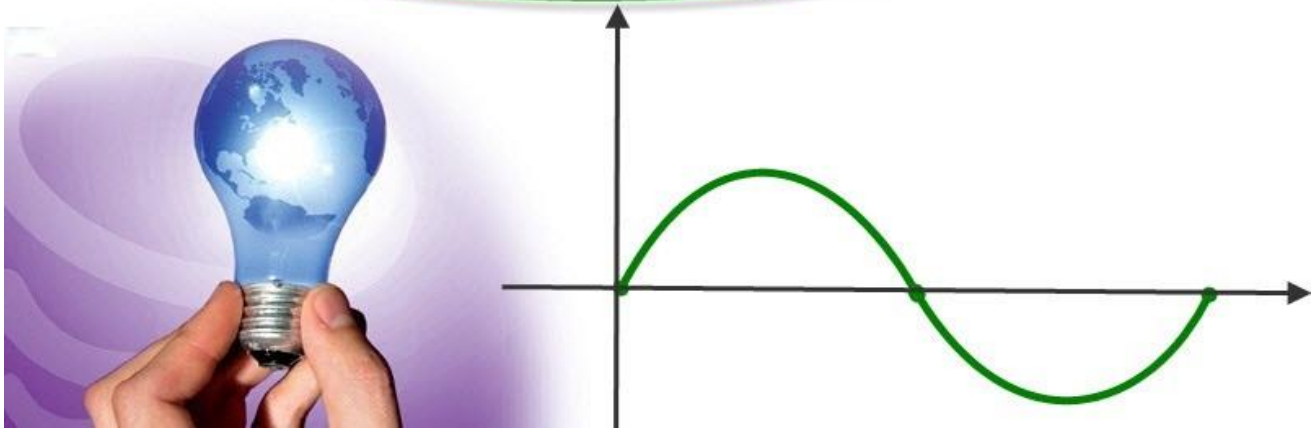
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

بسم الله الرحمن الرحیم

www.WikiPower.ir



برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

موضوع پروژه:

تلفات توان و انرژی در سیستم های توزیع و ارائه مدلهای محاسباتی آنها

WikiPower.ir

برای خرید فایل word این پروژه اینجا کلیک کنید.

(شماره پروژه = ۳۲۰)

پشتیبانی: ۰۹۳۵۵۴۰۵۹۸۶

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل اول

تلفات توان و انرژی

محاسبه تلفات در شبکه های توزیع گرچه به ظاهر کار ساده ای است ولی در عمل با توجه به تغییرات توان انتقالی، ضریب بار، ولتاژ و یا مقاومت هادیها کار پیچیده و مشکلی می باشد گرچه روابط تقریبی متعددی جهت محاسبه تلفات انرژی وجود دارد اما تا کنون مدل مناسبی که بتواند با دقت مناسبی به این نیاز پاسخگو باشد ارائه نگردیده در خطوط توزیع ، انرژی الکتریکی به صورتهای مختلفی به هدر میرود که مهمترین آنها به قرار زیر میباشد.

- تلفات اهی یا تلفات ژولی
- تلفات کرونا
- تلفات ناشی از نشت جریان

تلفات کرونا و تلفات ناشی از نشت جریان مستقیما" به شرایط جوی و جغرافیایی محیط وابسته می باشد و بر حسب مورد ممکن است در دامنه وسیعی تغییر نماید. گرچه روشها و مدلهای متعددی جهت محاسبه این دو عامل تلفات ارائه گردیده است اما چون هدف این مجموعه بررسی تلفات اهمی در خطوط توزیع میباشد لذا این دو عامل مورد بررسی و مطالعه قرار نگرفته اند ، که مسلما این موضوع دلیل کم اهمیت بودن آنها نمی باشد بلکه بالا بودن اهمیت آنها ضرورت مطالعات جداگانه و گسترده ای را طلب مینماید.

با اینکه سعی و تلاش کلیه مسئولین شبکه های توزیع نیرو در کاهش تلفات میباشد اما درصد قابل توجهی از انرژی در خطوط توزیع به هدر می رود گرچه محاسبات تلفات توان و انرژی ظاهرا" کار ساده ای به نظر

می رسد اما در عمل مقاومت هادیها و جریان عبوری از آنها باعث می شود که حتی استفاده از رابطه $R.I^2$که برای محاسبات توان به کار گرفته میشود براحتی عملی نباشدچون در این رابطه R , I هر دو متغیر بوده و نیز با توجه به اینکه مقاومت هادیها به درجه حرارت محیط وابسته می باشد ، به مقدار I نیز ارتباط دارد یا به عبارت دیگر حتی اگر درجه حرارت محیط ثابت در نظر گرفته شود بازهم نوسانات جریان تغییرات مقاومت را به همراه خواهد داشت که این وابستگی باعث پیچیدگی محاسبات توان در خطوط توزیع می گردد. محاسبات تلفات انرژی ضمن اینکه مشکلات محاسبات افزوده می گردد ، لذا لازم است از طریق مدل سازیهای مختلف نسبت به رفع این کاستی ها اقدام نمود.

۱-۱- تلفات توان

تلفات توان یا قدرت در یک خط توزیع نیرو که مقاومت هادی های هر فاز آن Rو جریان عبوری از آنها I باشد، از طریق رابطه ساده زیر قابل محاسبه می باشد:

$$Pl = 3\,R.I^2 \quad (1)$$

مسلما در صورتی که مقادیر مقاومت و جریان در دست باشد محاسبه تلفات توان کار ساده ای است، اما در عمل تغیرات شرایط محیطی سبب می شوند تا مقاومت هادیها دچار تغیر گردند. لذا سوالی که میتوان در اینجا مطرح کرد این است که:

"مقاومت هادیها برای چه درجه حرارتی باید محاسبه گردند؟"

در شبکه های توزیع نیرو که درجه حرارت هادیها تحت تاثیر درجه حرارت محیط ، تابش مستقیم نور خورشید و جریان الکتریکی عبوری از آن ، تغییر می کند ، تا حدودی نمی توان به سادگی به این سوال پاسخ داد ، چون اگر درجه حرارت محیط و افزایش درجه هادیها تحت تابش مستقیم خورشید در دست باشد ، محاسبه تاثیر گذاری جریان عبوری از هادیها در مقدار مقاومت آنها قدری مشکل است ، بنابراین

لازم است قبل از ارائه مدلهای مناسب جهت محاسبه تلفات توان و انرژی در شبکه های توزیع این عوامل و تاثیر آنها در تلفات انرژی مورد بحث و بررسی قرار گیرد.

۲-۱- تلفات انرژی

در یک دوره مشخص ، تلفات انرژی در یک خط با مقاومت Rو جریان عبوری I را میتوان به کمک رابطه زیر بدست آورد:

$$EL= 3(R_1.I_1^2 + R_2.I_2^2 + R_3I_3^2 + \ldots + R_n.I_n^2)$$

(2)

در یک شرایط مشخص مقدار i را می توان از رابطه (۳) بدست آورد که با جایگذاری آن در رابطه (۱) ، مقدار EL را میتوان بصورت رابطه (۴) نیز نشان داد:

$$I = S/(\sqrt{3}.U)$$

(3)

$$EL = R_1 . (S_1 / U_1)^2 + R_2 . (S_2 / U_2)^2 + \ldots + R_n . (S_n / U_n)^2$$

(4)

با جاگذاری توان اکتیو (P) بجای توان ظاهری (S) رابطه بالا بصورت زیر در می آید :

$$EL=R_1. [P_1/(U_1 . COS\Phi_1)]^2 +\ldots+ R_n . [P_n/(U_n . COS\Phi_n)]^2$$

(5)

با توجه به اینکه پارامترهای ذکر شده دائما" در حال تغیر می باشند ، لذا نمی توان یک رابطه دقیق برای محاسبه تلفات انرژی ارائه داد ، بهمین دلیل مدل سازیها باید براساس یک سری فرضیات و تقریب هایی انجام گیرد که در ادامه به چند مورد از آنها اشاره خواهد شد.

۱-۲-۱- مقاومت هادیها

هادیها تحت تاثیر درجه حرارت محیط ، تابش مستقیم خورشید و گرمای ناشی از تلفات الکتریکی گرم میشوند .چون این عوامل در طول شبانه روز ، هفته ، ماه ، فصل و یا سال در حال تغیر است ، لذا درجه حرارت هادیها و نتیجتا" مقاومت آنها دائما" در حال نوسان است ، که در زیر به هر یک اشاره می شود.

۱-۱-۲-۱ تاثیر درجه حرارت محیط : این عامل در طول سال در دامنه وسیعی تغیر میکند ، که بر حسب شرایط جغرافیایی منطقه ،محدوده تغیرات آن متفاوت می باشد. اما با توجه به شرایط جغرافیایی ایران تفاضل حداکثر و حداقل درجه حرارت محیط در طول سال در محدوده ۵۰ تا ۷۰ درجه سانتیگراد می باشد. این تغیرات درجه حرارت محیط باعث می شود تا مقاومت هادیها در طول ساعات مختلف سال در حدود ۳۰ درجه تغییر نماید که در نتیجه برای بار معین و مشخص تقریبا" به همین نسبت مقدار تلفات خط نیز دچار تغییر می شود ،رابطه بین مقاومت هادی و درجه حرارت محیط به صورت زیر بیان می شود:

$$Rc = Ra \cdot \frac{M+Tc}{M+Ta} \quad (6)$$

Rc,Tc = درجه حرارت اولیه محیط و مقاومت DC هادی در این دما

Ra,Ta = درجه حرارت ثانویه محیط و مقاومت DC هادی در این دما

M = ضریب متغیری که برای هادیهای مختلف ، متفاوت می باشد

ضمنا" مقدار AC یک هادی را میتوان از رابطه زیر بدست آورد:

$$Rac = \frac{P_{loss}}{t \cdot I^2} \quad (7)$$

در این رابطه P_{loos} تلفات انرژی در پریود t و I جریان موثر عبوری از خطوط توزیع نیرو می باشد.

۱-۲-۱-۲ تاثیر تابش نور خورشید :تابش مستقیم خورشید روی اجسام از جمله هادیها باعث می شود تا درجه حرارت آنها نسبت به محیط افزایش یابد میزان این افزایش تابعی است از شرایط جغرافیایی محیط ، زاویه تابش خورشید وموقعیت مکانی خورشید در آسمان. بعبارت دیگر ضمن اینکه در ساعات مختلف روز

این تاثیر گذاری متفاوت است در طول ماه و فصول مختلف سال نیز اثر خورشید تغییر می کند. علاوه بر عوامل ذکر شده عرض جغرافیایی منطقه عامل موثر و مهمی است که در این تاثیر گذاری دخالت دارد ، بعبارت دیگر اگر خط در مناطق استوایی یا مناطق قطبی احداث گردد تاثیر خورشید متفاوت می باشد . در محدوده کشور ایران تابش مستقیم خورشید ممکن است درجه حرارت را با توجه به قطر آنها از حدود ۷ تا ۱۵ درجه سانتیگراد افزایش دهد که این عامل سبب افزایش تلفات تا در خط تا حدود ۷ درصد افزایش دهد ،بعبارت دیگر برای یک شرایط یکسان از درجه حرارت محیط و بار انتقالی ، تابش یا عدم تابش خورشید باعث افزایش تلفات می گردد بکمک رابطه تقریبی زیر میتوان افزایش درجه حرارت هادیها تحت تاثیر تابش خورشید بدست آورد:

$$Ta = 23\ E\ .\ Qs\ .\ \sqrt{d}$$

(8)

Ta = افزایش درجه حرارت محیط در اثر تابش خورشید

E = ضریب سطحی هادی

Qs = توان تابشی وارده از خورشید بر یک اینچ مربع هادی

۳-۱-۲-۱ تاثیر جریان الکتریکی : با عبور جریان از هادیها و ایجاد تلفات در آنها هادیها گرم می شوند .میزان این افزایش درجه حرارت بستگی به شرایط طراحی خط دارد این افزایش درجه باعث می شود که مقاومت هادیها و در نتیجه تلفات خط تا حد۲۰ درصد افزایش پیدا کندمقاومت هادی باردار را میتوان از رابطه زیر به دست آورد:

$$R_C = R_a\ .\ (1 + x + x^2)$$

(9)

$$X = 0.022\ .\ \frac{Ra\ .I^2}{d+\sqrt{d}}$$

(10)

در روابط فوق پارامترهای R_Cو R_a بر حسب اهم بر یک فوت طول و d برحسب اینچ می باشد.

۴-۱-۲-۱ اثر پوستی : در صورتیکه جریان مستقیم از یک هادی عبور کند بطور یکنواخت از کل سطح هادی عبور می کند ، اما توزیع جریان متناوب در کل سطح مقطع هادی بطور یکنواخت نمی باشد و جریان عمدتا" از نزدیکی سطح خارجی هادی عبور می کندو عملا" جریان چندانی از هسته مرکزی هادی عبور نمی کنداین پدیده به اثر پوستی (skin effect) مرسوم می باشد که باعث می شود مقاومت هادی تا قدری افزایش پیدا کند که میزان این افزایش تابعی از قطر هادی و فرکانس شبکه می باشد. در فرکانسهای ۵۰ هرتز و پایین تر از آن و تا قطر یک سانتیمتر مربع مقاومت AC و DC هادی باهم برابر می باشد ولی برای هادیهایی با سطح مقطع بالاتر اثر پوستی باعث افزایش مقاومت حداکثر تا ۲/۵ درصد افزایش میدهد.

۵-۱-۲-۱ اثر مجموع : با توجه به مطالب ذکر شده مقاومت هادیهای یک خط ، در یک روز گرم تابستان که بار ماکزیمم از آن عبور می کند در مقایسه با یک شب زمستان که خط بی بار یا کم بار است ممکن است تا ۶۰ درصد افزایش داشته باشدکه اهمیت توجه به انتخاب درجه حرارت هادی در محاسبه تلفات را می رساند.

WikiPower.ir

۲-۲-۱ توان الکتریکی

توان عبوری از خطوط نیرو تابعی است از نیاز مصرف کننده یا شبکه ، بنابراین مقدار آن در طول ساعات یک شبانه روز ، هفته ، ماه و یا سال متفاوت می باشد، در نتیجه عدم آگاهی از مقدار دقیق آن باعث پیچیدگی محاسبات مربوط به تلفات الکتریکی می گردد.

۳-۲-۱ ولتاژ شبکه توزیع

با اینکه سعی می شود که ولتاژ در محدوده نامی تنظیم شود و مضافبه اینکه درصد عمده تلفات نیز مربوط به همین ساعاتی است که سعی در تثبیت آن می باشد لذا مقدار $U_1, U_2, \ldots, Un$ با هم برابر و مساوی U در نظر گرفته می شود .

مقاومت هادیها

پارامتر دیگری که باید در مدل سازی ساده گردد مقاومت هادیها میباشد . لذا در این حالت نیز مقاومت آنها یعنی $Rn,\ldots,R_2,R_1$ باهم مساوی و برابر R در نظر گرفته میشود . اما مقدار R باید برای درجه حرارت معینی از هادیها محاسبه شود تا میزان خطا کمتر شود.

ساده سازی

با توجه به فرضیات فوق الذکر و در نتیجه منظور نمودن مقادیر ثابت برای R و U رابطه (۳) را میتوان بصورت زیر خلاصه کرد:

$$EL = (S_1^2 + S_2^2 + \ldots + S_n^2) \cdot R / U^2$$

(11)

برای اینکه محاسبات ساده گردد ، مقادیر S_1 , S_2 ,…., S_n بعنوان متوسط بار ساعات ۱ و ۲ و...در نظر گرفته میشود حال اگر بار ساعتی را بصورت درصدی از بار پیک (S) نشان دهیم رابطه (۱۱) بصورت زیر در می آید:

$$EL = PL \cdot (L_1^2 + L_2^2 + \ldots + L_n^2)$$

(12)

که در این رابطه L_1 , L_2 , … , Ln بار نسبی ساعات ۱ و ۲ و... و n و PL تلفات در بار پیک میباشد ، که مقدار آن برابر است با:

$$PL = R \cdot (S / U)^2$$

(13)

با توجه به اینکه اطلات مربوط به توان اکتیو بیش از توان ظاهری در دست میباشد ، و ضمنا" عمده تلفات نیز مربوط به ساعات پیک مصرف می باشد لذا در صورتی که ضریب قدرت بار در ساعات مختلفسال با هم برابر و معادل مقدار متوسط آن در ساعات پیک سیستم در نظر گرفته می شود رابطه (۱۲) بصورت زیر در می آید ، که در این رابطه P پیک توان اکتیو عبوری از خط و ϕCOS ضریب قدرت در ساعات مختلف سال می باشد.

$$EL = PL \cdot (L_1^2 + L_2^2 + \dots + L_n^2)$$

(14)

$$PL = R \cdot [\frac{P}{U \cdot \cos\phi}]^2$$

(15)

در صورتیکه قرار باشد تلفات انرژی به کمک رابطه (۱۴) محاسبه شود کار مشکلی می باشد به همین دلیل با توجه به مطالعات انجام شده در سایر مراجع نسبت به معادل سازی تلفات انرژی اقدام نمود ، لذا قبل از بحث پیرامون این مطلب به مدل سازی ضریب تلفات پرداخته می شود

۳-۱ ضریب تلفات و ساعت معادل

در برنامه ریزی و مطالعات سیستم وقتی بحث اقتصادی مطرح می گردد ، یکی از پارامترهای موثر مقدار تلفات انرژی می باشد، لذا تدوین و ارائه یک مدل جدید و مناسب برای آن از اهمیت ویژه ای برخوردار است.

در چند دهه اخیر مدلهای مختلفی جهت محاسبه تلفات انرژی ارائه گردیده است که در همه آنها تلفات بصورت تابعی از ضریب بار بیان شده است. فکر پیدا کردن ضریب تلفات یا ضریبی که بتوان توسط آن تلفات را محاسبه نمود از اوایل سالهای ۱۹۰۰ مطرح بوده است بطوریکه در سال ۱۹۲۸ آقای F.H.buller طی مقاله ای ساعت معادل را بعنوان ضریب تلفات بیان نموده است ، احتمالا این مدل اگر اولین از نوع خود نباشد جز مطالعات بسیار قدیمی است که در برخی از مطالعات جدید نیز به نوعی از آن یاد می شود ، بعدها ضریب تلفات بجای ساعت معادل معرفی گردیده است که این ضریب خود بصورت تابعی از ضریب بار تعریف میشود که در زیر به این دو ضریب اشاره می شود.

۱-۳-۱ ساعت معادل

در اوایل سالهای ۱۹۰۰ ساعت معادل بعنوان فاکتور مناسب که در محاسبه تلفات انرژی نقش داشته معرفی گردیده است . آقای بولر در مقاله خود ساعت معادل را بدین صورت تعریف نمود: "ساعت معادل ، در یک

دوره مشخص به تعداد ساعاتی اطلاق می گردد که اگر پیک بار از شبکه یا خط عبور کند تلفاتی معادل شرایط واقعی ایجاد می کند" با این تعریف ساعت معادل را میتوان بکمک رابطه زیر محاسبه نمود:

$$h = \frac{EL}{PL}$$

(16)

با جایگذاری مقدار EL در رابطه (۱۶) مقدار H یا ساعت معادل را می توان از رابطه زیر بدست آورد:

$$H = L_1^2 + L_2^2 + \ldots + L_n^2$$

(17)

در صورتیکه که هدف تعیین ساعت معادل برای یک دوره یک ساله باشد (n=8760) ،مقدار h به مقادیر واقعی بار نسبی $L_1, L_2, \ldots, L_n$(این ارقام همگی کوچکتر از یک می باشند) دارد، در صورتیکه بار عبوری در تمام ساعات سال برابر باشند مقدار h مساوی ۸۷۶۰ می باشد اما اگر باری با ماهیت متوسط بار شبکه سراسری ایران از خط یا شبکه مورد مطالعه عبور کند ساعت معادل حدود ۳۵۰۰ ساعت میباشد ، مقدار ساعت معادل برابر است با مجموع مجذور بار نسبی در یک دوره مشخص ، مسلما" مقدار ساعات معادل تابعی است از ضریب بار مصرف و بر حسب مورد ممکن است ارقام مختلفی را بخود اختصاص دهد.

۲-۳-۱ ضریب تلفات

از اشکالات عمده بکارگیری ساعات معادل پیچیدگی محاسبات آن میباشد ، چون برای هر خط یا شبکه الزام است مقدار آن جداگانه محاسبه شود بهمین دلیل در سالهای اخیر از ضریب تلفات بجای ساعت معادل استفاده میشود ضریب تلفات (LSF) را بصورت تابعی از بار نسبی و به شکل رابطه زیر بیان نموده است :

$$LSF = \frac{(L_1^2 + L_2^2 + \cdots + L_n^2)}{n}$$

(18)

به بیان ساده تر ضریب تلفات به صورت زیر تعریف می شود:

$$LSF = \frac{\text{ساعتی تلفات متوسط}}{\text{پیک بار تلفات}}$$

(19)

بعبارت دیگر اگر تلفات انرژی یک خط یا شبکه خاصی در یک دوره یکساله در دست باشد ، با محاسبه تلفات آن در ساعت پیک ، میتوان مقدار ضریب تلفات را محاسبه نمود با توجه به اینکه دسترسی به اطلاعات بار ساعتی همیشه کار ساده ای نمی باشد و نیز در برنامه ریزی و مطالعات سیستم که هنوز خط در دست نیست این شیوه نمی تواند مفید باشد ، برای رفع این سری اشکالات پس از بررسی ها و مطالعات مستمری که در چند دهه اخیر انجام گردیده است مشخص شد ضریب تلفات را میتوان بصورت تابعی از ضریب بار بیان نمود با توجه به اینکه دسترسی به ماهیت بار عبوری از خط و یا شبکه عملی است ، در نتیجه ضریب بار نیز می تواند با سهولت بیشتری محاسبه و مورد استفاده قرار گیرد این مزیت بکارگیری ضریب تلفات را در محاسبه تلفات انرژی بسیار متداول نموده است ، اما با توجه به اینکه ضریب بار خود تابعی است از منحنی تغییرات بار هر منطقه در نتیجه مدلهایی که جهت محاسبه ضریب تلفات معرفی شده اند از نظر شکل ظاهری باهم تفاوت دارند . لذا بکارگیری مدلهای مربوط به ضریب تلفات بایستی دقت شود، که ضرایب ثابت آن برای منطقه مورد مطالعه بازنگری و محسبه گردد.

۴-۱ رابطه تلفات توان و انرژی

در شبکه های برق رسانی بدلیل سهولت اندازه گیری انرژی مبادله شده و ثبت شده معمولا" درصد تلفات انرژی بعنوان شاخص کمی تلفات مطرح میگردد. مثلا" وقتی از رقمی بعنوان درصد تلفات نامبرده می شود هدف تلفات انرژی میباشد، مسلما" چون اندازه گیری برای یک دوره مشخص و معین انجام می شود در نتیجه درصد تلفات نیز مقدار متوسط در آن دوره میباشد با توجه به اینکه مقدار تلفات در هر لحظه تابعی است از توان انتقالی در همان لحظه ، در نتیجه تلفات توان دائما" در حال نوسان می باشد گرچه محاسبات تلفات در پیک با آگاهی از بار پیک در شرایط حالت پیک عملی است ولی اگر این اطلاعات در دست نباشد با آگاهی از تلفات انرژی میتوان به صورت زیر مقدار تقریبی تلفات توان را محاسبه نمود.

برای محاسبه تلفات توان در دوره مطالعه با میزان تلفات در بار پیک میتوان از مقادیر ضرایب تلفات انرژی و منحنی تغیرات بار استفاده نمود . برای این منظور میتوان به شیوه زیر عمل کرد.

$$E = T \cdot LF \cdot P$$

$$EL = T.LSF.P$$

با تقسیم روابط فوق به یکدیگر به رابطه جدید زیر می رسیم:

$$\frac{PL}{P} = \frac{EL}{E} \cdot \frac{LF}{LSF}$$

(20)

بنابراین در صورتیکه نسبت تلفات انرژی به انرژی مبادله شده در دست باشد (که عملا" در دست است)با آگاهی از مقادیر LSFو LF میتوان درصد نسبی تلفات در بار پیک را بدست آورد. حال اگر در روابط بالا بجای LSF مقدار معادل آن KLF^2 را قرار دهیم نسبت $\frac{PL}{P}$بصورت زیر در می آید:

$$\frac{PL}{P} = \frac{1}{KLF} \cdot \frac{EL}{E}$$

مقدار K ضریبی است مشخص و برای مصرف کننده یا با ماهیت بار شبکه ای ایران که مقدار ضریب بار حدود ۰/۶۰ است ضریب K برابر ۱/۰۸ می باشد که با جایگذاری این دو رقم در رابطه بالا داریم:

$$\frac{PL}{P} = 1.5 \frac{EL}{E}$$

بعبارت دیگر در صورتیکه تلفات انرژی در شبکه مثلا" ۱۶ درصد باشد تلفاتتوان در ساعت پیکبه حدود ۲۴ درصد افزایش میبابد که این رقم بیانگر اتلاف توان مفید نیروگاه درساعت پیکمی باشد.

۵-۱ مدل کلی ضریب تلفات

بررسی هایی که در چند ساله اخیر انجام گردیده است ضریب تلفات را بصورت تابعی از ضریب بار و به شکل رابطه (۲۰) تعریف نموده است:

$$LSF = a \cdot LF^2 + b \cdot LF^2 + C$$

(21)

a, b و c ضرایب ثابتی هستند که با توجه به موارد زیر میتوان مقادیر آنها راتعیین نمود.

۵-۱-۱ تعیین ضرایب ثابتc

در صورتیکه $LF = 0$ باشد یعنی باری از خط انتقال عبور نکند در اینصورت $LSF = 0$ میباشد(از تلفات بی باری صرفنظر می گردد) با توجه به مقادیر LF و LSF مقدار C در رابطه (۲۱)برابر صفر خواهد شد بر این مبنا رابطه (۲۱) را می توان به صورت زیر نوشت:

$$a + b = 1$$

۲-۵-۱ شکل کلی مدل

با توجه به مطالب ذکر شده و با جای گذاری مقدار $b = 1 - a$ در رابطه (۱۸) داریم:

$$LSF = a \cdot LF^2 + (1-a) \cdot LF \quad (22)$$

این رابطه فرم کلی مدل را نشان می دهد که در هر منطقه ، ضریب ثابت a باید با توجه به ماهیت بار عبوری محاسبه گردد، که در ادامه این مجموعه به شیوه محاسبه ضریب ثابت a اشاره میگردد. البته علاوه بر رابطه فوق مدلهای دیگری نیز وجود دارند که شکل کلی آنها به صورت زیر می باشند:

$$LSF = K \cdot LF^X$$

K و x ضرایب ثابتی هستند که به منحنی تغیرات بار وابسته می باشند.

۳-۵-۱ مدلهایی از ضریب تلفات

به منظور آشنایی بیشتر با مدلهایی که در چند ساله اخیر برای محاسبه ضریب تلفات ارائه گردیده است به چند نمونه مختلف آن که در مراجع معتبر منتشر شده است اشاره میگردد و یادآوری میشود، که ضرایب ثابت این مدلها بر مبنای شرایط بار ، شرکت توزیع برقی که مولف در آن مشغول بکار بوده تدوین گردیده و برای سایر نقاط ایران ممکن است از دقت کافی برخوردار نباشد،مگر اینکه ضرایب ثابت برای منطقه مورد مطالعه قرار گیرد ویا اینکه تصادفا" ماهیت بار عبوری یکسان باشد. البته انتخاب مدل برای محاسبه تلفات انرژی در شبکه مورد نظر باید با توجه به ماهیت مصرف منطقه و دقت هر یک از آنها تعیین گردد

۱-۳-۵-۱ روش اول

در اکثر مراجع از فرم کلی این مدل استفاده شده است ، در این روش ضرایب تلفات بصورت تابعی از توان اول و دوم ضریب بار تعریف شده است و در حالت کلی شکل این مدل را می توان بصورت رابطه (۲۳) نشان داد.

$$LSF = a \cdot LF^2 + (1-a) \cdot LF \quad (23)$$

برای ضریب ثابت a نیز ارقام مختلفی به شرح زیر پیشنهاد گردیده است که مسلما" علت تفاوت ضرایب ثابت در این مدلها به دلیل متفاوت بودن ماهیت مصرف یا شکل منحنی بار، منطقه مورد مطالعه میباشد.

$a = 0.70 - 0.80$ [19,30]

$a = 0.70 - 0.85$ [28,22]

$a = 0.92$ [17]

اگر قرار باشد از این مدل برای شبکه ایران استفاده شود ضریب ثابت a باید برای شبکه مورد مطالعه ، محاسبه گردد. بر اساس مطالعات انجام شده مقدار a را با توجه به نوع مصرف بشرح زیر محاسبه شده است:

- مصارف صنعتی بزرگ ۰/۹۸
- متوسط شبکه سراسری ۰/۹۵
- مصارف مناطق گرمسیری ۰/۸۰

مسلما" اطلاعات فوق الذکر بر مبنای شرایط متوسط تدوین گردیده است و برای مصارف ویژه باید ضرایب ثابت جداگانه محاسبه گردد.

۲-۳-۵-۱ روش دوم

این مدل که توسط انستینو تحقیقات برق آمریکا(EPRI) ارائه گردیده است ضریب تلفات را به صورت مجذوری از ضریب بار تعریف نموده ، این مدل ضریب تلفات را بدین گونه بیان می نماید.

$$LSF = LF^2 \quad (24)$$

از ویژگیهای مثبت این مدل می توان به سادگی آن اشاره نمود، این مدل برای مصارفی با ضریب بارهای بالا دارای دقت کافی می باشد اما برای ضریب بارهای پایین خطای محاسبه ممکن است به بیش از ده درصد هم برسد بهمین دلیل استفاده از این مدل برای شبکه هایی با ضرایب بار پایین مناسب نمی باشد.

۳-۳-۵-۱ روش سوم

بر خلاف مدلهای قبلی در این روش ضرایب تلفات بصورت تابعی نمایی از ضریب بار تعریف شده است. نمای ضریب بار در این حالت بجای عدد دو با پارامتر x مشخص شده است.

$$LSF = LF^{x}$$

(25)

در مقایسه با مدلهای قبلی دقت این مدل بیشتر می باشد به شرطی که مقدار x برای شبکه مورد مطالعه محاسبه گردد.

۴-۳-۵-۱ روش چهارم

بر خلاف مدلهای قبلی در این مدل ضریب تلفات بصورت تابعی از ضریب بار و منحنی تغییرات بار بیان شده است .چون برای مصارف ویژه بخصوص در محاسبه تلفات انرژی خطوط توزیع ، مدلهای موجود دارای خطای بالایی میباشند بکمک این مدل میتوان با اندازه گیری ضرایب ثابت K دقت محاسبات را افزایش داد، شکل کلی این مدل بدین صورت می باشد:

$$LSF = K \cdot LF^{2}$$

(26)

$$K_{max} = 0.96 + 0.4 / x^{2}$$

(27)

$$K_{min} = 1$$

$$k_{ave} = 0.98 + 0.02 / x^{2}$$

(28)

$$x = P_{MIN} / P_{MAX}$$

(29)

این مدل برای مقادیر $x>0.3$ دارای دقت خوبی می باشد و برای مقادیر کوچکتر از آن می توان مقدار x را برای شرایط مورد نظر بدست آورد.

بر اساس بررسی های انجام شده در این مرجع با توجه به اینکه یک رابطه منطقی بین ضرایب بار، حداکثر و حداقل بار وجود دارد، لذا مقدار k برای مصارف مشخص تقریبا" مقدار ثابتی را خواهد داشتکه میتوان با توجه به منحنی تغییرات بار مقادیر آنها را برای انواع مختلف مصارف بدست آورد ،که ذیلا" به چند مورد آن اشاره می شود:

- مناطق صنعتی یا مناطقی با ضریب بار ۰/۷۰ تا ۰/۸۰ K = ۱/۰۳
- شهرهای بزرگ یا مناطقی با ضریب بار ۶۰/. تا ۰/۷۰ K = ۱/۰۶
- شهرهای متوسط یا مناطقی با ضریب بار ۵۰ /۰ تا ۰/۶۰ K = ۱/۰۹
- مناطق کشاورزی یا مناطقی با ضریب بار ۰/۴۰ تا ۰/۵۰ K = ۱/۱۱
- مناطق گرمسیری یا مناطقی با ضریب بار ۰/۳۰ تا ۰/۴۰ K = ۱/۱۲
- متوسط بار شبکه سراسری یا مناطقی با ضریب بار۰/۶۰ K = ۱/۰۸
- در صورتیکه اطلاعاتی از بار عبوری در دست نباشد، مقدار k را میتوان معادل متوسط بار شبکه سراسری یا بار استان مورد مطالعه قرار دادکه در رابطه با مصارفی با ماهیت شبکه سراسری برق ضریب بار را میتوان بصورت زیر نشان داد:

$$LSF = 1.08\ LF^2 \quad (30)$$

اما اگر اطلاعات کلی از بار مصرفی که خطوط نیرو مورد مطالعه آنرا تغذیه می نماید در دست باشد، میتوان با توجه به نوع مصرف، مقدار K را مطابق شرحقبلی با دقت بیشتری محاسبه نمود.

۵-۳-۵-۱ روش پنجم

در صورتیکه منحنی بار عبوری از خطوط توزیع نیرو از روند نرمال تبعیت نکند، مدلهای ارائه شده در قبل برای محاسبه تلفات انرژی دارای دقت کافی نمی باشند.از این گروه مشترکین میتوان در صنایع یک شیفت ،دو شیفت یا خطوط منشعب از نیروگاههای آبی تامینکننده بار پیک یا نظائر آنرا نام برد. در چنین ضریب تلفات را می توان از رابطه زیر بدست آورد:

$$LSF = LF^3 - LF^2 + LF$$

گرچه در ضریب بارهای بالا مقدار ضریب تلفاتی که از این طریق بدست می آید با حالات قبلی تقریبا" برابر می باشد، اما این مدل تنها برای مشترکین ویژه کهقاعدتا" دارای ضریب بارهای پایینی هستند صادق است و برای سایر موارد باید از مدلهای قبلی استفاده نمود.

۶-۳-۵-۱ سایر روشها

علاوه بر مدلهایی که مطرحگردید در بسیاری از موارد ضریب تلفات بصورت های متفاوت دیگری ارائه می شود که به چند مورد اشاره می گردد.

$$LSF = LF^{1.732}$$

این رابطه مشابه مدل کلی نشان داده شده در رابطه (۲۵) می باشد با این تفاوت که برای پارامتر x عدد دیگری درج شده است در مواردی که ضریب بار پایین باشد ، دقت این مدل نسبت به رابطه (۲۴) بیشتر می باشد در برخی موارد ضریب تلفات بصورت زیر بیان می شود:

$$LSF = 0.70\ LF^2 + 0.3\ LF$$ برای شبکه های انتقال

$$LSF = 0.85\ LF^2 + 0.151\ LF$$ برای شبکه های توزیع

$$LSF = 0.70LF^2 + 0.30\ LF$$ برای شبکه های توزیع

در برخی موارد نیز بدین گونه بیان می شود:

$$LSF = LF^2 + 0.273(LF - K)$$

در این رابطه K حداقل بار عبوی بر حسب پریونیت بیان می شود و برای ضریب بارهای کمتر از ۰/۸ دارای دقت نسبی خوبی است . در صورتیکهاینمدل را بسط دهیم به رابطه زیر میرسیم:

$$LSF = 1.273\ LF^2 - 0.546\ K\ .\ LF + 0.273\ K^2$$

همانطوریکه این رابطه نشان میدهد ، این مدل یک نمونه از مدل کلی ارائه شده در رابطه (۲۰) می باشد که در حقیقت برای حالت بی باری رقم مشخصی در نظر گرفته میشود.

در یکی از مدلها ضریب تلفات برای چند نمونه از مصارف موجود در شبکه سراسری برق کشور بصورت زیر تعریف شده است

مشترکین صنعتی بزرگ	$LSF = 0.98\ LF^2 + 0.02\ LF$
معادل شبکه سراسری	$LSF = 0.95LF^2 + 0.05\ LF$
مناطق گرمسیری	$LSF = 0.8LF^2 + 0.20L$

البته ضرایب ثابت مربوط به هر مدل با توجه به نوع مصرف تعیین گردیده است، لذا برای استفاده از آنها در مطالعات سیستم لازم است تطابق و هماهنگی آنها با نوع مصرف کنترل و یا ضرایب ثابت مربوط به هر مدل محاسبه و تعیین گردد.

۶-۱ روش محاسبه ضریب تلفات

برای نشان دادن روش محاسبه ضریب تلفات و مقایسه مدلهای ارائه شده، سه نمونه از اطلاعات بار ۲۴ ساعتهکه در جدول (۱) منعکس شده مورد توجه و بررسی قرار میگیرد . البته در عمل ضریب تلفات روزانه برای مطالعات مربوط به محاسبه تلفات انرژی کاربرد خاصی ندارد بلکه عمدتا" ضریب تلفات برای دوره های یک ساله محاسبه میگردد تا خطای مربوط به اندازه گیری باعث بروز اشتباه در نتایج نگردد اما در این قسمت به منظور ارائه روش تحقیق از اطلاعات بار ۲۴ ساعته استفاده می گردد. مقادیر ضریب بار و ضریب تلفات بصورت زیر محاسبه گردیده است.

- **ضریب بار(LF): از نسبت جمع بار ۲۴ ساعته به ۲۴ برابر بار پیک بدست می آید**
- **ضریب تلفات(LSF): از نسبت جمع مجذور بار ۲۴ساعته به ۲۴ برابر مجذور بار پیک بدست می آید.**

ارقام مربوط به ضریب بار و ضریب تلفات محاسبه و در زیر جدول (۱-۱) درج گردیده است.حال برای مقایسه مدلهای ارائه شده در فصل قبل ، بکمک روابط قبلی ضریب تلفات محاسبه و یا مقادیر واقعی مقایسه می گردد.

WikiPower.ir

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول(۱-۱)اطلات بار ۲۴ ساعته برای سه حالت خاص

متوسط بار ۲۴ ساعته			ساعات شبانه
نمونه سوم	نمونه دوم	نمونه اول	روز
۶۵	۵۰	۳۷	۱
۶۰	۴۸	۳۶	۲
۵۵	۴۷	۳۶	۳
۵۰	۴۷	۳۵	۴
۵۰	۴۶	۳۵	۵
۵۷	۵۵	۴۰	۶
۶۵	۶۰	۴۵	۷
۶۸	۶۲	۵۰	۸
۷۰	۶۵	۶۶	۹
۷۵	۷۰	۶۲	۱۰
۸۰	۷۲	۶۵	۱۱
۷۸	۶۹	۶۶	۱۲
۷۵	۶۲	۶۰	۱۳
۷۲	۷۰	۵۵	۱۴
۷۰	۷۹	۵۰	۱۵
۶۸	۸۵	۵۱	۱۶
۶۸	۸۰	۵۵	۱۷
۷۲	۷۰	۶۰	۱۸
۷۸	۶۷	۶۲	۱۹
۹۰	۸۰	۸۰	۲۰
۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۲۱
۹۷	۸۲	۸۲	۲۲
۹۲	۷۳	۶۹	۲۳
۹۱	۶۲	۵۰	۲۴
۰/۷۲۳	۰/۶۶۷	۰/۵۵۹	ضریب بار
۰/۵۴۰	۰/۴۶۳	۰/۳۳۸	ضریب تلفات

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۱-۶-۱ مصارف نرمال

با توجه به مدلهای ارائه شده و همچنین اطلاعات جدول(۱-۱)ضریب تلفات محاسبه و در جدول(۲-۱) درج گردیده است. همانطور که ارقام این جدول نشان می دهند برای چند نمونه از بار ۲۴ ساعته ارائه شده ، در ضریب بارهای پایین درصد خطای مدل اول در مقایسه با مدلهای دیگر بیشتر می باشد و برای ضریب بارهای بالاتر مدل های سوم و چهارم از دقت بالایی برخوردار می باشند.

جدول (۲-۱) مقادیر ضریب تلفات واقعی و محاسبه شده

	ضریب تلفات		
	نمونه اول	نمونه دوم	نمونه سوم
مدل اول	۰/۳۱۲	۰/۴۴۴	۰/۵۲۲
مدل دوم	۰/۳۲۷	۰/۴۵۹	۰/۵۳۶
مدل سوم	۰/۳۳۲	۰/۴۶۳	۰/۵۳۹
مدل چهارم	۰/۳۳۷	۰/۴۷۰	۰/۵۳۸
مقادیر واقعی	۰/۳۳۸	۰/۴۶۳	۰/۵۴۰

۱-۶-۲ مصارف ویژه

مصارف ویژه به مصارفی اطلاق می گردد که تغییرات بار در آنها تابع ضوابط منحنی تغییرات بار سیستم نباشد و عمدتا" بار خطوط منشعب از نیروگاههای آبی ، مناطق گرمسیری یا باری با ماهیت مصارف خانگی و ... و همچنین بار خطوط توزیع که مصارف صنایع یک یا دو شیفت را تامین می نماید و یا اینکه بار عبوری از آنها فصلی بوده و یا نظایر آنها را شامل می شود.در این نوع مصارف حتی برای ضریب بارهای مساوی که با توجه به مدلهای ارائه شده، تلفات انرژی یکسان بدست می آیند، تلفات واقعی متفاوت خواهد بود.ذیلا" به چند نمونه از بار ۲۴ ساعته بصورت سمبولیک اشاره می گردد، در تمام حالات سعی گردیده ضریب بار ثابت و معادل ۰/۵۰ در نظر گرفته شود.

نمونه اول: در این نمونه فرض می شود بار عبوری از خط در ۲ ساعت اول معادل بار پیک خط (بار نسبی ۱۰۰)و در ۲۲ ساعت باقیمانده معادل ۴۵/۴۵ درصد بار پیک خط باشد(بار نسبی ۴۵/۴۵)بر این مبنا ضریب بار و ضریب تلفات بصورت زیر بدست می آید:

LF = ۰/۵۰۰

LSF = ۰/۲۷۳

نمونه دوم: در این نمونه فرض می شود ، بار عبوری از خط در ۴ ساعت اول معادل بار پیک خط (بار نسبی ۱۰۰) و در ۲۰ ساعت باقیمانده معادل ۴۰ درصد بار پیک خط باشد(بار نسبی ۴۰)براین مبنا ضریب بار و ضریب تلفات برابرند با:

LF = ۰/۵۰۰

LSF = ۰/۳۰۰

نمونه سوم: در نمونه سوم فرض می شود بار عبوری از خط در ۶ ساعت اول معادل بار پیک خط(بار نسبی ۱۰۰)و در ۱۸ ساعت باقیمانده معادل ۳۳/۳۳ درصد بار پیک خط باشد(بار نسبی ۳۳/۳۳) بر این مبنا ضریب بار و ضریب تلفات برابرند با:

LF = ۰/۵۰۰

LSF = ۰/۳۳۳

نمونه چهارم: در نمونه چهارم فرض می شود بار عبوری از خط در ۸ ساعت اول معادل بار پیک خط و در ۱۶ ساعت بعدی معادل ۲۵ درصد بار پیک خط باشد بر این مبنا ضریب بار و ضریب تلفات برابر خواهند بود با:

LF = ۰/۵۰۰

LSF = ۰/۳۷۵

همانطور که ارقام مربوط به ضریب تلفات در جدول (۳-۱) نشان می دهند حتی برای پیک بار و ضریب بارهای مساوی ضریب تلفات و در نتیجه مقدار تلفات انرژی برای نمونه های اشاره شده ممکن است تا ۳۷درصد کم یا زیاد کرد که لازم است در محاسبات تلفات انرژی به این نکته مهم توجه گردد.حال اگر مقدار ضریب تلفات از مدلهای ارائه شده در قبل محاسبه گردد، نشانگر تفاوت فاحش در نتایج خواهد بود اما اگر مقدار K از رابطه (۲۷)انتخاب گردد ،خطا کاهش می یابد که لازم است در موارد خاص از مدل چهارم که دارای خطای کمتری است استفاده گردد.

جدول۳-۱ مقادیر ضریب تلفات سه نمونه مختلف از بارهای ویژه

مدلهای مورد مطالعه	ضریب بار	ضریب تلفات			
		نمونه ۱	نمونه ۲	نمونه ۳	نمونه ۴
مقدار واقعی	۰/۵۰	۰/۲۷۳	۰/۳۰۰	۰/۳۳۳	۰/۳۷۵
مدل امل	۰/۵۰	۰/۲۵۰	۰/۲۵۰	۰/۲۵۰	۰/۲۵۰
مدل دوم	۰/۵۰	۰/۲۶۴	۰/۲۶۴	۰/۲۶۴	۰/۲۶۴
مدل سوم	۰/۵۰	۰/۲۷۰	۰/۲۷۰	۰/۲۷۰	۰/۲۷۰
مدل چهارم	۰/۵۰	۰/۲۸۸	۰/۳۰۰	۰/۲۹۰	۰/۴۰۰

۳-۶-۱ محاسبه تلفات انرژی

با توجه به آنچه گفته شد ،میزان تلفات انرژی در دوره زمانی T در یک خط انتقال یا شبکه را میتوان از رابطه زیر بدست آورد:

$$EL = T \cdot LSF \cdot PL \quad (31)$$

در این رابطه T دوره مطالعه به ساعت که برای یک دوره یک ساله مقدار آن برابر ۸۷۶۰ ساعت می باشد ،LSF ضریب تلفات در دوره مطالعه و PL تلفات در بار پیک می باشد.

باید دقت شود اگر مقدار تلفات قدرت یا PL با توجه به مطالب قبلی به درستی انتخاب نشود ، ممکن است تلفات انرژی تا درصد قابل توجهی کم یا زیاد محاسبه گردد . از عوامل مهمی که در این رابطه باید به آنها دقت شود انتخاب درجه حرارت مناسب برای محاسبه مقاومت هادیها ، زمان وقوع پیک بار و همچنین دامنه تغییرات ولتاژ و ضریب قدرت میباشد.

رابطه (۳۱) یک رابطه کلی است و می تواند برای محاسبه تلفات اهمی در کلیه تجهیزات مورد استفاده قرار گیرد، اما ضریب تلفات یا LSF بستگی به ماهیت بار عبوری از مصرف کننده مورد مطالعه دارد که بر حسب مورد و با توجه به منحنی تغییرات بار مصرفی باید تعیین گردد

۷-۱- رابطه تلفات و انرژی مبادله شده

گرچه روشهاو مدلهای متعددی جهت محاسبه تلفات انرژی در خطوط نیرو ارائه گردیده است ولی در تمام روش ها بدون آگاهی از ضریب بار و تلفات در بار پیک امکان محاسبه تلفات انرژی میسر نمی باشد. بدون احتساب تلفات انرژی تنها انرژی مبادله شده در خط محاسبه می شود یا به عبارت دیگر جمع بار ساعتی بصورت زیر می باشد:

$$E = P_1 + P_2 + \ldots + P_t$$

مقدار تلفات انرژی در دوره مطالعه از رابطه زیر بدست می آید:

$$EL = \frac{R}{1000\ U^2} (S_1^2 + S_2^2 + \ldots + S_t^2)$$

(32)

در رابطه فوق R مقاومت هادی در کل مسیر خط انتقال بر حسب اهم، U ولتاژ خطی به کیلو ولت ، S_i توان انتقالی در ساعات i بر حسب کیلو ولت آمپر و EL انرژی تلف شده بر حسب کیلو وات ساعت می باشد در صورتیکه متوسط ضریب قدرت بار عبوری را با CosΦ نشان دهیم رابطه قبلی بصورت زیر در می آید:

$$EL = \frac{R}{1000(U.Cos\Phi)^2} SP$$

(33)

در این رابطه SP از رابطه زیر بدست می آید، البته این ضریب تابعی است از منحنی تغییرات بار عبوری از خطوط انتقال نیرو.

$$SP = P_1^2 + P_2^2 + \dots + P_n^2$$

(34)

تعیین مقدار SP بدون در دست داشتن اطلاعات بار سیستم عملی نیست ولی بررسی های انجام شده نشان می دهد که مقدار SP همواره در حد فاصل SP_{MIN}, SP_{MAX}تغییر میکند ،که مقادیر حداکثر و حداقل SP بصورت زیر بیان می شود.

۱-۷-۱ حداقل تلفات

موقعی که SP کمترین مقدار خود را دارا می باشد تلفات انرژی به حداقل مقدار خود می رسد در چنین حالت مقادیر P_1 , P_2 , ... , P_nبا هم برابر و مساوی P می باشند یا به عبارت دیگر در این حالت بار مصرفی در تمام ساعات با هم برابرند، در چنین وضعیتی رابطه (۳۳) بدین صورت در می آید:

$$SP = T. P^2$$

(35)

با توجه به اینکه تنها E یا انرژی مبادله شده در دست است لذا با جای گذاری $P = E . T$ در رابطه (۳۵) داریم:

$$SP_{min} = E^2 / T$$

(36)

در این روابط P توان انتقالی و T پریود مورد مطالعه بر حسب ساعت می باشد.

۱-۷-۲ حداکثر تلفات

بر اساس بررسی های انجام شده مقدار حداکثر تلفات وقتی اتفاق می افتد که SP ماکزیمم مقدار خود را دارا باشد در چنین حالتی SP را میتوان از رابطه زیر بدست آورد:

$$SP_{max}= (0.96 + 0.04/x^2) \cdot E^2 / T$$

(37)

در این رابطه x نسبت بار حداقل به بار حداکثر عبوری از خط انتقال نیرو می باشد، البته همانطور که قبلا" اشاره گردید باید $X>0.3$ باشد.

۳-۷-۱ متوسط تلفات

متوسط مقدار SP یا SPave از متوسط مجموع مقادیر حداقل و حداکثر SP و بصورت زیر محاسبه و تعیین می گردد در این حالت نیز با استفاده از ضریب متوسط میتوان مقدار متوسط تلفات را بدست آورد:

$$SP_{ave} = (SP_{max} + SP_{min}) / 2$$

(38)

$$SP_{ave} = (0.98 + 0.02/x^2) \cdot E^2 / T$$

(39)

مقدار SP_{ave} با توجه به منحنی تغییرات بار و با آگاهی از مقدار x تعیین میگردد.

۴-۷-۱ رابطه تلفات و انرژی انتقالی

با در دست داشتن مقدار SP_{ave} میتوان مقدار تلفات انرژی را در دوره T از رابطه زیر بدست می آید:

$$EL=(0.98 + 0.02/x^2) \cdot \frac{R}{1000T} \cdot (\frac{E}{U \cdot COS\Phi})^2$$

(40)

در این رابطه EL مقدار تلفات انرژی در پریود T ، به کیلو وات ساعت،E انرژی مبادله شده ،x نسبت بار حداقل به حداکثر و T پریود زمانی مورد مطالعه به ساعت می باشد.

بطور مثال برای باری با ماهیت بار شبکه سراسری که مقدار متوسط xبرابر ۰/۴۵ و با احتساب$\cos\Phi$ رابطه (۴۰) بصورت زیر در می آید:

$$EL = 0.0015 \frac{R}{T} . (\frac{E}{U})^2$$

(41)

برای مصارف پارامترهای فوق الذکر باید با توجه به نوع مصرف تخمین زده شوند، بعنوان مثال اگر هدف برآورد تلفات انرژی در شبکه یا خط تغذیه کننده یک مرکز صنعتی یا تجاری یا خانگی و یا نظایر آنها می باشند ، این ضرایب با توجه به مصارف مشابه در نظر گرفته می شوند، اما در صورتیکه هیچ اطلاعاتی در دست نباشد رابطه (۴۱) میتواند مورد استفاده قرار گیرد ، که مسلما" نتایج محاسبات تقریبی است.

ذکر این نقطه ضروری است که در برخی موارد ممکن است جهت بار عبوری از خطوط انتقال یا توزیع نیرو در طول شبانه روز یا هفته یا ماه تغییر نماید یا بعبارت دیگر ممکن است در ساعتی از سال یا ماه انرژی ارسال و در ساعاتی دیگر انرژی دریافت گردد، در چنین موارد مقدار E یا انرژی مبادله شده از جمع انرژی دریافتی و ارسالی بدست می آید.

WikiPower.ir

۸-۱ تلفات در بارهای ناپیوسته

در یک مطالعه پژوهشی که با هدف بررسی تلفات انرژی در خطوط توزیع انجام شد، یک خط انتقال ۲۰کیلو ولت تک مداره انتخاب گردید. هدف از انجام این تحقیق ارزیابی تلفات و کنترل تقریبی مقدار آن با استفاده از مدل های جهانی بوده است. برای انجام این بررسی لازم است اطلاعات مربوط به خط و میزان انرژی انتقالی در یک دوره مشخص ثبت گردیده است.

در اولین گام میزان تلفات انرژی از طریق مدلهای جهانی محاسبه و با مقادیر اندازه گیری شده مقایسه گردید. انتظار اولیه این بود که مقادیر اندازه گیری شده و مقایسه شده تقریبا" باهم مساوی باشند، اما بر خلاف تصورات اولیه اختلاف بین این دو بسیار بود، بطوریکه تلفات اندازه گیری شده تقریبا" ۵۳۰۰ کیلو وات ساعت اما تلفاتی که از طریق مدلهای جهانی محاسبه گردید حدود ۲۶۷۰ کیلو وات ساعت بود. با توجه

به اینکه شکی در دقت لوازم اندازه گیری وجود نداشت، برای تعیین علت وجود این اختلاف تصمیم گرفته شد با توجه به بار ۲۴ ساعته، مقاومت هادیهای خطوط و درجه حرارت متوسط هادی و محیط مقدار تلفات در دوره مطالعه محاسبه گردد. براین مبنا و بکمک رابطه (۱۲)،تلفات انرژی محاسبه گردید، که این رقم نیز در جدول (۴-۱) درج گردید، همانطوریکه ملاحظه می شود این دو عدد به هم نزدیک می باشند (۵۳۰۰ و۵۱۵۰) بعبارت دیگر این بررسی نشان میدهد که مدل های بین المللی که برای محاسبه تلفات انرژی ارائه شده اند برای برخی از مصارف دقت کافی را ندارند

برای دستیابی به مواردی که مدلهای جهانی دارای خطا بوده اند لازم دیده شد این بررسی برای نمونه های مختلفی از مشترکین که دارای منحنی تغییرات بار متفاوتی بوده اند مورد بررسی و سپس علل عدم کفایت این سری از روابط مورد بحث و بررسی قرار گیرند.

WikiPower.ir

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول ۴-۱-برخی از مشخصات عمده خط توزیع و مقادیر انرژی مبادله شده و تلفات خط

عوامل مورد مطالعه	واحد	مقدار
ولتاژ خط	کیلو وات	۲۰
طول خط	کیلو متر	۵/۸
نوع هادی	KCM	۱۰۵
مقاومت هادی	Ohm/km - 20°c	۰/۲۵۴۴
متوسط درجه حرارت هادی	درجه سانتیگراد	۲۰
متوسط درجه حرارت محیط	درجه سانتیگراد	۵
پیک بار	کیلو وات	۴۴۰۰
انرژی ارسالی	کیلو وات ساعت	۲۸۱۰۰۰
میزان تلفات انرژی		
- تلفات اندازه گیری شده	کیلو وات ساعت	۵۳۰۰
- محاسبه به روش بین المللی	کیلو وات ساعت	۲۶۷۰
- محاسبه به روش مستقیم	کیلو وات ساعت	۵۱۵۰

WikiPower.ir

۱-۸-۱ مصارف ویژه

برای مصرف کنندگان با مصارف عادی ، معمولا" مدل های معرفی شده برای محاسبه ضریب تلفات دارای دقت کافی است. اما اگر منحنی تغییرات بار مشترکین از روال خاصی تبعیت نکند، استفاده از این مدل ها برای محاسبه ضریب تلفات مناسب نمی باشد. برخی از انواع مصرف کنندگان یا مشترکین را میتوان شمول موارد زیر دانست:

- خطوطی که بار مشترکین تک شیفت یا دو شیفت را منتقل می نماید.
- خطوطی که بارشان در برخی از ساعات روزتقریبا صفر یا کم است.
- مشترکینی که بصورت غیر پیوسته از برق استفاده می کنند.

- مشترکین فصلی نظیر مصرف کنندگان کشاورزی
- مصارف تجاری و عمومی یا نظائر آنها که تنها در ساعات محدودی از شبکه برق رسانی تغذیه می نمایند.

با توجه به مطالب بالا ضریب تلفات ممکن است در دامنه مشخصی تغییر نماید اما در تحت هر شریط مقدار آن در محدوده زیر تغییر می کند:

$$LF < LSF < LF^2 \quad (42)$$

در خطوط توزیعی که بار عبوری از آنها از نوع غیر معمول می باشد، برای محاسبه تلفات انرژی نمی توان از مدل های معتبر جهانی استفاده نمود، چون برای میزان مشخصی از ضریب بار ممکن است ضرایب تلفات متعددی بدست آید و هر چه ضریب بار کوچکتر باشد دامنه انحراف از مدل های بین المللی بیشتر است. در جول (۵-۱) ضریب تلقات برای مقادیر مختلفی از ضریب بار محاسبه شده است. در این جدول حد پایین موقعی اتفاق می افتد که ضریب بار در تمام ساعات مختلف شبانه روز یکسان باشد جز در زمان محدودی که بار به مقدار پیک می رسد و حد بالا موقعی اتفاق می افتد که انرژی انتقالی در ساعات محدود و با باری معادل بار پیک انتقال یابد. بعنوان مثال وقتی ضریب بار ۰/۵۰ می باشد، ضریب تلفات موقعی ماکزیمم است که در ۱۲ ساعت از روز باری معادل بار پیک از خط عبور کند و در بقیه ساعات شبانه روز خط بی بار باشد. در چنین حالتی شرایط حد بالا اتفاق می افتد. ام در عمل چون بار عبوری از خطوط برق رسانی بدلیل تغییرات نیاز مصرف، دائما" در حال نوسانمی باشند، در نتیجه مقادیر ضریب تلفات نیز در محدوده LF^2 و LF تغییر خواهد کرد.

جدل ۵-۱ –دامنه تغییرت ضریب تلفات در بارهای غیر نرمال

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

ضریب بار	ضریب تلفات		نسبت حد بالا به حد پایین
	حد بالا	حد پایین	
۰/۲۰	۰/۲۰	۰/۰۴	۵
۰/۳۰	۰/۳۰	۰/۰۹	۳/۳۳
۰/۴۰	۰/۴۰	۰/۰۱۶	۲/۵۰
۰/۵۰	۰/۵۰	۰/۲۵	۲
۰/۶۰	۰/۶۰	۰/۳۶	۱/۶۶
۰/۸۰	۰/۸۰	۰/۶۴	۱/۲۵
۱	۱	۱	۱

بعنوان مثال وقتی ضریب بار حدود ۰/۳۰ باشد ضریب تلفات در محدوده ۰/۰۹ تا ۰/۳۰ تغییر می کند که در نتیجه نسبت حداکثر ضریب تلفات به حداقل ضریب تلفات معادل ۳/۳۳خواهد شد ، که بهمین نسبت تلفات انرژی نیز دستخوش تغییر خواهد شد ، بعبارت دیگر این مطلب بیانگر این واقعیت است که در صورت عدم دقت در انتخاب مدل مناسب در این نمونه خاص مقدار تلفات ممکن است ۳/۳۳ برابر کم یا زیاد شود.

