پنجمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق

مدخلی بر قابلیت اطمینان (پایائی) در شبکه توزیع و گامهائی جهت برآورد شاخص‌های مربوطه

صلاح‌الدین زندی
شرکت برق منطقه‌ای غرب

فرشید حسن‌پور
شرکت برق منطقه‌ای غرب

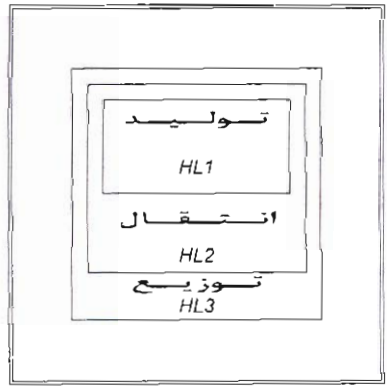
چکیده:

قابلیت اطمینان یک مشخصه ذاتی و یک معیار معین برای هر وسیله یا سیستم است که توانایی آن را در انجام وظیفه مورد انتظار نشان می‌دهد. در یک سیستم قدرت معیارهای قابلیت اطمینان بیان می‌دارد که هر سیستم تا چه حد به خوبی وظیفه اصلی خود یعنی تغذیه انرژی الکتریکی به مصرف‌کنندگان را به جای آورده است. سطوح قابلیت اطمینان با ملاحظات اقتصادی وابستگی دارند زیرا برای بدست آوردن قابلیت اطمینان بیشتر یا حتی نگهداری حد فعلی و قابل قبول آن با توجه به رشد فزاینده شبکه احتیاج به سرمایه‌گذاری بیشتری دارد.

سنجش قابلیت اطمینان با یک دسته شاخص‌های عام صورت می‌پذیرد که تقریباً در تمامی جهان مورد پذیرش قرار گرفته است مقاله حاضر گامهایی جهت استخراج این شاخص‌ها در نمونه‌ای از شبکه توزیع کشور می‌باشد که با قاطعیت می‌توان آن را مشابه وضعیت شبکه توزیع در اغلب نقاط کشور دانست و آن را تعمیم بخشید.

شرح مقاله:

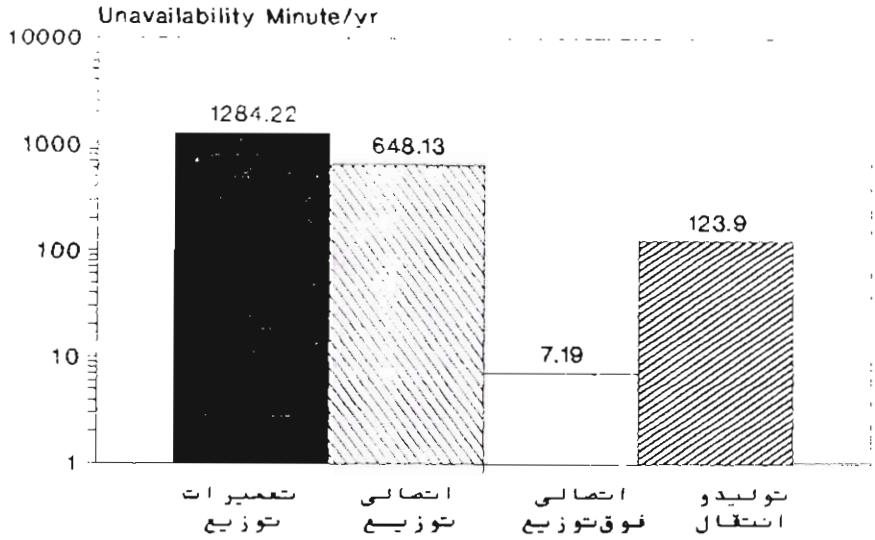
روش علمی محاسبات قابلیت اطمینان چندان تازه نمی‌باشد بطوری که از سال ۱۹۳۰ مقالاتی توسط IEE ارائه و سلسله کنفرانسهای بین‌المللی در این زمینه برگزار گردید که اولین آن در سال ۱۹۶۷ بوده است. از آنجائی که بر تمامی ارگان صنعت برق واجب است تا از تغذیه مناسب و مطمئن و با قابلیت اطمینان مناسب، انرژی الکتریکی به مشترکین اطمینان حاصل نمایند لازم است با محاسبات لازم که مبتنی ریاضیات احتمالات است از طریق محاسبه شاخص‌های مربوطه به ارزیابی موقعیت شبکه از این نظر بپردازد. در سیستم قدرت مبحث قابلیت اطمینان شامل سلسله مراتب سه بخشی، HL1 ، HL2 ، HL3 به شکل زیر می‌باشد:



در ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه توزیع بالطبع بایستی اثرات بخشهای تولید و انتقال را روی آن یا در واقع روی مشترکین محسوب داشت اما به دلایل ذیل ارزیابی توام این سه بخش که همان مرحله HL3 سلسله مراتب می‌باشد لزومی نداشته و تنها به ارزیابی منفرد شبکه توزیع می‌توان اکتفا نمود:

۱ ـ هر فیدر شبکه‌های توزیع معمولاً از یک نقطه تغذیه به شبکه انتقال متصل می‌باشد بنابراین شاخص‌های بدست آمده از ارزیابی مرحله HL2 را به عنوان ورودی این سیستم می‌توان در نظر گرفت تا شاخص‌های HL3 بدست آید.

۲ ـ معمولاً شبکه‌های توزیع قسمت عمده قطعی‌های پیش‌بینی نشده تغذیه مشترکین را بر عهده داشته که بر تمامی شاخص‌های قابلیت اطمینان تأثیر بسزا و عمده‌ای دارد که بطور نمونه در شکل (۱) نمودار آماری گردآوری شده در شبکه توزیع سنندج را مشاهده می‌نمائید.



« شکل (۱) »

ضروریات شبکه توزیع :

وظیفه اصلی یک شبکه توزیع دریافت انرژی از مبادی تغذیه در ایستگاههای انتقال و تحویل آن به مشترکین با کیفیت لازم از نظر ولتاژ، فرکانس، هارمونیکها و غیره و همچنین یک سطح منطقی قابلیت اطمینان از جمله پایین نگهداشتن تعداد و مدت خروج‌های سیستم و قطع سرویس مشترکین، می‌باشد. اگر چه به لحاظ اقتصادی به خصوص در بخشهای فشار ضعیف و روستایی به خاطر آنکه سیستم اغلب به صورت تک مداره شعاعی بوده و تحت شرایط نامساعد جوی قرار گرفته لذا رعایت موارد فوق‌الذکر بسیار دشوار بوده بدین خاطر محتمل است که سیستم ناچاراً تحت خطا و گاهاً خروجیهای طویل‌المدت قرار گیرد.

شاخص‌ها و معیارهای قابلیت اطمینان :

در اغلب کشورها شرکتهای برق به طرق مختلف نحوه عملکرد شبکه توزیع را گردآوری می‌نمایند که اغلب بر معیارهای مربوط به مشترکین استوار می‌باشد که عبارتند از:

الف ـ شاخص‌های عمومی :

(λ) نرخ خطا، (r) مجموع مدت زمان خروجی، (u) عدم دسترسی سالیانه.

ب ـ شاخص‌های خاص :

SAIFI : شاخص مجموع دفعات قطع.

SAIDI : شاخص مجموع مدت زمان قطع.

CAIFI : شاخص مجموع دفعات قطع مشترک.

CAIDI : شاخص مجموع مدت زمان قطع مشترک.

ASAI : شاخص در دسترس بودن کلی سرویس.

AENS : شاخص مجموع انرژی توزیع نشده.

