

تخمین تلفات شبکه توزیع فشار ضعیف در حضور سرقت انرژی مبتنی بر اطلاعات موجود در سیستم GIS

امین مرادخانی^۱، استادیار؛ جواد رشیدبیگی^۲

۱- دانشکده فنی مهندسی - دانشگاه ایلام - ایلام - ایران - a.moradkhani@ilam.ac.ir

۲- شرکت توزیع نیروی برق استان ایلام - ایلام - ایران - j.rashidbeygi@gmail.com

چکیده: امروزه بسیاری از شرکت‌های توزیع با پدیده‌های دست‌کاری لوازم اندازه‌گیری و انشعاب غیرمجاز مواجه هستند که باعث افزایش تلفات غیر فنی شبکه فشار ضعیف شده است. اولین قدم در حذف این نوع از تلفات شناسایی مناطقی است که آلوده به این نوع تلفات هستند. روش‌های تخمین تلفات از قبل مطرح شده، قادر به پوشش‌دادن پدیده دست‌کاری کنتور و برق‌دزدی نیستند. از این‌رو در این پژوهش روشی برای تخمین تلفات شبکه فشار ضعیف با استفاده از اطلاعات موجود معرفی شده است. ایده اصلی روش پیشنهادی مبتنی بر تعریف شاخص ضریب بار قرائت شده است و اثبات شده است که در صورت وجود انشعاب غیرمجاز و دست‌کاری لوازم اندازه‌گیری، این ضریب نسبت به ضریب بار واقعی فیدر کاهش خواهد یافت. اطلاعات مورد استفاده در این روش در سیستم GIS قابل دسترسی است و نیازی به نصب دستگاه اندازه‌گیری دیگری ندارد. این روش پیشنهادی در ۱۲ شبکه فشار ضعیف منطقه موسیان اجرا شده است و نتایج آن ارائه شده است.

واژه‌های کلیدی: تخمین تلفات، تلفات غیر فنی، دست‌کاری کنتور، انشعاب غیرمجاز، شبکه فشار ضعیف.

Loss Estimation of Low Voltage Distribution System in Presence of Energy Theft Based on Information in the GIS

Amin Moradkhani, Professor Assistant¹, Javad Rashidbeygi²

1- Faculty of Engineering, University of Ilam, Ilam, Iran, Email: a.moradkhani@ilam.ac.ir

2- Ilam province power distribution company, Ilam, Iran, Email: j.rashidbeygi@gmail.com

Abstract: Today, many power distribution companies are confronted with meter tampering and energy theft phenomena that increase the non-technical losses of the low voltage network. The first step in eliminating these types of losses is to identify areas that are infected. The loss estimation method already provided, are not capable of covering the meter tampering and the electricity theft. Hence, in this paper, a method is proposed to estimate the loss of low voltage network using available information. The main idea of the proposed method is based on the definition of load factor index and it has been proven that in the case of meter tampering and electricity theft, this coefficient will decrease compared to the actual load factor of the feeder. The information used in this method is available in the GIS system and there is no need to install another measurement device. The proposed method has been implemented in 12 low voltage networks in Moosian and its results have been presented.

Keywords: Loss estimation, non-technical loss, meter tampering, energy theft, low voltage system.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۰۶/۳۱

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۰۸/۳۰

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۱۲/۱۶

نام نویسنده مسئول: امین مرادخانی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - ایلام - بلوار پژوهش - دانشگاه ایلام - دانشکده فنی و مهندسی.

۱- مقدمه

تلفات انرژی الکتریکی در چرخه تولید تا مصرف، طبق آمار سالیانه وزارت نیرو، بین ۵ تا ۱۳ درصد است [۱]. در این میان سهم سیستم توزیع که از گستردگی شبکه و تعدد تجهیزات نسبت به دو بخش تولید و انتقال برخوردار است، بیش از ۷۵ درصد می‌باشد [۲]. ذات شعاعی شبکه توزیع و سطح ولتاژ پایین‌تر در افزایش تلفات شبکه توزیع مؤثر است [۳، ۴]. از این رو افزایش در تلفات شبکه‌های توزیع، با توجه به استقلال شرکت‌ها و حضور در بازار خرده‌فروشی و عمده‌فروشی، تراز اقتصادی این شرکت‌ها را تحت تأثیر قرار داده و مانع از دستیابی شرکت‌ها به این منافع بالقوه اقتصادی می‌گردد. با عنایت به اهمیت موضوع، عمده شرکت‌های توزیع ایران میزان تلفات انرژی خود را در چشم‌انداز سال ۱۴۰۵ شمسی میزان ۵ درصد لحاظ نموده‌اند [۵].

تلفات سیستم به صورت اختلاف بین انرژی ارسال شده و انرژی تحویلی به مشترکین نهایی تعریف می‌شود که شامل بر دو نوع است یک نوع تلفات فنی است که بر اثر عبور جریان از تجهیزات سیستم مثل هادی‌ها، سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور و غیره حاصل می‌شود و نوع دیگر تلفات غیرفنی است که شامل آن دسته از تلفاتی است که از پیش و به راحتی قابل محاسبه نیست مثل مشکلات قرائت و نقص کنتور، دست‌کاری کنتور و انشعاب غیرمجاز. متأسفانه سهم تلفات غیرفنی در بعضی از مناطق کشور بسیار چشمگیر است که ناشی از سرقت پنهان و آشکار انرژی توسط مصرف‌کنندگان می‌باشد.

به‌طور کلی روش‌های تخمین و محاسبه تلفات بر حسب وجود و یا عدم وجود اطلاعات کامل به دو دسته تقسیم می‌شوند. روش‌هایی که در حضور مانیتورینگ و اتوماسیون، اطلاعات کامل را بکار می‌گیرند با استفاده از نرم‌افزارهای مدل‌سازی و پخش بار مقادیر تلفات را با دقت بالایی فراهم می‌کنند [۶]. این روش‌ها که در مقالات به‌عنوان رهیافت پایین به بالا معرفی می‌شوند، نیاز به نصب تجهیزات اندازه‌گیری و انتقال داده دارند که بسیار هزینه‌بر خواهد بود. بدیهی است که با وجود اطلاعات کامل محاسبه تلفات با دقت بسیار بالایی همراه خواهد بود؛ اما عمده روش‌های تخمین تلفات در شرایط عدم حضور اطلاعات کامل مطرح شده‌اند. یک دسته از این روش‌ها منحنی بار روزانه را به صورت یک سری زمانی فرض می‌کنند و از خصوصیات آماری انتگرال مربع بار برای تخمین تلفات استفاده می‌کنند که این خصوصیات آماری شامل گشتاورهای اول و دوم آماری هستند [۷، ۸]. نوع دیگری از این روش‌ها از تعریف درصد بار بهره می‌گیرد. در حقیقت در این روش تلفات هر المان از ضرب تلفات در واحد آن المان در مقدار پایه تلفات آن المان محاسبه می‌شود [۹]. دسته دیگری از روش‌ها با داشتن تلفات توان در پیک، با استفاده از رابطه‌ای که ضریب تلفات را به ضریب بار مربوط می‌سازند، تلفات متوسط را محاسبه کرده و با ضرب آن در دوره زمانی مطالعه تلفات انرژی را محاسبه می‌کنند [۱۰، ۱۱]. نوعی دیگر از روش‌ها که به رهیافت بالا به پایین معروف هستند با استفاده از متغیرهای توصیفی مرتبط با تلفات، فیدرهای شبکه توزیع را

خوشه‌بندی کرده و با فرض این که که فیدرهای هر خوشه درصد تلفات یکسانی دارند، تلفات فیدرهای هر خوشه را به‌دست می‌آورند [۱۲، ۱۳]. همچنین در صورتی که اطلاعات کامل برای قسمتی از سیستم موجود باشد می‌توان برای تخمین تلفات به‌صورت ترکیبی از رهیافت بالا به پایین و پایین به بالا استفاده کرد.

