های کنترل دسترسی باید مطابق با ارزش اطلاعات موردحفاظت باشد. اطلاعات حساس‌تر و باارزش‌تر نیاز به مکانیزم کنترل دسترسی قوی‌تری دارند. اساس مکانیزم‌های کنترل دسترسی بر دو مقوله احراز هویت و تصدیق هویت است.

احراز هویت به دریافت اطلاعات فردی کاربر که جهت عضویت در مجموعه موردنیاز هستند اطلاق می‌شود. تصدیق هویت نیز عمل تأیید احراز هویت توسط بهره‌بردار است که پس از بررسی اطلاعات کاربر اعطا می‌شود. از سه نوع اطلاعات می‌توان برای تصدیق هویت فردی استفاده کرد: چیزی که فرد می‌داند، چیزی که فرد دارد، یا کسی که فرد هست. نمونه‌هایی از چیزی که می‌داند شامل مواردی از قبیل کد، رمز عبور، تکنیک‌های بیومتریک (اثر انگشت، اثر کف دست، صدا و اسکن عنبیه چشم) یا ارسال پیامک به شماره معرفی‌شده هستند. تصدیق هویت قوی نیاز به ارائه دو نوع از این سه نوع مختلف از اطلاعات دارد. این تکنیک را تصدیق هویت دو عامله می‌نامند که قوی‌تر از یک عامله (فقط کنترل گذرواژه) است. در سامانه‌های رایانه‌ای امروزی، نام کاربری رایج‌ترین شکل احراز و رمز عبور رایج‌ترین شکل تصدیق هویت است. نام کاربری و گذرواژه به‌اندازه کافی به امنیت اطلاعات خدمت کرده‌اند اما در دنیای مدرن با سامانه‌های پیچیده‌تر از گذشته، دیگر کافی نمی‌باشند. نام کاربری و گذرواژه به‌تدریج با روش‌های پیچیده‌تری جایگزین می‌شوند.

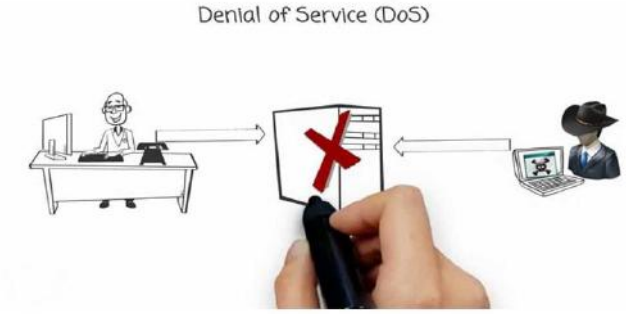
پس از آن‌که فرد، برنامه یا رایانه با موفقیت احراز و تصدیق هویت شد سپس باید تعیین کرد که او به چه منابع اطلاعاتی و چه اقداماتی روی آن‌ها مجاز به انجام است (اجرا، نمایش، ایجاد، حذف، یا تغییر). این عمل را صدور مجوز

می‌گویند. صدور مجوز برای دسترسی به اطلاعات و خدمات رایانه‌ای با برقراری سیاست و روش‌های مدیریتی آغاز می‌شود. سیاست دسترسی تبیین می‌کند که چه اطلاعات و خدمات رایانه‌ای می‌تواند توسط چه کسی و تحت چه شرایطی دسترسی شود. مکانیسم‌های کنترل دسترسی سپس برای به اجرا درآوردن این سیاست‌ها نصب و تنظیم می‌شوند.

