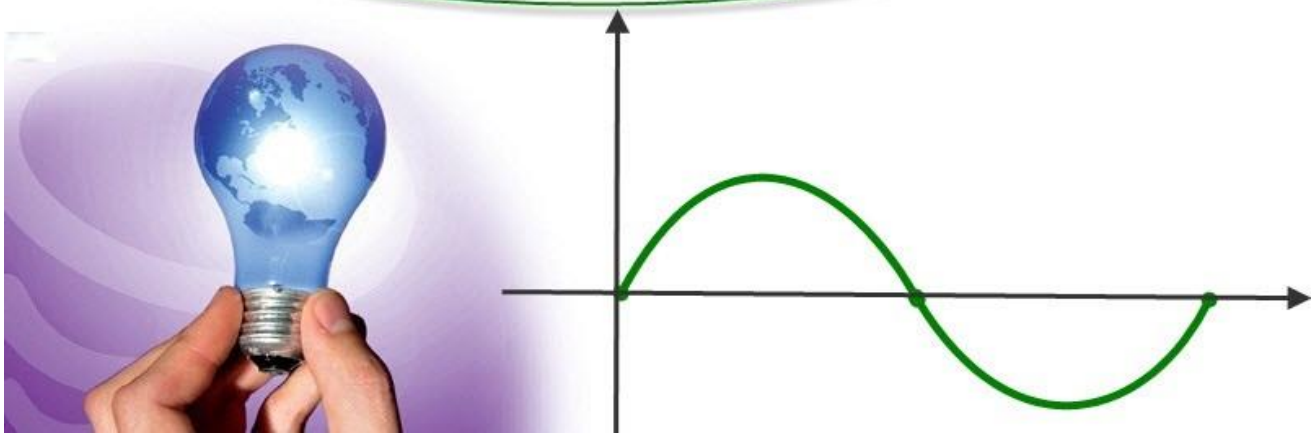
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



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

موضوع پروژه:

بررسی و تحلیل تأثیر ادوات کلیدزنی در قابلیت اطمینان شبکه های توزیع و انجام مطالعات در شبکه فشار متوسط شهر مراغه

WikiPower.ir

برای خرید فایل word این پروژه اینجا کلیک کنید.
(شماره پروژه = ۴۲۵)
پشتیبانی: ۰۹۳۵۵۴۰۵۹۸۶

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

فهرست مندرجات

فصل اول: معرفی سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی ۱

۱-۱ مقدمه ۲

۱-۲ آشنائی کلّی با سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی ۳

۱-۳ عوامل مؤثر در طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع ۴

۱-۴ ساختار شبکه‌های توزیع ۸

۱-۵ شبکهٔ توزیع ایران ۱۲

۱-۶ خلاصهٔ مباحث ۱۳

فصل دوم: بررسی قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی ۱۴

۲-۱ مقدمه ۱۵

۲-۲ دلایل اهمیت قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع ۱۶

۲-۳ مفاهیم کیفیت برق و دسترسی به سیستم ۱۶

۲-۴ قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی ۱۸

۲-۴-۱ شاخصهای اصلی محاسبه قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع ۱۹

۲-۴-۲ شاخصهای تکمیلی محاسبه قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع ۲۱

۲-۴-۲-۱ شاخصهای مربوط به مصرف‌کننده ۲۲

۲-۴-۲-۲ شاخصهای مربوط به بار و انرژی ۲۴

۲-۵ خلاصهٔ مباحث ۲۶

فصل سوم: بررسی تأثیر ادوات کلیدزنی در قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع ۲۷

۳-۱ مقدمه ۲۸

۳-۲ مدلسازی سیستم جهت ارزیابی قلبلیت اطمینان ۲۹

۳-۲-۱ مفهوم مدلسازی شبکه ۲۹

۳-۲-۲ سیستمهای با شبکهٔ متوالی ۲۹

۳-۲-۳ سیستمهای با شبکهٔ موازی ۳۱

۳-۲-۴ سیستمهای با شبکهٔ ترکیبی ۳۲

۳-۲-۵ سیستمهای با برخی اجزاء مازاد ۳۶

۳-۲-۶ سیستمهای با اجزاء مازاد آمادهٔ کار ۳۷

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

۳-۲-۷ بررسی کلّی شبکهٔ مدل‌شدهٔ توزیع ایران ۳۸
۳-۳ تأثیر ادوات کلیدزنی در قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع ۳۹
۳-۳-۱ آشنایی با ادوات کلیدزنی ۳۹
۳-۳-۲ مرور برخی از تعاریف سیستمهای توزیع ۴۰
۳-۳-۳ روشهای افزایش قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع ۴۱
۳-۳-۴ مکان‌یابی سکسیونرها و نقاط‌مانور در سیستم‌های‌توزیع ۴۴
۳-۳-۵ روش تحلیلی محاسبهٔ قابلیت اطمینان سیستمهای توزیع
به کمک ادوات کلیدزنی ۴۸
۳-۴ خلاصهٔ مباحث ۵۲
فصل چهارم: ارزیابی سالیانهٔ قابلیت اطمینان شبکهٔ فشارمتوسط شهر مراغه
به‌همراه مطالعات عددی ۵۳
۴-۱ مقدمه ۵۴
۴-۲ بررسی حوادث و خاموشی‌های فیدرهای فشارمتوسط مراغه ۵۵
۴-۳ آمار تعداد و مدت زمان خاموشی انواع خطاها در کلّ شبکهٔ مراغه ۶۲
۴-۴ تحلیل آماری خطاها درفیدرهای فشارمتوسط خروجی از
پست فوق‌توزیع مراغه ۶۹
۴-۴-۱ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۱ مراغه ۶۹
۴-۴-۲ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۲ مراغه ۷۲
۴-۴-۳ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۳ مراغه ۷۵
۴-۴-۴ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۴ مراغه ۷۸
۴-۴-۵ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۶ مراغه ۸۱
۴-۴-۶ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۷ مراغه ۸۴
۴-۴-۷ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۸ مراغه ۸۷
۴-۵ نتایج نرخ وقوع و متوسط مدت خاموشی انواع خطاها برای فیدرهای
فشارمتوسط شهر مراغه ۹۰
۴-۶ نتایج شاخص‌های قابلیت‌اطمینان پست‌های‌توزیع ناشی از انواع خطاها ۹۶

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

۴-۶-۱ محاسبهٔ شاخص کل انرژی تأمین نشده (ENS) برای فیدرهای فشارمتوسط منطقه ۱۳۶
۴-۶-۲ نتایج محاسبات شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان ۱۳۹
۴-۷ نتیجه‌گیری و ارائهٔ دیدگاه کلی در خصوص قابلیت اطمینان سالیانه ۱۴۳
فهرست مراجع ۱۴۶
پیوست ..... استاندارد « IEEE 1366 » مربوط به شاخصهای قابلیت اطمینان

WikiPower.ir

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

معرفی سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی

۱-۱ مقدمه:

با شروع به کار نیروگاه « پیرل استریت » در شهر نیویورک آمریکا در سال ۱۸۸۲ میلادی، صنعت برق‌رسانی به وجود آمد. پس از آن این صنعت به دلایل مختلفی از جمله سادگی تبدیل انرژی الکتریکی به سایر انواع انرژی، سهولت انتقال، کنترل آسان و ملاحظات زیست‌محیطی با سرعت بسیار زیادی پیشرفت نمود و نیروگاهها، خطوط انتقال و شبکه های توزیع گسترش یافتند، تا جایی که امروزه در دور افتاده‌ترین روستاهای کشورهای جهان نیز وجود انرژی الکتریکی و دسترسی مشترکین به آن، امری بدیهی و جزء وظایف مهم دولتها تلقی می‌گردد. شبکهٔ برق رسانی شامل سه قسمت عمدهٔ تولید، انتقال و توزیع می‌باشد. بررسی‌ها نشان می‌دهد که هزینهٔ سرمایه‌گذاری در بخش تولید کمی بیش از توزیع و حدود دو برابر انتقال است. اما به دلیل گستردگی و پیچیدگی ساختار شبکهٔ توزیع، مجموع هزینهٔ احداث، بهره‌برداری و نگهداری از بخش توزیع (به دلیل نزدیکی به مشترکین و برنامه‌های توسعهٔ شهری که افزایش روز افزون نصب تجهیزات را موجب می‌شود) نیز از درجهٔ اهمیت فوق‌العاده‌ای برخوردار است.

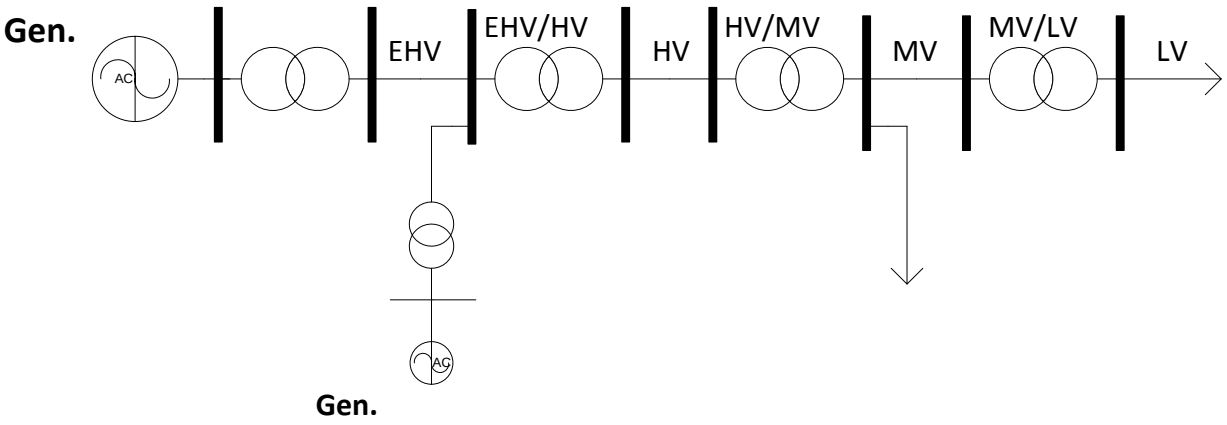
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

حجم زیاد سرمایه‌گذاری و اهمیت بخش توزیع لزوم دقت هرچه بیشتر در برنامه‌ریزی، طراحی، ساخت و بهره‌برداری بهینه از این بخش را یادآور می‌شود.

۱-۲ آشنائی کلی با سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی:

وظیفه اصلی یک شبکه توزیع، انتقال انرژی الکتریکی از پستهای انتقال و فوق‌توزیع و یا نیروگاههای کوچک به تک‌تک مشترکین و تغئیر سطح‌ولتاژ باتوجه به شرایط می‌باشد.در شکل ۱-۱ ارتباط شبکه‌های مختلف بصورت شماتیک نشان داده شده است. در این شبکه‌ها ولتاژ در سطوح مختلف (ولتاژ ضعیف LV کمتر از ۱ کیلوولت ، ولتاژ متوسط MV از ۱ تا ۳۶ کیلوولت، ولتاژبالا HV از۳۶ تا ۳۰۰ کیلوولت و ولتاژ بسیار بالا EHV بیشتر از ۳۰۰ کیلوولت) ارائه گردیده است، که این شکل تنها برخی مفاهیم کلی را ارائه می‌کند.چراکه جزئیات طراحی شبکه‌های توزیع در کشورهای مختلف، و حتی بین شرکتهای مختلف در یک کشور، تفاوتهای زیادی باهم دارد.

WikiPower.ir



شکل ۱-۱ ارتباط شبکه‌های مختلف و سطوح گوناگون ولتاژ

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

در شبکه توزیع برق ایران علاوه بر ولتاژهای اصلیِ ۴۰۰، ۲۳۰، ۱۳۲، ۶۳ و ۲۰ کیلوولت، در برخی مناطق (بخصوص در خوزستان) ولتاژهای ۳۳ و ۱۱ کیلوولت هنوز هم مورد استفاده می‌باشند.

در خارج از شهرها معمولاً خطوط هوائی ولتاژمتو سطMV بکار می‌رود. در این مناطق غیر شهری معمولاً ترانسفورماتورهای ۲۵ تا ۳۱۵ کیلوولت آمپری هوائی، پستهای توزیع را تشکیل می‌دهند. در مناطق شهری که با کابلهای ولتاژمتوسط زیرزمینی تغذیه می‌شوند، پستهای توزیع بیشتر بصورت زمینی با دیوارهای آجری ساخته می‌شوند. ظرفیت ترانسفورماتورهای این پستها معمولاً بین ۲۰۰ تا ۲۰۰۰ کیلوولت آمپر می‌باشد.توزیع در سطح ولتاژ ضعیفLV در حومه شهرها توسط خطوط هوائی با هادیهای لخت ویا پوشیده صورت می‌گیرد. استفاده از کابلهای خودنگهدار هوائی در مناطق جنگلی و مشابه آن کاربرد روزافزونی دارد. طول خطوط ولتاژضعیفLV بسته به سطح ولتاژ، تعداد فازها و میزان بار معمولاً محدود به ۵۰۰ متر می‌باشد. در مراکز شهرها توزیع ولتاژضعیفLV معمولاً توسط کابلهای زیرزمینی صورت می‌گیرد.

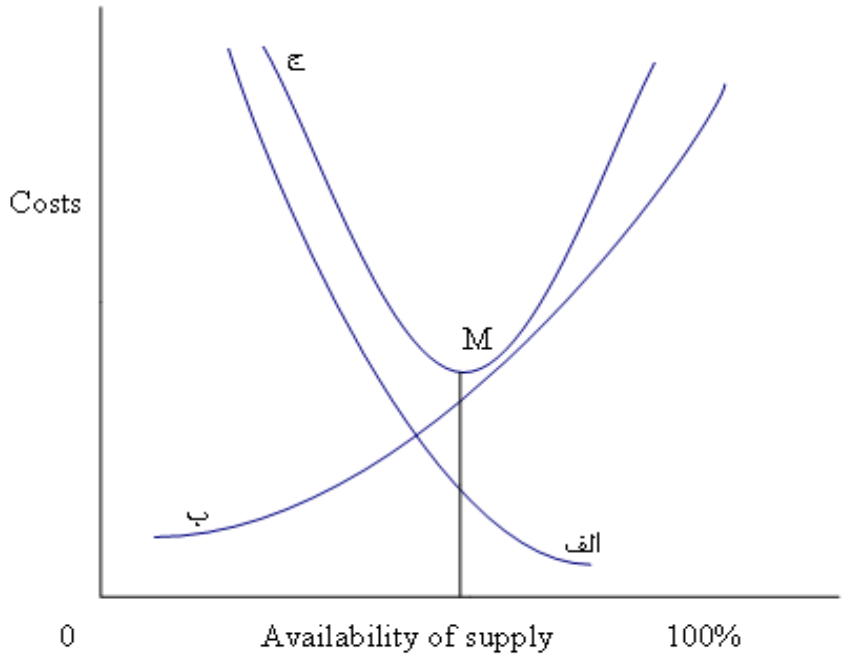
ترانسفورماتورها، خطوط هوائی و کابلهای زیرزمینی را می‌توان بعنوان اجزای اصلی شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی معرفی کرد.