این معیارها جهت بررسی چگونگی انجام وظایف اصلی سیستم توزیع و برآورده نمودن نیازهای مشترکین بسیار مناسب به نظر می‌رسد که می‌توان آنها را برای کل یک سیستم یا اجزای آن محاسبه نمود. تخمین و پیش‌بینی این شاخص‌ها برای سالیان آینده با استفاده از ریاضیات احتمالات بسیار آسان می‌باشد اما به داده‌های واقعی در سالیان قبل به خصوص در مورد قطعی‌ها و مدت زمان آنها نیاز دارد. به ویژه در برخی از سیستمهایی که قطعی‌ها یا نقصانات اگر بر مشترکین تأثیری نگذارد به صورت جدی ثبت و بررسی نمی‌شوند هیچگاه این داده‌ها جامع نمی‌باشد و بدین لحاظ رفتار سیستم در آینده به درستی پیش‌بینی نخواهد شد.

تکنیکهای ارزیابی قابلیت اطمینان :

روش معمول در زمینه ارزیابی شاخص‌ها براساس یک روش جبری و استفاده از معادلات مربوطه می‌باشد با توجه به آنکه شبکه‌های توزیع موجود شعاعی می‌باشد این معادلات به صورت ساده زیر می‌باشد:

$$\lambda s = \sum \lambda i \qquad Us = \sum \lambda i.ri \qquad rs = Us/\lambda s$$

پس با دانستن آنکه در هر نقطه چه تعداد نقصان و با چه مشخصاتی روی داده است به سهولت می‌توان شاخص‌های پایه‌ای فوق را محاسبه نمود.

انواع موارد خروج در سیستم:

الف ـ خروج پایدار: مواردی که خطا صدماتی را به سیستم وارد نماید و احتیاج به تعمیر یا جایگزینی باشد.

ب ـ خروج‌های موقت : مواردی که صدمه‌ای وارد نشده است و می‌توان شبکه را به صورت

دستی یا مثلاً با تعویض فیوز مجدداً در مدار قرار داد.

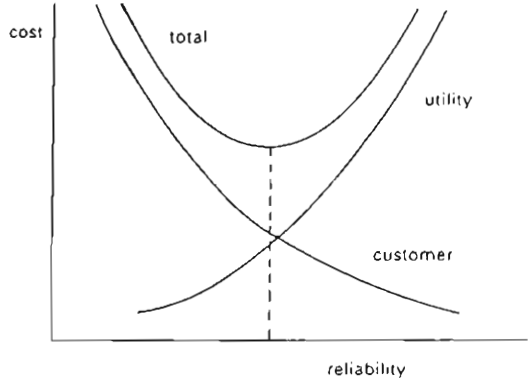
ج ـ خروج‌های گذرا : مواردی که صدمه‌ای وارد نشده است و به صورت اتوماتیک شبکه وصل می‌گردد.

د ـ خروج‌های تعمیرات برنامه‌ریزی شده : مواردی که از قبل برای تعمیرات پیش‌گیرنده برنامه‌ریزی شده و شبکه قطع می‌گردد.

هزینه و ارزش قابلیت اطمینان :

همانگونه که قبلاً گفته شد قابلیت اطمینان با اقتصاد و سرمایه‌گذاری ارتباط تنگاتنگ دارد که در شکل (۲) مشاهده می‌شود.