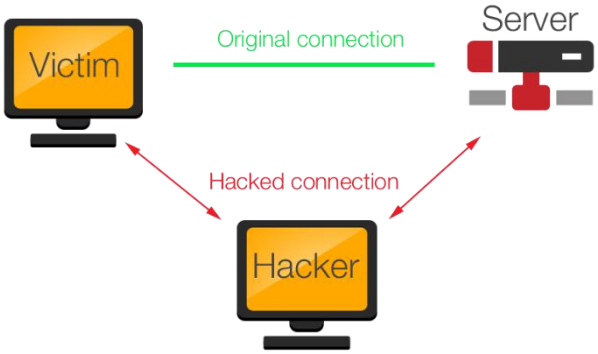
- کنترل امنیت اطلاعات: کنترل امنیت به اقداماتی گفته می‌شود که منجر به حفاظت، پیشگیری، واکنش و به حداقل رساندن دامنه تهدیدات امنیتی در صورت بروز می‌شود. این اقدامات را می‌توان به سه دسته تقسیم کرد.
  - کنترل مدیریتی: عبارت‌اند از سیاست‌ها، رویه‌ها، استانداردها و رهنمودهای مکتوب که توسط مراجع مسئول تأییدشده است. کنترل‌های مدیریتی پایه‌ای برای انتخاب و پیاده‌سازی کنترل‌های منطقی و فیزیکی است. کنترل‌های منطقی و فیزیکی پیاده‌سازی و ابزاری برای اعمال کنترل‌های مدیریتی هستند.
  - کنترل منطقی: به‌کارگیری نرم‌افزار، سخت‌افزار و داده‌ها است برای نظارت و کنترل دسترسی به اطلاعات و سامانه‌های رایانه‌ای. به‌عنوان مثال: گذرواژه، دیوار آتش‌های شبکه و ایستگاه‌های کاری، سامانه‌های تشخیص نفوذ به شبکه، لیست‌های کنترل دسترسی و رمزنگاری داده‌ها نمونه‌هایی از کنترل منطقی می‌باشند.
  - کنترل فیزیکی: برای حفاظت و کنترل محیط کار و تجهیزات رایانه‌ای و نحوه دسترسی به آن‌ها است که جنبه فیزیکی دارند. به‌عنوان مثال: درب، قفل، گرمایش و تهویه مطبوع، آژیر دود و آتش، سامانه دفع آتش‌سوزی، دوربین‌ها مداربسته، موانع، حصارکشی، نیروی‌های محافظ و غیره.

در ادامه بحث‌های بیشتری درباره موضوع امنیت اطلاعات بررسی خواهد شد که جهت درک بیشتر این مهم، مفید و کافی خواهد بود. به‌صورت کلی امنیت اطلاعات را بر اساس نیازمندی‌های موجود، می‌توان بر اساس جنبه‌های زیر نیز بررسی کرد:

- حملات امنیتی: هر عملی که امنیت اطلاعاتی که متعلق به سازمان هست را به خطر می‌اندازد. امنیت اطلاعات در مورد این هست که چگونه از حملات امنیتی جلوگیری یا مقابله شود تا حملات روی سیستم مبتنی بر اطلاعات، شناسایی شود. انواع حملات امنیتی عبارت‌اند از: حملات غیرفعال که در آن دو کاربر در حال انتقال اطلاعات به همدیگر هستند و شخص حمله‌کننده در حال خواندن اطلاعات بین آن دو شخص می‌باشد و حملات فعال که در آن فردی که مهاجم است اطلاعاتی که در شبکه هست را برداشته، تغییر داده، حذف کرده یا با داده‌ی دیگری جایگزین می‌کند و این داده‌ی جدید را به فرد گیرنده ارسال می‌کند. نمونه‌هایی از این نوع حملات در شکل ۲-۵ نشان داده شده است.



(الف)



(ب)

شکل ۲-۵- انواع حملات سایبری، الف) غیرفعال، ب) فعال

- سازوکارهای امنیتی: مجموعه‌ای از مکانیزم‌ها که در یک سرویس انجام می‌شوند یا هر عملی که در جهت جلوگیری از به خطر افتادن امنیت اطلاعاتی که متعلق به یک سازمانی هست، انجام می‌شود. به‌طور کلی مکانیزمی که در جهت جلوگیری، بهبود و شناسایی حملات امنیتی، طراحی می‌شود. به‌طور مثال عنصر مشخصی که در اکثر مکانیزم‌های امنیتی استفاده می‌شود، تکنیک‌های رمزنگاری می‌باشد.

