بررسی تلفات انرژی در شبکه برق هرمزگان

رحیم سلیمان آذر
برق منطقه ای تهران

منصور یاوری
برق منطقه ای هرمزگان

چکیده

مناطق گرمسیری از نظر منحنی تغییرات بار مصرف دارای ویژگی خاصی میباشند بطوریکه روند مصرف شبکه این مناطق با اغلب نقاط کشور متفاوت میباشند. در این مقاله ضمن مروری بر اجزاء تلفات برق در شبکه هرمزگان روش هایی جهت کاهش آن ارائه میگردد.

شرح مقاله

خسارات عظیمی که تلفات الکتریکی بر صنعت برق تحمیل میکند چه از نظر اشغال بیش از ۳۰ درصد از ظرفیت نیروگاهها برای پوشش تلفات وچه از نظر صدها میلیارد ریال زیان تلفات هر ساله حرکت همه جانبه و بی وقفه متخصصین را طلب می‌کند که در زمینه شناخت عوامل تلفات و راههای عملی کاهش آن، تحقیقات و مطالعات گسترده ای را انجام دهند. در این مقاله تلفات انرژی الکتریکی شبکه برق هرمزگان در بخشهای مختلف آنالیز و تاثیر شرایط محیطی استان در این تلفات و زیانهای ناشی از آن محاسبه و در نهایت راههای عملی و سریع الوصول برای کاهش تلفات ارائه شده است و با توجه باینکه سیستمهای توزیع انرژی الکتریکی در مقایسه با شبکه های انتقال دارای بیشترین وسعت و گستردگی می باشد و متاسفانه مسائل و

مشکلات شبکه توزیع از دید بسیاری از کارشناسان و متخصصان به دور مانده است، سعی شده در این مقاله بیشتر بخشهای مختلف توزیع مورد تجزیه و تحلیل قرار گیرد.

۱- وضعیت منطقه

بر اساس آمار سال ۱۳۷۰ برق هرمزگان ویژگی‌های جغرافیائی و وضعیت انرژی الکتریکی این استان ساحلی به شرح زیر میباشد.

حداکثر درجه حرارت	۵۱/۴ درجه سانتیگراد
حداقل درجه حرارت	۵/۵ "
میانگین درجه حرارت در تابستان	۳۷ "
میانگین درجه حرارت در زمستان	۲۷ "
حداکثر رطوبت هوا	۱۰۰ درصد
متوسط رطوبت	۶۵ درصد

ضمنا" پیک مصرف، انرژی خریداری، فروش انرژی و دیگر اطلاعات مرتبط با انرژی الکتریکی این شرکت در سال ۱۳۷۰ در جدول (۱) درج گردیده است.

شرح	مقدار
پیک بار همزمان، به مگاوات	۴۰۶
بار متوسط، به مگاوات	۱۶۳/۵
قدرت بهره برداری از نیروگاهها، به مگاوات	۳۹/۸
انرژی خریداری شده، میلیون کیلووات ساعت	۱۳۸۰
انرژی تولیدی نیروگاهها، میلیون کیلووات ساعت	۱۵۲
فروش انرژی، میلیون کیلووات ساعت	۱۳۰۲
تلفات انرژی، میلیون کیلووات ساعت	۲۳۰
درصد تلفات انرژی، به کل انرژی، به درصد	۱۶/۰۹
درآمد خالص از فروش انرژی، به میلیون ریال	۷۵۰۹
بهای فروش یک کیلووات ساعت، به ریال	۶/۳۵

جدول شماره (۱)- وضعیت انرژی الکتریکی در شبکه برق هرمزگان

۲- آنالیز تلفات انرژی

تلفات انرژی شبکه برق هرمزگان ۱۵/۵۶ درصد میباشد (بدون مصارف داخلی نیروگاه) که شامل تلفات انتقال و تلفات توزیع بوده و به مراتب

بیش ازمعدل تلفات شبکه کشوربا میزان ۱۳/۳ درصدمیباشد.درسال ۱۳۷۱ مقدارانرژی خریداری شده ازتوانیر وتولیدنیروگاه جمعا" ۱۴۳۲ میلیون کیلووا تساعتبوده که براین‌مبنابارمتوسط رامیتوان‌بصورت زیرتعیین‌کرد.