۳-۱ عوامل مؤثر در طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع:

با وابستگی روزافزون زندگی اجتماعی به انرژی الکتریکی، قابلیت اعتماد به عدم قطع برق، تداوم سرویس‌دهی، کیفیت مطلوب، ایمنی کافی و هزینه کم از جمله انتظارات مشترکین برق به‌شمار می‌رود. قیمتی که مشترکین برای مصرف برق پرداخت می‌کنند عملاً توسط هزینه‌های تولید، انتقال و توزیع برق تعیین می‌شود. تقریباً برای تمام مشترکین، تداوم سرویس‌دهی و عدم قطع برق اهمیت بسیار زیادی دارد. از این رو طراحی و بهره‌برداری مناسب از شبکه‌های توزیع (به‌دلیل نزدیکی سیستم توزیع به

مصرف‌کنندگان) ارزش فوق‌العاده‌ای پیدا کرده است. مشترکین دوست دارند که برق تحویلی به آنان از قابلیت اطمینان کامل برخوردار باشد، ولی از نظر فنی و اقتصادی این امر یک هدف دست‌نیافتنی به‌حساب می‌آید. سطح بهینه قابلیت اطمینان بستگی به تأثیر اقتصادی قطع برق دارد که برای مشترکین مختلف متفاوت است. براساس مطالعات انجام شده مشترکین با نوع مصرفِ «تجاری» و «صنعتی» بیش از سایر مشترکین از قطع برق متضرر می‌شوند، بعد از آنها بترتیب مشترکینِ «عمومی»، «کشاورزی» و «خانگی» متضرر می‌شوند.

برای انتخاب سطح بهینه قابلیت اطمینان معمولاً از شکل زیر استفاده می‌شود:



شکل ۱-۲ تعادل بین هزینه و قابلیت اطمینان

دردستگاه مختصات نشان داده‌شده در این شکل محور افقی«میزان دردسترس بودن برق» و محور عمودی "هزینه‌های ناشی از قطع برق برای مصرف‌کنندگان" را بیان می‌کند. منحنی « الف » در این شکل، مبین هزینه‌های ناشی از قطع برق برای مصرف‌کنندگان، بصورت تابعی از میزان دردسترس بودن برق می‌باشد. درصورت دردسترس بودن کامل، این هزینه‌ها صفر خواهد بود و با کم شدن دسترس‌پذیری که به مفهوم قطع بیشتر و بیشتر برق است این هزینه‌ها افزایش پیدا می‌کند. منحنی «ب» هزینه‌های لازم برای

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

رسیدن به سطوح بالاتر از قابلیت اطمینان را نمایش میدهد. طبیعی است که کم‌کردن احتمال خاموشی (دسترس‌پذیری بیشتر)، مستلزم صرف هزینه‌های اضافی است. برای نزدیک شدن به قابلیت اطمینان کامل این هزینه‌ها به‌شکل سرسام‌آوری زیاد می‌شود. ازنظر اقتصادی، سطح بهینه قابلیت اطمینان معادل است با کمینه‌کردن مجموع هزینه‌های فوق که در شکل با منحنی «ج» نشان دهده شده و متناظر با نقطه M می‌باشد.

بعد از قابلیت اطمینان، عامل مؤثر دوم در طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع ملاحظات اقتصادی است که در این ملاحظات میزان تلفات شبکه نقش مهمی را بازی می‌کند و کمینه کردن تلفات همواره یکی از اهداف مهم طراحی بوده‌است.

عامل دیگری که کیفیت انرژی الکتریکی تحویلی به مشترکین را تعیین می‌کند مقدار واقعی اندازه ولتاژ است. در صورت خارج شدن ولتاژ از محدوده مجاز، وسایل الکتریکی کم و بیش آسیب خواهند دید. ولتاژهای بالا معمولاً به‌دلیل اشکال در کنترل‌کننده‌های ولتاژ و یا بروز خطا در شبکه اتفاق می‌افتند. افت ولتاژ زیاد در شبکه‌های توزیع معمولاً عامل اصلی پایین تر آمدن اندازه ولتاژ از مقدار مجاز آن است. علاوه بر اندازه ولتاژ شکل منحنی آن نیز مهم است. وجود هارمونیکها و تفاوت فاحش شکل موج از سینوسی کامل ممکن است باعث عملکرد ناصحیح وسایل الکتریکی شود.

عامل مهم دیگر ایمنی انرژی الکتریکی تحویل داده شده به مشترکین است. شبکه‌های توزیع درصورت عدم رعایت نکات ایمنی می‌توانند بطرق مختلف برای مردم خطرساز باشند. وسایل برقی نیز باید به‌شکلی ساخته شوند که موجب برق‌گرفتگی و یا ایجاد آتش‌سوزی نشوند.

سادگی طرح که سهولت بهره‌برداری و تعمیرات را بدنبال دارد، باید بعنوان یک اصل درنظر باشد. یک طرح ساده همواره بر طرحهای پیچیده برتری دارد (مگر اینکه عواملی استفاده از طرحهای پیچیده را الزامی سازد) .

میزان مصرف یک منطقه و ویژگیهای آن از عوامل تعیین کننده در طراحی شبکه توزیع مناسب برای آن منطقه به‌شمار می‌آید.

در عمل عوامل دیگری مانند مکان تصرف زمین برای احداث پست، نوع تجهیزاتی که در بازار موجود است و سیاستهای کلان بخش برق در نحوه طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع مؤثر می‌باشند. مشکل عدم وجود منابع مالی و غیرمالی می‌تواند به انتخاب این سیاست منجرشود که شبکه‌های برق با حداکثر سرعت ممکن و عدول از برخی استانداردها توسعه یابند و سپس با استفاده از درآمدهای حاصله، بهبود کیفیت و رعایت استانداردها دنبال شود.

۴-۱ ساختار شبکه‌های توزیع:

با توجه به سطح ولتاژ سیستم، شرایط جغرافیائی و تمرکز یا عدم تمرکز بار مصرفی، می‌توان از انواع مختلف شبکه‌های توزیع برای تأمین نیازهای مشترکین استفاده کرد.

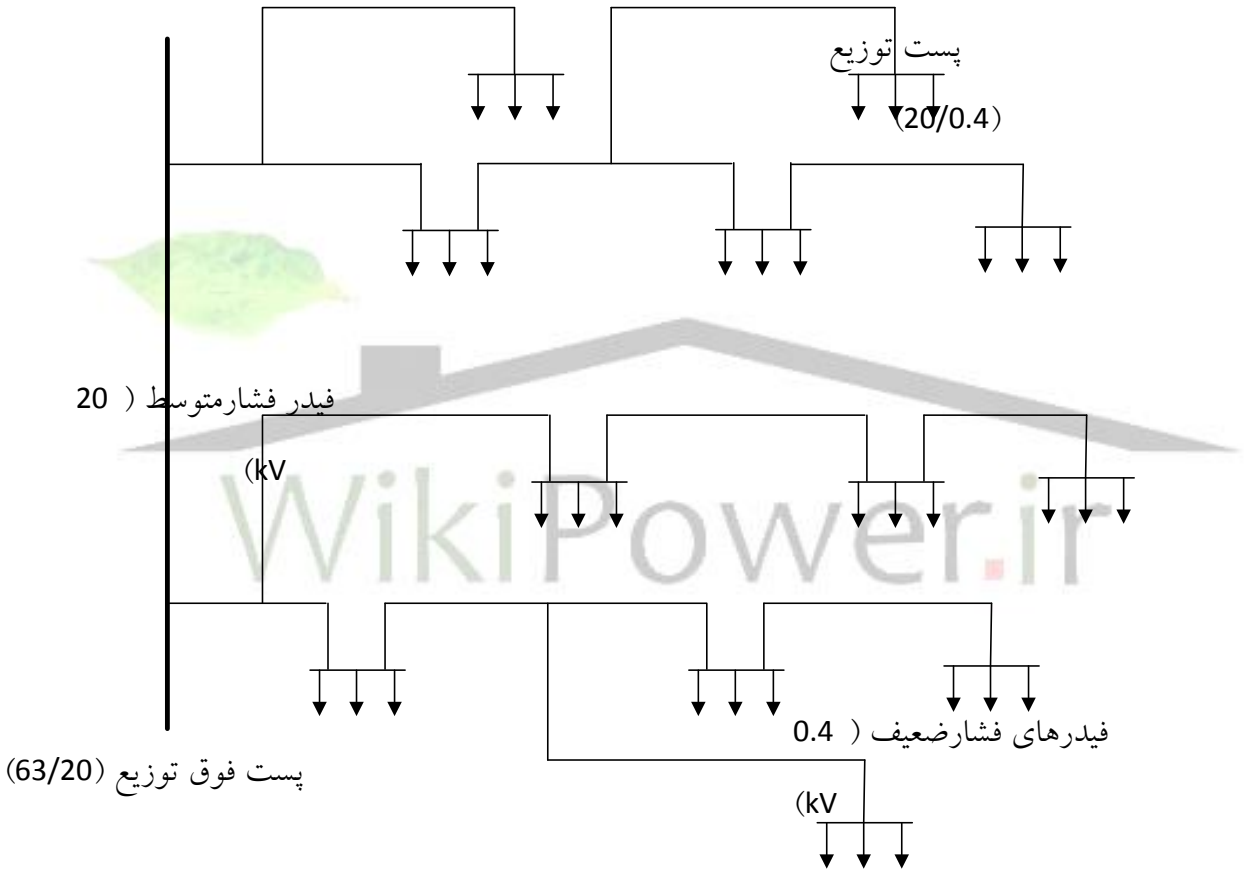
بطور کلی شبکه‌های توزیع می‌توانند هرنوع ساختاری را داشته باشند، ولی در حالت استاندارد می‌توان سه‌نوع ساختار کلی را برای شبکه‌های توزیع معرفی کرد:

الف) شبکهٔ شعاعی:

در این سیستم مدار از شینهٔ اصلی (پست فوق توزیع) به ترانسهای توزیع کشیده شده و به انتهای فیدر می‌رود. از مزایای این سیستم به ساده بودن شکل و ارزان بودن ساخت این شبکه می‌توان اشاره کرد. بزرگترین عیب شبکهٔ شعاعی که استفادهٔ آن را در کشورهای به خصوص پیشرفته با کاهش مواجه ساخته بی‌برقی قسمت معیوب (قسمتی که دچار خطا شده) تا انتهای فیدر است که باعث افزایش هزینهٔ انرژی فروخته نشده به مشترکین، کاهش قابلیت اطمینان سیستم و نارضایتی مصرف کنندگان خواهد شد. امروزه برای رفع این مشکل از خطوط مانور (Tie lines) برای برقدار کردن قسمت بی‌برق توسط فیدرهای مجاور استفاده می‌شود. انتخاب تعداد خطوط مانور برای یک فیدر، همچنین انتخاب مهمترین

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

نقاط برای انجام مانور (طول بهینهٔ کابل یا خط مانور)، ملاحظات عایقی فیدرها و حداکثر جریان قابل تحمل کابلها و خطوط (که فیدرهای مجاور تا چه حد می‌توانند بار فیدر معیوب را تحمل کنند) از جمله مواردی است که در این نوع شبکه‌ها باید مدنظر قرار گیرند. شکل۱-۳ ساختار ساده‌ای از یک شبکهٔ شعاعی را نشان می‌دهد:



شکل ۱-۳ ساختار ساده‌ای از یک شبکهٔ

ب) شبکهٔ حلقوی:

برای افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع، می‌توان آنها را به صورت حلقوی طراحی کرد. بدین صورت که تغذیهٔ فیدر فشار متوسط (20 kV) پس از شروع از شینهٔ اصلی (پست فوق توزیع) و پس از گذشت از پستهای توزیع دوباره به همان شین برمی‌گردد. در این سیستم اگر خطایی روی شبکه ایجاد

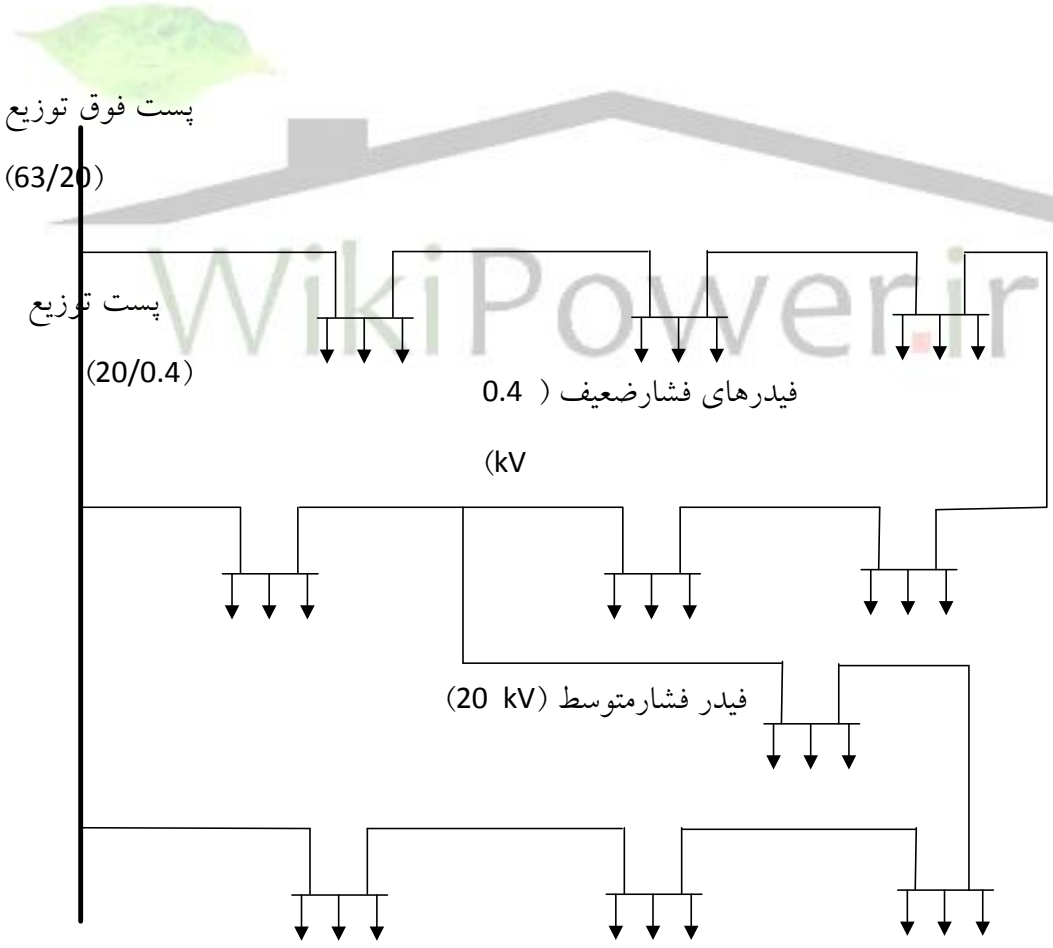
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

شود، بلافاصله سکسیونرها عمل کرده و قسمت آسیب‌دیده را از شبکه جدا می‌کنند. سایر قسمتهای شبکه که تحت تأثیر خطا قرار گرفته‌اند، از مسیر دیگر فیدر تغذیه خواهند شد. این مکانیزم در سیستمهای توزیع تحت عنوان بازیابی شبکه (Restoration) نامیده می شود. این سیستم با توجه به خطوط انتقال طولانی‌تر نسبت به شبکه شعاعی گرانتر است. شکل ۱-۴ شبکهٔ حلقوی نمونه را نشان می‌دهد. از مزایای این شبکه نسبت به شبکه شعاعی می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

۱ - شبکه حلقوی در مقایسه با شبکه شعاعی خاموشی کمتری می‌دهد.