در امنیت اطلاعات از رمزنگاری استفاده می‌شود تا اطلاعات به فرمی تبدیل شود که به‌غیر از کاربر مجاز کس دیگری نتواند از آن اطلاعات استفاده کند حتی اگر به آن اطلاعات دسترسی داشته باشد. اطلاعاتی که رمزگذاری شده تنها توسط کاربر مجازی که کلید رمزنگاری را دارد می‌تواند دوباره به فرم اولیه تبدیل شود (از طریق فرآیند رمزگشایی). رمزنگاری برای حفاظت اطلاعات در حال انتقال (اعم از الکترونیکی یا فیزیکی) یا ذخیره شده است. رمزنگاری امکانات خوبی برای امنیت اطلاعات فراهم می‌کند ازجمله روش‌های بهبودیافته تصدیق هویت، فشرده‌سازی پیام، امضاهای دیجیتالی، قابلیت عدم انکار و ارتباطات شبکه رمزگذاری شده. رمزنگاری اگر درست پیاده‌سازی نشود می‌تواند مشکلات امنیتی در پی داشته باشد. راه‌حل‌های رمزنگاری باید با به‌کارگیری استانداردهای پذیرفته‌شده که توسط کارشناسان مستقل و خبره بررسی دقیق شده انجام گیرد. همچنین طول و قدرت کلید استفاده‌شده در رمزنگاری بسیار مهم است. کلیدی ضعیف یا بسیار کوتاه منجر به رمزگذاری ضعیف خواهد شد. مدیریت کلید رمزنگاری موضوع مهمی است. رمزگذاری داده‌ها و

اطلاعات و تبدیل کردن آن‌ها به شکل رمزگذاری شده، روش مؤثر در جلوگیری از انتشار اطلاعات محرمانه شرکت می‌باشد.

- سرویس‌های امنیتی: سرویس‌هایی که در جهت تأمین امنیت سیستم‌هایی که پردازش داده یا انتقال اطلاعات درون سازمان انجام می‌دهند، طراحی می‌شوند. هدف استفاده از تعدادی مکانیزم در جهت مقابله با حملات امنیتی است. برخی از این سرویس‌ها عبارت‌اند از:

  - سرویس تأیید هویت: این اطمینان را می‌دهد که ارتباط معتبر است و در وابستگی با یک ارتباط منطقی مورداستفاده قرار می‌گیرد تا اطمینان به هویت اشخاص متصل‌به‌هم را تضمین کند. در یک انتقال بدون اتصال نیز، تضمین می‌کند که منبع داده‌های دریافتی همان‌طور که ادعا شده است، قابل‌اعتماد است.

  - سرویس کنترل دسترسی: کنترل می‌کند که چه کسانی اجازه دسترسی به منابع را دارند و بر اساس چه شرایطی می‌توانند دسترسی داشته باشند و یا به چه منابعی می‌توانند دسترسی یابند.

  - نرم‌افزارهای ضدویروس: نرم‌افزارهای ضدویروس قادر به شناسایی و برخورد مناسب با اکثر تهدیدات مربوط به ویروس‌ها می‌باشند، مشروط به این‌که این نوع نرم‌افزارها به‌صورت منظم بهنگام شده و به‌درستی پشتیبانی گردند.

  - سیاست‌های امنیتی: سیاست‌های امنیتی مجموعه قوانین لازم به‌منظور استفاده از کامپیوتر و شبکه‌های کامپیوتری بوده که در آن وظایف تمامی کاربران دقیقاً مشخص و در صورت ضرورت، هشدارهای لازم به کاربران در خصوص استفاده از منابع موجود در شبکه داده می‌شود.

  - رمزهای عبور: هر سیستم کامپیوتری می‌بایست دارای ایمنی مناسبی در خصوص رمزهای عبور باشد. استحکام رمزهای عبور ، ساده‌ترین و در عین حال متداول‌ترین روش به‌منظور اطمینان از این موضوع است که صرفاً افراد تأییدشده و مجاز قادر به استفاده از شبکه می‌باشند.

  - دیوار آتش: راه‌حلی سخت‌افزاری و یا نرم‌افزاری به‌منظور تأکید بر سیاست‌های امنیتی می‌باشد. دیوارهای آتش (فایروال‌ها) دارای فیلترهای از قبل تعبیه‌شده‌ای هستند که امکان دست‌یابی افراد غیرمجاز به منابع سیستم را سلب می‌نمایند.

  - رمزنگاری: فن‌آوری رمزنگاری امکان مشاهده، مطالعه و تفسیر پیام‌های ارسالی توسط افراد غیرمجاز را سلب می‌نماید. در رمزنگاری از الگوریتم‌های پیشرفته ریاضی به‌منظور رمز نمودن پیام ها و ضمایم مربوطه استفاده می‌شود.

- Back-up گرفتن منظم از اطلاعات سرور: توصیه می‌شود در فواصل زمانی مشخص و بر اساس یک برنامه خاص از اطلاعات ارزشمند موجود backup گرفته شود و بر روی ابزار ذخیره‌سازی نظیر لوح‌های فشرده ذخیره شوند.