مجموعه این روش‌ها سه نقص عمده دارند اول این که مفروض به وجود داده‌هایی است که عملاً در شرکت توزیع‌های ایران در دسترس نمی‌باشند. دوم اینکه این روش‌ها برای تخمین تلفات فنی طراحی شده‌اند و برای نوع خاص تلفات غیرفنی که در ایران مطرح است مناسب نیستند و سوم عمده‌تاً مربوط به شبکه فشار متوسط توزیع است. مشکل اصلی در تلفات بخش توزیع رؤیت پذیر نبودن شبکه است؛ اما نصب تجهیزات اندازه‌گیری کافی در شبکه فشار ضعیف نیاز به سرمایه‌گذاری بسیار زیادی دارد و در حال حاضر ممکن نیست. از این رو به کار بردن روش‌های برآورد که از اطلاعات در دسترس استفاده می‌کنند در اولویت است. با توجه نفوذ گسترده تلفات غیرفنی در شبکه فشار ضعیف برخی نقاط کشور، روش‌های برآورد تلفات بایستی توانایی لحاظ کردن تلفات ناشی از برق‌دزدی را داشته باشند. از سوی دیگر با استقرار سیستم ثبت اطلاعات جغرافیایی GIS در شرکت‌های توزیع امکان در دسترس قرارگیری اطلاعات کافی برای برآورد تلفات وجود دارد. در این مقاله روشی برای برآورد تلفات در شبکه فشار ضعیف ارائه شده است که قادر به در نظر گرفتن پدیده دست‌کاری کنتور و انشعاب غیرمجاز باشد. این روش از اطلاعات موجود در سیستم GIS استفاده می‌کند و نیازی به نصب دستگاه اندازه‌گیری اضافی ندارد. کارایی این روش بر مجموعه ۱۲ پست خانگی منطقه موسیان مورد ارزیابی قرار گرفته است و نتایج آن ارائه شده است. روش ارائه شده تلفات پایین دست شبکه فشار ضعیف پایین دست ترانسفورماتور توزیع را در نظر می‌گیرد و تلفات ترانسفورماتور خارج از محدوده پژوهش این مقاله است. در ادامه این مقاله در بخش دوم روش پیشنهادی ارائه می‌گردد. در بخش سوم نتایج عددی همراه با تحلیل حساسیت نشان داده می‌شوند و نتیجه‌گیری در بخش چهارم انجام می‌گیرد.

۲- روش پیشنهادی

شاخص اصلی به کار گرفته در این مقاله ضریب بار است. ضریب بار از نسبت متوسط بار ساعتی در یک دوره مشخص بر پیک بار در همان دوره به‌دست می‌آید:

$$LDF = \frac{E_T}{T \cdot P_M} \quad (1)$$

که در این رابطه:

LD_f : ضریب بار

E_T : انرژی مصرفی در دوره

P_M : پیک توان

T : دوره مطالعه بر حسب ساعت

و با وجود انشعاب غیرمجاز، به خاطر کم‌تر بودن تعداد مشترکین قرائت شده، سهم هر مشترک در پیک بیشتر از مقدار واقعی خواهد بود

$$n^{meter} < n^{real} \Rightarrow p_{m,c}^{meter} > p_{m,c}^{real} \quad (۷)$$

۳-۲- اثر دست‌کاری کنتور و انشعاب غیرمجاز بر ضریب بار قرائت شده

در این بخش رابطه بین ضریب بار قرائت‌شده و شاخص‌های سهم مشترک در پیک و سهم مشترک در متوسط توان استخراج می‌شود. با ضرب P_{av}^{meter} در صورت و مخرج رابطه (۶) خواهیم داشت:

$$p_{m,c}^{meter} = \frac{P_M}{P_{av}^{meter}} \times \frac{P_{av}^{meter}}{n^{meter}} \quad (۸)$$

این رابطه با توجه به روابط (۲) و (۳) به صورت زیر بازنویسی می‌شود:

$$LD_f^{meter} = \frac{p_{av,c}^{meter}}{p_{m,c}^{meter}} \quad (۹)$$

که با توجه به نتایج (۵) و (۷) می‌توان گفت در صورت وقوع دست‌کاری کنتور و انشعاب غیرمجاز نتیجه زیر برقرار است:

$$LD_f^{meter} < LD_f^{real} \quad (۱۰)$$

این رابطه نشان می‌دهد در صورت وجود دست‌کاری لوازم اندازه‌گیری و انشعاب غیرمجاز، ضریب بار قرائت‌شده نسبت به حالتی که سرقت رخ ندهد کاهش خواهد یافت. در ادامه با توجه به همین نتیجه، تلفات شبکه فشار ضعیف برآورد می‌شود.

۴-۲- تخمین تلفات با استفاده از ضریب بار قرائت‌شده

با تقسیم روابط (۱) و (۲)، می‌توان مقدار انرژی واقعی فیدر را به صورت زیر تخمین زد:

$$E_T^{real} = \frac{LD_f^{real}}{LD_f^{meter}} E_T^{meter} \quad (۱۱)$$

میزان تلفات انرژی به صورت اختلاف بین انرژی واقعی ورودی فیدر و انرژی قرائت‌شده به صورت زیر برآورد می‌شود:

$$E_{loss} = E_T^{real} - E_T^{meter} = \left(\frac{LD_f^{real}}{LD_f^{meter}} - 1 \right) \times E_T^{meter} \quad (۱۲)$$

تلفات فنی E_{loss}^T با انجام پخش بار برآورد می‌شود و تلفات غیرفنی E_{loss}^{NT} از تفاضل تلفات انرژی کل و تلفات فنی برآورد می‌شود:

$$E_{loss}^{NT} = E_{loss} - E_{loss}^T \quad (۱۳)$$

برای بررسی اثر دست‌کاری کنتور و انشعاب غیرمجاز، فاکتوری به نام ضریب بار قرائت‌شده به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$LD_f^{meter} \triangleq \frac{E_T^{meter}}{T \times P_M} = \frac{P_{av}^{meter}}{P_M} \quad (۲)$$

که در آن:

E_T^{meter} : انرژی قرائت‌شده مشترکین فیدر

P_M : پیک توان برداشت‌شده فیدر

P_{av}^{meter} : متوسط توان قرائت‌شده فیدر

می‌باشند. در ادامه اثر دست‌کاری کنتور و انشعاب غیرمجاز به ترتیب بر دو شاخص سهم مشترک در پیک و سهم مشترک در متوسط توان معرفی می‌شود و با استفاده از نتایج آن‌ها اثر دست‌کاری کنتور و انشعاب غیرمجاز بر کاهش ضریب بار قرائت‌شده اثبات می‌شود.

۱-۲- حالت اول: اثر دست‌کاری کنتور بر شاخص سهم مشترک در متوسط توان

با فرض وجود دست‌کاری کنتور در بین مشترکین فیدر، مقادیر ثبت‌شده انرژی مصرفی مشترک نسبت به واقعیت کاهش خواهند یافت. بنابراین مجموع انرژی مصرفی قرائت‌شده E_T^{meter} نسبت به مقدار واقعی E_T^{real} کمتر خواهد بود. از این رو شاخص متوسط توان هر مشترک بر اساس مقادیر قرائت‌شده و در حالت واقعی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$p_{av,c}^{meter} = \frac{P_{av}^{meter}}{n^{meter}} = \frac{E_T^{meter}}{T \times n^{meter}} \quad (۳)$$

$$p_{av,c}^{real} = \frac{P_{av}^{real}}{n} = \frac{E_T^{real}}{T \times n} \quad (۴)$$

با وجود دست‌کاری کنتور مقدار انرژی قرائت‌شده نسبت به انرژی واقعی کم‌تر است بنابراین با توجه به روابط ۳ و ۴ می‌توان گفت مقدار متوسط توان هر مشترک نسبت به مقدار واقعی کاهش خواهد داشت یعنی:

$$E_T^{meter} < E_T^{real} \Rightarrow p_{av,c}^{meter} < p_{av,c}^{real} \quad (۵)$$

۲-۲- حالت دوم: اثر انشعاب غیرمجاز بر شاخص سهم مشترک در پیک

پیک بار ترانس‌ها P_M در فصل تابستان برداشت می‌شود با فرض وجود انشعاب غیرمجاز هم تعداد مشترکین و هم جمع انرژی مصرفی قرائت‌شده از مقدار واقعی کمتر است. با وجود کمتر بودن تعداد مشترکین قرائت‌شده، می‌توان گفت که سهم مشترک در پیک برداشت شده ترانس افزایش خواهد شد. شاخص سهم هر مشترک در پیک برداشت‌شده فیدر به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$p_{m,c}^{meter} = \frac{P_M}{n^{meter}} \quad (۶)$$

انرژی مصرف مشترک k ام در فاز ϕ روی پایه i ام در

دوره T

$n_{\phi i}$: تعداد مشترکین فاز ϕ روی پایه i

توان راکتیو هر پایه در هر فاز با استفاده از ضریب قدرت

به صورت زیر محاسبه می گردد:

$$q_{i\phi} = p_{i\phi} \tan(\cos^{-1}(PF)) \quad (۱۹)$$

در رابطه (۱۸) انرژی مشترکین دارای انشعاب سه فاز، با فرض

متعادل بودن فازها، بین سه فاز به طور مساوی تقسیم شده است.

۲-۸- روش پیشنهادی برای اصلاح مقادیر حاصل از بارگیری

پیک ترانسها

یکی از منابع استخراج پیک بار، گزارش های سالانه بارگیری

پست های توزیع است. ثبت بارگیری ترانس های توزیع یکی از اقدامات

متداول قسمت بهره برداری شرکت های توزیع است. بارگیری در دو

نوبت پیک بار تابستان و زمستان انجام می گیرد که در فصل تابستان در

ماه های: تیر، خرداد و مرداد و در فصل زمستان: ماه های آذر، دی و

بهمن باشد. به صورت تقریبی زمان پیک بار در روز ۲ ساعت قبل از اذان

ظهر تا ۲ ساعت بعد از آن و در پیک بار شب ۲ ساعت قبل از اذان

مغرب و ۲ ساعت بعد از آن خواهد بود. با توجه به زیاد بودن تعداد

پست های توزیع در عمل برداشت اطلاعات تمام پست ها به صورت

همزمان ممکن نیست و در طی یک بازه زمانی برداشت انجام می گیرد.