۲ - شبکه حلقوی نیازی به استفاده از خطوط مانور ندارد.

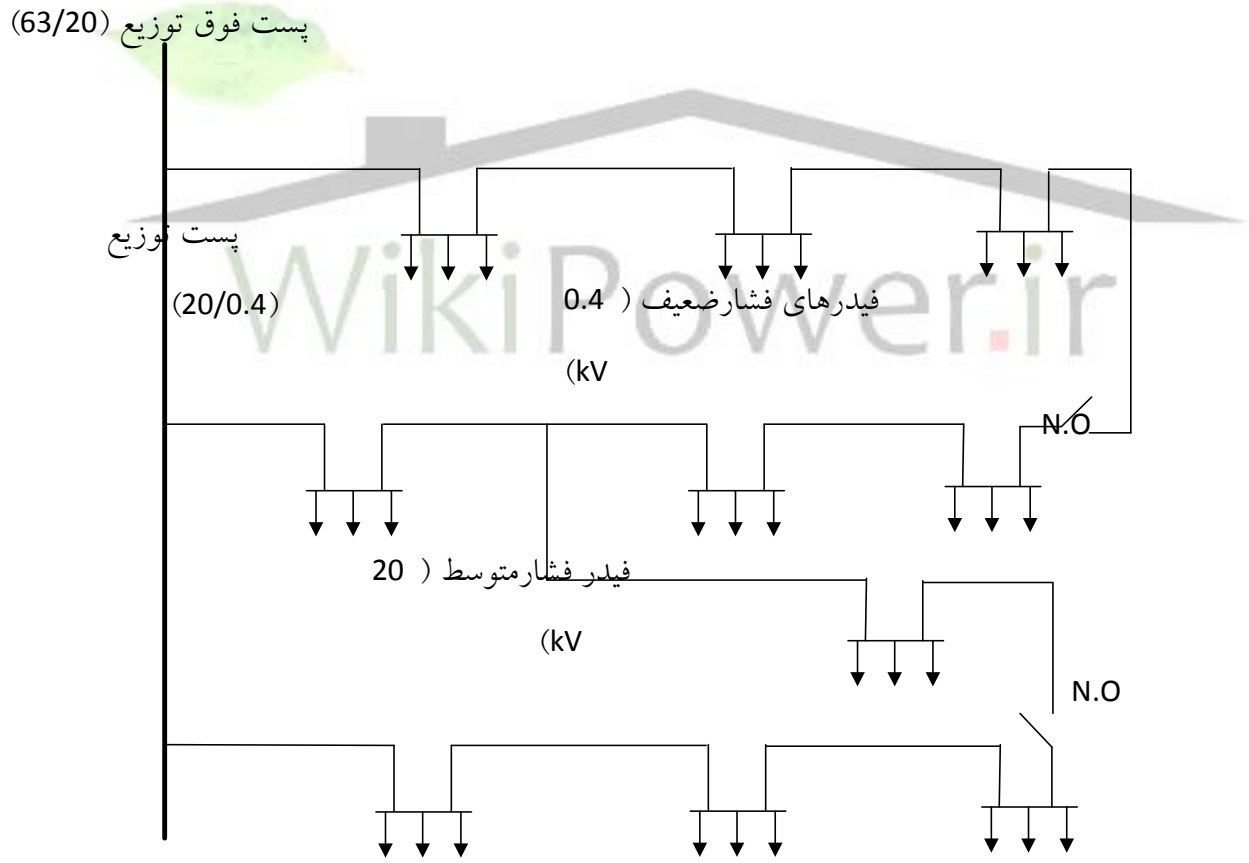
۳ - در این نوع شبکه‌ها نگرانی از بابت شکست عایقی خطوط (که در شبکهٔ شعاعی هنگام استفاده از خطوط مانوررخ می‌دهد) وجود ندارد.



شکل ۱-۴ شبکهٔ حلقوی

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

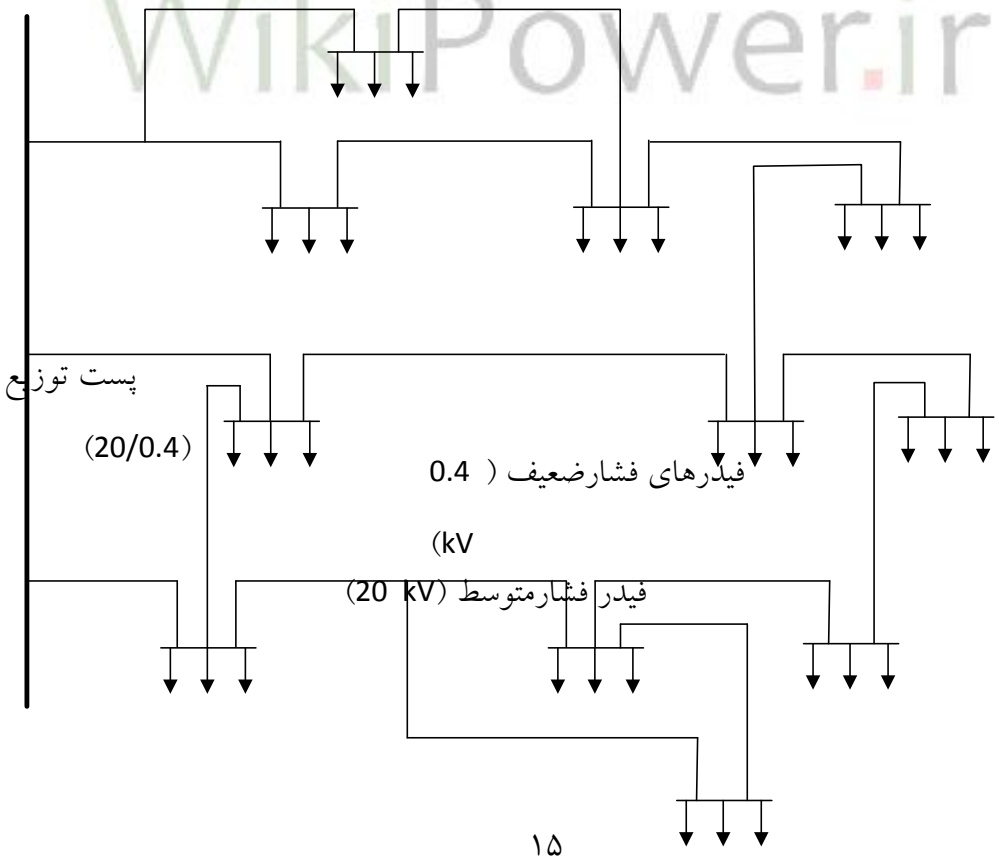
شبکه‌های توزیع معمولاً به صورت حلقوی طراحی می‌شوند و به صورت شعاعی مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند. به این صورت که قسمتی از فیدر که میان دو پست توزیع از یک شبکهٔ حلقوی(که سکسیونر در بین آن دو پست قرار دارد) واقع است، به عنوان خط مانور در نظر گرفته می‌شود و هر یک از دو قسمت فیدر که با سکسیونر جدا شده‌اند، از پست فوق توزیع تغذیه می‌شوند. شکل ۱-۵ نمونه‌ای از این شبکه‌ها را نشان می‌دهد:



شکل ۱-۵ شبکهٔ با طراحی حلقوی و بهره‌برداری

ج) شبکهٔ غربالی:

کاملترین و در عین‌حال پیچیده‌ترین نوع شبکه‌های توزیع شبکهٔ غربالی است، بدین صورت که در آن هریک از پستهای توزیع به چندین پست توزیع دیگر مرتبط هستند. در شبکهٔ غربالی می‌توان از یک یا چند شینهٔ فوق‌توزیع برای تغذیهٔ شبکه استفاده نمود. این نوع شبکه بالاترین کیفیت سرویس‌دهی به مشترکین را دارا می‌باشد. در این سیستم در صورتِ بی‌برقیِ شینهٔ فوق‌توزیع، مشترکین آن بی‌برق نمی‌شوند و از شینهٔ مجاور تغذیه می‌شوند. بدلیل مسائل اقتصادی، پیچیده بودن هماهنگی‌ها و مشکلات بهره‌برداری، همچنین کنترل پخش بار و عملکرد عناصر حفاظتی از این شبکه کمتر استفاده می‌شود . شکل ۱-۶ یک شبکهٔ سادهٔ غربالی را نشان می‌دهد.



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

پست فوق توزیع (63/20)

شکل ۱-۶ شبکهٔ سادهٔ

۱-۵ شبکهٔ توزیع ایران:

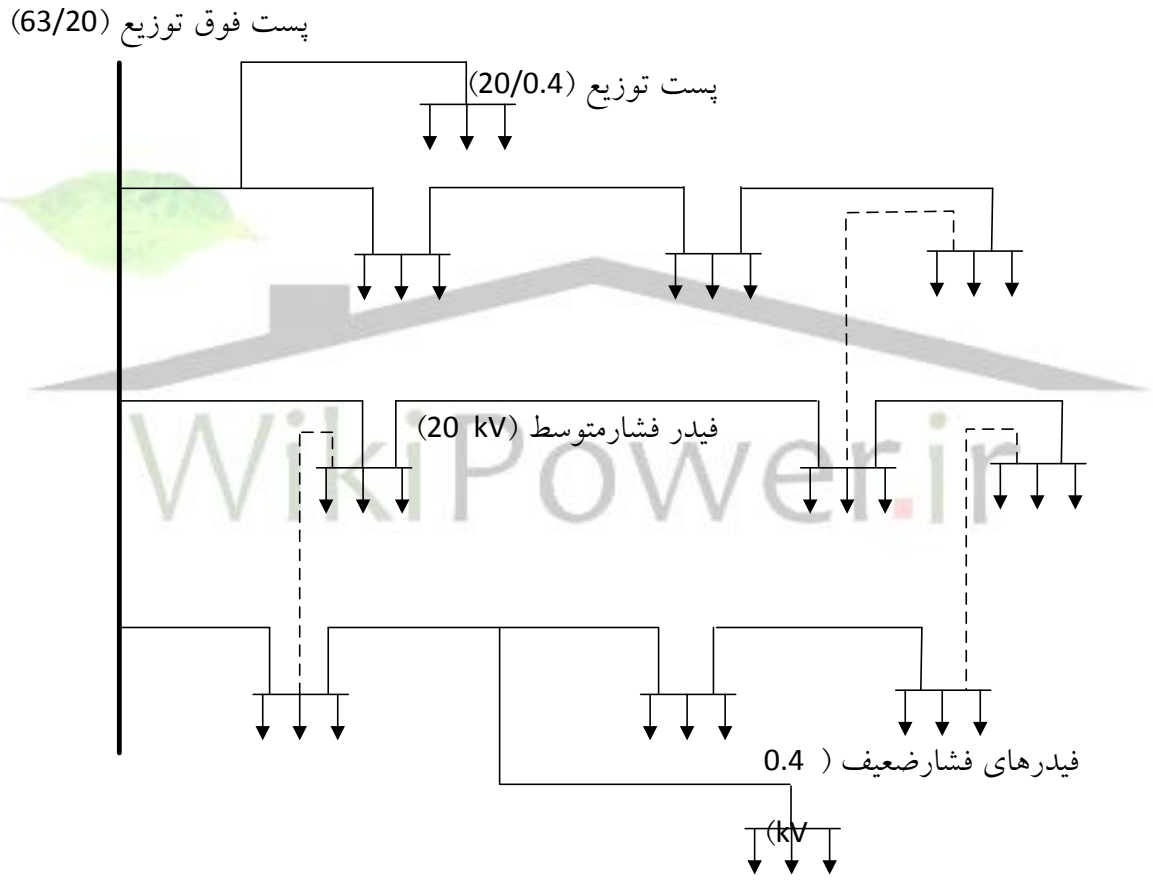
شبکهٔ توزیع ایران شبکه‌ای قدیمی است که دارای ساختاری شعاعی با خطوط مانور (که غالباً با روش استادکاری و نه مهندسی نصب و راه‌اندازی شده‌اند) می‌باشد. عدم مکانیزاسیون، مشکلات اقتصادی، عدم استفاده از نیروهای متخصص و مهندسین مشاور، و نیز توسعهٔ بی‌رویهٔ شهرها و صنایع بدون توجه به مشکلات شبکهٔ توزیع، شبکهٔ توزیع ایران را در مقایسه با شبکه‌های توزیع کشورهای صنعتی بسیار عقب‌مانده‌تر قرار داده است.

طول عمر بیش از حدّ استاندارد کابلها هم (بیش از ۳۰ سال) در اکثر نقاط کشور ضریب اطمینان شبکه‌های زمینی را به حداقل رسانده و بدنبال آن هزینه‌های گزافی در عیب‌یابی و مفصل‌زنی انرژیِ توزیع نشده و در ادامه درگیری با سازمانهائی نظیر شهرداری در حفّاریها را موجب شده است.

خوشبختانه در سالهای اخیر با توجه بیشتری که به سیستمهای توزیع شده است، حرکتهای خوبی در زمینهٔ مکانیزاسیون شبکه‌های توزیع صورت گرفته که پروژه‌های طرحهای جامع شهرهای کشور از آن جمله‌اند. در این پروژه‌ها محاسبات پیش بینی بار، پخش بار، خازن گذاری، جایابی پست فوق‌توزیع و توزیع، قابلیت اطمینان، جایابی بهینهٔ نقاط مانور و سکسیونرها، محاسبات سطح مقطع کابلها و... انجام می‌شوند. انجام هر یک از این محاسبات به تنهایی کمکهای بسیاری را به بهبود خدمات‌رسانی به

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

م شترکین می‌نماید. شکل ۱-۷ شمای ساده‌ای از ات صالات فیدرها در شبکهٔ توزیع ک شورمان را ن شان می‌دهد.



شکل ۱-۷ شمای ساده‌ای از اتصالات فیدرها در شبکهٔ توزیع

۱-۶ خلاصهٔ مباحث:

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

در این فصل به معرفی مختصر و روشهای استفاده بهینه از شبکه‌های توزیع پرداخته شد. سعی بر این شد که از دید مدیریت شبکه نقاط ضعف و قوّت و لزوم بهینه‌سازی سیستم بررسی شود. سپس ساختارهای متعارف شبکهٔ توزیع و ساختار شبکهٔ توزیع کشورمان مورد بررسی قرار گرفت. با توجه به گستردگی مباحث در بخش سیستمهای توزیع، علاقمندان می‌توانند به مراجع ۲ و ۲۶ و ۲۷ و ۲۸ مراجعه نمایند.

بررسی قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی

WikiPower.ir

۲-۱ مقدمه:

هدف مهندسان و برنامه‌ریزان سیستم‌های مهندسی (چه در مهندسی برق و چه در سایر رشته‌های مهندسی) از طراحی و ساخت انواع سیستمهای ساده و پیچیده، افزایش سطح کارآیی سیستم و در نتیجه رشد شاخصهای اقتصادی و مهم‌تر از همه افزایش رضایتمندی مصرف‌کنندگان می‌باشد. از کار افتادگی و اختلال در سیستم، گاه صدمات جبران ناپذیری را به پیکرهٔ یک سیستم و یا یک مجموعه وارد می‌نماید. از این رو بحث اطمینان پذیری به عنوان یک مبحث مهم در بهره‌برداری از سیستمها مورد توجه قرار می‌گیرد.