۲-۸-۱ ارائه مدل مناسب

مسلما" این پرسش مطرح می گردد که علت این اختلاف چیست؟ یا چگونه می توان به عدم کفایت اینگونه مدل ها پی برد برای پاسخگویی به این سوالات بررسی را بر اساس چند نمونه بار که در جدول (۶-۱) آورده شده است ادامه می دهیم.

با توجه به ارقام جدول (۶-۱) و مدل های ارائه شده مقادیر ضریب تلفات و ضریب بار در چهار حالت خاص بررسی می شود، که در جدول(۷-۱) نشان داده شده است. همانطوریکه از این جدول مشهود است در صورتی که منحنی تغییرات بار از روند نرمالی پیروی می کند(که بطور طبیعی منحنی تغییرات شبکه های بزرگ چنین است) رابطه ضریب تلفات و ضریب بار از مدل های موجود دنیا بخوبی تبعیت می کنند ، که در جدول (۶-۱) با وجود اینکه نمونه های شماره ۱ و ۲ با منحنی های نرمال یکسانی و تطابقی ندارند، اما

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

باز هم روابط و مدل های معتبر در مورد آنها برقرار می باشد، اما در صورتیکه فرم منحنی تغییرات بار شکل نرمالی نداشته باشد(مانند نمونه های ۳ و ۴)، ضریب تلفات نیز از مدل های فوق تبعیت نمی کنند، که نتایج محاسبات نشان داده شده در جدول(۷-۱) نشانگر این واقعیت می باشند.

جدول۶-۱ : متوسط بار نسبی ۲۴ ساعته در چهار نمونه مختلف

ساعات شبانه روز	نمونه ۱ بار مداوم مصرف شهری	نمونه ۲ بار دو شیفت صنایع دارویی	نمونه ۳ بار یک شیفت صنایع خانگی	نمونه ۴ بار یک شیفت صنایع ذوب فلز
۱	۵۰	۲۷	۸	۱۸
۲	۵۰	۲۵	۸	۱۸
۳	۵۰	۲۵	۷	۱۸
۴	۵۰	۴۶	۷	۲۰
۵	۵۸	۴۵	۷	۲۰
۶	۶۷	۴۵	۸	۲۰
۷	۵۸	۷۴	۷	۲۰
۸	۵۴	۷۶	۷	۱۰۰
۹	۵۴	۸۴	۱۰۰	۱۰۰
۱۰	۵۴	۸۴	۹۷	۹۸
۱۱	۵۰	۱۰۰	۹۵	۹۷
۱۲	۵۰	۹۵	۹۵	۱۰۰
۱۳	۵۰	۹۵	۵۵	۱۰۰
۱۴	۵۰	۹۰	۹۶	۶۰
۱۵	۵۴	۹۵	۹۵	۶۰
۱۶	۶۷	۷۴	۸۵	۸۰
۱۷	۱۰۰	۶۳	۸	۲۰
۱۸	۸۳	۶۳	۸	۲۰
۱۹	۸۳	۵۳	۸	۲۰
۲۰	۷۵	۳۲	۸	۲۰

۲۱	۶۷	۳۱	۸	۴۰
۲۲	۵۸	۳۰	۸	۲۰
۲۳	۵۰	۲۸	۸	۶۰
۲۴	۵۰	۲۷	۸	۲۰

جدول ۷-۱: ضریب بار و ضریب تلفات در نمونه های مورد مطالعه(در صد)

روش انتخابی برای محاسبه	نمونه ۱	نمونه ۲	نمونه ۳	نمونه ۴
ضریب بار	۶۰	۵۷	۳۸	۴۸
ضریب تلفات				
روش مستقیم(رابطه ۳۳)	۳۷	۴۰	۳۱	۳۴
روش بین المللی (رابطه ۲۵)	۳۷	۳۴	۱۶	۲۴
مدل جدید(رابطه ۴۵)	۳۶	۴۳	۳۰	۳۷
مدل جدید (رابطه ۴۶)	۴۵	۴۳	۲۹	۳۶

آنچه تا کنون مطرح گردید نشان می دهد که استفاده از مدل های موجود برای محاسبه تلفات انرژی در خطوطی که بار آنها نرمال نباشد، مناسب نیست و حتی در برخی موارد ممکن است مقدار تلفات واقعی به چند برابر مقدار محاسباتی برسد. برای دسترسی به یک مدل مناسب لازم است با توجه به روش های متداول و از طریق آمار و اطلاعات بار ۲۴ ساعته و آنهم در یک دوره بلند مدت نسبت به یک مدل سازی اقدام نمود. بررسی های انجام شده نشان می دهد ، که ضریب تلفات در چنین حالات ضمن اینکه تابعی

است از مجذور ضریب بار به تعداد ساعات پرباری و کم باری نیز بستگی دارد، کهپس از بررسی های مختلف،رابطه کلی زیر بدست آمده است:

$$LSF = h \cdot LF^2 + (1-H) \cdot LF$$

(44)

در این رابطه h درصد ساعاتی است که بار عبوری از خط بیش از بار متوسط می باشد. بعنوان مثال اگر خط مورد مطالعه ، بار مورد نیاز یک مشترک یک شیفت را انتقال دهد (یعنی بار خط ۸ ساعت در روز زیاد و در بقیه ساعات کم یا بی بار باشد). مقدار h از نسبت ۸ بر ۲۴ بدست می آید یا :

$$LSF = 0.33\ LF^2 + 0.67\ LF$$

(45)

در صورتیکه ساعات پرباری زیاد باشد مقدار h نیز افزایش می یابد و در نتیجه رابطه (۴۴) بصورت کلی رابطه (۲۲) تبدیل می گردد. در برخی از مشترکین برق یا مصارف ویژه مقدار h تقریبا" در محدوده ضریب بار می باشد ، در چنین مواردی برای سهولت محاسبه و ساده سازی مدل ، رابطه (۴۴) را میتوان بصورت رابطه (۴۶) نیز نشان داد، که البته تقریب این رابطه نسبت به رابطه (۴۴) بیشتر است.

$$LSF = LF \cdot LF^2 + (1-LF) \cdot LF$$

$$LSF = LF^3 - LF^2 + LF$$

(46)

گرچه در ضریب بارهای بالا ضریب تلفاتی که از این مدل بدست می آید تقریبا" با مدلهای قبلی تطابق دارد اما این رابطه ترجیحا" تنها برای خطوطی که بار نا پیوسته را از خود عبور می دهند کاربرد بیشتری را دارد و در سایر باید از مدلهای ارائه شده در بخش های قبل بهره گرفت. حال با توجه نمونه بارهای ارائه شده در جدول(۶-۱) روابط (۴۴) و (۴۶) را کنترل و مورد بررسی قرار می دهیم ، برای این منظور ابتدا به کمک این روابط مقادیر ضریب تلفات برای هر یک از نمونه بارهای ارائه شده محاسبه و نتایج بدست آمده در جدول(۶-۱) درج می گردد و سپس ضرایب محاسبه شده با مقادیر واقعی که مستقیما" بکمک ارقام

جدول (۶-۱) تعیین شده اند بشرح زیر مورد مقایسه قرار می گیرند تا نقاط ضعف و قوت هر یک بررسی و مشخص شوند.

۳-۸-۱ بررسی مدل مناسب

همانطور که جدول (۷-۱) نشان می دهد ، مقادیر ضریب تلفات در نمونه بارهای ۱ و ۲ که از طریق یکی از مدلهای بین المللی محاسبه گردید دارای دقت خوبی است اما در حالات ۳ و ۴ اختلافات فاحشی وجود دارد که علت این اختلافات ناپیوسته بودن بار عبوری از خط مورد نظر می باشد ، این بررسی نشان می دهد در خطوط انتقال یا توزیع نیرو که بار مصرف کنندگان ویژه ای (با مصرف محدود) را از خود عبور می دهند بکارگیری روشهای بین المللی برای محاسبه تلفات انرژی نمی تواند منطقی باشد بلکه لازم است روابط جدید ارائه شده در این مجموعه مورد استفاده قرار گیرند ضمنا" به کمک این مدل و منحنی تغییرات بار ۲۴ ساعته میتوان تا حدود زیادی درباره خطای لوازم اندازه گیری نیز بررسی و تصمیم گیری نمود.

بررسی های انجام شده نشان می دهد که روش های معمول محاسبه انرژی که مبتنی بر استفاده از مدل های بین المللی می باشد گرچه برای مشترکینی با منحنی بار یکنواخت تا حدود زیادی دقت دارند ، اما برای خطوط توزیع که بار عبوری از آنها از روند یکنواختی تبعیت نمی کند صادق نیست، بعبارت دیگر اگر در محاسبه تلفات انرژی از این سری مدل ها استفاده گردد، ممکن است تلفات انرژی در خط را در بعضی مواقع تا چندین برابر کمتر از مقدار واقعی خود نشان دهد و در نتیجه عدم کفایت آنها در اینگونه موارد به روشنی مشخص می گردد.

در این بخش سعی شد با توجه به کاستی های مدل های معتبر جهان در محاسبه تلفات انرژی در موارد خاص ، روش و مدل جدیدی که مبتنی بر شرایط شبکه ایران باشد پیشنهاد گردد. بکمک این مدل ضمن اینکه میتوان تلفات انرژی را در خطوط توزیع با دقت خوبی برآورد نمود از نتایج آن می توان در زمینه های مختلف از جمله موارد زیر نیز بهره گرفت:

- آگاهی از مقادیر واقعی تلفات انرژی در خطوط توزیع نیرو

- رفع اختلافات انرژی تحویلی با مشترکین در شرایط خرابی کنتورها
- اندازه گیری دقیقتر تلفات و در نتیجه انتخاب بهینه مقاطع کابلها و هادیهای خطوط توزیع و یا سایر تجهیزات پستها
- امکان انجام محاسبات و مقایسات دقیق تر در طرح های برق رسانی

۹-۱ ارزش تلفات در شبکه

در شبکه برق رسانی وقتی موضوع بهینه سازی سیستم یا طراحی اقتصادی مطرح می گردد، یکی از پارامترهای مهم و موثر میزان و ارزش تلفات الکتریکی که دارای کاربرد گسترده ای باشد میتواند کاری بسیار مفید و موثر باشد.

محاسبه ارزش تلفات گرچه بظاهر کار ساده ای است ولی عملا بدلیل موثر بودن بسیاری از پارامترها در مقادیر تلفات قدرت و انرژی ،محاسبه آن در سیستم همواره کار ساده ای نیست، بطوریکه برای یک دیماند مشخص مقدار آن ممکن است تا ده برابر ،کم یا زیاد گردد.لذابا توجه به اینکه ارزش یک کیلو وات از توان تلف شده نقش موثری در مطالعات اقتصادی به ویژه در انتخاب ظرفیت تجهیزات و دیگر پارامترهای سیستم داراست و در خطوط انتقال و توزیع نیرو این عامل در انتخاب ولتاژ، تعداد مدارات ، مقطع هادیهاو همچنین چگالی اقتصادی جریان نقش مستقیم دارد، لذا سعی می شود روش مناسبی جهت محاسبه ارزش تلفات الکتریکی در شبکه های انتقال و توزیع نیرو ارائه گردد تا امکان دسترسی به نتایج دقیقتر میسر گردد.

۱-۹-۱ عوامل موثر در تلفات توان

در کلیه مطالعات بهینه سازی سیستم، تلفات الکتریکی نقش عمده ای را بعهده دارند که این عامل در مطالعات اقتصادی بصورت ارزش تلفات منظور می گردد. تا کنون روشهای زیادی جهت محاسبه تلفات ارائه گردیده است که عمدتا" بر پایه آمار بار مصرفی و اطلاعات مربوط به سوابق بهره برداری از سیستم میباشد، ولی تا کنون مدل واحدی جهت محاسبه ارزش تلفات الکتریکی ارائه نگردیده است که یکی از دلایل آن یکسان نبودن شرایط بهره برداری و اقتصادی در کشورهای مختلف جهان می باشد.

آگاهی از ارزش واقعی تلفات الکتریکی در بهره برداری ، طراحی و حتی خرید تجهیزات نقش اساسی دارد بطوریکه در انتخاب ولتاژ خطوط انتقال و توزیع نیرو ،طراحی و مقایسه و خرید انواع ترانسفورماتورها و راکتورها، طراحی و ارزیابی مناقصات انواع نیروگاهها ، اصلاح ضریب قدرت شبکه و بطور کلی انواع مطالعات بهینه سازی شبکه های انتقل و توزیع نیرو، ارزش تلفات دخالت مستقیم دارد ومسلما" هرگونه خطا در روش محاسبه باعث ایجاد اشتباه در نتیجه خواهد بود.

گرچه ظاهرا" رزش یک کیلو وات تلفات الکتریکی در مصارف مختلف یکسان بنظر می رسند ولی دخالت داشتن پارامترهای مختلف در مقدار تلفات انرژی باعث می شود که ارزش یک کیلو وات از تلفات الکتریکی حتی در یک مصرف کننده خاص مانند ترانسفورماتورها، راکتورها، ژنراتورها و یا حتی در خطوط انتقال و توزیع نیرو ارقام متفاوتی را بخود اختصاص دهد که این اختلاف در ارزش تلفات عمدتا" تحت تاثیر عوامل زیر بوجود می آیند:

- میزان تلفات قدرت
- زمان وقوع تلفات ماکزیمم
- ضریب بار مصرف
- ساعات بهره برداری
- موقعیت محلی
- وظیفه خط انتقال

سعی می شود ضمن تشریح عوامل فوق الذکر، مدل مناسبی جهت محاسبه ارزش تلفات انرژی الکتریکی در شبکه های توزیع و شبکه های داخلی صنایع ارائه گردد، بررسی ها نشان می دهد که حتی برای یک دیماند مشخص و معین ، ارزش تلفات انرژی در محدوده وسیعی تغییر خواهد کرد.

۲-۹-۱ عوامل موثر در محاسبه ارزش تلفات

در محاسبه ارزش تلفات انرژی الکتریکی ، علاوه بر دیماند مصرف عوامل مختلف دیگری نیز دخالت دارند که ذیلا" به آنها اشاره می گردد:چ

۱-۲-۹-۱ مقدار تلفات

هر کیلو وات از تلفات الکتریکی در ساعات پیک سیستم باعث تقلیل توان مفید نیروگاهها و بهمان اندازه باعث اشغال ظرفیت تجهیزات و تاسیسات شبکه و نتیجتا" بهدر رفتن سرمایه گذاری ملی می گردد، لذا در مدل سازی و محاسبه ارزش تلفات الکتریکی یکی از نکات مهم ، توجه داشتن به میزان تلفات توان در ساعات پیک شبکه می باشد . علاوه بر آن هر عاملی که دارای تلفات توان باشد دارای تلفات انرژی نیز می باشد که بهمان نسبت از انرژی خالص تولیدی نیرو گاه می کاهد ، بنابراین در محاسبه ارزش تلفات الکتریکی باید به این دو عامل مهم یعنی تلفات قدرت و تلفات انرژی الکتریکی توجه کافی گردد.

۱-۲-۹-۲ زمان وقوع تلفات

همانطور که قبلا" اشاره شد تاثیر عمده و موثر تلفات الکتریکی کاهش توان مفید نیروگاهها می باشد، بعبارت دیگر در دو شبکه با پیک مصرف برابر ، در شبکه پر تلفات باید نیروگاه بیشتری نصب نمود. اما اگر مصرف کننده ای در ساعات پیک وارد مدار نشود ، تلفات آن باعث تقلیل توان مفید نمی گردد، لذا د مدل محاسبه تلفات انرژی باید به زمان وقوع تلفات نیز توجه گردد، بنابراین در خطوط انتقال یا توزیع نیرو ، ترانسفورماتورها و سایر تجهیزاتی که پیک بار آنها منطبق با پیک شبکه سراسری نباشد ارزش تلفات کمتر خواهد بود.

۱-۲-۹-۳ ضریب بار

عامل مهم دیگری که در محاسبه ارزش تلفات دخالت دارد ضریب بار می باشد، بطوریکه برای مصرف کنندگانی که ضریب بار آنها کم باشد تلفات انرژی برای یک توان معین کمتر از مصرف کنندگانی است که دارای ضریب بار بالاست، بنابراین ارزش تلفات انرژی در خطوط توزیع نیرو که با توان مساوی انرژی متفاوتی را منتقل می نماید برابر نمی باشد

۱-۲-۹-۴ ساعات بهره برداری

مشترکین سه شیفت ، دو شیفت ، یک شیفت و یا مصرف کنندگانی که در ساعات محدودی از روز انرژی الکتریکی مورد استفاده قرار می دهند، بدلیل اینکه در برخی از ساعات شبانه روز بی بار یا کم بار می باشد، دارای تلفات انرژی کمتری در مقایسه با مشترکینی هستند که مستمرا" انرژی الکتریکی را مصرف می کنند. بطور کلی خطوط انتقال یا توزیع نیرو که بطور پیوسته مورد بهره برداری قرار می گیرند و یا اینکه در ساعات محدودی از روز مورد استفاده قرار می گیرند، تلفات انرژی و در نتیجه ارزش تلفات در آنها متفاوت است . در این رابطه می توان به خطوط منشعب از نیروگاههای آبی اشاره نمود که بارگذاری آنها تابعی از برنامه ریزی مصرف آب نیز می باشد در چنین شرایطی حتی اگر توان و انرژی انتقالی خط انتقال با هم برابر باشند ولی چون در یکی از خطوط بار مستمر و در خط انتقال دیگر بار غیر مستمر عبور می کند، مقدار تلفات انرژی و در نتیجه ارزش تلفات متفاوت می باشد.

۵-۲-۹-۱ موقعیت محلی

یکی از پارامترهای مهم دیگری که در محاسبه ارزش تلفات دخالت دارد ،موقعیت محلی یا مکانی خط می باشد چون بر حسب اینکه خط دور یا نزدیک نیروگاه باشد، بهای انرژی هدر رفته متفاوت می باشد لذا لازو است در محاسبه ارزش تلفات به این نکته توجه گردد. در مواردیکه قیمت فروش انرژی در نقاط مختلف شبکه یکسان در نظر گرفته می شود برای ملحوظ کردن این عامل باید متناسب با موقعیت محلی خط انتقال و میزان تلفات مسیر، ضریب افزاینده ای برای این منظور در نظر گرفته شود.

۳-۹-۱ ویژگیهای مصرف

برای ارائه مدل مناسب جهت محاسبه ارزس تلفات در سطح شرکتهای تولید نیرو، توزیع نیرو و یا شبکه های داخلی صنایع باید با توجه به ویژگیهای هر یک نسبت به مدل سازی اقدام نمود که در این قسمت به این موارد اشاره می شود البته همانطور که ذیلا" اشاره خواهد شد اگر منافع ملی مطرح نباشد ارزش تلفات الکتریکی در یک تجهیزات مشخص بر حسب اینکه در چه شبکه ای نصب شده باشد و یا با چه تعرفه ای نرخ فروش برق آنها محاسبه شود، متفاوت است.

۱-۳-۹-۱ شرکتهای تولید نیرو: در این شرکتها هدر رفتن یک کیلو وات از انرژی الکتریکی معادل هدر رفتن بیش از یک کیلو وات مفید نیروگاهها می باشد و علاوه بر آن با توجه به اینکه تلفات بصورت مستمر وجود دارد، مقادیری از انرژی تولیدی نیروگاهها نیز باید جهت این منظور اختصاص یابد، که زیان مضاعفی است

۱-۳-۹-۲ شرکتهای توزیع نیرو: با توجه به اینکه این شرکتها خریداران انرژی الکتریکی از شرکت های تولید نیرو می باشند، لذا هدر رفتن یک کیلو وات ساعت از انرژی تولیدی اینگونه شرکتها بمنزله از دست رفتن بیش از یک کیلو وات ساعت از انرژی خریداری شده می باشد که این اختلاف ناشی از تلفات شبکه های توزیعنیرو می باشد. ضمنا" شرکتهایی که دارای نیروگاههای برق می باشند محاسبه ارزش تلفات باید تلفیقی از این روش انجام گیرد.

۱-۳-۹-۳ شبکه های داخلی صنایع :ارزش تلفات در شبکه های داخلی صنایع و همچنین کارخانجات بزرگ، شرکتهای صنعتی، شرکتهای مسکونی یا هر مجتمع بزرگی که خریدار برق باشند، دارای قاعده یکسانی هستند . زیان ناشی از هر کیلو وات ساعت از انرژی هدر رفته در این گروه از مصرف کنندگان با توجه به تعرفه های فروش برق با آنها محاسبه می گردد.

به این ترتیب ارزش هر کیلو وات از توان هدر رفته بر حسب اینکه در چه مشترکی باشد و یا با چه تعرفه ای بهای انرژی مصرفی آن محاسبه می گردد، متفاوت خواهد بود که البته این اختلاف ناشی از تفاوت بهای دیماند و انرژی در تعرفه های مختلف می باشد.

۱-۹-۴ مدل ریاضی مقدار تلفات: همانطور که قبلا" اشاره گردید، در محاسبه تلفات دیماند و انرژی ، عوامل مختلفی چون دیماند تلفات، ضریب بار ، ضریب تلفات ، و در نتیجه انرژِ هدر رفته، ساعات بهره برداری، موقعیت محلی مصرف کننده یا شبکه مورد مطالعه، تعرفه فروش برق، زمان وقوع پیک تلفات و غیره دخالت دارند که ب حسب مورد باید مورد بررسی و توجه قرار گیرند.

۱-۴-۹-۱ تلفات دیماند : بطور کلی در هر شبکه مجموع ظرفیت نسب شده نیروگاهها بیش از پیک مصرف می باشد، که این تفاوت بستگی به قدرت ذخیره سیستم دارد، بنابراین اگر دیماند تلفات یا تلفات در بار پیک را با PL نشان دهیم مسلما" بیش از این مقدار از ظرفیت مفید نیروگاهها کاستهع می شود، که این مطلب را می توان بصورت رابطه زیر نشان داد:

$$DL = GRF \cdot PL \quad (47)$$

که در این رابطه DL ظرفیت از دست رفته نیروگاه، PL توان تولید شده نیروگاه و GRF ضریب ذخیره تولید(نسبت قدرت نصب شده به پیک مصرف) می باشد.

حال اگر پیک بار مصرف کننده و در نتیجه پیک تلفات آن در ساعات پیک سیستم نباشد مسلما" مقدار DL تقلیل می یابد، چون ظرفیت نیروگاهها بر اساس جمع مصارف ساعات پیک و ضریب ذخیره تولید تنظیم می گردند. برای دخالت دادن این فاکتور در مدل جدید ضریب جدیدی بنام ضریب همزمانی با پیک سیستم و بصورت زیر تعریف میکنیم:

$$CF = \text{پیک مصرف مشترک / دیماند مشترک در ساعات پیک سیستم} \quad (48)$$

همانطور که این رابطه نشان می دهد CF عددی بین صفر و یک می باشد. با توجه به اینکه تلفات تابعی است از مجذور توان مصرفی لذا مقدار تلفات در هر لحظه را می توان بصورت تابعی از پیک تلفات و بصورت زیر نشان داد:

$$Pl = PL \cdot CF^2 \quad (49)$$

با توجه به تعریف فوق رابطه (۴۷) را میتوان بصورت زیر اصلاح نمود، رابطه (۵۰) در حقیقت از حاصلضرب مجذور CF در رابطه (۴۷) بدست آمده است:

$$DL = GRF \cdot PL \cdot SC \cdot CF^2 \quad (50)$$

محل مصرف کننده یا محل تلفات عامل دیگری است که باید مورد توجه قرار گیرد، بعنوان مثال یک کیلو وات تلفات در محل نیروگاه تقریبا" یک کیلو وات از توان مفید نیروگاه را کاهش می دهد، حال آنکه اگر خط انتقال یا شبکه موردمطالعه دور از نیروگاه باشد ، مسلما" هر کیلو وات از تلفات بیش از یک کیلو وات توان مفید نیروگاه را کاهش میدهد برای دخالت دادن این فاکتور ضریبی بنام CS یا موقعیت مکانی شبکه معرفی می شود، این ضریب در محل نیروگاه تقریبا" برابر یک و در سایر نقاط متناسب با موقعیت و تلفات شبکه ، در محدوده ای بین ۱ تا ۱/۵ می تواند در تغییر باشد با توجه به نقاط فوق الذکر رابطه (۵۰) را می توان بصورت رابطه زیر در آورد:

$$DL = GRF. PL . SC . CF^2 \quad (51)$$

۲-۴-۹-۱ تلفات انرژی: تلفات الکتریکی ضمن اینکه باعث کاهش ظرفیت مفید نیروگاهها میگردد بهمان نسبت باعث اتلاف انرژی تولیدی باعث اتلاف انرژی تولیدی نیروگاهها نیز می شود. در صورتیکه تلفات دیماند را با PL نشان دهیم ، تلفات انرژی در یک دوره مطالعاتی از رابطه زیر محاسبه می شود.

$$EL = T . PL . LSF \quad (52)$$

WikiPower.ir

که در این رابطه EL تلفات انرژی در دوره مطالعاتی T می باشد.

رابطه (۵۲) موقعی صادق است که سیستم یا تجهیزات مورد مطالعه همواره در مدار باشند، ولی در برخی موارد ممکن است عنصر مورد مطالعه ، بدلیل عدم نیاز ، تعمیرات و یا خروج اضطراری در مدار نباشد در چنین مواردی این عامل نیز باید بصورت ضریبی در مطالعات ملحوظ گردد. برای این منظور ضریب قابلیت دسترسی یا ضریب بهره برداری را بصورت زیر در نظر می گیریم:

$$TAV = \text{ساعات بهره برداری در دوره (به ساعت)} T \ / \quad (53)$$

با جایگذاری AV در رابطه (۵۲) به رابطه زیر می رسیم:

$$EL = T \cdot AV \cdot PL \cdot LSF$$

(54)

از آنجا که معمولا" ضریب تلفات LSF بر مبنای دوره کامل بهره برداری محاسبه میگردد، در بسیاری از محاسبات لزومی به استفاده از ضریب AV نیست.

۵-۹-۱ مدل ریاضی ارزش تلفات

در مطالعات اقتصادی سیستم آنچه مورد نیاز می باشد، ارزش حال تلفات می باشد ، که این فاکتور تابعی از پارامترهای فنی و اقتصادی حاکم بر مصرف کننده است.با توجه به اینکه مدل ارزش تلفات بر حسب نوع مصرف متفاوت میباشد، لذا مدل سازی نیز برای چند نوع مهم که ذیلا" به آنها اشاره می شود انجام می گردد.

۱-۵-۹-۱ شرکتهای تولید :در شرکتهای تولید نیرو هدر رفتن هر کیلو وات از انرژی الکتریکی باعث کاهش ظرفیت نیروگاه و بهمان نسبت هدر رفتن انرژی تولیدی آن می گردد ، لذا در ارائه مدل تلفات باید به دو عامل دیماند و انرژی توجه نمود.

الف- ارزش تلفات دیماند: ارزش دیماند بستگی به نوع نیروگاه دارد لذا بر حسب اینکه نیروگاه بخاری، گازی، سیکل ترکیبی یا آبی باشد، قیمت های متفاوتی را به خود اختصاص می دهد که می توان از رابطه زیر بدست آورد:

$$VDL = DL \cdot CP$$

(55)

که با جایگذاری مقدار DL در رابطه فوق داریم:

$$VDL = GRF \cdot PL \cdot SC \cdot CF^2 \cdot CP$$

(57)

در این رابطه VDL ارزش تلفات دیماند و CP ارزش یک کیلو وات قیمت نیروگاه می باشد.

ب – ارزش تلفات انرژی: ارزش هر کیلو وات ساعت انرژی هدر رفته نیز بستگی به نوع نیروگاه دارد. ارزش تلفات انرژی باید برای دوران عمر مفید محاسبه گردد، لذا ابتدا مقدار سالیانه آن تعیین و سپس ارزش حال تلفات در طول عمر مفید محاسبه میگردد، لذا ابتدا مقدار سالیانه آن تعیینو سپس ارزش حال تلفات در طول عمر مفید محاسبه می گردد.

$$VEL = EL \,.\, CE \qquad (58)$$

$$PVEL = EL \,.\, CE \,.\, EF \qquad (59)$$

$$PVEL = T \,.\, AV \,.\, PL \,.\, LSF \,.\, CF \,.\, EF \qquad (60)$$

در این روابط VEL ارزش تلفات سالیانه انرژی و CE قیمت هر کیلو وات ساعت انرژی تولیدی و PVEL ارزش حال تلفات انرژی در طول عمر مفید می باشد که بر حسب نوع نیروگاه ارقام متفاوتی دارد، EF نیز ضریب تبدیل هزینه های آینده به ارزش روز می باشد و از رابطه زیر بدست می آید:

$$EF = [(1 + j)^n - 1)] \,/\, [j \,.\, (1 + g)^n] \qquad (61)$$

در این رابطه EF فاکتور ارزش حال، j متوسط تفاضل بهره و تورم سالیانه و n دوره مطالعه به سال میباشد.

ج – ارزش مجموع: با توجه به روابط (۵۷) و (۶۰) میتوان ارزش مجموع یک کیلو وات(PL = 1) از تلفات الکتریکی را به کمک رابطه (۶۲) بدست آورد.

$$PVT = VDL + PVEL \qquad (62)$$

۲-۵-۹-۱ شرکتهای توزیع :در این شرکتها هدر رفتن هر کیلو وات ساعت از انرژی معادل بهای خرید هر کیلو وات ساعت از انرژی و تلفات مسیر می باشد ، چون فرض بر این است بمیزان نیاز این شرکتها انرژی الکتریکی توسط شرکتهای تولید قابل تامین باشد، اما اگر در زمینه تامین انرژی محدودیتی باشد که باعث تقلیل فروش آنها گردد ، نرخ فروش مطرح می گردد.در حالت نرمال ، خسارت ناشی از اتلاف یک کیلو وات ساعت انرژی در نزدیکی محل تحویل به مراتب کمتر از مقدار آن در نزدیکی مراکز مصرف می

باشد، که علت این اختلاف وجود تلفات در مسیر می باشد با توجه به اینکه این شرکتها پولی بابت دیماند پرداخت نمی نمایند، لذا تنها زیان ناشی از اتلاف انرژی مطرح می باشد که می توان از رابطه زیر بدست آورد:

$$PVE = T \cdot AV \cdot PL \cdot LSF \cdot CF \cdot EF \cdot K$$

(63)

این رابطه مشابه رابطه (۶۰) می باشد، با این تفاوت که در اینجا CE بهای خرید انرژی و K ضریبی است که با توجه به مفدار تلفات مسیر بدست می آید که مقدار آن در محل تحویل انرژی $K = 1$ و در سایر نقاط با توجه درصد تلفات بدست می آید، بعنوان مثال در نقطه ای که نسبت به محل تحویل انرژی ، ده درصد تلفات در مسیر باشد $K = 1.1$ می باشد، سایر پارامترهای این رابطه مشابه رابطه ۶۰ می باشد. در صورتیکه شرکتهای توزیع دارای نیروگاههای اختصاصی باشند ، مقدار CE می تواند با توجه به نرخ خرید و قیمت نمام شده برق در نیروگاههای اختصاصی بدست می آید ، اما در شرایطی که منافعملی مطرح باشد، نرخ فروش انرژی به شرکتهای توزیع نمی تواند قابل اعمال باشد بلکه باید قیمت تمام شده برق در سطح شرکتهای توزیع نیرو مد نظر قرار گیرد.

۳-۵-۹-۱ شبکه داخلی صنایع :ارزش هر کیلو وات تلفات در شبکه های داخلی کارخانجات ، شرکتهای صنعتی یا مسکونی و یا دیگر مصرف کنندگان برق تا حدودی مشابه روش محاسبه ارزش تلفات در شرکتهای تولید برق نیرو مل باشد، اما چون اینگونهمصرف کنندگان خریدار انرژی الکتریکی هستند ، ارزش تلفات در آنها متفاوت میباشد، که ذیلا" به آنها اشاره می شود:

الف - ارزش تلفات دیماند: مصرف کنندگان برق هر ماهه بابت دیماند مصرف خود مبالغی را همراه با صورتحسابهای ماهیانه به شرکتهای توزیع نیرو پرداخت می نمایند . با توجه به اینکه در طول سال ۱۲ بار این مبلغ دریافت می گردد در نتیجه هزینه دیماند سالیانه ناشی از PL کیلو وات تلفات برابر است با ۱۲ برابر قیمت قراردادی هزینه دیماند، که آنرا می توان به صورت رابطه زیر نشان داد:

$$VDL = 12\ PL\ .\ CD$$

(64)

VDL هزینه دیماند سالیانه و CD قیمت قراردادی هر کیلو وات دیماند می باشد.

ب- ارزش تلفات انرژی: علاوه بر هزینه دیماند، مصرف کنندگان برق باید هر ماهه مبالغ دیگری بابت هزینه انرژی تلف شده نیز پرداخت نماید که مقدار آن در یک دوره یکساله برابر است با:

$$VEL = 8760\ .\ PL\ .\ LSF\ .\ CE$$

(65)

البته در این رابطه قیمت هر کیلو وات ساعت انرژی مصرفی بر مبنای قیمت متوسط سالیانه منظور می گردد

ج – ارزش مجموع: ارزش حال تلفات دیماند و انرژی در دوران عمر مفید برابر است با:

$$VELA = VEL + VDL$$

(66)

$$VELA = (8760\ .\ LSF\ .\ CE + 12\ CD).PL.EF$$

(67)

در این روابط CE متوسط بهای هر کیلو وات ساعت انرژی خریداری شده از شرکتهای توزیع نیرو و VEL ارزش سالیانه انرژی هدر رفته می باشد . در صنایع یا مصرف کنندگانی که چند تعرفه در محاسبه نرخ انرژی یا دیماند آنها اعمال می گردد، ارزش تلفات باید متناسب با زمان وقوع تلفات و درصد آن با پیک کارخانه محاسبه شود.

با توجه به آنچه گفته شد، مجموع ارزش حال تلفات انرژی (PVEL)را می توان از رابطه زیر بدست آورد، که البته چون مشترکین صنعتی در موقع خرید برق باید مبالغه هزینه انشعاب نیز بپردازند، لذا این هزینه (CC) نیز باید به سایر هزینه های قبلی افزوده گردد.

$$PVEL = VELA + CC$$

(68)

همانطور که روابط فوق الذکر نشان می دهند قیمت هر کیلو وات از تلفات در شبکه صنایع به پارامترهای مختلفی بستگی دارند که نتیجتا" باعث تغییر در ارزش تلفات توان و انرژی می گردد.

با توجه به آنچه گفته شد، به روشنی مشخص می شود که قیمت هر کیلووات از تلفات بهپارامترهای متعددی بستگی دارد ، که در مجموع باعث می شود تا قیمت هر کیلو وات از تلفات در دامنه وسیعی تغییر کند.

۱۰-۱ تلفات توان در شبکه های بهم پیوسته

تلفات در شبکه های کوچک یا بزرگ و یا تاسیسات صنایع و نظائر آن تنها به تلفات خطوط انتقال یا توزیع نیرو خلاصه نمی گردد بلکه عوامل مختلف دیگری نیز در این رابطه دخیل می باشند . گرچه حدود ۸۰ درصد از تلفات سیستم متعلق به خطوط انتقال و توزیع نیرو اعم از هوایی یا کابلها می باشد، اما آگاهی از روشهای مناسب محاسبه تلفات شبکه های بهم پیوسته از درجه اهمیت بالایی برخوردار است.

بدلیل اهمیت ویژه ای که تلفات انرژی در تصمیم گیری های اقتصادی و فنی دارا است در تمام گزارشات آماری شرکتهای برق، تلفات همواره بعنوان یک عامل مهم مد نظر مدیران قرار میگیرد، اما شیوه محاسبه تلفات در شبکه های بزرگ به سادگی خخطوط انتقال و توزیع نیرو نمی باشد.

برخلاف خطوط انتقال و توزیع نیرو تلفات در یک شبکه از اجزای متعددی تشکیل شده است که توجه به تمامی آنها محاسبه تلفات را بسیار پیچیده و مشکل می سازد. اگر تلفات انرژی در یک شبکه را تفاضل انرژی تولیدی و مصرفی بنامیم، در چنین حالت اهم اجزا تلفات در حد فاصل تولید تا مصرف را می توان بصورت زیر دسته بندی کرد:

- خطوط انتقال: تلفات ژول، تلفات کرونا و نشتی جریان
- خطوط توزیع : تلفات ژول ، نشت جریان و تلفات ناشی از نامتعادلی بار
- ترانسفورماتورها : تلفات بی باری و بارداری
- راکتورها و کاپاسیتورها
- سایر تجهیزات پستها
- خطای لوازم اندازه گیری

- اشتباهات در محاسبات و اندازه گیری
- استفاده های غیر مجاز

همانطور که ملاحظه مشود، اجزا تلفات در شبکه های برق رسانی بسیار زیاد میباشند که بدون توجه به ـنها امکان دسترسی به اطلاعات دقیق میسر نیست، اما بهرحال لازم است با روش های مختلفی نسبت به محاسبه تلفات توان و انرژی در شبکه ها اقدام نمود، که ذیلا" به چند مورد آن اشاره میکنیم.

۱-۱۰-۱ روش مستقیم: یکی از روشهای متداول و ساده ای که در اکثر شرکتهای برق منطقه ای برای محاسبه تلفات انرژی مورد استفاده قرار می گیرد، استفاده از اطلاعات انرژی تولیدی و مصرفی(یا انرژی خریداری شده و فروخته شده) می باشد . در این روش تلفات سیستم از تفاضل انرژی تولیدی و انرژی مصرفی(فروخته شده به مشترکین) بدست می آید. البته رقمی که از این طریق بدست می آید شامل کلیه اجزا تلفات، از جمله خطای لوازم اندازه گیری و استفاده غیرمجاز از برق و یا اشتباه در محاسبات را نیز شامل می شود . یکی از اشکالات عمده این روش این است که برای بهره برداری مشخص نیست که چند درصد از رقم اندازه گیری شده واقعا" مربوط به تلفات است و علاوه بر آن امکان تفکیک تلفات به اجزا تشکیل دهنده هم میسر نمی باشد. از مزیت های این شیوه این است که به هر حال انرژی فروخته نشده را با دقت خوبی نشان می دهد . محاسبه تلفات انرژی از این طریق می تواند با روش های مختلفی انجام گیرد، که عمدتا" بر پایه اطلاعات اندازه گیری شده در مراکز تولید(یا نقاط خرید انرژی) و مراکز مصرف (یا مناطق فروش انرژی) می باشد.

با توجه به آنچه گفته شد، با این شیوه تنها امکان محاسبه تلفات انرژی میسر می باشد ، اما اگر هدف آگاهی از مقادیر تلفات توان در ساعات مختلف شبانه روز یا دوره های دیگر باشد، از این روش نمی توان به پاسخ درستی دسترسی پیدا کرد ، مگر اینکه در مراکز کنترل سیستم از طریق آگاهی از اطلاعات واقعی سیستم یا برنامه پخش بار محاسبات انجام گیرد.

۲-۱۰-۱استفاده از مطالعات پخش بار: برنامه های پخش بار وسیله مناسبی برای محاسبه تلفات توان در شبکه های برق رسانی می باشند، مشروط بر اینکه مقاومت هادیهای خطوط انتقال و توزیع نیرو با دقت کافی در محاسبات منظور شده باشند . تلفاتی که از این طریق محاسبه شده باشند عمدتا" مربوط به تلفات ژولی خطوط و تجهیزات (عمدتا" ترانسفورماتورها و راکتورها) می باشند و بقیه اجزا که قبلا" بدان اشاره گردیده است رادر بر نمی گیرد، که خود نقطه ضغفی است برای این روش.

گرچه هادیها یکی از عوامل اصلی و مهم در تلفات سیستم می باشند، اما چون این عامل اثر چندانی در سایر محاسبات مهندسی ایجاد نمی کند، در نتیجه مهندسان محاسبات سیستم حساسیتی جهت منظور نمودن مقاومت دقیق هادی ها احساس نمی کنند و نهایتا" تلفاتی که از این طریق بدست می آید ، بر حسب شیوه محاسبه ممکن است تا ۴۰ درصد خطای محاسبات را بهمراه داشته باشد.

۱-۲-۱۰-۱ عوامل موثر

با وجود اینکه مقاومت هادیها عامل اصلی ایجاد تلفات در خطوط نیرو می باشند ، اما در عمل معیار مشخصی جهت محاسبه آنها وجود ندارد ، بطوریکه برخی از مهندسین مقاومت هادیها را برای ۹۰ درجه سانتیگراد، گروهی برای ۷۵ یا ۵۰ درجه سانتیگراد و حتی در بعضی از موارد مقاومت هادیها از برخی جداول مختلف برای ۲۰ یا ۲۵ درجه سانتیگراد محاسبه شده اند، مورد استفاده قرار می گیرند.

بررسی های انجام شده نشان می دهد عوامل مختلفی همچون درجه حرارت محیط ، جریان عبوری از هادیها و یا تابش مستقیم خورشید، می توانند درجه حرارت هادیها را بر حسب مورد بین ۵۰ تا ۷۰ درجه سانتیگراد افزایش دهند، این عوامل سبب می شوند مقاومت هادیها و در نتیجه تلفات خط تا حدود ۳۰ درصد افزایش یابند. بنابراین بر حسب اینکه مقاومت هادیها در چه درجه حرارتی چه مقدار از رقم واقعی فاصله داشته باشد، بهمان نسبت مقدار تلفاتی که از این طریق محاسبه می گردد، دچار اشتباه می شود.

۲-۲-۱۰-۱- چگونگی افزایش دقت

با توجه به اینکه درجه حرارت محیط در طول شبانه روز، ماه، یا فصول مختلف سال دچار تغییر می شود و این عامل مقاومت هادیها و در نتیجه تلفات سیستم را نیز دچار نوسان می کند، لذا در جهت افزایش دقت محاسبات برنامه های پخش بار لازم لازم است نکات زیر رعایت شود

- حالت مبنا: لازم است مقاومت هادیهای خطوط انتقال و توزیع نیرو موجود در شبکه برای یک حالت مشخص و دلخواه محاسبه و به بانک اطلاعاتی داده شود.
- درجه حرارت نواحی: لازم است شبکه مورد مطالعه به چند ناحیه مشخص تقسیم و برنامه کامپیوتری قبل از اجرا درجه حرارت نواحی مختلف را سوال نموده و با توجه به پاسخ دریافتی ، نسبت به تصحیح مقاومت هادیها در درجه حرارت داده شده اقدام نماید.
- خورشید: تابش مستقیم خورشید می تواند، درجه حرارت هادیها را تا ۱۵ درجه سانتیگراد افزایش دهد، که این عمل سبب افزایش تلفات سیستم تا حدود ۷ درصد می گردد، لذا در محاسبات پخش بار باید بودن یا نبودن خورشید مشخص شود.
- جریان الکتریکی: کامپیوتر با توجه به اطلاعات دریافتی محاسبه پخش بار را انجام و سپس با آگاهی از مقادیر جریان عبوری از هر شاخه مقدار مقاومت هادیهای باردار را با توجه به مدل های ارائه شده در قبل اصلاح می کند.
- محاسبات نهایی: با توجه به مطالب فوق الذکر ، مقاومت هادیها با توجه به درجه حرارت محیط هر منطقه ، تابش خورشید و جریان عبوری اصلاح و بر آن مبنا تلفات سیستم محاسبه میگردد. بررسی های انجام شده نشان میدهد عدم بکارگیری این شیوه ممکن است ۲۰ تا ۴۰ درصد خطا را در محاسبات مربوط به تلفات سیستم از این طریق بوجود آورد.

۳-۱۰-۱- استفاده از مدل تلفات

تلفات توان و انرژی می توانند از طریق برنامه های پخش بار یا از تلفات انرژی های تولیدی و مصرفی محاسبه شوند، اما همانطور که اشاره گردید، هر یک از این روش ها دارای نواقصی هستند، که ممکن است نتیجه را با اشکال مواجه کند. روشهای قبلی و سایر اقداماتی که میتواند دقت محاسبات را افزایش دهد، ضرایب ثابت هر شبکه را تعیین و سپس به کمک آن تلفات انرژی برای حالات مختلف مورد محاسبه قرار گیرد.

ذکر این نکته ضروری است که در محاسبه تلفات توان شبکه سراسری کلیه اجزا تلفات باید مد نظر قرار گیرند، در صورتیکه از برنامه های پخش بار برای محاسبه تلفات استفاده می شود، باید توجه شود ،که این برنامه برخی از عوامل اصلی تلفات از جمله تلفات کرونا ، نشتی جریان، خطای لوازم اندازه گیری، اشتباه محاسباتی و تلفات در برخی از تجهیزات را نشان نمی دهد، که لازم است به طریق مناسب این عوامل مد نظر قرار گیرند.

۱۱-۱- ارزش تلفات در شرایط شد بار

در مدل های ارائه شده در فصل های قبلی فرض بر این بود که پیک بار عبوری در طول عمر مفید خط انتقال و توزیع همواره ثابت بماند و بر این مبنا پیک تلفات و تلفات انرژی سالیانه در تمام دوره های مطالعه یکسان در نظر گرفته می شود . حال آنکه در عمل بخصوص برای خطوط انتقال و توزیع نیرو که در شبکه های بهم پیوسته وظیفه برق رسانی را بعهده دارند، دلیلی وجود ندارد که بار عبوری همواره ثابت باشد و چه بسا ممکن است حتی جهت بار عبوری نیز در طول سال تغییر نماید و یا اینکه پیک با عبوری در یک سال افزایش و در سال دیگر کاهش یابد و در مجموع ممکن است روال بار عبوری در خطوط انتقال نیرو بصورت زیر باشد:

- پیک بار عبوری همواره ثابت باشد
- پیک بار عبوری از خط انتقال هر سال رشد نماید
- پیک بار عبوری از خط انتقال و توزیع در k سال اول عمر مفید افزایش و در بقیه عمر مفید ثابت باقی بماند.
- پیک بار عبوری در طول سالهای متفاوت نامشخص باشد.

در قسمت های قبلی ارزش تلفات توان و انرژی برای مصارفی با پیک بار ثابت محاسبه گردید و هدف از مطالعات این بخش بررسی تلفات در بار متغیر می باشد.

همانطور که اشاره گردید روند تغییرات بار ممکن است شکل های مختلفی را دارا باشد، در بخش های قبلی حالت اول یعنی عبور بار ثابت مورد بررسی قرار گرفت در حالت دوم فرض بر این است که پیک بار عبوری

از خط در طول عمر مفید دارای رشد تقریبا" ثابتی باشد و در حالت سوم نیز ترکیبی است از حالت اول و دوم و یا بعبارت دیگر فرض بر این است در K سال اول طول عمر مفید بار عبوری دارای رشد بار مشخص و تقریبا" یکسانی باشد و در بقیه طول عمر پیک بار تقریبا" ثابت و یکسان باشد برای حالت چهارم که وضعیت بار عبوری از خط همواره متغیر است روش مشخصی برای محاسبه تلفات نمی توان ارائه داد مگر اینکه مقدار آن بر مبنای حالات دیگر معادل سازی و با توجه به روش هایی که برای تعیین آنها ارائهمی گردد، محاسبات انجام شود. بر این مبنا ارزش تلفات برای حالت دوم و سوم به شرح زیر مورد بررسی و محاسبه قرار می گیرد.

۱-۱۱-۱- رشد بار یکنواخت برای پیک

اگر بار عبوری از خط انتقال هر ساله دارای رشد ثابت g درصد در سال باشد و لازم است در چنین حالت متناسب با رشد بار، مقدار و ارزش تلفات انرژِ و توان نیز در محاسبات اقتصادی منظور گردد.

۱-۱-۱۱-۱ تلفات توان: اگر تلفات توان را در شروع بهره برداری از خط انتقال یا توزیع نیرو با PLO نشان دهیم، مقدار تلفات توان در پایان سالهای مختلف بصورت زیر محاسبه و تعیین می شوند:

$$PL1 = (1+g)^2 . PLO$$
$$PL2 = (1+g)^4 . PLO$$
.
.
$$PLn = (1+g)^{2n} . PLO$$

با توجه به اینکه در محاسبات اقتصادی تنها تفاوت تلفات توان باید مد نظر قرار گیرد ، لذا باید نسبت به محاسبه افزایش تلفات توان در سالهای مختلف نیز اقدام گردد، لذا با منظور نمودن g بعنوان رشد بار سالیانه و G= 1+g افزایش تلفات توان (DP) در پایان سالهای مختلف بشرح زیر می باشند:

$$DL_0 = PL_0$$
$$DL_1 = (G^2-1) . PL_0$$

$$DL_2 = G^2 . (G^2 - 1) . PL_0$$

.

.

$$DL_n = G^{2n-2} . (G^2 - 1) . PL_0$$

اگر تفاضل بهره و تورم سالیانه را با j نشان دهیم ($J = 1+j$) مجموع ارزش تلفات توان در طول عمرمفید(nسال) بصورت زیر محاسبه می گردد:

$$PVP = DL_0 + \frac{DL_1}{J} + \frac{DL_2}{J^2} + \ldots + \frac{DL_n}{J^n}$$

$$PVP = PL_0 .\{ 1 + \frac{G^2-1}{J}[1 + \frac{G^2}{J} + \ldots + \frac{G^{2n-2}}{J^{n-1}}]\}$$

$$Pvp = [1+ \frac{G^{2n}-J^n}{J^n} . \frac{G^2-1}{G^2-J}] . PL_0$$

(69)

۲-۱-۱۱-۱ تلفات انرژی : در صورتیکه پیک بار عبوری از خط انتقال دارای رشد باشد، مقدار انرژی تلف شده در هر سال نسبت به سال قبل افزایش می یابد که میزان این رشد تابعی است از درصد رشد بار سالیانه ، در چنین حالت میزان انرژی تلف شده در پایان هر سال و ارزش حال هزینه تلفات انرژی بصورت زیر محاسبه می گردد:

$$EL1 = G^2 . EL_0$$
$$EL_2 = G^4 . EL_0$$

.

.

$$EL_n = G^{2n} . EL_0$$

در صورتیکه تفاضل بهره، تورم سالیانه j درصد در سال باشد، ارزش حال این تلفات در یک دوره n ساله بشرح زیر می باشد:

$$PVE = \frac{EL_1}{J} + \frac{EL_2}{J^2} + \ldots + \frac{EL_n}{J^n}$$

$$PVE = \frac{G^2}{J}\left[1 + \frac{G^2}{J} + \ldots + \frac{G^{2n-2}}{J^{n-1}}\right] . EL_0$$

$$PVE = \frac{G^{2n}-J^n}{J^n} . \frac{G^2}{G^{n-1}} . EL_0$$

(70)

۲-۱۱-۱ رشد بار در سالهای محدود

معمولا" کمتر اتفاق می افتد که بار عبوری از خط انتقال نیرو در طول عمر مفید دارای رشد پیوسته و یکنواختی باشد معمولا" در چنین حالاتی بار عبوری در K سال اول عمر مفید دارای رشد بار و در بقیه عمر مفید ممکن است ثابت باقی بماند (اگر ثابت نماند به حالت چهارم بر میگردد که مدل سازی آن عملی نیست). در چنین حالات با توجه به روش قبل میتوان مقادیر PVP و PVE را محاسبه و تعیین نمود.

۲-۱۱-۱-۱ تلفات توان : برای محاسبه ارزش حال تلفات توان در این حالت، می توان از رابطه (۶۹) استفاده نمود با این تفاوت که باید مقدار K را بجای n جایگذاری نمود و در سالهای بعد از K چون رشد بار نداریم در نتیجه تفاوت تلفات توان نسبت به سال برابر صفر خواهد بود.

$$PVP = \frac{G^{2K}-J^K}{J^{nK}} . \frac{G^2-1}{G^2-J} . PL_0$$

(71)

۲-۱۱-۱-۲ تلفات انرژی : در این حالت برای K سال اول عمر مفید میتوان از رابطه (۷۰)استفاده نمود و برای بقیه عمر مفید (n-k سال) که بار عبوری ثابت می باشد ، ارزش حال تلفات انرژی را می توان مشابه حالت قبل محاسبه نمود که نتیجه بصورت زیر می باشد:

$$PVE = \left[\frac{G^{2K}-J^K}{J^K} . \frac{G^2}{G^2-J} + . PL_0 \frac{G^{2K}.(J^{n-k}}{J^n-(J-1)}\right] \qquad (72)$$

۳-۱۱-۱ تعیین ضرایب KP و KE

روابط (۶۹ و۷۰ و ۷۱)مقادیر PVP و PVE را بر حسب تلفات توان در شوع بهره برداری نشان می دهند، اما با توجه به اینکه کلیه محاسبات باید سال پیک باشد، لذل برای مقایسه همگن مقادیر PVP و PVE نیز بر مبنای بار سال پیک و بشرح زیر مورد محاسبه قرار می گیرد .

$$PL_k = PL_0 \cdot G^{2K}$$

$$EL_k = EL_0 \cdot G^{2K}$$

با جایگذاری مقادیر PL_K و EL_K (مقادیر تلفات توان و انرژی سال K) در روابط (۶۹تا ۷۲) میتوان مقادیر KP و KE را بصورت زیر محاسبه نمود.

$$KP = \frac{PVP}{PL_{K/G^{2K}}}$$

$$KE = \frac{PVE}{EL_{K/G^{2K}}}$$

بنابراین در صورتیکه بار انتقالی از خط انتقال دارای رشد بار یکنواخت g درصد در سال باشد برای روابط ۷۱ و ۷۲ مقادیر KE و KP بصورت زیر می باشد.

$$KP = \frac{1}{G^{2K}} \cdot \frac{G^{2K} - J^K}{G^{2K}.J^K} \cdot \frac{G^2 - 1}{G^2 - J}$$

(73)

$$KE = \frac{G^{2K} - J^K}{G^{2K}.J^K} \cdot \frac{G^2}{G^2 - J} + \frac{J^{n-k} - 1}{J^n.(J-1)}$$

(74)

همانطور که ملاحظه می شود مقادیر PVP و PVE با توجه به متوسط رشد بار و تفاضل بهره و تورم سالیانه تغییر خواهد کرد که بر حسب مورد به اختصار مورد ببرسی قرار می گیرد.

۱-۴-۱۱-۱ بار ثابت

در صورتیکه بار عبوری از خط انتقال نیرو ثابت باشد، مقادیر KP و KE بصورت زیر می باشند، البته در چنین حالت مقادیر $K = n$ و $g = 0$ می باشد که با جایگذاری آنها در روابط (۷۳) و (۷۴) داریم:

$$KP = 1$$

$$KE = \frac{J^n - 1}{J^n.(J-1)}$$

۲-۴-۱۱-۱ رشد بار محدود

در صورتیکه بار عبوری از خط انتقال در K سال اول عمر مفید، دارای رشد یکنواخت G درصد در سال باشد همانند حالت قبل بر حسب اینکه نسبت بار نهایی به اولیه چه مقدار باشد و یا اینکه K سال باشد متفاوت خواهد بود که در جدول (۸-۱) به چند نمونه از آن اشاره می شود.

جدول ۸-۱: مقادیرKE و KP در شراط مختلف رشد بار(در این محاسبات عمر مفید یا دوره مطالعه ۳۰ سال و j = 0.04 در نظر گرفته شده) P_0 و P_n بترتیب توان عبوری از خط در سالهای اول و nام می باشد.

K	P_n/P_0	G_{av}	KE	KP
۱۰	۱	۰/۰۰	۱۷/۲۹	۱/۰۰
	۲	۷/۱۸	۱۳/۶۸	۰/۸۳۲
	۳	۱۱/۶۱	۱۲/۶۰	۰/۷۸۵
	۴	۱۴/۸۷	۱۲/۰۷	۰/۷۶۲
	۵	۱۷/۴۶	۱۱/۷۶	۰/۷۵۰
۲۰	۱	۰/۰۰	۱۷/۲۹	۱/۰۰
	۲	۳/۵۳	۱۰/۶۶	۰/۷۱۶
	۳	۵/۶۵	۸/۷۶	۰/۶۳۸
	۴	۷/۱۸	۷/۸۶	۰/۶۰۱
	۵	۸/۳۸	۷/۳۳	۰/۵۸۰
۲۰	۱	۰/۰۰	۱۷/۲۹	۱/۰۰
	۲	۲/۳۴	۸/۳۷	۰/۶۲۸
	۳	۳/۷۳	۵/۸۹	۰/۵۲۸
	۴	۴/۴۷	۴/۷۴	۰/۴۸۱
	۵	۵/۵۱	۴/۰۸	۰/۴۵۵

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل دوم:

تلفات در ترانسفورماتورهای توزیع و بررسی اقتصادی این تلفات

WikiPower.ir

۱-۲- تعریف کلی تلفات انرژی در ترانسفورماتورها:

تلفات در ترانسفورماتورا مشتمل بر سه بخش عمده می‌باشد.پ

۱-۱-۲- تلفات آهنی یا تلفات بی‌باری:

این تلفات عبارت است از قدرت اکتیو جذب شده توسط ترانسفورماتور در حالتی که به یک طرف آن ولتاژ نامی با فرکانس نامی اعمال شده و طرف دیگر آن باز ا ست و مجموعه انرژی الکتریکی که در ه سته تلف میشـود بسـتگی به جریان و نوع بار ندارد که خود این تلفات نیز بر سـه بخش تلفات هیسـترزیس، تلفات ناشی از جریان فوکو و تلفات بی باری اضافی شامل می‌گردد.

۲-۱-۲- تلفات بارداری (تلفات مسی):

این تفاوت عبارت است از قدرت اکتیور جدب شده در فرکانس نامی توسط ترانسفورماتور در حالی که یک سیم پیچ دارای جریان و سیم پیچ دیگر اتصال کوتاه شده با شد که خود این تلفات نیز مشتمل بر چهار بخش تلفات نا شی از جریان بار – تلفات مسی نا شی از جریان تامین کننده تلفات، تلفات نا شی از جریان فوکو در سـیم پیچ‌ها در اثر فلوی فراری و تلفات ایجاد شـده در درپوش و دیواره‌های تانک در اثر فلوی فراری.