بارمتوسط = ۱۴۳۲... مگاواتساعت / ۸۷۶. ساعت = ۱۶۳/۵

و تلفات الکتریکی دردیگربخش های شبکه ازجمله خطوط انتقال نیرو، تجهیزات و..... بشرح زیرمیباشد :

۱-۲- مصارف داخلی نیروگاههای دیزلی - حدود ۵ درصدازتولید خالص نیروگاه‌صرف مصارف داخلی شده که‌معادل ۷۶۰. مگاواتساعت وبرابر با ۵۳/. درصدازانرژی تحویل شده به‌شبکه میباشد.[۲]

۲-۲- مصارف داخلی پستهای‌انتقال - مصارف داخلی‌پستهای‌انتقال‌عموما صرف مصارف حرارتی وبرودتی و روشنائی بوده‌وبین ۳/.تا۴/.درصد ازتوان خروجی پست میشودکه باتوجه‌به ۱۳۱۰مگاولت‌آمپرظرفیت‌اسمی منصوبه‌ومیزان‌انرژی‌توزیع شده ،این‌مصارف معادل ۴۲۹۵مگاواتساعت وبرابر۳/.درصداز انرژی تحویل شده‌به‌شبکه میباشد.[۷]

۳-۲- تلفات آهن در ترانسفورماتورهای انتقال - تلفات بی باری ترانسفورماتورمستقل ازبارترانسفورماتور بوده وبراساس جداول زیمنس در ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلوولت بطورمتوسط ۶/.درصد و درترانسفورماتورهای ۶۳ کیلوولت بطورمتوسط۱/.درصد ازظرفیت اسمی ترانس منظورمیگردد.[۴] تلفات آهن‌ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلوولت معادل ۶۸۸۵ مگاواتساعت وبرابربا ۴۸/. درصداز انرژی تحویل شده‌به‌شبکه میباشد.

۴-۲- تلفات مس در ترانسفورماتورهای انتقال - تلفات مس در ترانسفورماتورهای انتقال در۷۵ درجه سانتیگراد در ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت حدود۴/. درصد و در ۶۳ کیلوولت حدود۶/. برآوردمی‌شود.

تلفات مس ترانسفورماتورهای انتقال برق هرمزگان معادل ۵۷۲۸ مگاواتساعت وبرابر ۴/.درصد از انرژی تحویل شده به شبکه میباشد. [۴]

۵-۲- تلفات خطوط انتقال نیرو - تلفات خطوط انتقال ۲۳۰ کیلو ولت بطول ۳۷۹ کیلومتر و با سطح مقطع ۴۸۳ میلیمتر مربع از نوع کاردینال با مقاومت ۰/۰۷۳ اهم در کیلومتر از دو بخش تشکیل یافته است.

۱-۵-۲- تلفات کرونا - این تلفات در شرایط عادی ۶/. کیلووات در کیلومتر سه فاز در ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت منظور شده است. [۶]

که معادل مگاواتساعت ۱۹۹۲ = ۸۷۶۰ x ۰/۶ x ۳۷۹

و برابر با ۱۴/. درصد انرژی تحویل شده به شبکه میباشد.

۲-۵-۲- تلفات اهمی - این تلفات را میتوان بصورت زیر محاسبه نمود.

$$EL = 3L.Re.I^2.t$$

در این رابطه EL انرژی تلف شده در خط Re مقاومت سیم، L طول خط، I جریان خط و t زمان در دوره مطالعه میباشد.

با توجه به آمار بارپستهای ۲۳۰ کیلو ولت بطور متوسط ظرفیت بارگیری ترانسفورماتورها در طول سال ۳۴ درصد منظور شده است و تلفات ژولی خطوط انتقال ۲۳۰ کیلوولت بشرح زیر محاسبه میگردد.

$$W = 3 \times ۰/۰۷۳ \times \frac{۸۷۶۰}{۱۰۰۰} \times (\text{درصد بارگیری} \times \frac{\text{ظرفیت پست KVA}}{\sqrt{3} \times ۲۳۰ \text{ KV}})^2 \times \text{طول خط}$$

(در خطوط دومداره رابطه فوق بر ۲ تقسیم میگردد)

بر این اساس تلفات خط دومداره نیروگاه به بوستانو ۱۴۸۰ مگاوات ساعت، خط نیروگاه به غرب بندرعباس ۳۰۶۰. خط میناب ۶۵۴ و خط بندرلنگه ۹۵ مگاواتساعت محاسبه میگردد.