در مورد اطمینان‌پذیری (قابلیت اطمینان) تعاریف متنوعی در کتابها و مقالات برقی و غیر برقی ارائه شده است که در قسمتهای بعدی به تفصیل بیان می‌گردد.

به طور کلّی اطمینان‌پذیری عبارت‌است از « احتمال خطا نکردن یک عنصر و عملکرد درست آن در یک بازهٔ زمانی معین». شیوه‌های ارزیابی قابلیت اطمینان اصولاً بر محور احتمال خطر استوار است. پر واضح است که عموم مهندسان باید از مفاهیم اساسی و بنیادی ارزیابی قابلیت اطمینان آگاه باشند، زیرا که امروزه

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

قانون در ایران و در اکثر کشورها، طراحان و سازندگان را مسئول خسارتهای وارد بر مصرف‌کنندگان در اثر خرابی و عملکرد نامطلوب محصولات می‌داند.

۲-۲ دلایل اهمیت قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع :

امروزه تصور زندگی بدون انرژی الکتریکی بسیار مشکل می‌باشد و از طرفی پایداری بسیاری از مشاغل و فعالیت‌های اجتماعی به آن وابسته گشته است. وابستگی شدید کارهای مختلف به انرژی الکتریکی تا حدی است که با قطع برق خسارت بسیار زیادی به مردم تحمیل می‌گردد و آنها را از مسیر عادی زندگی خارج می‌کند. همین اتکا به انرژی الکتریکی، سطح توقّع مردم را در دریافت انرژی الکتریکی بالا برده است؛ بطوریکه با بروز حوادث منجر به قطع انرژی الکتریکی و یا عدم کیفیت مناسب برق دریافتی، اعتراض شدید آنها را در پی دارد. این عوامل بعلاوه بسیاری از عوامل دیگر باعث گشته است که شرکت‌های توزیع نیروی برق درصدد افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع باشند.

افزایش قابلیت اطمینان برق‌رسانی بدون شناخت عوامل بوجود آورنده حوادث ممکن نخواهد بود و البته شناخت حوادث بدون داشتن اطلاعات و آمار صحیح مقدور نیست. لذا بنظر می‌رسد که اولین قدم در شناخت حوادث برق جمع‌آوری آمار و اطلاعات صحیح و تحلیل آماری آنها می‌باشد.

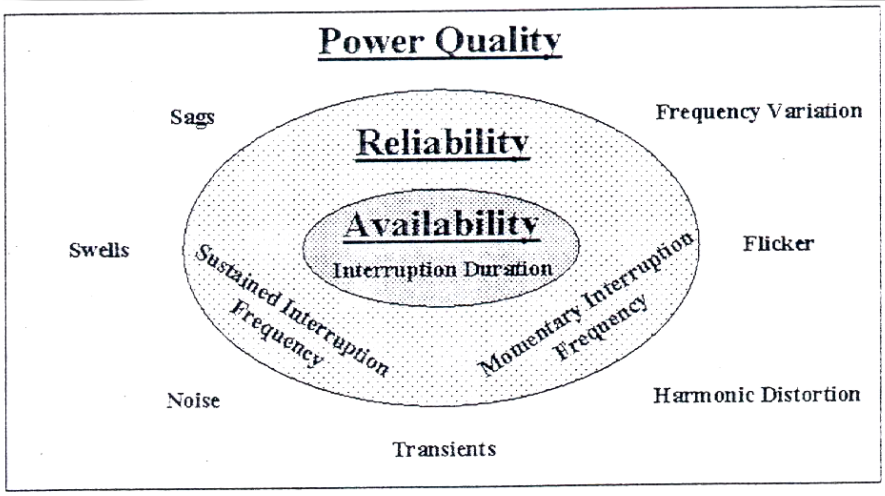
۲-۳ مفاهیم کیفیت برق و دسترسی به سیستم :

کیفیت برق از نظر افراد مختلف دارای تعابیر متفاوتی است. از نظر مشترکین، مشکل کیفیت برق به مواردی مربوط می‌شود که در تأمین برق آنها خدشه‌ای وارد شود. از دیدگاه مسئولین و کارشناسان شرکت‌های توزیع، تخطی از استانداردهای مختلف مانند افت ولتاژ و یا هارمونیک شبکه، کیفیت برق را خدشه‌دار می‌کند. برخی نیز کیفیت برق را همان کیفیت ولتاژ تعبیر می‌کنند.

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

آنچه از اهمیت بالایی برخوردار است، تشخیص وجه تمایز میان کیفیت برق و قابلیت اطمینان آن است. قابلیت اطمینان زیر مجموعه‌ای از کیفیت برق است، هرچند بسیاری بر این عقیده‌اند که تشخیص مرز برای این دو دشوار است. اغلب، «خطاهای بیش از چند دقیقه» را به پروسه بررسی قابلیت اطمینان ارجاع می‌دهند و به «خطاهای زودگذر» در بررسی کیفیت برق توجه می‌کنند. البته در برخی موارد نیز به دلیل اهمیت بروز خطاهای زودگذر، مهندسین برق در بررسی قابلیت اطمینان سیستم، خطاهای زودگذر را نیز در نظر می‌گیرند.

دسترسی سیستم نیز به درصد زمانی اطلاق می‌گردد که سیستم، بدون وقفه مشترکین را تغذیه می‌کند. دسترسی سیستم زیرمجموعه‌ای از قابلیت اطمینان به شمار می‌رود. شکل ۲-۱ نحوهٔ طبقه‌بندی مفاهیم فوق را نشان می‌دهد:



شکل ۲-۱ : ارتباط مفاهیم کیفیت برق، قابلیت اطمینان و دسترسی سیستم

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

۴-۲ قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی :

اساسی‌ترین هدف سیستمهای قدرت تداوم تأمین انرژی الکتریکی ارزان قیمت با کیفیت مطلوب است. البته به دلایلی مانند معایب و خرابی‌های احتمالی در تجهیزات به کار رفته در سیستم، و نیز بروز خطاهای پیش‌بینی شده و پیش‌بینی نشده نمی‌توان انتظار داشت که همواره این انرژی در دسترس قرارگیرد. از این رو ارزیابی قابلیت اطمینان سیستمهای قدرت به صورت مقوله‌ای بسیار مهم مطرح می‌گردد.

سیستم توزیع گسترده‌ترین بخش سیستم قدرت از نظر مساحت تحت پوشش می‌باشد. از طرف دیگر این سیستم واسطه‌ای میان مصرف‌کننده و سیستم قدرت بوده که انرژی را از شبکه انتقال و فوق توزیع دریافت کرده و به مصرف‌کننده تحویل می‌دهد. همچنین ازآنجایی که علی رغم سادگیِ ساختار شبکه‌های توزیع سهم عمده‌ای از سرمایه‌گذاری در سیستم قدرت به این بخش اختصاص دارد، لذا ارزیابی و بررسی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع بسیار ضروری به نظر می‌رسد.

تعاریف متنوعی در مورد قابلیت اطمینان ارائه شده است. استانداردهایی همچون ISO8402 و BS4778 قابلیت اطمینان را اینگونه تعریف نموده‌اند:

«قابلیت اطمینان یک سیستم عبارتست از توانایی آن سیستم در انجام وظیفه تحت شرایط محیطی و بهره‌برداری معیّن برای یک بازهٔ زمانی خاص».

در مورد سیستم توزیع، قابلیت اطمینان به قطع برق مشترکین و ایجاد اختلال در عملکرد تجهیزات مربوط می‌شود. در این خصوص برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع شاخص‌هایی تعریف شده است که در قسمت‌های بعدی به تفصیل معرفی می‌گردند، اما قبل از آن چند واژه کلیدی مرسوم در قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع معرفی می‌گردد:

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

رویداد (Contingency): واقعه غیر منتظره‌ای مانند اتصال کوتاه یا قطع مدارها را شامل می‌شود که غیرقابل پیش‌بینی بوده و ذاتاً تصادفی است.

خطا (Fault) : همان اتصال کوتاه است و به دو دسته گذرا و ماندگار تقسیم‌بندی می‌شود.

خروج (Outage): زمانی حالت خروج در سیستم به وقوع می‌پیوندد که یکی از تجهیزات بی‌برق شود. خروج‌های ایجاد شده می‌تواند برنامه‌ریزی شده و از قبل تعیین شده باشند و یا بدون برنامه‌ریزی و به سبب رویدادی به وقوع بپیوندند.

قطعی‌های گذرا (Momentary Interruption) : زمانی این حالت پدید می‌آید که مشترک برای زمانی کمتر از چند دقیقه (گذرا) بی‌برق شود. اغلب قطعی‌های گذرا به دلیل عملکرد ریکلوزرها و یا سوئیچ‌های خودکار پدید می‌آیند.

قطعی ماندگار (Sustained Interruption) : قطعی ماندگار زمانی ایجاد می‌شود که مشترک برای زمانی بیش از چند دقیقه با قطع برق روبرو شود. اغلب قطعی‌های ماندگار بر اثر وقوع خطا به وجود می‌آید.

۲-۴-۱ شاخصهای اصلی محاسبهٔ قابلیت اطمینان سیستم توزیع:

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

ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع زیرمجموعه‌ای از محاسبات قابلیت اطمینان سیستم قدرت می‌باشد. البته همانطور که قبلاً بحث شد با توجه به آنکه هزینه خروج و قطع شبکه در سیستم توزیع در مقایسه با سیستمهای تولید وانتقال بیشتر است، این بخش از محاسبات از دو بخش قبل از آن از درجهٔ اهمیت بالاتری برخوردار است. ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم توزیع توسط شاخص‌های مربوطه که استاندارد IEEE آنها را معرفی نموده انجام می‌شود. قبل از معرفی این شاخص‌ها ضروری است به سه پارامتر اساسی که در مطالعات قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع اهمیت ویژه‌ای دارند، اشاره گردد. این سه پارامتر اساسی نرخ خطای متوسط (λs) ، زمان متوسط خروج سیستم از حالات عملکرد (rs) و زمان متوسط سالیانه خروج از حالت عملکرد یا عدم دسترس بودن متوسط سالیانه (Us) می‌باشد:

λs (f/yr) : نرخ خطای متوسط برحسب: سال/خطا

rs (hr) : زمان متوسط خروج سیستم از حالت عملکرد برحسب: ساعت

Us (hr/yr) : زمان متوسط سالیانه خروج از حالت عملکرد برحسب: سال/ساعت

همانطور که در فصل بعد به تفصیل اشاره خواهد شد، سیستم توزیع شعاعی بصورت یک سیستم سری مدل می‌شود، لذا معادلات مربوط به سیستم سری در آن صدق خواهند کرد. برای معرفی شاخص‌ها نیاز است یک سیستم سری با n مولفه را در نظر بگیریم. در این سیستم پارامترهای مذکور را می‌توان از روابط زیر به دست آورد:

$$\lambda s = \sum_{i=1}^{n} \lambda i \qquad (۱-۲)$$

$$s r = \frac{\sum_{i=1}^{n} \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^{n} \lambda_i} = \frac{Us}{\lambda s} \qquad (۲-۲)$$

$$Us = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i r_i = \lambda s \quad s r \qquad (۳-۲)$$

که در آن λi نرخ خرابی و ri متوسط زمان تعمیر مربوط به مؤلفهٔ i ام می‌باشد.

آنچه مسلم است, این است که این پارامترها به تنهایی نمی‌توانند تعیین کننده وضعیت و رفتار سیستم باشند. به عنوان مثال مقادیر یکسان پارامترها، گویای تعداد مصرف کننده و یا میزان بار متصل به نقطهٔ بار نیست. به همین دلیل و نیز به جهت اهمیت ویژهٔ خروج سیستم از حالت عملکرد که می‌تواند حجم بسیار بالایی از مشترکین را بی‌برق نماید، شاخص‌های مختلفی مطرح می‌گردند. هر کدام از این شاخص‌ها

از زاویه‌ای خاص به سیستم می‌نگرد و با اجماع این شاخص‌ها با دقت بیشتری می‌توان قابلیت اطمینان سیستم توزیع را مورد ارزیابی قرار داد.

۲-۴-۲ شاخصهای تکمیلی محاسبهٔ قابلیت اطمینان سیستم توزیع:

مطابق با آنچه که در قسمت قبل مطرح شد، شاخص‌های اصلی سیستم فقط مجموعه‌ای از اطلاعات سیستم را به ما می‌دهند و مقادیر قابل مقایسه‌ای از سیستمهای مختلف را به ما نمی‌دهند. بنابراین جهت ارزیابی و مقایسهٔ سیستمهای مختلف از دید قابلیت اطمینان، شاخصهایی تحت عنوان شاخصهای تکمیلی مطرح شدند. این شاخص‌ها در سال ۱۹۹۸ توسط کمیتهٔ انتقال و توزیع انجمن مهندسین قدرت IEEE درقالب استاندارد 1366 (IEEE-Std 1366 -1998) به صورت تکمیل شده ارائه گردید. با توجه به تعدد این شاخص‌ها به بررسی مهمترین و پرکاربردترین شاخص‌های ارائه شده می‌پردازیم. لازم به ذکر است که استاندارد 1366 در پیوست انتهای پایان‌نامه به‌طور کامل آورده شده است.

WikiPower.ir

۲-۴-۲-۱ شاخص‌های مربوط به مصرف کننده:

- شاخص متوسط قطع برق سیستم:

System Average Interruption Frequency Index : **SAIFI**

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{n} \lambda i Ni}{\sum_{i=1}^{n} Ni} = \frac{\text{تعداد کل قطعی‌های مشترکین}}{\text{تعداد}} \qquad (۴-۲)$$

λi نرخ خرابی و Ni تعداد مشترکین وصل شده به نقطهٔ بار i ام می‌باشد. این شاخص نشان می‌دهد که به طور متوسط هر مشترک در دورهٔ زمانی مورد نظر چند بار قطع شده است و بر حسب Int. /cust. بیان می‌گردد.

- شاخص دورهٔ زمانی متوسط قطع برق سیستم:

System Average Interruption Duration Index : **SAIDI**

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

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{n} UiNi}{\sum_{i=1}^{n} Ni} = \frac{\text{مجموع دوره‌های زمانی قطع برق مشترکین}}{\text{تعداد کل مشترکین}} \qquad (۵-۲)$$

Ni تعداد مشترکین نقطه بار i ام و Ui نیز زمان خروج سالیانه آن می‌باشد. این شاخص بر حسب hr./cust. مطرح می شود و بیانگر زمان متوسط قطع برق هر مشترک در دورهٔ زمانی مورد مطالعه است.

- شاخص دورهٔ زمانی متوسط قطع برق مشترکین:

CAIDI: *Customer Average Interruption Duration Index*

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{n} UiNi}{\sum_{i=1}^{n} \lambda iNi} = \frac{\text{مجموع دوره‌های زمانی قطع برق مشترکین}}{\text{تعداد کل قطعی‌های برق مشترکین}} \qquad (۶-۲)$$

در این شاخص متوسط زمان خاموشی هر مشترک به ازای هر بار قطع برق مدّ نظر قرار گرفته و بر حسب hr. /Intr.cust. بیان می گردد.