گرچه با تکنولوژی امروزی امکان تقلیل بارداری و بی باری تا حد زیادی میسر می‌با شد، از جمله ا ستفاده از ورقه‌های آهن سیلیسم با کریستال‌های جدید داده شده در حال نورد به صورت سرد برای تقلیل تلفات هیتسـرزیس به پایین‌ترین حد خود و اسـتفاده از هادی های موازی با تکنیک جابجا شـده برای کاهش جریان‌های گردشـی و نیز ورقه ورقه نمودن هسـته‌ها به منظور کم کردن تلفات فوکو، ولی چون این اقدامات اغلب باعث گرانی قیمت ترانسـفورماتورها می‌گردد. عملاً از نظر اقتصـادی کاهش تلفات تا حد دلخواه مقرون به صـرفه نمی‌باشـد. بطور عمده مسـائل عمده‌ای که علاوه بر تلفات معمول موجب افزایش تلفات در ترانسفورماتورهای توزیع می‌گردند عبارتند از:

۳-۱-۲- تلفات انرژی از عدم تطابق مشخصات فنی ترانسفورماتور های موازی در اکثر پست‌های توزیع:

بطور کلی عامل عمده که در ایجاد این پدیده موثر و نقش آفرین می‌با شند عدم دقت به طراحی و انتخاب و یا اشکال بهره برداری در حالت کار موازی ترانسفورماتورها است که بیشتر مربوط به عدم یکسانی امپدانس در صدها و یا ن سبت تبدیل می با شد که در چنین حالتی جریان دورانی ایجاد شده در ثانویه‌ی ترانسفورماتورها موجب داغ شدن یکی از آنها و کاهش راندمان دیگری خواهد شد و مقدار این جریان دورانی از روابط زیر بدست می‌آید.

$$I_a = \frac{\Delta V}{\frac{Uk_1}{I_{n1}} + \frac{Uk_2}{I_{n2}}} \qquad I_c = \frac{E_A - E_B}{Z_A + Z_B}$$

که در آن: I_a, I_c: جریان دورانی یا عر ضی نا شی از اختلاف ولتاژ در ثانویه تراز سفورماتورهای موازی است که در اثر اختلاف تپ نیز ایجاد می‌شود.

ΔV: اختلاف ولتاژ طرف ثانویه ترانس‌ها به صورت درصدی از ولتاژ نامی ثانویه.

UK_1: ولتاژ درصد اتصال کوتاه ترانس اول

Uk_2: ولتاژ درصد اتصال کوتاه ترانس دوم

In_1: جریان نامی ترانس اول.

In_2: جریان نامی ترانس دوم.

E_A: نیروی محرکه ثانویه ترانس اول.

E_B: نیروی محرکه ثانویه ترانس دوم.

Z_A: امپدانس معادل ترانسفورماتور اول از دید ثانویه

Z_B: امپدانس معادل ترانسفورماتور دوم از دید ثانویه

این جریان دورانی (عرضی) اضافه بارشدن ترانسفورماتور با ولتاژ ثانویه بالا و محدودیت بارکشی از ترانسفورماتور با ولتاژ ثانویه پایین را موجب گشته و راندمان ترانسفورماتور دوم را به مقدار زیادی کاهش می‌دهد و در این حالت تلفات اهمی اضافه‌ای بر ترانسفورماتور اول تحمیل می‌گردد که با انتخاب مناسب مشخصات فنی ترانسفورماتورهای توزیع می‌توان تلفات انرژی ناشی از این بخش را به حداقل رساند.

۴-۱-۲- تلفات اضافی ناشی از کشیفی روغن و لجن گرفتگی دور سیم پیچ های ترانسفورماتورهای توزیع:

معمولاً لجن گرفتگی دور سیم پیچ‌ها و هسته موقعی اتفاق می‌افتد که روغن داخل ترانسفورماتور به سبب عدم دقت در مسائل بهره‌برداری و نگهداری بهینه از آنها خاصیت شیمیایی استاندارد خود را از دست داده و به سبب افزایش بعضی پارامترهای آن به لجن تبدیل گردد این مساله به سبب عدم تبادل حرارتی موجب داغ شدن سیم‌ها گشته و برای جریان معین تلفات ژولی به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌یابد و با توجه به کثرت و تعداد زیادتر ترانفسفورماتورهای منصوبه تلفات ژولی به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌یابد و با توجه به کثرت و تعداد زیادتر ترانسفورماتورهای منصوبه تلفات ژولی چشمگیری را سبب می‌گردد مسأله قابل توجه در این مورد را می‌توان عدم نشان دادن نشان دهنده اهی درجه حرارت روغن و سیم‌پیچ ترانسفورماتورها به ازاء افزایش درجه حرارت سیم‌پیچ‌ها دانست که فوق‌العاده اهمیت دارد.

۵-۱-۲- تلفات ناشی از جذب رطوبت توسط روغن ترانسفورماتورهای توزیع:

این مساله در شبکه‌های توزیع بکرات اتفاق افتاده و در چنین مواردی علاوه بر اینکه تلفات دی الکتریک عایق‌ها افزایش پیدا کرده و خطراتی را برای عایق‌های سیم‌پیچی فراهم می‌آورد موجب افزایش جریان نشتی گشته که خود عامل تلفات است در ضمن در اثر افزایش درجه حرارت سیم‌پیچ‌ها، به سبب افزایش مقاومت اهمی آنها برای یک جریان معین، تلفات ژولی افزایش می‌یابد.

این امر در ترانسفورماتورهای توزیع در سطح وسیعی صورت می‌پذیرد و رطوبت از طریق نفس کشیدن ترانسفورماتور یا اکسیداسیون روغن همراه هوای خارج وارد محفظه‌ی اصلی اکتیوپارت ترانسفورماتور می‌گردد که جهت جلوگیری از این مساله و به منظور کاهش تلفات و نجات ترانسفورماتور بایستی در پریودهای معین تست دی الکتریک روغن برای تمامی ترانسفورماتورهای توزیع انجام پذیرفته بازبینی و تعویض سلیکاژل‌ها (برای خرابی ۵۰درصد) عملی گردد.

۶-۱-۲- تلفات اضافی ناشی از اتصال کوتاه های متوالی بر روی فیدر های ثانویه‌ی ترانسفورماتورهای توزیع:

بطور تجربی مدت زمانی که در اثر بروز اتصال کوتاه در سمت خروجی ترانسفورماتورهای توزیع که بکرات اتفاق می‌افتد، درجه حرارت سیم‌پیچ‌ها تا ۲۵۰ درجه‌ی سانتیگراد افزایش پیدا می‌نماید. معمولاً زمان اتصال کوتاه از فرمول زیر بدست می‌آید. (۷).

$$t = 2.5(\frac{US_c}{Ja_v})^2 \qquad (1)$$

US_c: ولتاژ درصد اتصال کوتاه.

Ja_v: چگالی متوسط جریان برحسب $\frac{A}{m^2}$.

اصولاً زمان گرم شدن سیم‌پیچ تا درجه حرارت حد نباید از ۵ تا ۲۵ ثانیه تجاوز نماید. همینطور زمان خنک شدن سیم‌پیچ‌ها پس از حذف عمل اتصال کوتاه ده‌ها دقیقه طول می‌کشد تا به درجه‌ی حرارت سرویس یا کار آن برسد که این عمل علاوه بر کاهش عمر عایق‌های سیم‌پیچی، در اثر افزایش مقاومت سیم‌پیچ‌ها که ناشی از افزایش درجه‌ی حرارت می‌باشد تلفات ژولی RI^2 افزایش پیدا کرده و از این طریق درصد تلفات سیر صعودی پیدا خواهد کرد بنابراین برای غلبه بر این معضل بهتر است خطوط توزیع خروجی از ثانویه‌ی این ترانسفورماتورها مرتباً مورد بازدید قرار گرفته و یا طوری طراحی کردند که موارد اتصال کوتاه در آنها به حداقل مقدار خود برسد.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

لازم به یادآوری است که بروز اتصال کوتاه‌ها در خطوط ۲۰ کیلوولت در شبکه‌های توزیع که بکرات اتفاق می‌افتد موجب افزایش تلفات ژولی ترانسفورماتورهای فوق توزیع نیز می‌گردد که در این مقاله مورد بررسی قرار نمی‌گیرد.

۲-۲- تخمین مولفه های تلفات در ترانسفورماتورهای قدرت و روشهای کاهش آنها

با توجه به حجم بزرگ سرمایه گذاری بر روی ترانسفورماتورها، هر کاهش تلفاتی منجر به افزایش بازده و طول عمر ترانسفورماتور و بهبود شرایط خنک کاری شده و از بوجود آمدن نقاط داغ موضعی که موجب تخریب عایق ها می شود، جلوگیری بعمل خواهد آمد . تلفات در اجزاء مختلف ترانسفورماتور نظیر هستهٔ آهنی، سیم پیچی ها، مخزن، قطعات محکم کاری نظیر چهارچوب های مهار طوقه و بازو، پیچ و مهره ها، فلن ج ها، صفحات مهار هسته در بازوها و ... مطرح بوده و شناخت پارامترهای مؤثر بر آنها در مراحل طراحی و بهره برداری به منظور افزایش بازده و قابلیت اطمینان ترانسفورماتورها حائز اهمیت است . به منظور تعیین دقیق تلفات در اجزاء مختلف، علاوه بر روشهای محاسباتی کلاسیک و اندازه گیریهای معمول، روشهای دقیق تر بر اساس تعیین شدت میدان مغناطیسی در نقاط مختلف ترانسفورماتور استفاده می شود. متناسب با رشد روزافزون تقاضای انرژی الکتریکی، ظرفیت ژنراتورها و ترانسفورماتورهای انتقال و توزیع افزایش می یابد، بطوری که امروزه در دنیا ترانسفورماتورهای با ظرفیتMVA۱۰۰۰در حال بهر ه برداری بوده و ترانسفورماتور با ظرفیت تاMVA ۲۰۰۰ نیز ساخته می شود .در شبکه های بزرگ و بهم پیوسته، انرژی الکتریکی در مسیر تولید تا مصرف چندین بار از طریق ترانسفورماتورهای افزایندهٔ نیروگاهی و ترانسفورماتورهای انتقال و توزیع عبور داده می شود و این ویژگی باعث شده که ظرفیت منصوبهٔ ترانسفورماتورها بمراتب بیشتر از ظرفیت منصوبه یا قابل تولید نیروگاهی باشد . بعنوان مثال در سال ۷۹ حداکثر ظرفیت تولید برق کشور حدود MW ۲۵۰۰۰ بوده که بازای آن مجموعًا حدودMW ۱۳۵۰۰۰ ترانسفورماتور در کل شبکه در حال بهره برداری بوده است. با توجه به این موضوع علیرغم این که بازده ترانسفورماتورها حدود۹۹- ۹۷ درصد می باشد ولی هنوز هم بخشی از تلفات شبکه های برق مربوط به

برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

ترانسفورماتورها بوده و از این حیث مطالعه آنها حائز اهمیت است .در حال حاضر بیش از دویست هزار دستگاه ترانسفورماتور توزیع معادل ۴۵۰۰۰MVAو حدود ۱۹۰۰ دستگاه ترانسفورماتور شبکهٔ انتقال و توزیع معادلMVA ۹۰۰۰۰ در شبکهٔ برق کشور وجود دارد. و هر نوع اقدام در مراحل بهره برداری بمنظور کاهش تلفات آنها، کمک شایان توجهی به کاهش تلفات شبکهٔ برق نموده و نهایتًا اقدامی در جهت بهره برداری بهینه از منابع انرژی و حفظ محیط زیست خواهد شد.

۳-۲- تلفات در هستهٔ آهنی یا تلفات بی باری

سهم عمدهٔ تلفات بی باری به هستهٔ آهنی ترانسفورماتور مربوط می شود و کیفیت هسته آهنی، تاثیر مستقیم در میزان تلفات بی باری دارد . به طور کلی هستهٔ آهنی به صورت نورد گرم یا نورد سرد تولید می شود .در هستهٔ آهن نورد گرم، خواص مغناطیسی و تلفات موجود مستقل از جهت میدان مغناطیسی بوده و چندان تغییر نمی کند .در حالی که در هستهٔ آهن نورد سرد، مشخصات مغناطیسی و تلفات شدید اً به جهت مغناطیسی وابسته است . هستهٔ ترانسفورماتورهای فعلی از جنس آلیاژ آهنی با مقدار بسیار اندکی سیلیس و کربن است تا این که تلفات هسته پائین آمده و ضریب نفوذ مغناطیسی افزایش یابد.

مولفه های تلفات بی باری ترانسفورماتور عبارتند از:

الف -تلفات هیسترزیس و فوکو در ورق های هستهٔ آهنی

ب -تلفات I^2R ناشی از جریان بی باری در سیم پیچی ها

ج -تلفات ناشی از جریانهای القائی در بست ها، پیچ و مهره ها، چهارچوب های فلزی مهار هسته، صفحات فلزی مهار بازو و...

د -تلفات ناشی از شار مغناطیسی جریان بی باری

ه -تلفات ناشی از عبور فلوی مغناطیسی از یک ورق به ورق دیگر

ی -تلفات موجود در عای قها که در ردیف ولتاژهای بیشتر از ۵۰ kV اهمیت پیدا می کند.

از بین مولفه های فوق الذکر، تلفات هیسترزیس و فوکو اهمیت داشته و مقدار قابل توجهی دارند . بقیه مؤلفه ها بدلیل پائین بودن مقدار جریان بی باری قابل اغماض اند .تلفات فوکو و هیسترزیس قابل تفکیک هستند و معمو لا مقدار تلفات فوکوی تفکیک شده بیشتر از مقدار تلفات فوکوی محاسبه شده توسط روشهای کلاسیک می باشد .اختلاف بین کل تلفات بی باری اندازه گیری شده و مجموع تلفات هیسترزیس و فوکوی محاسبه شده بعنوان تلفات اضافهٔ هسته معرفی می شود.

۱-۳-۲- تلفات هیسترزیس

مقدار تلفات هیسترزیس از رابطهٔ زیر محاسبه می شود:

$$Ph = \delta_h . f . B_m^n . m \qquad (2)$$

که در آن:

Ph :تلفات هیسترزیس بر حسب W

f:فرکانس بر حسبHz

Bm :مقدار حداکثر چگالی شار مغناطیسی بر حسب تسلا

n ثابت نمای steinmetz (n=1.6 -2) برای ورق های نورد گرم و n>2 برای ورق نورد سرد)

m: جرم هسته آهنی بر حسبkg

δ_h ثابت هیسترزیس که بنا به جنس و کیفیت آهن تعیین می شود.

۲-۳-۲- تلفات فوکو در هستهٔ آهنی

مقدار تلفات فوکو برای یک ورق هستهٔ آهن به ضخامت d و چگالی شار حداکثرB_m طبق رابطه زیر بدست می آید :

$$P_{ec} = \frac{(\pi . f . B_m . d)^2}{6\rho} . W \qquad (3)$$

که در آن:

P_h:تلفات فوکو بر حسبW

برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

d: ضخامت ورق هستهٔ آهنی بر حسب m

ρ: مقاومت الکتریکی ورق هس می باشد $\mu.\Omega.\ cm$ برای آهن نرم $12.8<\rho<15.8$ می باشد

نتایج اندازه گیری تلفات بی باری ترانسفورماتور توزیع ۵۰ kVA به روش سه واتمتری طبق جدول ۱-۲ می باشد .تلفات بی باری تابع دامنه، فرکانس و شکل موج ولتاژ است . مولفهٔ هیسترزیس تلفات بی باری تابع حداکثر چگالی شار (Bm) بوده و مقدارBm در هسته نیز تابع مقدار متوسط ولتاژ تغذیه می باشد .مؤلفهٔ فوکوی تلفات بی باری تابع فرکانس بوده و آن هم به میزان آلودگی هارمونیکی ولتاژ تغذیه مربوط می باشد .با توجه به شکل موج غیرسینوسی ولتاژ تغذیه ناشی از رفتار ترانسفورماتور طبق استاندارد ANSI-C.27-1290 به کمک روش اندازه گیری مقدار متوسط ولتاژ ، مقادیر اندازه گیری شدهٔ تلفات در شرایط اعمال ولتاژ غیرسینوسی به مقادیر مبنا با تغذیه ولتاژ سینوسی تعمیم داده می شود .برای این منظور از رابطه ۴ استفاده می شود.

$$P = P_M . [P_K + P_{ec} (\frac{V0rms}{Vrms})^2]$$

(4)

که در آن:

V_{0rms} و V_{rms} بترتیب مقدار موثر ولتاژهای سینوسی و غیرسینوسی

P و PM :بترتیب تلفات در شرایط اعمال ولتاژهای سینوسی و غیرسینوسی

جدول ۱-۲ :نتایج حاصل از اندازه گیری توان بی باری(تغذیه ترانسفورماتور از شبکه برق سراسری)

کل تلفات سه فاز (W)	توان فاز T (W)	توان فاز S (W)	توان فاز R (W)	جریان فاز T (A)	جریان فاز S (A)	جریان فاز R (A)
۱۷۰	۲۴۰	۹۰	۱۶۰واتمتر پس میزند	۲/۳۴	۱/۲	۱/۲

برای تعیین تلفات فوکو و هیسترزیس، روشهای مختلفی از جمله روش دو فرکانسی وجود دارد . در این روش دو آزمایش با فرکانس های متمایز انجام شده و در هر یک از آزمایشها مقدار تلفات آهن بدست می آید .البته فرض بر آن است که ولتاژ تغذیه سینوسی بوده و تلفات هیسترزیس با فرکانس، و تلفات فوکو با مجذور فرکانس متناسب است . پس از انجام آزمایش و تعیین مقادیر تلفات در هر یک از حالات، مؤلفهٔ تلفات هیسترزیس و فوکو به شرح زیر محاسبه می شوند:

$$P_K(f_0)=\frac{f_0[P(f_0).f_1^2-P(f_1).f_2^2]}{f_1.f_2.(f_1-f_2)} \quad (5)$$

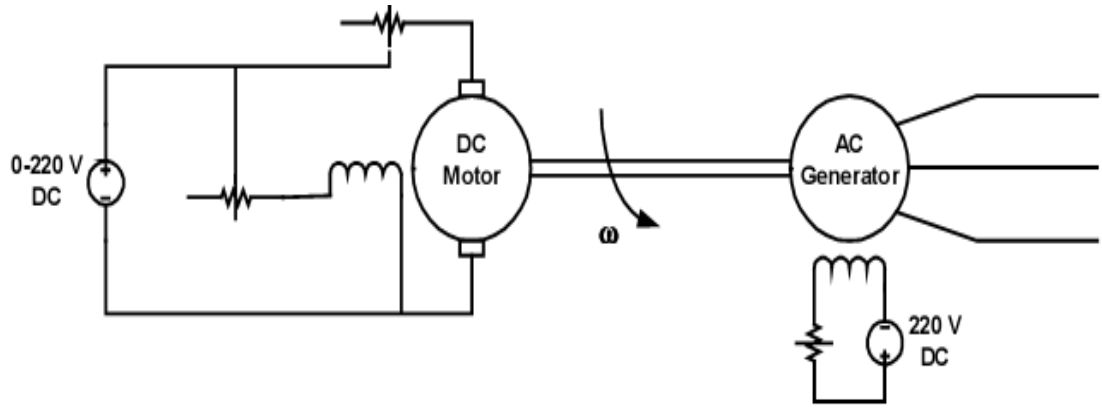
$$P_{ec}(f_0)=\frac{(f_0)^2[f_2.P(f_1)-f_1.P(f_2)]}{f_1.f_2.(f_1-f_2)} \quad (6)$$

که در آنها:

f_0 و T_0 : بترتیب فرکانس و درجه حرارتی که در آن اندازه گیری و تفکیک تلفات بی باری ترانسفورماتور صورت گرفته است

$Pec(f_0)$ و $P_K(f_0)$: بترتیب تلفات فوکو و هیسترزیس بازای فرکانس f_0 و درجه حرارت T_0

$P(f_1)$ و $P(f_2)$: تلفات کل اندازه گیری شده بترتیب در فرکانسهای f_1 و f_0 در درجه حرارت T_0



شکل۱-۲ : نحوه تغذیه ترانسفورماتور توسط ژنراتور سنکرون با دور متغیر

برای تفکیک مو لفه های تلفات آهن ترانسفورماتور توزیع ۵۰ kVA ، از یک ژنراتور سنکرون که ولتاژ خروجی آن ۴۰۰ V می باشد، استفاده شد . ژنراتور مذکور به یک موتور DC با سرعت قابل کنترل متصل است شکل(۱-۲) بازای سه حالت که در آن دور محور ژنراتور به ترتیب۱۱۷۶ rpmو ۱۴۷۰ rpmو ۷۳۵rpm بود، موتور DC راه اندازی شد و نتایج حاصل طبق جدول ۱-۲ می باشد و از آنجا سهم تلفات هسترزیس و فوکو به شرح زیر محاسبه میشوند:

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول ۱-۲ :نتایج حاصل ازانجام آزمایش تفکیک تلفات فوکو و هیسترزیس

حالت	جریان بی باری(A)			توان جذب شده (W)	دور موتور DC (rpm)	ولتاژ اسمی ژنراتور فاز – فاز (V)	فرکانس تغذیه (Hz)
	I_A	I_B	I_C				
I	1.88	1.6	1.46	Wt=20+100+100= 220	1470	400	**50**
II				Wt =20+80+90=190	1470	380	**50**
III				Wt =12+68+68=148	1176	320	**40**
IV				Wt =2+40+40=82	736	200	**25**

WikiPower.ir

تلفات هیسترزیس: $P_K(50) = \frac{50[82\times40^2 - 148\times25^2]}{40\times25\times(40-25)} = 129W$

تلفات فوکو : $P_{ec}(50) = \frac{50^2[25\times148 - 40\times82]}{40\times25\times(40-25)} = 70W$

۲-۴- تلفات حالت بارداری ترانسفورماتور

در شرایط اعمال بار به ثانویه ترانسفورماتور، جریان سیم پیچی هم در اولیه و هم در ثانویه افزایش یافته و به تبع آن شار پراکندگی سیم پیچی ها نیز افزایش می یابد .علاوه برآن متناسب با افزایش ظرفیت ترانسفورماتور، مقدار ولتاژ اتصال کوتاه و امپدانس اتصال کوتاه نیز افزایش می یابد، به عبارت دیگر مقدار شار پراکندگی در ترانسفورماتورهای بزرگ قابل توجه است و قسمت اعظم امپدانس اتصال کوتاه راکتانس

می باشد تا جریان عیب در حالت اتصال کوتاه ترانسفورماتور را محدود سازد . اثر شار مغناطیسی پراکندگی در حالت بارداری روی تمامی قسمت ها اعم از سیم پیچی ها، تیغه های مهار ستونهای هسته، پروفیل مهارطوقه، هسته، دیوارهای مخزن، و سایر قسمت های فلزی به صورت تلفات ظاهر می شود .بنابراین تلفات حالت بارداری دو مؤلفه دارد . مؤلفهٔ اول تلفات ناشی از مقاومت DC سیم پیچی ها است و مؤلفهٔ دوم تلفات متناسب با مقدار جریان بار یا دامنهٔ شارهای مغناطیسی نشتی است که به تلفات ناشی از شارهای پراکنده نیز موسوم است.

۱-۴-۲- تلفات DC سیم پیچی ها

تلفات ایجاد شده در سیمی به دانستیهٔ جرمی d ، ضریب مقاومت و ρچگالی جریانJ به صورت زیر محاسبه می شود.

$$P_{DC} = RI^2 = \frac{\rho.L(J.A)^2}{A} = \rho.L.J^2.A = \rho.LJ^2\frac{m}{dl} = \frac{\rho}{d}J^2.m \qquad (7)$$

$$m = m_{ph} . N . D . \pi . A . d \times 10^{-6} \qquad (8)$$

که در آن:

m:جرم سیم پیچی بر حسبkg

mph: تعداد فازها

N :تعداد دورها

D:قطر متوسط سیم پیچی بر حسبmm

A : سطح مقطع هادی

d:چگالی هادی مسی بر حسب kg / dm^3

J : چگالی جریان بر حسب A/ mm^2

با توجه به تغییرات درجه حرارت در شرایط بهره برداری ترانسفورماتورها، مقدار تلفات DC از رابطهٔ زیر بدست می آید .

$$P_{DC,W} = P_{DC,C}\frac{235+ t_w}{235+ t_c} \qquad (9)$$

که در آن:

tw و tc:بترتیب درجه حرارتهای گرم و سرد ترانسفورماتور

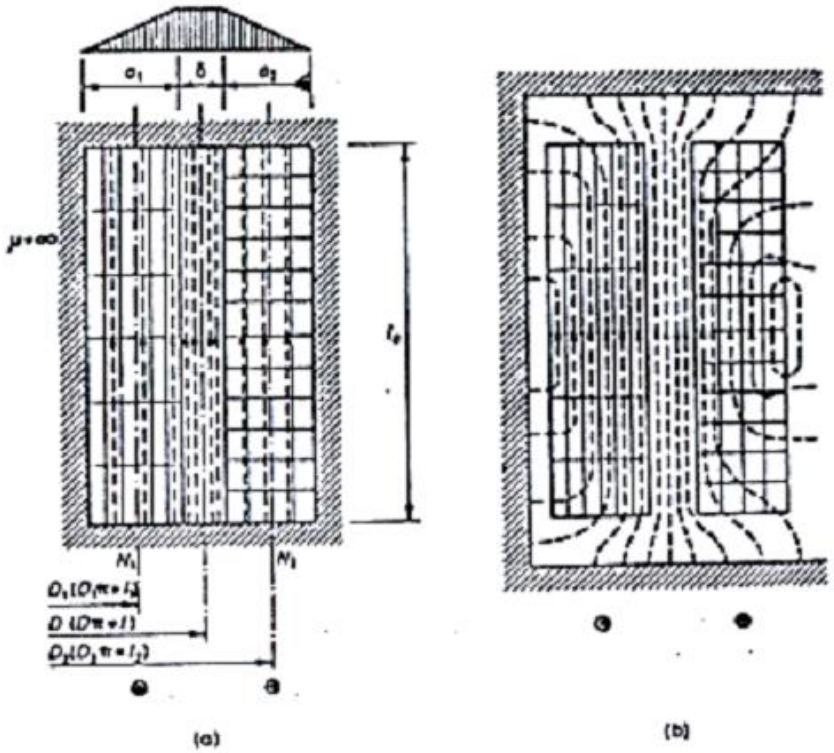
$P_{DC,w}$ و $P_{DC,c}$: بترتیب تلفات DC در شرایط درجه حرارتهای tw و tc

۲-۴-۲- تلفات اضافی سیم پیچی ها

جریان الکتریکی متغیر با زمان که از سیم پیچی های ترانسفورماتور عبور می کند علاوه بر مدار مغناطیسی اصلی(هستهٔ آهنی)، در سایر قسمت های داخلی ترانسفورماتور نیز میدان مغناطیسی ایجاد می کند که بصورت شارهای مغناطیسی پراکنده در فضای اطراف سیم پیچی ها و سایر قسمت های داخلی ترانسفورماتور مطرح است . مقدار چگالی شار مغناطیسی متغیر بوده و بردار B دارای مولفه های مختلف در امتداد محور X، Y و Z می باشد معمولاً محاسبات تعیینB در نقاط مختلف لایه های سیم پیچی ها و قسمت های فلزی پیچیده است و امروزه نرم افزارهای کامپیوتری بدین منظور بکار می رود با معلوم شدن مقدار B در نقاط مختلف، تلفات ناشی از شارهای پراکنده محاسبه می شود .

به منظور تعیین B به کمک روابط کلاسیک ، از مدل شکل ۲-۲ استفاده می شود .در این مدل فرض بر این است که طول سیم پیچی ls قابل توجه بوده و خطوط قوای مغناطیسی فقط در امتداد ls مطرح بوده و در جهت عمود بر امتداد ls مولفه ای وجود نداشته باشد . همچنین فرض بر این است که سیم پیچی ها به جز در طرف کانال روغنی مسیر خطوط قوای نشتی، توسط محیط های با ضریب نفوذ مغناطیسی بی نهایت محاط شده است ($\mu=\infty$).

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



شکل۲-۲: میدان مغناطیسی پراکنده در یک سی مپیچی اتصال کوتاه شده a- حالت ایده آل و b- حالت واقعی

WikiPower.ir

مقدار حداکثر چگالی شار مغناطیسی در کانال موجود بین دو سیم پیچی عبارتست از:

$$B = \mu_0 \frac{I_1.N_1 \times 2}{I_X}.R = \mu_0 . \frac{N_2.I_2 \times 2}{I_X} . R \qquad (10)$$

که در آن:

I_1 و I_2 مقادیر مؤثر جریانهای سیم پیچی اولیه و ثانویه بر حسب آمپر

N1 و N2 : تعداد دور سیم پیچی های اولیه و ثانویه

ls:طول مسیر کانال خطوط قوای نشتی بر حسبm

R: ضریب Rogowski

$$R = 1 - \frac{a_1 + a_2 + \delta}{\pi . I_S} . [1 - e^{\frac{-I_S}{a_1 + a_2 + \delta}}] \qquad (11)$$

برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

که در آن: $\delta < a_1 + a_2$ و $\frac{a_1+a_2+\delta}{\pi.l_S} < 2$

تلفات واحد جرم هادی مسی ناشی از تأثیر خطوط قوای مغناطیسی در هادی های سیم پیچی ها، طبق رابطه زیر است:

$$\frac{P}{m} = 1.65 \frac{f^2.B_m^2.h^2}{\rho.d} \qquad (12)$$

که در آن:

$\frac{P}{m}$: مقدار تلفات W/Kg در واحد جرم

h:اندازهٔ هادی در جهت عمود بر خطوط قوای مغناطیسی بر حسبm

ρ : مقاومت ویژه بر حسبΩm

d: چگالی جرمی kg/m^3

۳-۴-۲- مؤلفه های تلفات حالت بارداری ترانسفورماتور

تلفات حالت بارداری ترانسفورماتور از مؤلفه های زیر تشکیل یافته است:

۱ -تلفات مس مربوط به هادیهای سیم پیچی ها و هادیهای موجود برای انجام اتصال سرسیم ها

۲ -تلفات موجود در عایقهای سیم پیچی ها

۳ -تلفات مربوط به تاثیر شارهای مغناطیسی نشتی در هادی های سیم پیچی (تلفات جریانهای القائی)

۴ -تلفات مربوط به تاثیر شارهای مغناطیسی پراکنده در قسمت های فلزی و مخزن ترانسفورماتور و شیلدهای مغناطیسی

۵ -تلفات مربوط به عبور جریانهای چرخشی در صورتی که این نوع جریانها حذف نشده باشند.

۴-۴-۲- روشهای تجربی برای تعیین تلفات حالت بارداری ترانسفورماتور

برای تعیین میزان تلفات حالت بارداری یک ترانسفورماتور نمونه , به دو روش تجربی و محاسباتی و مقایسه نتایج حاصل ترانسفور ماتورهای توزیع kVA ۵۰ با اتصال Y/Z آزمایش اتصال کوتاه انجام و نتایج حاصل طبق جدول ۳-۲ ثبت شده است .

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

تلفات اندازه گیری شده			جریان فازها				
Ww (W)	Wv (W)	Wu (W)	Iw (A)	Iv (A)	Iu (A)	جریان HV (A)	**جریان LV (A)**
۵۲۵	۵۰۰	۳۳۰	۶۴	۸۴	۶۰	۱/۴۴	**۷۲/۱۶**
تلفات $3I^2R$ (w)	**مقاومت هر فاز HV (Ω)**	**مقاومت هر فاز LV (Ω)**		**کل تلفات بر مبنای بار کامل و دمای 75°c (W)**			**کل تلفات اندازه گیری شده در دمای 20°c (W)**
۱۱۳۱/۴	**۲۰۰**	**۰/۰۲**		**۱۵۴۴**			**۱۳۵۵**

جدول ۳-۲: نتایج حاصل از اندازه گیری در آزمایش اتصال کوتاه

برای انجام محاسبات، مقدار مقاومت اهمی سیم پیچی ها از طریق آز مایش تعیین مقاومت اهمی سیم پیچی بکمک منبع ولتاژDC و قرائت جریان سیم پیچی ها به تفکیک در طرف ۲۰kV و ۰/۴ kV انجام و سپس رابطه ۸ بکار گرفته شد . در مورد محاسبات مربوط به تلفات اضافی سیم پیچی ها، با استفاده از روابط ۱۰الی ۱۲ جدول ۴-۲ به دست آمده است.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول ۴-۲: نتایج حاصل از محاسبات مربوط به تلفات اضافی سیم پیچی ها

سایر مولفه های تلفات اضافی حالت بارداری	تلفات اضافی ناشی از شارهای نشتی در سیم پیچیها	تلفات اضافی ناشی از محاسبه به روش کلاسیک و کلی	کل تلفات اندازه گیری شده در آزمایش اتصال کوتاه	کل تلفات DC سیم پیچی در دمای 75°c	تلفات DC در سیم پیچی HV 20°c دمای	تلفات DC در سیم پیچی LV 20°c دمای
۴۲۱/۶	۲۶/۱۲	۴/۴۸	۱۵/۴۴	۱۰۹۶/۲	۵۳۴/۷۳	۳۸۴/۹۲

با توجه به این جدول ملاحظه می شود که سهم عمدهٔ تلفات اضافی حالت بارداری که به تلفات ناشی از جریانهای القائی مربوط می شود، قابل توجه بوده و از مولفه های زیر تشکیل میشود:

۱ -تلفات ناشی از جریانهای القائی عبوری از هادی به خاطر اثر پوستی

۲ -تلفات ناشی از جریانهای القائی عبوری از هادی به خاطر اثر مجاورت

۳ -تلفات ناشی از جریانهای القائی عبوری از مخزن ترانسفورماتور به خاطر شارهای مغناطیسی پراکنده

۴ -تلفات ناشی از جریانهای القائی عبوری از قسمت هادی فلزی به خاطر شارهای مغناطیسی پراکنده (شامل چهار چو ب های مهار، بازوهای هسته، پیچ و مهره ها، صفحات نگهدارنده هسته بین بازو و سیلندر عایق سیم پیچی، صفحات آهنی مجاور

بوشینگ (نشیمن زیر بوشیگ ها)

۵ -تلفات موجود در عایق ترانسفورماتور

۶ -تلفات موجود در هادیهای سیم پیچی ها و سیم های رابط تپ چنجر و سرسیم های رابط بوشینگ ها و سیم پیچی ها

امروزه در مرحلهٔ طراحی ، محاسبات و ساخت ترانسفورماتورهای قدرت و توزیع به منظور افزایش بازده ترانسفورماتور ، در مورد کاهش هر یک از مؤلفه های تلفات حالت بارداری اقدامات خاصی را انجام می

دهند .آنچه که در مورد کاهش تلفات فوکوی هادی های سیم پیچی ها مورد توجه است ، لایه لایه کردن هادی ها به منظور کاهش تلفات فوکو و کم کردن پهنای شعاعی هادی ها می باشد و به منظور کاهش تلفات ناشی از جریانهای گردشی ، استفاده از هادی های جا به جا شده مرسوم است. در اینجا، امکان کاهش تلفات ناشی از جریانهای القائی عبوری از مخزن ترانسفورماتور به خاطر تاثیر شارهای مغناطیسی پراکنده بحث خواهد شد.

۵-۴-۲- تلفات ناشی از شارهای پراکنده در قسمت های فلزی ترانسفورماتور

با اعمال بار به ترانسفورماتور، علاوه بر تلفات اهمی و تلفات ناشی از عبور جریانهای القائی در هادی های سیم پیچی ها، تلفات ناشی از اثر شارهای مغناطیسی بر قسمت های فلزی و جریانهای القائی در هادی های سیم پیچی ها، تلفات ناشی از اثر شارهای مغناطیسی بر قسمت های فلزی و جریانهای القائی عبوری از قسمت فلزی نظیر دیوارۀ مخزنی، چهارچوب های مهار هسته، صفحات فلزی مهار ستونی هسته و ... نیز مطرح می باشد .متناسب با افزایش قدرت ترانسفورماتور به منظور تأمین حفاظت لازم در قبال عبور جریان اتصال کوتاه خارجی در شبکه ثانویه، امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور با مقدار بیشتر طراحی می شود .بنابراین متناسب با افزایش ظرفیت ترانسفورماتور، راکتانس پراکندگی آن نیز بیشتر شده و آن هم به مفهوم وجود شارهای مغناطیسی پراکندگی بیشتر می باشد که مسیر آنها از طریق قسمت های آهنی موجود در داخل ترانسفورماتور تعیین می شود و در اثر جریانهای القائی به وجود آمده، تلفات اضافی در قسمتهای فلزی ایجاد می شود.

از آنجائیکه به خاطر چگالی کم شار پراکندگی، تلفات هیسترزیس به وجود آمده در قسمتهای فلزی ناچیز است تلفات بوجود آمده ناشی از برخورد شارهای پراکنده در قسمتهای فلزی عمومًا تلفات فوکوی ناشی از عبور جریان گردابی است.

محاسبات مربوط به تعیین مقدار و نحوه توزیع چگالی تلفات در مخزن ترانس حائز اهمیت است .توزیع چگالی تلفات به خاطر داشتن قابلیت اطمینان بالا در ترانسفورماتور و پیش بینی نقاط داغ موضعی مطالعه

می شود .مقدار تلفات تابع سطح قسمت های فلزی واقع در مسیر شارهای پراکنده بوده و در قسمت مختلف نظیر دیواره های مخزن، چهارچوب مهار یوغ، تیغه های مهار هسته در بازوها و پیچ مهر ه های فلزی محکم کاری، مقداری متفاوت خواهد داشت . در دیواره های تانک ترانسفورماتور، علیرغم چگالی شار مغناطیسی اندک، سطح دیواره ها زیاد است و دامنه تلفات به وجود آمده قابل ملاحظه است .این موضوع باعث کاهش بازده ترانسفورماتور در حالت بارداری خواهد بود . اگر چه تشکیل نقاط داغ موضعی در دیواره های مخزن به دلیل سطح تماس دیوار ه های مخزنی با سیال خنک کننده(روغن)منتفی است، ولی در سایر قسمت های فلزی نظیر چهارچوب های مهار طوقه و صفحات نگهدارندۀ ستون هسته در بازوها، احتمال به وجود آمدن نقاط داغ بیشتر است و امروزه کنترل فلوهای نشتی و پراکنده در داخل ترانسفورماتور با هدف کاهش تلفات مربوطه و افزایش قابلیت اطمینان ترانسفورماتور حائز اهمیت است .بطور کلی قسمتهای تشکیل دهندۀ ساختمان ترانسفورماتور که تحت تأثیر شارهای پراکنده قرار می گیرند عبارتند از :

۱ -دیواره های مخزنی ترانسفورماتور

۲ -تیغه های مهار ساق هسته

۳ -پروفیل های مربوط به چهار چوب مهار یوغ هسته

تلفات موجود در مخزن ترانسفورماتور از طریق اندازه گیری و با دقت کافی تعیین می شود .بدین ترتیب که آزمایش تعیین تلفات اتصال کوتاه در دو حالت انجام می شود .در حالت اول، قسمت فعال ترانسفورماتور داخل مخزن بوده و میزان تلفات طی آزمایش اتصال کوتاه توسط واتمتر اندازه گیری می شود .در حالت دوم، آزمایش اتصال کوتاه بدون وجود مخزن(یعنی قسمت فعال خارج از مخزن می باشد) انجام می شود و میزان تلفات طی آزمایش اتصال کوتاه در این حالت نیز توسط واتمتر اندازه گیری می شود .از تفاضل مقادیر اندازه گیری شده در دو حالت اول و دوم، میزان تلفات موجود در تانک بدست می آید.

۶-۴-۲ - روشهای کاهش تلفات مخزن ترانسفورماتور قدرت

کاهش تلفات موجود در مخزن، همیشه مورد توجه طراحان ترانسفورماتور است تا ضمن افزایش بازده، از بوجود آمدن نقاط داغ موضعی جلوگیری شود . محاسبات مربوط به تلفات جریانهای القائی در مخزن با معلوم بودن میدان مغناطیسی ناشی از شارهای پراکنده و با دقت کافی به کمک نرم افزارهای تهیه شده قابل انجام است . میزان تلفات به توزیع شارهای مغناطیسی در بدنهٔ مخزن بستگی دارد . لذا با شیلدهای مغناطیسی، توزیع شارهای پراکنده کنترل می شود .علاوه بر آن میزان تلفات به جنس بدنهٔ مخزن، و جنس شیلد مغناطیسی نیز بستگی دارد.

در حالتی که شیلد با جنس آهن استفاده شود اثر اشباع نیز بایستی در نظر گرفته شود و با توجه به مشخصه غیرخطی آهن بهتر است نتایج محاسبات با نتایج حاصل از اندازه گیری مقایسه شود . متناسب با افزایش ابعاد فیزیکی و ظرفیت ترانسفورماتور، میزان تلفات ناشی از تاثیر شارهای پراکنده در مخزن بیشتر می شود و درصد قابل توجهی از تلفات را به خود اختصاص می دهد .به همین علت در ترانسفورماتورهای بزرگ، محاسبات دقیق تلفات مخزن و روشهای کاهش آن حائز اهمیت است.

روش های متعددی برای کاهش تلفات مخزن وجود دارد . یک روش در ترانسفورماتورهای کوچک آن است که ارتفاع سیم پیچی بیرونی را حدود ۵ تا ۷ درصد بزرگتر از سیم پیچی داخلی انتخاب می کنند . در نتیجه سیم پیچی بیرونی به عنوان شیلد برای شار نشتی عمل می کند .البته میزان کاهش تلفات در این روش کم است و این روش چندان کاربرد ندارد. روش دیگر به توزیع آمپر دور سیم پیچ ها مربوط است و به گونه ای توزیع آمپر دور انجام می شود که با کنترل شارهایمغناطیسی موثر در مخزن، تلفات کاهش می یابد.

معمو لترین روش برای کاهش تلفات مخزن استفاده از شیلدهای از جنس آهن سیلیکو ندار، مسی یا آلومینیومی است. اگرچه استفاده از شیلد آهن، تلفات را ۵ % نسبت به مخزن شیلد نشده کم می کند ولی تلفات مربوط به جریانهای القائی در سیم پیچی ها و دامنهٔ نیروهای مکانیکی مؤثر بر سیم پیچی ها افزایش می یابد .از آنجائی که وجود شیلد آهن، توزیع شار مغناطیسی را به هم می زند، دامنهٔ شار

مغناطیسی در جهت شعاعی مؤثر بر هادی ها افزایش می یابد .از طرف دیگر با استفاده از شیلدهای آلومینیومی یا مسی میزان تلفا ت ۱۰ تا ۱۵ درصد نسبت به تانک شیلد نشده کاهش می یابد و تلفات موجود در سیم پیچی ها ناشی از جریانهای القائی، از شیلد آلومینیومی یا مسی تأثیر نمی پذیرد .پارامتر مهم در استفاده از شیلد آلومینیومی یا مسی، ضخامت شیلد می باشد که بایستی ضخامت شیلد بیشتر از عمق نفوذ مغناطیسی شار در جنس شیلد انتخابی باشد.

تلفات موجود در مخزن به خاطر نزدیک بودن سرسیم های جریان های فازها به بدنهٔ مخزن افزایش می یابد .در صورتی که سرسیم های فازها در ترمینال سیم پیچی ها نزدیک بدنه مخزن قرار گیرد، مسئلهٔ ایجاد نقاط داغ بیشتر از مقدار تلفات اهمیت پیدا می کند .علاوه بر آن استفاده از پوشش فلزی در گلوگاه عبور سرسیم ها از سقف مخزن(نشیمنگاه بوشینگ) حائز اهمیت است و اگر چنانچه از جنس فرومغناطیسی انتخاب شود باعث به وجود آمدن جریانهای القائی و تلفات بیشتر خواهد شد . در ترانسفورماتورهای بزرگ، استفاده از حلقهٔ مهار مغناطیسی بصورت شنت افقی با هدف تمرکز شار مغناطیسی نشتی و عبور دادن آن از طوقه و مواد مغناطیسی اصلی، معمول بوده و باعث کاهش تلفات می شود.

WikiPower.ir

۷-۴-۲- مطالعهٔ اثر شیلدهای آلومینیومی و مسی در کاهش تلفات مخزن

به منظور مطالعه اثر شیلدهای آلومینیومی و مسی در کاهش تلفات مخزن یک ترانسفورماتور ۵۰ kVA و۲۰kV / ۰/۴ Kv انتخاب شد و آزمایش های متعددی در حالات مختلف و با استفاده از شیلدهای آلومینیومی و مسی با ضخامت ها و ابعاد مختلف انجام شد . در هر یک از حالات، آزمایش اتصال کوتاه انجام و میزان تلفات حالت بارداری معلوم شده است . بمنظور

نصب شیلدهای مورد نظر، در هر یک از حالات قسمت فعال از مخزن بیرون آورده شده و شیلدهای با جنس و ضخامت متفاوت به فاصلهٔ ۳cm از سیم پیچی و۱ cm از مخزن قرار داده شده و مجددا active

partداخل تانک قرار گرفت و آزمایش اتصال کوتاه انجام شد . نتایج حاصل از آزمایش در حالات مختلف طبق جدول ۵-۲ می باشد.

جدول ۵-۲ : نتایج حاصل از اندازه گیری تلفات بارداری در شرایط نصب شیلدهای مسی و آلومینیومی

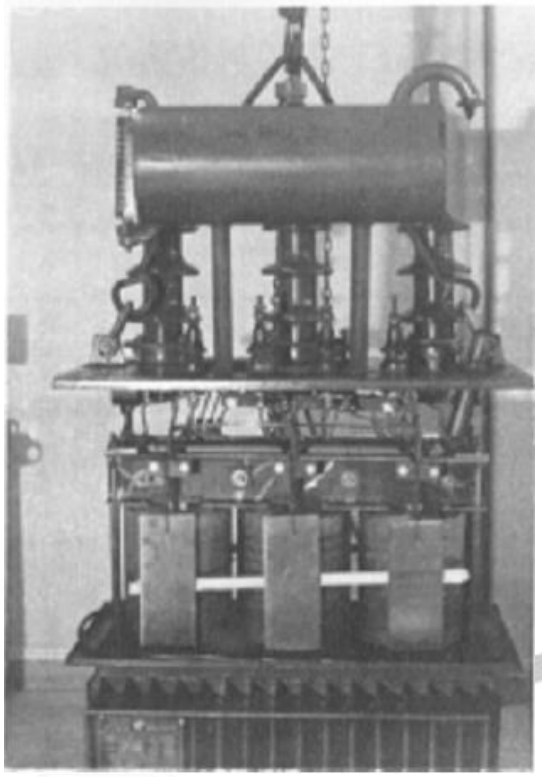
	شیلد مسی ۶ قطعه و هرسیم پیچی۲ قطعه 25×10cm	شیلد مسی یکپارچه به ضخامت5m m و ابعاد 65×25 cm	شیلد آلومینیومی به ضخامت 9 و ابعاد mm 65×25cm	شیلد آلومینیومی به ضخامت 4.5 و ابعاد mm 65×25cm	شیلد آلومینیومی به ضخامت 1.5 و ابعاد mm 65×25cm	بدون شیلد و بدون مخزن	بدون شیلد و با مخزن بر مبنای دمای 75°c
تلفات بارداری(W)	۱۳۶۱/۵	۱۳۵۸	۱۳۶۳	۱۳۶۸/۶	۱۳۴۷/۷	۱۳۴/۷۷	۱۳۷/۶۱

ملاحظه می شود که وجود شیلد آلومینیومی باعث کاهش اندک در تلفات بارداری می شود.

علیرغم اینکه ضخامت شیلد در میزان تلفات مؤثر است، ولی با توجه به غیرمغناطیسی بودن شیلد آلومینیوم، میزان تأثیر شیلد آلومینیومی در تغییر مسیر شارهای مغناطیسی پراکنده و نهایتًا کاهش تلفات کم می باشد .در حالت استفاده از شیلد مسی، میزان تلفات بارداری باز هم کمتر شده است . بمنظور

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

بهبود شرایط خنک کاری، به جای شیلد یکپارچهٔ مسی از ۶ قطعه شیلد مسی با ابعاد کوچکتر(۲۵×۲۵cm) استفاده شد و در مقابل هر سیم پیچی هر فاز، یک قطعه مسی مطابق شکل(۳-۲) قرار داده شد.



شکل ۳-۲ : نمایش نصب شیلدهای مسی در پیشانی سی مپیچی ها و در حد فاصل سی مپیچی ها و بدنه مخزن

WikiPower.ir

امروزه یکی از مهمترین پارامترها در ارزیابی قابلیت اطمینان و بازده ترانسفورماتورها، میزان تلفات بوجود آمده در قسمت های مختلف ترانسفورماتور است . لذا تعیین دقیق مؤلفه های تلفات در اجزاء مختلف و کنترل و کاهش آنها در مرحلهٔ طراحی حائز اهمیت است . دراین بخش، مولفه های مختلف تلفات بی باری و بارداری و عوامل مؤثر بر مقدار آنها نظیر اعوجاج ولتاژ، دامنه شارهای مغناطیسی، ابعاد فیزیکی هادی های سیم پیچی ها مورد بررسی قرار گرفته و نحوهٔ محاسبات و اندازه گیری آنها نیز مطالعه شد . در نهایت، تأثیر شیلدهای مسی و یا آلومینیومی در کاهش تلفات مخزن در مورد یک ترانسفورماتور ۲۰kv/۰/۴kv ، ۵۰kVA بطور تجربی مطالعه شد.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۵-۲- محاسبه‌ی مقدار تقریبی تلفات ایجاد شده در ترانسفورماتورهای توزیع شبکه آذربایجان شرقی:

تعداد پ ست‌های زمینی ن صب شده تا آذرماه سال ۱۳۸۳ برابر ۹۱۶ پ ست زمینی بوده که قدرت ن صب شده‌ی آنها برابر ۵۶۷۸۴۰ KVA و جدول شماره (۶-۲) به وضوح این موضوع را نشان می‌دهد.

به طور متو سط می‌توان گفت که در صد بارگیری از ترانسفورماتورهای توزیع آذربایجان شرقی مقدار ۴۰ درصد قدرت نصب شده را نشان می‌دهد و بار ترانسفورماتورهای زمینی مقدار ۲۲۷۱۳۶ کیلووات را نشان می‌ د هد. بر طبق آ مار های موجود بطور متوسط حدا قل ماهی دو بار در ف یدر های خروجی این ترانسفورماتورهای زمینی اتصال کوتاه اتفاق افتاده و سیم‌پیچ‌های آنها تا حد زیادی داغ می‌گردند.

اگر متو سط زمان خ شک شدن سیم‌پیچ ترانسفورماتورها و ر سیدن به درجه‌ی حرارت نقطه‌ی کار را ۱۵ دقیقه و درجه حرارت سیم‌پیچ‌ها برای حالات قبل و بعد از اتصال کوتاه را ۷۰ و ۲۳۰ درجه سانتی‌گراد در نظر بگیریم متوسط درجه‌ی حرارت در طول مدت ۱۵ دقیقه برابر $\frac{70+230}{2}=150$ باشد می‌توان افزایش مقاومت سیم‌پیچ‌ها را به ازاء درجه‌ی حرارت جدید به صورت زیر پیدا کرده و تلفات نا شی از این پدیده را محاسبه نمود.

جدول شماره ۶-۲ : ترانس‌های پست‌های توزیع زمینی آذربایجان شرقی

قدرت ترانس [KVA]	تعداد دستگاه	ظرفیت منصوبه [KVA]	کل تلفات		درصد بارگیری	بازده
			بی‌باری [KW]	برداری [KW]	N%	η٪
۲۵۰	۱۶	۴۰۰۰	۸/۰	۶/۰	۳۴/۹	۹۸/۹
۳۱۵	۲۶	۸۱۹۰	۱۶/۴	۱۲/۸	۵۹/۶	۹۸/۸
۴۰۰	۱۸۳	۷۳۲۰۰	۱۴۶/۴	۵۹/۸۴	۴۳/۴	۹۸/۷
۵۰۰	۱۷۲	۸۶۰۰۰	۱۷۲/۰	۸۶/۱۵	۴۷/۶	۹۸/۷
۶۳۰	۲۵۰	۱۵۷۵۰۰	۳۱۵/۰	۱۳۴/۸	۴۴/۹	۹۸/۷
۸۰۰	۱۸۰	۱۴۴۰۰۰	۲۸۸/۰	۱۱۲/۳	۴۲/۰۹	۹۸/۷
۱۰۰۰	۷۵	۷۵۰۰۰	۱۵۰	۲۹/۸	۳۰/۱۸	۹۸/۴
۱۲۵۰	۷	۸۷۵۰	۱۷/۵	۴/۷	۳۵/۴۳	۹۸/۵
۱۶۰۰	۷	۱۱۲۰۰	۲۲/۴	۲/۱۸	۲۱/۸۶	۹۷/۹
جمع میانگین	۹۱۶	۵۶۷۸۴۰	۱۱۳۵/۷	۴۴۹/۲۹	۴۰	۹۸/۵۹

$R'e2$: مقاومت معادل سیم‌پیچ ترانسفورماتور در درجه حرارت جدید وقتی که مقاومت سیم‌پیچ اولیه به ثانویه منتقل شده است.

$Re2$: مقاومت معادل سیم‌پیچ ترانسفورماتور در درجه حرارت کار عادی وقتی که مقاومت سیم‌پیچ اولیه به ثانویه منتقل شده است.

$t1$: درجه حرارت کار عادی ترانسفورماتور بر حسب سانتیگراد.

$t2$: درجه حرارت متوسط ترانسفورماتور در طول مدت اتصال کوتاه و ۱۵ دقیقه بعد از آن.

$$R'e2 = \frac{Re2(t2+235)}{r1+235}$$

$$\Delta Re2 = \frac{Re2(150+235)}{70+235} - Re2 = \frac{385\,Re2}{305} - Re2$$

$$\Delta Re2 = \frac{80}{305} Re2 = 0.2623\ Re2$$

چنانچه مشخص می‌گردد در هر اتصال کوتاه تلفات ژولی ترانسفورماتور به اندازه‌ی ۲۶ درصد به مدت حداقل ۱۵ دقیقه افزایش می‌یابد.

۱-۵-۲- تلفات اضافی ناشی از عدم یکنواختی و یکسانی ولتاژ درصد اتصال کوتاه ترانسفورماتورها:

می‌دانیم که هر چه اختلاف امپدانس ولتاژهای ترانسفورماتورهای موازی کمتر باشد ضمن اینکه توزیع قدرت بین آنها یکنواخت خواهد شد از تلفات انرژی داخلی آنها نیز جلوگری بعمل خواهد آمد اگر اختلاف ولتاژ درصد حدود اتصال کوتاه‌ها ۱۰٪ باشد این اقدام باعث می‌شود که توان عبوری در یکی از ترانسفورماتورها که ولتاژ درصد اتصال کوتاهش بالا است به میزان ۹۰/۹ درصد توان اسمی ترانسفورماتور کاهش یابد و عبور قدرتی بیش از این موجب ا ضافه بار شدن تراز سفورماتور با ولتاژ در صد اتصال کوتاه کمتر شده و تلفات ژولی ترانسفورماتور مذکور بالا رفته و موجب داغ شدن بیش از حد سیم‌پیچها و عایق‌ها گشته و از عمر ترانسفورماتور کاسته می شود. در ضمن اختلاف بین ولتاژ درصد اتصال کوتاه‌های ترانسفورماتورهای موازی موجب عدم استفاده از توان مفید یکی از ترانسفورماتورها گشته و باعث عدم استفاده از سرمایه گذاری‌های انجام یافته در بخش ترانسفورماتور و فیدرهای مربوطه می شود این مسأله به سبب یکسان بودن ولتاژ در صد اتصال کوتاه تراز سفورماتورهای توزیع در شبکه‌های توزیع آن چنان مساله ساز نبوده و بیشتر در شبکه های فوق توزیع و انتقال صورت می‌گیرد.

۲-۵-۲- تلفات اضافی در ترانسفورماتورهای توزیع دراثر کمی درصد بارگیری:

همان گونه که قبلاً اشـاره گردید تعداد ترانسـفورماتورهای توزیع زمینی منصـوبه در شـبکه‌ی توزیع برق آذربایجان برابر ۹۱۶ دسـتگاه بوده که ظرفیت کل آنها برابر ۵۶۷۸۴۰ کیلوولت آمپر می‌باشـد و طبق محاسبات انجام گرفته از ۹/۴ درصد تلفات شبکه که مربوط به بخش توزیع می‌گردد حدود ۲/۸ درصد آن در ترانسفورماتورهای توزیع تلف می‌گردد که رقم قابل ملاحظه‌ای می‌باشد و به طور اساسی می‌توان گفت که بیشـترین تلفات این ترانسـفورماتورها را عدم تعادل بار فیمابین آنها و پر بودن بسـیاری و در ازاء آن عاطل و باطل بودن ظرفیت خالی تعداد زیادی از تراز سفورماتورهای توزیع نیرو تـ شکیل می‌دهد که علاوه بر صرف هزینه‌ی سنگین جهت خرید و نـ صب و عدم ا ستفاده از ظرفیت کامل آنها این عمل تلفات قابل توجه زیادی نیز به شبکه‌های توزیع نیزو اعمال می‌نماید بنابراین تدوین مشخصات فنی و انتخاب ظرفیت مناسب آنها درمرحله‌ی برنامه‌ریزی مقدور می‌باشد. بطور کلی ترانسفورماتورهای منصوبه در شبکه توزیع آذربایجان شرقی را می‌توان به صورت زیر دسته‌بندی کرد:

۲-۱- ترانسـفورماتورهای توزیع با قدرت ۲۰۰ کیلوولت آمپر که دارای تلفات بی‌باری ۴۶۰ وات در ولتاژ نامی و تلفات بار کامل ۳۵۳۰ وات می‌باشند.

۲-۲- ترانسـفورماتورهای با قدرت ۳۱۵ کیلو ولت آمپر دارای تلفات بی‌باری ۷۰۵ وات در ولتاژ نامی و تلفات بار کامل ۵۴۹۰ وات می‌باشند.

۲-۳- ترانسفورماتورهای با قدرت نامی ۱۰۰۰ کیلووات آمپر که شامل تلفات بی باری ۱۳۷۵ وات در ولتاژ نامی و تلفات بار کامل ۱۴۴۰۸ وات.

۲-۴- بطور کلی قدرت منصوبه‌ی ترانسفورماتورهای زمینی حدود ۸۰۰۰ و ترانسفورماتورهای هوایی حدود ۲۰۰ کیلوولت آمپر می‌باشند.

۲-۵- از ۹۱۶ دستگاه ترانسفورماتور زمینی منصوبه در شبکه توزیع آذربایجان شرقی تعداد ۴۷۳ دستگاه آن مربوط به شهر تبریز می‌باشد که مجموع قدرت نامی آنها برابر ۳۷۸۴۰۰ کیلوولت آمپر می‌باشد.

همانگونه که از جدول شماره (۶-۲) نیز نمایان است بطور متوسط در زمان پیک بار درصد بارگیری از ترانسفورماتورهای توزیع آذربایجان شرقی تقریباً به مقدار ۴۰ در صد قدرت نصب شده بوده و بازده آنها مقدار ۹۸/۵۹ درصد را نشان می‌دهد که مطلوب نمی باشد با ملاحظات اقتصادی از بارگیری ترانسفورماتورهای توزیع به میزان بسیار بالایی تلفات بارداری و بی‌باری آنها می‌توان پی برد برای کم کردن تلفات باید حتی‌الامکان ضریب بارگیری متو سط را بالا برده و ترانسفورماتورهای جدید می‌بایست متناسب با بار مصرفی انتخاب و ترانسفورماتورهای منصوبه با ظرفیت کم را جمع آوری و در حد امکان بار آنها را به ترانسفورماتورهای مجاور منتقل نموده و ترانسفورماتورهای با قدرت بالا و بار کم را با ترانسفورماتورهای قدرت کم تعویض نمود.