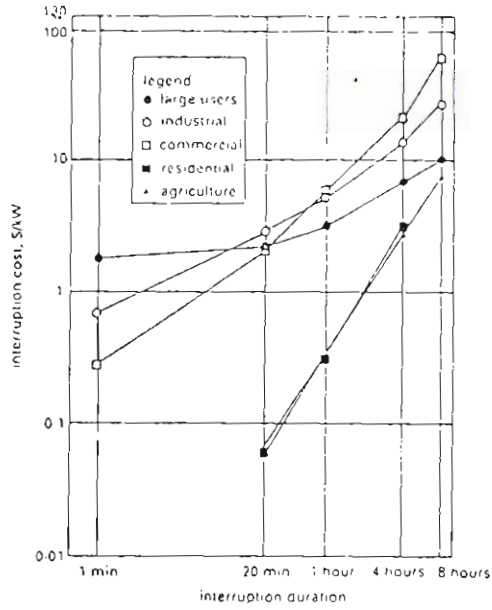
در محاسبات قابلیت اطمینان نه تنها نهایتاً باید هزینه سرمایه‌گذاری جهت بدست آوردن سطح مورد نظر را مورد ملاحظه قرار داد بلکه هزینه مربوط به خروج و نقصانات سیستم در هر کدام از این سطوح را باید در نظر گرفت که به شکل ۳ می‌باشد در نهایت محاسبات هزینه و ارزش قابلیت اطمینان به جداول هزینه نقصان و خروج و اثرات اقتصادی آن بر انواع مختلف مشترکین می‌انجامد که در شکل (۳) نمونه‌هایی مشاهده می‌گردد.



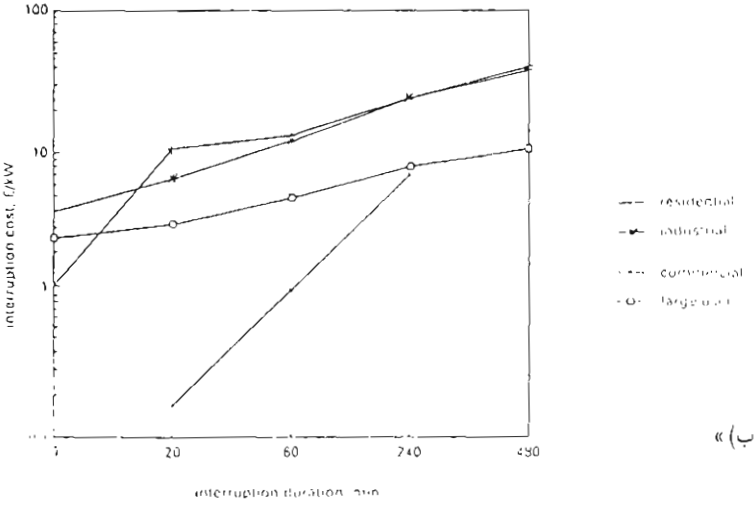
« شکل (۲) »

محاسبه عملی شاخص‌های توزیع :

جهت محاسبه تعداد ۸ فیدر ۲۰ کیلوولت شهرستان سنندج که شهری بوده و بار آنها را عمدتاً بار خانگی و ندرتاً تجاری تشکیل می‌دهد انتخاب گردید. با توجه به آنکه در طول سالیان گذشته هیچگونه آماری مدونی از وقوع خطا شامل مدت و محل مشخص آن در طول



« شکل (۳ ـ الف) »



« شکل (۳ ـ ب) »

فیدر و محل تعمیرات انجام شده احتمالی موجود نبود لذا قطعیها و تعمیرات ثبت شده در ایستگاههای ۶۳کیلوولت مبنای کار قرار گرفت. از جانب دیگر با توجه به آنکه موارد افزاینده

قابلیت اطمینان نظیر نصب فیوز در سر شاخه‌های فرعی، سکسیونرهای جداساز و یا تغذیه از دو سو یا اصلاً موجود نبوده و یا قلیل می‌باشد پس کلاً از وجود این چنین مواردی صرفنظر و فیدر به صورت یکپارچه فرض شده است. یعنی هر خروجی سیستم اثرات مشابهی را بر کلیه مشترکین روی آن فیدر به جای خواهد گذاشت.

با بررسیهای بعمل آمده کلیه خروجیهای سیستم در بخشهای مربوط از دفاتر پستهای فوق توزیع در فرمهای مربوطه گردآوری و دسته‌بندی شدند.