کل تلفات ژولی خطوط انتقال ۲۳۰ کیلوولت هرمزگان حدود ۵۲۸۹ مگاواتساعت و معادل ۳۷/. درصد از انرژی تحویلی به شبکه میباشد.

باین ترتیب کل تلفات انرژی در بخش تولید و انتقال عبارتست از:

۰/۵۳+۰/۳+۰/۴۸+۰/۲+۰/۱۴+۰/۳۷=۳/۲۲ درصد

که معادل ۳۱۷۸۹ مگاواتساعت درسال میباشد.

۳- آنالیز تلفات شبکه ۶۳ کیلوولت

ظرفیت منصوبه پستهای ۶۳ کیلوولت هرمزگان ۷۳۲/۵ مگاولت‌آمپر و میزان بارگیری متوسط درضریب قدرت ۰/۸ برابر:

$$\frac{۱۶۳}{۷۳۲/۵ \times ۰/۸} = ۰/۲۸$$

منظور شده است.

۳-۱- مصارف داخلی پستهای ۶۳ کیلوولت -

مگاواتساعت $۷۳۲/۵ \times ۰/۲۸ \times \frac{۰/۳}{۱۰۰} \times ۸۷۶۰ = ۵۳۹۰$

که معادل ۰/۳۸ درصد از انرژی تحویل شده به شبکه میباشد.

۳-۲- تلفات آهن ترانسفورماتورهای ۶۳ کیلوولت -

مگاواتساعت $۷۳۲/۵ \times \frac{۰/۱}{۱۰۰} \times ۸۷۶۰ = ۶۴۱۷$

که معادل ۰/۴۵ درصد از انرژی تحویل شده به شبکه میباشد.

۳-۳- تلفات مس ترانسفورماتورهای ۶۳ کیلوولت -

مگاواتساعت $۷۳۲/۵ \times ۰/۲۸ \times \frac{۰/۶}{۱۰۰} \times ۸۷۶۰ = ۱۰۷۸۰$

که معادل ۰/۷۵ درصد از انرژی تحویل شده به شبکه میباشد.

۳-۴- تلفات کرونا درخطوط ۶۳ کیلوولت -

این تلفات درشرایط عادی در خطوط ۶۳ کیلوولت بطول ۶۱۴ کیلومتر با سیم لینکس و با مقاومت ۰/۱۵۸ اهم درکیلومتر برابر ۰/۰۳ کیلوات در کیلومتر سه فاز میباشد.

مگاواتساعت $۶۱۴ \times ۰/۰۳ \times ۳۶۵ \times ۲۴ = ۱۶۱$

که معادل ۰/۰۱ درصد از انرژی تحویلی به شبکه میباشد.

۵-۳- تلفات اهمی خطوط۶۳ کیلوولت - برای محاسبه این بخش از تلفات ابتدا تلفات یک کیلومتر از خط ۶۳ کیلوولت یک مداره را برای تغذیه یکدستگاه ترانسفورماتور با ظرفیت ۷/۵ مگاولت آمپر با ۴۳/. درصد ظرفیت بارگیری متوسط در ضریب قدرت ۸/. محاسبه و با توجه باینکه در تلفات اهمی جریان با توان ۲ ظاهر میگردد ،در سایر ظرفیتهائی که ضریبی از ۷/۵ مگاولت آمپر میباشند کافی است این ضریب با توان ۲ در محاسبات منظور گردد .

$$۳x۰/۱۵۸x(\frac{۷۵۰۰}{۳x۶۳} \times ۰/۴۳)^{۲} \times ۸۷۶۰/۱۰۰۰ = ۳۶۳۵$$ کیلووات ساعت

تلفات فوق برای یک کیلومتر خط تغذیه کننده یکدستگاه ترانسفورماتور ۷/۵ مگاولت آمپر در سال میباشد .

با توجه به طول خطوط تغذیه کننده پستهای ۶۳کیلوولت و ظرفیت پستهای مربوطه ،مستخرج از کارنامه سال ۷۰ برق هرمزگان مجموع این تلفات حدود ۹۷۸۲ مگاواتساعت و معادل ۶۸/. درصد از انرژی تحویلی به شبکه میباشد و کل تلفات شبکه ۶۳کیلوولت بالغ بر ۳۲۳۳۶۰۰۰ کیلووات ساعت که معادل ۲/۲۵ درصد از انرژی تحویلی به شبکه میباشد .