در سیستم پایلوت اجراشده بعضی روش‌های امنیتی ذکرشده ازجمله تعریف نام کاربری و پسورد، امکان محدودسازی دسترسی هر کاربر به دستگاه‌های مدنظر و امکان رصد فعالیت‌های هر کاربر به کار گرفته شده‌اند. اما با توجه به اینکه اولویت امنیت اطلاعات مدنظر نبوده، مقابله با حملات سایبری در نظر گرفته نشده است. در این زمینه یکی از موارد مهم امنیت بستر ارتباطی است. در این پروژه از سیستم GPRS و پروتکل http بدون رمزنگاری استفاده شده است. برای افزایش امنیت اطلاعات پیشنهاد می‌شود که در توسعه این سامانه پروتکل https برای تبادل اطلاعات جایگزین http گردد. در پروتکل https اطلاعات ردوبدل شده بین وب‌سایت و کاربر، به‌صورت رمزنگاری‌شده منتقل می‌شوند (از یکی از دو پروتکل SSL یا TLS برای رمزگذاری ارتباطات استفاده می‌کند). یعنی حتی اگر کسانی بتوانند به اطلاعات ردوبدل شده در سایت دسترسی پیدا کنند، نمی‌توانند از محتوای آن سو استفاده کنند. زیرا این اطلاعات به‌صورت رمزنگاری‌شده هستند و فقط توسط کسی قابل‌مشاهده خواهند بود که کلید رمزگشایی آن‌ها را داشته باشد.

استفاده‌کنندگان از سیستم موردنظر ابتدا باید احراز هویت بشوند و بهره‌بردار توانایی محدود کردن دسترسی کاربران به سیستم را دارا می‌باشد. جهت افزایش امنیت از طریق تصدیق هویت می‌توان روشی مانند ارسال کد یک‌بارمصرف به شماره تلفن همراه کاربران جهت ورود به سیستم را نیز به روش‌های امنیتی موجود اضافه کرد. در پیاده‌سازی پایلوت سعی شده است از سروری با ضریب اعتماد بالا استفاده شود و توصیه می‌شود از سرورهایی بهره گرفته شود که در داخل کشور باشند. سرورهایی که اطلاعات سازمان‌ها را در خود جای می‌دهند به سبب حساسیت بیشتر دارای امنیت بالایی هستند و پروتکل‌های امنیتی بالایی دارند.

۲- ۵- مقیاس‌پذیری

مقیاس‌پذیری یکی از ویژگی‌های یک سیستم است که نشان می‌دهد آن سیستم تا چه حد می‌تواند در مقیاس‌های بزرگ‌تر هم به شکل مشابه و پایدار فعالیت کند. به‌عبارت‌دیگر مقیاس‌پذیری یک ویژگی مطلوب برای یک سیستم است و به توانمندی آن سیستم در تطبیق خود با شرایط جدید و بزرگ‌تر از قبل (اجزاء بیشتر، اشیاء بیشتر، بزرگ شدن، افزایش حجم کار) اشاره می‌کند. مقیاس‌پذیری را می‌توان در ابعاد گوناگونی اندازه‌گیری کرد:

- مقیاس‌پذیری بار کاری: به معنی توانایی سیستم در گسترش مخزن منابعش برای پاسخگویی به بار کاری بیشتر است. سیستم موردمطالعه در این تحقیق توانایی افزایش بار کاری را با ارتقا سرور مرکزی دارا می‌باشد، همچنین افزایش نصب تجهیزها به‌گونه‌ای نخواهد بود که در زمان کوتاهی سرور به اشباع برسد. به‌عبارت‌دیگر گسترش تجهیزها و ارتقای سرور همگام باهم خواهد بود.

- مقیاس‌پذیری جغرافیایی: به‌صورت توانایی حفظ کارایی، مفید بودن و قابلیت استفاده، بدون توجه به تمرکز یا پراکندگی و وسعت جغرافیایی تعریف می‌شود. با توجه به اینکه تجهیزها از ارتباط GPRS بهره می‌گیرند، افزایش نصب این تجهیزات در محدوده‌ای که این ارتباط میسر باشد به‌سهولت قابل انجام است.
- مقیاس‌پذیری اجرایی: افزایش تعداد سازمان‌هایی که از یک سیستم استفاده می‌کنند به‌عنوان مقیاس‌پذیری اجرایی شناخته می‌شود. با تعریف کاربرهای جدید، در سیستم ارائه‌شده به‌راحتی می‌توان برای افراد و سازمان های جدید امکان دسترسی به اطلاعات ارسالی را مهیا کرد.
- مقیاس‌پذیری کارکردی: امکان ارتقای سیستم با افزایش یک یا چند کارکرد با کمترین زحمت را مقیاس‌پذیری کارکردی می‌نامند. سیستم موردمطالعه در این زمینه نیز قابلیت‌های مفیدی دارد. از آن جایی که اکثر اطلاعات قابل‌استخراج از شبکه توزیع، توسط تجهیزها استخراج و به سرور مرکزی ارسال می‌شوند بنابراین می‌توان کارکردهای جدیدی نیز برای سیستم موردمطالعه تعریف کرد.