۱ ـ محاسبه تعداد مشترکین روی فیدر :

یکی از مشکلات موجود که شاید بتوان آنرا به کل شبکه توزیع کشور تعمیم داد مشخص نبودن تعداد مشترکین روی هر فیدر می‌باشد. لذا برای یافتن به طرق ذیل اقدام شد:

الف ـ با توجه به نسبت انرژی تحویلی هر فیدر و سهم آن از کل انرژی شهرستان تعداد مشترکین آن فیدر با توجه به موجود بودن تعداد کل مشترکین شهر بدست آمد.

ب ـ جهت اطمینان از صحت محاسبات فوق‌الذکر بوسیله محاسبه نسبت میانگین بار هر فیدر در ساعات مشخص به میانگین بار کل شهر در همین ساعات و تکرار در موارد متعدد بطور تقریبی تعداد مشترکین با توجه به موجود بودن تعداد کل مشترکین شهر بدست آمد.

با تقریب مناسب نتایج در دو حالت فوق مشابهت داشته است.

۲ ـ محاسبه شاخص‌های پایه‌ای λ و r و U :

جهت محاسبه این شاخص‌ها از فرمولهای مدل پیوسته به صورت زیر استفاده شد:

$$\lambda \text{ (نرخ خطا)} = \frac{\text{تعداد خطا در مدت زمان معین}}{\text{طول مدت زمان عملکرد}}$$

$$U(\text{unavailability}) = \lambda i.ri \qquad r = Us/\lambda s$$

و نهایتاً جهت امکان مقایسه نرخ خطا با تقسیم آن بر طول هر فیدر به صورت نرخ خطا بر کیلومتر و بر سال درآمد.

با تأثیر داده سالهای ۷۱ و ۷۲ و با اخذ میانگین از کلیه فیدرهای فوق داشتیم.

$\lambda = ۱۰/۹$ f/Km/Year $U = ۵۸/۴$ hr/Year $r = ۰/۶۴$ hr

نتایج کلی در جدول (۱) مندرج می‌باشد.

شماره فیدر	طول فیدر Km		نرخ خطا f/yr		نرخ خطا f/yr/km		U مدت عدم دسترسی (hr)		r میانگین مدت خروج (hr)	
	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲
۱-۱	۱۳/۲	۱۴/۵	۱۱۶	۷۶	۸/۷	۵/۲	۹۲/۸	۶۰/۸	۰/۸	۰/۸
۱-۲	۱۲/۸	۱۳/۲	۱۲۶	۶۶	۹/۸	۵	۱۰۰/۸	۳۹/۶	۰/۸	۰/۶
۱-۳	۷۴/۴	۷۸	۱۰۱	۹۵	۱/۳۵	۱/۲	۳۰/۳	۳۸	۰/۳	۰/۴
۱-۴	۱۱/۱	۱۲/۲	۱۰۹	۹۴	۹/۸	۷/۷	۵۶/۴	۲۸/۲	۰/۶	۰/۳
۲-۱	۶	۶/۲۵	۱۴۵	۶۰	۲۴/۱	۹/۶	۷۲/۵	۴۸	۰/۵	۰/۸
۲-۲	۳	۳/۲	۶۷	۵۲	۲۲/۳	۱۶/۲۵	۵۳/۶	۲۶	۰/۸	۰/۵
۲-۳	۷/۸	۸/۳۵	۹۷	۶۵	۱۲/۴	۷/۷	۶۷/۹	۷۸	۰/۷	۱/۲
۲-۴	۷/۳	۷/۹	۱۶۶	۸۵	۲۲/۷	۱۰/۷	۸۳	۵۹/۵	۰/۵	۰/۷

« جدول ۱ »

۳ ـ محاسبه شاخص‌های عمومی :