۴- آنالیز تلفات شبکه های ۲۰کیلوولت و فشار ضعیف

با کسر تلفات بخش تولید و انتقال شامل شبکه های ۲۳۰و ۶۳ کیلوولت تلفات شبکه های توزیع فشار متوسط و ضعیف عبارت خواهد بود از :

۱۶/۰۹-۲/۲۲-۲/۲۵=۱۱/۶۲ درصد

این تلفات حدود ۱۶۶۳۹ مگاواتساعت در سال میباشد .

بعلت پراکندگی پستهای توزیع در طول خطوط ۲۰کیلوولت و همچنین پراکندگی مشترکین در خطوط فشار ضعیف و مشخص نبودن مشخصات این خطوط امکان تعیین افت انرژی خطوط ۲۰کیلوولت و فشار ضعیف به تفکیک مقدور نیست ولی با قابل محاسبه بودن تلفات ترانسفورماتورها و خطای لوازم اندازه گیری، تلفات خطوط ۲۰ کیلوولت و فشار ضعیف تواما" قابل حصول خواهد بود .

۱-۴- تلفات ترانسفورماتورهای ۲۰کیلوولت - ظرفیت ترانسفورماتورهای ۲۰کیلوولت منصوبه حدود ۷۳۸ مگاولت آمپر و ظرفیت بارگیری متوسط درضریب قدرت ۰/۶۵ برابر ۳۴درصد میباشد .درظرفیتهای متوسط تلفات آهن ۰/۲درصد وتلفات مس ۱/۴درصدظرفیت اسمی ترانس میباشد .[۴]

۱-۱-۴- تلفات آهن -

$$۷۳۸ \times \frac{۰/۲}{۱۰۰} \times ۸۷۶۰ = ۱۲۹۳۰$$ مگاواتساعت

۲-۱-۴- تلفات مس -

$$۷۳۸ \times ۰/۳۴ \times \frac{۱/۴}{۱۰۰} \times ۸۷۶۰ = ۳۰۷۷۳$$ مگاواتساعت

و مجموع تلفات ترانسهای ۲۰ کیلوولت ۴۳۷۰۳ مگاواتساعت معادل ۳/۰۵درصد از انرژی تحویلی به شبکه میباشد .

۲-۴- تلفات لوازم اندازه‌گیری - تلفات لوازم اندازه‌گیری شامل خطای لوازم اندازه‌گیری ومصرف داخلی آنها میباشد .مقدار خطا که معمولا" بصورت منفی ظاهر میشود حدود ۰/۳درصد از انرژی تحویلی به مشترکین میباشد .[۷] وبرابر است با :

$$مگاواتساعت ۳۶۰۵ = ۱۲۰۲۰۰۰ \times \frac{۰/۳}{۱۰۰}$$ مگاواتساعت

ومصرف داخلی کنتورها نیز حدود ۰/۳ وات برای هر کنتور منظور شده که عبارتست از :

$$۱۳۳۸۱۱ \times ۰/۳ \times ۸۷۶۰ = ۳۵۲$$ مگاواتساعت مشترک

مجموع این تلفات بمیزان ۳۹۵۸ مگاواتساعت معادل ۰/۳۸درصد از انرژی تحویلی به شبکه میباشد .

به این ترتیب تلفات انرژی در خطوط فشار متوسط وضعیف برابر است با :

$$۱۱/۲۵ - ۳/۰۵ - ۰/۳۸ = ۸/۲۹$$ درصد

که معادل ۱۱۸۷۱۳ مگاواتساعت میباشد .

ضرر و زیان ریالی حاصل از این تلفات،شامل ۶/۲۵ ریال ناشی از عدم فروش انرژی و ۳/۵ ریال بهای انرژی خریداری شده درکیلوواتساعت مطابق جدول زیر خواهد بود :

شـــــــــــرح	درصد تلفات	زیان ریالی میلیون ریال
تلفات انرژی نیروگاهها	./۵۳	۶۶/۵
تلفات انرژی دربخش ۲۳کیلوولت	۱/۶۹	۲۱۲
تلفات انرژی دربخش ۶۳کیلوولت	۲/۲۵	۲۸۲
تلفات انرژی درپستهای ۲۰کیلوولت	۳/۰۵	۳۸۲
تلفات انرژی درلوازم اندازه گیری	./۲۸	۳۴/۶
تلفات انرژی درخطوط ۲۰کیلوولت وفشارضعیف	۸/۳۹	۱۰۳۹
جمع تلفات انرژی از کل انرژی خریداری شده و تولید	۱۶/۰۹	۲۰۱۶

جدول شماره ۲

از یک دیدفقط ضرروزیان برق هرمزگان درسال ۷۰ بالغبر ۲میلیارد ریال شده است واز دید دیگرحدود ۲۶ مگاوات بطورمستمر ازظرفیت نیروگاهها صرف تامین این تلفات شده است.