نتیجه‌گیری

مهم‌ترین مزیت سامانه موردمطالعه به وجود آوردن قابلیت پایش شبکه برای بهره‌بردارها است و این مزیت فواید متعدد و زیادی را به‌همراه دارد. شناسایی نواحی ضعیف از طریق افزایش قدرت پایش شبکه سبب می‌شود که با افزایش کارایی شبکه توان تحویلی به مشترکین بالا رود و تلفات شبکه کاهش پیدا کند. همچنین پایش بارگذاری ترانسفورماتورها، کاهش هارمونیک‌ها و نامتعادلی در شبکه سبب می‌شود که خرابی تجهیزات شبکه کاهش یابد. این مزایای فنی و اقتصادی درمجموع موجب ایجاد بازگشت سرمایه مناسب برای نصب سامانه ساخته‌شده در پست‌های توزیع می‌گردند.

یک جنبه از برگشت سرمایه نصب این تجهیز در قالب افزایش رویت‌پذیری شبکه و جلوگیری از خرابی ترانسفورماتورها به دلیل اضافه‌بار تعریف می‌گردد. اگر بهره‌بردار از درصد بارگذاری ترانسفورماتورها آگاهی بلادرنگ داشته‌باشد می‌تواند با اتخاذ تصمیماتی از پرباری ترانسفورماتور برای مدت‌زمان زیاد جلوگیری کند و مانع سوختن و خرابی سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور بر اثر اضافه‌بار شود. نصب تجهیز در شبکه‌هایی که به سبب رشد سریع یا به سبب عدم سرمایه‌گذاری، در پرباری مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند کارایی مناسب و دوره بازگشت سرمایه کمتری را دارد. با نصب تجهیز موردتحقیق، بهره‌بردار می‌تواند از طریق آلارم‌های ارسالی متوجه اضافه‌باری ترانسفورماتورها شود. پرسنل می‌توانند با کاهش بار از کاهش عمر ترانسفورماتور، خرابی و هزینه تعمیرات جلوگیری کنند.

همچنین کاربرد دوم که در این پروژه پیاده‌سازی شد کاهش زمان خاموشی در هنگام وقوع قطعی در شبکه است. درصورتی‌که شبکه به تجهیز موردنظر مجهز شود، بهره‌بردار نیازی به دریافت گزارش قطعی از مشترکین نخواهد داشت و سرور مرکزی با کمک اطلاعات ارسالی توسط تجهیزها هشدار قطعی شبکه را صادر خواهد کرد. این کاربرد نیز علاوه بر افزایش رضایت مشترکین صرفه‌جویی در هزینه را برای بهره‌بردار شبکه به همراه خواهد داشت.

با توجه به حجم بالای اقدامات پیاده‌سازی در تعریف این پروژه تصمیم بر آن شد که دو کاربرد مهم در پیاده‌سازی پایلوت در نظر گرفته شوند که شامل سیستم پایش بارگذاری ترانسفورماتور و پایش خاموشی بوده است. به همین دلیل در بخش‌های ۱-۲ و ۱-۳ تحلیل اقتصادی این دو کاربرد پیاده‌سازی شده آورده شده است. در مورد کاربردهای دیگر ازجمله پایش نامتعادلی، هارمونیک‌ها و توان راکتیو فقط اطلاعات آن‌ها به جهت اندازه‌گیری انجام‌شده در قسمت مربوطه نمایش داده می‌شود. به دلیل کمبود اطلاعات در این قسمت محاسبات اقتصادی برای این قسمت‌ها انجام نشده است اما توضیحاتی در ارتباط با کاربرد پایش این پارامترها در بخش‌های ۱-۴، ۱-۵ و ۱-۶ به‌صورت تحلیلی از جنبه فنی و اقتصادی آورده شده است.