فرمولهای محاسبه شاخص‌های عمومی عبارتند از:

$$SAIFI = \frac{\text{total customer interruption (مجموع قطعیهای مشترکین)}}{\text{customer served کل مشترکین}}$$

$$CAIFI = \frac{\text{total customer interruption (مجموع قطعیهای مشترکین)}}{\text{customer affected (مشترکین قطع شده)}}$$

$$SAIDI = \frac{\text{cumulative customer-minutes interruption (اساتنه قطعیهای مشترکین}}{\text{customer served (کل مشترکین)}}$$

$$CAIDI = \frac{\text{cumulative customer-minutes interruption (اساتنه قطعیهای مشترکین)}}{\text{customer interrupted (مشترکین قطع شده)}}$$

$$ASAI = \frac{\text{total number of customer hours that service was available(ساعات تداوم سرویس)}}{\text{total customer hour demanded (کل ساعات تقاضا)}}$$

$$ASUI = \frac{\text{total number of customer hours that service was un available (ساعات گسستگی سرویس)}}{\text{total customer hour demanded (کل ساعات تقاضا)}}$$

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$AENS = \frac{\text{the average energy not supplied (انرژی توزیع نشده)}}{\text{customer served (کل مشترکین)}}$$

با استفاده از این فرمولها نتایج در جدول (۲) مشاهده می‌گردد.

شماره فیدر	SAIFI		CAIFI		SAIDI		CAIDI		ASAI		ASUI		AENS	
	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲	۷۱	۷۲
۱-۱	۱۱۶	۷۶	۱۱۶	۷۶	۴۸۵۷	۳۸۱۳	۴۸۵۷	۳۸۱۳	۰/۹۹۰۷۵۸	۰/۹۹۴۶۴۸	۰/۰۰۹۳۹۱	۰/۰۰۵۳۵۲	۳۸/۳	۱۷/۰
۱-۲	۱۳۶	۶۶	۱۲۶	۶۶	۵۶۵۴	۳۱۸۷	۵۶۵۴	۳۱۸۷	۰/۹۸۹۳۴۲	۰/۹۹۵۸۳۹	۰/۰۱۰۷۵۷	۰/۰۰۴۱۶۱	۴۸/۵	۲۳/۱
۱-۳	۱۰۱	۹۵	۱۰۱	۹۵	۳۵۹۳	۳۷۴۱	۳۵۹۳	۳۷۴۱	۰/۹۹۳۱۶۴	۰/۹۹۴۷۸۵	۰/۰۰۶۸۳۶	۰/۰۰۵۲۱۵	۳۵/۵	۱۹/۷
۱-۴	۱۰۹	۹۴	۱۰۹	۹۲	۴۰۷۱	۲۳۲۹	۴۰۷۱	۲۳۲۹	۰/۹۹۲۳۵۴	۰/۹۹۵۷۲۱	۰/۰۰۷۷۴۶	۰/۰۰۴۳۲۹	۳۴/۶	۲۲/۳
۲-۱	۱۴۵	۶۰	۱۴۵	۶۰	۴۳۳۰	۲۵۵۰	۴۳۳۰	۲۵۵۰	۰/۹۹۱۷۶۱	۰/۹۹۵۱۴۰	۰/۰۰۸۳۳۹	۰/۰۰۴۸۶۰	۳۱/۲	۸/۱
۲-۲	۶۷	۵۲	۶۷	۵۲	۲۸۱۲	۱۸۷۳	۲۸۱۲	۱۸۷۳	۰/۹۹۴۶۴۹	۰/۹۹۶۴۳۰	۰/۰۰۵۴۵۱	۰/۰۰۳۵۷۰	۳۱/۷	۱۷/۷
۲-۳	۹۷	۶۵	۹۷	۶۵	۴۲۱۱	۲۷۵۳	۴۲۱۱	۲۷۵۳	۰/۹۹۱۹۸۸	۰/۹۹۴۷۶۰	۰/۰۰۸۰۱۲	۰/۰۰۵۲۴۰	۵۱/۶	۲۱/۱
۲-۴	۱۶۶	۸۵	۱۶۶	۸۵	۶۶۴۴	۲۶۶۰	۶۶۴۴	۲۶۶۰	۰/۹۸۷۳۵۸	۰/۹۹۴۹۳۰	۰/۰۱۲۶۴۱	۰/۰۰۵۰۷۰	۸۰/۵	۳۱/۲
میانگین	۱۱۶	۷۳	۱۱۶	۷۲	۴۵۲۲	۳۲۷۸	۴۵۲۲	۳۲۷۸	۰/۹۹۱۳۹۷	۰/۹۹۵۲۸۲	۰/۰۰۸۶۰۳	۰/۰۰۴۷۱۸	۴۲/۷	۲۰/۳