۵- علل تلفات زیاد در شبکه برق هرمزگان

تلفات زیادی که درشبکه برق هرمزگان وجود داردبادرنظرگرفتن مشخصه های فنی و مهندسی شبکه های برق سایر شرکتهای توزیع که نزدیک به هم بوده وبافت مشابهی دارند، عموما" ناشی ازدو مطلب است :

- ضریب قدرت پائین
- درجه حرارت بالای محیط و آلودگی

دراین بخش به بررسی این دومشخصه پرداخته واثرات آنرا درتلفات انرژی مورد بررسی قرارمیدهیم .

۱-۵- اثرضریب قدرت - درشبکه توزیع برق هرمزگان بعلت کاربردوسیع کولرگازی ولامپهای فلورسنت، ضریبقدرت شبکه درحدود ۵/. تا ۷/. گزارش شده است، اگربطور خوشبینانه آنرا ۶۵/. درنظربگیریم ، سهم تلفات انرژی از نیروی راکتیو عبارتست از :

$$\frac{\text{تلفات تحاصل ازجریان راکتیو}}{\text{تلفات حاصل ازجریان اسمی}} = \frac{WQ}{Ws} = \text{Sin}^2\phi = 1-\text{Cos}^2\phi = ./۵۸$$

یعنی ۵۸ درصد ازتلفات انرژی بعلت نیروی راکتیو وبعبارتی ضریب

قدرت پائین شبکه میباشد .درصورتیکه ضریب قدرت اصلاح و به ۹/. برسد ، اثرات بسیار قابل توجهی در شبکه باقی خواهد گذاشت.یکی از این اثرات افزایش قدرت انتقالی شبکه میباشد که از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$\frac{\cos\phi_2}{\cos\phi_1} = \frac{./۹}{./۶۵} = ۱/۳۸۵$$

یعنی ۳۸/۵ درصد به ظرفیت شبکه افزوده میشود ومقدار آن معادل :

مگاوات ۱۵۶ = ۴۰۶ MW x ۰/۳۸۵

است.درواقع با اصلاح ضریب قدرت از ۶۵/. به ۹/. نزدیک به ۱۵۶ مگاوات از قدرت غیرفعال مستقر در شبکه در پیک بار آزاد و در دسترس قرار میگیرد ویا بعبارتی ۳۸/۵ درصد از ظرفیت اشغال شده تجهیزات آزاد میگردد . اثر دوم اصلاح ضریب قدرت کاهش چشمگیر تلفات انرژی است که از رابطه زیر محاسبه میشود .

$$\frac{\text{تلفات انرژی در ضریب قدرت } ۶۵/.}{\text{تلفات انرژی در ضریب قدرت } ۹/.} = \frac{(\cos\phi_2)^2}{(\cos\phi_1)^2} = (\frac{./۹}{./۶۵})^2 = ۱/۹۱۷$$

ومقدار تلفات در این ضریب قدرت برابر است با :

مگاوات ساعت ۱۲۰۰۰۰ = $\frac{۲۳۰۰۰۰}{۱/۹۱۷}$ = تلفات انرژی در ضریب قدرت ۹/.

بعبارتی تلفات انرژی ۵۲ درصد کاهش پیدا میکند .