با توجه به نامشخص بودن زمان دقیق پیک بار پست و شبکه، می توان

گفت اطلاعات بارگیری با اطلاعات واقعی پیک می تواند اختلاف داشته

باشد. در روش پیشنهادی با استفاده از اطلاعات ثبت ها موجود در

پست های خانگی دو ضریب اصلاحی ساعتی و روزانه تعریف می شود که

با اعمال این دو ضریب به مقدار بارگیری پست ها، مقدار پیک واقعی

آن ها برآورد می شود. فرضیه اصلی این روش مبتنی بر مشابه بودن

الگوی مصرف مشترکین پست های خانگی در یک منطقه است. با فرض

اینکه اطلاعات ثبت ترانس k ام مربوط به یک دوره دومه (۶۲ روزه)

است و هر روز اطلاعات به صورت بازه های ۳۰ دقیقه (۴۸ نقطه)

ثبت شده است. هر سابقه مربوط به روز z ام و ساعت t ام را می توان

به صورت زیر تعریف کرد [۱۵]:

$$p_k(i, j) \quad i = 1, 2, \dots, 48 \quad j = 1, 2, \dots, 62 \quad (۲۰)$$

که $p_k(i, j)$ توان سه فاز ثبت k در روز j و ساعت i است. در

ادامه دو منحنی نمونه تعریف می شود. یک منحنی برای نشان دادن

پروفایل متوسط مصرف ساعتی نماینده روزهای گرم در ۴۸ نقطه (۳۰

دقیقه ای) به صورت زیر تعریف می شود:

$$p_k(i, av) = \frac{\sum_{j=1}^{62} p_k(i, j)}{62} \quad (۲۱)$$

۲-۵- روش برآورد تلفات فنی E_{loss}^T با در نظر گرفتن سرقت

انرژی:

با توجه به اینکه E_T^{real} انرژی واقعی در ورودی فیدر است می توان گفت که این انرژی برابر با جمع انرژی واقعی مصرفی مشترکین و انرژی هدررفته تلفات فنی است.

$$E_T^{real} = E_T^{end_real} + E_{loss}^T \quad (۱۴)$$

$E_T^{end_real}$ ورودی پخش بار و مقداری مجهول است. مقدار آن

طوری باید برآورد شود که بعد از انجام پخش بار و محاسبه تلفات در

رابطه ۱۴ صدق کند یعنی جمع انرژی واقعی مشترکین نهایی و تلفات

فنی با انرژی واقعی ورودی فیدر برابر شود. برآورد $E_T^{end_real}$ به صورت

ضریب اصلاحی در مقدار انرژی قرائت شده مشترکین تعریف می شود:

$$E_T^{end_real} = \alpha E_T^{meter} \quad (۱۵)$$

مقدار α در صورت وجود تلفات غیر فنی قطعاً مقداری بزرگ تر یا

مساوی یک است که با بستی برآورد شود. یک تخمین اولیه برای آن

به صورت زیر خواهد بود:

$$\alpha = \frac{LD_f^{real}}{LD_f^{meter}} \quad (۱۶)$$

سپس بار هر پایه که از انرژی قرائت شده به دست می آید، در

ضریب α ضرب می شود. سپس پخش بار انجام می شود و تلفات فنی

به دست می آید. با توجه به رابطه ۱۴، رابطه زیر چک می شود:

$$E_T^{real} = \alpha E_T^{meter} + E_{loss}^T \quad (۱۷)$$

در صورت عدم صدق نتایج پخش بار در رابطه ۱۷ ضریب α را

تغییر داده تا رابطه ۱۷ برقرار شود. فلو چارت تخمین تلفات فنی در

سمت چپ فلو چارت شکل ۱ گنجانده شده است.

۲-۶- پخش بار

از خصوصیات یک شبکه توزیع فشار ضعیف نامتعادل بودن آن است که

این نامتعادلی از سیم نول عبور می کند، بنابراین جهت انجام پخش بار

به الگوریتمی نیاز است که بتوان این نامتعادلی را در آن در نظر گرفت.

روشی که در این مقاله برای پخش بار در نظر گرفته شده است روش

جاروب رفت و برگشت اصلاح شده برای شبکه های نامتعادل می باشد

[۱۴].

۲-۷- تخمین بار پایه ها

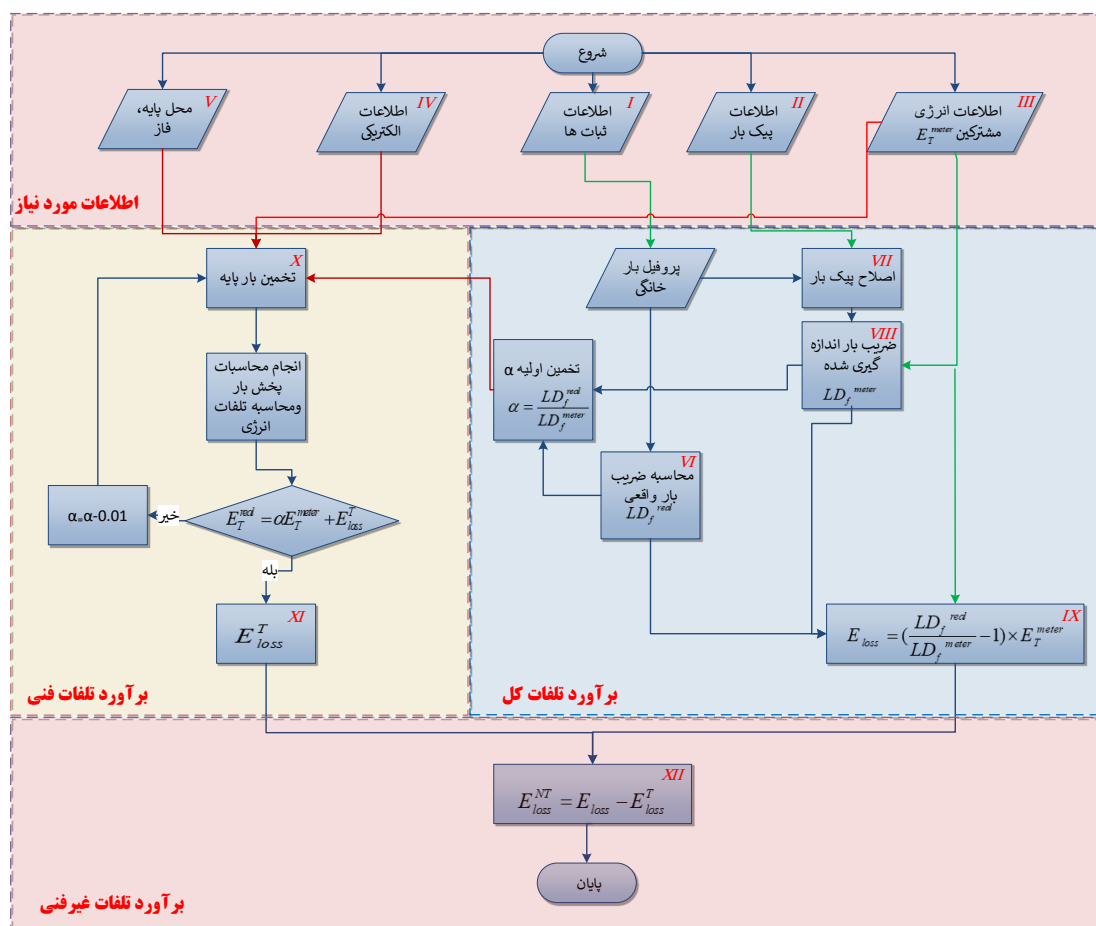
برای انجام پخش بار، توان اکتیو هر پایه در هر فاز با استفاده از رابطه

زیر محاسبه می شود:

$$p_{i\phi} = \alpha \frac{\sum_{k=1}^{n_{\phi i}} E_{i,k}^{meter}}{T} \quad (۱۸)$$

که در آن:

$p_{i\phi}$: بار فاز ϕ ام در پایه i ام



شکل ۱: فلوچارت مراحل روش پیشنهادی تخمین تلفات

در ادامه با استفاده از ضرایب ساعتی و روزانه اطلاعات بارگیری اصلاح شده و پیک بار تخمینی به صورت زیر به دست می آید:

$$P_{es} = \frac{P_{meter}(i, j)}{h^i \times d_j} \quad (25)$$

که در اینجا $P_{meter}(i, j)$ مقدار بارگیری ثبت شده در ساعت i و روز j می باشد و P_{es} مقدار پیک اصلاح شده است.