- شاخص متوسط دسترسی به انرژی برق:

ASAI: *Average Service Availability Index*

$$ASAI = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ni \times 8760 - \sum_{i=1}^{n} UiNi}{\sum_{i=1}^{n} Ni \times 8760} = \frac{\text{مجموع ساعات سالیانه دسترسی مشترکین به برق}}{\text{مجموع ساعات سال برای تمام مشترکین}} \qquad (۷-۲)$$

این شاخص میزان د ستر سی م شترکین به انرژی برق را به صورت در صد بیان می‌کند. در حقیقت اگر شاخص SAIDI را به صورت ساعات خاموشی سالیانه مورد بررسی قرار دهیم، شاخص ASAI را می‌توانیم برحسب شاخص SAIDI به صورت زیر بیان کنیم:

$$ASAI = 1 - \left(\frac{SAIDI}{8760}\right) \qquad (۸-۲)$$

- شاخص متوسط عدم دسترسی به انرژی برق:

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

ASUI: *Average Service Unavailability Index*

$$ASUI = \frac{\sum_{i=1}^{n} UiNi}{\sum_{i=1}^{n} Ni \times 8760} = \frac{\text{مجموع ساعات سالیانه عدم دسترسی مشترکین به برق}}{\text{مجموع ساعات سال برای تمام مشترکین}} \qquad (۹-۲)$$

شاخص ASUI میزان عدم دسترسی مشترکین به انرژی برق را به صورت درصد بیان می‌کند. اگر شاخص SAIDI را به صورت ساعات خاموشی سالیانه مورد بررسی قرار دهیم، شاخص ASUI برحسب شاخص SAIDI به صورت زیر بیان می‌شود:

$$ASUI = \frac{SAIDI}{8760}$$

۱-۱-۱-

۱-۱-۲- ۲-۲-۴-۲ شاخص‌های مربوط به بار و انرژی:

- شاخص کل انرژی تأمین نشده:

ENS: *Energy Not Supplied*

$$ENS = \sum_{i=1}^{n} Li(a)\ Ui = \text{کل انرژی تامین نشده توسط سیستم} \qquad (۱۰-۲)$$

Li(a) مقدار متوسط بار پست توزیع در نقطه i ام است. شاخص ENS میزان کیلووات‌ساعت (kWh) انرژی فروخته نشده به مشترکین را به ما می‌دهد. مقدار متوسط بار یک پست توزیع از رابطهٔ زیر قابل محاسبه است:

$$Li\ (a) = Li\ (p)\ .\ f \qquad (۱۱-۲)$$

که در آن Li (p) مقدار پیک بار و f مقدار ضریب بار پست در دورهٔ زمانی مورد مطالعه می‌باشد.

- شاخص متوسط انرژی تامین نشده:

AENS: *Average Energy Not Supplied*

$$AENS = \frac{\sum_{i=1}^{n} Li(a)\ Ui}{\sum_{i=1}^{n} Ni} = \frac{\text{کل انرژی تامین نشده توسط سیستم}}{\text{کل تعداد مشترکین}} \qquad (۱۲-۳)$$

همانطور که ملاحظه می‌گردد, شاخص AENS مقدار متوسط انرژی فروخته نشده به هر مشترک را بیان می‌کند. نکتهٔ مثبت این شاخص قابل مقایسه بودن آن است. بدین معنی که ممکن است مثلاً در یک شبکه

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

مقدار کل انرژی فروخته نشده به مشترکین (ENS) از شبکهٔ دوم مورد مطالعه بیشتر باشد، ولی چون تعداد مشترکین آن نیز بیشتر از شبکهٔ دوم می‌باشد، مقدار متوسط انرژی فروخته نشده به هر مشترک(ENS) در شبکهٔ اول کمتر است و این بدین معنی است که مشترکین شبکهٔ اول مدت زمان کمتری را در خاموشی بسر می‌برند.

- شاخص ارزیابی هزینه انرژی تامین نشده:

SCOC: *system customer outage costs*

$$SCOC = (ECOST)\sum_{i=1}^{n} Li(a)\ Ui = (ECOST)(ENS) \qquad (۱۳-۳)$$

در رابطه فوق مقدار ECOST (ENERGY COST) برابر هزینهٔ هر کیلووات‌ساعت انرژی برق می‌باشد. شاخص SCOC یک شاخص هزینه‌ای ا ست و بر مبنای دلار (ریال) محا سبه می‌گردد. از دید شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی این شاخص می‌تواند مهمترین شاخص تلقی گردد، چراکه هزینه زیان ناشی از عدم فروش برق توسط این شاخص حاصل می شود. ضمن اینکه وقتی شاخصها به صورت هزینه‌ای محا سبه می‌شوند، ملموس‌تر خواهند بود. البته با توجه به اینکه هزینهٔ برق مصرفی بسته به مقدار مصرف مشترکین متفاوت می‌با شد، لذا ECOST نمی‌تواند مقدار ثابتی دا شته با شد. بنابراین معمولاً در مطالعات علمی این شاخص محاسبه نمی‌شود.

WikiPower.ir

۲-۵ خلاصهٔ مباحث:

در این فصل به معرفی و بررسی مفاهیم کیفیت برق، قابلیت اطمینان و دسترسی به سیستم؛ به‌همراه بیان دلایل اهمیت آنها پرداخته‌شد. سپس به بررسی شاخصهای اصلی و تکمیلی قابلیت اطمینان شبکه توزیع و روش محا سبات آنها پرداخته شد. در پایان این بخش جهت د ستیابی به مباحث تکمیلی مراجع شمارهٔ ۲و ۳و ۵و ۶و ۱۰و ۱۱و ۱۲و ۱۳و ۱۹، به‌همراه مقالات قابلیت اطمینانِ سیستم توزیع IEEE پیشنهاد میگردد.

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

بررسی تأثیر ادوات کلیدزنی در قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع

۳-۱ مقدمه:

همانطور که در بخشهای قبلی هم اشاره شد، به دلیل ساختار، تنوع و تعداد تجهیزات بکاررفته در شبکه‌های توزیع، این شبکه‌ها بیشترین سهم را در عدم اعتماد سیستم قدرت به خود اختصاص داده‌اند. به طوریکه آمار و بررسی‌ها نشان می‌دهد، تقریباً ۹۰٪ خاموشی‌های مشترکین به سیستم توزیع مربوط می‌شود. از این رو بهبود سطح قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع توجه بسیاری از متخصصین و کارشناسان صنعت برق را به خود جلب کرده است.

با توجه به اینکه سطح قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع شدیداً به مکان و تعداد ادوات کلیدزنی و نقاط مانور وابسته است، در این فصل از پروژه، نحوهٔ ارتقاء سطح قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع فشارمتوسط توسط مکان‌یابی مناسب ادوات کلیدزنی و نقاط مانور در فیدرها ارائه می‌گردد. البته قبل از آن به بررسی نحوه مدلسازی سیستمهای مختلف برای ارزیابی قابلیت اطمینان و معرفی مدل پذیرفته‌شده سیستم توزیع ایران پرداخته می‌شود.

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

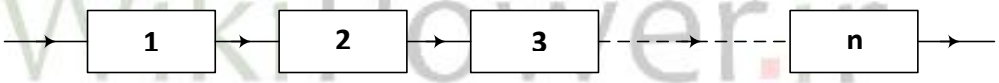
۳-۲ مدل‌سازی سیستم جهت ارزیابی قابلیت اطمینان:

۳-۲-۱ مفهوم مدل‌سازی شبکه:

یک سیستم عبارت است از « شبکه‌ای از اعضاء که به صورت متوالی، موازی و یا ترکیبی از آندو به یکدیگر وابسته‌اند ». از دید قابلیت اطمینان سیستم متوالی یک سیستم سری است که برای عملکرد درست سیستم باید **همهٔ اعضاء** آن کار خود را به درستی انجام دهند و عضو مازادی به عنوان پشتیبان هر یک از اعضاء در آن وجود ندارد. سیستم موازی از دید قابلیت اطمینان سیستمی است که برای عملکرد درست آن، کارکردن **هر یک از اعضاء** به‌تنهایی کافیست. به عبارت دیگر سیستم موازی وقتی از کار می‌افتد که همهٔ عناصر تشکیل دهندهٔ آن معیوب باشند. لزوم مدلسازی شبکه ایجاب می‌کند که طراحان و مدلسازان شبکه تحلیل خوبی نسبت به اجزاء شبکه داشته باشند تا بتوانند اجزاء سیستم را به خوبی مدل کرده و امکان بررسی کمی شبکه را فراهم کنند[۱].

۳-۲-۲ سیستم‌های با شبکهٔ متوالی:

ساختار یک سیستم با شبکهٔ متوالی به صورت شکل ۳-۱ است:



شکل ۳-۱ ساختار سیستم با شبکهٔ

اگر R و Q به‌ترتیب به‌عنوان احتمال عملکرد صحیح و احتمال از کار افتادگی سیستم باشند داریم:

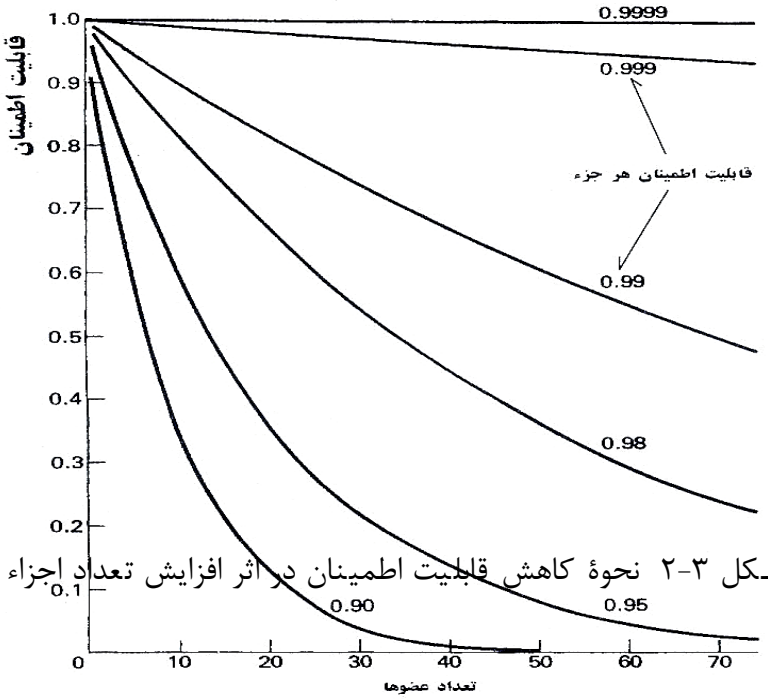
$$R_S = \prod_{i=1}^{n} R_i \quad \Longrightarrow \quad Q_s = 1 - \prod_{i=1}^{n} R_i \qquad (۱-۳)$$

به عنوان مثال اگر سیستمی با ۵ عضو سری با قابلیت اطمینان (احتمال عملکرد صحیح) هر جزء ۹۰٪ داشته باشیم آنگاه احتمال عملکرد صحیح کل سیستم عبارت است از:

$$R_S = 0.9^{5} = 0.5905 = 59\%$$

در نتیجه قابلیت اطمینان سیستمهایی با اجزاء سری با افزایش تعداد اجزاء به طور نمائی و به شدت کاهش می‌یابد؛ به‌خصوص وقتی که قابلیت اطمینان هر جزء به‌تنهایی نیز در سطح بالایی نباشد. شکل ۳-۲ نحوهٔ کاهش قابلیت اطمینان در اثر افزایش تعداد اجزاء سیستم سری را نشان می‌دهد:

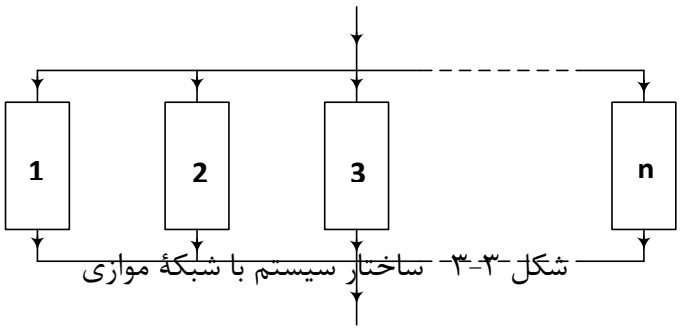
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



شـــکل ۳-۲ نحوهٔ کاهش قابلیت اطمینان در اثر افزایش تعداد اجزاء

۳-۶-۲ سیستم‌های با شبکهٔ موازی:

ساختار یک سیستم با شبکهٔ موازی همانند شکل ۳-۳ می‌باشد:



شکل ۳-۳- ساختار سیستم با شبکهٔ موازی

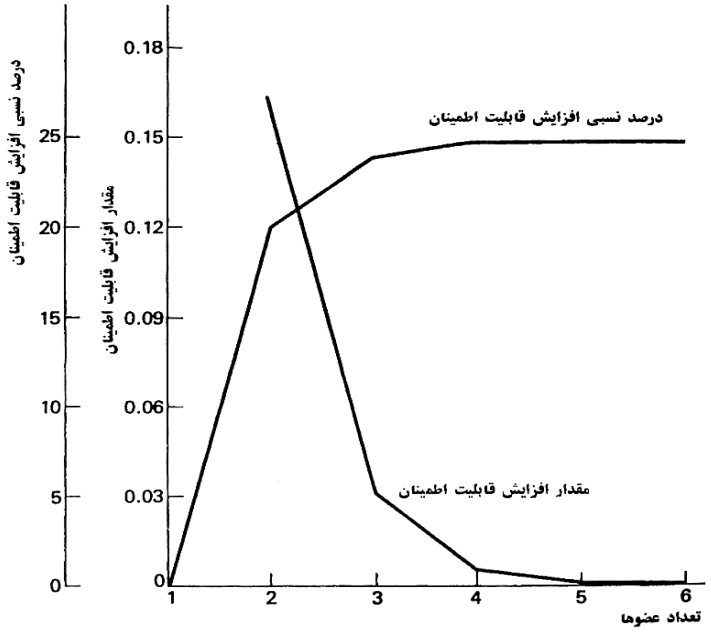
در نتیجه خواهیم داشت:

$$Q_P = \prod_{i=1}^{n} Q_i \quad \Longrightarrow \quad R_P = 1 - \prod_{i=1}^{n} Q_i \qquad (۲-۳)$$

به عنوان مثال در یک شـــبکهٔ موازی با ۵ عضـــو و احتمال عملکرد صـــحیح ۹۰٪ برای هر عضـــو قابلیت اطمینان سیستم عبارت است از:

$$R_P = 1 - (0.1^5) = 0.99999 = 99.999\%$$

در واقع می‌توان گفت با افزایش اجزاء سیستمهای موازی قابلیت اطمینان آنها افزایش می‌یابد. البته ذکر این نکته ضروری است که با افزایش اجزاء سیستم موازی درصد افزایش قابلیت اطمینان کاهش می‌یابد.(مطابق شکل ۳-۴)



شکل ۳-۴ درصد نسبی افزایش قابلیت اطمینان و درصد کاهش روند افزایش آن در اثر افزایش اجزاء سیستم

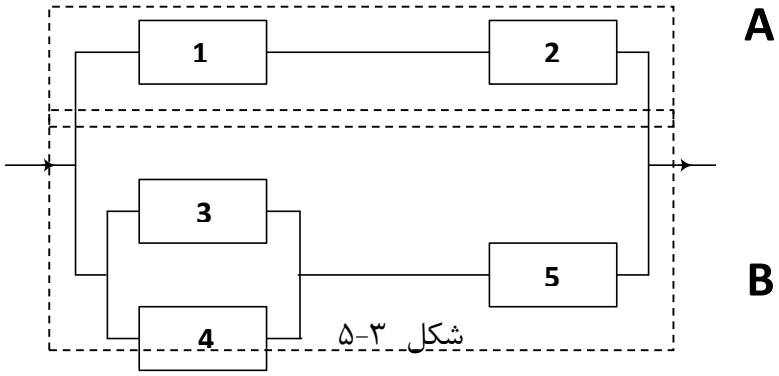
بدیهی است که بسته به نوع کاربرد، هزینهٔ سرمایه‌گذاری و سود و زیان ناشی از اضافه کردن هر جزء می‌توان تعداد اجزاء سیستم موازی را تعیین نمود.