در این گزارش تحلیل اقتصادی بر اساس کاربرد پایش بارگذاری ترانسفورماتور برای دو شرکت توزیع برق نمونه محاسبه گردید. محاسبات نشان داد که در صورت نصب این تجهیز در تمامی پست‌های توزیع زمینی نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه‌ای است که اگر تحلیل اقتصادی فقط برای کاربرد پایش بارگذاری ترانسفورماتور در نظر گرفته شود بازگشت سرمایه در سال‌های چهارم و پنجم اتفاق خواهد افتاد. با توجه به اینکه دوره بازگشت سرمایه منطقی بین ۳ تا ۵ سال در نظر

گرفته می‌شود می‌توان گفت که دستگاه فعلی با کاربردهای ذکرشده دوره بازگشت سرمایه مناسبی را دارا می‌باشد. همچنین باید توجه نمود که مصارف دیگری نیز برای این تجهیز قابل‌تعریف است که در این پروژه با توجه به محدوده تعریف پروژه مدنظر قرار نگرفته است. با در نظر گرفتن کاربردهای دیگر دوره بازگشت سرمایه برای شرکت‌های توزیع جذاب‌تر خواهد شد. تجهیز موردمطالعه علاوه بر این‌که توانایی صدور آلارم در هنگام تشخیص اضافه‌باری ترانسفورماتور و صدور هشدار برای اطلاع بهره‌بردار از خاموشی‌ها را دارد کاربردهای پایشی و مزایای اقتصادی دیگری ازجمله پایش نامتعادلی، پایش هارمونیک‌ها، پایش توان راکتیو و ... را داراست که در بخش‌هایی از گزارش پروژه به مزایای فنی و اقتصادی آن‌ها پرداخته شده است.

اجرای پایلوت باعث شد برخی از چالش‌هایی که قبلاً موردتوجه نبودند بارز شوند. این چالش‌ها عبارت‌اند از: نصب کلید مینیاتوری در ورودی اندازه‌گیری فازهای مختلف، آنتن‌دهی ضعیف در پست‌های زیرزمینی، فضای ذخیره‌سازی اطلاعات، قدرت پردازش اطلاعات، ابعاد کویل روگوفسکی و افزایش کارایی تجهیز. چالش‌هایی که در پیاده‌سازی و توسعه‌ی سیستم اندازه‌گیری ساخته‌شده و یا سیستم‌های اندازه‌گیری دیگر در شبکه‌ی هوشمند از دیدگاهی گسترده‌تر مطرح هستند، عبارت‌اند از مقیاس‌پذیری، کلان‌داده و امنیت.

کلان‌داده شامل اطلاعاتی با حجم زیاد است که با روش‌های نوین پردازش و ذخیره‌سازی برای درک بهتر از دنیا و روند تصمیم‌گیری دقیق مورداستفاده قرار می‌گیرند. ۸ ویژگی کلان‌داده عبارت‌اند از حجم، سرعت، تنوع، صحت، نوسان، مصورسازی، اعتبار و ارزش. ویژگی‌های نام‌برده‌شده درعین‌حال می‌توانند به‌عنوان چالش‌های پیش روی کلان‌داده هم موردبررسی قرار بگیرند. داده‌هایی که در مبحث کلان‌داده جمع‌آوری و مورد تجزیه‌وتحلیل قرار می‌گیرند ازنظر ماهیت و قابلیت داده‌کاوی به سه دسته تقسیم می‌شوند: داده‌های بدون‌ساختار، داده‌های نیمه‌ساختاریافته، داده‌های ساختاریافته. داده‌های جمع‌آوری‌شده در این تحقیق از تمام تجهیزهای نصب‌شده در سطح شبکه به سرور مرکزی دارای تگ زمانی هستند. همچنین مشخص است که این داده‌ها مرتبط با کدام پارامتر خاص مانند ولتاژ، جریان، توان و غیره هستند. بنابراین داده‌های جمع‌آوری‌شده در این بحث، داده‌های ساختاریافته هستند و تحلیل این داده‌ها با سهولت بیشتری نسبت به داده‌های دیگر انجام می‌گیرد.