۲-۹- الگوریتم روش پیشنهادی تخمین تلفات

فلوچارت روش پیشنهادی تخمین تلفات شبکه فشار ضعیف دیگرام شکل ۱ نشان داده شده است. اطلاعات مورد نیاز این روش ۵ دسته هستند که شامل اطلاعات ثبت های موجود (I)، اطلاعات پیک برداشت شده ترانس ها (II)، اطلاعات مصرف انرژی کنتورهای مشترکین (III)، اطلاعات ساختار الکتریکی فیدر (IV) و محل پایه و فاز انشعاب مشترکین (V) است. در قسمت برآورد تلفات کل، از اطلاعات ثبت های موجود، ضریب بار واقعی مشترکین با استفاده از رابطه (۱) تخمین زده می شود (VI). فرض بر این است که ضریب بار وابسته به رفتار مشترکین است و در یک منطقه با مشترکین با الگوی رفتاری مشابه، ضریب بار تقریباً مشابه است. هرچند که در پست هایی عمومی که دارای انواع مشترکین خانگی و تجاری و ... تخمین ضریب بار پیچیده تر می شود اما در این مطالعه تنها پست هایی با مشترکین خانگی مورد نظر بوده اند. با

که $p_k(i, av)$ متوسط توان سه فاز پست k در ساعت i است و با تقسیم این مقدار بر بیشترین مقدار آن، ضریب ساعت i ام برای n پست به صورت زیر به دست می آید:

$$h^i = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{p_k(i, av)}{p_k(max, av)}}{n} \quad (22)$$

که در آن $p_k(max, av)$ بیشینه توان متوسط در بین ۴۸ نقطه ساعتی است.

منحنی دوم برای نشان دادن پروفایل متوسط مصرف روزانه در طول دوره مورد مطالعه تعریف می شود. در ابتدا متوسط روزانه ترانس k ام به صورت زیر محاسبه می گردد:

$$p_k(av, j) = \frac{\sum_{i=1}^{48} p_k(i, j)}{48} \quad (23)$$

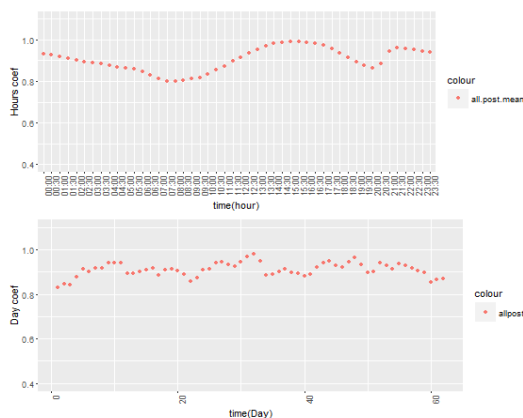
که $p_k(av, j)$ متوسط توان پست k در روز j است و با تقسیم این مقدار بر بیشینه متوسط توان روزانه، منحنی ضرایب روزانه به صورت زیر حاصل می شود:

$$d_j = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{p_k(av, j)}{p_k(av, max)}}{n} \quad (24)$$

که با توجه به کاهش دما در مهرماه نیاز مردم به وسایل خنک کننده کاهش یافته و مصرف افت می کند و ضریب بار کاهش زیادی یافته است. همین موضوع در مورد ترانس های شماره ۱ و ۷ نیز صادق است.

جدول ۱: اطلاعات بارگیری و پیک بار واقعی پست ها

پست	ساعت برداشت	تاریخ برداشت	توان بارگیری (kW)	تاریخ پیک واقعی	ساعت پیک واقعی	توان واقعی (kW)	درصد خطای نسبی
T ₁	۱۳:۲۵	۹۵/۰۴/۲۳	۷۵/۷۷	۹۵/۰۴/۲۷	۱۳:۰۰	۹۴/۰۸	۱۹/۴۶
T ₂	۱۲:۳۰	۹۵/۰۵/۰۴	۱۱۴/۰۴	۹۵/۰۴/۰۹	۱۵:۰۰	۱۴۴/۱۱	۲۰/۸۷
T ₃	۱۲:۴۵	۹۵/۰۴/۱۸	۹۴/۲۶	۹۵/۰۵/۰۱	۱۴:۳۰	۱۰۹/۰۹	۱۳/۶
T ₄	۱۴:۴۵	۹۵/۰۴/۱۶	۲/۹۴	۹۵/۰۵/۱۶	۱۶:۳۰	۶۹/۲۷	۲۸/۹۷
T ₅	۱۴:۲۵	۹۵/۰۴/۱۹	۷۳/۹۴	۹۵/۰۴/۱۲	۱۷:۰۰	۸۵/۷۷	۱۳/۷۹
T ₆	۲۲:۰۵	۹۵/۰۴/۲۷	۱۰۰/۵	۹۵/۰۵/۲۵	۲۱:۰۰	۱۱۰/۵	۹/۰۵
T ₇	۱۳:۴۰	۹۵/۰۴/۳۰	۱۲۹/۴۹	۹۵/۰۴/۳۱	۱۵:۳۰	۱۴۷/۰۱	۱۱/۹۲
T ₈	۱۱:۳۰	۹۵/۰۵/۰۴	۷۳/۸۵	۹۵/۰۴/۰۸	۱۷:۰۰	۹۶/۸۹	۲۳/۷۸
T ₉	۱۱:۰۰	۹۵/۰۵/۰۴	۱۴۹/۸۸	۹۵/۰۵/۲۶	۱۶:۳۰	۲۰۵/۷۹	۲۷/۱۷
T ₁₀	۱۳:۵۰	۹۵/۰۴/۲۰	۵۶/۵۷	۹۵/۰۵/۰۱	۵:۰۰	۶۰/۳	۶/۱۸
T ₁₁	۱۵:۰۰	۹۵/۰۵/۰۴	۶۱/۴۱	۹۵/۰۵/۱۱	۲۲:۰۰	۸۱/۴۵	۲۴/۶
T ₁₂	۲۱:۵۵	۹۵/۰۴/۰۸	۱۱۲/۶۲	۹۵/۰۵/۱۳	۱۴:۰۰	۱۳۴/۸۹	۱۶/۵۱



شکل ۲: منحنی نهایی ضرایب ساعت H^i (منحنی بالا) و ضرایب روزانه d_j (منحنی پایین)

جدول ۲: نتایج برآورد پیک بار در ۱۲ پست مورد بررسی و درصد اختلاف با مقادیر واقعی

پست	توان بارگیری (kW)	H^i	d_j	پیک اصلاح شده (Kw) P_{es}	توان واقعی (kW)	خطای نسبی
T ₁	۷۵/۷۷	۰/۹۷	۰/۸۸	۸۸/۷۷	۹۴/۰۸	۵/۶۵
T ₂	۱۱۴/۰۴	۰/۹۳	۰/۸۸	۱۳۹/۳۵	۱۴۴/۱۱	۳/۳۱
T ₃	۹۴/۲۶	۰/۹۴	۰/۹۱	۱۱۰/۱۹	۱۰۹/۰۹	۱/۰۱
T ₄	۴۹/۲	۰/۸۵	۰/۸۸	۶۵/۷۸	۶۹/۲۷	۵/۰۴
T ₅	۷۳/۹۴	۰/۹۹	۰/۹۱	۸۱/۹۱	۸۵/۷۷	۴/۵۰
T ₆	۱۰۰/۵	۰/۹۶	۰/۹۴	۱۱۱/۱۵	۱۱۰/۵	۰/۵۹
T ₇	۱۲۹/۴۹	۰/۹۷	۰/۹۵	۱۴۱/۰۹	۱۴۷/۰۱	۴/۰۳
T ₈	۷۳/۸۵	۰/۸۷	۰/۸۸	۹۶/۴۶	۹۶/۸۹	۰/۴۴
T ₉	۱۴۹/۸۸	۰/۸۵	۰/۸۸	۲۰۰/۳۷	۲۰۵/۷۹	۲/۶۳
T ₁₀	۵۶/۵۷	۰/۹۸	۰/۹۱	۶۳/۶۶	۶۰/۳	۵/۵۷
T ₁₁	۶۱/۴۱	۰/۸۵	۰/۸۸	۸۲/۱۰	۸۱/۴۵	۰/۸۰
T ₁₂	۱۱۲/۶۲	۰/۹۶	۰/۹۲	۱۲۷/۸۶	۱۳۴/۸۹	۵/۲۱

استفاده از اطلاعات ثابت ها، پروفیل بار مشترکین خانگی استخراج شده و پیک بار برداشتی ترانس ها با توجه به روش پیک شنهاد شده در بخش ۲-۸ اصلاح می شوند (VII). همچنین از اطلاعات انرژی قرائت شده مشترکین ترانس به همراه اطلاعات پیک ترانس، ضریب بار قرائت شده با استفاده از رابطه (۲) بدست می آید (VIII). با اطلاعات مذکور، مقدار تلفات فیدر فشار ضعیف از رابطه (۱۲) قابل تخمین است (IX). اما برای محاسبه تلفات فنی نیاز به انجام پخش بار است که همانطور که در بخش برآورد تلفات فنی مشخص شده است برای انجام پخش بار از اطلاعات الکتریکی فیدر و ضریب α ، بار پایه ها برآورد می شود (X). در ادامه، مبتنی بر الگوریتم ارائه شده در بخش ۲-۵ تلفات فنی برآورد می شود (XI). در بخش برآورد تلفات غیرفنی، از اختلاف برآورد تلفات کل و تلفات فنی با استفاده از رابطه (۱۳) تلفات غیرفنی به دست می آید (XII).