۴-۶-۲ سیستم‌های با شبکهٔ ترکیبی (موازی- متوالی):

سیستمهای با شبکهٔ متوالی و موازی در ترکیب با هم مبنای محاسبات شبکه‌های پیچیده‌تر را فراهم می‌کنند. واضح است که در یک شبکه واقعی همهٔ سیستمها به صورت سری و یا موازی صِرف وجود ندارد و تحلیل سیستمهایی با شبکهٔ ترکیبی می‌تواند زمینه را جهت پیشبرد اهداف عملی قابلیت اطمینان فراهم سازد.

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

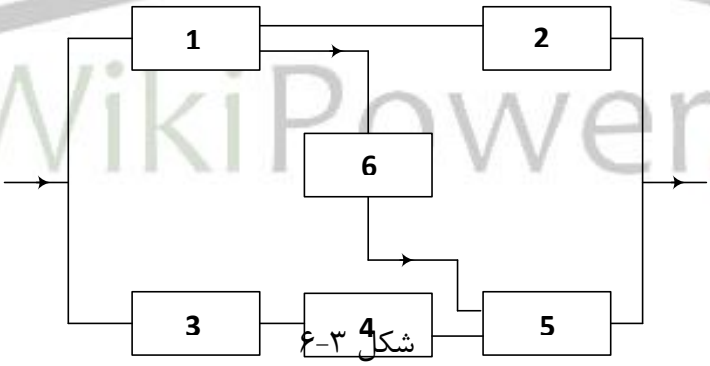
به‌عنوان نمونهٔ اول شبکه‌ای مطابق شکل ۳-۵ و با قابلیت اطمینان هر جزء ۹۰٪ را تحلیل می‌نمائیم:



شکل ۳-۵

$$R_A = R_1 R_2$$
$$R_B = (1 - Q_3 Q_4) R_5$$
$$R_B = 1 - Q_A Q_B = 97.929\%$$

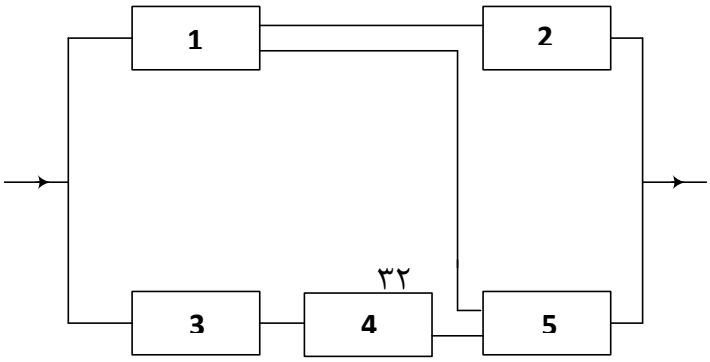
به‌عنوان نمونهٔ دوم شبکه‌ای پیچیده‌تر را با قابلیت اطمینان هر جزء ۹۰٪ تحلیل می‌کنیم:



شکل ۳-۶

با استفاده از قوانین احتمالات شرطی شبکه داریم:

۱- اگر ۶ درست عمل کند:

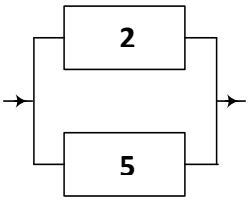


برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

شکل ۳-۷

حال دو حالت پیش می‌آید:

الف) اگر ۱ درست عمل کند:

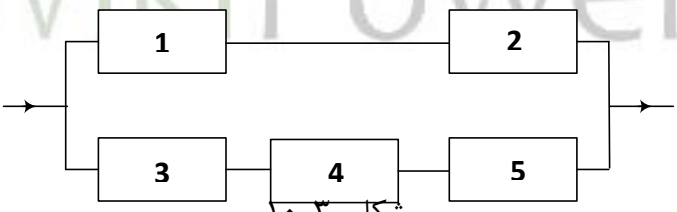


شکل ۳-۸

ب) اگر ۱ درست عمل نکند:

شکل ۳-۹

۲- اگر ۶ درست عمل نکند:



شکل ۳-۱۰

در نتیجه خواهیم داشت:

$$R_{sys} = R_6 R\ (\text{حالت ۱}) + Q_6 R\ (\text{حالت ۲})$$

$$R\ (\text{حالت ۱}) = R_1 R\ (\text{حالت الف}) + Q_6 R\ (\text{حالت ب})$$

$$R\ (\text{حالت الف}) = 1 - Q_2 Q_5$$

$$R\ (\text{حالت ب}) = R_3 R_4 R_5$$

$$R\ (\text{حالت ۱}) = (1-(1-R_3R_4R_5)(1-R_3R_4R_5))Q_6$$

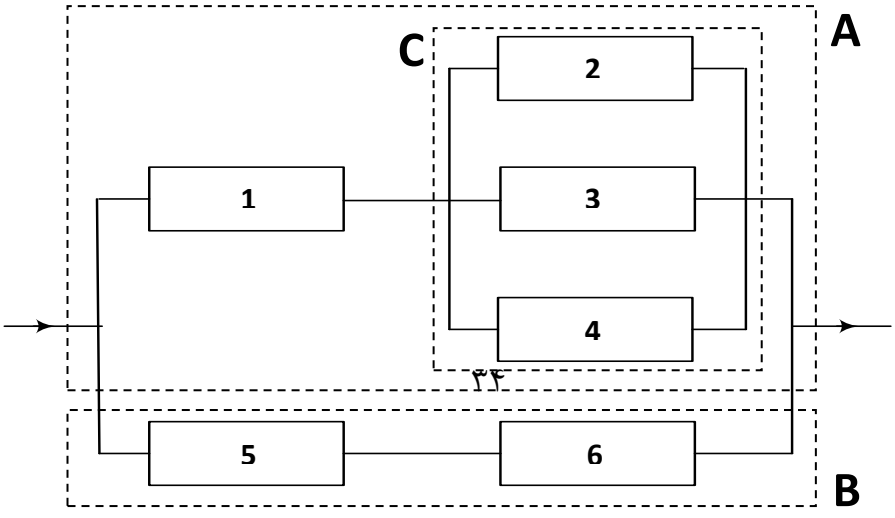
$$R_{sys} = ((1-Q_2Q_5)R_1 + R_3R_4R_5Q_1)R_6 + (1-(1-R_3R_4R_5)(1-R_3R_4R_5))Q_6$$

$$\Longrightarrow R_{SYS} = 96.236\%$$

WikiPower.ir

۳-۲- ۵ سیستم‌های با برخی اجزاء مازاد:

سیستمهای با شبکهٔ متوالی و موازی مبیّن دو حالت حدّی هستند و برای مدل سازی سیستمها کاربرد همیشگی ندارند، چرا که در برخی موارد اغضائی در سیستم نیمه مازاد تلقی می شوند. از این‌رو تحلیلهای مستقیم متوالی و موازی شبکه‌ها، در تحلیل این نوع شبکه‌ها کاربردی ندارد. به‌عنوان نمونه شبکهٔ شکل ۳-۱۱ را به‌نحوی تحلیل می‌کنیم که قابلیت اطمینان دو عضو ۹۰٪ باشد، به شرط آنکه برای عملکرد صحیح سیستم عملکرد **دو جزء از سه جزء** ۲و۳و۴ لازم باشد:



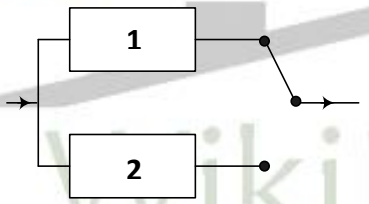
شکل ۳-۱۱

$$R_{SYS} = 1 - Q_A Q_B$$

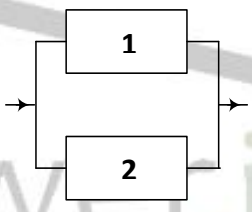
$$R_A = R_1 R_C$$
$$R_B = R_5 R_6$$
$$R_C = R_2 R_3 R_4 + R_2 R_3 Q_4 + R_2 Q_3 R_4 + Q_2 R_3 R_4$$
$$R_{SYS} = 89.311\%$$

۳-۲-۶ سیستم‌های با اجزاء مازاد آمادهٔ کار:

ساختار یک سیستم با اجزاء مازاد آمادهٔ کار به‌صورت شکل ۳-۱۲-الف می‌باشد.



الف) سیستم با جزء ذخیرهٔ آمادهٔ



ب) سیستم موازی

شکل ۳-۱۲ سیستمهای با اجزاء آماده

در سیستمهای با شبکهٔ موازی علی‌رغم اینکه عملکرد صحیح سیستم نیاز به عملکرد فقط یکی از اعضاء دارد، ولی همه عضوها در حال کار می‌باشند. در برخی سیستمها با وجود عضوهای موازی فقط یکی از آنها فعال می‌باشد و سایر اعضاء در حال آماده به کار نگه‌داشته می‌شوند و فقط وقتی شروع به‌کار می‌کنند که عضوِ در حالِ کار، از کار بیافتد. مهمترین ویژگی اجزاء مازاد آمادهٔ کار وظیفهٔ سیکلی آنها می‌باشد. سیستمهای موازی و سیستمهای با اجزاء مازاد آمادهٔ کار هر یک بسته به نوع کاربردشان می‌توانند جهت بهبود قابلیت اطمینان سیستم مفید واقع شوند. به عنوان مثال معمولاً در پستهای توزیع از دو ترانسفورماتور استفاده می‌شود که به‌طور موازی با هم و غالباً به‌طور مساوی بارِ شبکه بین آنها تقسیم می شود و در زمانهای خروج اضطراری، تعمیرات و .... در هر یک از آنها، بار شبکه روی ترانس مجاور قرار می‌گیرد و آن ترانس نیز به تنهایی برای مدت محدود می‌تواند بار کل شبکه را تأمین کند.

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

۳-۲-۷ بررسی کلّی شبکهٔ مدل‌شدهٔ توزیع ایران:

همانطور که قبلاً هم اشاره شد سیستم توزیع در ایران دارای ساختاری شعاعی می‌باشد که به صورت یک سیستم **سری** مدل می شود. در نتیجه یک اتفاق یا یک خرابی کوچک در هریک از شاخه‌های فرعی فیدرها، می‌تواند برای مدتهای طولانی کل فیدر فشارمتوسط متصل به پست توزیع را با خاموشی مواجه کند. در سالهای اخیر در شرکتهای توزیع ایران، از دو راه‌حل کلی و پذیرفته‌شده برای جلوگیری از این مشکل استفاده می‌شود:

الف- استفاده از کات‌اوت فیوزها در ابتدای شاخه‌های فرعی فیدرها: با این روش با وقوع خاموشی در شاخه‌های فرعی، آن شاخهٔ بی‌برق شده از سایر قسمتهای فیدر جدا شده و درنتیجه بقیهٔ فیدرِ فشارمتوسط متصل به پست فوق توزیع برقدار باقی می‌ماند.

ب- استفاده از فیدرهای نزدیک به فیدر بی‌برق شده به‌عنوان خطوط مانور: با این کار خطوط مانور به عنوان اعضاء مازاد آمادهٔ کار مدل می شوند. یعنی زمانی‌که روی هر یک از فیدرها خطا رخ دهد، با اتصال خطوط مانور می‌توان بار آن فیدر را توسط فیدرهای مجاور تأمین کرد.

متأسفانه جایگذاری کات‌اوت فیوزها (و حتی سکسیونرها) و انتخاب خطوط مانور و نحوهٔ اتصال آن به فیدرها در اکثر شبکه‌های توزیع ایران به صورت کاملاً استادکاری (و نه با استفاده از نرم‌افزارهای مهندسی) می‌باشد که نتیجهٔ آن خاموشیهای بیش از حد در فیدرهای مختلف و علی‌الخصوص در بخشهای حومهٔ شهرهای بزرگ می‌باشد. امروزه یکی از ارزان‌ترین روشهای افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع جایگذاری بهینهٔ ادوات کلیدزنی و جایابی مناسب خطوط مانور می‌باشد که در بخشهای بعدی به تفصیل به آن پرداخته می‌شود.

۳-۳ تأثیر ادوات کلیدزنی در قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع:

۳-۳-۱ آشنایی با ادوات کلیدزنی:

قبل از بررسی و تحلیل تأثیر ادوات کلیدزنی در بهبود قابلیت اطمینان سیستمهای توزیع و لزوم جایگذاری مناسب آنها روی فیدرها، لازم است که با آنچه که در این پروژه از آن به‌عنوان تجهیز کلیدزنی نام برده می‌شود، کمی بیشتر آشنا شویم:

سکسیونر: این تجهیز که عموماً در فیدرهای هوایی (و نه کابلهای زمینی) به‌کار می‌رود، جهت ایجاد ایمنی در بهره‌برداری و تعمیرات و قطع الکتریکی یک قسمت از قسمتهای دیگر استفاده می‌شود. سکسیونرها کار قطع و وصل سیستم را در حالتی که شدت جریان صفر است انجام می‌دهند. سکسیونرها باید بتوانند جریانهای خازنی خط را نیز قطع و وصل نمایند و علاوه بر آن بایستی در انجام مانور سریعتر و نیز بهتر نمودن ایزولاسیون در پستها به کلیدها کمک کنند. انتظار می‌رود که سکسیونرها در حالت باز بتوانند ولتاژ نامی شبکه را بطور دائم و ولتاژهای گذرا را بطور موقت تحمل کنند. ماده عایقی بین دو کنتاکتِ سکسیونرها معمولاً هواست.

دژنکتور (Bricket Circuit) : دژنکتورها یا کلیدهای قدرت که معمولاً در شبکهٔ فشار متوسط در ابتدای ورودی کابلها به پستهای توزیع زمینی و نیز در انتهای خروجی کابلها از پستهای توزیع زمینی بکار می‌روند؛ نقش اصلی در قطع و وصل نمودن و وارد و خارج کردنِ نیروگاهها، مصرف‌کننده‌ها و خطوط انتقال در شبکه را برعهده دارند. کلیدهای قدرت بایستی دارای مشخصات زیر باشند:

۱- زمانیکه کلید بسته است بایستی بتوانند جریان نامی را بطور دائم از خود عبور دهند.

۲- امکان انجام مانور در داخل و خارج‌کردن بارها را در شبکه برعهده داشته باشند و جریانهای نامی و جریانهای اتصال کوتاه را بدون اشکال قطع نمایند.

۳- در حالیکه کلیدهای قدرت بازهستند بایستی بتوانند ولتاژ نامی را بطور دائم و اضافه ولتاژهای گذرا را بطور موقت تحمل نمایند.