مسائل امنیت شبکه از مهم‌ترین چالش‌ها در هوشمندسازی شبکه به شمار می‌روند. هرگونه حمله به شبکه می‌تواند منجر به آسیب‌ها و خسارت‌های بزرگ شود. موسسه ملی استاندارد و فناوری NIST چهار معیار موردنیاز برای حفظ امنیت اطلاعات در شبکه هوشمند و محافظت از آن‌ها را مشخص کرده است که شامل محرمانگی، دسترسی، صحت و انکارناپذیری می‌شوند. علاوه بر این موارد می‌توان الزامات دیگری ازجمله اصل بودن اطلاعات، کنترل دسترسی و کنترل امنیت اطلاعات را نیز در نظر گرفت.

در سیستم پایلوت اجراشده برخی از موارد مرتبط با امنیت داده‌ها دیده شده‌اند. استفاده‌کنندگان از سیستم موردنظر ابتدا باید احراز هویت بشوند و بهره‌بردار توانایی محدود کردن دسترسی کاربران به سیستم را دارا می‌باشد. همچنین تمامی فعالیت‌های کاربران جهت کنترل آن‌ها ثبت می‌گردد. اما جهت افزایش امنیت از طریق تصدیق هویت می‌توان روشی

مانند ارسال کد یک‌بار مصرف به شماره تلفن همراه کاربران جهت ورود به سیستم را نیز به روش‌های امنیتی موجود اضافه کرد. با توجه به اینکه در این پروژه اولویت امنیت اطلاعات مدنظر نبوده، مقابله با حملات سایبری در نظر گرفته نشده است. در این زمینه یکی از موارد مهم که می‌تواند در توسعه این سامانه مدنظر قرار گیرد افزایش امنیت بستر ارتباطی است. در این پروژه از سیستم GPRS و پروتکل http بدون رمزنگاری استفاده شده است. برای افزایش امنیت اطلاعات پیشنهاد می‌شود که در توسعه این سامانه پروتکل https برای تبادل اطلاعات جایگزین http گردد. در پروتکل https اطلاعات ردوبدل شده بین وب‌سایت و کاربر، به‌صورت رمزنگاری‌شده منتقل می‌شوند.

در نصب و راه‌اندازی دستگاه‌های اندازه‌گیری ساخته‌شده چالش‌ها و نکات زیادی وجود داشت که به‌صورت مناسب مدیریت شدند و درنهایت نصب و راه‌اندازی دستگاه‌ها به‌صورت کامل انجام شد. این موارد عبارت‌اند از جایابی و نصب ایمن و مناسب دستگاه، اتصال کابل‌های سه‌فاز به فیوز سه‌فاز مناسب، کابل‌کشی مناسب و ایمن و استفاده از سرکابل، نصب مناسب کویل‌های روگوفسکی، آنتن‌دهی و جایابی و نصب مناسب آنتن.

مراجع

[۱] شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق، "دستورالعمل متعادل نمودن بار فازها در شبکه‌های توزیع"، تهیه‌کننده: معاونت هماهنگی توزیع ــ دفتر پشتیبانی فنی توزیع ــ کمیته تخصصی تعیین و کاهش تلفات، ویرایش: ۰۱، تاریخ انتشار: اردیبهشت‌ماه ۱۳۸۸.

[۲] محمدحسین امراللهی، علی عارفی، اکبر یاورطلب، جواد علمایی، "مدل جامع محاسبه ارزش تلفات در شبکه‌های توزیع"، بیست و دومین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران، آبان ماه ۱۳۸۶.

[3] IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid-Field and Dry Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents, IEEE Std C57.110-2008.

[۴] خداداد هلیلی، محمدرضا ولوی، "فناوری کلان‌داده، فرصت‌ها، چالش‌ها و راهبردها"، مطالعات بین‌رشته‌ای دانش راهبردی، دوره: ۷، شماره: ۲۸، صفحات ۷ تا ۲۸، پاییز ۱۳۹۶.

[5] Greer, Chris, David A. Wollman, Dean Prochaska, et al. "NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 3.0.", 2014.

[6] Fadi Aloul, A. R. Al-Ali, Rami Al-Dalky, et al., "Smart Grid Security: Threats, Vulnerabilities and Solutions", International Journal of Smart Grid and Clean Energy, vol. 1, no. 1, September 2012.

www.nri.ac.ir

تهران - شهرک قدس - انتهای بلوار شهید دادمان (پونک باختری) - صندوق پستی ۵۱۷-۱۴۶۶۵
تلفن : ۸۸۰۷۹۴۰۰ - فاکس : ۸۸۰۷۸۲۹۶