با بررسی انجام شده بر روی شبکه‌ی توزیع برق آذربایجان بهترین در صد بارگیری از ترانسفورماتورهای توزیع آذربایجان شرقی با اعمال ضریب بار منطقه به میزان LF =۰/۵۱ مقدار ۶۷٪ نتیجه می‌گردد.

۳-۵-۲- محاسبه ارزش تلفات ناشی از کمی درصد بارگیری

جهت محاسبه ارزش تلفات مقدار قدرت منصوبه مورد نیاز برای شبکه توزیع آذربایجان شرقی محاسبه گشته و تلفات ناشی از قدرت نصب اضافی محاسبه می‌گردد بطوری که مطرح گردید حالت ایده‌آل بارکشی از ترانسفورماتورهای شبکه توزیع آذربایجان شرقی ۶۷٪ را نشان می‌دهد ولی جدول شماره (۱) نشان می‌دهد که ترانسفورماتورها در این بخش با ۴۰در صد بار نامی شان مورد بهره برداری قرار می‌گیرند بنابراین قدرت $\frac{567/84\times 0/4}{0/68}=334$ مگاولت آمپر قدرت منصوبه در پست‌های زمینی این امر موجب به هدر رفتن تلفات داخلی بی‌باری به اندازه‌ی پست‌های زمینی این امر موجب به هدر رفتن تلفات داخلی بی‌باری به اندازه‌ی $\frac{233/84\times 1135/7}{567/840}$ کیلووات در ساعت خواهد شد که در طول مدت یکسان این تلفات برابر ۴۰۹۶۹۴۹ کیلووات ساعت می‌باشد.

اتلاف هر کیلووات از توان الکتریکی در ترانسفورماتورها ضمن اینکه باعث هدر رفتن یک کیلووات از توان مفید نیروگاه می‌گردد، سبب می‌شود در طول عمر مفید آنها انرژی بسیار زیادی نیز به هدر رود.

که ارزش تلفات در این بخش را می‌توان با استفاده از فرمول‌های زیر پیدا کرد.

$$VDL = DL.GRF.CP \qquad (14)$$

$$PVE = EL.EF.CE \qquad (15)$$

VDL: ارزش دیماند تلفات

DL: تلفات دیماند

GRF: ضریب ذخیره تولید که می‌تواند ۱/۳ منظور گردد.

CP: ارزش متوسط یک کیلووات از توان نیروگاه که می‌تواند ۱/۲ میلیون ریال برای هر کیلووات منظور شود.

PVE: ارزش حال تلفات انرژی

EL: تلفات انرژی که از رابطه‌ی $E_L = 8760.DLL.LF^2$ بدست می‌آید.

LF: ضریب بار

DLL: تلفات دیماند بارداری

J: متوسط تفاضل بهره و تورم سالیانه که می‌تواند مثلاً ۰/۶ در نظر گرفته شود.

n: عمر مفید ترانسفورماتور

بنابراین با انتخاب ترانسفورماتورهای توزیع متناسب با پیک بار (با رعایت ذخیره‌سازی لازم) و بکار گرفتن شیوه‌هایی برای جلوگیری از نصب ترانسفورماتورهای با قدرت زیاد در مناطق غیر لازم توسط شرکت و تعویض ترانسفورماتورهای با قدرت بالا و بارکم و نصب ترانسفورماتورهای مناسب بجای آنها می‌توان این بخش از تلفات را به حداقل مقدار خود رساند.

از بررسی تلفات در ترانسفورماتورها و مسائل علمی آن چنین نتیجه حاصل می‌شود که در تراز سفورماتورهای من صوبه در شبکه‌های توزیع با در نظر گرفتن و رعایت م سائل ا صولی زیر می‌توان تا حدود زیادی از ایجاد تلفات اضافی جلوگیری نموده و راندمان آنها را ضمن افزایش توان خروجی بالا برد.

الف- ایجاد یکنواختی و یکسانی در مشخصات فنی ترانسفورماتورهای موازی از نقطه نظر نسبت تبدیل و امپدانس درصد در تپ‌های مختلف و بارهای نامی.

ب - توجه دقیق به د ستورالعمل های بهره‌برداری و تعمیراتی در مورد روغن ترانسفورماتور و جلوگیری از جذب رطوبت توسط عایق‌های سیم پیچی ترانسفورماتورها.

ج - تامین بار راکتیو مورد نیاز بارهای اهمی – سلفی از طریق نصب بانک‌های خازنی در محل‌های مناسب بطوری که جریان خازنی از ترانسفورماتورهای توزیع عبور ننماید.

د - تنظیم برنامه‌های زمانبندی شده برای بازدید از خطوط توزیع نیرو که ات صال کوتاه‌های پی در پی در آنها اتفاق می‌افتد.

ه- با توجه به اینکه عدم توجه به بارگیری مناسب از ترانس‌های توزیع باعث افزایش بی‌رویه‌ی سرمایه گذاری و نهایتاً افزایش تلفات انرژی خواهد بود بنابراین ایجاد تعادل بار بین ترانسفورماتورها از طریق تقسیم‌بار اصولی و انتخاب ترانسفورماتورهای مناسب با پیک بار و پرهیز از استفاده ترانس‌های با قدرت بالاتر.

۶-۲- ارزیابی اقتصادی تلفات ترانسفورماتورهای توزیع:

ر شد دائمی هزینه‌های انرژی و سرمایه‌گذاری، شرکت‌های توزیع انرژی الکتریکی را بر آن می‌دارد که در رابطه با عملکرد اجزاء مختلف تشکیل دهنده سیستم توزیع، ارزیابی‌های دقیقی را انجام دهند. یکی از مهمترین این ارزیابی‌ها تلفات و مباحث اقتصاد پیرامون آن می‌باشد. ترانسفورماتور توزیع یکی از اجزاء

مهم در هر سیستم توزیع الکتریکی است و بواسطه تعداد زیاد آنها ارزیابی اقتصادی تلف آن بحثی لازم و ضروری می‌باشد.

نتیجه این ارزیابی محاسبه دقیق سالیانه یک ترانسفورماتور توزیع با در نظر گرفتن هزینه تلفات توان و تلفات انرژی و در نهایت پیش‌بینی روش‌های اقتصادی جهت کاهش این هزینه سالیانه می‌باشد. در این بخش محاسبه هزینه سالیانه یک ترانسفورماتور توزیع توسط روش هزینه سالیانه هم سطح شده با در نظر گرفتن شرایط تورم هزینه، رشد بار و تغییر محل احتمالی ترانسفورماتور مورد بررسی قرار می‌گیرد و روابط مربوطه با توجه به مشخصه‌های بار ترانسفورماتور و پارامترهای اقتصادی استخراج می‌شوند.

بهینه سازی مشخصه‌های بازدهی ترانسفورماتور توزیع نیاز به روشی دقیق جهت ارزیابی هزینه تلفات آن دارد. در این مقاله یک روش برای ارزیابی تلفات ترانسفورماتور ارائه می‌گردد. روش هزینه‌ی سالیانه هم سطح شده برای درنظر گرفتن دقیق شرایط تورم هزینه انرژی، رشد بار و تغییر مکان ترانسفورماتور توسعه داده می‌شود هزینه تلفات یک ترانسفورماتور توزیع، شامل هزینه تلفات بی‌باری و هزینه تلفات بار آن می‌باشد و هر کدام از این هزینه‌ها از دو مولفه هزینه تلفات توان و هزینه تلفات انرژی تشکیل می‌شوند.

هزینه سالیانه یک ترانسفورماتور توزیع علاوه بر هزینه‌های تلفات شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های تلفات راکتیو بی‌باری، هزینه تلفات راکتیو بار و همچنین تلفات رگولاسیون می‌باشد.

دو مجموعه پارامتر در روابط مربوط به تعیین هزینه های فوق دخالت موثر دارند. مجموعه اول شامل پارامترهای اقتصادی و مجموعه دوم شامل کمیاب بار می‌باشد. انتخاب و استفاده صحیح از این پارامترها دقت محاسبه هزینه‌ها را افزایش می‌دهد. به همین جهت در ادامه ابتدا تعریف و توضیح مختصر این پارامترها را ارائه و سپس وارد بحث اصلی می‌شویم.

۱-۶-۲- تعریف پارامترهای اقتصادی مورد استفاده در این روش

در این بخش علاوه بر تعریف پارامتهای اقتصـــادی مورد اســـتفاده، با توجه به نرخ بهره، مالیات، بیمه و هزینه‌های ســـوخت و انرژی برای ســـال ۱۹۸۰ در آمریکا، مقدار تقریبی برخی از این پارامترها هم ارائه می‌گردد.

۱-۱-۶-۲- سرمایه‌گذاری سیستم (System Investment):

سرمایه‌گذاری سیستم هزینه لازم برای تولید ۱ کیلووات در زمان پیک سیستم می‌باشد که شامل هزینه تجهیزات تولید، انتقال، توزیع و نیز عملکرد آنها و همچنین هزینه نگهداری و تعمیرات آنها است.

۲-۱-۶-۲- هزینه انرژی (Energy Cost):

هزینه های متناسب با تولید برای مهیا کردن تلفات انرژی در طول سال را نشان می‌دهد (مثل هزینه‌های سوخت). این هزینه در طول سالیان متمادی پرداخت می‌شود و باید شامل اثر توزم باشد.

۳-۱-۶-۲- هزینه سرمایه سیستم (Sestem Investment Cost):

هزینه های تجهیزات تولید، و سایل توزیع و انتقال، ایستگاه‌های فرعی انتقال، ایستگاه‌های فرعی توزیع و خطوط اولیه توزیع که وســـایل و امکانات کمکی برای اســـتفاده از انرژی برق می‌باشـــد. در این رابطه دو پارامتر تعریف می‌گردد:

CSYSB هزینه ســـرمایه ســـیســـتم در واحدی از بار پایه (kw/ واحد پول) – بین ۷۴۴ تا ۱۱۸۲ دلار بر کیلووات

CSYSP هزینه سرمایه سیستم در واحدهای از بار پیک (kw/ واحد پول)- ۴۱۱ دلار بر کیلووات

۴-۱-۶-۲- هزینه خازن‌های دائمی و سوئیچ شونده (Fixed & Switched Capacitor Cosr) توان راکتیو بار و بی‌باری ترانس‌های توزیع معمولاً بطور جداگانه بوســـیله خازن‌های ثابت و ســـوئیچ که در فیدهای اولیه توزیع نصب می شوند جبران می‌گردند. هزینه این جبران را هزینه خازن‌های دائم و سوئیچ می نامیم. CCAPF (هزینه خازن های دائمی) حدود ۴/۸ دلار بر کیلووار و CCAPS (هزینه خازن های سوئیچ شونده) حدود ۹/۲۴ دلار بر کیلووار برای سال ۱۹۸۰ در آمریکا بوده است.

۵-۱-۶-۲- ضریب Carrying Charge Rate:

هزینه‌هایی مثل نسبت برگشت یا نرخ بهره، استهلاک ادوات، مالیات‌ها، بیمه و ... را می‌توان بصورت درصدی از سرمایه بیان کرد. مجموع این درصدها ضریب فوق را بوجود می‌آورد. این ضریب با (CC) نشان داده می‌شود. این کمیت تقریباً معادل ۰/۱۸ برای سال ۱۹۸۰ در آمریکا بوده است.

۶-۱-۶-۲- فاکتور تخفیف (Discount Factor):

دو عامل در نصب ظرفیت تولید بیش از مصرف موثر است که عبارتند از: وجود تلفات و رشد بار. چون رشد بار عامل موثرتری است به این جهت درمحاسبه هزینه تلفات توان از فاکتور تخفیف جهت نشان دادن تاثیر کمتر تلفات در افزایش ظرفیت تولید نصب شده استفاده می‌کنیم. این ضریب با (DISC) نشان داده می‌شود. این کمیت تقریباً برابر ۰/۷۵ است.

۷-۲- تعریف مشخصه های بار ترانسفورماتور:

۱-۷-۲- تقاضای یک سیستم (Demand)

بار متوسطی است که در یک بازه معینی از زمان در ترمینال‌های خروجی ترانسفورماتور دریافت می‌شود.

۲-۷-۲- ماکزیمم تقاضای یک سیستم (Maximum Demand):

بزرگترین مقدار تقاضای توان که در خلال پریود معینی از زمان وجود دارد.

۳-۷-۲- بازه تقاضا (Demand Interval):

پریودی است که در خلال آن از بار متوسط گیری می‌شود مثل ۱۵ دقیقه، ۳۰ دقیقه، یک ساعت یا بیشتر.

۴-۷-۲- ضریب مسئولیت پیک (Peak Responsibility Factor):

بواسطه اختلاف بار، پیک تلفات بار روی ترانس توزیع ممکن است که همیشه در زمان پیک سیستم اتفاق نیفتد. طبق تعریف ضریب فوق خواهد بود.

$$PRFS = \frac{\text{بار تراس در زمان پیك سیستم}}{\text{پیك بار ترانس}}$$

این ضریب معمولاً بین۰/۷ تا ۱ می باشد.

۵-۷-۲- فاکتور بار (Load Factor):

طبق تعریف عبارتست از نسبت بار متوسط به بار پیک یعنی:

$$LDF = \frac{\text{بار متوسط}}{\text{بار پیك}}$$

برای محاسبه فاکتور بار، مصرف انرژی در سال را e کیلووات ساعت در نظر بگیرید، برای محاسبه مقدار انرژی مصرفی در یکساعت کافیست e را بر ۸۷۶۰ (تعداد ساعات در یکسال) تقسیم کنیم. جهت محاسبه فاکتور مربوطه باید این مقدار را بر پیک بار تقسیم کنیم. برای محاسبه پیک بار، بین پیک بارهای مصرف کننده‌ها یک متوسط‌گیری انجام می‌دهیم و خواهیم داشت:

$$LDF(N) = \frac{e}{8760 \times D(N)} \qquad (17)$$

که در آن داریم:

$$\overline{D}(N) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} D_i$$

۶-۷-۲- فاکتور تلفات (Loss Factor):

طبق تعریف عبارتست از متوسط تلفات توان به تلفات توان دربار پیک یعنی:

$$LSF = \frac{\text{متوسط تلفات توان}}{\text{تلفات توان بار پیك}}$$

براساس یک رابطه تجربی داریم:

$$LSF = A(LDF) + B(LDF)^2 \qquad (E.2-2)$$

که در آن $A+B=1$ است. مثلاً $A=0.15, B=0.85$

۷-۷-۲- ضریب انتطباق (Coincidence Factor):

فرض کنید N مصرف کننده داریم که مصرف کننده iام پیک مصرفی برابر D_i دارد. در یک بازه مخصوص از زمانن مصرف کننده iام ، C_iD_i مصرف می‌کند که $O \le C_i \le 1$ می‌باشد. پس در این بازه مخصوص از زمان مقدار کل مصرف خواهد شد:

$$D_g = \sum_{i=1}^{N} D_i C_i \qquad (18)$$

طبق یک فرمول تجربی فاکتور انتطباق برابر است با:

$$CF(N) = 0.5\left(1+\frac{5}{2N+3}\right) \qquad (19)$$

۸-۷-۲- محاسبه پیک بار سالیانه با در نظر گرفتن نرخ رشد:

مقدار پیک بار در سال اول را IP (بر حسب پریونیت) در نظر بگیرید. نرخ رشد پیک بار سالیانه GR (برحسب پریونیت) می‌باشد پس داریم:

پیک بار در سال اول: $P(1) = IP$

پیک بار در سال دوم: $P(2) = IP + IPGR = (1+GR)IP$

پیک بار در سال سوم: $P(3) = IP(1+GR) + GR(1+GR)IP = IP(1+GR)^2$

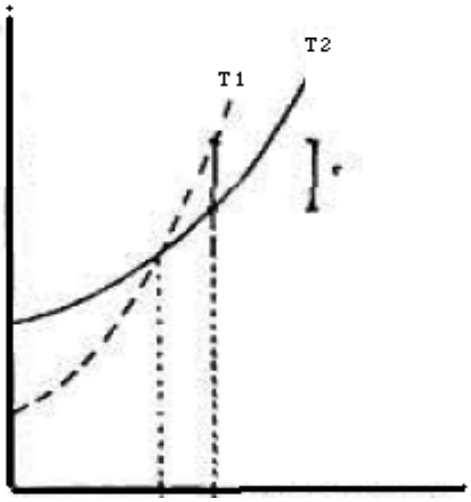
بطریق مشابه برای سال Yام مقدار پیک بار برابر می‌شود با:

$$P(Y) = IP(1+GR)^{Y\cdot 1} \qquad (20)$$

8-۲- جایگزینی اقتصادی ترانسفورماتور توزیع:

این مبحث را می‌توان بعنوان یک نمونه از کاربردهای تکنیک گفته شده در بخش قبل دانست. در شکل (۲-۴) منحنی‌های هزینه سالیانه دو ترانس T_2, T_1 بر حسب بار ترانس رسم گردیده است.

هزینه سالیانه



پیک بار

T_1 معرف ترانسی است که هم اکنون در حال کار می‌باشد و T_2 معرف ترانس جایگزین است.

نقطه A که نقطه تقاطع دو منحنی است پیکباری را نشان می‌دهد که در آن هزینه دو ترانس یکسان شده است. در نقطه B هزینه سالیانه ترانس جایگزین از هزینه ترانس در حال کار کمتر شده است. برای محاسبه نقطه تقاطع داریم:

$$(TAC)T_1(TAC)T_2+(COE\times I) \qquad (21)$$

در رابطه‌ی بالا $(TAC)T_1$ معرف هزینه ترانس در حال کار، $(TAC)T_2$ معرف هزینه ترانس جایگزین، COE معرف هزینه تغییرترانس و I معرف نرخ بهره می‌باشد.

$(TAC)T_1$ تابعی از پیک بار ترانس در حال کار بر حسب پریونیت (P_1) و $(TAC)T_2$ تابعی از پیک بار رانس جایگزین برحسب پریونیت (P_2) می‌باشد. وقتی پیک بار (P) بر حسب پریونیت برمبنای توان نامی ترانس (T) است، پیک بار (P_2) روی ترانس جایگزین می‌تواند برحسب پیک‌بار (P_1) روی ترانس در حال کار بیان شود یعنی:

$$P_2T_2=P_1\times T_1 \qquad (22)$$

با جاگذاری 22 در 21 و حل معادله، نقطه تقاطع دو منحنی بدست خواهد آمد.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل سوم:

بررسی اثرات خازن گذاری در کاهش تلفات شبکه های توزیع

WikiPower.ir

۱-۳- بهینه کردن تلفات در سیستم‌های توزیع با استفاده از خازن:

اغلب اجزاء سیستم قدرت و بارهای الکتریکی موجود در شبکه، توان راکتیو مصرف می کنند .بنابراین، توان راکتیو مصرفی بایستی بطریق مناسبی تأمین گردد .چنانچه امکان انتقال توان راکتیو وجود نداشته باشد بایستی آنرا در محل مصرف، تولید کرد .یکی از روشهای تولید توان راکتیو در محل مصرف کننده، نصب خازن می باشد .همچنین نصب خازن در سیستم های توزیع سبب کنترل پخش بار، بهبود پایداری سیستم، کیفیت انرژی توزیع شده و تصحیح ضریب توان می گردد .خازنهای نصب شده با کاهش انتقال توان راکتیو خط از محل پست اصلی تا محل نصب خازن، جریان عبوری از خطوط را کاهش داده و در نتیجه تلفات مسیر جریان کاهش می یابد .برای حداقل سازی تلفات باید جذب و تزریق توان راکتیو به گونه ای انجام پذیرد که جریان راکتیو عبوری از خطوط را حداقل سازد.

بالا رفتن هزینه‌ی تولید و سوخت در نیروگاه‌ها طراحان سیستم‌های الکتریکی را وادارمی‌سازند که شبکه‌های الکتریکی با کمترین تلفات را بوجود آورند. سیستم‌های توزیع نیز به عنوان بخش بسیار مهمی که ارتباط با مصرف کننده را برقرار می‌سازد نیز در این محدوده قرار دارند به عبارت بهتر کاهش تلفات در سیستم‌های توزیع به عنوان یک اصل مهم می‌تواند مورد توجه قرار بگیرد.

اصولاً خازن‌ها تجهیزاتی هستند که در شبکه‌های انتقال و توزیع موارد استفاده زیادی دارند و عملاً بصورت شنت و سری مورد استفاده قرار می‌گیرند و وظیفه‌ی تنظیم ولتاژ و توان راکتیو انتقالی را بعهده دارند. خازن‌های شنت با تصحیح ضریب قدرت با روخازن سری با تنظیم راکتانس اندکتیو خط این کار را انجام می‌دهند. در شبکه‌های توزیع عملاً از خازن‌های شنت استفاده می‌شود و در این مقاله نیز به بررسی چنین خازن‌هایی پرداخته می‌شود.

در واقع خازن‌های شنت سالیان درازی است که مورد استفاده قرار می‌گیرند لاکن بدلیل شرایط خاصی که در این قبیل مسائل پیش میاید طراحان هنوز با پیچیدگی‌های خاصی درگیر هستند و در عین سادگی هنوز مسائل چندی در ارتباط با استفاده بهینه خازن باقی است. استفاده از خازن بمنظور تامین توان راکتیو مصرف کنندگان است چرا که توان راکتیو مصرف کننده از دو طریق قابل حصول می‌باشد یکی از طریق مراکز تولید در نیروگاه‌ها و دیگری استفاده از خازن، روش اول شدنی است لاکن بدلیل مسائلی که انتقال توان راکتیو مانند افت ولتاژ، بالا رفتن تلفات سیستم، ایجاد می‌کند قابل استفاده نمی‌باشد و به همین دلیل روش دوم یعنی استفاده از خازن عملاً مورد استفاده قرار می‌گیرد.

اما خازن به عنوان یک عنصر جدید در شبکه مسائل خاص خود را دارد و اصولاً طراحان شبکه‌های توزیع قبل از نصب خازن باید به سوال های زیر پاسخ دهند.

۱- ظرفیت خازن نصب شده چقدر باید باشد.

۲- ضریب قدرت اقتصادی در یک شبکه چقدر است.

۳- خازن‌ها درچه نقطه‌ای از سیستم توزیع باید نصب شود.

۴- به چه میزان برافت ولتاژ تاثیر می‌گذارد.

۵- تلفات را چقدر کاهش می‌دهد.

۶- به چه میزان جریان را کاهش میدهد و خطوط توزیع را آزاد می‌کند که بتوان از آن برای انتقال توان راکتیو استفاده نمود.

۷- خازن‌ها باید بصورت یکپارچه در یک قسمت از سیستم و یا در نقاط مختلف باید نصب گردد.

۸- به چه میزان هزینه‌های تولید را کاهش می‌دهد.

۹- آیا باید از خازن‌های ثابت و یا خازن‌های ثابت همراه با خازن‌های متغیر استفاده نمود.

۱۰- طریقه‌ی اتصالات خازن‌های سه فاز به چه صورتی باید باشد و چه سیستم حفاظتی را باید برای خازن‌ها در نظر گرفت.

و بسیاری سئوال‌های دیگر

پیدا نمودن پاسخ‌هایی برای سئوالات بالا طراحی سیستم‌های توزیع را به سمت طراحی اقتصادی فنی پیش خواهد برد.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

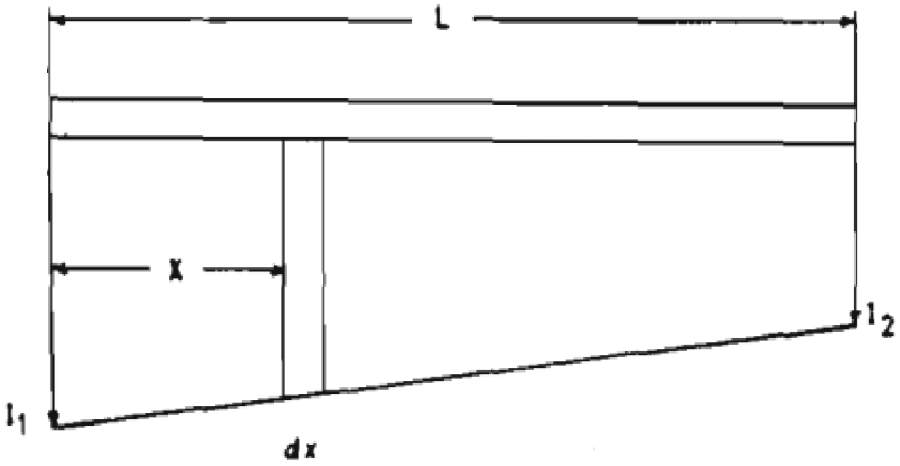
۲-۳- بررسی استفاده از خازن:

اولین مسئلهای که پیدا نمودن پاسخی برای آن، پاسخ بعضی سئوال‌هی دیگر را بدنبال خواهد داشت پیدا نمودن ضریب قدرت اقتصادی در یک شبکه توزیع می‌با شد. منطقی‌ترین روش برای پیدا نمودن ضریب قدرت اقتصادی در شبکه توزیع به هم پیو سته ا ستفاده از برنامه‌های کامپیوتری پخش بار می‌با شد که می‌توان به کمک این برنامه‌ها ولتاژ نقاط مختلف شبکه توزیع ونیز تلفات سیستم و توان اکتیو و راکتیو بین نقاط مختلف را بدست آورد و سپس با قرار دادن خازن‌هایی در نقاط مختلف به تصحیح ضریب قدرت پرداخت بعدا قراردهی خازن در شبکه پخش بار مجددی را انجام داده و ولتاژ و تلفات و توان انتقالی بدست آورده می‌شود آنگاه با اضافه نمودن مقادیر خازن‌ها همین مراحل را تکرار می‌کنیم و اینقدر مقادیر خازن‌ها را افزایش می‌دهیم تا ضریب قدرت نقاط مختلف به یک برسد. در این مرحله به ازای تمامی مقادیر تا ضریب قدرت نقاط مختلف به یک برسد. در این مرحله به ازای تمامی مقادیر خازن‌ها هزینه اقتصادی لازم برای خازن‌ها و نیز مزایایی که استفاده از خازن به همراه خواهد داشت را مقایسه کرده و با تعیین نقطه ی سر به سر، ضریب قدرت اقتصادی بدست میاید.

اکنون به تاثیر خازن در کاهش تلفات سیستم می‌پردازیم. برای مطالعه و بررسی این بخش یک فیدر شعاعی را در نظر می‌گیریم و فرض می‌کنیم که بار یکنواختی بر روی خط توزیع قرار دارد و در انتهای خط نیز بار مجتمعی قرار گرفته است.

(شکل ۱- ۳) : نمایش خط توزیع و بار قرار گرفته بروی آن

در این شـــکل جریان‌های I_1 و I_2 جریان‌های راکتیو عبوری هســـتند و بخش راکتیو جریان که تلفات را بهمراه دارد بعداً از قرار دادن خازن نیز تغییر نمی‌کند و تلفات ناشـــی از جریان اکتیو ثابت باقی می‌ماند و گذاشـــتن خازن فقط بر جریان راکتیو موثر اســـت به همین دلیل فقط جریان راکتیو را در محاســـبات وارد می‌ســـازیم و تلفات ناشـــی از این جریان را کاهش می‌دهیم. با فرض توزیع جریان در طول خط پروفیل جریان بصورت شکل (۲-۳) درخواهد آمد.



شکل ۲-۳: پروفیل جریان(شکل ۱-۳)

همچنانکه در این شکل دیده می‌شود مقدار جریان در نقطه X از سرخط بصورت زیر است.

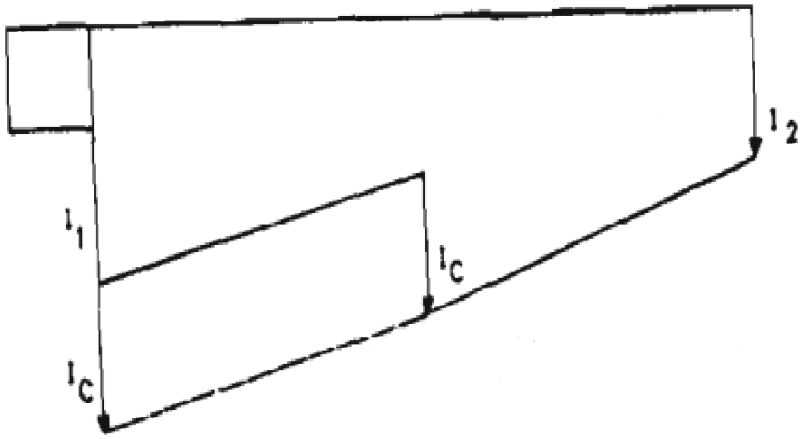
$$i= I_1 - (I_1 - I_2)\times X \quad (1)$$

بنابراین تلفات سه فاز در یک لمان از خط که در فا صله X از سرخط قرار دارد و مقاومت خط نیز R اهم باشد برابر با $dp(loss) = 3*[I1-(I1-I2)*x]^2 * R\ dx$ خواهد شد.

برای بد ست آوردن کل تلفات در خط نا شی از عبور جریان راکتیو کافی ا ست در طول خط از معادله بالا انتگرال بگیریم در این انتگرال فرض می‌کنیم که طول خط یک پریونیت باشد.

$$P_{LOSS}=\int_0^1 dP_{loss} \rightarrow P_{loss} = 3\int_0^1 [I_1 - (I_1 - I_2)X]^2 \times R\, dx = (I_1^2 + I_1 \times I_2 + I_2^2) \times R \quad (2)$$

حال اگر در فاصله‌ی x از سرخط خازنی نصب شود پروفیل جریان بصورت زیر درمی‌آید.



(شکل ۳-۳) نمایش خط توزیع همراه با خازن نصب شده

با توجه به اینکه خازن فقط بر روی جریان راکتیو بین سر خط و محل نصب خازن تاثیر می‌گذارد بنابراین خواهیم داشت:

$$P'(Loss)=3\int_0^{X1}[I1-(I1-I2)*X-Ic]^*R\,dx+3\int_{X1}^{1}[I1-(I1-I2)*X]^2*R\,dx \qquad (4)$$

$$P'(loss)=\left(I1^2+I1*I2+I2^2\right)*R+3*X1*[(X1-2)*I1*Ic-X1*I2*Ic+Ic^2]*R \qquad (5)$$

اگر تغییرات تلفات در هنگام نصب خازن را بصورت زیر تعریف کنیم:

$$P(loss)=\frac{P(loss)-P'(loss)}{P(loss)} \qquad (6)$$

خواهیم داشت:

$$P(loss)=\frac{3\times C\times X1}{1+\tau+\tau^2}[(2-X1)+X1\times\tau-C] \qquad (7)$$

که در آن

$$\tau=\frac{12}{I1}=\frac{\text{جریان راکتیو در انتهای خط}}{\text{جریان راکتیو در ابتدای خط}}$$

$$C=\frac{Ic}{I1}=\frac{\text{جریان خازن}}{\text{جریان راکتیو در ابتدای خط}}$$

همچنانکه در معادله بالا می‌بینیم تغییرات تلفات بستگی به محل قرارگیری خازن، ظرفیت خازن و توزیع بار (t) دارد.

اگر همین روند را ادامه دهیم و تعداد خازن‌های نصب شده در طول خط را بیشتر نمائیم رابطه‌ی تغییر تلفات بصورت زیر درمی‌آید.

$$P(loss)=\frac{3\times c}{1+\tau+\tau^2}\sum_{i=1}^{n} Xi\times[(2-Xi)+Xi-(2\times i-1)\times C] \qquad (8)$$

که در آن

n : تعداد خازن‌ها در طول خط

Xi : فاصله i امین خازن از سر خط است

همچنانکه در معادله‌ی قبل نیز دیدیم محل قرارگیری خازن بر میزان تغییرات تلفات تاثیر می گذارد بنابراین بهترین نقطه برای بیشترین کاهش تلفات را می‌توان با مشتق‌گیری از معادله بالا بدست آورد.

در نتیجه خواهیم داشت:

$$Xi,opt=\frac{1}{1-\tau}-\frac{(2i-1)\times C}{2(1-\tau)} \qquad (9)$$

که در آن:

Xi,opt = بهترین مکان برای نصب i امین خازن در طول پریونیت شده خط

با استفاده از معادله بالا زمانی که خازن در بهترین مکان نصب شود تلفات برابر خواهد شد با:

$$P(loss,opt)=\frac{3\times c}{(1+\tau+\tau^2)(1-\tau)}\left[n-C\times n^2+\frac{C^2\times n*(4n^2-1)}{12}\right] \qquad (10)$$

اگر از معادله بالا نسبت به c مشتق بگیریم و برابر با صفر قرار دهیم میزان خازن اپتیسم بدست می‌یاید.

در نتیجه: $\frac{Ic}{I1}=C=\frac{2}{2*n+1}$

در اینجا می‌بینیم که مقدار خازن فقط بستگی به تعداد خازن‌هایی دارد که قرار است نصب گردد. به عنوان مثال اگر جریان راکتیو انتهای خط برابر با صفر باشد آنگاه $\tau = 0$ می‌شود و اگر بخواهیم از یک خازن استفاده نمائیم محل نصب بهترین نقطه برای خازن برابر با

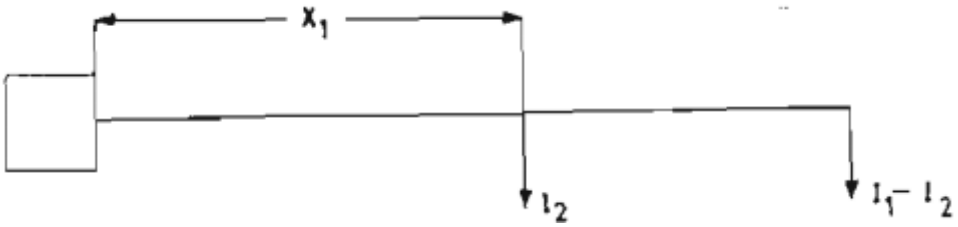
$$X1 = 1 - \frac{C}{2} \qquad (11)$$

و با توجه به اینکه داریم $\frac{IC}{I1} = C = \frac{2}{3}$

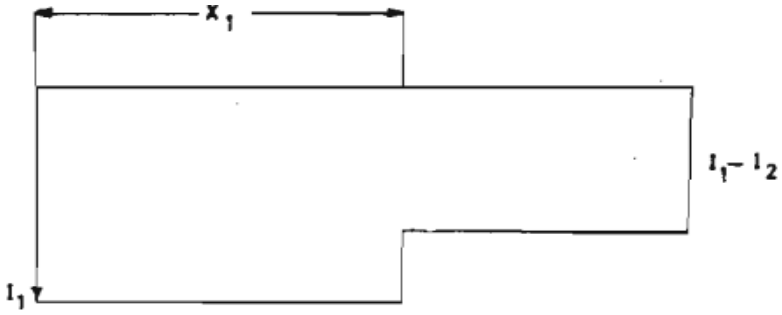
در نتیجه $X1 = \frac{2}{3}\ pu$ می‌گردد.

۳-۳- بار مجتمع در نقاط خاصی از خط:

تاکنون با بار یکنواخت در طول خط توزیع همراه با بار مجتمع در انتهای خط برخورد کردیم لاکن در عمل با بارهایی روبرو هستیم که در طول خط بصورت مجتمع قرار گرفته‌اند برای سادگی فرض می‌کنیم. درطول خط توزیعی به طول 1 متر در فا صله $x1$ از سر خط کارخانه شماره I با جریان راکتیو I2 آمپر قرار دارد و در انتهای خط نیز کارخانه‌ی شماره I_1 جریان راکتیو $((I1 - I2))$ آمپر از شبکه می‌ک شد در این حال جریان وارد شده به خط توزیع $I1$ آمپر خواهد بود. در همین خط توزیع هدف این است که بجای استفاده از خازن‌های موضعی یعنی کمپانزه کردن هر بار بطور مجزا از یک خازن در طول خط استفاده نمائیم. بطوریکه بیشترین کاهش تلفات را در کل طول خط بدنبال داشته باشد. در اینجا نیز با استفاده از روش پروفیل جریان می‌توان به مق صود ر سید. شکل (۳-۴) نمایش جریان در طول خط و شکل (۳-۵) پروفیل جریان را نشان می‌دهد.



(شکل ۳-۴) نمایش جریان در طول خط

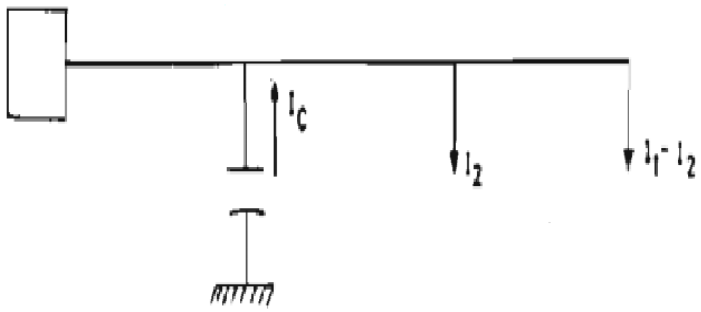


شکل(۵-۳) : پروفیل جریان شکل (۴-۳)

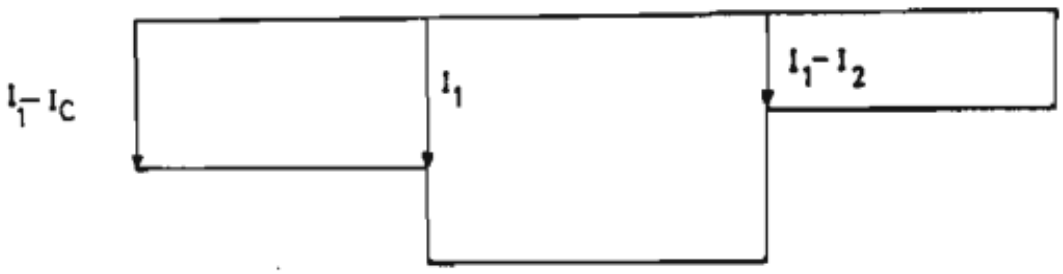
$$dp(loss) = 3\times R\times[I1^2]\times dx + 3\times R\times[I1-I2]^2\,dx \qquad (12)$$

$$P'(loss) = 3\times R^{*}I1^2\times R\times X1 + 3\times R\times[I1-I2)^2[1-X1] = 3\times R\times[(I1-I2)^2 - (I2^2 - 2\times I1\times I2)\times X1$$

اگر بخواهیم از خازن استفاده نمائیم دو محدوده‌ی مکانی برای نصب خازن وجود دارد یکی در فاصله $0 < Xc \le X1$ و دیگری در فاصله‌ی مکانی $X1 < Xc \le 1$ اگر خازن را در فاصله $0 < Xc \le X1$ قرار گیرد نمایش توزیع و پروفیل جریان آن در شکل (۶-۳) ، (۷-۳) به ترتیب نشان داده شده است.



شکل(۶-۳) : نمایش خط



شکل (۷-۳) پروفیل جریان مربوط به شکل (۶-۳)

$$dp(loss)=3\times R\times(I1-Ic)^2\,dx+3\times R\times(I1)^2+3\times R\times(I1-I2)^2\,dx \qquad (13)$$

$$P(loss)=3\times R\times[(Ic^2-2\times I1\times Ic)Xc+(I1-I2)^2-[(I2^2-2\times I1\times I2)\times X1] \qquad (14)$$

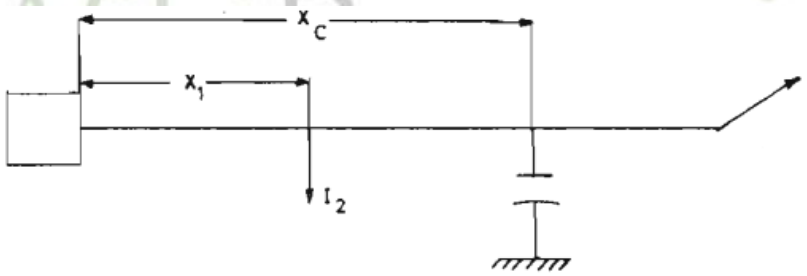
$$P(loss)=\frac{P(loss)-P'(loss)}{P(loss)}=\frac{-[Ic^2-2\times I1\times Ic]\times Xc}{[(I1-I2)^2-(I2^2-2\times I1\times I2)\times X1]} \qquad (15)$$

در اینجا دیده می شود که بهترین تغییرات جریان زمانی ا ست که xc بیشترین مقدار را دا شته با شد و با توجه به شرایط حدی که در نظر گرفته‌ایم Xc=X1 باید باشد. برای تعیین ظرفیت خازن اگ نسبت به Ic مشتق بگیریم خواهیم داشت I1=Ic .

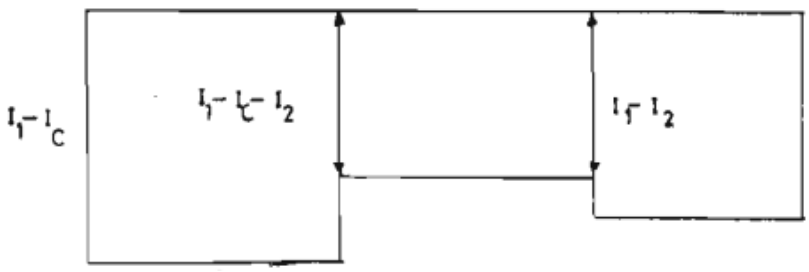
با توجه به روابط بالا دیده می‌شود که محل نصب خازن در محل کارخانه‌ی I و میزان جریان خازن برابر با جریان وارد شده به خط باشد در اینحالت بهترین شرایط را خواهیم داشت. در اینجا می‌بینیم که می‌توان خازن را بین کارخانه‌ی شماره Iو کارخانه‌ی شماره II نصب نمود یعنی $X1<Xc\le 1$

شکل (۸-۳) و (۹-۳) به ترتیب نمایش خط و پروفیل جریان را در این حالت نشان می‌دهد.

در این حالت داریم:



شکل (۸-۳) : نمایش خط



شکل(۹-۳): پروفیل جریان

$$P(loss)=\frac{(2\times Ic\times I2)\times X1-(Ic^2-2\times I1\times Ic+2\times I2\times Ic)\times Xc}{[(I1-I2)^2-(I2-2\times I1\times I2)\times X1]} \qquad (16)$$

در این حالت $(Ic^2-2\times I1\times Ic+2\times I2\times Ic)>0$ با شد آنگاه بهترین مکان برای ن صب خازن کارخانه شماره II خواهد شد. یعنی $Xc=1$

در این حالت خواهیم داشت $\frac{Ic}{2}>(I1-I2)$

در حالیکه $Xc-X1$ با شد و بخواهیم میزان خازن را بد ست آوریم ن سبت به Ic م شتق می‌گیریم در این حالت بدست میاوریم $Ic=I1$ که دقیقاً نتیجه حالت قبل حاصل می‌شود.

حال اگ خازن در انتهای خط قرار گرفته باشد و نسبت به Ic مشتق بگیریم خواهیم داشت:

$$Ic>(2\times I2\times X1)$$

و با توجه به اینکه هزینه‌ی خازن بستگی به ظرفیت خازن دارد حداقل را در نظر می‌گیریم یعنی

$$Ic=2\times I2\times X1$$

براحتی چنین استدلالی را می‌توان برای هر تعداد بار که در طول خط باشد بکار برد و آن را بسط داد. در حالت بالا نسبت خازن در پست کارخانه شماره I و یا در پست کارخانه شماره II بستگی به جریان راکتیو مصرفی دارد که می‌توان در هر مورد آن را تست نمود.

در حالت کلی می توان چنین نتیجه گرفت که:

۱) ن صب خازن در خطوط توزیع م سائل عمده‌ای را به همراه دارد که طراحان به منظور بالا بردن بازدهی اقتصادی و فنی باید مدنظر داشته باشند.

۲- منطقی‌ترین راه برای پیدا نمودن ضریب قدرت اقتصادی در یک شبکه توزیع استفاده از برنامه‌ها پخش بار می‌باشد.

۳) در حالتیکه جریان انتهای خط صفر با شد و بار بطور یکنواخت در طول خط قرار گرفته با شد بهترین مکان نصب خازن در $\frac{2}{3}$ طول خط از سر خط است و مقدار جریانی که خازن به شبکه باید تغذیه کند $\frac{2}{3}$ جریان وارد شده به خط باید باشد.

۴) در خطوطی که بار بطور مجتمع در انتهای خط و یک نقطه در طول خط قرار دارد محل قرارگیری اپتیمم خازن بر روی بار شماره I و یا بارشماره II می‌باشد که بستگی به جریان راکتیو وارد شده به خط و جریان راکتیو بار شماره I دارد.

۴-۳- روشی برای انتخاب مکان و اندازهٔ بهینه خازن در شبکه های توزیع

جایابی و نصب خازن در سیستم توزیع انرژی الکتریکی به منظور جبران توان راکتیو، بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات شبکه انجام می گردد .کاهش تلفات در سیستم قدرت از نظرمسائل اقتصادی اهمیت ویژه ای دارد .در مسئله جایابی خازن تابع هدف، بهینه سازی هزینه تلفات اکتیو شبکه توزیع پس از نصب خازن و هزینه خازن نصب شده با رعایت قیود مربوطه می باشد

تاکنون روشهای متعددی برای تعیین مکان و اندازهٔ بهینه خازنها ارائه گردیده است .اغلب این روشها مورد مطالعه و بررسی دقیق قرار گرفته است .در این روشها نیاز به اطلاعات ورودی دقیق و بعضاً پیچیده ای بوده است که امکان دسترسی به این اطلاعات در شبکه های واقعی را مشکل می نمود .لذا پیاده سازی این روشها برای یک شبکه نمونه برق با دشواری همراه بوده و در برخی موارد نیاز به تقریبهای بالایی بوده است .در روشی مبتنی بر منطق فازی برای یافتن نقاط کاندیدا برای نصب خازن با استفاده از شاخصهای حساسیت ولتاژ شینها و تلفات توان اکتیو شاخه ها بکار گرفته شده است .از قابلیتهای این روش سادگی آن و امکان پیاده سازی بر روی شبکه واقعی می باشد لذا مسئله بهینه سازی با استفاده از روش ارائه شده برای یک شبکه نمونه توزیع(با استناد به اطلاعات واقعی) اجرا و نتایج آن ارائه گردیده است.

۵-۳- تشریح مسئله جایابی بهینه خازن

در این بخش، محاسبه پخش بار برای شبکه توزیع در هر مرحله(بدون نصب خازن و با نصب خازن) اجرا شده و نتایج ولتاژ شین ها و تلفات اکتیو برای محاسبات بعدی بکار گرفته می شوند .

۳-۵-۱- تابع هزینه

پس از محاسبهٔ تلفات اکتیو و همچنین با توجه به میزان مورد نیاز خازن برای جبران توان راکتیو شبکه توزیع و اندازه های موجود خازن، تابع هزینه بقرار زیر محاسبه می گردد:

$$f = K_P \cdot P_{Loss} + \sum_{j=1}^{K} K_j . Q_j \quad (17)$$

که در رابطهٔ فوق:

kp: هزینه تلفات توان اکتیو (kw/صدهزارریال)

P_{Loss} :تلفات کل شبکه توزیع در هر مرحله از جایابی خازن (kw)

j=1,2,...,k شینهای انتخاب شده برای نصب خازن

K_j: ضریب حداقل هزینه ترکیبهای ممکن خازنها بعلاوه هزینه های نصب و نگهداری و...

(kvar/صدهزارریال)

Q_j: ترکیب توان راکتیو خازنهای موجود(kvar)

۳-۵-۲- قید مسئله

معمولاً در هر مسئله بهینه سازی محدودیتهایی وجود دارند .قید عملیاتی موجود در این مسئله اندازهٔ ولتاژ گره ها می باشد که باید در محدودهٔ مجاز قرار گیرند:

$$v_{min} \leq | v_i | \leq v_{max}$$

که در رابطهٔ فوق v_i ولتاژ گره i ام و v_{max}وv_{min} به ترتیب مقادیر حداقل و حداکثر ولتاژ مجاز می باشد.

۳-۵-۳- استفاده از منطق فازی برای تعیین نقاط کاندیدا برای نصب خازن

حداقل سازی تلفات توان اکتیو در شبکه توزیع با استفاده از نصب خازن، ترکیبات مختلفی از مکان نصب و اندازهٔ خازنها را مطرح می سازد .یکی از روشهایی که حساسترین نقاط را برای نصب خازن مشخص می

نماید روش منطق فازی است که دارای دقت و سرعت پاسخگویی بالایی می باشد. در این روش از تلفات توان اکتیو (μp) و حساسیت ولتاژ شینها (μv) به عنوان ورودی سیستم فازی استفاده شده است .لازم بذکر است که حداقل مقدار عضویت از توان اکتیو و حساسیت ولتاژ شین، تعیین کنندهٔ نقطهٔ کاندیدا برای نصب خازن می باشند. بنابراین هر چه تلفات شاخه ای بالا باشد مقدار تابع عضویت آن کمتر و هر چه تلفات شاخه کمتر باشد میزان تابع عضویت آن بایستی بیشتر باشد .یکی از توابعی که می توان چنین تابع عضویت فوق را نشان داد بقرار زیر است:

$$\mu_r(i) = e^{-\frac{w.P_l(i)}{P_{loss}}} \qquad (18)$$

که در آن:

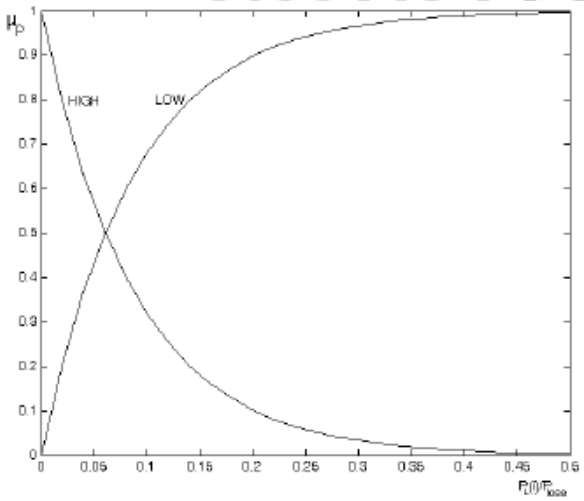
w: ضریب وزنی است که با رابطهٔ زیر تعیین می شود :

$$W = \frac{P_{loss}}{P_i} \qquad (19)$$

$P_L(i)$:تلفات توان اکتیو بین شین i و i+1

Pt: توان کل اکتیو مصرف کنندگان

P_{Loss} : کل تلفات اکتیو شبکه



شکل ۱۰-۳: تابع عضویت تلفات توان اکتیو

برای مسئله حساسیت ولتاژ شین، به ازای انحراف زیاد ولتاژ در یک شین مقدار تابع عضویت مربوط به آن شین پائین در نظر گرفته شده و با انحراف کم ولتاژ، مقدار عضویت بالایی برای ولتاژ منظور می گردد .لذا تابع عضویت مربوطه را می توان بمانند زیر تعریف کرد:

$$\mu_v(i) = e^{-w[\frac{v(i)-1}{v_{max}-v_{min}}]^2}$$

μ(20)

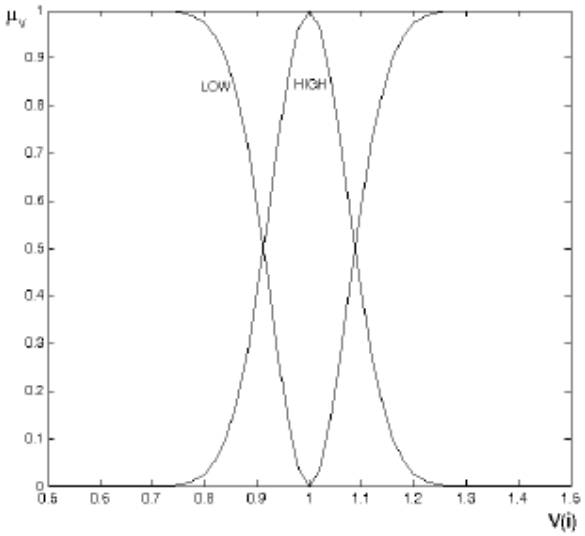
که در آن:

V(i):ولتاژ شین i

vmax: حد بالای ولتاژ

vmin: حد پائین ولتاژ

w: ضریب وزنی که مطابق با رابطه (18) محاسبه می شود.



شکل(۱۱-۳) : تابع عضویت برای حساسیت ولتاژ

بطور کلی برای یافتن مکان کاندیدا برای نصب خازن هر دو عامل تلفات اکتیو و حساسیت ولتاژ باید در نظر گرفته شوند .بنابراین نیاز به تعریف یک تابع تصمیم گیری شامل وضعیت هر دو عامل فوق (μs) می باشد :

$$\mu_s(i)=\min\{\mu_v(i), \mu_p(i)\} \quad i=1,2,\ldots,m \qquad (21)$$

که نقطهٔ کاندیدا برای نصب خازن نقطه ای است که دارای کمترین مقدار تابع عضویت تصمیم گیری باشد . چرا که مقادیر پائین μs بیانگر حساسیت بالای آن نقطه از شبکه توزیع (شین) به انحراف بالای ولتاژ و تلفات می باشد.

۴-۵-۳- تشریح فرآیند روش ارائه شده مبتنی بر منطق فازی

1- محاسبهٔ پخش بار توزیع و تعیین ولتاژهای شین و تلفات و به تبع آن تعیین μp و μv

2- نقطهٔ کاندیدا با توجه به حداقل مقدار تابع تصمیم گیری (رابطهٔ21) تعیین می گردد

3- پله های خازنی موجود به ترتیب در شین M نصب می شوند، پخش بار توزیع اجرا میگردد و مقدار خازنی که اولاً قید ولتاژ شین ها را برآورده سازد و ثانیاً تابع هزینه را حداقل سازد انتخاب می گردد .اگر به ازای هیچ مقدار خازنی قید ولتاژ شینها رعایت نگردد این شین از لیست شینهای کاندیدشده حذف می گردد.

4- شین M از تابع تصمیم گیری حذف می گردد و با قراردادن مقدار خازن محاسبه شده در آن شین(M) ،پخش بار توزیع انجام شده و تابع تصمیم گیری جدید بدون شین M تشکیل می گردد .

5- از تابع تصمیم گیری، کاندیدای بعدی انتخاب شده و به مرحلهٔ (3) بر می گردد.

6- این فرآیند تا زمانی خاتمه می یابد که قید ولتاژ رعایت شود و کاهش هزینه محاسبه شده در مرحله جاری از مرحله قبلی از حداقل تعریف شده کمتر باشد و یا تمامی شینها بررسی شده باشند.

از قابلیتهای این روش در نظر گرفتن مسئله ولتاژ مجاز شینها بهمراه حداقل سازی تلفات اکتیو و به تبع آن حداقل سازی تابع هزینه مربوطه می باشد .همچنین این روش قادر است در صورتیکه ولتاژ شینها در محدودهٔ مجاز قرار داشته باشند مسئله را برای حداقل سازی تلفات اکتیو(حداقل سازی هزینه) حل نموده و محل و اندازه خازن مورد نیاز برای نصب در شبکهٔ توزیع را تعیین نماید.

۶-۳- نتایج شبیه سازی و مقایسه آنها

یک فیدر توزیع شعاعی به شکل زیر در نظر گرفته شده است .این فیدر شامل نه شین بار با ولتاژ نامی ۲۳ کیلوولت و توان نامی ۱۵ مگاولت آمپر می باشد:

شکل(۱۲-۳) : شبکه توزیع شعاعی

اطلاعات بار شبکه فوق و اطلاعات فیدر آن در جداول نشان داده شده است:

جدول (۱-۳) : اطلاعات بار شبکه توزیع موردنظر

شماره شین	P(kw)	Q(kvar)
۱	۱۸۴۰	۴۶۰
۲	۹۸۰	۳۴۰
۳	۱۷۹۰	۴۴۶
۴	۱۵۹۸	۱۸۴۰
۵	۱۶۱۰	۶۰۰
۶	۷۸۰	۱۱۰
۷	۱۱۵۰	۶۰
۸	۹۸۰	۱۳۰
۹	۱۶۴۰	۲۰۰

-

جدول (۲-۳): اطلاعات فیدر شبکه توزیع موردنظر

شین ابتدایی(i)	شین انتهایی(i+1)	R (Ω)	X (Ω)
۰	۱	۰/۱۲۳۳	۰/۴۱۲۷
۱	۲	۰/۰۱۴۰	۰/۶۰۵۱
۲	۳	۰/۷۴۶۳	۱/۲۰۵۰
۳	۴	۰/۶۹۸۴	۰/۶۰۸۴
۴	۵	۱/۹۸۳۱	۱/۷۲۷۶
۵	۶	۰/۹۰۵	۰/۷۸۸۶
۶	۷	۲/۰۵۵۲	۱/۱۶۴۰
۷	۸	۴/۷۹۵۳	۲/۷۱۶۰
۸	۹	۵/۳۴۳۴	۳/۰۲۶۴

سایر اطلاعات:

V_{min}=0.9 p.u. , v_{max}=1.1 p.u. , k_p=168 $/kw

WikiPower.ir

با توجه به جدول (1) حداکثر مقدار خازن نباید از مقدار کل توان راکتیو (4186 کیلووار)بیشتر شود .