۴- در هنگام اتصال کوتاه، پس از دریافت فرمان قطع توسط رله‌ها، بایستی بتوانند در سریعترین زمان، جریانِ اتصال کوتاه را قطع و قسمت عیب‌دیده را از شبکه جدا کنند.

کات‌اوت فیوز: این تجهیز زمانیکه قسمتی از فیدر هوایی به هر دلیلی بی‌برق شود، برای جلوگیری از بی‌برق شدن کل شبکهٔ فشار متوسط متصل به پست فوق توزیع، عمل می‌کند و قسمت معیوب را از سایر قسمتهای شبکه جدا می‌کند. کات‌اوت فیوزها معمولاً در ابتدای شاخه‌های فرعی فیدرها نصب می شوند. اگر کات‌اوت فیوزها بطور غیر کارشناسانه در شبکه جایگذاری شده باشند (مانند جایگذاری ناصحیح کات‌اوت فیوزها در شبکهٔ فشار متوسط شهر مراغه که در فصل بعدی به تفصیل به آن پرداخته خواهد شد)، استفاده از این خاصیتِ فیوزی آنها فایده‌ای ندارد و بهتر است که از آنها به‌عنوان کلید استفاده شود.

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

۳-۳-۲ مرور برخی از تعاریف سیستم‌های توزیع:

پس از آشـــنایی با ادوات کلیدزنی، در ادامه مرور برخی از تعاریف ســیســـتمهای توزیع ضـــروری به‌نظر می‌رسد:

فیدر: به خطی اطلاق می‌گردد که از پســت فوق توزیع شــروع شــده و به نقاط بار ختم می‌گردد. در مورد فیدر فشارمتوسط، نقاط بار، پستهای توزیع هستند. هر فیدر دارای یک شاخهٔ اصلی است و می‌تواند دارای چندین شاخهٔ فرعی (انشعاب) باشد.

گره: هر نقطه از خط که بار به آن متصل شده باشد یا انشعابی از آن گرفته شده باشد و یا نوع هادی در آن عوض شده باشد، گره نامیده می‌شود.

سکشن: به هر قسمت از خط که بین دو گره قرار دارد، سکشن می‌گویند.

گره ابتدا و انتهای هر سکشن: با توجه به اینکه فیدرهای توزیع در ایران دارای ساختار شعاعی هستند، چنانچه در این فیدرها در جهت عبور جریان در حالت عادی حرکت کنیم، به گره ابتدای هر ســـکشـــن می‌رسیم و گرهی که هر سکشن به آن ختم می‌شود گره انتهایی نام دارد.

خطوط مانور: به منظور بالا بردن قابلیت اطمینان ســیســتم معمولاً از فیدرهای مجاورِ فیدر خطوطی را به گره‌های مختلف فیدر وصـــل می‌کنند که در حالت بهره‌برداری عادی جریانی از آن عبور نمی‌کند و به هنگام مانور مورد استفاده قرار می‌گیرد. به این خطوط، خطوطِ ارتباطی پشتیبان (مانور) می‌گویند.

۳-۳-۳ روشهای افزایش قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع:

به‌طور کلی هر عملیاتی که باعث بهبود بهره‌برداری از شبکه توزیع شود، بطور مستقیم یا غیرمستقیم موجب بهبود قابلیت اطمینان ســیســتم توزیع خواهد شــد. از جمله مهمترین این عوامل می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

الف- بهره‌برداری از شبکه توزیع به صورت حلقوی یا غربالی، البته نباید از پیچیدگی محاسبات و تنظیم مناسب ادوات حفاظتی در این نوع شبکه‌ها صرفنظر کرد.

ب- افزایش و یا ظرفیت‌ســـازی نقاط مانور. با درنظر گرفتن محدودیتهای عملیاتی و اقتصـــادی می‌توان تعداد نقاط مانور را افزایش داد. همچنین افزایش ســـطح مقطع کابلها و خطوط هوایی فیدرهای مجاور باعث افزایش ظرفیت مازاد آنها و در نتیجه قدرت تغذیه بیشتر آنها خواهد شد.

ج- افزایش ظرفیت فیدرهای طولانی و پرباری که خاموشی مشترکین آنها اغلب به‌دلیل کاهش ولتاژ می‌باشد.

د- مکان‌یابی بهینهٔ کلیدهای حفاظتی و نقاط مانور. عدم مکانیابی منا سب سکسیونرها علاوه بر صرف هزینه بیشتر موجب افزایش زمان خامو شی شبکه نیز خواهد شد. همچنین نباید نقاط مانور با ظرفیت بالا را در دو پست توزیع مجاور هم قرار داد، چون نمی‌توان همزمان از دو نقطه مانور یک قسمت از شبکه را تغذیه کرد. چراکه این‌کار باعث ایجاد حلقه بسته (Close Loop) در شبکه خواهد شد. بنابراین مکانیابی نقاط مانور مساله‌ای مهم در طراحی و بهره‌برداری از شبکه توزیع می‌باشد که به تفصیل درمورد آن توضیح داده خواهد شد.

ه- استفاده از فیوزهای کات اوت، بخصوص در شاخه‌های جانبی فیدر باعث می‌شود که اگر این شاخه دچار خطا شود فیوزِ همان شاخه سوخته و مشترکین بقیه قسمتهای فیدر خاموش نشوند.

و- استفاده از سکسیونرهای اتوماتیک. در این سکسیونرها کلید زنی به صورت اتوماتیک انجام شده و زمان کلیدزنی نسبت به حالت باز کردن دستی سکسیونر تا زمان رفع عیب، کاهش قابل ملاحظه‌ای خواهد داشت. همچنین استفاده از این نوع سکسیونرها در نقاط مانور شبکه زمان بازیابی بار خاموش شده (Automatic Service Restoration) را به مقدار قابل ملاحظه‌ای کاهش خواهد داد.

ز- تجهیز اکیپ رفع عیب. برای به حداقل رساندن زمان مکانیابی وتعمیر خطا، همچنین کاهش زمان خاموشی, تجهیز اکیپ رفع عیب الزامی است. البته نباید از یاد برد که در شهرهای با بارِ ترافیک بالا, همچنین در فیدرهای طولانی، زمان طولانی ر سیدن اکیپ به محل خطا نیز بر زمان خاموشی خواهد افزود.

ح- کاهش تعداد خطاهایی که می‌توان از بروز آنها جلوگیری نمود. نظیر هرس‌کردن درختها جهت جلوگیری از برخورد آنها با خطوط هوایی که قسمت قابل ملاحظه از خاموشی‌های مناطق غیرکویری را به خود اختصاص می‌دهند. همچنین فرهنگ سازی جهت جلوگیری از پرتاب ا شیاء به طرف خطوط انتقال از جمله عواملی ا ست که می‌تواند باعث کاهش زمان خامو شی م شترکین گردد.

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

ط- استفاده از ریکلوزرها. برای جلوگیری از خاموشی ناشی از خطاهای زودگذر می‌توان از ریکلوزرها استفاده نمود. البته نباید از یاد برد که استفاده از آنها می‌تواند موجب ناپایداری شبکه گردد. لذا انجام محاسبات پیچیده پایداری شبکه در این حالت الزامی است.

ی- ایجاد فرهنگ مصرف بهینه برای مشترکین. برخی از خطاهایی که در شبکه اتفاق می‌افتند بخصوص در زمان پیک بار ناشی از بهره‌برداری بیش از ظرفیت کابلها و خطوط می‌باشد. بنابراین ایجاد فرهنگ مصرف درست انرژی مخصوصاً در زمان پیک بار می‌تواند به کاهش خاموشی در شبکه کمک کند.

ک- استفاده از ادوات FACT در کلیدزنی سوئیچها. بکارگیری ادوات خودکار الکترونیک قدرت در کلیدزنی به جای باز و بسته کردن دستی آنها تاثیر بسیار خوبی در کاهش زمان خاموشی و همچنین هزینهٔ آن خواهد داشت.

ل- اتوماسیون سیستم توزیع. همانطور که می‌دانیم مهمترین شرط در بهبود قابلیت اطمینان سیستم کاهش زمان خاموشی در آن سیستم است. تجربه نشان داده است که اتوماتیک کردن کل شبکه و مونیتورینگ کامل آن از سیستم کنترل مرکزی در کاهش زمان خاموشی تاثیر زیادی خواهد داشت.

م- استفاده از خازنهای قدرت. خازنهای قدرت باعث کاهش افت ولتاژ، همچنین کاهش توان انتقالی خطوط و در نتیجه ظرفیت سازی فیدر خواهد بود.

۴-۳-۳ مکان‌یابی سکسیونرها و نقاط‌مانور در سیستم‌های‌توزیع:

همانطور که بارها اشاره شد آمار و گزارش‌ها نشان می‌دهد که دلیل عمدهٔ قطع برق مشترکین، بروز خطا در شبکهٔ توزیع است که این امر افزایش انرژی فروخته نشدهٔ سیستم را به دنبال دارد. لذا بهبود قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع را می‌توان از جمله مواردی برشمرد که رضایت مشترک و کاهش انرژی فروخته نشده و در نتیجه افزایش کارایی اقتصادی شرکت‌های توزیع را تواماً به همراه دارد.

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

سکسیونرها نقش مهمی را در بهبود قابلیت اطمینان سیستم بازی می‌کنند. از اینرو تعداد و مکان آنها باید به طور هوشمندانه و مناسبی تعیین شود. الگوریتم‌ها و روش‌های متعددی برای تعیین تعداد و مکان بهینهٔ سکسیونرها در شبکهٔ توزیع هوایی مطرح و ارائه شده است. مثلاً Billinton روش آبکاری فولاد را برای تعیین مکان سکسیونرها مورد استفاده قرار داده است[۲۰]. و یا در مرجع [۲۱] یک روش ابتکاری برای تعیین تعداد و مکان سکسیونرها ارائه شده است که در آن تنها نوع کلیدهای اتوماتیک مورد توجه قرار گرفته است. در مراجع [۲۲ و۲۳] از طریق جستجوی مستقیم و یکایک شماری تعداد و مکان سکسیونرهای شبکهٔ توزیع مشخص شده است. در مرجع [۲۴] نیز روشی مبنی بر جابجایی سکسیونرهای موجود در شبکه به منظور دستیابی به قابلیت اطمینان بهتر ارائه شده است. در [۲۵] روشی مبتنی بر تعویض شاخه برای مکان یابی سکسیونرها و نقاط مانور مطرح گردیده که در آن با اضافه و حذف نمودن شاخه‌ها در فیدرهای فشارمتوسط ساختار بهینه جستجو می‌شود.

البته در تمامی این تحقیقات انجام شده فرض بر اتوماتیک بودن سکسیونرها بوده است و شبکه‌های با سکسیونرهای دستی مورد بحث قرار نگرفته‌اند.

در این پروژه سعی می‌شود با درنظرگرفتن ملاحظات اقتصادی، انرژی فروخته نشده و میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز جهت نصب سکسیونرها در سیستم‌های توزیع، مسأله به صورت ریاضی مدل‌سازی شود.

چنانچه در بخشی از شبکهٔ توزیع خطایی رخ دهد لازم است مراحلی طی شود تا شبکه به حالت عادی خود باز گردد. چراکه با بروز خطا کلیدِ قدرتِ ابتدای فیدر قطع می‌کند، بنابراین تمامی فیدر بی‌برق می‌شود و پست‌های توزیعی که از طریق این فیدر تغذیه می‌شوند در خاموشی به سر می‌برند، از این رو لازم است مکان خطا پیدا شده، سکسیونرهای مناسب قطع، عملیات مانور صورت گرفته و بار فیدر تغذیه شود و تنها ناحیهٔ آسیب‌دیده (و قسمت‌هایی از فیدر که امکان انجام مانور برای تغذیه آنها وجود ندارد) تا رفع عیب بی‌برق بماند. با این توصیف واضح است که تلاش تمامی شرکت‌های توزیع به کاهش زمان مکان‌یابی خطا و حوزهٔ خاموشی معطوف است چراکه سود بیشتری را به دنبال دارد. برای ارزیابی قابلیت اطمینان در شبکه شاخص‌های مختلفی وجود دارد، که شاخص متوسط زمان قطعی سیستم (SAIDI)، متوسط فرکانس قطعی‌سیستم(SAIFI)، انرژی فروخته نشده (EENS) و... از آن جمله‌اند که در فصل قبل به تفصیل به آن پرداخته شد.

به طور کلی کلیه راهکارهایی را که برای بهبود قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع وجود دارند می‌توان در دو دسته تقسیم نمود:

- راهکارهایی که به دنبال تعداد دفعات وقوع خاموشی‌ها هستند (کاهش شاخص ۸ نقاط بار)

- راهکارهایی که هدف کاهش مدت تداوم خاموشی را دنبال می‌کنند (کاهش شاخص r نقاط بار)

برای کاهش تعداد دفعات وقوع خاموشی‌هایِ مشترکین یا می‌بایست اقداماتی انجام داد تا فیدر کمتر با خطا مواجه شود و یا اینکه در هنگام وقوع خطا در یک نقطه از فیدر حداقل تعداد مشترکین از آن تاثیر بپذیرند. در مورد اول انجام عملیات مناسب سرویس ونگهداری تجهیزات شبکه، اصلاح درختان در مسیر عبور فیدرهای هوایی، تعویض هادی‌های کهنه که دچار پدیده کهنگی (Aging) شده‌اند و... از جمله اقداماتی هستند که می‌توان با بکارگیری آنها به هدف مورد نظر دست یافت.

در مورد دوم، یعنی محدود نمودن مشترکین متأثر از وقوع خطا در فیدر، این امر با نصب ادوات کلیدزنی حفاظتی مثل **کتاوت فیوز** در خطوط هوایی و **دژنکتور** در شبکه‌های زمینی قابل حصول است. البته می‌بایست توجه داشت که در تنظیم و هماهنگی ادوات حفاظتی محدودیت‌هایی وجود دارد. به عنوان مثال روی یک فیدر نمی‌توان بیش از تعداد معینی ادوات حفاظتی به طور سری نصب نمود. نکته قابل ذکر دیگر اینکه با توجه به عدم وجود سیستم‌های اتوماسیون در شبکه‌های توزیعی مانند ایران، بهره‌برداران شبکه از روی عملکرد کلید قدرتِ ابتدای فیدر در پست فوق‌توزیع به وقوع خطا و خاموشی روی یک فیدر پی می‌برند. البته تماس‌های تلفنی مشترکین نیز در این موضوع دخیل است. در حالتی که روی یک فیدر تجهیز حفاظتی مانند کتاوت فیوز نصب شده باشد، با وقوع خطا در محدودهٔ عملکرد فیوز، کتاوت مربوطه عمل کرده، ولی کلیدقدرت ابتدای فیدر عمل نخواهد کرد. از این‌رو بهره‌بردار دیرتر به وقوع خطا روی فیدر پی می‌برد و این خود باعث افزایش مدت تداوم خاموشی‌ها می‌گردد. ملاحظه می‌گردد در این حالت اگرچه سعی می‌شود با نصب ادوات کلیدزنی حفاظتی تعداد مشترکین متأثر از خطاها محدود شود اما این امکان جود دارد که مدت خاموشی‌ها برای مشترکین تحت تأثیر افزایش پیدا کند. بنابراین در بکارگیری این‌گونه ادوات کلیدزنی می‌بایست دقت کافی لحاظ گردد.