« جدول ۲ »

از آنجائی که در شبکه توزیع سنندج با توجه به توضیحات قبلی محاسبه تعداد مشترک تحت تأثیر هر خروج قرار گرفته برابر کل مشترکین می‌باشد بدیهی است که شاخصهای CAIFI SAIFI ، و همچنین SAIDI ، CAIDI مساوی می‌باشند.

و نتایج محاسبه برخی از این پارامترها در کشور کانادا جهت مقایسه در جدول (۳) مشاهده می‌گردد.

	1984	1985
SAIFI	2.73	2.48
SAIDI	4.63	4.11
CAIDI	1.81	1.66
ASAI	0.999437	0.999531

« جدول ۳ »

نتیجه :

از آنجائی که استخراج شاخصهای قابلیت اطمینان که در واقع نشانگر وضعیت شبکه توزیع می‌باشد بسیار ضروری است و از جانب دیگر متکی بر دادهای سالیان گذشته می‌باشد

تا پس از استخراج شاخصهای مطمئن بتوان بوسیله ریاضیات احتمالات قابلیت اطمینان را برای سالهای آینده پیش‌بینی نمود و یا حتی در صورت استفاده از طرق مختلف ارتقاء سطح قابلیت اطمینان به سهولت بتوان نحوه اثرگذاری هر مورد را محاسبه نمود، پیشنهاد می‌شود حتی‌الامکان موارد زیر در شرکتهای توزیع بکار گرفته شود:

۱ ـ مکانیزمی جهت ثبت اطلاعات اعم از انواع خروجی و نقصان در سیستم، تعیین محل وقوع هر کدام از آنها، اقدامات به عمل آمده در هر مورد، و مدت زمان انجام این اقدامات، ایجاد گردد.

۲ ـ حتی‌الامکان در پیش‌بینی بانک اطلاعاتی شبکه توزیع و یا سیستمهای کدگذاری ترتیبی اتخاذ شود تا هر مشترک کدی مبتنی بر فیدر تغذیه‌کننده دریافت تا به سهولت بتوان تعداد مشترکین روی هر فیدر را در صورت محاسبات در حوزه هر فیدر بدست آورد.

۳ ـ ترتیبی اتخاذ شود تا اقدامات لازم در این زمینه در قالب هسته‌های مشخص و یا شرح وظایف بخشهای برنامه‌ریزی شرکتها قرار گیرد و گزارش شاخصهای مربوطه در آمار فعالیتهای هر شرکت منعکس گردد.

۴ ـ با توجه به آنکه این مبحث در کشور هنوز نوپا می‌باشد لازم است تا در گردهمایی و سمینارهایی توسط متخصصان امر باب این امر گشوده شده و مورد بحث و تبادل نظر و بررسی بیشتر قرار گیرد.

منابع :

1 - Reliability assessment of large electric power systems r.bilinton r.n.allan kluer academic publishers 1988.

2 - Reliability evaluation of engineering systems r.bilinton r.n.allan plenum, press, 1983.

3 - power systems Reliability evaluation lecture notes r.n.allan, umist, 1985.

4 - power systems Reliability and its assessment r.n.allan, umist, 1985 power engineering journal july 1992.

5 - power systems Reliability and its assessment r.n.allan, umist, 1985 power engineering journal november 1992.

6 - power systems Reliability and its assessment r.n.allan, umist, 1985 power engineering journal august 1992.