لذا با توجه به خازنهای موجود و ترکیبهای حداقل هزینه(نگهداری، نصب،

خرید) مقادیر پله های خازنی و ضرایب هزینهٔ آنها مطابق جدول (3) می باشد:

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول(۳-۳) : انتخابهای ممکن اندازه های خازن و ضرایب هزینه مربوطه

J	Q	Kj($/kvar)	J	Q	Kj($/kvar)
۱	۱۵۰	۰/۵	۱۵	۲۲۵۰	۰/۱۹۷
۲	۳۰۰	۰/۵	۱۶	۲۴۰۰	۰/۱۷۰
۳	۴۵۰	۰/۲۵۳	۱۷	۲۵۵۰	۰/۱۸۹
۴	۶۰۰	۰/۲۲	۱۸	۲۷۰۰	۰/۱۸۷
۵	۷۵۰	۰/۲۷۶	۱۹	۲۸۵۰	۰/۱۸۳
۶	۹۰۰	۰/۱۸۳	۲۰	۳۰۰۰	۰/۱۸۰
۷	۱۰۵۰	۰/۲۲۸	۲۱	۳۱۵۰	۰/۱۹۵
۸	۱۲۰۰	۰/۱۷۰	۲۲	۳۳۰۰	۰/۱۷۴
۹	۱۳۵۰	۰/۲۰۷	۲۳	۳۴۵۰	۰/۱۸۸
۱۰	۱۵۰۰	۰/۲۰۱	۲۴	۳۶۰۰	۰/۱۷۰
۱۱	۱۶۵۰	۰/۱۹۳	۲۵	۳۷۵۰	۰/۱۸۳
۱۲	۱۸۰۰	۰/۱۸۷	۲۶	۳۹۰۰	۰/۱۸۲
۱۳	۱۹۵۰	۰/۲۱۱	۲۷	۴۰۵۰	۰/۱۷۹
۱۴	۲۱۰۰	۰/۱۷۶	---	---	---

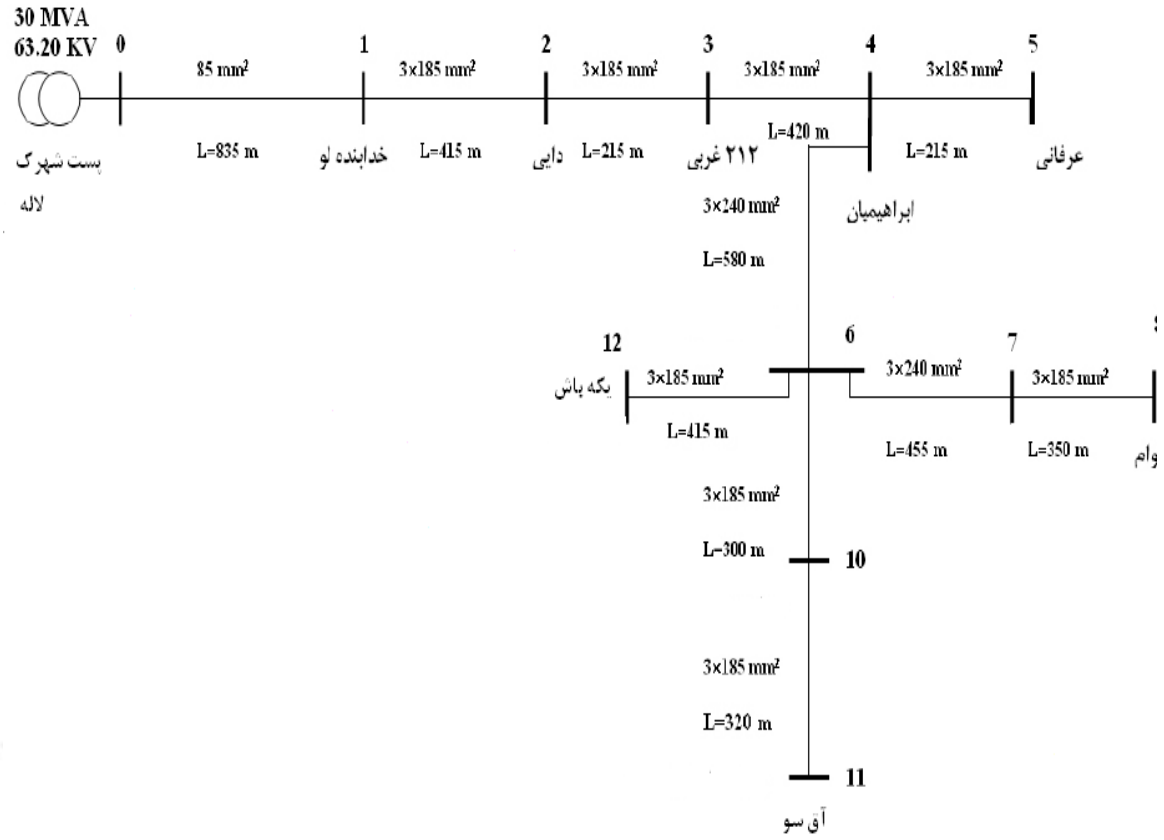
جدول (۴-۳) نتایج پخش بار توزیع قبل از جبرانسازی را با استفاده از روش ارائه شده و مقادیر مرجع نشان می دهد.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول (۴-۳) : نتایج ولتاژ شین ها

Bus	Voltage[1]	Voltage(روش ارائه شده)
۱	۰/۹۹۳	۰/۹۹۲۹
۲	۰/۹۸۷	۰/۹۸۷۴
۳	۰/۹۶۳	۰/۹۶۷
۴	۰/۹۸۴	۰/۹۴۸۲
۵	۰/۹۱۷	۰/۹۱۷۵
۶	۰/۹۰۷	۰/۹۰۸
۷	۰/۸۸۹	۰/۸۸۹۳
۸	۰/۸۵۹	۰/۸۵۹۳
۹	۰/۸۳۸	۰/۸۳۸۲

۳-۷- تاثیر خازن گذاری در شبکه توزیع منطقه ۵ تبریز



شکل (۱۳-۵) : بخشی از شبکه توزیع شهر تبریز

در این بخش قسمتی از شبکه توزیع برق تبریز (مطابق شکل 5) به منظور بررسی دقت روش ارائه شده مورد مطالعه قرار گرفته است .در این شبکه یکی از فیدرهای ۲۰ کیلو ولت(فیدر خدابنده) با ۱۲ شین از پست ۶۳/۲۰ کیلوولتی و ۳۰ مگاولت آمپری(پست شهرک لاله) با مشخصات ذیل در نظر گرفته شده است.

۱-۷-۳- اطلاعات فیدر نمونه

اطلاعات متوسط بار در دورهٔ مطالعه و اطلاعات فیدر مذکور مطابق جداول داده شده است.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول (۵-۳): اطلاعات بار برای بخشی از شبکه توزیع تبریز

شمارهٔ شین	P(kw)	Q(kvar)
۱	۸۹۰	۴۶۸
۲	۶۲۸	۴۷۰
۳	۱۱۱۲	۷۶۴
۴	۶۳۶	۳۷۸
۵	۴۷۴	۳۴۴
۶	۱۳۴۲	۱۰۷۸
۷	۹۲۰	۲۹۲
۸	۷۶۶	۴۹۸
۹	۶۶۲	۴۸۰
۱۰	۶۹۰	۱۸۶
۱۱	۱۲۹۲	۵۵۴
۱۲	۱۱۲۴	۴۸۰

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول (۶-۳) : اطلاعات فیدر خدابنده لو در شبکه توزیع تبریز

شین ابتدایی(i)	شین انتهایی(i+1)	R (Ω)	X(Ω)
۰	۱	۰/۱۷۶	۰/۱۳۸
۱	۲	۰/۰۸۸	۰/۰۶۸
۲	۳	۰/۰۴۵	۰/۰۳۵
۳	۴	۰/۰۸۹	۰/۰۶۹
۴	۵	۰/۰۴۵	۰/۰۳۵
۴	۶	۰/۱۱۶	۰/۰۹۱
۶	۷	۰/۰۷۳	۰/۰۷۳
۷	۸	۰/۰۷۴	۰/۰۵۸
۷	۹	۰/۰۹۳	۰/۰۹۳
۶	۱۰	۰/۰۶۳	۰/۰۵
۱۰	۱۱	۰/۰۶۸	۰/۰۵۳
۶	۱۲	۰/۰۶۲	۰/۰۵۳

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول (۷-۳) : انتخابهای ممکن اندازه های خازن و ضرایب هزینه

k_j(صدهزار ریال / Kvar)	Qj (kvar)	J
۰/۶۶	۱۵۰	۱
۰/۴	۳۰۰	۲
۰/۳	۴۵۰	۳
۰/۲۵	۶۰۰	۴
۰/۲۴	۷۵۰	۵
۰/۲۵	۹۰۰	۶
۰/۲۹	۱۰۵۰	۷
۰/۲۵	۱۲۰۰	۸
۰/۲۴	۱۳۵۰	۹
۰/۲۴	۱۵۰۰	۱۰

همچنین ضریب (kw /صدهزارریال) kp= 23.65 می باشد .

۲-۷-۳- نتایج اجرای این روش بر روی بخشی از شبکه توزیع تبریز

جدول(۸-۳) نتایج پخش بار توزیع(ولتاژ شین ها) را در بعد از جبرا نسازی نشان می دهد.

جدول (۸-۳) : ولتاژ شین ها بعد از جبرانسازی

شماره شین	ولتاژ شین(p.u)
۱	۰/۹۹۴۲
۲	۰/۹۹۱۵
۳	۰/۹۹۰۲
۴	۰/۹۸۷۵
۵	۰/۹۸۷۵
۶	۰/۹۸۵۱
۷	۰/۹۸۴۴
۸	۰/۹۸۴۲
۹	۰/۹۸۴۱
۱۰	۰/۹۸۴۶
۱۱	۰/۹۸۴۳
۱۲	۰/۹۸۴۸

WikiPower.ir

لازم بذکر است که هدف از جبرانسازی در شبکه مذکوررفع مشکل افت ولتاژ غیرمجاز نبوده است بلکه چنانچه ولتاژ شین های شبکه توزیع بعنوان قیود مسئله در محدودهٔ مجاز باشند .حل مسئله منجر به یافتن ترکیبی از خازنها جهت کاهش تلفات اکتیو می گردد .جدول (۹-۳) نتایج پخش بار توزیع و محاسبهٔ هزینهٔ کل را قبل از جبرانسازی و بعد از جبرانسازی نشان می دهد.

جدول (۹-۳) : مقایسه نتایج در قبل و بعد از جبرانسازی

بررسیهای انجام شده	تلفات کل (کیلوواتی)	هزینهٔ کل (صدهزار ریال)	باسهای جبران شده	Qc (var)
قبل از جبرانسازی	۱۹۷/۸۱	۴۶۸۸/۱	---	---
خازن گذاری با استفاده از روش خبره جبرانسازی با روش ارائه شده	۱۸۱/۱	۴۶۱۰/۰۷	۱	۳۰۰
			۳	۱۵۰
			۱۲	۱۵۰
	۱۲۹/۰۲۴	۴۴۶۶/۵	۱	۶۰۰
			۲	۱۳۵۰
			۴	۱۵۰۰
			۶	۱۵۰۰

همانطوریکه از جدول فوق ملاحظه می شود نتایج با استفاده از روش ارائه شده دارای تلفات کل و هزینهٔ کل کمتری در دورهٔ زمانی مورد مطالعه می باشد.

در این روش، هدف نهایی محاسبهٔ مکان خازنها با رعایت قید ولتاژ مجاز شینها و حداقل سازی تابع هزینه کل(حداقل سازی تلفات اکتیو) بوده است .با توجه به نتایج ارائه شده بر روی شبکه مورد استفاده و بخشی از شبکه توزیع شهر تبریز مشاهده می شود که نتایج حاصل از روش مذکور ترکیب مناسبتری از خازنها را انتخاب نموده که با نصب آن در شبکه بطور قابل ملاحظه ای تلفات اکتیو و درنتیجه هزینه کل کاهش یافته است.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل چهارم:

نقش عدم تعادل بار در ایجاد تلفات و راهکارهای متعادل سازی بارها در شبکه های توزیع

WikiPower.ir

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۱-۴- اثرات عدم تعادل بار در تلفات شبکه‌های توزیع:

عدم تعادل بار درشبکه‌های توزیع خود یکی از معضلات شبکه بوده که متاسفانه از نظرها دور مانده و بطور جدی با آن برخورد نشـده و همین امر باعث افزایش هزینه‌های جاری شـبکه های توزیع گردیده و بدنبال آن اثرات نامطلوبی را برای مصرف کنندگان داشته و دارد. در صورتیکه این مشکل حل شود به جای هدر رفتن توان تولیدی می‌توان به مصرف کنندگان سرویس بهتری را عرضه نمده و از هزینه‌های ثابت شبکه نیز بهتر استفاده کرد. بجز موارد فوق همانطور که ذکر شد تنها افت ولتاژ و افت توان اثرات سوء نامتعادلی بار نیست بلکه سبب عدم ایمنی سیم نول نیز گردیده که خود از نظر ایمنی انسان‌ها بسیار مهم و درخور تعمق است.

بنابراین می‌بایستی هر چه سریعتر نسبت به رفع این مشکل اقدام نموده و لازم است:

هدف از تولید، انتقال و توزیع انرژی الکتریکی، سرویس دادن اصولی و مداوم به مشترکین شرکت‌های برق منطقه‌ای می‌باشـد. لذا، چون سـیسـتم توزیع ۴۰۰ ولت در دسـترس اغلب مردم بوده و از طرفی دارای بیشترین وسعت و تجهیزات می‌باشد، لازم است توجه خاصی به آن مبذول گردد.

در این جهت می‌بایستی مسائل فنی و اقتصادی سیستم توزیع را تواماً مورد بررسی قرار داده و دقیقاً مد نظر کارشناسان و متخصصین امر واقع گردد. بدیهی است این بررسی‌ها و دقت نظرها باعث افزایش کارآیی و بازدهی تجهیزات سـیسـتم فوق خواهد شـد.متاسـفانه این مطلب از دید بسـیاری از کارشـناسـان و متخصصین فنی دور مانده و در ایران به آن کمتر اهمیت داده می شود. زیرا اغلب آنها مسئله فوق را غیر قابل طرح انگاشته و تنها بررسی مشکلات نیروگاه‌ها و شبکه‌های انتقال را مورد توجه قرار میدهند و از این مهم غافل شده‌اند.

۱-۱-۴- تلفات توان:

در اثر عدم تعادل بار در دو قسمت عمده شکبه یعنی فازها و سیم نول تلفاتی ایجاد می‌گردد. در حالت عدم تعادل بار مقدار تلفات در سیم‌های فازها بیشتر از حالت متعدل بوده و ضمناً تلفات سیم نول به آن اضافه می شود و بدلیل اینکه اصولاً سطح مقطع سیم نول کمتر از سیم‌های فاز می‌باشد، بنابراین تلفات سیم نول بیشتر از سیم‌های فاز است.

۲-۱-۴- افت ولتاژ:

در حالت نامتعادلی چون سیم نول دارای جریان می‌باشد، لذا علاوه بر افت ولتاژ طبیعی در فازها که بخاطر جریان بار وجود دارد مقدار ولتاژ نول نیز افزایش یافته و اختلاف پتانسیل فاز و نول مقداری کمتر از حالت متعادل می‌باشد.

۳-۱-۴- نامتعادلی ولتاژهای سه فاز:

چون در حالت عدم تعادل بار، با وجود یکسان بودن امپدانس فازها، جریان عبوری از آنها متفاوت می‌باشد، لذا افت ولتاژهای مختلفی در آنها بوجد آمده و در نتیجه ولتاژ نامتعادلی در نقطه بار خواهیم داشت که اثرات سوئی برای موتورها داشته عبارتند از:

- کاهش گشتاور بار و در نتیجه توان موتور
- افزایش تلفات آهن در موتورها
- افزایش لرزش در موتورها

۴-۱-۴- کاهش ظرفیت شبکه و ترانسفورماتورها:

بر اثر عدم تعادل بار ممکن است یکی از فازهای شبکه و یا ترانسفورماتور دارای شدت جریانی بیشتر ازظرفیت آن شود. در صورتی که دو فاز دیگر دارای شدت جریانی کمتر از شدت جریان نامی ن می‌گردد، بنابراین در این جالت نمی‌توان از ظرفیت کامل شبکه و یا ترانسفورماتور استفاده نمود. علاوه بر اینکه عمر دستگاه و یا شبکه نیز کاهش می‌یابد.

۴-۱-۵- کاهش ایمنی مصرف کننده‌ها:

افزایش نامتعادلی سبب افزایش نول شبکه گشته و در پی آن ولتاژ نول نسبت به زمین افزایش می‌یابد و چونکه مصرف کنندگان اصولاً نول را بی‌خطر می‌دانند ممکن است در اثر تماس با آن سبب برق گرفتگی آنها شده و یا در بعضی موارد منجر به مرگ آنها شود.

۴-۱-۶- کاهش ایمنی برقرسانی به مشترکین:

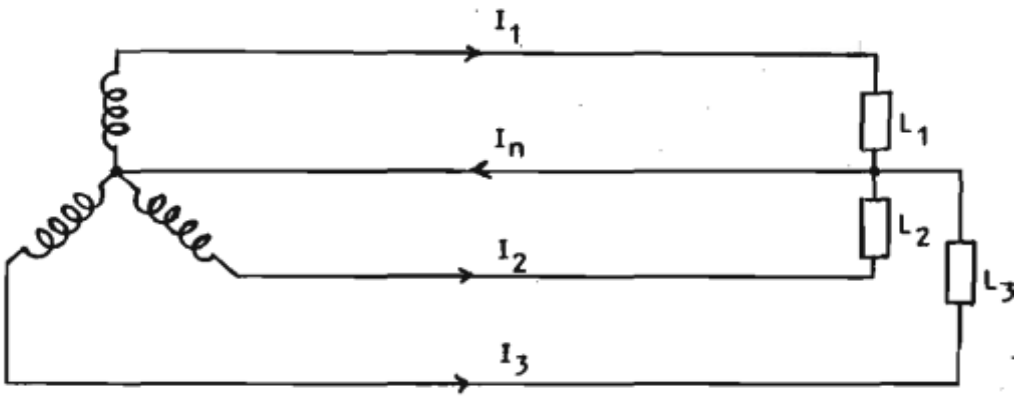
با توجه به مسائل فوق مشاهده می‌شود عدم تعادل بار سبب می‌گردد که مصرف کنندگان از یک سیستم ایمنی و مطمئن برخوردار نبوده و این مسئله دقیقاً در آماری که از شبکه‌های ا صفهان تو سط گروه‌های ستاد سازندگی و آموزش وزارت نیرو در سال ۱۳۶۰ تهیه شده بخوبی مشهود می‌باشد.

۴-۱-۷- اثرات اقتصادی:

با افزایش تلفات در شبکه، افزایش حرارت نیز همراه می‌باشد، لذا از نظر طول عمر تجهیزات و تعمیر و نگهداری آنها، هزینه‌ها افزایش یافته ضمناً مقدار زیادی از توان که باید به مصرف کنندگان انتقال یابد و به فروش رسد به حرارت تبدیل و تلف می‌شود.

۴-۲- محاسبه تلفات توان در حالت نامتعادلی بار

برای سادگی محا سبات ابتدا فرض می‌کنیم که بار در یک نقطه‌ی خط مطابق شکل زیر متمرکز با شد. همچنین از مقدار راکتانس خطوط نیز صرفنظر می‌شود.



شکل ۱-۴

در حالتیکه بار کاملاً اهمی بوده و ولتاژ و جریان دارای اختلاف فاز صفر باشند، تلفات در سیم‌های فاز برابر است با:

«حالت نامتعادل» $$\Delta P = RI_1^2 + RI_2^2 + RI_3^2$$

«حالت متعادل» $$\Delta P = 3RI^2$$

و در حالت متعادل می‌توان نوشت:

$$I = \frac{I_1 + I_2 + I_3}{3} \qquad (1)$$

$$\Delta P = \frac{R}{3}(I_1 + I_2 + I_3)^2 \qquad (2)$$

تفاوت تلفات در حالت متعادل و نامتعادل برابر است با:

$$\Delta P \text{ (نامتعادل)} - \Delta P \text{ (متعادل)} = RI_1^2 + RI_2^2 + RI_3^2 - \frac{R}{3}(I_1 + I_2 + I_3)^2$$

$$= \frac{2}{3}R(I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 - I_1I_2 - I_1I_3 - I_2I_3)$$

چونکه با توجه به نامساوی کوشی همواره رابطه زیر برقرار می‌باشد.

$$I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 \geq I_1I_2 + I_1I_3 + I_2I_3$$

نام ساوی فوق همواره در ست ا ست مگر اینکه « $I_1 = I_2 = I_3$ » با شد، بنابراین تلفات سه فاز در حالت نامتعادل همیشه بشتر از تلفات سه فاز در حالت متعادل است.

این تلفات بدون در نظر گرفتن تلفات سیم نول بوده و چنانچه آن نیز منظور گردیده و سطح مقطع سیم نول نیز برابر فازها در نظر گرفته شود، داریم:

$$\Delta P = RI_n^2 = R(I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 - I_1I_2 - I_1I_3 - I_2I_3) \qquad (3)$$

ΔP (کل) ΔP =(فازها) + ΔP (نول)

$$\Delta P = R\left(2I_1^2 + 2I_2^2 + 2I_3^2 - I_1I_2 - I_1I_3 - I_2I_3\right)$$

ازدیاد تلفات ΔP = (کل) - ΔP (متعادل)

$$= \frac{5}{3} R\left(I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 - I_1I_2 - I_1I_3 - I_2I_3\right)$$

(تلفات سیم نول) = $\frac{5}{3}$

و اگر مقاومت سیم نول دو برابر سیم فازها باشد (سطح مقطع کوچک باشد که معمولاً هست) مقدار ازدیاد تلفات بصورت زیر خواهد بود.

ازدیاد تلفات $-\frac{4}{3}$ = (تلفات سیم نول)

البته در این حالت چونکه مقاومت سیم نول دو برابر شده بنابراین تلفات سیم نول هم دو برابر خواهد شد و برای جریان ثابت نول « I_n » ضریب $\frac{8}{3}$ می‌گردد که در مقایسه با $\frac{3}{5}$ بسیار بیشتر می‌باشد. در جداول زیر تغییرات تلفات توان بر حسب $\frac{I_n}{I_{متوسط}}$ برای حالتی که سطح مقطع سیم نول برابر سیم فاز با حالتیکه نصف سیم فاز می‌باشد مقایسه گردیده است.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۱۲۰	۱۱۰	۱۰۰	۹۰	۸۰	۷۰	۶۰	۵۰	۴۰	۳۰	۲۰	۱۰	متوسط I_n/I
۸۰	۶۷	۵۶	۴۵	۳۶	۲۷	۲۰	۱۴	۹	۵	۲	۱/۵	افزایش تلفات توان (درصد)

«حالتی که سطح مقطع سیم نول و فاز یکسان می‌باشد»

۱۲۰	۱۱۰	۱۰۰	۹۰	۸۰	۷۰	۶۰	۵۰	۴۰	۳۰	۲۰	۱۰	متوسط I_n/I
۱۲۸	۱۰۷	۸۹	۷۲	۵۷	۴۳	۳۲	۲۲	۱۴	۸	۳/۵	۰/۹	افزایش تلفات توان (درصد)

«حالتی که سطح مقطع سیم نول نصف سیم فاز می‌باشد»

این محاسبات فقط برای یک حالت بسیار ساده شبکه در نظر گرفته شده بود و در صورتیکه برای حالت‌های دیگر مانند بار بصورت گسترده در نقاط مختلف نیز محاسبه نمائیم نتیجه فوق بدست آمده و همیشه مقدار تلفات توان در حالت عدم تعادل بیشتر از حالت تعادل خواهد بود. بدیهی است این نوع محاسبات با دست امکان پذیر نخواهد بود و لازم به محاسبات کامپیوتری مخصوصاً در حالتی که ضریب قدرت بارهای مختلف نیز متفاوت بوده، می‌باشد. در این بخش هدف طریقه محاسبه تلفات توان نیست بلکه بررسی احتمالی این تلفات بوده که در شرکت برق منطقه‌ای در ماه‌های اسفند، فروردین و اردیبهشت سال ۱۳۶۰ توسط گروه‌های ستاد سازندگی و آموزش بعمل آمده که در جداول و نمودار زیر عرضه گردیده است. لازم به ذکر است که این اندازه‌گیری‌ها در شرایط جنگی و در روز انجام شده و بدیهی است در حالت عادی بیشتر می‌باشد.

جدول(۱-۴) با توجه به اندازه‌گیری‌هائی بر روی ۹۰۰ دستگاه ترانسفورماتور توزیع در برق منطقه‌ای تنظیم یافته بعنوان یک نمونه می‌باشد و در صورتی که برای کلیه برق‌های منطقه‌ای در سطح کشور تهیه گردد اعدادی باور نکردنی بدست خواهد داد که برخوردی جدی و اساسی به این مهم را لازم و ضروری می‌نماید. در این جدول منظور از توان تلف شده میزان ازدیاد تلفات بخاطر عدم تعادل بار بوده و مدت محاسبه برای سه ماه در طول ۲۴ ساعت با نرخ هر kwh انرژی ۴ ریال می‌باشد.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول(۱-۴)

بخش	ازدیاد توان تلف شده(kw)	انرژی تلف شده (kwh)	قیمت (ریال)
۱	۱۸۸/۶۸	۱۳۵۸۴۹/۶	۵۴۳۳۹۸/۴
۲	۱۴/۰۴	۱۰۱۰۸/۸	۴۰۴۳۵/۲
۳	۱۸۶/۱۱	۱۳۳۹۹۹/۲	۵۳۵۹۹۶/۸
۴	۲۰۲/۴	۱۴۵۷۲۸	۵۸۲۹۱۲
۵	۴۵۹/۴۷	۳۳۰۸۱۸/۴	۱۳۲۳۲۷۳/۶
۶	۴۰	۲۸۸۰۰	۱۱۵۲۰۰
۷	۱۸۲	۱۳۱۰۶۱/۶	۵۲۴۲۴۶/۴
۸	۷۴/۲	۵۳۴۲۴	۲۱۳۶۹۶
جمع کل	۱۳۶۴/۹۳	۹۶۹۷۸۹/۶	۳۸۷۹۱۵۸/۴

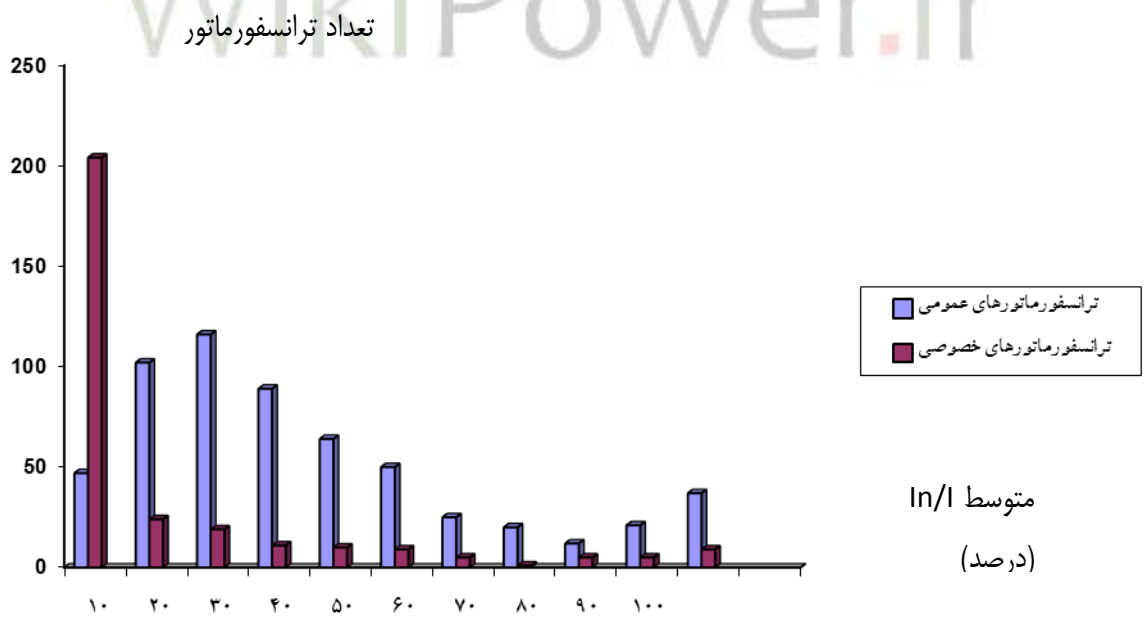
جدول شماره (۲-۴) بطور متوسط مقدار درصد $\frac{I_n}{I_{متوسط}}$ برای ترانسفورماتورهای مختلف عمومی و خصوصی بدست آمده و مقدار درصد افزایش متفاوت نیز بطور تقریبی محاسبه گردیده است.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول (۲-۴)

افزایش تلفات (درصد)	ترانس‌های خصوصی (تعداد)	ترانس‌های عمومی (تعداد)	متوسط I_n / I (درصد)
۲/۳	۲۰۴	۴۷	۱۰
۴/۴۳	۲۴	۱۰۲	۲۰
۱۰/۸	۱۹	۱۱۶	۳۰
۱۴	۱۱	۸۹	۴۰
۱۶/۲۸	۱۰	۶۴	۵۰
۱۸/۸۸	۹	۵۰	۶۰
۱۳/۰۵	۵	۲۵	۷۰
۱۱/۹۷	۱	۲۰	۸۰
۱۲/۲۴	۵	۱۲	۹۰
۱۸/۶۷	۵	۲۱	۱۰۰
۵۷/۸۸	۹	۳۷	بیش از ۱۰۰
۲۰/۵۱	۳۰۲	۵۸۳	

و نمودار آن نیز در زیر آورده شده است.



نمودار(۱-۴) : مربوط به داده های جدول (۲-۴)

محاسبات و جداول فوق نشان می‌دهد که با افزایش نامتعادلی در سیستم توزیع، تلفات انرژی بمقدار زیادی بالا می‌رود و انرژی تولید که باید به مصرف کننده تحویل داده شود، بمقدار زیادی در شبکه از بین رفته و تنها اثرات سوء تحویل داده شود، بمقدار زیادی در شبکه از بین رفته و تنها اثرات سوء آن باقی می‌ماند. با توجه به تعداد مصرف کنندگان و اندازه‌گیری‌های انجام شده در برق منطقه‌ای چنانچه بطور تقریب برای تمامی سطح کشور بمدت یکسال محاسبات انجام پذیرد، مقادیر بصورت زیر خواهد بود.

همانطوریکه گفته شد اندازه‌گیری‌های حاصله برای تعداد ۹۰۰ دستگاه ترانسفورماتور در مدت سه ماه اسفند، فروردین و اردیبهشت در موقع روز انجام گرفته و حالا که حدود ۱۲۰۰۰ ترانسفورماتور توزیع در شرکت برق منطقه‌ی نصب شده، مقدار کل توان تلف شده برابر ۱۷۹۴۷ کیلووات و برای کل ایران بطور تقریب و با توجه به مصرف کنندگان که در برق منطقه‌ای ۸۹۱۰۰۰ و در کل ایران ۹۳,۳۳۹,۰۰۰ می‌باشند، مقدار کل توان تلف شده برابر ۱۸۸,۱۱۱ کیلووات می‌گردد و مشاهده می‌شود حدود ۱۸۸ مگاوات تلفات قدرت بخاطر عدم تعادل بار وجود خواهد داشت.

مقدار کل انرژی تلف شده در شبکه مورد نظر برای مدت یکسال با توجه به تعداد ترانسفورماتورهای نصب شده برابر ۵۰۴۲۹ مگاوات ساعت و قیمت آن تقریباً ۲۰۰ میلیون ریال و برای کل ایران مقدار کل انرژی تلف شده بطور تقریبی ۵۰۴,۲۹۰ مگاوات ساعت که قیمت آن تقریباً ۲ میلیارد ریال تخمین زده می‌شود. بدیهی است قیمت منظور شده براساس سرمایه گذاری وزارت نیرو نیز محاسبه شود، مقدار فوق بسیار زیادتر خواهد بود.

۳-۴- افت ولتاژ در حالت عدم تعادل بار:

در شکل فوق داریم:

$$E = RI_1 + V + RI_n \qquad (4)$$

$$E = V + R(I_1 + I_n) \qquad (5)$$

و در نتیجه:

$$V = E - R(I_1 + I_n)$$

مشاهده می شود در حالت عدم تعادل بار افت ولتاژ به اندازه RI_n افزایش می‌یابد و در صورتیکه سطح مقطع سیم نول نصف سیم فاز باشد به اندازه $2RI_n$ افزایش می‌یابد و چنانچه مقدار RI_n یا $2RI_n$ که ولتاژ سیم نول می‌باشد از مقدار ۵۰ ولت که مقدار ولتاژ ایمنی برای انسان‌ها بوده، تجاوز نماید ممکن است خطرات جانبی برای مصرف کنندگان بهمراه داشته باشد و در بسیاری موارد سبب مرگ انسان‌ها بشود.

در صورتیکه بار بصورت مختلط و گسترده در طول خط بخش باشد می‌توان مقدار افت ولتاژ در شبکه را از رابطه‌ی تجربی زیر بدست آورد.

$$V = V_b\left(1+\frac{4.14}{\sqrt{N}}\right)\left(1+\frac{12}{DN}\right) \qquad (6)$$

V: افت ولتاژ در حالت عدم تعادل بار

V_b: افت ولتاژ در حالت تعادل بار

N: تعداد مصرف کننده‌های تکفاز مربوط به فازها

D: ماکزیمم دیامند هر مصرف کننده (بر حسب آمپر)

در هر شرکت برق منطقه‌ای سیستمی تشکیل و نسبت به اندازه‌گیری شدت جریان بافزها و نول اقدام و میزان عدم تعادل بار محاسبه و بررسی شود.

برای ایجاد تعادل تنها می‌توان از تعادل‌های موضعی استفاده نموده و در طول‌های کوچک این تعادل را برقرار کرد. زیرا در یک تعادل برای کلیه فیدرها بسیار مشکل است چونکه ضریب همزمانی و استفاده از میزان قدرت هر مشترک در دست نیست ولی می‌توان این کار را در پست‌های ۲۰۰،۰۰۰/۴۰۰ ولت انجام داد و مصرف کنندگان را طوری بین فازها تقسیم نمود که حتی‌الامکان عدم تعادل بار حذف شود.

ضمناً مشترکین جدید را نیز از طریق فازهای کم بارتر تغذیه نمود که لازمه آن اندازه‌گیری متناوب بار در فازها و نول می با شد. بدیهی ا ست برای نامتعادلی‌های ناگهانی و زیاد نیز می‌توان ب صورت آنی و ضربتی عمل کرد و امید ا ست با همکاری و همفکری صاحب نظران و متخصصین وزارت نیرو و شرکت‌های برق منطقه‌ای نسبت به رفع این مشکل با مطالعه دقیق‌تر شبکه، اقدام گردد.

۳-۴- بررسی روشهای بالانس بار با هدف کاهش تلفات بدون افزایش تجهیزات

همواره نامتعادلی بار در شبکه های توزیع علاوه بر اشغال بی مورد ظرفیت شبکه و تجهیزات، موجب افزایش تلفات انرژی الکتریکی و در نتیجه افزایش هزینه های سرمایه گذاری می گردد.با اضافه نمودن تجهیزات به منظور رفع نامتعادلی بار و بالانس بار شبکه های توزیع فشار ضعیف علاوه بر صرف هزینه های هنگفت سرمایه گذاری خرید تجهیزات موجبات تعمیر و نگهداری تجهیزات اضافه شده نیز فراهم میگردد.بنابراین به نظر می رسد که اگر با حفظ تاسیسات موجود و بدون اضافه نمودن هرگونه تجهیزاتی بتوانیم نسبت به بالانس بار و نهایتا" تعدیل بار فیدر اقدام نماییمگام موثری در جهت کاهش تلفات انرزی الکتریکی در شبکه های توزیع برداشته خواهد شد.

۴-۴- معرفی روشهای پیشنهادی جهت متعادل سازی بار و بالانس شبکه

در این بخش برای رفع عدم تعادل بار سه روش پیشنهاد می شود که به معرفی آنها می پردازیم.

۱- روش اول: متعادل سازی بر اساس میزان مصرف انرژی مشترکین با انجام پخش بار

۲- روش دوم : متعادل سازی بر اساس میزان مصرف انرژی مشترکین بدون انجام پخش بار

۳- روش سوم : متعادل سازی بر اساس یکسان کردن تعداد مشترکین روی فازهای مختلف شبکه

بدین منظور جهت بررسی این سه روش جهت متعادل سازی بار و کارایی هر کدام از آنها در تعدیل بار فیدرها نسبت به انجام مطالعات شبیه سازی و بررسی میزان نامتعادلی بار و اثرات آن به روی فیدرهای فشار ضعیف با توجه به جدول (۳-۴) ، متعادل سازی به روی هشت فیدر به سه روش انجام شده است و نتایج حاصله از متعادل سازی با حالت قبل از متعادل سازی مقایسه شده است.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول(۳-۴) : خلاصه نتایج حاصله از شبیه سازی فیدرهای نمونه

فیدرهای مورد مطالعه	تعداد پایه	تعداد مشترکین	تلفات انرژی	بدون متعادل سازی	متعادل سازی با روش اول	متعادل سازی با روش دوم	متعادل سازی با روش سوم
فیدر شماره ۱	۱۳	۱۲۹	تلفات(Kwh)	۸۳/۷۱	۹۶/۳۶	۷۱/۰۰	۸۱/۲۵
			درصد کاهش تلفات	---	۱۷/۱۴	۱۵/۱۸	۲/۹۴
فیدر شماره ۲	۱۳	۹۵	تلفات(Kwh)	۹۱/۳۹	۶۶/۰۳	۶۶/۹۹	۷۱/۵۱
			درصد کاهش تلفات	---	۲۷/۷۳	۲۶/۴۷	۲۱/۷۳
فیدر شماره ۳	۹	۵۶	تلفات(Kwh)	۱۶۴/۳۰	۸۵/۰۸	۹۲/۹۷	۹۱/۹۴
			درصد کاهش تلفات	---	۴۸/۲۲	۴۳/۴۱	۴۴/۰۴
فیدر شماره ۴	۱۰	۷۴	تلفات(Kwh)	۹۲/۱۲	۵۰/۹۳	۵۴/۱۱	۹۵/۲۹
			درصد کاهش تلفات	---	۴۴/۷۱	۴۱/۲۶	-۳/۴۴
فیدر شماره ۵	۱۰	۷۶	تلفات(Kwh)	۶۱/۷۹	۴۴/۰۰	۴۵/۵۲	۵۱/۶۹
			درصد کاهش تلفات	---	۲۸/۷۹	۲۶/۳۳	۱۶/۳۵
فیدر شماره ۶	۸	۷۹	تلفات(Kwh)	۲۲/۷۹	۱۵/۷۶	۱۷/۴۰	۱۸/۳۸
			درصد کاهش تلفات	---	۳۰/۸۵	۲۳/۶۵	۱۹/۳۵
فیدر شماره ۷	۵	۲۶	تلفات(Kwh)	۸/۶۸	۴/۴۲	۴/۴۶	۴/۶۴
			درصد کاهش تلفات	---	۴۹/۰۸	۴۸/۶۲	۴۶/۵۴
فیدر شماره ۸	۷	۳۸	تلفات(Kwh)	۲۶/۸۳	۲۱/۱۶	۲۲/۲۰	۳۰/۸۲
			درصد کاهش تلفات	---	۲۱/۱۳	۱۷/۲۶	-۱۴/۸۵
متوسط درصد کاهش تلفات				---	۳۳/۴۵	۳۰/۲۷	۱۶/۵۸

۱-۴-۴- متعادل سازی با روش اول (بر اساس میزان مصرف مشترکین با انجام پخش بار)

در این روش اطلاعات مربوط به فاز مشترکین ، میزان مصرف آنها و جریانهای ابتدای فیدر ثبت شده و بر اساس آنها آرایش بهینه مشترکین با استفاده از دستگاه ثبات DL112 جریانهای ابتدای فیدر و دیگر پارامترهای مورد نیاز ثبت گردیده و با انجام پخش بار با نرم افزار مطلب نتایج این اطلاعات در جدول (۳-۴) به ثبت رسید همانگونه که از نتایج بدست آمده از این جدول مشاهده می شود بیشترین کاهش تلفات مربوط به این روش می باشد. که بطور متوسط باعث کاهش ۳۳/۵ درصدی تلفات فیدرهای مورد مطالعه گردیده است با توجه به نتایج حاصله علیرغم اینکه این روش نسبت به سایر روش ها به اطلاعات بیشتری در مورد فیدر نیاز دارد، ولی از لحاظ کاهش تلفات فیدر بهترین روش متعادل سازی بار می باشد.

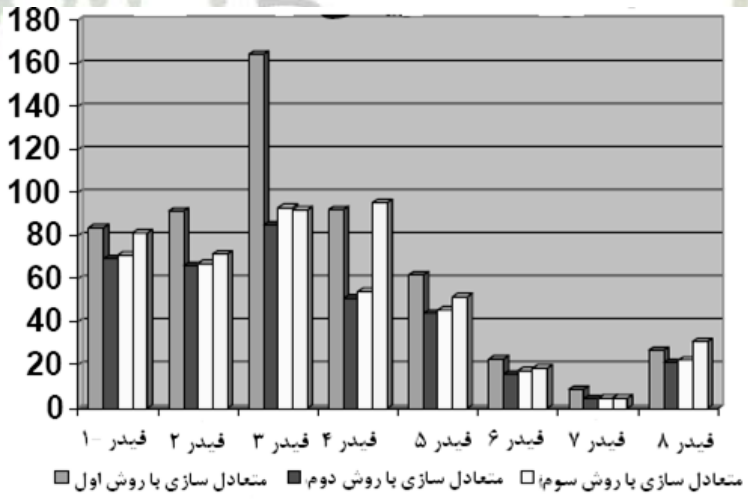
۲-۴-۴- متعادل سازی با روش اول (بر اساس میزان مصرف مشترکین بدون انجام پخش بار)

در این روش بر اساس مصرف مشترکین در یک دوره مشخص آرایش بهینه آنها مشخص می شود همانگونه که از نتایج مطالعات شبیه سازی شده مشاهده می شود با استفاده از این روش تلفات فیدرهای مورد مطالعه ۳۰/۳ درصد کاهش یافته است که در مقایسه با سایر روشها بصورت قابل ملاحظه ای باعث کاهش تلفات فیدرها گردیده است. در این روش میزان کاهش تلفات انرژِ الکتریکی فیدر، اختلاف کمی با روش اول دارد (۳/۱۸ درصد) و علاوه بر آن این روش مانند روش اول نیازی به استفاده از جریانهای ابتدای فیدر نداردبنابراین میتواند به غنوان یک روش عملی و بهینه برای متعادل سازی با فیدرهای توزیع مورد توجه قرار گیرد با توجه به جدول (۳-۴) و با توجه به مزایا و معایب هر یک از روش های مذکور به منظور متعادل سازی بار ، روش دوم را می توان به عنوان یک دستورالعمل برای شرکتهای توزیع مورد استفاده قرار داد. با توجه به این موارد ، روش مذکور برای تمامی فیدرهای نمونه اجرا و نتایج آن بصورت عملی به روی فیدرهای مربوطه اعمال گردیده است.

۳-۴-۴- متادل سازی با روش سوم (بر اساس تعداد مشترکین)

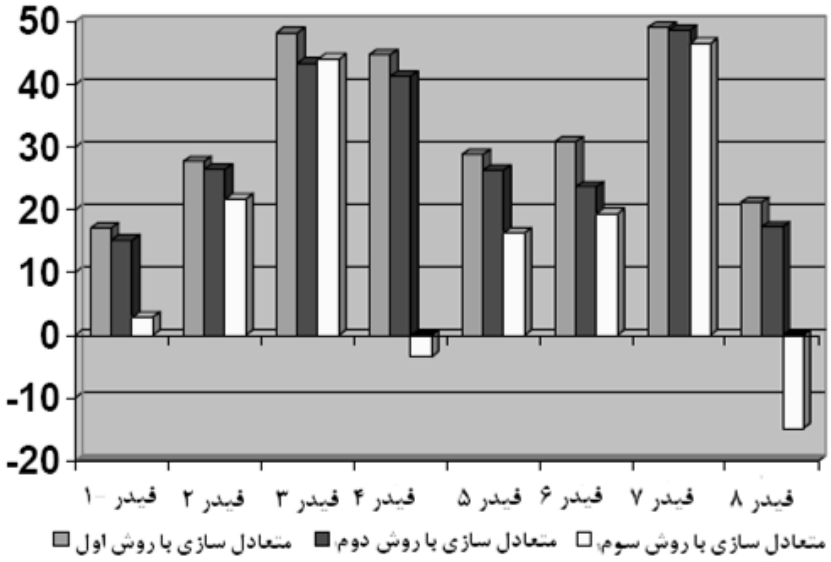
در این روش سعی می شود که تعداد مشترکین روی هر پایه به تعداد مساوی روی فازهای مختلف قرار گیرد. این روش ساده ترین روش برای متعادل سازی بار فیدر می باشد که به اطلاعاتی از قبیل جریانهای ابتدای فیدر و میزان مصرف مشترکین نیازی ندارد.همچنان که از نتایج جدول (۳-۴) مشاهده می شود با توجه به اینکه در روش متعادل سازی بر اساس تعداد مشترکین میزان مصرف واقعی مشترکین به دلیل تنوع میزان مصرف آنها در نظر گرفته نمی شود،در پست فیدر 11 و پست فیدر 3 بعد از متعادل سازی با این روش سنتی تلفات فیدر افزایش یافته ولی در مورد شش فیدر دیگر تلفات انرژی الکتریکی فیدر کاهش یافته است.بنابراین روش سنتی مذکور همواره باعث تعدیل بارفیدر نمی شود، مخصوصاً زمانی که تعداد مشترکین فیدر زیاد نباشد و یا مشترکین مختلفی از نظر نوع و میزان مصرف از فیدر تغذیه شوند.

شکل(۲-۴) نمودار تلفات انرژی الکتریکی فیدرهای نمونه را در حالت های مختلف (بدون متعادل ساز ی ، متعادل ساز ی براساس روش اول، متعادل سازی براساس روش دوم و متعادل سازی بر اساس تعداد مشترکین) نشان میدهد.



شکل(۳-۴) نمودار درصد کاهش تلفات انرژ ی الکتر یکی فیدرهای نمونه را با استفاده از روشهای متعادل ساز ی بار نشان می دهد.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



با پیاده ساز ی نتا یج روش دوم و شبیه ساز ی فیدر های مورد مطالعه مشاهده می شود که با متعادل شدن بار فیدر علاوه بر آنکه به میزان قابل ملاحظه ای از ظرفیت فیدر آزاد شده وهمچنین سایر عوارض سوء ناشی ازنامتعادلی بارکم می شود به میزان قابل توجهی نیز از تلفات ا نرژی الکتر یکی فیدرکاسته می شود . با توجه به نتایج مطالعات شبیه ساز ی برای محاسبه درصد کاهش تلفات انرژ ی الکتر یکی فیدرها ی نمونه برحسب انرژی ورودی به فیدرها ی نمونه جدول(2) حاصل میشود.

WikiPower.ir

برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول (۴-۴): خلاصه نتایج حاصل از شبیه سازی انرژی ورودی به فیدر های نمونه

نتایج خروجی هشت فیدر نمونه	انرژی ورودی به فیدر های نمونه (kwh)	تلفات انرژی الکتریکی فیدرهای نمونه(kwh)	میزان کاهش تلفات فیدر های نمونه(kwh)	درصد کاهش تلفات فیدرهای نمونه(%)
حالت بدون متعادل سازی	۴۰۲۳۹/۸۲	۱۰۵۲/۸۷	---	---
متعادل سازی با روش اول	۳۹۲۱۹/۴۷	۷۷۲/۹	۲۷۹/۹۷	۲۶/۵۹
متعادل سازی با روش دوم	۳۹۲۶۳/۳۶	۸۰۰/۶۵	۲۵۲/۲۲	۲۳/۹۵
متعادل سازی با روش سوم	۳۹۳۳۱/۳۶	۹۳۳/۰۲	۱۱۸/۹۸	۱۱/۳۰

با توجه به محاسبات مشخص می شود که در حالت بار نامتعادل تلفات انرژی الکتر یکی در هشت فیدر نمونه به طور متوسط ۲/۶۱۶ درصد میباشد.

$$\textbf{\textit{درصد تلفات متوسط فیدرنمونه}} = \frac{\text{تلفات انرژِ الکتریکی فیدرهای } (\boldsymbol{kwh})\mathbf{1052.87}}{\text{انرژی ورودی به فیدرهای نمونه } (\boldsymbol{kwh})\mathbf{40239.82}}$$

باتوجه به اینکه عمدتاً بار مشترکین در بخشهای کشاورزی و صنعتی سه فاز، و بارآنها متعادل میباشد و نامتعادلی بار بیشتر در بخش های خانگی، عمومی، تجاری و آزاد مشاهده میشود، .با توجه به تعرفه فروش انرژی پایان سال ۸۲ شرکت توزیع جدول(۵-۴) و با فرض هرکیلووات ساعت فروش انرژی در سال ۱۳۸۲ معادل ۵۰۰ ریال میتوان نسبت به محاسبه هزینه تلفات در حالت بدون متعادل سازی و کاهش هزینه ها در هر یک از حالات متعادل بررسی لازم را به عمل آورد.

بنا براین می توان میزان تلفات انرژ ی الکتر ی یکساله فیدرهای اشاره شده را با توجه به میزان انرژی فروخته شده ا ین شرکت در سال ۱۳۸۲ بدست آورد .

هزینه تلفات درحالت بدون متعادل ساز ی از رابطه زیر بدست می آید:

هزینه تلفات بدون متعادل سازی= متوسط درصد تلفات انرژی الکتریکی ×کل فروش انرژی در بخش خانگی، عمومی تجاری و آزاد در سال ۱۳۸۲ × بهای انرژی

بنابراین هزینه تلفات ناشی از نامتعادلی بارسالیانه درشرکت توزیع درحالت بدون متعادل سازی برابراست با:

۱،۹۴۳،۶۹۴(mwh)× ٪۲/۶۱۶ × ۵۰۰ = ۲۵،۴۲۳،۵۱۷،۵۲۰

کاهش هزینه با اجرای هریک از روشهای متعادل سازی باراز رابطه زیر بدست می آید.

کاهش هزینه با اجرای هر یک از ذکر شده = هزینه تلفات بدون متعادل سازی × در صد کاهش تلفات با روش موردنظر

بنابرا ین کاهش هز ینه سالیانه با اجر ای روش اول متعادل سازی بار برابر است با:

کاهش هزینه با اجرای روش اول متعادل سازی= ۲۵،۴۲۳،۵۱۷،۵۲۰× ٪۲۶/۵۹ = ۶،۷۶۰،۱۱۳،۳۰۹

این محاسبات در مورد روش دوم و سوم متعادل ساز ی بار به ترتیب به شرح زیر می باشد.

کاهش هزینه سا لیانه با اجر ای روش دوم متعادل سازی باربرابر است با:

کاهش هزینه با اجرای روش دوم =25،423،517،520×23/95٪-6،088،932،446 متعادل سازی بار

کاهش هز ینه سالیانه با اجر ای روش سوم متعادل ساز ی بار برابر است با:

کاهش هزینه اجرای روش سوم متعادل=2،872،757،480×11/30٪=25،423،517،520 سازی بار

جدول (۵-۳): تعرفه فروش انرژی سالهای ۱۳۷۹ الی ۱۳۸۲ شرکت توزیع

فروش انرژی به تفکیک تعرفه (Mwh)	سال1379	سال1380	سال1381	سال1382
خانگی	۹۴۸۹۶۹	۹۹۴۲۳۷	۱۰۶۴۷۳۱	۱۱۷۶۱۷۶
عمومی	۳۳۶۲۲۲	۳۴۱۷۲۹	۳۲۹۸۶۳	۳۵۸۱۷۶
کشاورزی	۵۱۱۰۳	۵۷۷۴	۶۲۳۰۹	۶۴۳۷۶
صنعتی	۷۹۳۳۹۴	۷۹۹۴۲۷	۸۶۸۷۲۶	۹۲۰۰۸۸
تجاری	۲۹۹۸۵۸	۳۴۷۴۴۱۸	۳۷۳۰۳۴	۴۰۹۳۴۲
آزاد	۲۳۸۳	۲۱۰۱	-----	-----
جمع	۲۴۳۱۹۲۹	۲۵۳۹۶۸۶	۲۶۹۸۶۶۳	۲۹۲۸۱۵۸

همانگونه که از نتایج مطالعات شبیه سازی مشاهده می شود با پیاده سازی روش دوم متعادل سازی بار با توجه به سود اقتصادی حاصله که مبلغ قابل ملاحظه ای می باشد و با اختلاف نزدیک که هزینه کاهش تلفات با استفاده ازروش اول ودوم

با یکدیگر دارد و همچنین با توجه به عدم استفاده از تجهیزات اضافی در روش دوم که خود هزینه بر می باشد پیشنهاد می شود روش متعادل سازی بر اساس روش دوم انتخاب و در مورد تمامی فیدرهای شرکت و یا حداقل در مورد فیدرهای پربار و طولانی اعمال شود.

با پیاده سازی نتایج روش دوم و شبیه سازی فیدرهای مورد مطالعه مشاهده می شود که با متعادل شدن بار فیدر علاوه بر آنکه به میزان قابل ملاحظه ای از ظرفیت فیدرها آزاد شده سایر عوارض سوء ناشی از نامتعادلی بار کم میشود همچنین به میزان قابل توجهی نیز از تلفات انرژی الکتریکی فیدر کاسته می شود.

با توجه به اینکه در انتخاب فیدرهای نمونه سعی شده است که در این فیدر ها از لحاظ تعداد مصرف کنندگان ، نوع بار ، میزان نامتعاد لی بار و ...متنوع باشد، می توان نتایج به دست آمده را با تقریب قابل

قبو لی در مورد کل فیدرهای شرکت توزیع تعمیم داد همچنین می توان نتایج حاصله را برای کل کشور نیز بطور مشابه تعمیم داد.

با توجه به نتایج حاصل از مطالعات شبیه سازی ملاحظه می شود که نامتعادلی بار علاوه بر اینکه موجب عوارض سوء فراوانی از قبیل اشغال بی مورد ظرفیت شبکه، نامتعادلی ولتاژ، تخریب کیفیت توان، اختلال در لوازم الکتریکی و کاهش عمر تجهیزات ... می گردد، به میزان قابل توجهی باعث ایجاد تلفات انرژی الکتریکی در فیدر ها میشود.

با مقایسه نتایج سه روش ذکرشده به منظور متعادل سازی بار در فیدرهای توزیع مشاهده میشود که روش مبتنی بر تعداد مشترکین همواره نمی تواند باعث تعدیل بار فیدر شود و در برخی از موارد باعث نامتعادل تر شدن بارفیدر می گردد. در مقایسه روش اول متعادل سازی بار با روش دوم ملاحظه می شود که روش دوم متعادل سازی بار با توجه به اینکه نیاز به اطلاعات کمتری از فیدر دارد ، ولی به میزان قابل قبولی باعث تعدیل بار فیدر و کاهش تلفات انرژی الکتریکی فیدر میشود . بنابراین پیشنهاد می گردد این روش به عنوان یک روش عملی و کم هزینه در شرکت های توزیع مورد استفاده قرار گیرد . همچنین جهت اجرای این روش پیشنهاد میشود که برای یک بار فاز مشترکین فیدر مشخص شده و ثبت شود و در مورد مشترکین جدید نیز به هنگام واگذاری انشعاب ، نسبت به تعیین فاز مشترک اقدام گردد.

کاهش تلفات،کاهش تلفات شبکه فشار ضعیف موجب صرفه جویی زیادی از نظر منابع ملی است (در مقایسه با احداث نیروگاه و تاسیسات برق رسانی با ظرفیت مشابه) ولی انگیزه ای قوی و بنیه مالی برای پرداخت هزینه های اولیه آن توسط شرکت های توزیع وجود ندارد .بعبارت دیگر چون سوددهی کاهش تلفات به این شرکتها بر نمی گردد،نمیتوانند سرمایه گذاری وسیعی در این زمینه بنمایند. بنابراین پیشنهاد می شود از طریق سرمایه گذاری ملی (مشابه سرمایه گذاری برای احداث نیروگاه) روش های کاهش تلفات فشار ضعیف را اجرا نمود.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل پنجم:

عوامل ایجاد و افزایش تلفات سیستم های توزیع

WikiPower.ir

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۱-۵- بررسی نقش اتصالات سست در تلفات شبکه های توزیع

باتوجه به گسترش روز افزون شبکه های توزیع وبکارگیری تجهیزات متنوع در شبکه (مانند قطع کننده ها) معمولا برای اتصال آنها به شبکه از انواع کلمپ ، کابلشو و ... به صورت گسترده و اجتناب ناپذیری استفاده میگردد.

درهمین راستا یکی از مشکلات عمده تلفات انرژی وخاموشی های ناخواسته ، قطع جمپرها ، پارگی و ذوب هادی های شبکه و شل شدن مفاصل از محل همین اتصالات می باشد که علاوه بر آسیب دیدگی تجهیزات ذیربط با اتصالی وقطع شدن خط، خاموشی طولانی وگسترده ای را به همراه خواهند داشت .

یکی از مشکلات عمده واساسی افزایش تلفات وخاموشیهای خطوط در سیستم های توزیع، خصوصا در شبکه های هوائی 20 کیلوولت قطع جمپرها (در رفتگی) پارگی و ذوب هادی های شبکه (سیم وکابل) و شل شدن مفاصل از محل اتصالات می باشد که علاوه بر آسیب دیدگی تجهیزات ذیربط با اتصالی وخاموشیهای طولانی وگسترده ای مواجه خواهیم شد . پیرو بررسیهائی که در تحلیل حوادث بوقوع پیوسته در شبکه صورت پذیرفته ، عواملی که موجب بروز این پدیده ناهنجار می گردد به اختصار عبارتند از : استفاده بی رویه از قفل وبست وجمپر ،استفاده نامناسب از نوع اتصالات به لحاظ ناهماهنگی سطح مقطع ، عدم همخوانی نوع جنس محل اتصال ،کیفیت نامناسب قطعات در نحوه تولید (وجود مک ، حفره ناخالصی) ، انتخاب نامناسب جنس قطعه به لحاظ میزان هدایت جریان نامناسب بودن وضعیت فیزیکی وظاهری قطعه به لحاظ استقامت مکانیکی و کششی ، پرداخت ، آرایش نامناسب جمپر وارتباطات ،عدم استفاده از قفل وبست ، کلمپ ، بوش ، کابلشو ، واشرجات مربوطه عدم سرویس وآچارکشی به موقع و .... که متاسفانه در حال حاضر در شرکتهای توزیع این عوامل بصورت جدی مد نظر نبوده وهمواره در انتخاب وتهیه نوع اتصالات نگرش سطحی وجود داشته ومتعاقب آن مجریان هم نسبت به اهمیت وبکارگیری اصولی وبه موقع آنها در شبکه آگاهی لازم را نداشته واستفاده از اتصالات را فقط به عنوان رفع تکلیف وحل مشکل موضعی در شبکه تصور می نمایند.

در حالکیه با مراجعه به آمار و ارقام خاموشی های ناخواسته خطوط ، حوادث ناشی از این امر بیشترین رقم را به خود اختصاص می دهند.

۲-۵- بررسی نقش اتصالات ثابت در شبکه های توزیع:

دربررسی نقش اتصالات ثابت در شبکه های توزیع یکی از مسائل مهم ولی به ظاهر کوچک به ویژه در شبکه های هوائی فشار متوسط و فشار ضعیف وجود رابط ها واتصالات ثابت می باشد .که اگر براساس دستورالعملهای استاندارد، اتصال مورد نظر برقرار ومطابق دستورالعملهای فنی بهره برداری نگهداری شوند ،مشکلی در کوتاه مدت وجود نخواهد داشت .معهذا با توجه به نکات مذکور برقراری اتصالات به روش غیر استاندارد وبه روال معمول وسنتی توسط پرسنل فنی انجام می پذیرد،که نیاز به بازنگری عمیق تر با در نظر گرفتن دستورالعملهای اجرائی مطابق با استاندارد را ضروری می سازد

۱-۲-۵- علت های احتمالی

1-بکارگیری واستفادۀ نامناسب از قفل وبست های انشعابی در شبکه

2-آرایش نامناسب جمپرها به لحاظ طول ، نوع جنس ، سطح مقطع

3-عدم استفاده از کابلشوی مناسب در نحوۀ ارتباط با لوازمات شبکه

4-اکسیده شدن محل اتصالهای ارتباطی

5-عدم رعایت استاندارد در نحوۀ اجرای پرس کابلشوهای جمپر

6-عدم استفاده ازکابلشو

7-عدم استفاده وبکارگیری از واشر فنری در قفل وبست های انشعابی

8-شل شدن قفل وبست های انشعابی ونهایتا خوردگی سیم وبست های ذیربط

9-عدم رعایت بار مجاز

10-عدم رعایت استفاده از ملزومات مناسب واستاندارد ارتباطی مثل میل مقره جمپر و...