۱-۱-۵- اثرات مالی اصلاح ضریب قدرت - اگر اصلاح ضریب قدرت را در جهت آزادسازی قدرت مستقر در شبکه بکار بگیریم مانند این است که ۱۵۶ مگاوات نیروی برق را از طریق ایجاد نیروگاه و احداث شبکه های انتقال وتوزیع وارد شبکه کرده باشیم که با احتساب هر مگاوات ۱۴۰۰ دلار و با نرخ هر دلار ۱۷۰۰ ریال خواهیم داشت :

۱۴۰۰ x ۱۵۶۰۰۰ = ۲۱۸۴۰۰۰۰۰ دلار

معادل ۳۷۱ میلیارد ریال

بجای چنین سرمایه گذاری سنگین برای تولید نیرو و انتقال آن در شبکه با نصب خازن و اصلاح ضریب قدرت به ۹/. نه تنها این مبلغ

صرفه جوئی شده بلکه مبالغ قابل ملاحظه ای از فروش انشعاب و بهای برق مصرفی مشترکین نیز تحصیل خواهد شد. در صورتیکه منظور از اصلاح ضریب قدرت صرفا" کاهش تلفات انرژی باشد، افزایش درآمد سالیانه برق هر مزگان از کاهش این تلفات عبارتست از:

میلیون ریال ۹۶۳ = ریال ۸/۷۵ x (۱۲۰.-۳۳۰.)

۲-۵- اثر درجه حرارت محیط - علاوه بر جنس و سطح مقطع هادی درجه حرارت محیط نیز از عوامل محدود کننده جریان بشمار می رود. طبق استاندارد DIN4820 درجه حرارت مجاز سیمها در سرعت باد (۰/۶ m/s) روی سطح هادی مسی ۷۰ درجه و سیم آلومینیومی ۸۰ درجه سانتیگراد میباشد. درجه حرارت محیط در شرایط نرمال ۳۰ درجه سانتیگراست[۵] و رابطه افزایش درجه حرارت روی سطح سیم بشرح زیر میباشد:

$$\Delta T = \Delta Tn (I/In)^2 \quad , \quad \Delta T = T - Ta$$

در این رابطه:

I = جریان متعلقه از هادی
In = جریان هادی در ۳۰ درجه سانتیگراد
Ta = درجه حرارت محیط
T = درجه حرارت نهائی روی سیم

حد مجاز افزایش درجه حرارت سیم مسی $Tn = ۷۰. - ۳۰. = ۵۰.$
حد مجاز افزایش درجه حرارت سیم آلومینیومی $Tn = ۸۰. - ۳۰. = ۶۰.$

افزایش درجه حرارت موجب گرم شدن سیم و بالا رفتن مقاومت اهمی سیم می گردد که از رابطه و جدول زیر قابل محاسبه است:

$$R = R_{20} (1 + \alpha_{20} . \Delta T)$$

Conduc. temp.	$(1+\alpha_{20}.\Delta T)=K$		Comduc. temp.	$(1+\alpha_{20}.\Delta T)=K$	
o C	K Copper	K Aluminium	o C	K Copper	K Aluminium
20	1.0	1.0	65	1.177	1.182
25	1.0196	1.0202	70	1.196	1.204
30	1.0393	1.0403	75	1.216	1.225
35	1.059	1.0604	80	1.236	1.245
40	1.0786	1.0806	85	1.255	1.265
45	1.0982	1.101	90	1.275	1.285
50	1.118	1.121	95	1.293	1.305
55	1.138	1.141	100	1.314	1.325
60	1.157	1.161			

جدول (۳) - ضریب تبدیل برای درجه حرارت هادی (مبنا 20 oC)

برای محاسبه تاثیر درجه حرارت محیط در افزایش تلفات انرژی با در نظر گرفتن تغییرات درجه حرارت سالیانه در هر مزگان، متوسط درجه حرارت حدود ۳۲ درجه انتخاب شده و درجه حرارت سطح هادیها در بخش ۲۳۰ کیلوولت با ۲۴ درصد بارگیری و در بخش ۶۳ کیلوولت با ۴۳ درصد و خطوط فشار متوسط و ضعیف با ۸۰ درصد بارگیری منظور گردیده که از رابطه زیر قابل محاسبه است :

$$T-32=50\left(\frac{\text{درصد بارگیری}\times \ln 2}{\ln}\right)$$

برای مس :

$$T=32+50(\text{درصد بارگیری})^{2}$$

برای آلومینیوم :

$$T=32+60(\text{درصد بارگیری})^{2}$$

با محاسبه درجه حرارت هادیها در بخشهای مختلف از رابطه فوق و با استفاده از جدول شماره ۳ نتایج حاصله عبارتند از :