۳- مطالعات عددی و نتایج

مجموعه ۱۲ ترانس دارای مشترکین خانگی دارای ثابت منطقه موسیان در استان ایلام به عنوان پایلوت این پژوهش استفاده شده است. ثبات ها اطلاعات الکتریکی خروجی ترانس ها در بازه های نیم ساعته را در دسترس قرار می دهند. علاوه بر آن اطلاعات الکتریکی فیدر و مشترکین هر ترانس از سیستم ثبت اطلاعات جغرافیای استخراج شده است. همچنین اطلاعات برداشت پیک بار ترانس ها نیز جمع آوری شد. برای انجام مطالعات عددی از دو نرم افزار استفاده شده است؛ برای مطالعات آماری و رسم شکل ها از نرم افزار آماری R و برای پخش بار و برآورد تلفات از نرم افزار متلب استفاده شده است. جدول ۱ اطلاعات برداشت پیک مربوط به ۱۲ پست خانگی منطقه موسیان را نشان می دهد. ستون های پنجم و ششم جدول ۱ اطلاعات پیک واقعی ثبت شده در ثبات را در سال ۱۳۹۵ نشان می دهد. ستون هفتم درصد اختلاف مقادیر برداشتی و واقعی را نشان می دهد. همین طور که مشاهده می شود درصد خطای نسبی بین ۶ درصد الی ۳۱ درصد متغیر است. ضرایب H^i و d_j با استفاده از روابط ۲۲ و ۲۴ محاسبه شده و در شکل ۲ نشان داده شده اند.

با استفاده از رابطه ۲۵ و اطلاعات بارگیری پست ها، برآورد پیک بار برای ۱۲ پست نمونه به دست آمده است که در جدول ۲ نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود درصد اختلاف کاهش یافته است و بین ۰/۵ تا ۵/۵۷ درصد قرار گرفته است.

با استخراج اطلاعات ثبات ها اطلاعات مربوط به پیک بار انرژی مصرفی و ضریب بار واقعی ترانس ها در دوره زمانی قرائت کنتور مشترکین هر ترانس در جدول ۳ نشان داده شده است. همان طور که در ستون چهارم جدول ضریب بار ترانس ها دیده می شود که ضریب بار واقعی ترانس ها در دوره های قرائت از ۵۱ الی ۰/۸، متغیر است. دلیل این همه تغییرات به متفاوت بودن دوره های قرائت برمی گردد. به طور مثال ترانس شماره ۹ در دوره ۹۵/۵/۲۴ الی ۹۵/۸/۱ قرائت شده است

ضریب بار مرجع در ستون سوم اختلاف بسیار زیاد دارد که نشان‌دهنده وجود تلفات در فیدرهای مذکور است. ستون‌های هفتم و هشتم جدول بالا به ترتیب تلفات انرژی و درصد تلفات انرژی برآورد شده را نشان می‌دهد. همان‌طور که پیداست بالاترین تلفات مربوط به ترانس ۵ است که ۵۹/۲۴ درصد تلفات دارد. ضریب بار قرائت شده این ترانس تنها ۰/۳۱ است که حاکی از اختلاف بسیار زیاد با ضریب بار مرجع ۰/۷۶ است. کمترین تلفات انرژی مربوط به ترانس ۸ است که ۲/۱ درصد تلفات را نشان می‌دهد.

جدول ۵: اطلاعات قرائت شده مشترکین و ترانس‌ها و نتایج برآورد تلفات کل در فیدرهای دوازده‌گانه

ترانس	T	LD_f^{real}	E_T^{meter} (kWh)	P_M (kW)	LD_f^{meter}	E_{loss}	% E_{loss}
۱	۷۱	۰/۶۵	۷۲۷۶۶	۸۷/۴۵	۰/۴۹	۲۴۶۶۲/۵۹	۲۵/۵۱
۲	۶۰	۰/۷۶	۹۴۷۶۶	۱۳۹/۳۵	۰/۴۷	۵۷۲۱۳/۷۳	۳۴/۷۹
۳	۶۵	۰/۶۸	۱۰۸۶۰۴	۱۱۰/۷۲	۰/۶۳	۹۵۶۶/۳۹	۸/۲۷
۴	۵۴	۰/۷۷	۵۰۹۹۱	۶۳/۱۰	۰/۶۲	۱۳۲۹۴/۵۳	۱۹/۱۰
۵	۶۷	۰/۷۶	۴۰۳۴۸	۸۱/۹۱	۰/۳۱	۵۹۹۳۹/۷۶	۵۹/۲۴
۶	۵۴	۰/۷۷	۹۱۴۵۸	۱۱۱/۱۵	۰/۶۳	۱۹۷۶۱/۴۷	۱۶/۹۸
۷	۶۷	۰/۶۶	۱۲۱۲۵۴	۱۴۱/۰۹	۰/۵۳	۲۹۵۸۲/۹۹	۲۱/۲۱
۸	۶۴	۰/۷۵	۱۱۰۸۰۳	۹۶/۴۶	۰/۷۴	۲۲۷۳/۷۰	۲/۱
۹	۶۹	۰/۶۴	۱۳۵۵۲۹	۲۰۰/۳۷	۰/۴۱	۷۷۷۴۱/۰۹	۴۳/۸۶
۱۰	۶۴	۰/۷۰	۴۸۲۴۹	۶۳/۶۶	۰/۴۹	۲۰۲۷۲/۴۹	۲۳/۵۰
۱۱	۵۹	۰/۷۸	۶۷۹۹۶	۸۲/۱۰	۰/۵۸	۲۲۳۰۱/۹۸	۲۴/۴۵
۱۲	۶۶	۰/۷۷	۱۳۵۱۳۳	۱۲۷/۸۶	۰/۶۷	۲۰۶۷۸/۸۹	۱۴/۸۶

۳-۱- نتایج برآورد تلفات فنی و غیر فنی

تلفات فنی براساس روش مطرح شده در بخش ۲-۵ با استفاده از پخش بار جاروب رفت و برگشت چهار سیمه نامتعادل محاسبه می‌شود. جدول ۶ نتایج پخش بار و تلفات فنی و مقدار انرژی تلف شده فنی و درصد آن را برای ترانس‌های مختلف نشان می‌دهد. نتایج جدول ۶ نشان می‌دهد که درصد تلفات فنی فیدرهای مورد مطالعه بین ۱/۸۱ الی ۶/۰۱ درصد متغیر است. میانگین تلفات فنی ۳/۹۱ درصد در فیدرهای مورد مطالعه است. ترانس شماره ۸ دارای تلفات فنی ۲/۷۳ درصد است که با توجه به درصد تلفات کل کمتر، مقدار تلفات غیر فنی منفی شده است. از آنجا که تلفات منفی معنی ندارد، این نتیجه نشان‌دهنده ناچیز بودن تلفات غیر فنی در فیدر مورد نظر است. لازم به ذکر است که ترانس ۸ قبل از اجرای تحقیق مورد بازرسی قرار گرفته و موارد اشعاب غیرمجاز و دست‌کاری در آن حذف شده بود. همچنین در همه فیدرهای مورد مطالعه با استفاده از دوربین ترمونگاری اتصالات سست اصلاح شده بودند. شکل ۳ دیاگرام درصد تلفات فنی و غیر فنی را در فیدرهای مورد مطالعه نشان می‌دهد.