11-عدم رعایت فواصل مجاز استاندارد جمپر نسبت به پایه ، یراق آلات وفازها

12-وجود جمپرهای بلا استفاده وهرز در شبکه خصوصا در سکشنها

13-عدم استفاده از انتهای کلمپ انتهائی جهت ارتباط جمپر به شبکه

14-برخورد وپرتاب اشیاء خارجی ، پرنده زدگی، شاخه درختان به جمپر

15-بازوبست های مکرر جمپر در زمان مانورها ونهایتا شل شدن قفل ها بعلت عدم دقت وکنترل لازم

16-کیفیت نامناسب قفل وبست ها ، بلحاظ نوع ریخته گری در تولید ، میزان هدایت جریان الکتریکی ، مقاومت کششی ومکانیکی و....

عیوب و اتصالات سست و عوامل تلفات ناشی از اتصالات سست در تمامی بخشهای صنعت برق شناسایی شده اند به شرح ذیل میباشند:

شبکه های توزیع : شل بودن ، خوردگی ، نامناسب بودن اتصالات ، خرابی و نشتی جریان در سرکابلها ، خازنهای در حال خرابی ، برقگیرهای خراب ، کلیدهایی که کنتاکتهای آنها دچار خرابی یا ضعف شده اند ، نقاط دارای حرارت بیش از حد مجاز ، اضافه بارها ، سیمهایی که در حال پارگی هستند.

کلیدها ، کنتاکتورها و بخصوص کلید فیوزها: کلیدهایی که کنتاکتهای آنها دچار خرابی ، شل بودن تیغه های کلید فیوزها ، اکسیدشدگی یا ضعف شده اند ، ناتعادلی بار ، اضافه بارها ، داغی کنتاکتها ، داغی کابلشوهای ارتباطی.

ترانسفورماتورها : شل بودن کفشکها ، ضعف در اتصالات کابلشوها به بوشینگها یا کفشکها ، بوشینگهای داغ شده ، نامتعادلی بار فازهای ترانس ، رادیاتورها یی که دچار گرفتگی شده اند ، مشخص نمودن سطح روغن در ترانس

موتورهاو ژنراتورها : نامتعادلی بار فازها ، داغ شدگی زغالها ، بوبینهای اتصال شده ، کموتاتورهای معیوب ، سایر نقاط داغ.

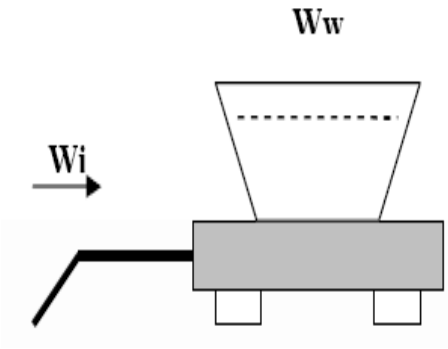
۲-۲-۵- نحوه محاسبه اجزاء تلفات ناشی از اتصالات سست

همانطور که در بخشهای قبل مشاهده شد یکی از عواملی که در تلفات شبکه های توزیع تاثیرگذار میباشد وجود اتصالات سست است که به صورت حرارت (تلفات ژول) به هدر میرود . گرما و حرارت انرژی است که در اثر اختلاف دما بین یک سیستم و محیط اطرافش مبادله میگردد . این حرارت سبب افزایش فرسودگی و اکسیدشدگی بیشتر در محل اتصالات و افزایش مقاومت الکتریکی محل اتصال میگردد و بصورت $(R . I^2)$ اتلاف میشود .

برای تشریح بیشتر این مقوله یک هیتر الکتریکی راکه در حال گرم کردن یک ظرف آب میباشد در نظر بگیرید . با توجه به اینکه تمام شکلهای انرژی هم ارز هستند و مقدار معینی از یک شکل انرژی از بین نمیرود مگر آنکه همان مقدار در یکی از شکلهای دیگر انرژی ظاهر شود . بنابراین مقدار انرژی الکتریکی مصرف شده در هیتر را میتوان با ملاحظاتی و بصورت ایده آل ، معادل انرژی گرمایی ذخیره شده در ظرف آب قرار داد.

Wi ، انرژی الکتریکی مصرف شده در هیتر

Ww ، انرژی الکتریکی ذخیره شده در ظرف آب (گرمای برونداد از هیتر به ظرف آب)



$Wi = P . t$

$Ww = Q = m . c . \Delta\theta \rightarrow if\ \eta = 1 \rightarrow Wi = Ww$

لذا میتوان نتیجه گرفت ظرف آب هنگامیکه به دمای نهایی خود برسد در هر ل حظه توانی به اندازه **Q** را صرف میکند . پس:

$P = Q \rightarrow P = m . c . \Delta\theta$

در اتصالات سست میتوان موارد فوق را به این شکل تشریح کرد:

m ، جرم اتصال سست بر حسب کیلوگرم

c ، ظرفیت ویژه حرارتی (مقدار گرمای مورد نیاز برای افزایش دمای جرم **m**)

Δe ، اختلاف دمای ایجاد شده در اتصال سست با اتصالات فازهای مشابه یا سالم

مقادیر **c** برای فلزهایی مانند مس و آلومینیوم به شرح ذیل میباشد:

آلومینیوم ← ۰,۲۱۵

اکسید آلومینیوم ← ۰,۷۶۴

مس ← ۰,۰۹۲۳

بطور مثال میتوان گفت در یک اتصال سست آلومینیومی اکسید شده که جرم تقریبی کلیه اتصالات مرتبط آن ۲۰۰ گرم بوده و به میزان **100** درجه افزایش دما نسبت به فازهای مشابه یا تجهیزات مجاور داشته باشد ، حتی اگر میزان تبادل حرارت با محیط نیز در نظر گرفته نشود ،

توانی به اندازه **P = m . c . Δe = 0.2 * 0.764 * 100 = 15.3 w** تلف می شود . تبادل(گرمایی با محیط نیز در نظر گرفته نشده) که انرژی تلف شده در طول یک شبانه روز در این اتصال برابر است با:

(15.3*24*60*60) / (3600*1000) = 0.37 Kwh

اگر انرژی تلف شده فوق در طول یک سال محاسبه شود برابر است با:

0.37 * 366 = 135 Kwh

حال در نظر بگیرید که میلیونها مورد از این اتصالات سست در کلیه شبکه های برق موجود میباشد . لذا هر ساله مقادیر متنابهی از انرژی الکتریکی در شبکه بصورت انرژی گرمایی در اتصالات سست اتلاف میشود .که نمونه های زیادی ا ز آنها محاسبه گردیده اند و در چند صفحه قابل بیان نیستند . گزارشات این بررسیها قابل ارائه میباشد.

۳-۵- تاثیر بارهای هارمونیکی در تلفات

هنگامی که استفاده از مبدلهای الکترونیک قدرت در اواخر دهه 1970 معمول شد، توجه بسیاری از مهندسان برق درمورد توانایی پذیرش اعوجاج هارمونیکی توسط سیستمهای قدرت را برانگیخت .پیش بینیهای مأیوس کننده ای از سرنوشت سیستمهای قدرت درصورت اجازه استفاده ازاین تجهیزات انجام

گرفت .درحالی که بعضی از این نگرانیها احتمالاً بیش از حد قلمداد می شد، ولی بررسی مفهوم کیفیت و تلفات برق مدیون آنها، به دلیل پیگیری درباره این مسئله می باشد. بروزهارمونیک در سیستمهای برق اولین پیامد عناصر غیرخطی در شبکه است .به دلیل گسترش فزاینده استفاده ازعناصر غیرخطی در سیستمهای برق، مانند راه اندازها (درایورهای تنظیم سرعت) و مبدلهای الکترونیکی قدرت، مقدارهارمونیک شکل موج جریان و ولتاژ به طور چشمگیری افزایش یافته و در نتیجه اهمیت موضوع کاملاً مشخص است.

بررسی مسائل هارمونیکها منجر به تحقیقاتی شد که نتایج آن نقطه نظرات متعددی درمورد تلفات برق بود .به نظر برخی از محققان، اعوجاج هارمونیکی هنوز مهم ترین مسئله کیفیت برق می باشد .مسائل هارمونیکی با بسیاری از قوانین معمولی طراحی سیستمهای قدرت و عملکرد آن تحت فرکانس اصلی مغایر است .بنابراین مهندس برق با پدیده های ناآشنایی روبرو می شود که نیاز به ابزار پیچیده و تجهیزات پیشرفته برای حل مشکلات و تجزیه و تحلیل آنها دارد .گرچه تحلیل مسائل هارمونیکی می تواند دشوار باشد، ولی خوشبختانه همه سیستم قدرت مشکل هارمونیکی ندارد و فقط درصد کمی از فیدرهای مربوط به سیستمهای توزیع تحت تأثیر عوامل ناشی از هارمونیکها قرار می گیرند .مصرف کننده های برق در صورت وجود هارمونیکها مشکلات زیادتری از تولید

کننده های برق را تحمل می کنند .بارهای صنعتی که از محرکه های موتور با قابلیت تنظیم سرعت، کوره های قوس الکتریکی، کوره های القایی، یکسوکننده ها ، اینورترها، فرستنده های تلویزیونی و نظایر آن استفاده می کنند، نسبت به مسائل ناشی از اعوجاج هارمونیکی ضربه پذیرتر از بقیهٔ مصرف کننده ها هستند .اعوجاج هارمونیکی پدیده جدیدی در سیستمهای قدرت به شمار نمی رود، نگرانی ناشی از اعوجاج در بسیاری از دوره ها درسیستم های قدرت الکتریکی جریان متناوب وجود داشته و دنبال شده است . جستجوی منابع و مطالب تکنیکی دهه های قبل نشان می دهد که مقالات مختلفی دررابطه با این موضوع انتشار یافته است .اولین منابع هارمونیکی شناخته شده، ترانسفورماتورها بودند و نخستین مشکل نیز در

سیستمهای تلفن پدید آمد .استفاده گروهی از لامپهای قوس الکتریک به دلیل مؤلفه های هارمونیکی توجهات خاصی را برانگیخت ولی این مسائل به اندازه اهمیت مسئله مبدلهای الکترونیک قدرت در سالهای اخیر نبوده است.خوشبختانه در طی این سالها پژوهشگران متوجه شده اند که اگر سیستم انتقال به نحو مناسبی طراحی شود، به نحوی که بتواند مقدار توان مورد نیاز بارها را به راحتی تأمین کند، احتمال ایجاد مشکل ناشی از هارمونیکها برای سیستم قدرت بسیار کم خواهدبود؛ گرچه این هارمونیکها می توانند موجب مسائلی در سیستمهای مخابراتی شوند. اغلب در سیستمهای قدرت مشکلات زمانی بروز می کنند که خازنهای موجود در سیستم باعث ایجاد تشدید دریک فرکانس هارمونیکی شوند.

دراین شرایط اغتشاشات و اعوجاجها، بسیار بیش از مقادیر معمول می گردند .امکان ایجاد این مشکلات در مورد مراکز کوچک مصرف وجود دارد ولی شرایط بدتر در سیستمهای صنعتی به دلیل درجه زیادی از تشدید رخ می دهد.

۱-۳-۵- علت ایجاد اعوجاج هارمونیکی

اعوجاج هارمونیکی در سیستمهای قدرت ناشی از عناصر غیرخطی است .عنصر غیرخطی عنصری است که جریان آن متناسب با ولتاژ اعمالی نیست افزایش چند درصدی ولتاژ ممکن است باعث شود که جریان دوبرابر شده و نیز موج جریان شکل دیگری به خود بگیرد .این مورد ساده ای از منبع تولید اعوجاج در سیستم قدرت است.

هر شکل موج اعوجاجی پریودیک را می توان به صورت جمع موجهای سینوسی بیان کرد .یعنی وقتی که شکل موج از یک سیکل به سیکل دیگر تغییر نکند، این موج را می توان به صورت جمع امواج سینوسی خالص که درآن فرکانس هر موج سینوسی، مضرب صحیحی از فرکانس اصلی موج اعوجاجی است نمایش داد .این موجهای سینوسی را که فرکانس آنها ضریب صحیحی از فرکانس اصلی هستند، هارمونیکهای مؤلفه اصلی می گویند .جمع این موجهای سینوسی به سری فوریه معروف است.

این مفهوم ریاضی نخستین بار توسط فوریه ریاضیدان فرانسوی مورد توجه قرار گرفت.

Harmonic Frequency:

3rd harmonic 3 x 60 = 180 Hz

5th harmonic 5 x 60 = 300 Hz

7th harmonic 7 x 60 = 420 Hz

•

•

49th harmonic 49 x 60 = 2940 Hz

•

etc..

۲-۳-۵- منابع تولید هارمونیک

پیدایش عناصر نیمه هادی و المان های غیرخطی نظیر دیود ، تریستور و ... و استفادهٔ فراوان از آنها در شبکه های قدرت، عامل جدیدی برای ایجاد هارمونیک در سیستمهای قدرت به وجود آورد .کاربرد این عناصر را می توان در تجهیزات و سیستم های قدرت زیر دید:

- کوره های قوس الکتریکی و القایی
- یکسوکننده ها و مبدل های الکترونیک قدرت
- تجهیزات مورد استفاده درکنترل کننده های سرعت ماشین های الکتریکی(VSD)
- کاربردSVC به عنوان ابزار مهمی درکنترل توان راکتیو
- بارهای غیرخطی شامل دستگاه های جوشکاری
- جریان مغناطیسی ترانسفورماتور

از سوی دیگر عوامل زیر را نیز می توان به عنوان تولیدکنندهٔ هارمونیک در نظر گرفت:

- تولید شکل موج غیر سینوسی توسط ماشینهای سنکرون ناشی از وجود شیارها و عدم توزیع یکنواخت سیم پیچی های استاتور
- توزیع غیر سینوسی فوران مغناطیسی در ماشین های سنکرون

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۳-۳-۵- مزایای فنی و اقتصادی کاهش هارمونیکها

اگرچه بحث تفصیلی درمورد خسارات هارمونیک ها پیچیده است ولی می توان در یک جمع بندی اجمالی مزایای کاهش هارمونیک ها را به شرح زیر بیان کرد:

1-کاهش تلفات تجهیزات الکتریکی و شبکه برق رسانی

2-آزادسازی ظرفیت تجهیزات شبکه مانند موتورهای الکتریکی و ترانسفورماتورها

3-افزایش طول عمر تجهیزات به دلیل کاهش تلفات و کاهش درجه حرارت

4-کاهش احتمال رزونانس موازی و سری در شبکه

5-افزایش راندمان موتورهای الکتریکی و مبدلهای الکترونیکی و منابع تغذیه سوئیچینگ

6-کاهش خطای عملکرد رله ها ، تجهیزات کنترلی و حفاظتی شبکه ناشی از تأثیر هارمونیکها

7-کاهش خطای قرائت دستگاههای اندازه گیری و کنتورها و در نتیجه کاهش طراحی تجهیزات حفاظتی و کنترلی

8-عملکرد بهتر تجهیزات شبکه و مشترکان از جمله ماشینهای الکتریکی به دلیل کاهش اثر گشتاورهای مخالف به واسطه برخی از هارمونیک ها

9-بهبود رضایت مصرف کننده ها به دلیل بهبود کیفیت توان

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل ششم:

راهکارهای کاهش تلفات الکتریکی

WikiPower.ir

تلف شدن انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور در شبکه های انتقال و توزیع نیروی برق که با صرف هزینه های بسیار و آلوده شدن محیط زیست تولید می شود، خسارات بسیاری را به صنعت برق تحمیل می نماید .زیان اقتصادی حدود ۲۳۷۱۷ میلیون کیلو وات ساعت در سال ۱۳۸۵ معادل۰۴/ ۱۸٪ انرژی تولید شده، هزینه ای معادل ۷۸۶۲ میلیارد ریال در سال مذکور به شرکتهای برق زیان وارد نموده است و استمرار روند فعلی انتقال و توزیع نیروی برق و تلف شدن انرژی الکتریکی به همین ترتیب و بدون اقدام اساسی برای کاهش تلفات در شبکه های برق کشور باعث خواهد شد تا در حدود همین مبلغ سالیانه به شرکتهای توزیع برق زیان وارد کند .

از آنجائیکه شرکتهای توزیع برق در مجموعه شرکتهای تخصصی بعنوان یک بنگاه اقتصادی شناخته شده اند لذا تلفات از این دیدگاه عبارت است از تفاوت انرژی خریداری شده از نیروگاههای برق با انرژی فروش رفته به مشترکین بنابراین تلفات شامل استفاده غیرمجاز از برق هم می باشد.

۱-۶- تجربه کشورهای آسیایی در کاهش تلفات

تعدادی از کشورهای آسیایی در زمینه کاهش تلفات اقداماتمفید و ارزنده ای را در جهت کاهش تلفات شبکه های برق خود انجام داده اند که ذیلاً بطور خلاصه به شرح آنها می پردازیم.

کشور کره: کشور کره ب ا تلفاتی حدود ۲۹٪ برای کل شبکه برق در سال ۱۹۶۲طی یک برنامه ریزی ۲۵ساله میزان آنرا به حدود ۵/۵٪ کاهش داده است.

کشور هند: کشور هند با تلفاتی در حدود ۲۱/۵٪ در سالهای ۱۹۸۱ الی ۱۹۸۷با انجام فعالیتهای عمده ای به شرح ذیل تلفات خود را به ۱۵٪ کاهش داده است.

- کاهش میزان برق دزدی ها
- آموزش نیروی انسانی شاغل در شبکه های برق
- انتخاب ترانسفورماتورهای شبکه با ظرفیت مناسب
- استفاده از تاپ چنجرها برای اصلاح ولتاژ شبکه

- اصلاح محل نصب ترانسفورماتورها در محل ثقل بار
- استفاده از تجهیزات و دستگاهای کاهش دهنده تلفات
- ایجاد بانک اطلاعاتی به روز از شبکه های برق

۱-۱-۶- راهکارهای کاهش تلفات

جهت کاهش تلفات، راهکارهای متعددی تاکنون شناسایی و مورد تجربه قرار گرفته است . این راهکارها عمدتاً شامل اقداماتی می باشد که باعث می گردد یک یا چند عامل تلفات کاهش پیدا کند و با دستیابی به فنون و نوآوریهای جدید علمی و کشف پدیده و یا خواص جدیدی در مواد، مصالح و ... این راهکارها افزایش یابد.

از آنجاییکه برخی از تلفات ناشی از تلفیق دو و یا چند عامل می باشد لذا انجام و بکارگیری تعدادی از راهکارها می تواند اثر بخشی بیشتری برای کاهش تلفات داشته باشد . عمده تلفات شبکه ها ی برق ناشی از مقاومت هادی های خطوط و تجهیزات شبکه های برق می باشد و از آنجائیکه این مقاومت در اثر افزایش می یابد لذا یکی از عمده ترین روشهای کاهش تلفات، کاهش میزان مقاومت هادی های خطوط و عوامل مرتبط با آن می باشد.

۲-۶- نقش آرایش و بهینه سازی شبکه های توزیع در کاهش تلفات

بهینه سازی شبکه‌های توزیع به منظور کاهش تلفات، عبارتست از جستجوی آرایشی از شبکه، بگونه‌ای که تلفات آن حداقل باشد ضمن اینکه شعاعی بودن شبکه توزیع حفظ گردد. با تغییر مناسب در وضعیت کلیدهای شبکه و در نتیجه تغییر در مسیر عبور جریان می‌توان به چنین هدفی دست یافت. براساس آمار اعلام شده حدود ۳۰٪ از کل سرمایه‌گذاری صنعت برق به سیستم توزیع اختصاص می‌یابد، روند رشد شبکه‌های توزیع نیز – بخصوص در کشورهای در حال توسعه بالا می‌باشد. با این حال تکنولوژی فنی این بخش نسبت به تولید و انتقال بسیار پایین است. بنا به نظر اکثر صاحبنظران، سیستم توزیع از رشد کیفی

پایینی برخوردار ا ست و وجود عواملی نظیر طرح‌های غیر مهند سی، بالا بودن تلفات، نبود آمار و اطلاعات دقیق، عدم استفاده از ابزارهای مدیریتی نوین و ... از جمله دلایل اصلی عقب ماندگی آن است.

امروزه با توجه به تمایل به بهبود و ضعیت سی ستم توزیع تلاش‌های زیادی در جهت بهینه سازی آن در ابعاد مختلف صورت می‌گیرد. پیشرفت علم ارتباطات و نیز کامپیوتر و بکارگیری آن در صنعت برق به عنوان ابزاری موثر در بهبود سی ستم موجب شده تا شرکت‌های توزیع برق تلاش همه جانبه‌ای در جهت اتوماسیون توزیع انجام دهند.

همواره تلفات بالاتر از حد استاندارد از امتیازهای منفی شبکه‌های توزیع بوده و روش‌های زیادی نیز در جهت کاهش آن ارائه و اجرا شده است. از جمله تغییر آرایش سیستم به کمک نقاط مانور، که از روش‌هایی ا ست که در طی چند سال اخیر به آن توجه شده ا ست. تغییر در آرایش سیستم از روش‌های موثر در بهبود شبکه ا ست و با انتقال بار از روی فیدرهای با بار سنگین به فیدرهای با بار سبک حا صل می‌شود. در شرایط بهره‌برداری عادی از آن جهت کاهش تلفات و یا تعدیل بار بین فیدرها، و در شرایط بروز یک خطای دائمی جهت کاهش نواحی بی‌برق تا زمان رفع عیب می‌توان سود جست.

این روش به لحاظ اجزایی ب سیار ساده و تقریباً بدون هزینه ا ست و اجرای آن با اهداف متفاوتی صورت می‌گیرد. طراحی شبکه‌های توزیع، بهبود پروفیل ولتاژ، سرویس و نگهداری تجهیزات، بازیابی بار، متعادل کردن بار فیلدها، پیک سایی و کاهش تلفات سی سم از جمله این اهداف ا ست که با تغییر آرایش شبکه حاصل می‌گردد. چنانچه هنگام مانور ترکیبی از این موارد مورد نظر باشد، به آن مانور چند منظوره اطلاق می‌شود.

امروزه تحقیقات زیادی در زمینه نحوه اجرای این روش انجام می‌گیرد. برخی با استفاده از روش های ابتکاری و قوانین آن به جستجوی آرایش بهینه پرداختند، و برخی نیز روش‌های تحلیل ارائه کردند. آقایان F. Wu , M. Baran در روش پیشنهادی خود تعویض شاخه را برای آرایش بهینه مطرح کردند. در این روش ابتدا کلیه کلیدهای باز بسته شده، سپس جستجو جهت یافتن حلقه‌ای که بیشترین تلفات را ایجاد

می‌کند انجام می‌گیرد. در حلقه منتخب شاخه‌ای که بیشترین تلفات را ایجاد باز می‌شود، به همین ترتیب تا آخرین حلقه برنامه اجرا می‌شود. آقایان Hong , Shirmohammadi نیز الگوریتمی بر اساس قوانین ابتکاری ارائه کردند. در این روش نیز کلیه کلیدها بسته شده، سپس در حلقه‌های تشکیل شده بر این اساس که با باز کردن کدام شاخه‌ها کاهش تلفات را خواهیم داشت. کلیدهای مربوطه باز می‌گردند. روش کلی که در اینجا مطرح می‌کنیم وضعیت کلیدهای سیستم را همزمان در نظر می‌گیرد. در این روش براساس نقاط مانور و کلیدهای مجاور آن در دو طرف راست و چپ، ترکیبات مشخصی شکل گرفته و مورد بررسی قرار می‌گیرند و آرایش با حداقل تلفات بدست می‌آید. نرم افزار تهیه شده بر مبنای این روش، بر روی یک شبکه استاندارد اعمال نموده و آنگاه نتایج آن را مورد بررسی و با روش‌های دیگر مقایسه خواهیم کرد.

۱-۲-۶- بهینه‌سازی آرایش شبکه‌های توزیع:

براساس آمارهای ارائه شده بین ۵ تا ۱۳٪ از کل انرژی تولیدی، در سرتاسر شبکه برق بصورت تلفات از دست می‌رود. در این میان سهم شبکه توزیع بیش از بخش‌های دیگر است. آمار منتشر شده نشان می‌دهد حدود ۷۵٪ تلفات مربوط به بخش توزیع است، و از بین سه بخش شبکه توزیع (شبکه فشار ضعیف، پست‌های توزیع و شبکه فشار متوسط) عمده این تلفات به شبکه فشار ضعیف و خطوط طولانی و پرباران بر می‌گردد و این امر بر اهمیت توجه به مسئله تلفات در شبکه توزیع تاکید می‌کند.

ساختار سیستم‌های توزیع برخلاف شبکه‌های انتقال که به دلیل افزایش قابلیت اطمینان سیستم به صورت غربالی بهره‌برداری می شوند، بصورت حلقوی ضعیف، طراحی و ساخته می شوند و به شکل کاملاً شعاعی بهره‌برداری می‌شوند و این از جهت برقراری هماهنگی مناسب بین سیستم‌های حفاظتی و تجهیزات می‌باشد.

فیدرهای منشعب از پست‌های اصلی، بارهای متفاوتی را تغذیه می‌کنند این بارهای عموماً شامل مسکونی، تجاری، صنعتی، کشاورزی و روشنایی بوده که هر یک داری منحنی تغییرات روزانه و فصلی متفاوتی

هســـتند. این تنوع مکانی و زمانی بار موجب می‌شـــود پروفیل بار از فیدری به فیدر دیگر تغییر کند و در نتیجه بارگذاری روی فیدرها نامتعادل با شد. چنانچه بتوان با تغییر در بخش‌هایی از سیستم توزیع برخی از بارها را از فیدری به فیدر دیگر انتقال داد به گونه‌ای که ســاختار شــعاعی شــبکه حفظ گردد، می‌توان شرایط بهره‌برداری را بهبود بخشید.

این امر ضــمن تعدیل بار بین پســت‌ها، تلفات ســیســتم را کاهش داده و بهبودی پروفیل ولتاژ را در پی خواهد داشت. انجام این تغییرات با تغییر در وضعیت کلیدها ممکن می‌باشد که به بازآرایی شبکه موسوم است.

۲-۲-۶- انواع روش‌های بازآرایی:

با توجه به تعدد نقاط مانور، می‌توان توپولوژی های مختلفی از شـــبکه توزیع در نظر گرفت. اینکه این توپولوژی‌ها را چگونه بیابیم مو ضوع با اهمیتی در این بحث ا ست وتاکنون روش‌های گوناگونی ارائه شده اســـت. تفاوت عمده روش‌های بازآرایی در نحوه جســـتجوی حالت‌های مختلف اســـت. از دیدگاه کلی این روش‌ها را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد:

الف- روش‌های ابتکاری

ب- روش‌های ریاضی و آماری

در میان روش‌های ارائه شده، به روش اول توجه بی شتری شده و عموماً محققین رو شهای خود را بر این اساس ارائه نموده‌اند.

۱-۲-۲-۶- روش‌های ابتکاری:

در این نوع روش‌ها، کلیه حالات و توپولوژی‌های سی ستم در نظر گرفته نمی شود بلکه برا ساس یک سری قوانین ابتکاری حالت‌هایی انتخاب شـــده محاســـبات در آنها برای یافتن مســـیر و آرایش مناســـب انجام می‌گیرد. در اینگونه روش‌ها، براساس این قوانین شاخه‌هایی جایگزین شاخه‌های مانوری می‌شود و با تغییر مسیر، بهبود شرایط شبکه را به دنبال خواهد دا شت. از جمله ویژگی این نوع روش‌ها اینست که انتخاب

کلیدها براســاس میزان بار عبوری، هنگام اجرای این نوع روش‌ها تمامی آرایش‌های شــبکه در نظر گرفته نمی‌شود، لذا در حل مسائل بزرگ به لحاظ سرعت عمل آنها، کارایی بیشتری از خود نشان می‌دهند، ولی هیچ تضمینی برای دستیابی به جواب بهینه وجود ندارد.

۲-۲-۶- روش‌های ریاضی و آماری:

این روش‌ها تمامی حالت‌های ممکن برای شــبکه را در وضــعیت‌های باز و بســته کلیدها لحاظ می‌کنند بنابراین نسبت به روش‌های دسته اول از پیچیدگی بیشتری برخوردارند و زمانی اجرای آن طولانی‌تر است. برای یک شبکه با n کلید، ۲^n حالت مختلف داریم ، در حالیکه اغلب این حالت‌ها به دلیل نداشتن ویژگی شــبکه توزیع غیر قابل قبول اســت. به عنوان مثال برای یک شــبکه با ۲۰ کلید قابل باز کردن و بســتن، $2^{20}=1048576$ حالت وجود دارد که از این میان بر حسب توپولوژی شبکه بطور متوسط تنها ۱۰۰۰۰ حالت معتبر وجود دارد. لذا بخشی از زمان اجرای این برنامه ها صرف شناسایی و جداسازی حالات قابل اجرا می شود. البته پروژه‌هایی ارائه شده که با استفاده از تکنیک‌های خاصی فرآیند را کمتر به حالت غیر ممکن می‌برد.

تفاوت این نوع روش‌ها با روش‌های ابتکاری در اینست که انتخاب کلیدها جهت تغییر وضعیت مستقل از بار شــبکه اســت در حالیکه در دســته اول دیدیم که انتخاب کلید براســس جریان عبوری از کلید صــورت می‌گیرد. اما مزیت عمده این نوع روش‌ها اینست که عموماً نتایج حاصل از شبکه به آرایش بهینه منتهی می‌گردد.

۳-۲-۶- ارائه روش کلی :

بطور کلی به منظور ایجاد حالت های مختلفی از آرایش شــبکه، می‌توان هر یک از کلیدها را باز کرد و یا بست، به شرط اینکه هیچ حلقه‌ای تشکیل نشود و یا هیچ باری (Load) بی برقی نگردد. حالاتی که منجر به ایجاد حلقه و یا خروج شاخه‌ها گردد، جزء حالات غیر قابل قبول قرار می‌گیرد. اگر یک کلید مانور بسته

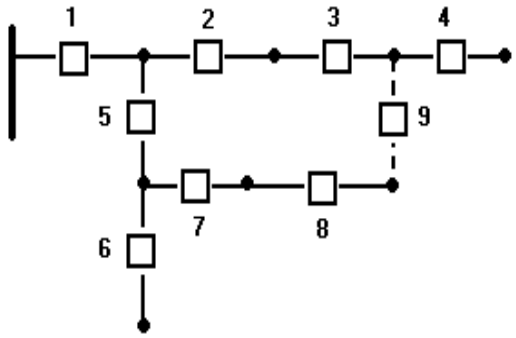
شود یک حلقه بسته در شبکه ایجاد می شود، همچنین اگر یک کلید باز گردد بخشی از سیستم بی برق می‌شود. لذا پس از تشکیل هر حالت ابتدا بایستی کلید متصلات گره‌ها به منبع را چک کرد.

روش کلی از نوع ریاضی ابتکاری بوده اما جهت کاهش زمان اجرای فرآیند، بجای جستجو بر روی کلیه ترکیبات کلیدها (که ویژگی روش‌های ریاضی و آماری می‌باشد)، روی نقاط قابل تغییر (خطوط مانور) متمرکز شده و آرایش‌های جدید بر این ا ساس ج ستجو می شود. بدین و سیله زمان اجرای برنامه کاهش می‌یابد، ضمن اینکه نتیجه حاصل بهینه خواهد بود.

۳-۲-۶- فرآیند جستجو:

در نقاط مانور، هر کلیدی که جهت باز یا ب سته شدن انتخاب می شود با دو کلید مجاور بلاف صل خود در نظر گرفته می شود، با توجه به چنین دیدگاهی می‌توان این سه کلید (کلید مانور و دو کلید مجاور آن) را یک گروه کلید دانست.

به عنوان مثال در شکل زیر کلید ۹ بهمراه کلیدهای ۸ و ۳ تشکیل یک گروه کلید می‌دهند.



بر این اساس که کدام کلید باز باشد سه آرایش برای شبکه فوق خواهیم داشت. حال اگر یک سیستم n کلید مانور داشته باشد، n گروه کلید تشکیل می‌یابد و بر این اساس ۳n حالت مختلف کلید زنی خواهیم داشت. با داشتن چنین الگویی می‌توان رابطه زیر را برای تعیین وضعیت یک گروه کلید تعریف کرد:

$$Spij = [\frac{(i-1)}{3(j-1)}] \bmod 3 \qquad (1)$$

که در آن:

J شماره کلید (از n عدد)

I شماره ترکیب از میان ۳n حالت

Spij وضعیت کلید jام از حالت iام است.

نتیجه فرمول (۱) شـامل ۳ رقم ۰،۱ و ۲ می‌باشـد، که می‌توانیم هر یک را نماینده یک حالت قرار دهیم، بگونه‌ای که عدد ۰ نشان دهنده این باشد که کلید مانور باز باشد، و دو کلید مجاور آن بسته. عدد ۱ نشانه بسته بودن کلید مانور و باز بودن کلید (براساس قرارداد) سمت راست آن و بسته ماندن کلید سمت چپ با شد، و به همین ترتیب عدد ۲ بسته بودن کلید مانور و بسته بودنت کلید سمت راست آن، و باز بودن کلید سمت چپ آن را نشان دهد.

بر این اساس می‌توان ماتریس تمامی حالات را به صورت رابطه (۲) نمایش داد.

$$Sc=\begin{bmatrix} Spj & \cdots & Sp12 & Sp11 \\ Sp2j & \cdots & Sp22 & Sp21 \\ \cdots & & \cdots & \cdots \\ Spij & \cdots & Spi2 & Spi1 \end{bmatrix}_{i\times j} \qquad (2)$$

پس از تشکیل هر حالت و بررسی اعتبار آن، پخش باربر روی شبکه اجرا شده و تلفات آن به روشی که در بخش بعد خواهد آمد، محاسبه می‌شود. پس از پایان محاسبات حالتی که حداقل تلفات را داراست انتخاب می‌شود. نتیجه حاصل نشان می‌دهد که در هر گروه کلید، کدام کلید باز و کدامیک بسته باشد.

۴-۲-۶- محاسبه تلفات شبکه به روش Simplifed Distfliow:

برای انجام محاسبات لازم است روشی انتخاب شود که از دقت مناسبی برخوردار باشد و در حداقل زمان به جواب برسد. شکل (۲-۶) را درنظر بگیریم، $Z_i = r_i + x_i$ امپدانس خطوط $S_{Li} = P_{Li} + jQ_{Li}$ بار منشعب از باس iام است.

توان جاری در این شـبکه شـعاعی را می‌توان با معادلات شـاخه Distflow بدسـت آورد. توان حقیقی و مجازی ولتاژهای ابتدا و انتهای شاخه‌ها عبارتند از:

$$P_{i+1} = P_{i-ri}\left(P_i^2 + Q_i^2\right)/V_i^2 - P_{Li+1} \quad (3)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - \times_i\left(P_i^2 + Q_i^2\right)/V_i^2 - Q_{Li+1} \quad (4)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2\left(r_i P_1 + x_i Q_i\right) + \left(r_i^2 + x_i^2\right)\left(P_i^2 + Q_i^2\right)V_i^2 \quad (5)$$

معادلات فوق، معادلات Distflow نامیده می شوند که Pi ، Qi و Vi توان حقیقی، توان راکتیو و ولتاژ در طرف فر ستنده و P_{i+1} ، Q_{i+1} ، $V_{i+!}$ در طرف گیرنده ه ستند. اگر P ،Q. ،V. مربوط به اولین گره شبکه باشند، بقیه گره‌ها را هم به ترتیب می‌توان بدست آورد. این روش به معادلات شاخه پیشرو موسومند.

در محا سبات از معادلات پی شرو ا ستفاده شده در این معادلات عبارت $r_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2}$ به تلفات روی شـاخه‌ها اشـاره دارد و با توجه به اینکه مقادیر آن بسـیار کوچکتر از Pi ، Qi هسـتند، می‌توان با حذف عبارت درجه دوم، این معادلات را بدین شکل نوشت:

$$P_{i+1} = Pi - P_{Li+1} \quad (6)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - Q_{Li+1} \quad (7)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2\left(_{ri}P_i + _{xi}Q_i\right) \quad (8)$$

بنابراین برای یک شبکه شعاعی می‌توان نوشت:

$$P_{i+1} = \sum_{k+i+2}^{n} P_{LK} \quad (9)$$

$$Q_{i+1} = \sum_{k+i+2}^{n} Q_{LK} \quad (10)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2\left(r_i P_i + x_i Q_i\right) \quad (11)$$

این معادلات را Simplified Distflow نامند. تلفات توان روی هر شاخه بدین شکل محاسبه می‌گردد:

$$Loss_i = \frac{r_i\left(P_i^2 + Q_i^2\right)}{V_i} \quad (12)$$

بنابراین کل تلفات سیستم برابر است با:

$$Total_Loss = \sum_{i=0}^{n-1} Loss_i = \sum_{i=0}^{n-1}\left[\frac{r_i\left(P_i^2 + Q_i^2\right)}{V_i}\right] \qquad (13)$$

۵-۲-۶- نتایج شبیه سازی:

فرآیند این روش براساس نقاط مانور طرح ریزی شده است. هر نقطه مانور به همراه بازوهای راست و چپ خود یک گروه تقسیم می‌دهند که مبنای جستجوی حالت‌های مختلف سیستم‌اند. مراحل اجرای برنامه به ترتیب زیر می‌باشد:

* یافتن کلیه ترکیبات سیستم براساس شاخه‌های مانور و دو شاخه‌ی مجاور آن
* یافتن حالات معتبر از میان ترکیبات فوق
* برآورد تلفات برای حالات معتبر به روش Simplified Distflow
* شناسایی آرایش با تلفات می‌نیمم.

این مراحل بر روی یک شبکه توزیع شعاعی، که یک شبکه استاندارد می‌باشد. این شبکه دارای ۳۳ باس، ۳۲ شاخه و ۱۰ کلید مانور (۵ خط مانور) بوده و سطح ولتاژی آن ۱۲,۶۶Kv است.

جدول (۱-۶)

تعداد شاخه‌ها	۳۲
تعداد خطوط مانور	۵
توان اکتیو سیستم (kw)	۳۷۱۵
توان راکتیو سیستم (kvar)	۲۳۰۰
تلفات آرایش اولیه شبکه (kw)	۱۹۸,۶۶

در جدول (۲-۶) نتایج نهایی برنامه درج شده است. چنانکه مشاهده می‌شود تلفات شبکه نسبت به آرایش اولیه ۳۱/۱۷۸٪ کاهش یافته است. در شکل (۳) تلفات شاخه‌ها در دو حالت ابتدایی و نهایی ترسیم شده، همچنین مقایسه ولتاژ باس‌ها در این دو وضعیت، نشان دهنده اینست که پروفیل ولتاژ نیز بهبود می‌یابد.

جدول (۲-۶)- نتایج نهایی اجرای برنامه روی شبکه ۳۳ باس

	آرایش اولیه	آرایش نهایی
خطوط باز	۳۳-۳۴-۳۵-۳۶-۳۷	۲۲-۳۴-۱۱-۳۲-۲۷
تلفات شبکه (kw)	۱۹۸/۶۶	۱۳۷/۵۷
حداقل ولتاژ (pu)	۰/۸۸۶۸	۰/۹۳۱۳
درصد کاهش تلفات	***	۳۱/۱۷۸

شبکه به کار گرفته شده در این مقاله در روش‌های ارائه شده در نیز مورد استفاده قرار گرفته شده است. در جدول (۳-۶) مقایسه‌ای بین این روش‌ها انجام گرفته ا ست. روش ارائه شده بو سیله Baran، به سه شکل محاسبه شده است و روش GA نیز در از الگوریتم ژنتیک استفاده کرده است.

جدول (۳-۶)- مقایسه روش ارائه شده با دیگر روش‌ها

نوع روش	شاخه های باز آرایش نهایی	درصد کاهش تلفات
Baran 1	۶,۱۱,۲۸,۳۱,۳۳	۲۷,۸۳
Baran 2	۶,۱۱,۳۱,۳۴,۳۷	۲۳,۸۲۶
Baran 3	۶,۱۱,۳۱,۳۴,۳۷	۲۳,۸۲۶
GA	۷,۹,۱۴,۳۲,۳۷	۳۱,۱۴۸
روش ارائه شده	۱۱,۲۷,۳۲,۳۳,۳۴	۳۱,۱۷۸

مقایسه نتایج فوق نشان دهنده این نکته است که میزان کاهش تلفات در روش کلی بیشتر است.

چنانکه ذکر شد در روش‌های ابتکاری سرعت پاسخگویی بالا است اما جواب بدست آمده لزوماً بهینه نمی‌باشد. در روش‌های آماری، سرعت اجرا پایین است ولی جواب نهایی بهینه است.

امروزه بجای در نظر گرفتن تمامی حالت های سیستم، بر روی نقاط مانور متمرکز شده و براساس آرایش‌های متفاوتی از سیستم را مورد بررسی قرار می‌دهیم. این امر باعث می‌شود زمان اجرای برنامه روی حالات غیر عملی صرف نگردد، ضمن اینکه به جواب بهینه دست پیدا خواهیم کرد. بنابراین هم به سرعت بالای روش‌های ابتکاری دست یافته‌ایم و هم به جواب بهینه روش‌های آماری.

۶-۲-۶- اهداف و محدودیتها بازآرایی

مقصود از تغییر آرایش فیدرها، باز و بسته کردن سوییچها(کلیدهای قدرت، سکسیونرهای قابل قطع و غیر قابل قطع زیر بار و ...) به منظور تغییر توپولوژی شبکه است . مقصود از شبکه نیز یک شبکهٔ توزیع است که اصولا توابع هدف مطرح شده در آن اهمیت بیشتری دارند . در روشهای سنتی، مسألهٔ بازآرایی فیدرها بصورت یک تابع تک هدفی و به منظور کاهش تلفات کل سیستم مد نظر قرار می گیرد.

سه هدف در بازآرایی به شرح زیر مورد استفاده قرار می گیرند:

1- تلفات شبکه

2- امنیت شبکه (از نقطه نظر حفظ حاشیهٔ امنیت ظرفیت فیدرها)

3- کیفیت توان (از نقطه نظر پروفیل ولتاژ)

توابع هدف فوق بصورت مجموعه های فازی بیان می شوند . برای این منظور (بیان توابع هدف بصورت مجموعه های فازی و استفاده از توابع عضویت) توابع عضویت با مقدار [0 1] که آنها را بصورت fi نمایش خواهیم داد، مورد استفاده قرار خواهند گرفت .توابع عضویت یا بر اساس تجربه و یا بر اساس نتایج حاصل از شبکه های عصبی تعیین می شوند . در اینجا بهترین حالت توپولوژیکی شبکه را که مجموعه ای از سوییچهای باز آن حالت در شبکه خواهد بود ، بصورت S^* نمایش خواهیم داد این آرایش بهینه، از میان کلیهٔ آرایشهای ممکن شبکه (Si) و در یک سیستم nb شینه ای استخراج می شود.

۶-۲-۷- کمینه سازی مجموع تلفات شبکه

تابع کمینه سازی مجموع تلفات شبکه بصورت زیر بیان می شود:

$$f_1 = \sum_{i=1}^{n_b} r_i \frac{P_i^2 . Q_i^2}{|V_i^2|}$$

(14)

در تابع فوق Vi ,Qi ,Pi ,ri، به ترتیب برابر مقاومت، توان اکتیو ، توان رآکتیو و ولتاژ شاخهٔ iام می باشند .مقادیر اصلی این تابع هدف(به جز مقاومت) از پخش بار شبکه حاصل می شوند.

۶-۲-۸- کاهش اضافه بار فیدرها

کاهش اضافه بار فیدرها مستقیما از متعادل سازی بار فیدرها منتج خواهد شد .تابع فوق به صورت زیر تعریف می شود:

$$f_I = \mathrm{Max}\left[\left\{I_i - \frac{\sum_{i=1}^{n_b} . I_i}{n_b}\right\}, i = 1,2,3,\dots,n_b\right] \qquad (15)$$

که در رابطهٔ فوق Iiجریان شاخهٔ i یا ترانسفورماتور i می باشد.

۶-۲-۹- پروفیل ولتاژ

برای در نظر گرفتن کیفیت ولتاژ حالت ماندگار، تابع هدف زیر انتخاب شده است:

$$f_3 = Max[|V_i-1|, i=1,2,\dots,n_b]$$

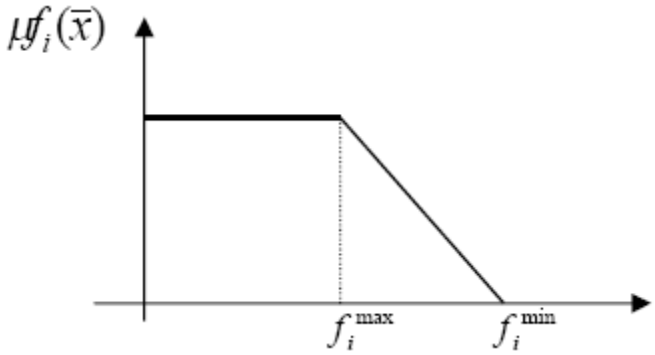
که nb شمارهٔ شینه های شبکه و Vi ها ولتاژ شینه ها بر حسب پریونیت می باشند .

۶-۲-۱۰- محدودیتها:

در بهینه سازی توابع هدف گاه محدودیتهایی نیز وجود دارند که حوزهٔ جستجوی توابع بهینه سازی را کاهش می دهند .از میان این محدودیتها برخی به حالت خاص شبکه وابسته اند و برخی چون لزوم تغذیهٔ همهٔ بارهای شبکه از اصول موضوعه می باشند .برای بهینه سازی، معمولا می توان ترکیبی از محدودیتها را برای سوق دادن پاسخ بهینه به فضای خاصی از «مجموعهٔمرجع پاسخهای مرغوب درجه دوم» استفاده نمود . در قسمتهای بعد در خصوص یکتا نبودن پاسخ بهینه سخن بمیان خواهد آمد.

۱۱-۲-۶- تعیین توابع عضویت:

اصولا برای فازی سازی توابع هدف نیازمند تعیین توابع عضویتی هستیم که توابع هدف را در قالب مجموعه های فازی دسته بندی کنند($\mu f_i(x)$). مقدار تابع عضویت در فاصلهٔ بستهٔ ۰ تا ۱ قرار دارد و هر چه مقدار آن بیشتر باشد ، بیانگر آن خواهد بود که شرایط مطلوبتری در خصوص عضویت وجود دارد .تابع عضویت یک تابع کاملا یکنوا (معمولا نزولی) و پیوسته است.



شکل (۲-۶) : تعیین توابع عضویت بصورت گرافیکی

۱۲-۲-۶- بحثی پیرامون تبعات ناشی از تغییر آرایش فیدرها

معمولا هنگامی که بحث از تغییرات مکرر در سیستم قدرت، اعم از شبکهٔ توزیع و یا انتقال، برای دستیابی به نقطهٔ بهره برداری ایده آل بمیان میآید، ناخودگاه عملکردon-line نیز مورد نظر قرار می گیرد . همچنین تبعات ناشی از تغییر آرایش فیدرها نیز موضوع بسیار مهمی است . اصولا دستیابی به هر بهبودی در شرایط عملکرد یک سیستم قدرت، اعم از بهبود حالتهای ماندگار، دینامیک و یا گذرا با تبعاتی همراه است . یکی از عمده ترین مشکلات در تغییر آرایش شبکه، نیاز به تطبیق سیستم حفاظتی متناسب با شبکهٔ تغییر ساختار یافته یا بازآرایی شده است.

۳-۶- کاربرد مهندسی ارزش در طراحی بهینه شبکه توزیع جهت کاهش تلفات

در شرا یطی که مفهوم رقابت، سایه سنگین خود را بر عرصه اقتصاد و صنعت افکنده است و سازمانها و بنگاههای اقتصادی با انگیزه بقا و پایداری در دنیای حرفه ای خو یش سعی در کم هزینه کردن هزینه ها و بیشینه کردن کیفیت و سود آوری دارندفاکتور خلاقیت مدیران و متخصصان هوشمند، سازمانهای آنها

را بر بلندای جایگاه موفقیت مستقر می سازد . در چنین روزگاری، تکنیکها و روشهای جدیدی ابداع می شود که در گذر زمان، رموز و شیوه های برتری یافتن را به اهل فن می آموزند . مهندسی ارزش، از جمله ابزارها ی قدرتمندی است که با عمری بالغ بر نیم قرن جایگاه و یژه ای در میان خبرگان و متخصصان بخش های صنعت، تکنولوژ ی و خدمات دارد

طراحی و انتخاب بهینه سیستم و تجهیزات شبکه های توزیع موجب کاهش تلفات، بهبود کیفیت ولتاژ وکاهش نرخ خاموشی در شبکه شده و باعث بالا رفتن قابلیت اطمینان و اقتصادی تر شدن شبکه می گردد، در این راستا مهندسی ارزش که فرایندی کوتاه مدت و تیم محور است با بکارگیری سیستماتیک روشهای مشخص وخلاقانه و بر پایه کار تیمی که هدف از آن شناسایی و حذف هزینه های غیرضروری و افزایش کیفیت وکارآیی سیستم می باشد نقش بسیار موثری ایفا می کند .

۱-۶-۳-آشنایی با مهندسی ارزش

تعریف مهندسی ارزش : انجمن بین اللملی مهندسان، مهندسی ارزش را بدینگونه تعریف کرده است :

"مهندسی ارزش عبارت است از بکارگیری سیستماتیک روشهای مشخص وابتکاری بر پایه کار تیمی که هدف از آن شناسایی و حذف هزینه های غیر ضروری و افزایش کیفیت و کارائی یک محصول یا خدمت در طول عمر آن می باشد."

-۱-۱-۳-۶- برنامه کاری مهندسی ارزش:

.مرحله پیش مطالعه:

این مرحله شامل :۱- شناسایی و جمع آوری اطلاعات۲ -توسعه یک مدل هزینه ۳- انتخاب اعضای تیم ۴-تهیه برنامه ریزی و مطالعه ۵ -تهیه برنامه کاری می باشد.

مرحله مطالعه اصلی:

۱-فاز اطلاعات ۲- فاز آنالیز کارکرد ۳-فاز ایجاد افکاروخلاقیتها ۴- فاز ارزیابی ۵-فاز توسعه

۶-فاز ارائه

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

مرحله فرا مطالعه:

هدف از این بخش (گاهی به عنوان مرحله اجرا نیز نامیده می شود) اجرای توصیه هایی است که بعنوان مهندسی ارزش مورد تائید قرار گرفته است.

۲-۳-۶- برنامه کاری کارگاه مهندسی ارزش

طراحی بهینه شبکه توزیع یکی از مهمترین اهداف شرکتهای توزیع می باشد . هدف اصلی سیستم توزیع تامین انرژی الکتریکی مورد نیاز مشتریان با کمترین قیمت، بالاترین کیفیت ممکن، قابلیت اطمینان بالا و ایمنی کافی می باشد .از مهمترین عوامل در طراحی شبکه های توزیع، برآورد بار الکتریکی منطقه مورد نظر است .شبکه طراحی شده باید پاسخگوی نیازهای منطقه تا زمان توسعه بعدی آن نیز باشد طراحی و انتخاب بهینه سیستم و تجهیزات شبکه توزیع موجب کاهش تلفات، افت ولتاژ و کاهش نرخ خاموشی در شبکه شده و موجب بالا رفتن قابلیت اطمینان و اقتصادی تر شدن شبکه میگردد.

۳-۳-۶- فاز تحلیل کارکردها:

با در نظر داشتن داده ها و اطلاعات جمع آوری شده اجزای فرآیند مطابق جدول ۱ مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. ضمناً اهداف، معیارها و محدودیتهای مورد بررسی قرار میگیرد و نتایج حاصله درچندبند زیرخلاصه شده است.

الف) هدف پروژه: برآورد و تامین نیازمندیهای اطلاعاتی و فیزیکی، جهت طراحی شبکه توزیع

ب) اهداف کارگاه مهندسی ارزش: هدف اصلی: طراحی بهینه یک شبکه توزیع

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول (۴-۶) تجزیه و تحلیل اجزای فرآیند

	طراحی بهینه شبکه توزیع برق باتلفات اندک وقابلیت اطمینان بالا
ورودی	تقاضاهای برق مشترک، ترانسفورماتور، جعبه زیر ترانس، کابل، سیم، پایه، یراق آلات فنی شبکه شامل برق گیر، فیوز، کلید اتوماتیک ، گراند و... پیمانکار، دستور کار، طرح، برآورد مصالح، تقاضای خاموشی
فعالیتهای ارزش آفرین	زمان بندی مناسب ،صلاحیت پیمانکار، پیکتاژ شبکه، نظارت بر حسن انجام کار، مصالح مناسب، تهیه صورت وضعیت، طرح بهینه، نظارت بر ایمنی کار، استقرار مصالح در محل مناسب
فعالیتهای غیر ارزش آفرین	زمان بندی بیش از حد لازم، استفاده از لوازم ایمنی نامناسب، استفاده از مصالح نامناسب، استفاده از نیروی انسانی مبتدی ، عدم استقرار مصالح در محل مناسب، طولانی نمودن مدت زمان خاموشی
خروجی	شبکه توزیع بهینه

هدفهای پشتیبانی:

۱-انجام پروژه مطابق برنامه زمان بندی

۲-کاهش هزینه تمام شده

۳-کمینه نمودن تلفات شبکه

۴-طراحی بهینه شبکه جهت بالابردن کیفیت ولتاژ وقابلیت اطمینان شبکه و کاهش نرخ خاموشی جهت افزایش رضایت مشترکین.

۵-در نظر گرفتن مسائل مربوط به توسعه شبکه و رشد بار

ج) تعیین معیارهای ارزیابی:

۱-زمان انجام پروژه ۲-هزینه پروژه ۳-ا یمنی ۴-میزان مرغوبیت مصالح کاربردی ۵-ارزیابی حسن انجام کار پیمانکار درحین اجرای پروژه ۶-مقایسه نتایج بدست آمده از محاسبات و عمل شامل : پروفیل ولتاژ

در طول فیدر، متعادل بودن بار شبکه، تلفات فیدر و شبکه، بارگیری بهینه از ترانسفورماتور (ماکزیمم ۷۰ ٪بار نامی ترانس)

تعیین محدودیتهای موجود:

۱-انجام پروژه مطابق با برنامه زمان بندی

۲-به حداقل رساندن نرخ تلفات (کمتر از۵ ٪)

۳-استفاده از مصالح و ابزار مورد تائید و استاندارد

۴-مقررات واستانداردهای برق

۵-محدودیت ظرفیت شبکه

طراحی شبکه ها ی توز یع از میان گزینه های ممکن باید با دقت فراوان و بر اساس نیازها و امکانات موجود انجام شود . مسائل فنی و اقتصادی متعددی در انتخاب نوع طرح و چگونگی اجرای آن نظیر تعیین مرکز ثقل بار ، ولتاژ شبکه ، چگالی بار ناحیه ، شرایط اقلیمی ، متوسط دمای محیط ، ارتفاع از سطح دریا و شعاع تحت پوشش ترانس ، قدرت ترانس و تعداد فیدرهای خروجی و بارگیری اقتصادی از ترانس موثر می باشد.

مراحل طراحی شبکه:

محاسبات فنی و اقتصادی جهت طراحی شبکه به شرح زیر می باشند:

۱-برآورد چگالی بار منطقه

۲-محاسبات فنی و اقتصاد ی جهت تعیین مرکز ثقل بار و نقطه بهینه نصب ترانسفورماتور

۳-محاسبه ظرفیت بهینه ترانسفورماتور

۴-محاسبه فنی و اقتصادی تعداد و سطح مقطع فیدرهای خروجی با در نظر گرفتن افت ولتاژ جریان مجاز

۵-محاسبه پارامترهای مربوط به قابلیت اطمینان شبکه

۶-محاسبات حفاظتی شبکه و هماهنگی آنها

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۷-محاسبات پخش بار و تلفات شبکه

حال با در نظر داشتن اطلاعات اولیه و مشخصات پروژه میتوان طرح های اولیه جهت تحقق اهداف فوق را مدیریت کرد.

طراحی و انتخاب بهینه سیستم و تجهیزات شبکه های توزیع موجب کاهش تلفات، بهبود کیفیت ولتاژ و کاهش نرخ خاموشی در شبکه شده وباعث بالا رفتن قابلیت اطمینان و اقتصادی تر شدن شبکه می گرددر ا ین راستا مهندسی ارزش به دلایل زیرگزینه ای مناسب بوده ودر عمل اثبات نموده که میتواند جای خالی روشهای بهینه سازی را پر نماید:

- مهندسی ارزش فرایندی کوتاه مدت است بنابراین موجب تاخیر در اجرای پروژه نمیشود نقطه شروع وپایانی ندارد

- تکنیکی خلاق بوده وعلاوه بر راههای موجود به راههای جدید وخلاق می اندیشد.

- سازمان یافته است بدین طریق که دستورالعمل وبرنامه مشخص وشفافی داردوگامهای پیوسته ومتصل می باشد.

WikiPower.ir

۴-۶- نقش برنامه ریزی و مدیریت در کاهش تلفات انرژی برق در کوتاه مدت

امروزه برنامه ریزی و مدیریت یکی از مهمترین مسائل در شبکه های توزیع برق می باشد و با داشتن یک برنامه ریزی مشخص می توان تلفات شبکه های توزیع را نیز کاهش داد .در شرکتهای توزیع، مهمترین فاکتورهای مقایسه ای،عملکردهای کاهش تلفات انرژی و یا به عبارتی مقدار انرژی توزیع نشده می باشد . به همین دلیل یکی از اصلی ترین اهداف در زمینه تلفات، بهبود و برنامه ریزی و مدیریت صحیح در شرکتهای توزیع مناطق می باشد. لذا یک برنامه ریزی صحیح بعد از شناسایی نقاط مختلف منطقه (سیستم)در مدت زمان کوتاه با حداقل هزینه ها امکانپذیر بوده و موجبات کاهش تلفات انرژی را فراهم می نماید.

احداث شبکه بوسیله نصب ترانسفورماتورها با ظرفیت کوچک و همچنین استفاده از کابلهای خودنگهدار راهکاری مناسب و مؤثر بوده است ولی در برنامهٔ کوتاه مدت امکان طراحی و اجرا میسر نیست و باید اجرای آن به موازات برنامهٔ کوتاه مدت قرار گیرد.