برای ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلوولت	Kcu=۱/۰۵۹	Tcu=۳۵
برای خطوط ۲۳۰ کیلوولت	Kal=۱/۰۶۴	Tal=۳۶
برای ترانسفورماتورهای ۶۳ کیلوولت	Kcu=۱/۰۸۲	Tcu=۴۱
برای خطوط ۶۳ کیلوولت	Kal=۱/۰۹۳	Tal=۴۳
برای ترانسفورماتورهای ۲۰ کیلوولت	Kcu=۱/۰۸۲	Tcu=۴۱
برای خطوط فشار متوسط و ضعیف	K =۱/۱۸۵	T =۶۷

و افزایش تلفات انرژی در اثر این درجه حرارتها بشرح زیر خواهد بود :

(افزایش تلفات) = (تلفات مربوطه) x (K-1)

$$\Delta EL = EL(K-1)$$

افزایش تلفات ترانسفورماتورهای ۲۳۰ کیلوولت		۱۰۰۲۳x۰/۰۵۹=۵۹۱	
" " خطوط	۲۳۰ "	۵۲۸۹x۰/۰۶۴=۳۳۸	
" " ترانسفورماتورهای	۶۳ "	۱۶۱۷۰x۰/۰۸۲=۱۳۲۶	
" " خطوط	۶۳ "	۹۷۸۲x۰/۰۹۳=۹۱۰	
" " ترانسفورماتورهای	۲۰ "	۳۰۷۷۳x۰/۰۸۲=۲۵۲۳	
" " خطوط فشار متوسط و ضعیف		۱۱۸۷۱۳x۰/۱۸۵=۲۱۹۶۲	

جمع تلفات ۲۷۶۵۰ مگاوات ساعت

که معادل ۱/۹۳ درصد از کل انرژی تحویلی به شبکه را شامل میشود و یا ۱۲ درصد از کل تلفات انرژی شبکه میباشد. ضرر و زیان حاصل از این

تلفات که ناشی از شرایط گرم محیط هرمزگان میباشد سالیانه ۲۴۲میلیون ریال میباشد .

پیشنهاد و جمع بندی

کاهش تلفات انرژی با توجه به پیامدهای اقتصادی و فنی آن و خسارات عمده ای که به صنعت برق تحمیل می‌کند باید به جد مورد توجه متخصصان بوده و یکی از اهداف مهم سیستم توزیع نیرو قرار گیرد .با بررسی اجمالی در شبکه برق هرمزگان ملاحظه شد شبکه های توزیع با ۱۱/۶۲ درصد تلفات از کل انرژی خریداری و تولیدشده سهم عمده ای را به خود اختصاص داده و کاهش آن بعلت سهل الوصول بودن و امکانات داخلی راحت تر میباشد .راههای متعددی برای کاهش تلفات وجود دارد که بارها در کنفرانسها و دستور العملها مطرح شده که به بازگوئی مجدد آنها نیازی نیست ولی به چند مورد مهم آن لازم است اشاره شود .

۱- اصلاح و افزایش ضریب قدرت

ضریب قدرت ۶۵/. برق هرمزگان بعلت کاربرد وسیع کولرهای گازی و الکتروموتورهای القائی باید با نصب خازن فشار ضعیف در اولین مرحله و در مراحل بعدی با نصب خازن ۲۰ کیلوولت به سطح ۹/. برسد . برای این منظور مقدار خازن مورد نیاز برای ۳۰۰ مگاوات بار متوسط تابستان [۳]

۳۰۰MW x ۰/۶۸۵=۲۰۵ مگاوار

پیشنهاد میشود برای هر انشعاب ۳x۲۵ آمپر ۴ کیلووار خازن نصب گردد

و برای سایر مصارف نیز بمیزان $\frac{۱}{۳}$ قدرت قراردادی خازن منظور شود .

با توجه به افزایش بهای برق بایک برنامه تدوین شده از پیش و توجیه مشترکین ضمن اینکه انشعابهای جدید ملزم به نصب خازن شوند شاید ۴۰ درصد از مشترکین فعلی نسبت به نصب خازن مجاب گردند در اینصورت :

مگاوار ۲۱۴= KVAR ۱۳۳۸۱۱x۰/۴x۴ مشترک

به عبارتی نزدیک به ۲۱۴ مگاوار خازن مورد نیاز بدون تحمیل هزینه اضافی به برق هرمزگان در مدار قرار میگیرد و افزایش چشمگیری در ضریب قدرت

بوجود آمده و حدود ۵۰ درصد از تلفات انرژی کاهش پیدا خواهد کرد.