جدول ۳: نتایج پیک واقعی، مجموع انرژی مصرفی ترانس، و ضریب بار واقعی استخراج شده از ثبات در دوره مورد مطالعه

شماره ترانس	دوره زمانی قرائت	پیک واقعی (kW)	P_{av}^{real} (kW)	LD_f^{real}	E_T^{real} (kWh)
۱	۹۵/۵/۱۹-۹۷/۷/۲۹	۵۸/۰۳	۳۸/۱۲	۰/۶۶	۶۶۶۱۵/۰۲
۲	۹۵/۴/۲۴-۹۵/۶/۲۳	۱۴۳/۸۷	۱۱۰/۷۲	۰/۷۷	۱۶۴۳۰۷/۱۹
۳	۹۵/۵/۱۴-۹۵/۷/۱۸	۱۰۷/۵۰	۷۱/۹۱	۰/۶۷	۱۱۵۶۶۸/۸۶
۴	۹۵/۴/۱۲-۹۵/۶/۴	۶۹/۲۷	۲۶/۵۱	۴۰/۷	۶۴۳۰۱/۵۵
۵	۹۵/۴/۱۵-۹۵/۶/۲۰	۸۰/۷۰	۶۲/۲۲	۰/۷۷	۱۰۱۰۷۵/۵۳
۶	۹۵/۴/۱۱-۹۵/۶/۳	۱۱۰/۵۰	۸۸/۴۱	۰/۸۰	۱۱۶۳۴۳/۱۱
۷	۹۵/۵/۱۸-۹۵/۷/۲۴	۱۳۶/۴۳	۸۴/۵۲	۰/۶۲	۱۳۹۱۷۰/۰۴
۸	۹۵/۵/۴-۹۵/۷/۱۰	۹۲/۵۲	۷۰/۲۰	۰/۷۶	۱۱۶۱۳۹/۰۱
۹	۹۵/۵/۲۴-۹۵/۸/۱۰	۲۰۵/۸۰	۱۰۴/۱۷	۰/۵۱	۹۷۱۸۷/۶۷
۱۰	۹۵/۵/۱۱-۹۵/۷/۱۳	۵۸/۷۱	۴۰/۲۳	۰/۶۹	۶۲۷۸۲/۸۹
۱۱	۹۵/۴/۳-۹۵/۶/۱۰	۸۱/۴۶	۶۲/۵۷	۰/۷۷	۹۱۱۹۳/۱۳
۱۲	۹۵/۴/۶-۹۵/۶/۱۰	۱۳۴/۴۷	۱۰۰/۲۶	۰/۷۵	۱۳۹۱۱۴/۶۷

برای نشان دادن تغییرات ضریب بار واقعی، با توجه به اطلاعات استخراج شده از ثبات جدول ۴ میانگین و انحراف استاندارد ضرایب بار واقعی را نشان می‌دهد.

جدول ۴: میانگین و انحراف معیار ضریب بار واقعی ترانس‌ها در

دوره‌های دو ماهه

تیر و مرداد	مرداد و شهریور	شهریور و مهر
0.79 ± 0.15	0.75 ± 0.18	0.56 ± 0.32

نتایج جدول ۴ بیانگر این است که در ماه‌های تیر و مرداد ضریب بار بیشترین مقدار و کمترین انحراف معیار را دارد. این در حالی است که با ورود به فصل پاییز ضریب بار به شدت افت پیدا کرده و انحراف معیار ضریب بار در بین ۱۲ ترانس افزایش می‌یابد. با توجه به متفاوت بودن نتایج جدول ۴، برای محاسبه ضریب بار مرجع ترانس i در این مقاله رابطه ۲۶ پیشنهاد شده است.

$$LDf_i^{real} = \sum_{m=1}^M \omega_m LDf_m \quad (26)$$

در این رابطه LDf_m ضریب بار متوسط ترانس‌ها در ماه m و ω_m ضریب سهم دوره قرائت در ماه m است. به طور مثال اگر دوره قرائت مورد نظر ۶۰ روز باشد و ۱۵ روز ماه مهر را شامل شود، این ضریب برای ماه مهر ۰/۲۵ می‌شود که در ضریب بار ماه مهر ضرب می‌شود. M نیز تعداد ماه‌هایی است که دوره قرائت را شامل می‌شوند. ستون اول جدول ۵ ضریب بار مرجع معادل با ضریب بار واقعی بر اساس رابطه (۲۶) را برای ترانس‌ها نشان می‌دهد. با توجه به روش پیشنهادی در صورتی که ضریب بار قرائت شده در ترانس‌های فاقد ثبات از این مقدار کمتر باشد نشان‌دهنده وجود تلفات است. جدول ۵ نتایج برآورد تلفات با استفاده از روش پیشنهادی را ارائه می‌کند. پیک بار قرائت شده P_M در جدول بالا، همان پیک بار اصلاح شده به دست آمده در جدول ۲ است. ضریب بار قرائت شده از رابطه ۲ به دست آمده است. برای بعضی از ترانس‌ها ضرایب بار قرائت شده در ستون ششم با مقدار

تفاوت زیاد بین ضریب بار واقعی و ضریب بار مرجع محاسبه شده باعث ایجاد این خطا شده است. به خصوص در مورد ترانس ۹ ضریب بار واقعی برابر با ۰/۵۱ است ولی ضریب بار مرجع آن ۰/۶۴ است که این اختلاف زیاد باعث ایجاد خطای زیاد در برآورد شده است. علت پایین بودن ضریب بار واقعی این ترانس مربوط به زمان دوره قرائت است که ۹۵/۸/۱ بوده است. با شروع فصل پاییز از شدت گرما کاسته شده و وسایل سرمایشی کمتر مورد استفاده قرار می گیرند و ضریب بار کاهش پیدا کرده است.

جدول ۷: محاسبه خطای نسبی برآورد تلفات کل

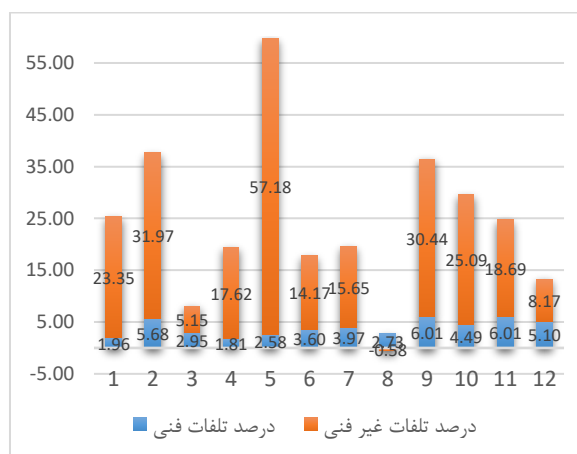
پست	E_T^{meter} (kWh)	E_T^{real} (kWh)	انرژی تلف شده درصد انرژی واقعی	خطای تلف شده برآورد واقعی درصد
۱	۷۲۷۶۶	۹۷۸۸۵/۷۸	۲۵۱۱۹/۷۸	۰/۴۷
۲	۹۴۷۶۶	۱۵۴۴۲۳/۵۲	۵۹۶۵۷/۵۲	۱/۵۸
۳	۱۰۸۶۰۴	۱۱۵۵۴۰/۰۰	۶۹۳۶/۰۰	۲/۲۸
۴	۵۰۹۹۱	۵۷۷۲۷/۶۸	۶۷۳۶/۶۸	۹/۶۳
۵	۴۰۳۴۸	۱۰۱۵۴۷/۲۳	۶۱۱۹۹/۲۳	۱/۲۴
۶	۹۱۴۵۸	۱۱۵۲۴۸/۵۴	۲۳۷۹۰/۵۴	۳/۵۰
۷	۱۲۱۲۵۴	۱۴۰۵۵۶/۷۷	۱۹۳۰۲/۷۷	۷/۳۱
۸	۱۱۰۸۰۳	۱۱۳۵۸۳/۳۸	۲۷۸۰/۳۸	۰/۳۰
۹	۱۳۵۵۲۹	۱۶۷۹۴۹/۷۸	۳۲۴۲۰/۷۸	۲۶/۹۸
۱۰	۴۸۲۴۹	۶۷۰۰۴/۶۲	۱۸۷۵۵/۶۲	۲/۲۶
۱۱	۶۷۹۹۶	۸۹۲۹۷/۵۴	۲۱۳۰۱/۵۴	۱/۱۲
۱۲	۱۳۵۱۳۳	۱۵۱۰۱۱/۳۳	۱۵۸۷۸/۳۳	۳/۱۸

۳-۳- تحلیل حساسیت

همان طور که در روش ارائه شده در بخش ۲-۵ بیان شد در برآورد تلفات فنی، بار پایه ها به نسبت تلفات به دست آمده اضافه می شود؛ اما ممکن است این تلفات که ناشی از انشعاب غیرمجاز یا دست کاری کنتور در پایه های مشخصی اتفاق افتاده باشد. به همین منظور برای مشخص کردن محدوده تغییرات احتمالی تلفات فنی، در این قسمت بدترین حالت ممکن و بهترین حالات ممکن در نظر گرفته می شود. بهترین حالت ممکن زمانی است که تمام انشعاب های غیرمجاز یا دست کاری در پایه ابتدایی شبکه باشد و بدترین حالت ممکن، زمانی به وقوع می پیوندد که تمام برق دزدی ها در پایه انتهایی شبکه باشد که در این صورت مقدار تلفات به مقدار بیشینه خود می رسد. یکی دیگر از منابع خطا در محاسبات مربوط به قرائت انرژی مشترکین است که زمان قرائت نمی شوند و ممکن است که در چند ساعت و در طول یک روز انجام می گیرد. به همین منظور برای تحلیل حساسیت نتایج به همزمان نبودن قرائت، دوره مورد مطالعه را با تغییرات انرژی قرائت شده مربوط به افزایش و کاهش دوره قرائت به میزان ۲۴ ساعت سنجیده شده است و نتایج آن ارائه شده است.