پس از تعریف مذکور نتایج جهت کاهش تلفات انرژی حاصل می گردد.

۱-برنامه کوتاه مدت

۲-برنامه بلندمدت

۱-در برنامه های کوتاه مدت اصولاً از راهکارهایی که درمدت زمان محدود و با حداقل هزینه ها استفاده می گردد که به شرح ذیل می باشد.

۱-۱-شناسایی، تست و سالم سازی کنتورهای دیماند دستکاری شده.

۱-۲-شناسایی، تست و سالم سازی کنتورهای خانگی و تجاری دستکاری شده.

۱-۳-جمع آوری انشعابات غیرمجاز و برخورد قضایی با متخلفین.

۱-۴-بررسی لیستهای حداقل مصرف مشترکین و تعویض کنتورهای معیوب.

۱-۵-نظارت کافی بر عملکرد مامورین قرات کنتور

۱-۶-جمع آوری شبکه فشار ضعیف(اختصاصی) تک اشتراک و اتصال کابل سرویس از بوشینگ ترانسفورماتور

۱-۷-نظارت بر قرائت کنتورها بطور ماهیانه

۱-۸-محاسبه دقیق تلفات از لیست فروش و قرائت

۱-۹-نظارت بر لیست فروش در قسمت مشترکین

۱-۱۰-فرهنگسازی و آگاهی مردم از عواقب استفاده از انشعابات غیرمجاز (حوادث جانی، مالی)

۲-در برنامه های بلندمدت از روشهایی که جهت طراحی و اجرا زمانبر بوده و هزینه های بالایی دارد و نتایج مطلوب و ارزشمندی برای شرکت نیز دارد لذا برای کاهش تلفات در زمانهای کوتاه اجرای دو برنامه

به موازات یکدیگر اثر مطلوبتری درخصوص برگشت انرژی دارد و انعکاس آن روی عملکرد هر شهرستان بطور پررنگ نمایان می گردد که به شرح ذیل می باشد.

۲-۱-نصب ترانسفورماتورهای توزیع با ظرفیت کوچک (۲۵ و ۵۰)و جمع آوری شبکه فشار ضعیف

۲-۲-استفاده از کابلهای خود نگهدار بجای شبکه های فشار ضعیف

۲-۳-تبدیل شبکه های فشار ضعیف از یک به دو سو تغذیه (شبکه رینگی)

۲-۴-جابجایی ترانسفورماتورهای توزیع به مرکز ثقل بار

۵-۶- استفاده از جوشکاری انفجاری بجای اتصالات مکانیکی:

اتصالات سست ازعمده ترین اشکالاتی هستند که به فراوانی در سیستم های الکتریکی یافت میشوند . تجربه نشان داده است ، بازدید و تعمیرات عادی روی اتصالات راه حل کافی برای رفع اشکال خرابی اتصالات نمی باشد وممکن است بازهم عیوبی بوجود آیند.

جوشکاری انفجاری (Cad weld) فرایندی است که امکان اتصال دو هادی هم جنس (مس به مس ، ، آلومینیوم به آلومینیوم) ویا غیر هم جنس (مس به فولاد ، مس به آلومینیم وآلومینیم به فولاد) را در اندازه و شکل های مختلف فراهم می کند . پیوند حاصل از جوش انفجاری ، مولکولی است ودر مقابل خوردگی بسیار مقاوم بوده واثرات مخرب حاصل از جوش معمولی ، مانند تغییر شکل فلز ، حاصل از ازدیاد درجه حرارت را ندارد.

براساس این روش ، پودر مخصوص اتصال ، به کمک چاشنی انفجار ، در یک محفظه گرافیتی مناسب ، از پیش انتخاب شده ، ذوب و جاری می شود و دوهادی مورد نظر را به هم وصل می کند.

اضافه کردن پودرهای آلومینیم به مخلوط پودر جوش ، سبب ایجاد سرباره اکسید آلومینیم ، هنگام انجام عملیات جوشکاری شده ومقدار اکسیداسیون مس را کاهش می دهد . شکل وابعاد قالب وحجم پودر مصرفی ، به قطعات دیگری که باید به هم جوشکاری شوند ، بستگی دارند.

۱-۵-۶- ویژگی های اتصال جوشکاری انفجاری

- هدایت جریان الکتریکی محل اتصال ، از خود هادی بیشتر است.

- به مرور زمان ، کیفیت اتصال تغییر نمی کند.

- این اتصال شامل پیوند های مولکولی است ، که امکان قطع مسیر یا خوردگی را در محل تماس دو هادی ، به صفر می رساند.

- بررسی کیفی اتصال جوشکاری انفجاری ، با چشم غیر مسلح به سادگی انجام می شود.

- نقاط اتصال در یک مدار الکتریکی ، به خصوص سیستم گراند ، به عنوان نقاط ضعف قطع مسیریا خودردگی محسوب می شوند ، کیفیت این اتصال ها ، درجه حفاظت را در تاسیساتی که زمین شده اند تعیین می کند و به همین دلیل استفاده از این نوع جوشکاری ، مشخصه مهمی در ارتقای کیفیت سیستم زمین شدن است.

۲-۵-۶- برتری های تکنیکی اتصال جوشکاری انفجاری هدایت الکتریکی:

چون اتصال جوشکاری انفجاری ، نتیجه یک پیوند مولکولی است ، قطع مسیر رخ نخواهد داد و سطح تماس بین دو هادی ، که کانون تمرکز تنش یا خوردگی شیمیایی است ، وجود ندارد

۱-۲-۵-۶- محاسبه ها وواقعیت ها

سطح مقطع اتصال جوشکاری انفجاری ، از سطح مقطع هر نوع اتصال مکانیکی وحتی سطح مقطع خود هادی های متصل شده ، بیشتر است واین ویژگی در صورت نیاز ، مقاومت ناشی از اختلاف جنس محل اتصال وهادی ها را جبران خواهد کرد.

برای آزمایش سریع وساده این واقعیت ، کافی است هنگام بروز اتصال کوتاه در مدار ، دمای نقطه اتصال جوشکاری انفجاری را با نقاط دیگر، مقایسه کنید دمای این نقطه از دمای هادی کمتر است .

۲-۲-۵-۶-مقاومت در مقابل جریان های فوق العاده

کیفیت مقاومت یک اتصال استاندارد مثل جوشکاری انفجاری ، در مقابل عبور جریان های فوق العاده ، برابر ومشابه مقاومت هادی متصل شده است.

نقطه ذوب محل اتصال ، از نقطه ذوب هادی متصل شده ، بالاتر است ودر صورت اتصال کوتاه با جریان های فوق العاده ، قبل از هادی ذوب نخواهد شد.

۳-۲-۵-۶- پایداری

چون در محل اتصال پیوند مولکولی وجود دارد هیچ الکترولیتی قادر به نفوذ در محل اتصال نخواهد بود ومقاومت بالایی در مقابل خوردگی ، (هم در زمین وهم در مقابل مواد شیمیایی)از خود نشان می دهد.

۴-۲-۵-۶- آزمایش خوردگی

در یک محیط نمکی آزمایشگاهی ، یک اتصال جوشکاری انفجاری ویک اتصال مکانیکی ، به طور مصنوعی ، تحت آزمایش فرسودگی زودرس قرار گرفتند نتیجه این که ، پس از مدت زمان مشخصی ، همه مشخصات الکتریکی اتصال جوشکاری انفجاری ، بدون تغییر حفظ شد ، در صورتی که مقاومت الکتریکی اتصال مکانیکی ، با گذشت زمان بیشتر شده وهدایت الکتریکی خود را به تدریج از دست داد.

۳-۵-۶- مقایسه اتصال جوشکاری انفجاری با یک اتصال مکانیکی

هدایت الکتریکی حاصل از پیوند مولکولی دوسیم ، به مراتب بیشتر از هدایت الکتریکی سطوح مقاوم دو سیم مورد آزمایش است.

در اتصال های مکانیکی ، سطح واقعی تماس ، با سطح ظاهری آن اختلاف زیادی دارد و هدایت الکتریکی بسیار کمتری از هادی اصلی ، خواهد داشت وبه عنوان نقطه ضعف سیستم ، مرکز تمرکز تنش حرارتی و الکتریکی وخوردگی می شود.

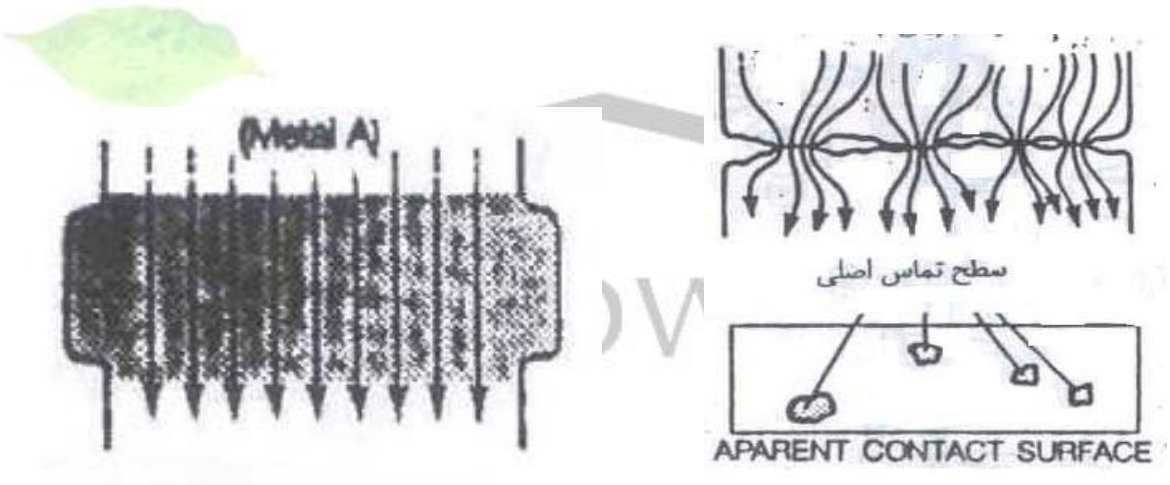
۴-۵-۶- برتریهای کیفی یک اتصال

- ظرفیت هدایت الکتریکی مساوی با هادیهای متصل شده.
- با گذشت زمان کیفیت آن پایین نمی آید.
- پیوند مولکولی دائمی بین فلز جوش و هادی ، از سست شدن یا تشکیل پیل الکتریکی و خوردگی جلوگیری می کند.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

- بین هادی ها پیوند مولکولی مداوم ایجاد می شود که با گذشت زمان ، دچار خوردگی نمی شود.
- در مقابل فشارهای ناگهانی ، مقاوم است
- هزینه عملیاتی آن کم است.
- به ابزارمصرفی سبک وارزان نیاز دارد.
- سریع است.
- مهارت چندانی نمی خواهد.
- به انرژی حرارتی خارجی یا نیروی برق و باطری احتیاج ندارد.
- کیفیت آن با بازدید ظاهری ، قابل تشخیص است.

در تصویر زیر مقایسه جوش انفجاری با یک اتصال مکانیکی نمایش داده شده است



اتصال جوش انفجاری **اتصال مکانیکی**

شکل ۳-۶ : مقایسه بین جوش انفجاری و اتصال مکانیکی

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل هفتم:

مروری بر روشهای محاسبه ،

ارزیابی و تخمین تلفات در شبکه

های توزیع نیروی برق

WikiPower.ir

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۱-۷- مروری بر روشهای محاسبه ، ارزیابی و تخمین تلفات در شبکه های توزیع نیروی برق

برای محاسبه تلفات در شبکه های توزیع روشهای متنوعی وجود دارد که هر یک از این روشها دارای معایب و مزایای هستند انتخاب روش مناسب بمنظور محاسبه و ارزیابی تلفات بستگی به زمان انجام عملیات ، اطلاعات در دسترس، دقت موردنیاز و بزرگی شبکه دارد.

۳-۱-۷- اندازه گیری و محاسبه تلفات

جذابیت های فراوان اقتصادی کاهش تلفات در شبکها توزیع و نظر به بالا بودن درصد تلفات انرژی الکتریکی در شبکه های توزیع کشور ، بسیاری از متخصصان را علاقمند به تحقیقات و مطالعاتی جهت کاهش آن نموده است .اما همواره اولین و بدیهی ترین سوالی که مطرح می شود این است که مقدار تلفات چقدر است ،پاسخ به این سوال سبب شد تا گروه زیادی از متخصصان در رابطه با این موضوع مهم مطالعات و تحقیقات قابل توجهی را انجام دهند و تقریبا قدمت مطالعات انجام شده در این زمینه به اندازه قدمت صنعت برق می باشد

۴-۱-۷- روشهای کلاسیک محاسبه تلفات بشرح زیر می باشد:

۱- روش اندازه گیری :این روش موقعی می تواند کاربرد داشته باشد که در کلیه مبادی ورودی و فیدرهای خروجی لوازم اندازه گیری نصب شده باشد بعبارت دیگر موقعی این شیوه قابل اجرا است که مجموع انرژی ورودی و خروجی در دوره مورد مطالعه دردست باشد ،چون از این طریق میتوان میزان تلفات انرژی را تعیین نمود یکی از نکات مهمی که در چنین مواردی مطرح می باشد اینست که چگونه می توان از صحت عملکرد لوازم اندازه گیری مطمئن شد و یا چگونه می توان مطمئن بود که تلفات اندازه گیری شده با واقعیت تطابق دارد.

۲- روش محاسباتی :برای تعیین تلفات انرژی از طریق محاسباتی لازم است مقدار آن بکمک پخش بار محاسبه شود پخش بار در این روش ماکزیمم تلفات توان را در شرایط خاص نشان می دهد در چنین حالتی تلفات محاسبه شده تنها شامل تلفات ژول در خطوط وتلفات بارداری و بی باری ترانسفورماتورها می باشد . بمنظور محاسبه تلفات انرژی از تلفات توان نیاز به کاربرد روشهایی است بعدا ارائه خواهد شد با مرور مقالات ارائه شده در زمینه محاسبه ،تخمین و ارزیابی تلفات روشهای بسیار متنوعی ارائه شده است که اجمالا مبتنی بر روشهای اندازه گیری و روشهای محاسباتی می باشد.

۲-۷- محورهای اصلی روشهای محاسبه وارزیابی و اندازه گیری تلفات به شرح ذیل می باشند:

1-روشهای اندازه گیری مستقیم تلفات که بر پایه نصب و قرائت کنتور و اطلاعات سیستم خدمات مشترکین و فروش و اخیرا سیستم AMR می باشد.

2-روش محاسبه تلفات مبتنی بر روابط تجربی که از ارتباط مابین تلفات و ضریب بار یا تلفات و بار حاصل می آید.

3-بکارگیری روشهای محاسباتی با استفاده از برنامه پخش بار و مدلسازی جزئیات اطلاعات شبکه و مدل بار در نرم افزار

4- ترکیبی از روشهای آماری و پخش بار برای محاسبه تلفات در شبکه های توزیع

5-محاسبه تلفات توان و انرژی در اجزا متفاوت سیستم های توزیع مانند ترانسفورماتورها،فیدرهای اولیه و ثانویه،بر اساس روش محاسبات در صد بار

6-محاسبه تلفات با اطلاعات بار تخمین زده شده از الگوی بار مشترکین و روش رگرسیون

7-بکارگیری رهیافت (top/down,bottom/up) بمنظور تخمین تلفات در شبکه هایی که فاقد اطلاعات دقیق بمنظور مدلسازی می باشند که در این روش مشخصات فیدرها استخراج شده و فیدرها براساس شباهتهای موجود دسته بندی می شوند و در ادامه توابع تلفات برای هر فیدر نماینده بدست می آید و تلفات هر فیدر بر اساس بار عبوری از آن محاسبه می شود.

8-محاسبه تلفات بر اساس روش مجموع انرژی:بکارگیری الگوریتم خاصی از پخش بار که سرعت بسیار بالا و دقت مناسبی را ارائه می دهد.

نظر به اینکه در محاسبه ،ارزیابی و تخمین تلفات الکتریکی درشبکه های برق رسانی از مشخصه های مصرف استفاده خواهد شد، لذا در ادامه این بخش از گزارش به این عوامل به طور اختصار اشاره می گردد.

۱-۲-۷ - پیک مصرف

پیک بار هر مشترک شاخص مهمی است که در طراحی تجهیزات، برنامه ریزی تولید، تعیین ظرفیت تجهیزات، انتخاب ولتاژ خطوط تأمین کننده برق هر مشترک دخالت دارد .پیک بار معمولا " با عناوین دیگری چون حداکثر مصرف، ماکزیمم توان مصرفی، دیماند مصرف نیز بیان می گردد .پیک بار معمولا "برای یک دوره بلن دمدت تعیین می شود، به همین دلیل طراحی شبکه های برق رسانی نیز بر همین مبنا انجام می گیرد .در بهره برداری از شبک ههای برق رسانی پیک بار یا مصرف ممکن است برای دوره های روزانه، ماهیانه، فصلی و یا سالیانه نیز بیان شوند که برحسب مورد، در مطالعات بار مورد استفاده قرارمی گیرند .در شبکه های برقرسانی، پیک بار با واحدهای مختلفی چون وات(کیلووات و مگاوات)، ولت آمپر(کیلوولت آمپر و مگاولت آمپر) و یا آمپر (کیلوآمپر) بیان می شوند ، ضمن اینکه برای مصارف بار راکتیو از وار، کیلووار یا مگاوار نیز برای بیان مقادیر پیک بار استفاده می شود.

براساس این تعاریف برحسب اینکه هدف چه باشد، برای دیماند میتوان ارقام متفاوتی را ازجمله :دیماند دربرنامه ریزی و توسعه شبکه، دیماند در طراحی، دیماند دربهره برداری و یا دیماند قراردادی درنظر گرفت . طبیعی است که برحسب اینکه میانگین گیری برای محاسبه دیماند چه زمانی باشد، دیماند نیز متفاوت بدست می آید .به همین دلیل عامل دیگری که در تعیین مقدار دیماند نقش دارد ، تداوم زمانی اندازه گیری دیماند مصرف می باشد .بنابراین دوره زمانی میانگین گیری برای محاسبه دیماند برحسب مورد می تواند یک یا ۵ یا ۱۵ یا حتی ۶۰ دقیقه باشد .لذا درصورتی در اندازه گیری دیماند مصرف این عامل با دقت مناسبی انتخاب نشود، مقادیر متفاوتی برای دیماند و درنتیجه تلفات توان بدست می آید. برحسب

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

اینکه هدف مطالعه یا سنجش دیماند برای فروش انرژی الکتریکی باشد ، ممکن است برای شرایط یکسان دو مقدار متفاوت برای دیماند تعریف گردد .بعنوان مثال ممکن است یک مشترک طی قراردادی توان معینی را خریداری نماید که این دیماند به دیماند قراردادی موسوم است اما ممکن است توان مصرفی آن مشترک هیچ وقت به این رقم نرسد یا حتی به بیشتر ازرقم فوق نیز افزایش یابد. بنابراین درمحاسبه تلفات انرژی باید مبنای واحدی برای محاسبه و تعیین دیماند بکارگرفته شود .طبیعی است در مواردی که دور متوسط گیری دیماند برابر نباشد نیز ارقام مختلفی برای دیماند بدست می آید.

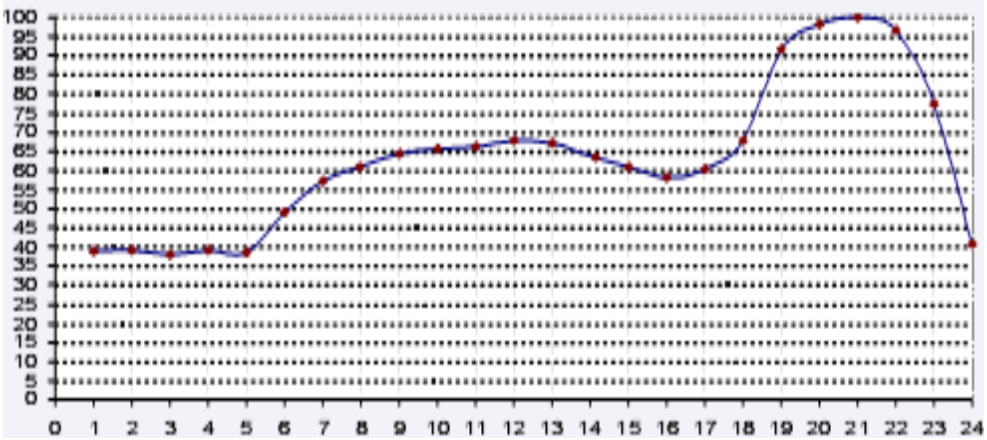
۲-۲-۷- منحنی تغییرات بار

نیاز هر مصرف کننده به انرژی الکتریکی در طول شبانه روز به دلایل مختلفی دچار تغییر می شود .این تغییرات تابعی از نوع مصرف کننده و فرآیند تولید یا مصرف آنها می باشد .به عنوان مثال اگر شبکه های تأمین کننده برق مصارف خانگی باشد، میزان انرژی تحویلی آن در ساعات شب که مصارف روشنائی به مدار می آیند بالا و در نیمه های شب که مردم در حال استراحت می باشند به کمترین مقدار خود می رسد و یا اگر شبکه ای مسئولیت تأمین برق یک منطقه صنعتی را به عهده داشته باشد، میزان انرژی عبوری آن تابعی است از ساعت کار آن صنایع مستقر در آن منطقه یا بعبارت دیگر نیاز مصرف برق این منطقه ممکن است دربرخی از ساعات شبانه روز بالا و در بعضی ساعات دیگر پائین باشد.

برای اینکه تغییرات مصرف هر مشترک در یک دوره معین ، مشخص گردد، نیاز مصرف آن به صورت تابعی از زمان ترسیم می گردد .یکی از شاخص های مهم مصرف برق هر مشترک برق، منحنی بار ۲۴ساعته آن می باشد، البته منحنی های دیگری چون منحنی تغییرات پیک بار روزانه، منحنی تداوم بار،منحنی تغییرات انرژی روزانه یا نمونه های مختلف دیگری نیز برای بررسی و شناخت مصرف می تواند تعریف گردد.

شکل ۱-۷ نمونه ای ازمنحنی بار ۲۴ساعته که مربوط به مشترک خانگی است را نشان می دهد .همانطورکه این منحنی نشان می دهد، نیاز مصرف برحسب نوع مصرف در ساعات مختلف شبانه روز متفاوت می

باشند .به عنوان مثال در مشترکین خانگی مصرف برق درساعات شب یعنی همزمان با بهره گیری از روشنائی به مقدار ماکزیمم خود افزایش می یابد.



شکل۱-۷ نمونه ای از منحنی بار ۲۴ ساعته(خانگی)

۳-۲-۷- ضریب بار

ضریب بار شاخص ساده ای است که از نسبت متوسط بار ساعتی دریک دوره مشخص بر پیک بار درهمان دوره بدست می آید.

با توجه به تعریف فوق، ضریب بار از نسبت مجموع بار ساعتی به حاصلضرب، ساعات دوره مطالعه در پیک بار بدست می آید .البته در این تعریف دوره میانگین گیری ۶۰ دقیقه ای یا ساعتی منظور گردید. درصورتیکه از دوره ۱۵ دقیقه ای استفاده شود، ضریب بار از نسبت مجموع بار ۱۵ دقیقه ای به حاصلضرب تعداد دوره های ۱۵ دقیقه ای و پیک بار ۱۵ دقیقه ای بدست می آید.

ضریب بار می تواند برای دوره های روزانه ، هفتگی، ماهیانه ، فصلی، سالیانه یا هر دوره مشخص دیگر تعریف شود .البته باید به این نکته مهم توجه شود برحسب اینکه ضریب بار برای چه دور هایی محاسبه شود، انرژی مصرفی، پیک مصرف نیز باید مربوط به همان دوره باشد .ضمنا "تعریف بالا را می توان با رابطه ریاضی زیر نشان داد:

$$LF = \frac{E}{T \cdot P} \qquad (1)$$

که دراین رابطه:

LF : ضریب بار

E : انرژی مصرفی در دوره

T : دوره مطالعه برحسب ساعت

P : پیک بار

با توجه به رابطه فوق موقعی ضریب برابر یک میشود که در تمام ساعات روز بار مصرفی معادل پیک بار یا P باشد ، درچنین شرایطی مقدار E = T.P می شود و در نتیجه ضریب بار هم برابر یک خواهد شد .اما به دلیل اینکه بار مصرفی ثابت نیست، ضریب بار همواره کوچکتر از یک می باشد .معمولاً مقدار ضریب بار برای مصارف صنعتی برحسب اینکه یک شیفت یا سه شیفت باشند از ۰/۳۰ تا ۰/۸۰ در تغییر است .اما در مصارف شهری ممکن است مقدار ضریب بار بین ۰/۴۵ تا ۰/۶۵در تغییر می باشد و طبیعتاً در مصارف دیگر نیز می تواند ارقام مختلفی را به خود اختصاص دهد.

۴-۲-۷- ضریب تلفات

ضریب تلفات شاخص مشخصی است که رابطه تلفات انرژی و تلفات در بار پیک را در شبکه های برق رسانی نشان می دهد. طبق این تعریف ساعت معادل به تعداد ساعتی اطلاق می شود که اگر بار پیک از شبکه عبورنماید تلفات انرژی معادل بار واقعی ایجاد نماید که این تعریف را می توان بصورت زیر نشان داد:

$$h = \frac{EL}{PL} \qquad (2)$$

از تقسیم ساعت معادل بر کل ساعات سال یا دوره مطالعه ضریب تلفات بدست می آید، یا:

$$LSF = \frac{EL}{T.PL} \qquad (3)$$

درحقیقت ضریب تلفات از نسبت متوسط تلفات ساعتی بر تلفات در بار پیک بدست می آید و در مصارف متداول همواره کوچکتر از یک می باشد .در این روابط ،h ساعت معادل ،LSF ضریب تلفات ، EL انرژی تلفات شده در دورهT ، و PL تلفات توان در بار پیک وT دوره مطالعه می باشد .معمولا "ضریب تلفات برای دوره های بلند مدت ماهیانه، فصلی یا سالیانه محاسبه می گردد ، اما این ضریب نیز همانند ضریب

بار می تواند برای دوره های کوتاه مدت تر نیز تعریف شود، اما در مطالعات مربوط به تلفات انرژی و برای افزایش دقت محاسبات لازم است ضریب تلفات برای دوره بلندمدت تعریف و محاسبه شود.

۵-۲-۷- متوسط پیک بار

عامل دیگری که در مطالعه و بررسی و محاسبه تلفات الکتریکی می تواند مفید باشد، ضریب پیک یا متوسط پیک بار در یک دوره مشخص م یباشد .برای تعیین این شاخص که معمولا "برای یک دوره بلندمدت محاسبه می گردد، می توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$P_{av} = \frac{\sum P_i}{n} \qquad (4)$$

در این رابطه Pav متوسط پیک بار روزانه در دوره مطالعه و n تعداد روزها در دوره مطالعه وPi پیک بار در روزهای مختلف می باشد .بنابراین اگر قرار باشد متوسط پیک بار در یک دوره یکساله محاسبه گردد .لازم است مجموعه پیک بار ۳۶۵ روز را بر عدد ۳۶۵ تقسیم نمود .شاخص دیگری که در این ارتباط می تواند تعریف شود، ضریب پیک بار می باشد .این ضریب از نسبت پیک متوسط به پیک مطلق بدست می آید.

$$PF = \frac{P_{av}}{P_m} \qquad (5)$$

دراین رابطه PF ضریب پیک وPm پیک بار در دوره مطالعه می باشند .در صورتیکه پیک بار در تمام روزهای سال برابر باشند، ضریب پیک معادل یک می باشد، اما بالا بودن ضریب پیک همواره به معنی درست مصرف نمودن، مشترکین برق نمی باشد، چون ممکن است پیک مصرف روزانه یک مجتمع صنعتی در اغلب روزهای سال تقریبا "برابر باشند، اما مصرف انرژی روزانه آنها متفاوت باشد .بنابراین ضریب پیک مصارف صنعتی بالا و مصارف خانگی پائین می باشد لذا در ارزیابی وضعیت مصرف باید ضریب بار و ضریب پیک بطور همزمان مورد توجه ، مقایسه و بررسی قرار گیرند.

۶-۲-۷- زمان وقوع پیک بار

زمان وقوع پیک بار نیز یکی از عوامل مهم در بررسی تلفات شبکه های برق رسانی است .به عنوان مثال در صورتیکه زمان پیک بار یک مشترک برق همزمان با پیک شبکه سراسری برق نباشد، ارزش تلفات یا زیان ناشی از تلفات این دسته از مشترکین کمتر می باشد و برعکس مصرف کننده ای که درساعات پیک بار تلفات ایجاد میکند مستقیماً باعث کاهش قدرت مفید نیروگا هها می گردد که برحسب مورد باید در طراحی و بهینه سازی خطوط یا شبکه های برق رسانی مد نظر قرار گیرد.

۷-۲-۷- تلفات توان و انرژی

بخش قابل توجهی از انرژی الکتریکی در اجزای مختلف شبک ههای انتقال و توزیع نیرو به هدر می رود. درصد و مقدار تلفات در هریک از بخشها یا تجهیزات شبکه بسیار متفاوت می باشد و خود تابعی از ماهیت بار مصرفی و مشخصات شبکه است .لذا برای بررسی وضعیت تلفات انرژی در شبکه های برق رسانی لازم است کلیه عوامل مؤثر در این رابطه مورد توجه و مطالعه قرار گیرد .

یکی از عوامل مهم و مؤثر در محاسبه تلفات انرژی خطوط یا شبکه های برق رسانی آگاهی از مقدار تلفات توان در ساعات پیک مصرف میباشد .گرچه ساعات پیک مصرف برق در شبکه سراسری برق در ساعات اولیه شب می باشد، اما این قاعده در کلیه مناطق یا شبکه های توزیع یا خطوط انتقال صادق نیست .به عنوان مثال ساعات پیک بار پستهای توزیع تأمین کننده مشترکین خانگی در ساعات شب و پست های تغذیه کننده مناطق صنعتی عموما "در ساعات روز می باشند.

تلفات توان در ساعات پیک شبکه سراسری برق باعث کاهش ظرفیت مفید نیروگاه ها می گردد، به عبارت دیگر آن دسته از مصرف کنندگان که دارای تلفات بالاتری در ساعات پیک شبکه سراسری برق می باشند زیان بیشتری را بر شرکتهای برق تحمیل می کنند .لذا برحسب اینکه پیک مشترکین برق در ساعات پیک شبکه باشند یا نباشند می تواند در تصمیم گیری روش های مناسب اصلاح شبکه و کاهش تلفات مؤثر باشند .البته این مطالب به معنی کم اهمیت بودن تلفات مشترکینی که در ساعات پیک شبکه سراسری برق حضور ندارند نمی باشد، اما زیانی که تلفات در ساعت پیک بر شرکت های برق تحمیل می

کند به مراتب بیشتر از دیگر ساعات شبانه روز میباشد .بنابراین در شرایط برابر کاهش تلفات درساعات پیک پراهمیت تر و از دیدگاه اقتصادی موجه تر می باشد.

بطورکلی در یک خط انتقال یا توزیع نیروی برق تلفات توان را می توان از رابطه زیر بدست آورد.

$$PL = R.(\frac{P}{U.\cos\phi})^2 \qquad (6)$$

در این رابطه U ولتاژ، R مقاومت هادی برای کل طول خط در درجه حرارت هادی ،P پیک بار انتقالی و Cos ϕ ضریب قدرت مصرف و PL تلفات توان می باشد .

۸-۲-۷- ضریب قدرت

هر مصرف کننده علاوه بر اینکه به توان اکتیو نیاز دارد به توان راکتیو نیز محتاج است .که رابطه ایندو توان با ضریب قدرت مشخص می شود .تجهیزات زیادی مصرف کننده توان راکتیو می باشند .

برای انتقال توان اکتیو یکسان، ضریب قدرت می تواند ارقام مختلفی را به خود اختصاص دهد، طبیعی است هرچه ضریب قدرت کمتر باشد، جریان بیشتری از هادیها عبور می کند که این عامل باعث افزایش تلفات توان می گردد .در صورتیکه توان انتقالی را ثابت فرض کنیم با تغییر ضریب قدرت از مقدار $Cos\phi 1$ به $Cos\ \phi\ 2$ تلفات به اندازه Kp برابر تغییر می کند که مقدار آنرا میتوان از رابطه زیر به دست آورد.

$$KP = (\frac{Cos\phi_1}{Cos\phi_2})^2 \qquad (7)$$

در این حالت نیز ولتاژ و مقاومت هادیها در هر دو حالت یکسان در نظر گرفته شده است، البته درعمل ممکن است کاملاً برابر نباشند.

۹-۲-۷- درجه حرارت هادی

درجه حرارت هادی تحت تأثیر درجه حرارت محیط، تابش خورشید و جریان الکتریکی افزایش میابد . بنابراین اگر جریان عبوری از هادیها ثابت هم در نظر گرفته شود، باز هم درجه حرارت هادیها تحت تأثیر درجه حرارت محیط و تابش خورشید که برحسب موقعیت جغرافیائی منطقه و زمان وقوع پیک بار (شب یا روز) متفاوت می باشد، تغییر می کند .تأثیر درجه حرارت هادی در مقدار مقاومت هادی را می توان از

رابطه زیر بدست آورد البته مقاومتی که از این طریق بدست می آید مقاومت DC می باشد .که برای مقاطعی معادل هادیها متداول در شبک ههای انتقال نیرو تفاوت مقاومتDC و AC زیاد نمی باشند، بنابراین برای محاسبه مقاومت AC نیز می توان تقریبا از رابطه زیر استفاده نمود .

$$RC = RO.\frac{M+t_c}{M+t_o} \qquad (8)$$

در این رابطه RC مقاومت هادی در درجه حرارت هادی، $R\ 0$ مقاومت اولیه هادی در درجه حرارت $t\ 0$ و مقادیر، tC ، $t0$ به ترتیب درجه حرارت هادی درحالت اولیه و حالت ثانویه برحسب سانتیگراد می باشد و همچنین M ثابت هادی می باشد که مقدار آن برای هادی آلومینیوم فولاد برابر ۲۲۸ میباشد . همانطورکه این رابطه نشان می دهد اگر تلفات توان یک خط انتقال در یک شب زمستان که درجه حرارت هادی مثلا ۵ درجه سانتیگراد می باشد، با تلفات همان خط(برای توان انتقالی برابر)در یک روز گرم تابستان که درجه حرارت هادی به حدود مثلا۶۰ درجه سانتیگراد می رسد (با احتساب درجه حرارت محیط و افزایش درجه حرارت هادی در اثر عبور جریان الکتریکی و تابش خورشید) حدود ۲۹/۱ درصد افزایش می یابد که به همین نسبت تلفات توان نیز برای انتقال توان یکسان افزایش می دهد .این مطالب نشان می دهد که تلفات توان حتی برای انتقال باری با توان، ولتاژ و ضریب قدرت مشابه در طول ساعات مختلف سال متفاوت می باشد و طبیعی است برحسب اینکه محل نصب خط در کدام شهر باشد این تفاوت بیشتر می شود

۱۰-۲-۷- محاسبه تلفات انرژی بوسیله اندازه گیری و قرائت همزمان کنتور ها

روش محاسبه و ارزیابی دقیق تلفات بوسیله اندازه گیری مبتنی بر نصب و قرائت همزمان کنتورها در مبادی ورودی و خروجی سیستم می باشد به خصوص در فیدرهای توزیع با نصبکنتور در مبادی ورودی یا ابتدای فیدر در خروجی پستها و قرائت کنتور مشترکین این کار انجام میشود

این روش مرسومترین و متداول ترین روش اندازه گیری تلفات در شرکتهای توزیع می باشد ،روش کار درشرکتهای توزیع بعضا با پاره ای تفاوتها و اصلاحات اختلاف چندانی با هم نداشته و به سه روش زیر تقسیم می شود

۱- قرائت همزمان کنتورها با بکارگیری مامورین قرائت کنتور

۲- استفاده از صورتحساب برق مشترکین و برگرداندن قبوض به یک تاریخ واحد

۳- بکارگیری تکنولوژیAMR و کاربرد کنتورهای دیجیتال سنکرون

ذیلا هر یک از روشهای ذکر شده فوق توضیح داده می شود

۱۱-۲-۷- قرائت همزمان کنتورها با بکارگیری مامورین قرائت کنتور

این روش سنتی ترین شیوه محاسبه تلفات بر اساس قرائت کنتور می باشد و تلفات انرژی مطابق رابطه زیر از حاصل تفاوت انرژی تحویلی و انرژی فروخته شده بدست می آید

انرژی فروخته شده -انرژی تحویلی=تلفات انرژی

تعبیر دیگر رابطه فوق بشرح زیر می باشد

انرژی فروخته شده -انرژی خریداری شده=تلفات انرژی

WikiPower.ir

لازم به توضیح است که در این روش یک دستگاه کنتور در ورودی فیدر نصب شده و از تعداد متناسبی مامور قرائت کنتور بمنظور قرائت کنتورهای مشترکین تغذیه شونده از فیدر استفاده می شود پس از بی برق نمودن فیدر کنتور واقع در ورودی فیدر و مقادیر کنتورهای مشترکین قرائت شده و این کار در یک پریود زمانی مناسب مجددا تکرار میشود (پریود زمانی معمولا یک ماهه و حداقل یک هفته می باشد) سپس با بکارگیری روابط ذکر شده فوق تلفات انرژی محاسبه می شود.

جدول۲-۷: فرم برداشت و ثبت مقدار قرائت شده کنتورها

	کنتور مشترکین تغذیه شونده از فیدر				
	قرائت اول		قرائت دوم		
N1=B-A	شماره شناسایی کنتور	مقدار قرائت شده(A)	شماره شناسایی کنتور	مقدار قرائت شده(B)	

	کنتورنصب شده در مبادی ورودی		کنتورنصب شده در مبادی ورودی	
N2=B-A	شماره شناسایی کنتور	مقدار قرائت شده(A)	شماره شناسایی کنتور	مقدار قرائت شده(B)

تلفات انرژی در پریود زمانی در نظر گرفته شده T از رابطه ساده زیر محاسبه می شود.

تلفات انرژی = N2-N1

روش ذکر شده بمنظور محاسبه تلفات دارای نقاط ضعف زیادی بشرح زیر می باشد:

۱۲-۲-۷- این روش نیاز به کار میدانی داشته و تعداد نفرات زیادی درگیر پروژه قرائت و برداشت اطلاعات خواهند شد

۱-۱۲-۲-۷- امکان عدم دسترسی به کنتورهای مشترکین بدلیل عدم حضور در منزل وجود دارد که نتیجه را با خطا روبرو خواهد کرد

۲-۱۲-۲-۷- نیاز به خاموشی طولانی و بی برقی مشترکین بمدت طولانی است که موجب نارضایتی مشترکین می شود

۳-۱۲-۲-۷- اصولا بدلیل حضور نیروی انسانی در پروسه برداشت اطلاعات امکان اشتباه در قرائت و برداشت اطلاعات وجود خواهد داشت

۴-۱۲-۲-۷- زمان بر بودن برداشت اطلاعات به روش فوق و هزینه بر بودن کل فرایند از دیگر مواردمشکل ساز می باشد

۱۳-۲-۷- استفاده از صورتحساب برق مشترکین و برگرداندن قبوض به یک تاریخ واحد:

این شیوه مبتنی بر استفاده از اطلاعات صورت حساب مشترکین(billing) می باشد با این توضیح که کنتورهای مشترکین سبک در دوره های زمانی معمولا دو ماهه و مشترکین سنگین در دوره های زمانی یکماهه قرائت می شوند و لذا می توان از اطلاعات خدمات مشترکین که تقریبا در کلیه شرکتهای توزیع تمام مراحل قرائت،محاسبه،پردازش و چاپ قبوض بصورت مکانیزه بوده و بانک اطلاعاتی فایلهای billing مشترکین برق از چندین سال تاکنون موجود و قابل استفاده است.

یکی از مشکلات اصلی محاسبه تلفات با استفاده از صورتحساب برق مشترکین این است که دوره های زمانی قرائت کنتور دقیقا از پریود زمانی دوماهه یا یک ماهه پیروی نمی کند و در قرائت کنتورها تاخیر های چند روزه وجود دارد لذا این مسئله موجب بروز خطا در محاسبه تلفات می شود برای رفع این مشکل می بایست قبوض برق به شرح زیربه یک تاریخ واحد برگردد

برای آنکه بتوان تلفات نواحی مختلف شبکه را به صورت مستمر و تفکیک شده تعیین نمود از روش نرمالیزه کردن قبض برق مشترکین استفاده شود . در این روش با استفاده از مقادیر قبض های خوانده شده از مشترکین ، این مقادیر برای دوره های یک ماهه نرمالیزه می شوند و با استفاده از اعداد ثبت شده توسط کنتورهای فیدر اصلی ، در یک ساعت مشخص ماهانه می توان تلفات را به صورت مستمر و به سادگی محاسبه نمود . خطای ناشی از نرمالیزه کردن با فرض تعداد قابل توجه مشترکین و تغییرات اندک متوسط مصرف مشترکین از یک قبض تا قبض دیگر قابل چشم پوشی می باشد ، با فرض عدم ثبت ساعت قرائت نیز می توان از روش فوق با تقریب بیشتر استفاده نمود . در جدول ۲-۲ قبض برق یک مشترک که در

کنار ثبت مقادیر ، ساعت قرائت نیز ثبت شده است مشاهده می شود ، در جدول۲-۳ این قبض برق را که به صورت نرمالیزه شده انرژی مصرفی از ساعت ۱۲ ابتدای یک ماه تا ساعت ۱۲ ابتدای ماه بعد را مشخص می کند ، دیده می شود . با نرمالیزه نمودن تمام قبض های برق می توان کل انرژی الکتریکی مصرفی یک ناحیه را در فاصله زمانی ذکر شده محاسبه نمود . اگر کنتورهای فوق توزیعی که ناحیه مورد نظر را تحت پوشش قرار می دهند در ساعت ۱۲ ابتدای هر ماه قرائت شده و مقادیر آن ثبت شود ، با تفاضل این دو مقدار ، تلفات انرژی ناحیه مورد نظر دربازه زمانی یک ماهه مشخص می شود.

جدول ۳-۷: قبض برق خوانده شده یک مشترک

ردیف	زمان ابتدای قرائت		زمان انتهای قرائت		انرژی
	ساعت	تاریخ	ساعت	تاریخ	کیلووات ساعت
۱	۱۰	۸۳/۲/۱	۱۳	۸۳/۳/۸	۲۳۰۰
۲	۱۳	۸۳/۳/۸	۱۸	۸۳/۴/۱۵	۲۶۵۰
۳	۱۸	۸۳/۴/۱۵	۹	۸۳/۵/۲۰	۲۴۰۰
۴	۹	۸۳/۵/۲۰	۱۲	۸۳/۶/۲۲	۲۶۲۰

جدول۴-۷ : قبض برق نرمالیزه شده به ساعت ۱۲ روز اول هر ماه

ردیف	زمان ابتدای قرائت		زمان انتهای قرائت		انرژی
	ساعت	تاریخ	ساعت	تاریخ	کیلووات ساعت
۱	۱۲	۸۳/۲/۱	۱۲	۸۳/۳/۱	(۳۱/۳۹.۱۲۵)*۲۳۰۰=۱۸۲۸
۲	۱۲	۸۳/۳/۱	۱۲	۸۳/۴/۱	(۸/۳۹.۱۲۵)*۲۳۰۰+(۲۳/۳۸.۲)*۲۶۵۰=۲۰۷۵
۳	۱۲	۸۳/۴/۱	۱۲	۸۳/۵/۱	(۱۵/۳۸.۲)*۲۶۵۰+(۱۶/۳۵.۶۲۵)*۲۴۰۰=۲۱۱۳
۴	۱۲	۸۳/۵/۱	۱۲	۸۳/۶/۱	(۲۰/۳۵.۶۲۵)*۲۴۰۰+(۱۱/۳۳.۱۲۵)*۲۶۲۰=۲۲۰۷

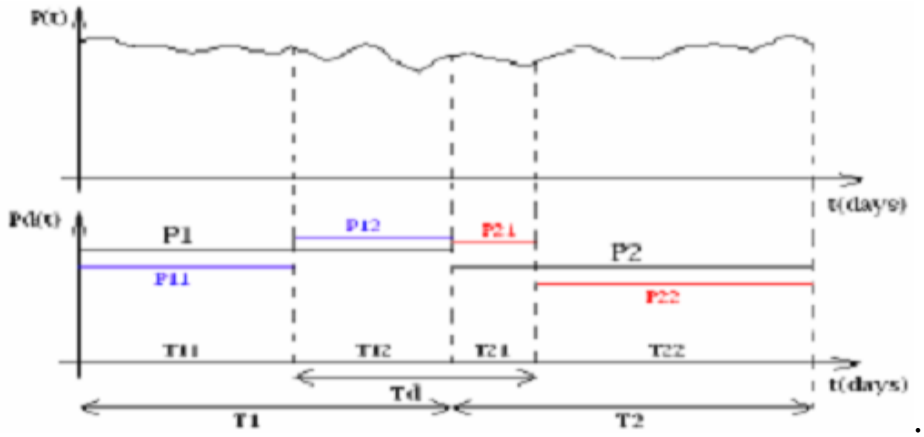
حسن این روش آن است که نیازی به ایجاد روال های جدید برای محاسبه تلفات نیست بلکه با استفاده از همان روند قرائت کنتور مشترکین و صدور قبض برق می توان به صورت ماهانه یا کمتر تغییرات میزان تلفات انرژی را مانیتور نمود ، ضمن آنکه با انتخاب محل کنتور های بالا دست ، می توان گستره ناحیه ای که قصد تعیین تلفات در آن وجود دارد مشخص نمود.

۱۴-۲-۷- بررسی خطای حاصل از روش صورتحساب برق مشترکین و برگرداندن قبوض به یک تاریخ واحد:

خطای برگرداندن قبوض برق به یک تاریخ واحد

روش پیشنهاد شده برای محاسبه تلفات در این دستورالعمل ، برگرداندن قبوض برق به یک تاریخ واحد می باشد . همانطوریکه می دانیم این روش دارای خطایی می باشد . در این قسمت ، درباره خطا و مقدار بیشینه آن بحث شده است.

برای این منظور در ابتدا پروفیل بار و مقدار مصرف انرژی یک مشتری طی ۲ ماه در شکل (۲-۷) در نظر گرفته شده است



شکل۲-۷ : پروفیل بار و مقدار مصرف انرژی یک مشترک طی 2 ماه

در شکل(۲-۷) پارامترهای زیر فرض شده است :

جدول ۵-۷ :پارامترهای استفاده شده در محاسبه

پارامتر	تعریف
T_1, T_2	زمان های صدور قبض برق
T_d	زمان هدف برای محاسبه قبض برق
P_1, P_2	توان متوسط در زمان های T_1, T_2
$P_{11}, P_{12}, P_{21}, P_{22}$	توان متوسط در زمان های محدودتر $P_{11}, P_{12}, P_{21}, P_{22}$
E_{dr}	مقدار انرژی واقعی در زمان هدف
E_{dc}	مقدار انرژی محاسباتی در زمان هدف

بنابر تعارف بیان شده ، روابط زیر را خواهیم داشت:

$T11+T12=T1$

$T21+T22=T2$

T11 P11+T12 P12=T1 P1=E1

T21 P21+T22 P22=T2 P2=E2

حال مقدار انرژی محاسبه شده در زمان Td به صورت زیر خواهد بود .

$$E_{dc} = \frac{T_{12}}{T_1} E_1 + \frac{T_{21}}{T_2} E_2 \qquad (9)$$

و مقدار انرژی واقعی در زمان Td نیز برابر است با :

Edr=T12 P12+T21 P21

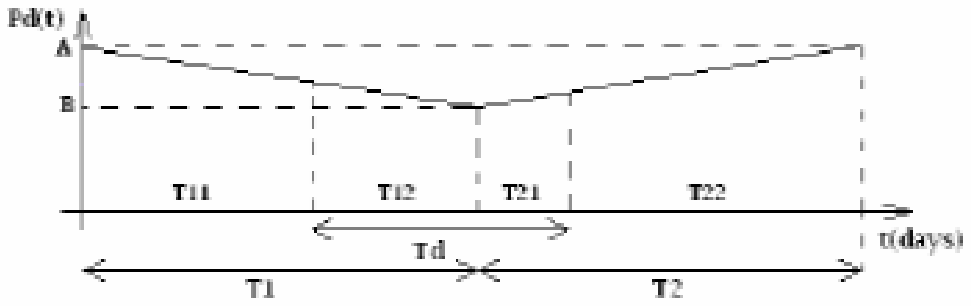
اگر اختلاف میان مقدار محاسبایت واقعی را به صورت زیر بازنویسی کنیم ، دید بهتری برای خطای این روش محاسبه نمایان می کند

$$E_{dc} - E_{dr} = (P_{l1} - P_{l2})\frac{T_{l1}.T_{l2}}{T_1} + (P_{22} - P_{21})\frac{T_{21}.T_{22}}{T_2} \qquad (10)$$

با توجه به اینکه اگر P11>P12 و P22>P21 باشد بیشینه اختلاف مثبت و اگردر حالت و P22<P21 بیشینه ی اختلاف منفی رخ خواهد داد

ولی خطای نسبی که به صورت زیر تعریف شده است ، در حالتP11>P12 وP22>P21 مقدار بیشینه خواهد شد.

در ادامه برای بررسی دقیقتر ، پروفیل بار مشترک را با فرض اخیر به صورت زیر در نظر می گیریم



.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

شکل ۳-۷ : پروفیل بار و مقدار مصرف انرژی یک مشترک طی ۲ ماه بر اساس فرضیه بیان شده-

برای سادگی محاسبات فرض های زیر اعمال شده است:

- مقدار بیشینه توان در ابتدا و انتهای دوره یکسان است .
- پروفیل بار به صورت خطی در نظر گرفته شده است .
- تناوب صدور قبض ثابت در نظر گرفته شده است.(T1=T2=T)

در ادامه به محاسبه مقدار انرژی محاسباتی و واقعی در زمان دوره Td پرداخته شده است

با محاسبه می توان نشان داد که اگر Edc بیشینه شود، آنگاه خطای نسبی بیشینه خواهد شد E_{dr} نیز با شرط زیر بیشینه خواهد شد:

$$T12 = Td / 2$$

با این شرط و فرض $Td = T/2$ مقدار خطای نسبی برابر خواهد بود با :

$$\Delta E = \frac{3(A-B)}{A+3B} \quad (11)$$

برای نسبت های مختلف A و B مقدار نسبی خطا در جدول زیر آمده :

رابطه بین A و B	خطای نسبی (%)
A=B	0
A=1/2B	+14
A=1/5B	+33
A=2B	+60

جدول۶- ۷: رابطه خطای نسبی با مقدار بیشینه و کمینه پروفیل بار

همانطورکه ملاحظه میشودمقدار بیشینه خطا بازای نسبت های مختلف A,B متفاوت و قابل ملاحظه است این خطا برای محاسبه و هم زمان کردن قبض برق ها معقول نمی باشد ، ولی سوال های زیر قابل طرح است

-چند درصد از پروفیل بار مشترکین مانند پروفیل پیشنهادی در این تحلیل بوده و احتمال پدیدار شدن آن چقدر است؟

اگر تعداد مشترکین زیاد باشد چقدر احتمال هم پوشانی خطاهای محاسباتی مثبت و منفی و در نهایت ، کم شدن خطای کلی وجود دارد؟

آیا با تغییر بازه زمانی هدف می توان این خطا را برای هر مشترک کاهش داد ؟برای مثال اگر بازه زمانی هدف دو برابر شود ، یعنی بجای تقریبا 1 ماه 2 ماه باشد خطا برابر خواهد بود با:

$$\Delta E = \frac{A-B}{A+3B} \quad (12)$$

یعنی خطای نسبی به یک سوم کاهش پیدا خواهد کرد و جدول را بصورت زیر می توان بازنویسی نمود

رابطه بین A وB	خطای نسبی (%)
A=B	0
A=1/2B	+5
A=1/5B	+11
A=2B	+20

جدول۷-۷ : رابطه خطای نسبی با مقدار بیشینه و کمینه پروفیل بار

۳-۷- بکارگیری تکنولوژی AMR و کاربرد کنتورهای دیجیتال سنکرون

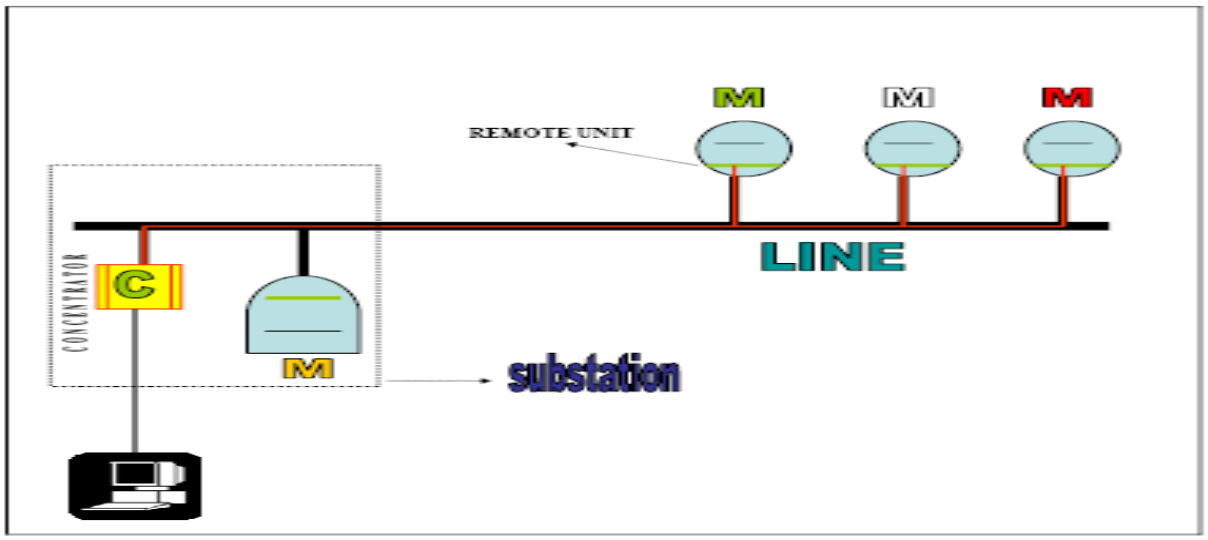
اندازه گیری تلفات در شبکه های توزیع با بکارگیری تکنولوژی AMR روش مدرن و نسبتا جدید اندازه گیری تلفات مبتنی بر قرائت کنتور می باشد برای محاسبه تلفات در این شیوه اقدام به نصب کنتور در ابتدای فیدر فشار ضعیف نموده و بصورت همزمان کنتورهای مشترکین و کنتور ابتدای فیدر قرائت می شود به جهت حذف خطای اندازه گیری ضروری است که محاسبات تلفات انرژی در طول یک پریود چندین روزه انجام شود.

یکی از مزایای بزرگ استفاده از AMR قابلیت قرائت همزمان کنتور های برق از راه دور است با استفاده از سیستم AMR بکارگیری روش سنتی قرائت همزمان که در واقع استفاده از تعدادی مامور قرائت کنتور در محل و ثبت اطلاعات بصورت دستی بود بی نیاز می شویم و مشکلات عدیده شیوه سنتی قرائت همزمان کنتوره ا بطور کامل رفع می شود سیستمAMR در مجموع دارای قابلیت های زیر می باشد .

- ثبت مقادیر انرژی و بار بصورت دلخواه(ساعتی-روزانه- هفتگی و ماهیانه) و ارائه مدل مصرف برای مشترکین سه فاز و تکفاز
- ارتباط دائمی و دو طرفه با کنتورها
- بی نیازی از قرائت کنتورها در محل نصب آنها
- امکان محاسبه دقیق تلفات توان و انرژی
- ثبت دقیق اطلاعات و آنالیز آن بوسیله نرم افزار
- حذف خطای انسانی ناشی از قرائت اشتباه کنتور

WikiPower.ir

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



شکل ۴- ۷: روش نصب کنتورها در پست های توزیع و فیدرها

۱-۳-۷- تعیین و محاسبه تلفات انرژی در حوزه یک شرکت توزیع:

طریقه محاسبه تلفات در محدوده هر شرکت توزیع را می توان در جدول زیر مشاهده نمود . در این جدول فرض شده است که زمان خواندن دستگاههای اندازه گیری انرژ ی مشترکین با زمان خواندن دستگاه های اندازه گیری ورودی انرژی یکسان شده است.

در جدول روش محاسبه تلفات در کلیه سطوح شبکه توزیع ارائه شده است،و برای محاسبه تلفات کلیه مبادی ورودی و خروجی شبکه فشار متوسط و فشار ضعیف در نظر گرفته شده و بصو رت جامعی روش دقیق محاسبه تلفات ارائه شده است.

جدول ۸-۷: محاسبه تلفات در محدوده هر شرکت توزیع

نمایش خلاصه	توصیف	نحوه محاسبه
I	انرژی ورودی به سیستم توزیع از طریق فیدرهای خروجی ا ز پستهای فوق توزیع	خواندن ماهانه دستگاه اندازه گیری
J	انرژی ورودی به سیستم توزیع از طریق نیروگاه محلی	خواندن ماهانه دستگاه اندازه گیری
K	انرژی ورودی به سیستم توزیع از طریق شرکت های توزیع مجاور	خواندن ماهانه دستگاه اندازه گیری
M	کل انرژی ورودی به سیستم توزیع	=I+J+K
P	انرژی فروخته شده در سطح ولتاژ اولیه	خواندن ماهانه دستگاه اندازه گیری
Q	انرژی فروخته شده در سطح ولتاژ اولیه	خواندن ماهانه دستگاه اندازه گیری
R	مصارف روشنایی معابر و مصرف داخلی پست های توزیع	خواندن ماهانه دستگاه اندازه گیری
S	انرژی مصارفی که دستگاه اندازه گیری ندارند	فرم های برق
N	کل انرژی فروخته شده از سیستم توزیع	=P+Q+R+S
L	تلفات انرژی	=M-N
%L	درصد تلفات انرژی	$=\frac{M-N}{M}\times 100$

۲-۳-۷- محاسبه تلفات انرژی با بکارگیری روشهای آماری

این روش شکل اجمالی محاسبه تلفات انرژی در سیستمهای قدرت (خطوط توزیع انرژی ، ترانسفورماتورها و ...) ارائه میشود . برای انجام محاسبات به این روش نیازمند دانستن منحنی بار انواع متفاوت بار می باشیم . در این شیوه بکارگیری ریاضیات آماری بمنظور سازماندهی (DLC) روزانه اطلاعات اولیه ورودی

که در منحنی بار موجود است پیشنهاد می شود . در این روش کمیت های اندکی برای محاسبه تلفات انرژی مورد نیاز می باشد در نتیجه نیاز به برداشت اطلاعات بسیار محدودی می باشد این کمیت ها اصطلاحاً(Statistical moment) نامیده می شود که همه اطلاعات مفید و مورد نیاز منحنی بار روزانه را در اختیار دارند . نتایج بدست آمده از محاسبه تلفات انرژی به این شیوه در مقایسه با محاسبه تلفات انرژی بصورت مستقیم از دقت بسیار خوبی برخوردار است با این مزیت که به لحاظ زمانی چندین برابر سریعتر از هر روش محاسباتی مستقیم و روش های شبیه سازی می باشد. جهت روشن شدن این موضوع لازم به اشاره است که بسیاری از شرکتهای توزیع با بکارگیری ضریب تلفات و تلفات توان در ماکزیمم بار اقدام به محاسبه تلفات می نمایند که این روش تنها مقدار تخمینی تلفات انرژی را ارائه خواهد کرد و نتایج حاصله دقیق نخواهد بود . برای محاسبه دقیق تلفات به روش عادی نیاز به تعداد انبوهی دستگاه اندازه گیری و مدلسازی بوسیله تکنیکهای شبیه سازی می باشد که موجب پیچیده شدن محاسبات و صرف زمان طولانی می باشد . روش حاضر محاسبه تلفات را بر پایه روشهای ریاضیات مبتنی به شیوه های آماری و احتمالاتی انجام خواهد داد.