۲- تعادل بار فازها

ایجاد تعادل و تقارن در بار فازها و افزایش سطح مقطع سیمهای فشار ضعیف و هم‌مقطع کردن سیم نول با سیم فاز با توجه به تلفاتی که در اثر درجه حرارت بیشتر هرمزگان به شبکه تحمیل میگردد. لازم است ضرایب کاهش جریان مجاز سیمها و ترانسفورماتورها در اثر درجه حرارت بیشتر محیط برای تعیین سطح مقطع هادیها و ظرفیت ترانسفورماتورها اعمال گردد.

۳- رفع افت ولتاژ

افت ولتاژ غیر از صدمه زدن به وسائل الکتریکی مشترکین در شبکه‌های توزیع نیز دو اثر زیانبار دارد:

- افت ولتاژ روی خازن اصلاح ضریب قدرت موجب کاهش بار راکتیو خازن گردیده ونهایتا" بار راکتیو از شبکه تامین میشود و این عامل موجب تلفات انرژی در شبکه میگردد.
- افت ولتاژ در لوازمی که دارای الکتروموتور میباشند باعث کشیدن جریان اضافی از شبکه شده که نتیجتا" تلفات ژولی شبکه را افزایش میدهد.

لذا ضروریست ضمن بازبینی شبکه‌های موجود بمنظور رفع افت ولتاژ، طراحی شبکه‌های جدید بر اساس افت ولتاژ استاندارد ۵ ± درصد تهیه و محاسبه گردد.

۴- کاهش آلودگی‌های محیطی

در برق هرمزگان مشکلات عدیده ای بخصوص در شبکه ۲۰ کیلوولت وجود دارد. وجود گرد و غبار همراه با رطوبت زیاد و ایجاد چسبندگی برروی ایزولاتورها و تجهیزات ضمن افزایش میزان اتصالیها و خاموشیها موجب نشتی جریان در محل ایزولاتورها گردیده و اتلاف انرژی بهمراه دارد.

بعلت پراکندگی و طول زیاد شبکه ۲۰ کیلوولت نسبت به خطوط انتقال، شستشو و تمیز نمودن تجهیزات امکان پذیر نبوده و موجب آتش گرفتن

و سوختن مقره‌ها و تجهیزات شبکه میگردد. برای رفع این مشکل لازم است از تجهیزات طراحی شده مطابق با استانداردها و تکنولوژی متداول در این گونه مناطق استفاده گردد. یکی از راه‌حلهای قابل توجه درچنین شرایط محیطی استفاده از سیمهای روکش دار و ایزولاتورهای با شاخک جرقه‌زن میباشد که هم از اکسیده شدن و خوردگی سیمها جلوگیری میشود و هم از نشتی جریان و از بین رفتن مقره‌ها ممانعت بعمل می‌آورد. از طرف دیگر باتوجه به وجود روکش روی سیمها تا حد قابل توجهی مشکلات حریم رفع خواهد شد و در آهن کنسولها بعلت امکان نزدیک شدن فازها به‌هم و همچنین ارتفاع پایه‌ها صرفه‌جوئی خواهد شد. بهای این نوع هادیها با مقره‌های شاخک دار و صرفه‌جوئیهای مورداشاره حدود ۱۰درصد گرانتر از خط ۲۰ کیلوولت معمولی میباشد.

قدردانی

از آقای مهندس دینیار ترکی که در تهیه مقاله صمیمانه همکاری و مساعدت نموده‌اند تشکر و قدردانی میگردد.

منابع

۱ - کارنامه سال ۱۳۷۰ برق هرمزگان

۲ - صنعت برق ایران در سال ۱۳۷۰

۳ - آزادسازی قدرت نهفته در شبکه‌های توزیع - رحیم سلیمان آذر - سومین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق

4 - Electrical Engineering Hand book Siemens-۱۹۶۹

5 - Electrotechnic Installation Hand book Siemens

۶ - طراحی هادیهای خطوط فشارقوی- پور رفیع عربانی.فاخری - نشریه شماره ۴ برق سال ۱۳۶۸

۷ - مجموعه مقالات سومین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق

۸ - منصوریاوری ،قدرت الله حیدری " علل افزایش قیمت برق درمناطق گرمسیری "، هفتمین کنفرانس بین‌المللی برق ،تهران آبان ۱۳۷۱