جدول ۶: نتایج برآورد تلفات فنی و غیر فنی

ترانس	توان فنی تلف شده (kW)	E_{loss}^T (kWh)	E_{loss}^{NT} (kWh)	% E_{loss}^T	% E_{loss}^{NT}
۱	۶۹۲/۹۹	۱۹۰۸/۵۲	۲۲۷۵۴/۰۷	۱/۹۶	۲۳/۳۵
۲	۵۳۳۴/۵۷	۸۶۲۹/۴۵	۴۸۵۸۴/۲۹	۵/۶۸	۳۱/۹۷
۳	۱۵۳۸/۲۹	۳۴۸۵/۷۷	۶۰۸۰/۶۱	۲/۹۵	۵/۱۵
۴	۴۹۱/۱۰	۱۱۴۶/۳۷	۱۱۱۴۸/۱۶	۱/۸۱	۱۷/۶۲
۵	۱۳۶۱/۲۹	۲۵۹۲/۴۳	۵۷۳۴۷/۳۳	۲/۵۸	۵۷/۱۸
۶	۲۳۷۹/۷۸	۳۹۹۸/۷۸	۱۵۷۶۲/۶۹	۳/۶۰	۱۴/۱۷
۷	۲۹۶۵/۷۱	۵۹۸۱/۴۰	۲۳۶۰۱/۵۹	۳/۹۷	۱۵/۶۵
۸	۲۰۱۲/۶۱	۳۰۹۱/۳۷	-۶۵۵/۷۶	۲/۷۳	-۰/۵۸
۹	۶۹۲۲/۱۷	۱۲۸۱۸/۴۰	۶۴۹۲۲/۶۹	۶/۰۱	۳۰/۴۴
۱۰	۱۶۸۹/۵۴	۳۰۷۷/۶۲	۱۷۱۹۴/۸۶	۴/۴۹	۲۵/۰۹
۱۱	۳۳۵۴/۲۸	۵۴۲۹/۶۲	۱۶۸۷۲/۳۶	۶/۰۱	۱۸/۶۹
۱۲	۴۱۶۳/۷۴	۷۹۴۶/۷۰	۱۲۷۳۲/۲۰	۵/۱۰	۸/۱۷



شکل ۳: دیاگرام درصد تلفات فنی و غیر فنی فیدرهای ۱۲ گانه

۳-۲- محاسبه خطای نسبی برآورد تلفات

تلفات به دست آمده در جدول ۵ براساس ضرایب بار مرجع محاسبه شده است. همچنین پیک بار قرائت شده با اینکه اصلاح شده باز هم نسبت به پیک بار واقعی اختلاف دارد. بنابراین وجود خطا در برآورد حتمی است. جهت محاسبه تلفات واقعی از اطلاعات ثبت ترانس ها استفاده شده است. جدول ۷ خطای نسبی برآورد را در فیدرهای ۱۲ گانه نشان می دهد. همان طور که از نتایج ستون آخر جدول بالا پیداست خطای برآورد مربوط به فیدرهای ۴، ۹ و ۷ بالاتر از ۴ درصد است. بیشترین خطای برآورد ۲۶/۹۸ درصد است که مربوط به فیدر ۹ است. میانگین خطای برآورد تلفات در فیدرهای ۱۲ گانه ۴/۹۹ درصد است. در صورتی که فیدرهای ۴، ۹ و ۷ در نظر گرفته نشود میانگین خطا ۱/۷۷ درصد خواهد شد. با مقایسه ضرایب بار مرجع و ضرایب بار واقعی مربوط به ترانس های ۴، ۷ و ۹ می توان گفت که

متوسط در پست‌های مورد مطالعه می‌تواند باعث شود که تلفات فنی در بازه ۲/۸۵ الی ۵/۵۴ درصد متغیر باشد.

۳-۳-۲- تحلیل حساسیت انرژی قرائت‌شده مشترکین ناشی از عدم هم‌زمانی قرائت

عدم هم‌زمانی در قرائت کنتورها در مقایسه با اطلاعات ثبت می‌تواند باعث ایجاد خطا در برآورد تلفات گردد. در این تحقیق سعی شده است که قرائت مشترکین یک ترانس در کم‌ترین زمان ممکن انجام گیرد. اما برای ارزیابی حساسیت نتایج به عدم هم‌زمانی قرائت، بازه قرائت مشترکین ۲۴ ساعت تغییر داده می‌شود و نتایج محاسبات با مقدار فعلی مقایسه می‌شود. برای تغییر ۲۴ ساعته در دوره قرائت، مقدار انرژی متوسط معادل با ۲۴ ساعت به میزان انرژی قرائت‌شده اضافه و کم می‌شود و محاسبات دوباره تکرار می‌شود تا محدوده خطای برآورد تعیین شود. جدول ۱۰ مقدار انرژی مشترکین را در صورت جابجا شدن انرژی قرائت‌شده نشان می‌دهد.

جدول ۱۰: تحلیل حساسیت برآورد تلفات نسبت به تغییر ۲۴ ساعت

در طول دوره قرائت			
درصد تلفات انرژی			
پست	در حالت $E_T^{meter} + \Delta E$	در حالت $E_T^{meter} - \Delta E$	در حالت E_T^{meter}
۱	۲۴/۶۲	۲۶/۷۱	۲۵/۹۸
۲	۳۶/۲۸	۳۷/۶۱	۳۹/۶۶
۳	۶/۰۰	۴/۵۶	۷/۴۵
۴	۱۰/۴۷	۱۰/۰۳	۱۳/۳۱
۵	۶۰/۴۸	۵۹/۶۷	۶۰/۸۶
۶	۲۰/۴۴	۱۹/۱۷	۲۲/۱۱
۷	۱۳/۸۴	۱۲/۴۵	۱۵/۰۲
۸	۲/۳۹	۰/۹۲	۳/۹۷
۹	۱۸/۲۹	۱۸/۱۳	۲۰/۴۷
۱۰	۲۱/۷۵	۲۶/۸۷	۲۹/۱۲
۱۱	۲۳/۳۵	۲۲/۵۶	۲۵/۱۵
۱۲	۱۱/۴۱	۹/۱۶	۱۱/۸۷

همان‌طور که از نتایج جدول پیداست در صورت عدم هم‌زمانی قرائت در بدترین حالت با یک تغییر ۲۴ ساعته حداکثر یک درصد در تغییر تلفات تأثیرگذار است. با توجه به اینکه ایجاد اختلاف در انرژی قرائت شده اندازه یک روز انرژی متوسط به خاطر وجود عدم انطباق زمانی در قرائت کنتورهای مشترکین یک ترانس دوراز انتظار است، می‌توان نتیجه گرفت که عدم هم‌زمانی قرائت در این پژوهش کمتر از یک درصد در نتایج تخمین تلفات می‌تواند تغییر ایجاد کند.

۳-۳-۱- تحلیل حساسیت تلفات فنی نسبت به تغییر پایه محل برق‌دزدی

در این قسمت با فرض این که توان مربوط به برق‌دزدی در پایه ابتدای شبکه و یا در انتهای شبکه است پخش بار انجام شده و تلفات فنی محاسبه می‌شود. جدول ۸ نتایج تلفات فنی را در صورت مجتمع کردن کل تلفات غیرفنی در پایه ابتدایی و انتهایی فیدر نشان می‌دهد. این دو حالت بهترین و بدترین حالت ممکن از دید تلفات هستند و سایر حالت‌های ممکن در بین این دو حالت قرار می‌گیرند. همان‌طور که دیده می‌شود در بدترین حالت ممکن تلفات انرژی فنی در فیدرها فشار ضعیف ۲ و ۹ به ۱۰/۸۸ و ۱۲/۴۸ درصد می‌رسد. جدول ۹ میانگین درصد تلفات فنی را برای حالت کمینه، متوسط و بیشینه را نشان می‌دهد.