اگر از منظر ریاضی به منحنی بار روزانه بنگریم آنرا میتوان بصورت سری های زمانی در نظر گرفت که با ملاحظه دیماند قدرت به صورت سلسله وار و پی در پی بوقوع می پیوندند و برای هر یک از انواع مختلف بار از قبیل(تجاری ، صنعتی، مسکونی و....) بصورت کاملاً متمایزی بروز می یابند و در طول 24 ساعت تغییرات زیادی در منحنی بار کلی شبکه ایجاد می کنند که در همه روزهای هفته تکرار می شود (بجز روزهای پایانی هفته)

برای اینکه بتوان از روشهای آماری به منظور محاسبه تلفات استفاده کرد لازم است کهDLC را به صورت متغیرهای تصادفی در نظر بگیریم که در اینصورت می توان آنرا با خصوصیات و کاراکترهای آماری در نظر گرفت.

روابط زیر در تشریح روش مورد استفاده قرار خواهد گرفت که مقدمتاً جهت یاد آوری ذیلاً معرفی می شود .

$$\mu_1=E[X]=\sum XiP(X)=\frac{1}{24}\sum_1^{24} xi$$

(13)

μ1 :متغیری تصادفی است که معنای ریاضی آن به مفهوم مقدار متوسط دیماند قدرت روزانه (P) است

$$\mu_1=E[X^2]=\sum X_i^2\,P(x)=\frac{1}{24}\sum_1^{24} xi^2$$

(14)

μ 2: مقدار متوسط توان به توان. 2

۳-۳-۷- محاسبه تلفات سیستم

رابطه زیر رابطه ای بسیار عمومی و رایج برای محاسبه تلفات انرژی دراجزای سیستم(مانند خطوط ،ترانسفوماتورها و .....) می باشد

$$\Delta\omega=3\int_0^T i^2Rdt=\frac{R}{V^2}\int S^2dt=\frac{R}{V^2}[[\int_0^T P^2(t)dt]+[\int_0^T Q(t)\,dt]]$$

P(t) و Q(t)اجزای اکتیو و راکتیو بار می باشند .

معمولاً DLC بصورت ساعتی یا بصورت دوره های 15 دقیقه ای ارائه می شود بنابراین با توجه به مطلب ذکر شده می توان رابطه فوق را از حاصل جمع زیر بدست تغییر داد و انتگرال رابطه 3 -3 را بصورت ذیل آورد.

$$\Delta\omega=\frac{R}{V^2}[\sum P^2(h)\Delta h]=\frac{R}{V^2}[\frac{\Delta h}{T}\sum P^2(h)+\frac{\Delta h}{T}\sum P^2(h)]T=\frac{R}{V^2}[P_{max}^2+Q_{max}^2]$$

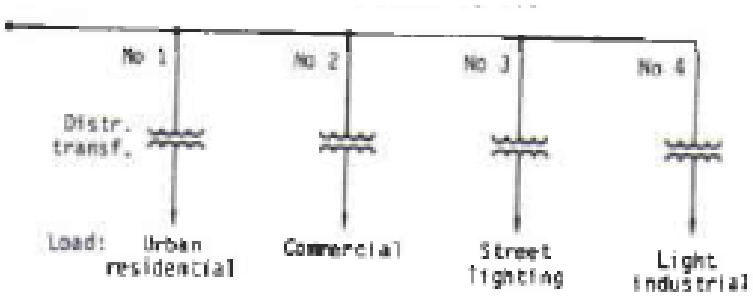
P(h) و Q(h) :توان اکتیو و راکتیو که بصورت دوره های زمانی یکساعته یا ۱۵ دقیقه ای ارائه می شود

Prmsو Qrms : توان دوم مقدار متوسط قدرت اکتیو و راکتیو

T : بازه زمانی محاسبه تلفات انرژی

Δh : دوره زمانی یکساعته یا ۱۵ دقیقه ای

با توجه به رابطه بالا ملاحظه می شود که بمنظور محاسبه تلفات انرژی ضروری است توان دوم مقدار متوسط توان جاری بین اجزاء متفاوت سیستم از قبیل خطوط انتقال ، ترانسفورماتورها و فیدرهای توزیع و غیره تعیین شود.



شکل ۵-۷

مطابق شکل فوق یک بخش از خط انتقالی مابین دو ترانسفورماتور توزیع در نظر گرفته می شود و فرض می شود که توان جاری در این بخش از خط انتقالی دارای تغییرات بار متفاوتی در طول ۲۴ ساعت می باشد (مطابق نوع DLC آن از قبیل مسکونی ، تجاری و ....)

۷-۳-۴- بررسی نقاط ضعف و قوت : در این روش از تکنیک های آماری و احتمالاتی برای محاسبات تلفات انرژی استفاده شد .همچنین با بکارگیری روش ذکر شده فوق و روابط ساده ذکر شده می توان تلفات انرژی را در هر یک از اجزاء سیستم از قبیل خطوط ، ترانسفورماتور ، فیدرهای توزیع محاسبه کرد. در این روش می توان تلفات را بصورت دقیق و با حداقل زمان محاسبات کامپیوتری بدست آورد.

همچنین از مزایای دیگر روش ذکر شده این است که ازجداول بدست آمده ۷-۶ و ۷-۷ و ۷-۸ می توان به منظورهای بسیار متفاوت مثل ارزیابی های اقتصادی و طراحی و بهره برداری سیستم های قدرت استفاده کرد.

۷-۳-۵- محاسبه تلفات انرژی در شبکه های فشار ضعیف بر پایه محاسبات واریانس بار

محاسبات تلفات انرژی بر پایه روابط آماری برای محاسبه تلفات انرژی در خطوط فشار ضعیف توسعه یافته است

در این روش تلفات بر اساس دو جزء متوسط بار و واریانس بار محاسبه می شود

برای بارهای بزرگ جزء واریانس بار می تواند صرف نظر شود اما در بارهای کوچک امکان صرفنظر کردن از این جزء وجود ندارد چرا که در بارهای کوچک دارای نقش قابل توجهی درایجاد تلفات است. در ادامه معرفی روش حاضر روابط محاسبه تلفات در ترانسفورماتورها و خطوط توزیع ارائه شده بعلاوه روابط محاسبه تلفات انرژی و متوسط جریان در هادی نوترال ارائه گردیده است.

عمده روشهای محاسبه تلفات به بارهای بزرگ فیدرهای MV پرداخته اند و رهیافت های کمتری برای محاسبه تلفات در شبکه های فشار ضعیف ارائه شده است.

خصوصاً جز روشهای پخش بار که تلفات را در سیم نول محاسبه می کنند و اتفاقاً بدلیل نبود اطلاعات دقیق و جامع معمولاً نتایج مناسبی را هم ارائه نمی کنند سایر روشهای محاسبه تلفات در خصوص تلفات سیستم نوترال راه حل خاصی را ارائه نکرده اند در روشی که ذیلاً ارائه خواهد شد به این واقعیت توجه می شود که مشکل منحنی بار در بارهای کوچک و بزرگ یکسان نمی باشد.

بنابراین اگر مبنای محاسبه تلفات انرژی ، محاسبه انتگرال توان دوم مقدار بار حقیقی قرار بگیرد در صورتیکه از یک منحنی بار روزانه (DLC) یا دومین (Statistial moment) متناظر آن استفاده کند فاقد دقت لازم است.

این moment به دو جزء شکسته می شود یکی از آنها ثابت و وابسته به مقدار بار میباشد در حالیکه دیگری متغیر و وابسته به واریانس بار می باشد . با این شرط انجام محاسبات دقیق انتگرال توان دوم منحنی بار برای هر مقدار باری فراهم می شود.

در ادامه ارائه روش در خواهیم یافت که یکی از مزایای این روش محاسبه تلفات انرژی و متوسط جریان هادی نوترال در بارهای متقارن ناشی از طبیعت تصادفی بار می باشد همچنین ارائه فرمولی برای محاسبه دقیق ضریب تلفات از دیگر موارد ارائه شده در این روش می باشد

۶-۳-۷- ارائه روش:

تعیین انتگرال توان دوم بار: مقدمتا دو فرض را در نظر می گیریم اولا هر بار P(t) یا اجزای آن می تواند به تعدادی پروفیل بار شناخته شده دسته بندی شود .هر پروفیل بار نماینده تعدادی از بارهای همجور و همگن است و فرض بر آن است که کل بار منطقه می تواند به تعدادی منطقه همجور و همگن تقسیم شود.

دومین فرض این است که اجزا بار در مقادیر t داده شده متغیرهای تصادفی غیر وابسته می باشند .

برای ارزیابی دقیق تلفات انرژی وابسته به بار یکی از اجزا سیستم توزیع (مانند ترانسفورماتور،بخشی از شبکه توزیع فشار ضعیف،....) در پریود زمانی T محاسبه رابطه انتگرالی زیر ضروری می باشد .

$$\int_0^T i^2(t)dt = \int_0^T \frac{1}{V^2(t)}[P^2(t) + Q^2(t)]dt$$

(15)

V(t): ولتاژ

P(t): توان اکتیو

Q(t): توان راکتیو

که مقادیر p(t) ، Q(t)، P(t) در نقاطی همسان در تجهیز مانند (نقاط ابتدایی یا انتهایی) نصب می شوند

.,

در اینجا ولتاژ در دوره زمانی ثابت فرض می شود . با توجه به مواردی که ذکر شد رابطه فوق ساده سازی شده و انتگرال توان دوم بار محاسبه می شود ذیلا این انتگرال برای جزء اکتیو محاسبه می شود

$$E\,(P^2_{(t)}) = P^{-2}_{(t)} + \delta^2_{(t)}$$

(16)

P(t)= مقدار متوسط توان

واریانس $\delta^{2}(t) = P(t)$

برای دو نوع بار Pn(t) و pn(t) که از مشترکین به تعداد N و n حاصل شده اند .

اجزاء هر باری می بایستی که مستقل باشد اما ضروری نیست که $P_{N(t)}$ و $P_{n(t)}$ اینطور باشند به این معنا که مثلاً $P_{n(t)}$ می تواند بخشی از $P_{N(t)}$ باشد .

۴-۷- معادلات تقریب تلفات سیستم(با بکارگیری معادل ضریب تلفات سیستم)

در مقالات متعدد تاکنون روشهای متفاوتی برای محاسبه تلفات ارائه شده اند این روشها از انواع مختلفی مثل شبیه سازی کامپیوتری، پخش بار ، آنالیزرگرسیون و ... بوده اند و در رابطه با هریک از انواع ذکر شده روابط و معادلاتی استخراج شده است .در روشی که در ادامه معرفی خواهد شد می توان از اطلاعاتی که بسهولت در دسترس قرار دارد تلفات سیستم را بصورت معادله درجه دوم تقریب زد.

این نوع تقریب تلفات کاربرد گسترده ای در زمینه هایی مانند مطالعات اقتصادی و مخصوصا آنالیز قیمت و نرخ دارد.

روشی که معرفی و ارائه خواهد شد بسط و توسعه یک رابطه درجه دوم می باشد که برای محاسبه تلفات سیستم بیان شده است و بر مبنای بار ساعتی ، اطلاعات تلفات بی باری ترانسفورماتورها و در سطوح ولتاژ بالاتر از توزیع تلفات کرونا بنا شده است . بسیاری از روابط ارائه شده در این بخش بصورت تجربی(hureistic) بدست آمده اند لذا در بسیاری از موارد نباید بدنبال اثبات ریاضی آنها بود از شاخصه های مهم روش ارائه شده در این مبحث در دسترس بودن اطلاعات مورد نیاز در فرمولها است که موجب سادگی و مقبولیت عمومی کاربرد معادلات تقریب تلفات می شود.

۱-۴-۷- محاسبه ضریب بار از اطلاعات بار ساعتی

چنانچه می دانید ضریب بار از رابطه زیر محاسبه می شود.

$$LDF=P_{av} / P_{max}$$

(16)

حال اگر اطلاعات بار ساعتی بصورت پریونیت داده شود یعنی نسبت بار هر ساعت به بار ماکزیمم ارائه شود می توان رابطه 1 را بصورت رابطه 2 نوشت

$$LDF=1 / 8760 \sum_{i=1}^{8760} Li$$

(17)

معادل ضریب تلفات ساعتی می تواند از اطلاعات بار ساعتی که بصورت پریونیت داده شده یعنی نسبت بار هر ساعت به بار ماکزیمم بصورت معادله زیر محاسبه شود.

در این رابطه معادله بار پریونیت شده در طول پروسه محاسبه بصورت زیر به توان ۲ می رسند

$$EQF =1 / 8760 \sum_{i=1}^{8760} L_i^2$$

(18)

WikiPower.ir

بین روابط ارائه شده ۱۷ و ۱۸معادله ای بصورت زیر برقرار است

$$EQF=LDF^a$$

(19)

در مطالعات انجام شده مقدار a بصورت تقریبی معادل مقادیری مشابه ۱/۹۳ ، ۱/۹۲ ، ۱/۹۱ بدست آمده است.

همچنین بین EQF و LDF رابطه دیگری بصورت رابطه ۲۰ وجود دارد که بیشتر از رابطه ۱۹ مورد استقبال قرار گرفته است دلیل اصلی کاربرد بیشتر رابطه ۲۰ آسانتر بودن کاربرد آن نسبت به رابطه ۱۹ می باشد

$$EQF=XLDF+(1-X)LDF^2$$

(20)

مقدار x بسته به تفاوتهای موجود مابین شرکتهای توزیع متغیر است ولی مقداری معادل ۰/۰۸ می تواند برای X در نظر گرفته شود.البته لازم به توضیح است که در مطالعات انجام شده در منبع ذکر شده شبکه مورد مطالعه بصورت یکپارچه و دارای سطوح ولتاژ بالاتر از توزیع (انتقال و فوق توزیع) بوده است در سطوح ولتاژ توزیع مقدارX متفاوت خواهد بود که در انتهای بخش سوم محاسبه مقدار دقیق آن از روشهای آماری ارائه شده است

۲-۴-۷- رابطه تکامل و توسعه یافته تلفات سیستم

رابطه ۲۱ حاصل تکامل و توسعه روابط ذکر شده فوق می باشد در صورتیکه بار ساعتی ، تلفات ترانسفورماتور ، و در سطوح ولتاژ بالاتر تلفات کرونا مشخص باشد می توان تلفات توان را بصورت ساعتی از رابطه زیر محاسبه نمود:

$$SL_i=A_0+A_2Li^2 \quad (21)$$

SLi: تلفات سیستم در ساعت i

Li: مجموع بار مشترکین در ساعت i

An: ضریب

که A_0 از تلفات بی باری ترانسفورماتور محاسبه می شود و A_2 نمایانگر تلفات ناشی از توان دوم جریان می باشد همچنین می توان گفت که A_0 معادل مقدار دیماند تلفات بی باری سیستم می باشد .

برای محاسبه تلفات انرژی بصورت سالیانه با استفاده و توسعه رابطه۲۱ به رابطه ۲۲ می رسیم

$$SL=\sum_{i=1}^{8760} SL_i^2 = 8760\, A_0 + A_2 \sum_{i=1}^{8760} L_i^2 \quad (22)$$

SL: تلفات کل سیستم

۵-۷- ارزیابی تلفات سیستم توزیع بوسیله محاسبات در صد بار

تلفات انرژی و تلفات دیماند سیستم های توزیع می تواند بوسیله درصد بار در اجزاء مختلف سیستم توزیع محاسبه شود با کمک روشی ساده می توان تلفات سیستم های توزیع را با تکنیک درصد بار محاسبه نمود در این روش با محاسبات ساده و اطلاعات قابل دسترس می توان به تلفات سیستم رسید.

انرژی در بخشهای مختلف شبکه توزیع مانند ترانسفورماتورهای پستهای فوق توزیع ، ترانسفورماتورهای توزیع، (بصورت تلفات بارداری و بی باری) خطوط فشارمتوسط و فشارضعیف تلف می شود در روشی که برای محاسبه تلفات سیستم توزیع ارائه می شود تعدادی از فیدرهای توزیع بعنوان نمونه انتخاب شده و بطور دقیق و با جزئیات مدلسازی می شود و در روش درصد بار نمونه گیری اتفاقی بکاربرده می شود و محاسبات درصد بار جایگزین پیک بار و متغیرهای مرتبط با ،روش مدلسازی می شود.

۱-۵-۷- روش پیشنهادی

۱-۱-۵-۷- درصد بار

به شکل پایه ای درصد بار با بکارگیری رابطه زیر محاسبه می شود

$$\text{Percent Load}=\frac{MV\ sales}{MVA} \quad (23)$$

MW sales= انرژی فروخته شده ای که از تجهیز شبکه توزیع عبور می کند

MVA = ماکزیمم ظرفیت عبور جریان از همان تجهیز توزیع(MVA)

از این رابطه پایه ای فرمولهای محاسبه تلفات برای پنج نوع تجهیز توزیع که ذکر خواهد شد استفاده شده و توسعه یافته است.

دو نوع تلفات مورد توجه شرکتهای توزیع می باشد تلفات انرژی و تلفات توان ، تلفات انرژی مقداری است بر حسب MWH که بطور سالیانه محاسبه شده و بدست می آید .تلفات دیماند تنها یکبار در سال بوقوع پیوسته و زمان آن هنگامی است که شبکه پیک بار خود را تجربه می کند مقدارMW که این بخش از تلفات بخود اختصاص می دهد تلفات دیماند نام دارد که از نوع تلفات توان می باشد.

روابط ۲۴ و ۲۵ از رابطه ۲۳ نتیجه گرفته شده و روابط جدید درصد بار انرژی و دیماند بدست می آید .

$$\text{Percent Load energy (PLE)} = \frac{MVh/8760}{MVh} \quad (24)$$

$$\text{Percent Load demand (PLD)} = \frac{MV}{MVh} \quad (25)$$

MWh : انرژی سالیانه ای که از یک نوع تجهیز توزیع عبور نموده است (MWh)

MW : پیک باری که از یک نوع تجهیز توزیع عبور نموده است(MW)

8760 : تعداد ساعتهای یک سال

MVA : ظرفیت جریان عبوری یک نوع از تجهیزات توزیع(MVA)

لازم به توضیح است که دقت سه متغیر مطرح شده در روابط ۵-۲ و ۵-۳ بسیار حائز اهمیت می باشد چرا که کلیه محاسبات بر پایه درصد بار می باشد.

رابطه عمومی محاسبه تلفات در هادی خواه سیم پیچ ترانسفورماتور باشد یا خطوط توزیع نیرو باشد مطابق رابطه ۲۶ می باشد.

$$W = I^2 R/1000 \quad (26)$$

W=energy lost(Kw)

I=current (A)

R= Resistance (Ohm)

حال اگر رابطه فوق را برحسب درصد بار بنوسیم معادله زیر بدست خواهد آمد.

$$W=(PL)^2(LL) \quad (27)$$

PL : درصد بار از نوع انرژی یا از نوع دیماند

LL : نرخ افت بر حسب کیلووات در ماکزیمم ظرفیت جریان عبوری

W : تلفات برحسب کیلووات(KW)

۲-۱-۵-۷- برای محاسبه مقادیر صحیح تلفات انرژی و دیماند باید برخی ضرایب تصحیح زیر را در رابطه ۵-۵ دخالت داد ضرایبی که باید مورد استفاده قرار گیرد بشرح زیر می باشند.

(PF) Power factor : ضریب قدرت کمتر از 1 معمولا باید از محاسبه تلفات لحاظ شود ضریب قدرت بسته به شرایط ، نوع تجهیز و ... تغیر می کند.

ضریب تصحیح حرارت(TC) : مقاومت هادی بدلیل شرایط محیطی یا ایجاد دما در اثر ماکزیمم عبور جریان تغییر می کند این ضریب می تواند بسته به تلفات انرژی تلفات دیماند و نوع تجهیز تغییر نماید.

(SC) Squares Correction : این ضریب بوسیله رابطه زیر محاسبه می شود

$$SC=\frac{\sum_1^{8760}(\frac{MWS}{MVA})^2}{\sum_1^{8760}(\frac{MWS}{MVAS})^2} \quad (27)$$

این فاکتور برای انواع مختلف تجهیزات متفاوت است ولی برای محاسبه روابط تلفات انرژی و توان یکسان می باشد.

ضریب تصحیح پروفیل بار(LPC) : این ضریب تنها در محاسبه تلفات انرژی کاربرد دارد و تقریبا چیزی مشابه SC می باشد به جز اینکه برای پروفیل بار سالیانه محاسبه شده و می تواند بسته به نوع تجهیز تغییر نماید.

تأثیر ضرایب تصحیح فوق به تلفات انرژی و تلفات دیماند در روابط ۵-۷ و ۵-۸ نشان داده شده است

$$\text{Energy Loss (kwh)} =\frac{(PLE)^2}{(PF)^2}\,(TC)(SC+LPC-1)(8760)(LL) \quad (28)$$

$$\text{Demand Loss(kw)}= \frac{(PLE)^2}{(PF)^2}\,(TC)(SC)\,(LL) \quad (29)$$

۳-۵-۷- تلفات ترانسفورماتورهای پستهای فوق توزیع

انرژی فروخته شده در سطوح فشارمتوسط و فشارضعیف از ترانسفورماتورهای موجود در پستهای فوق توزیع دریافت می شود .می توان از طریق اطلاعات فروش یا از طریق Load Research انرژی فروخته شده به مشترکین را محاسبه نمود همچنین آن بخش از انرژی که صرف تلفات می شود نیز از این ترانسفورماتورها تأمین می شود.

اگر در ابتدا تلفات در شبکه فشارضعیف محاسبه شده و تلفات در شبکه فشارمتوسط نیز به آن اضافه شود تلفات کل معلوم شده و می توان با اضافه کردن مقدار تلفات کل به مقدار فروش مقدارMWh را که در رابطه شماره ۲۶ درصد انرژی بار بکار می رود محاسبه نمود

در رابطه شماره ۲۷ دیماند درصد بار متغیرMW می بایست بمنظور انجام محاسبات بدست آید این مقدار را می توان از اطلاعات Load Research بدست آورد .

در روابط ۲۶ و ۲۷ مقدار MVA ترانسفورماتورها یکسان می باشد.

ذیلا مثالی در مورد کاربرد روابط ۲۶ و ۲۷ ارائه شده است.

MWH=19.290.000Mwh Sales + 576.000 Mwh Losses= 19.857.000 Mwh

MW= 3645MW Sales + 152 MW Losses = 3797MW

MVA=7772 MVA(Peak Rating)

PIE=29.17

PLD=48.85

ضریب SC نیز از رابطه ۲۶ بدست می آید(دوره زمانی یکسال در نظر گرفته شده است)

MWS = دیماند ساعتی سیستم در ترانسفورماتورهای پست فوق توزیع(MW)

MVAS = MVA نامی ترانسفورماتورهای فوق توزیع

8760 =تعداد ساعتهای یک سال

رابطه تلفات بار پایه بر حسب MW و تلفات بار پیک بر حسب (KW) در معادله ۳۰ آمده است

$$LLP=(\frac{MVAP}{MVAB})^2\ LLB \quad (30)$$

MVAP : ظرفیت پیک ترانسفورماتور(MVA)

MVAB : ظرفیت پایه ترانسفورماتور(MVA)

LLP : تلفات بار پیک برحسب(KW)

LLB :تلفات بار پایه برحسب(KW)

در مثال زیر کاربرد روابط ۲۸ و ۲۹ در محاسبه تلفات انرژی و تلفات دیماند نشان داده شده است .

PLE=29.17

PLD=48.85%

LL=49.25MW

PF=0.89

TC=1

SC=1.3

LPC=1.046

WikiPower.ir

با استفاده از رابطه ۲۷

$$EnergyLoss=\frac{(0/2917)^2}{(0/98)^2}(1)(1/3+1/04-1)(8760)(49/25)MW=51.449Mwh$$

با استفاده از رابطه ۲۸

$$Demand\ Loss=\frac{(0/4885)^2}{(0/98)^2}(1)(1/3+1/04-1)(8760)(49/25)MW=15.9Mwh$$

۴-۵-۷- ترانسفورماتورهای توزیع:

تلفات در ترانسفورماتورهای توزیع بطریق مشابه ترانسفورماتورهای فوق توزیع محاسبه می شود یکی از موارد تفاوت این است که از آنجا که ترانسفورماتورهای توزیع معمولاً کوچک هستند ، افزایش حرارت ناشی از بار و دمای محیط روی آنها بیشتر اثرگذار است و از رابطه زیر محاسبه می شود.

$$TC=\frac{230°+TW}{230°+85°}$$ (31)

Tw : دمای سیم پیچ

Tw : (oC Tr+Ta)

Tr : افزایش دمای ناشی از بار

Ta: (دمای محیط) oC

230oC : مقدار ثابت

85oC : دمای سیم پیچ در 100 % ظرفیت

۵-۵-۷- تلفات در خطوط MV

بار خطوط MV متناسب با بار ترانسفورماتورهای توزیع می باشد درصد بار ترانسفورماتورهای توزیع می تواند برای محاسبه متوسط جریان روی هر فاز برای محاسبه انرژی و دیماند بکار رود.

$$\text{Average Amperage Energy (AAE)}=\frac{\sum_1^N(\frac{DKVA.PLE}{KV.PF})^2}{N}$$ (32)

واحد(A^2)

$$\text{Average Amperage Demand (AAD)}=\frac{\sum_1^N(\frac{DKVA.PLD}{KV.PF})^2}{N}$$ (33)

واحد(A^2)

DKVA : ترانسفورماتورهای توزیع پایین دستی نقطه نمونه گیری KVA مقدار

(KV) : KVولتاژ خط به زمین در نطقه نمونه گیری

PLE : درصد بار ترانسفورماتورهای توزیع برای انرژی

PLD : درصد بار ترانسفورماتورهای توزیع برای دیماند

N :تعداد نقاط اندازه گیری

PF : ضریب قدرت

روابط زیر به منظور محاسبه تلفات انرژی و دیماند هادی ها در سایزهای مختلف می باشد.

Energy Losses (wh)= (AAE)(LPC)(R)(M)(8760)

(34)

Demand Losses(w)=(AAD)(R)(M)

(35)

AAE : مقدار متوسط انرژی جریان(A^2)

AAD : مقدار متوسط دیماند جریان ($A^{2)}$)

LPC : ضریب تصحیح پروفیل جریان برای هادی های فشارمتوسط

R : مقدار مقاومت در درجه حرارت هادی(ohms/Mi)

M : طول های بر حسب مایل(Mi)

WikiPower.ir

۶-۵-۷- تلفات در خطوط توزیع فشارضعیف

محاسبه تلفات در خطوط فشارضعیف می تواند به ارههای مختلفی انجام شود مثلا می توان از مقدار متوسط بار که قبلا برای محاسبه ترانسفورماتورهای توزیع بکار رفته بود برای محاسبه متوسط بار خطوط توزیع فشارضعیف(سرویس) استفاده کرد این کار با بکارگیری روابط زیر انجام می شود.

$$\text{Energy Losses (wh)}=\left(\frac{(TKVA)(PLE)}{(PM)(CO)(KV)(PF)}\right)^2(SC+LPC-1)(R)(M)(8760)$$

(36)

$$\text{Demand Losses (wh)} = \left(\frac{(TKVA)(PLE)}{(PM)(CO)(KV)(PF)}\right)^2 (SC)(R)(M) \quad (37)$$

TKVA : ظرفیت ترانسفورماتور

PH : تعداد فازهای ترانسفورماتور

CO : تعداد هادیهای هرفاز

KV : ولتاژ ثانویه ترانسفورماتور(KV)

PLE : درصد بار ترانسفورماتور توزیع برای انرژی

PLD : درصد بار ترانسفورماتور توزیع برای دیماند

PF : ضریب قدرت

SC : ضریب تصحیح توان

LPC : ضریب تصحیح پروفیل بار برای ثانویه

R : مقاومت

روش ضریب بار امکان محاسبه تلفات توزیع را با دقت خوبی فراهم می آورد محدودیت این روش محاسبه تلفات در هادی های نول، نمونه گیری رندوم بار هادی ها، و دقت اطلاعات بار تاریخی ترانسفورماتورها می باشد.

۶-۷- تخمین تلفات در شبکه های فاقد اطلاعات کامل و اولیه مختص کشورهای در حال توسعه(top-down/bottom-up method)

ارزیابی دقیق تلفات در سیستمهای قدرت به لحاظ تکنیکی– اقتصادی و ....از اهمیت بسیاری برخوردار است.به عنوان مثال تلفات یکی از معیارهای شاخص کارایی سیستم محسوب می شود.خصوصا با توجه به بحث خصوصی سازی در صنعت توزیع این مساله بسیار بیش از گذشته حائز اهمیت شده است در ادامه

روشی ارائه می شود تا بتوان تلفات را در شبکه هایی که فاقد اطلاعات کافی به منظور مدلسازی است با دقت زیادی تقریب زد رهیافت مورد اشاره به نام (top/down-Bottom-up) شناخته شده و کاربرد آن با ذکر مثالی از کشورهای در حال توسعه ارائه شده است.

بدیهی است که تلفات منجر به خسارت مالی به شرکت های توزیع می شود و به همین دلیل یکی از معیارهای بررسی آلترناتیوهای مختلف طراحی و استراتژی های بهره برداری، تلفات می باشد.

تلفات کل سیستم حاصل تفاضل انرژی خریداری شده و انرژی فروخته شده است.

دو منبع موجب بروز تلفات در شبکه های نیرو رسانی هستند:

۱-۱-۶-۷- تلفات تکنیکی :از مواردی مثل گرم شدن هادی ها و سیم پیچ ها ،جریان تحریک ترانسفورماتورهاو ...حاصل می آید.

۲-۱-۶-۷- تلفات غیر تکنیکی : از موارد مانند استفاده غیر مجاز از برق خطاهای محاسباتی و اندازه گیری کنتورها، نقص در سیستم خدمات مشترکین و محاسبه صورت حساب پدید می آید

وضعیت تلفات در بسیاری از کشورهای در حال توسعه وضعیتی نابسامان می باشد به همین دلیل است که در بسیاری از این کشورها بخش خصوصی علاقه ای به حضور و مشارکت در صنعت توزیع ندارد.چرا که در بسیاری از موارد تلفات انرژی به حدود % 30 الی % 40 می رسد.

علاوه بر آن شرکت های توزیع در این کشورها مشکلات زیادی هنگام وصول مطالبات خود دارند چراکه بیش از 50%- 60% از مطالبات فروش انرژی را نمی توانند دریافت کنند .

جالب اینجاست که بخش بزرگی از تلفات انرژی در کشورهای در حال توسعه ناشی از تلفات غیر تکنیکی می باشد. به همین دلیل تخمین تلفات غیر تکنیکی از اهمیت بسیاری برخوردار است و واضح است که برای محاسبه تلفات غیر تکنیکی باید تلفات تکنیکی را محاسبه نمود و آنرا از مقدار کل تلفات کم کرد.

محاسبه تلفات تکنیکی از طریق شبیه سازی و محاسبه کامپیوتری میسر می باشداما مشکل اصلی در این راه این است که اطلاعات کافی و کامل مورد نیاز به منظور محاسبه تلفات تکنیکی در بسیاری از کشورهای در حال توسعه قابل دسترسی نمی باشد

۲-۶-۷- ضرورت محاسبه تلفات در کشورهای در حال توسعه:

در بسیاری از کشورها به طور سنتی روش های ساده ای برای محاسبه تلفات وجود دارد که در این روشها تلفات هر یک از اجزاء سیستم بر حسب در صدی از تلفات کل بیان می شود مثلا تلفات خطوط انتقال 3 الی 4 درصد از کل انرژی فرض می شود به همین نسبت برای سایر اجزاء سیستم مانند(خطوط توزیع نیرو و ترانسفورماتورهای کاهنده و افزاینده...) چنین نسبت و درصدی از تلفات کل ارائه می شود .به هرحال محاسبه تلفات به صورت دقیق در سالیان اخیر بدلایل زیر از اهمیت زیادی برخوردار شده است:

۱- تلفات یکی از معیارهای با اهمیت در کارایی و بهره وری سیستم می باشدخصوصا با توجه به الحاق بخش خصوصی به شرکت های توزیع این موضوع از اهمیت بیشتری نیز برخوردار شده است به عنوان مثال در خصوصی سازی اخیر شرکت توزیع دهلی نو شرکت های خصوصی قیمت پیشنهادی خود را بر اساس خط مشی بهبود تلفات در پنج سال اول بهره برداری ارائه نموده اند.

۲- برای انجام معاملات در بازارهای برق نیاز به محاسبات دقیق تلفات و بهای تلفات سیستم به شکل دقیق می باشد.

۳-۶-۷- رهیافت حل مساله

تلفات کل سیستم متشکل از تلفات بخش انتقال و توزیع نیرو به شرح رابطه زیر می باشد:

$$Total\ lossess=TLT+TLNT+DLT+DLNT \quad (38)$$

TLT : تلفات تکنیکی انتقال

TLNT : تلفات غیر تکنیکی انتقال

DLT : تلفات تکنیکی توزیع

DLNT : تلفات غیر تکنیکی توزیع

۱-۳-۶-۷- تلفات در شبکه های انتقال

معمولا تلفات غیر تکنیکی در بخش انتقال ناشی از خطاهای لوازم اندازه گیری در مبادی ورودی و خروجی می باشد .با توجه به مطالب ذکر شده در بیشتر موارد از تلفات غیر تکنیکی انتقال صرفنظر می کنند و رابطه فوق به صورت دقیقی محاسبه می شود:

$$Total\ lossess=TLT+DLT+DLNT \quad (39)$$

تلفات تکنیکی در خطوط انتقال عموما به وسیله نرم افزار و اطلاعات داده شده به طور دقیقی محاسبه می شود

۲-۳-۶-۷- تلفات در شبکه های توزیع

تلفات تکنیکی :تلفات تکنیکی در سیستم های توزیع شامل تلفات در ترانسفورماتورهای پست های (HV)به (MV) ترانسفورماتورهایMV به LV خطاهای خطوط فشار ضعیف و تلفات در کنتورهای مشترکین می باشد.

نرم افزارهای متعددی برای محاسبه تلفات در شبکه های توزیع وجود دارد که انواع پیش رفته آن دارای قابلیت شبیه سازی . آنالیز و بهینه سازی کارایی سیستم های توزیع می باشد .نرم افزارهای پیشرفته دارای قابلیت مدلسازی سیستم های متعادل و نامتعادل و سیستم های شعاعی و حلقوی را داراست.

همچنین توانایی آنالیز و انجام محاسبات در شرایط سه فاز .تکفاز .دوفاز را دارا می باشد

همچنین تلفات بی باری ترانسفورماتورهابر اساس پارامترهای زیر تخمین زده می شود

- تعداد ترانسفورماتورهای موجود در هر یک از نواحی سیستم
- مقدار متوسط کیلوولت آمپر که از اطلا عات در دسترس محاسبه می شود
- همچنین مقدار تلفات در هسته ترانسفورماتور های توزیع از مراجع مختلفی قابل استحصال می باشد

برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

تلفات غیر تکنیکی در شبکه های توزیع :

عمدتا تلفات غیر تکنیکی در شبکه های توزیع ناشی از عوامل زیر می باشد:

- وجود نقص در سیکل های تجاری .کنتورهای قرائت شده و قرائت اشتباه کنتورها
- فقدان و نبود کنتورها
- کنتورهای غیر دقیق
- دستکاری کنتورها وBy pass کنتورها
- استراق برق و استفاده غیر قانونی برق

تلفات غیر تکنیکی بیشتر در سطوح ولتا ژLV و در شبکه های فشار ضعیف رخ می دهد

همچنین در سطح شبکه فشار متوسط و مشترکین اولیه نیز وجود دارد که عمده این تلفات ناشی ازعواملی مانند عدم دقت کنتورها . دستکاری کنتورها و همچنین دستکاری در ترانسفورماتورهای اندازه گیری (CT) حاصل می شود

کل تلفات سیستم توزیعDL و تلفات تکنیکی توزیعDLT شناخته شده هستند.تلفات غیر تکنیکی (DLNT) به آسانی توسط رابطه زیر قابل محاسبه می باشد

DLNT=DL-DLT

(40)

۴-۶-۷- ارائه روش(top/down-Bottom-up):

رهیافت تخمین تلفات تکنیکی در سیستمهای توزیع به دو گروه زیر تقسیم می شود

- TOP- down
- Bottom- up

نتایج حاصل از روش های ذکر شده فوق می بایستی با یکدیگر تطبیق نمایند در صورتیکه نتایج بدست آمده از دو روش فوق کمتراز % 10 با یکدیگر تفاوت نمایند نتایج مورد تایید می باشد.ذیلا روش های bottom up وTop down بررسی و ارائه می شود

Top down -۷-۶-۵

رهیافت Top-down مبتنی بر روش های دسته بندی و درون یابی و معمولا شامل سه گام زیر می باشد:

گام اول: استخراج جزئیات

این گام شامل تعریف و ارزیابی متغیرهای توضیحی می باشد.منظور از متغیرهای توضیحی متغیرهایی است که شامل اطلاعات کافی برای بیان کارایی سیستم توزیع می باشد به عنوان مثال : شاخص هایی مانند(کیلووات ساعت بر مشترک) و (تعداد مشترکین بر طول فیدر یک سیستم توزیع) متغیرهای توضیحی برای تلفات تکنیکی توزیع می باشدکه کیلووات ساعت بر مشترک بالاتر و تعداد مشترکین بر طول فیدر بیشتر نمایانگر تلفات کمتر می باشد.

گام دوم: دسته بندی

تعدادی از شبکه های توزیع نمونه انتخاب و تعیین می شوند و کلیه اجزاء و مشخصات آنها برداشت می شودسپس کلیه شبکه های توزیع باقی مانده بر اساس نزدیکی و مشابهت با شبکه های توزیع نمونه دسته بندی می شوند

WikiPower.ir

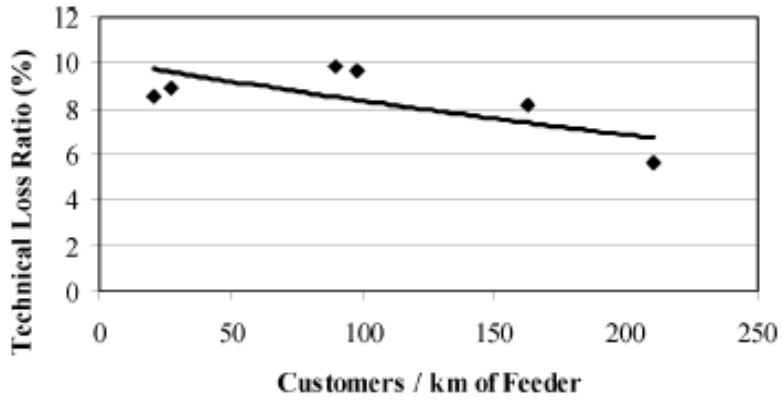
گام سوم : تخمین تلفات

در این گام فرض می شود که تلفات در شبکه های توزیع مشابه. نظیر و مشابه یکدیگر می باشند.بنابرین می توان تلفات هریک از سیستم های توزیع را از مقدار تلفات سیستم توزیع مشابه آن تقریب زد.اما مشخص است که باید با دقت از روشTop down استفاده کرد .

بدلیل اینکه نمی توان دو سیستم کاملا مشابه را پیدا کردبنابرین هیچ تضمینی نیست که نتایج بدست آمده کاملا درست باشد

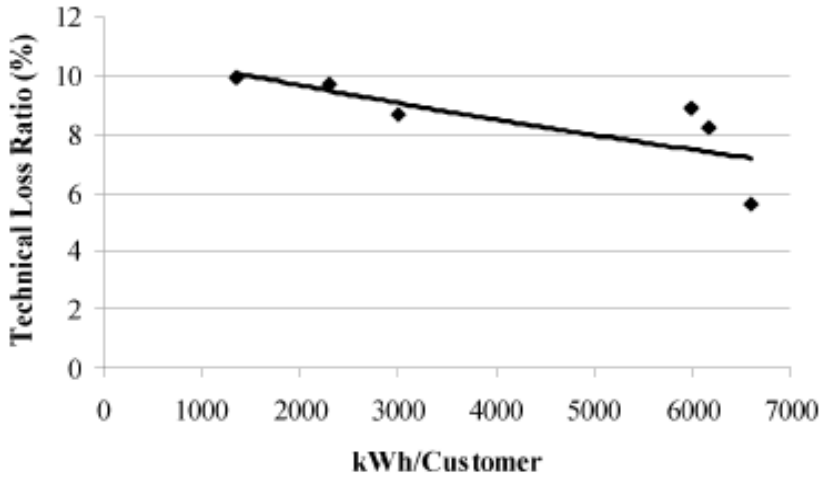
با توجه به مطالب ذکر شده فوق مشخص است که روش Top down منجر به تخمین بسیار سریع با درجه عدم قطعیت بالایی می شود .بنابرین بکارگیری روش های فوق جهت مقاصد عملی نیازمند بازبینی بیشتری می باشد

به عنوان مثال نمودار زیر نمایانگر ارتباط مابین تعداد مشترکین در واحد کیلومتر فیدر و نرخ تلفات تکنیکی بر حسب در صد در یک شرکت توزیع می باشد .در شرایط ارائه شده به کارگیری روش Top-downبسیار ساده بوده چراکه تنها شامل ارزیابی یک متغیری می باشد.در این مثال این سیستم بازاء ۱۰۰مشترک در کیلومتر فیدر می توان انتظار تلفات ۸/۵% را داشت.



شکل۶-۷: نرخ تلفات تکنیکی بر حسب تعداد مشترکین بر کیلومتر فیدر

از طرفی در ازاء 200 و 50 مشترک در کیلومتر فیدر می توان انتظار میزان تلفات7% و 9.5 % را داشت حال اگر نمودار دیگری مانند نمودار زیر در اختیار باشدمی توان بررسی را بر حسب چند متغیر انجام داد



شکل۷- ۷: نرخ تلفات تکنیکی بر حسب کیلووات ساعت بر مشترک

۶-۶-۷- Bottom up

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

در رهیافت Bottom up و در معمول ترین روش آن نیاز به جزئیات کامل طراحی سیستم می باشد.نیازی به گفتن نیست که روش Bottom up نیازمند مقدار بیشتری اطلاعات و صرف زمان بیشتری نسبت به روشtop down می باشد.در روشbottom up تلفات می تواند با نرم افزارهای ویژه ای محاسبه شود.بدیهی است که به منظور شبیه سازی کامپیوتری حجم وسیعی از اطلاعات مورد نیاز می باشد.

۷-۶-۷- رهیافت مختلط (Hybrid Approach)

در این روش فرض بر این است که تنها بخشی از نواحی و اجزاء شبکه دارای اطلاعات کامل و کافی می باشندو کل سیستم فاقد اطلاعات کامل و کافی است به منظور تشخیص دقیق تلفات تکنیکی در سیستمهای با چنین اطلاعات غیر کافی تلفات در آن بخش از شبکه که اطلاعات کافی وجود دارد محاسبه شده سپس تلفات تکنیکی در کل سیستم با کمک روش های دسته بندی محاسبه می شود.در واقع روش ذکر شده فوق تلفیقی از تکنیک های Bottom –up و Top-down می باشد.مزیت رهیافت هایبرید این است که نسبت به روش bottom up نیاز به زمان کمتری دارد و نقص آن این است که نیاز به اطلاعات جزئی تر و بیشتری نسبت به روش Top-down دارد همچنین دقت آن نسبت به روش bottom up نیز کمتر می باشد

مثال و مطالعه موردی:

ذیلا مطالعه موردی بررسی و ارزیابی تلفات با روش ذکر شده فوق که در یکی از کشورهای در حال توسعه انجام شده است ارائه می شود.این شرکت توزیع نزدیک به ۵۰۰ هزار مشترک را تغذیه کرده و مصرفی در حدود KWh ۵۵ بازاء هر نفر در سال را دارا است. بدیهی است که پتانسیل رشد و توسعه مصرف انرژی در کشورهای جهان سوم قابل ملاحظه می باشد.پیک بار گزارش شده در حدود MW ۵۰۰ بوده و عموما پیک بار ماکزیمم در ماههای مابین اکتبر و دسامبر رخ می دهد.عمده مصرف از نوع مسکونی بوده و پیک بار بین ساعت های ۵ و ۷ عصر رخ می دهد.تلفات انرژی و هزینه های مرتبط با آن یکی از مشکلات جدی و اساسی در این شرکت توزیع محسوب می شود. مجموع تلفات تکنیکی و غیر تکنیکی در این

شرکت حدود ۲۸% انرژی تولیدی می باشد .در ادامه کاربرد رهیافت هایبرید برای محاسبه تلفات تکنیکی ارائه خواهد شد.

در این مطالعه موردی و خاص اطلاعات برخی از مناطق بطور کامل موجود بوده ولی برای کل سیستم اطلاعات کافی و دقیق نمی باشد.

در ابتدا روش TOP-down استفاده شده و متغیرهای توضیحی برای محاسبه تلفات تکنیکی . شدت مصرف (بر حسب کیلووات ساعت بر مشترک بر سال) و تراکم مشترکین(بر حسب تعداد مشترکین بر کیلومتر فیدر) فرض می شودو سپس روش های دسته بندی و طبقه بندی با توجه به متغیرهای توضیحی انجام شده و سپس روش های دسته بندی و طبقه بندی با توجه به متغیرهای توضیحی انجام می شود به این معنا که فیدرهایی که مشابه، فیدرهای نمونه می باشند(فیدر نمونه :آن دسته از فیدرها که اطلاعات کامل آنها موجود است) شناسایی و در دسته های مشابه طبقه بندی می شوند دراین مثال چهاردسته و طبقه ارائه شده است.به طوریکه کلیه ۲۴ نمونه مورد مطالعه در این چهار گروه تقسیم بندی می شود سپس روش Bottom up انجام می شود در این بخش تلفات فیدرهای نمونه بوسیله شبیه سازی کامپیوتری و پخش بار محاسبه می شود لازم به گفتن نیست که اطلاعات کافی و لازم به منظور محاسبه پخش بار در این زمینه باید موجود باشد

منحنی تابع تلفات به صورت تابع درجه دوم نمایش داده شده است .تابع تلفات که از فیدرهای نمونه استخراج شده است سپس برای محاسبه تلفات سایر فیدرهایی که فاقد اطلاعات کافی می باشند و براساس دسته بندی ذکر شده انجام می شود واضح است که دقت تخمین تلفات تابعی از چندین پارامتر می باشد. پارامترهایی نظیر ضریب بهره برداری فیدر، توپولوزی فیدر، توزیع بار فیدراز جمله پارامترهای دخیل می باشند.

محاسبه تلفات انرژی و توان از موارد حائز اهمیت در شرکت های توزیع محسوب می شودخصوصا با توجه به مباحث خصوصی سازی و نیازبه توجیه سرمایه گذاران به جهت اقتصادی بودن سرمایه گذاری نیاز به

ارائه اطلاعات در رابطه با تلفات و کارایی و بازدهی سیستم حائز اهمیت می باشد. روش top-down/bottom- upروش بسیار مناسب و جالبی برای محاسبه تلفات در کشورهای در حال توسعه ای می باشد که بدلیل فقدان اطلاعات کافی قادر به بکارگیری روش های شبیه سازی و پخش بار برای محاسبه تلفات نیستند.

در روش top-down/bottom- up دقت نتایج بسیار مناسب و با تقریب زیر ۱۰ % می باشد .

۷-۷- محاسبه و ارزیابی تلفات با بکارگیری سیستم های مانیتورینگ اتوماسیون

یکی از روشهای اصلی محاسبه تلفات روش شبیه سازی کامپیوتری و مدلسازی می باشد در این روش بکمک پخش بار و اطلاعات off-line تلفات (تلفات توان) در شبکه های توزیع محاسبه می شود از اصلی ترین مشکلات موجود در این روش عمومی این است که تلفات در شرایط ماکزیمم بار محاسبه شده و با توجه به نبود اطلاعات لحظه ای امکام محاسبه تلفات بصورت لحظه ای (تلفات واقعی)وجود ندارد اتصال اطلاعاتonline مانیتورینگ اتوماسیون به نرم افزار های آنالیز کننده روش مناسب و نسبتا جدیدی برای محاسبه on- line تلفات در شبکه توزیع می باشد .

۱-۷-۷- محاسبه و ارزیابی تلفات با بکارگیری سیستم های مانیتورینگ اتوماسیون

امروزه با توجه به وجود سیستمهای اتوماسیون در شبکه های توزیع برق دسترسی به اطلاعات On-line از شبکه میسر و مقدور می باشد . مبنای اصلی محاسبه به کمک مانیتورینگ اتوماسیون این است مانند(توان اکتیو و راکتیو – ولتاژ و جریان) از شبکه قرائت می شود و اطلاعات On-line که اطلاعات لازم برای محاسبه پخش بار توسط نرم افزار فراهم می آید. هر چند که در تکنولوژی های موجودتفاوتهایی در ارزیابی تلفات با بکارگیری سیستم های مانیتورینگ اتوماسیون وجود دارد اما تقریباً اکثریت قریب به اتفاق آنها دارای خصوصیات مشترک زیر می باشند.

الف) دارای قابلیت محاسبه تلفات بصورت تئوری و با شکل همزمان وOn-line هستند

ب) دارای قابلیت ثبت و ذخیره سازی اطلاعات تلفات توان در پریود زمانی دلخواه هستند

ج) امکان آنالیز و تحلیل تلفات و اجزاء آن و ارزیابی نقاط ضعف را دارند

یکی از مزایای اساسی در محاسبات تلفات به کمک اتوماسیون این است که برای محاسبه تلفات نیازی به سپری شدن دوره زمانی نمی باشد و با انجام پخش بار تلفات توان بدست می آید در مقایسه با شیوه های سنتی محاسبات در زمان بسیار کوتاه تری انجام شده و به لحاظ دقت نیز بهتر ازشیوه های سنتی می باشد.

۸-۷- ارزیابی تلفات شبکه توزیع(ترانسفورماتورها و فیدرهای فشار متوسط توزیع) با بکارگیری تخمین بار پستهای توزیع

روشهای مختلفی برای محاسبه تلفات توان و انرژی شبکه های برقرسانی ارائه شده است که در آنها آگاهی از ضریب تلفات منطقه ضروری است .در روشی که ارائه خواهد شد محاسبه تلفات توان و انرژی در فیدرهای فشارمتوسط و ترانسفورماتورهای توزیع با بکارگیری اطلاعات حاصل از تخمین بار پستهای توزیع ارائه شده است و انواع پارامترهای مرتبط با تلفات شبکه فشارمتوسط را می توان بدست آورد.

قطعا اندازه گیری و ارزیابی تلفات اولین و مهمترین گام در مطالعات مرتبط با آن به شمار می رود چرا که بدون اندازه گیری درست و دقیق میزان تلفات نمی توان انتظار داشت که دیگر مطالعات و برنامه ریزی ها همچون خازن گذاری، بازارایی و .... که با هدف کاهش تلفات اهمی در ارتباطند پاسخی مناسب، دقیق و کاربردی بدست بدهد.

مقدار تلفات ناشی از مقاومت اهمی در شبکه های توزیع تابعی است از مقاطع هادیها و جریان عبوری از خطوط و ترانسفورماتورها اما در عمل جریان الکتریکی دائما در حال تغییر می باشد که میزان تغییرات آن تابعی است از ماهیت بار شبکه لذا محاسبات تلفات انرژی در یک دوره ی بلند مدت بسیار پیچیده می باشد و برای دستیابی به پاسخ مناسب می بایست تغییرات جریان بار در آن دوره مشخص و قابل دسترس

باشد اما با توجه به مشکلات موجود در شبکه های توزیع اطلاعات مربوط به تغییرات بار در نقاط بار به دلیل فقدان سیستم اتوماسیون و عدم وجود تجهیزات اندازه گیری در دسترس نمی باشد.

۱-۸-۷- تخمین و بازسازی بار پستهای توزیع

آنچه از شبکه های توزیع در اختیار داریم بار ابتدای فیدر 20 کیلوولت و اطلاعات بارگیری پستها است که اغلب سالی یکبار در تابستان انجام می شود همچنین در برخی از پستها امکان نصب ثبات وجود دارد که اطلاعات جامع تری را از منحنی بار پستها فراهم می کند بر این اساس الگوهای نهایی تخمین بار پستهای توزیع بصورت زیر می باشد.

- با توجه به نوع بار و الگوی مصرف پستهای توزیع منطقه به چند دسته تقسیم می شود.
- از هر دسته چند پست را انتخاب کرده در آن ثبات نصب می کنیم و من حن ی های بار هر دسته را برای فصول پربار و کم بارو روزهای تعطیل هفته بدست می آوریم.
- اطلاعات نوع کاربری و بارگیری شامل بار اندازه گیری شده ، تاریخ و ساعت اندازه گیری را برای کلیه پستها ثبت می کنیم.
- با توجه به اطلاعات مرحله 3 منحنی بار هر پست تنظیم می شود.
- نام فیدر (F) پستهای فیدر ، فصل و روز و ساعت (h)مورد نظر برای تخمین بار را دریافت کرده و بر مبنای آن منحنی بار نمونه مناسب را برای هریک از پستهای فیدر مربوطه تعیین می کنیم.
- با توجه به مقدار بار ابتدای فیدر که در پست فوق توزیع موجود است و منحنی بار پستهای تعیین شده در مرحله قبل بار هریک از پستهای توزیع در زمان مورد نظر از رابطه زیر محاسبه می شود

$$I_{si,h} = I_{f,h}\left(\frac{I_{si,h}^{Lc}}{\sum_{si}^{ns} I_{si,h}^{Lc}}\right),\ i= 1,2,3,\ldots,ns \quad (41)$$

$I_{Si,h}$ = جریان بار پست i ام در ساعت h

$I_{F,h}$= جریان بار ابتدای فیدر در ساعتh

$I_{si,h}^{Lc}$= جریان بار پست iام در ساعت h روی منحنی بار مورد نظر پست i ام

ns = تعداد پستهای موجود روی فیدر

حال مقدار جریان بار کلیه پستهای موجود روی فیدر در ساعت مورد نظر معلوم است.

۲-۸-۷- محاسبه تلفات

با بکارگیری روش مطرح شده در قسمت قبل برای تخمین بار اطلاعات تغییرات بار در پستهای توزیع برای تمامی ساعات سال (۸۷۶۰ ساعت) حاصل می شود .بنابراین با استفاده از اطلاعات بار ابتدای فیدر در هر ساعت بار پستهای توزیع در آن ساعت تخمین زده می شود و با اجرای نرم افزار پخش بار می توان میزان تلفات توان ناشی از مقاومت اهمی در فیدرهای MV و ترانسفورماتورهای توزیع را در ساعت مورد نظر محاسبه نمود با تکرار این فرآیند برای تمامی ساعات سال و محاسبه تلفات توان در هر ساعت میزان و نحوه تغییرات تلفات در طول سال حاصل می شود .با توجه به اینکه تلفات انرژی در واقع سط ح زیر منحنی تغییرات تلفات توان است با استفاده از این نتایج به راحتی می توان تلفات انرژی را در هر بازه از دوره مورد مطالعه بدست آورد.

در واقع یکی از اصلی ترین مزایای محاسبه تلفات انرژی به روش فوق بی نیازی آن به ضریب بار می باشد چرا که محاسبه ضریب بار دشواری و پیچیدگی های زیادی داشته و بستگی به منحنی مصرف داشته که در واقع برای بدست آوردن ضریب بار لازم است مطالعات جامع و کاملی انجام شود .علاوه بر این با توجه به ماهیت بار میزان ضرایب بار در هر منطقه ای متفاوت بوده و حتی از یک فیدر به فیدر دیگر نیز فرق خواهد داشت و مطالعات مربوط باید در هر منطقه بصورت جداگانه انجام شود که مسلما اجرای آن در شرکتهای توزیع مستلزم صرف هزینه و وقت زیادی است.

برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

منابع و مراجع:

۱-قدرت اله حیدری "تلفات انرژی الکتریکی در شبکه های انتقال و توزیع نیرو" وزارت نیرو

۲-قدرت ا ..حیدری ، " بررسی تلفات الکتریکی در شبکه برق رسانی " معاونت برنامه ریزی و تحقیقات شرکت برق منطقه ای تهران – خرداد۱۳۸۲

۳-قدرت اله حیدری و حمید مکاریها " محاسبه تلفات سیستم با استفاده از مقاومت هادیهای باردار " ششمین کنفرانس بین المللی برق – تهران آبانماه ۱۳۷۰

۴-قدرت اله حیدری " ارزش تلفات انرژی الکتریکی در شبکه های توزیع نیرو"

۵-گزارش برق منطقه ای استان آذربایجان شرقی " بررسی تلفات انرژی در ترانسفورماتورهای توزیع" - سال ۱۳۸۴

۶-احمدعلی بهمن پور ، هاشم خوئی ، " ضرورت مبرم کاهش تلفات توزیع نیرو " - تهران هفتمین کنفرانس بین المللی برق ۱۳۷۱

۷- "مجموعه گزارش افت انرژی در بخشهای توزیع ، انتقال و تولید " معاونت امور برق ، دفتر مهندسی و نظارت بر بهره برداری – مرداد ۱۳۸۵

۸-سید حسین حسینیان " بهینه کردن تلفات در سیستمهای توزیع با استفاده از خازن" – پنجمین کنفرانس شبکه های توزیع ۱۳۷۹

۹-مسعود صادقی خمامی و سید اعتضاد مقیمی " روشهای محاسبه و تخمین تلفات در شبکه های توزیع نیروی برق " – شرکت توانیر – دفتر نظارت بر توزیع

۱۰- نشریه ماهانه برق منطقه ای استان آذربایجان شرقی

۱۱- ارائه روشهایی بمنظور کاهش تلفات انرژی شبکه های توزیع – نهمین و سیزدهمین کنفرانس شبکه های توزیع

۱۲- WWW.Irandoc.ac.ir
۱۳- www.irarec.com - سایت برق منطقه ای آذربایجان
۱۴- www.sabainfo.ir

WikiPower.ir