جدول ۸: نتایج تحلیل حساسیت تلفات فنی نسبت به تغییر محل پایه

برق‌دزدی						
پست	بیشینه توان تلفات فنی	کمینه توان تلفات فنی	تلفات انرژی فنی بیشینه	تلفات انرژی فنی کمینه	درصد تلفات انرژی فنی	درصد تلفات انرژی فنی
۱	۹۸۷/۱۶	۴۲۳/۳۷	۲۴۰۹/۷۸	۱۴۴۹/۰۹	۲/۴۷	۱/۴۹
۲	۱۰۸۲۷/۵۵	۲۹۴۰/۰۴	۱۶۵۳۹/۳۳	۵۱۸۱/۳۲	۱۰/۸۸	۳/۴۱
۳	۱۷۰۹/۲۳	۱۳۳۶/۵۴	۳۷۵۲/۴۴	۳۱۵۵/۴۴	۳/۱۸	۲/۶۷
۴	۵۸۲/۹۴	۳۳۴/۰۸	۱۲۶۵/۳۹	۹۴۲/۸۸	۲/۰۰	۱/۴۹
۵	۲۱۵۲/۳۱	۵۵۰/۶۹	۳۸۶۴/۳۹	۱۲۸۸/۹۹	۳/۸۵	۱/۲۹
۶	۳۲۸۰/۲۶	۱۸۲۱/۶۲	۵۱۶۵/۷۹	۳۲۷۵/۴۱	۴/۶۴	۲/۹۴
۷	۳۶۸۲/۹۶	۲۶۵۹/۴۸	۷۱۳۴/۷۳	۵۴۸۸/۹۸	۴/۷۳	۳/۶۴
۸	۲۹۶۷/۰۰	۱۸۸۱/۷۴	۴۵۵۷/۳۲	۲۸۹۰/۳۶	۴/۰۲	۲/۵۵
۹	۱۵۲۵۳/۷۸	۳۷۹۹/۲۷	۲۶۶۱۵/۵۴	۷۶۴۶/۸۸	۱۲/۴۸	۳/۵۹
۱۰	۲۳۷۸/۸۰	۱۲۸۵/۴۷	۴۱۳۶/۳۲	۲۴۵۶/۹۷	۶/۰۴	۳/۵۹
۱۱	۳۸۴۳/۲۰	۱۷۳۵/۷۰	۶۱۲۱/۹۴	۳۱۳۷/۷۱	۶/۷۸	۳/۴۷
۱۲	۴۴۹۲/۴۸	۳۱۸۳/۰۱	۸۴۶۷/۴۱	۶۳۹۳/۲۲	۵/۴۳	۴/۱۰

جدول ۹: میانگین، بیشینه و کمینه تلفات فنی

میانگین درصد تلفات	میانگین درصد تلفات	میانگین درصد تلفات
فنی کمینه	فنی متوسط	فنی بیشینه
۲،۸۵	۳،۹۱	۵،۵۴

با توجه به جدول میانگین تلفات فنی فیدرهای فشار ضعیف مورد بررسی ۳/۹۱ درصد است که در بدترین حالت به ۵/۵۴ درصد می‌رسد. نتایج تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که محل برق‌دزدی در شبکه در محاسبه تلفات فنی تأثیرگذار است و به طور

۴- نتیجه گیری

در این مقاله شاخصی به نام ضریب بار قرائت شده معرفی شده است و اثبات شده است در صورت وجود انشعاب غیرمجاز و دستکاری کنتور این شاخص نسبت به مقدار واقعی آن کاهش می یابد و اندازه این کاهش نشان دهنده تلفات در فیدر فشار ضعیف است. این روش در صورت وجود سیستم اطلاعات جغرافیایی در شبکه فشار ضعیف به راحتی قابل اجرا می باشد. اطلاعات مورد نیاز این روش شامل: گزارش بارگیری پیک ترانس، اطلاعات یک دوره مصرف مشترکین در دوره پیک تابستان، اطلاعات الکتریکی فیدر فشار ضعیف و پایه و فاز محل اتصال سرویس مشترکین می باشد. در این پژوهش روشی ابتکاری جهت اصلاح پیک بار برداشت شده ارائه شده است. نتایج اعمال این روش نشان می دهد که خطای نسبی برداشت پیک به طور متوسط از مقدار ۱۸ درصد به مقدار ۳ درصد کاهش پیدا کرده است. تلفات فنی شبکه فشار ضعیف ترانس های مورد نظر با استفاده از روش مبتنی بر پخش بار محاسبه شده است. نتایج بدست آمده نشان می دهد که درصد تلفات فنی فیدرهای مورد مطالعه بین ۱/۸۱ الی ۶/۰۱ درصد متغیر است و میانگین تلفات فنی ۳/۹۱ درصد در فیدرهای مورد مطالعه است. این تلفات مربوط به تلفات ذاتی هادی ها است که شامل تلفات قابل محاسبه از طریق پخش بار است و تلفات ناشی از اتصالات سست و سایر تلفات غیر قابل محاسبه را دربر نمی گیرد. برای تعیین اثر خطای محل برق دزدی بر نتایج برآورد تلفات، تحلیل حساسیت انجام گرفت و بدترین حالت ممکن و بهترین حالات ممکن در نظر گرفته شد. نتایج نشان داد که تلفات فنی به طور میانگین ۲/۸۵ الی ۵/۵۴ درصد تغییر خواهد داشت. همچنین حساسیت نتایج به همزمان نبودن قرائت، دوره مورد مطالعه را با تغییرات انرژی قرائت شده مربوط به افزایش و کاهش دوره قرائت به میزان ۲۴ ساعت سنجیده شد و بر طبق نتایج ارائه شده، نتایج تخمین در اثر قرائت غیرهمزمان حداکثر یک درصد تغییر خواهد داشت.

سپاس گذاری

نویسندگان مقاله از شرکت توزیع نیروی برق استان ایلام به خصوص بخش تحقیقات و مهندس نصرت الله محمدبیگی که در این پژوهش همفکری داشته اند، کمال سپاس گذاری را دارند.

مراجع

- [۲] م.ع. ولیداده، آرمجو، " طرح ملی کاهش تلفات انرژی گامی در راستای تحقق اصلاح الگوی مصرف انرژی، " هفته نامه برنامه، شماره ۳۳۵ ص ۱۶، ۱۳۸۸.
- [۳] س. عبایور، ک. زارع، ب. م. ایواتلو، " ارزیابی جنبه های فنی و اقتصادی شبکه توزیع با هدف توسعه DG پرمبنای کاربرد مدیریت اکتیو در شبکه، " فصلنامه مهندسی برق دانشگاه تبریز، شماره ۴، جلد ۴۴، ۱۳۹۳.
- [۴] م. نیری پور، ح. فلاح زاده ابرقوئی، س. حسنون، "مدیریت توزیع شده و سلسله مراتبی ولتاژ در شبکه هوشمند با مشارکت مولدهای پراکنده،" مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، ص ۳۴۳-۳۲۹، شماره ۴۷، ۱۳۹۶.
- [۵] ر.ا. آهنگر، " کاهش تلفات هدف کلیدی صنعت برق " مجله صنعت برق شماره ۱۷۳، ص ۴، ۱۳۹۴.
- [6] Z. Miao, ", develop and application of network real time theoretical line loss calculation and analysis system " presented at the 19th international conference on electricity, Vienna, 2007.
- [7] A. Shenhman, "Energy loss computation by using statistical techniques," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, pp. 254-258, 1990.
- [8] R. Taleski, D. Rajicic, "Energy summation method for energy loss computation in radial distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, pp. 1104-1111, 1996.
- [9] D. L. Flaten, "Distribution system losses calculated by percent loading," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, pp. 1263-1269, 1988.
- [10] M. Gustafson, J. Baylor, S. Mulnix, "The equivalent hours loss factor revisited (power systems)," *IEEE transactions on power systems*, vol. 3, pp. 1502-1508, 1988.
- [11] K. Malmedal, P. K. Sen, "A better understanding of load and loss factors," in *Industry Applications Society Annual Meeting, 2008. IAS'08. IEEE*, pp. 1-6, 2008.
- [12] C. A. Dortolina, R. Nadira, "The loss that is unknown is no loss at all: A top-down/bottom-up approach for estimating distribution losses," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1119-1125, 2005.
- [13] M. Oliveira, A. Padilha-Feltrin, "A top-down approach for distribution loss evaluation," *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 24, pp. 2117-2124, 2009.
- [۱۴] امین مرادخانی، م. صیدی، ر.ا. رادفر، "کاهش تلفات و متعادل سازی شبکه فشار ضعیف با استفاده از الگوریتم ازدحام ذرات موازی،" پنجمین همایش منطقه ای بهره برداری و دیسپاچینگ شرکت های توزیع برق غرب کشور، ۱۳۹۵.
- [۱۵] ا. مرادخانی، جواد رشیدیگی، ن. ا. محمدبیگی، پ. احمدیان، "برآورد پیک بار پست های توزیع با ارائه روشی ابتکاری برای اصلاح اطلاعات بارگیری پست های توزیع،" پنجمین همایش منطقه ای بهره برداری و دیسپاچینگ شرکت های توزیع برق غرب و شمالغرب کشور، اردبیل، ۱۳۹۵.

- [۱] ج. محمودی، ح. شریفیان، " روشی جدید در نحوه محاسبه تلفات انرژی در شبکه های توزیع برپایه روش تصمیم گیری سلسه مراتبی، " بیستمین کنفرانس توزیع نیروی برق، زاهدان، ۱۳۹۴.