برای کاهش مدت تداوم خاموشی‌ها، افزایش مهارت بهره‌برداران در انجام عملیات کلیدزنی و مانور روی شبکه از جمله رویکردهای مهم به شمار می‌رود. در همین راستا بکارگیری ابزارهای محاسباتی و نرم‌افزاری مناسب جهت تعیین ترتیب کلیدزنی‌های مناسب و انجام عملیات مانور صحیح می‌تواند بسیار

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

کارگشا باشد. با این وجود عمده‌ترین راه کاهش مدت تداوم خاموشی‌ها و بهبود قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع، احداث تجهیزات کلیدزنی همچون سکسیونرها و نقاط مانور است.

هنگام وقوع خطا در یک فیدر توزیع پس از شناسایی و تعیین محل خطا، بخش آسیب دیده با استفاده از سکسیونرها از دیگر قسمت‌های فیدر جدا شده و مابقی بخش‌های سالم آن از طریق بستن نقاط مانور توسط فیدرهای مجاور تغذیه می‌شوند. به مجموعهٔ این مراحل، عملیات **بازیابی بار** گفته می‌شود. میزان موفقیت حاصل از انجام عملیات بازیابی بار در سطح شبکه‌های توزیع شدیداً به تعداد و مکان سکسیونرها و نقاط مانور وابسته است. از این‌رو با مکان‌یابی مناسب این تجهیزات در شبکه می‌توان ضمن ارتقاء کارایی عملیلت بازیابی بار، سطح قابلیت اطمینان شبکه توزیع را نیز بهبود بخشید.

در مسألهٔ تعیین تعداد و مکان سکسیونرها و نقاط مانور در شبکه‌های توزیع هزینه‌های زیر دخیلند:

الف- خسارت‌های ناشی از عدم تأمین انرژی مشترکین

ب- هزینهٔ مرتبط با هر سکسیونر شامل قیمت و هزینهٔ نصب

ج- هزینهٔ مرتبط با نقاط مانور شامل قیمت کلید، خط و هزینهٔ احداث

د- هزینهٔ سالیانهٔ نگهداری و بهره‌برداری تجهیزات

WikiPower.ir

در مسألهٔ جایابی ادوات کلیدزنی هدف کمینه‌سازی مجموع این هزینه‌ها است. البته باید توجه داشت که برخی از این هزینه‌ها (موارد الف و د) به صورت سرمایه‌گذاری اولیه‌اند، ولی برخی دیگر (موارد ب و ج) به صورت هزینه‌های جاری‌اند و در جمع کردن این دو دسته می‌بایست با استفاده از پارامترهای اقتصاد مهندسی تمامی هزینه‌ها به یک قالب (ارزش کنونی) تبدیل شوند. بنابراین تابع هزینهٔ مسأله به صورت زیر خواهد بود:

تابع هزینه = ارزش کنونی خسارت‌های ناشی از عدم تأمین انرژی مشترکین + هزینهٔ مرتبط با سکسیونرها + هزینهٔ مرتبط با نقاط مانور + ارزش کنونی هزینه‌های سالیانه نگهداری و بهره‌برداری از تجهیزات

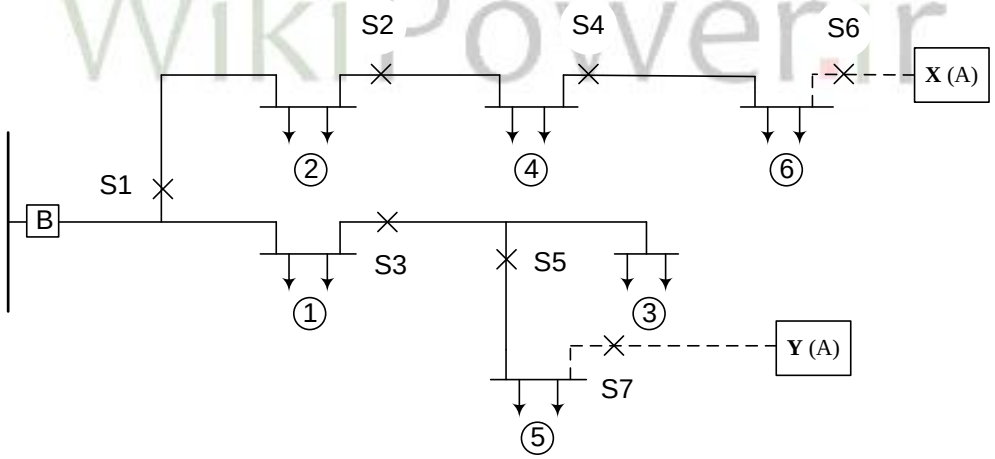
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

در واقع ترکیبی از قرارگیری سکسیونرها و نقاط مانور بهینه خواهد بود که تابع هزینه فوق‌الذکر را کمینه کند. این ترکیب اقتصادی‌ترین راهکار بهبود قابلیت اطمینان با نصب سکسیونرها و احداث نقاط مانور در شبکه را ارائه خواهد داد.

احداث تجهیزات کلیدزنی نیز همانند دیگر طرح‌های اجرایی سیستم‌های توزیع در شرکت‌های برق با محدودیت بودجه روبرواست. بطوریکه هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه جهت احداث تجهیزات و اجرای طرح نباید از حد مشخصی فراتر رود که این محدودیت مرتبط با منابع مالی اجرای طرح را نیز باید در قالب یک قید برای نصب ادوات کلیدزنی منظور نمود.

۳-۳-۵ روش تحلیلی محاسبهٔ قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع به کمک ادوات کلیدزنی:

پس از آ شنایی با شاخ صها و رو شهای محا سباتی به برر سی روش تحلیلی محا سبهٔ قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع به‌همراه ادوات کلیدزنی و نقاط مانور می‌پردازیم. شکل ۳-۱۳ فیدر فشارمتوسط نمونه‌ای است (فیدر a) که برای محاسبات تحلیلی انتخاب شده است:



شکل ۳-۱۳ تعیین مکان کلیدها جهت تحلیل قابلیت اطمینان

به‌طور کلی اگر خطایی روی فیدر رخ دهد بریکر (مدار شکن) پست فوق توزیع عمل می‌کند و شبکه تا زمان وصل مجدد آن در خاموشی بسر خواهد برد.

اگر کلیدهای شبکه از نوع ریکلوزر باشند، باعث جلوگیری از خاموشی‌های ناشی از خطاهای زودگذر (نظیر صاعقه، پرتاب اشیاء و ....) خواهند شد، اما نباید از اثر هارمونیکی ریکلوزرها در کیفیت برق صرفنظر کرد. لذا به دلیل محاسبات پیچیدهٔ هارمونیکی معمولاً از آنها در شبکه توزیع کمتر استفاده می‌شود. چون کلیدهای کات اوت دارای فیوز بوده و به هنگام بروز خطا و گذر جریان اتصال‌کوتاه از آنها فیوز کات اوت می‌سوزد، اگر کلیدهای شبکه از این نوع باشند، می‌توان زمان خاموشی را کاهش داد، چون بلافاصله بعد از سوختن فیوز اتصال آن به فیدر اصلی از بین می‌رود و می‌توان این قسمت از فیدر را با اتصال کلید فیدر مجاور تغذیه کرد. البته نباید از یاد برد که اگر کات اوت در سکشنهای ابتدایی و روی بدنه اصلی فیدر باشد، علاوه بر مشکلات هماهنگی آنها با هم و با بریکر ابتدای فیدر ممکن است باعث خاموشی بیشتر شبکه نیز گردند. لذا برای از میان برداشتن این مشکل توصیه می‌شود از کات‌اوت در شاخه‌های جانبی فیدر (و نه روی بدنه اصلی) استفاده گردد.

یک راه ساده و ارزان و در عین حال مطمئن هم استفاده از سکسیونرهای دستی است. البته روشن است که استفاده از آنها موجب افزایش زمان خاموشی می‌گردد، ولی به دلیل آسان‌بودن کاربری و ارزانی، از دید شرکتهای برق‌رسانی استفاده از آنها به صرفه است. (به خصوص در کشور ما که صنعت برق یک صنعت دولتی است و ضرر ناشی از خاموشی و عدم رضایت مشترکین به عنوان یک شاخص مهم در بهره‌برداری مورد بررسی قرار نمی‌گیرد.)

حال پس از بررسی انواع کلیدها و با در نظر گرفتن کلیدهای فیدر به صورت سکسیونر (حالت عمومی) به تحلیل قابلیت اطمینان فیدر a می‌پردازیم.

فرض می‌کنیم در نقطه بار اول (ناحیه 1) خطایی اتفاق بیافتد. در این شرایط مشترکین این نقطه بار تا زمان رفع عیب روی فیدر، خاموش خواهند بود. این خاموشی، زمان خاموشی ناحیه اول در اثر رخداد خطا روی همین ناحیه است (r11). بدیهی است که با توجه به عملکرد کلید بریکر کلّ فیدر در خاموشی موقتی بسر برند. پس در اثر خطایی که در ناحیه اول رخ داده است, هر یک از سکشنها به طور موقت خاموش خواهند بود. بدیهی است که اگر بتوان به وسیله فیدرهای مجاور تمام سکشنها را تغذیه کرد، مشترکین سایر نواحی فیدر، فقط تا زمان باز کردن سکسیونرهای S1 و S3 و اتصال سکسیونرهای S6 و S7 خاموش خواهند بود. ولی اگر ظرفیت نقاط مانور کم باشد آنها نخواهند توانست سایر نواحی را به طور کامل تغذیه کنند و لذا نواحی‌ای که در فواصل دورتری از نقاط مانور قرار دارند، تا زمان تعمیر کامل خطا و اتصال مجدد فیدر اصلی بی‌برق می‌مانند. در نتیجه مشترکین این نواحی به میزان مشترکین ناحیه اول

1- Coordination

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

(که خطا در آن رخ داده است) خاموش می‌مانند. در نتیجه یک ماتریس سطری خواهیم داشت که عناصر آن به ترتیب r11 تا r16 خواهند بود (به عنوان مثال r12 به معنی زمان خاموشی ناحیه ۲ در اثر رخداد خطا در ناحیه ۱ است). اگر خطاهای سایر نواحی و تاثیر آنها در خاموشی نواحی را بررسی کنیم, به یک ماتریس مربعی 6*6 دست خواهیم یافت. همچنین با ضرب کردن تعداد خطای (λ) هر ناحیه در سطر مربوط به زمان خاموشی آن ناحیه، متوسط زمان خاموشی تمام نواحی در اثر رخداد خطا در یک ناحیه (u) محاسبه خواهد شد. در پایان مجموع هر ستون به ترتیب زمان و متوسط زمان خاموشی هر ناحیه در اثر وقوع خطا در تمام نواحی را به دست خواهد داد. بدین ترتیب با استفاده از رابطه زیر مقدار λ را به ازای هر ناحیه خواهیم داشت.

$$\lambda_i = \frac{\sum_{j=1}^{6} u_{j,i}}{\sum_{j=1}^{6} r_{j,i}} \qquad (۳-۳)$$

همچنین داریم:

$$u_i = \sum_{j=1}^{6} u_{j,i} \qquad (۴-۳)$$

$$r_i = \sum_{j=1}^{6} r_{j,i} \qquad (۵-۳)$$

WikiPower.ir

بدین ترتیب با داشتن مقادیر شاخصهای اصلی λ و r و u برای هر یک از نواحی در دورهٔ زمانی مورد مطالعه، می‌توان به محاسبهٔ شاخصهای تکمیلی قابلیت اطمینان پرداخت و آنها را برای فیدر مورد نظر محا سبه نمود. یادآور می شویم که برای محا سبه شاخ صهای تکمیلی، تعداد م شترکین و بار هر یک از نواحی نیز مورد نیاز است.

جدول زیر ماتریس λ و r و u را برای فیدر مورد مطالعه نشان می‌دهد:

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

جدول ۳-۱ ماتریس λ و r و u برای فیدر مورد مطالعه

	ناحیه ۱	ناحیه ۲	ناحیه ۳	ناحیه ۴	ناحیه ۵	ناحیه ۶
λ_1	$r_{1,1}$	$r_{1,2}$	$r_{1,3}$	$r_{1,4}$	$r_{1,5}$	$r_{1,6}$
λ_2	$r_{2,1}$	$r_{2,2}$	$r_{2,3}$	$r_{2,4}$	$r_{2,5}$	$r_{2,6}$
λ_3	$r_{3,1}$	$r_{3,2}$	$r_{3,3}$	$r_{3,4}$	$r_{3,5}$	$r_{3,6}$
λ_4	$r_{4,1}$	$r_{4,2}$	$r_{4,3}$	$r_{4,4}$	$r_{4,5}$	$r_{4,6}$
λ_5	$r_{5,1}$	$r_{5,2}$	$r_{5,3}$	$r_{5,4}$	$r_{5,5}$	$r_{5,6}$
λ_6	$r_{6,1}$	$r_{6,2}$	$r_{6,3}$	$r_{6,4}$	$r_{6,5}$	$r_{6,6}$
r	$r_1=\sum_{j=1}^{6} r_{j,1}$	$r_2=\sum_{j=1}^{6} r_{j,2}$	$r_3=\sum_{j=1}^{6} r_{j,3}$	$r_4=\sum_{j=1}^{6} r_{j,4}$	$r_5=\sum_{j=1}^{6} r_{j,5}$	$r_6=\sum_{j=1}^{6} r_{j,6}$
u	$u_1=\sum_{j=1}^{6} \lambda_j r_{j,1}$	$u_2=\sum_{j=1}^{6} r_{j,2}$	$u_3=\sum_{j=1}^{6} r_{j,3}$	$u_4=\sum_{j=1}^{6} r_{j,4}$	$u_5=\sum_{j=1}^{6} r_{j,5}$	$u_6=\sum_{j=1}^{6} r_{j,6}$
λ	$\lambda_1=\frac{u_1}{r_1}$	$\lambda_2=\frac{u_2}{r_2}$	$\lambda_3=\frac{u_3}{r_3}$	$\lambda_4=\frac{u_4}{r_4}$	$\lambda_5=\frac{u_5}{r_5}$	$\lambda_6=\frac{u_6}{r_6}$

(۱۵.۳)

۳-۴ خلاصهٔ مباحث:

در این فصل ابتدا مدلهای مختلف سیستمهای توزیع برای ارزیابی قابلیت اطمینان مورد بررسی قرار گرفت. سپس به معرفی شبکهٔ مدل‌شدهٔ توزیع ایران پرداخته شد. در ادامه نیز بطور مفصل به تحلیل تأثیر جایگذاری بهینهٔ اداوات کلیدزنی و نقاط مانور در بهبود قابلیت اطمینان سیستمهای توزیع و روشهای محاسباتی آن پرداخته شد. با توجه به گستردگی مباحث، علاقه‌مندان برای مطالعات بیشتر می‌توانند به مراجع ۲و ۳و ۴و ۷و ۸و ۹و ۱۴و ۱۵و ۱۷و ۱۸ و مقالات IEE اشاره شده در این فصل مراجعه نمایند.

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

ارزیابی سالیانهٔ قابلیت اطمینان شبکهٔ فشارمتوسط شهر مراغه به‌همراه مطالعات عددی

۴-۱ مقدمه:

مطابق آنچه در قسمتهای قبل نیز مطرح گردید، مبحث قابلیت اطمینان بخصوص در بخش سیستمهای توزیع انرژی الکتریکی و به صورت فرموله شده بحث جدیدی است و به حدود سه دهه اخیر برمی‌گردد. واضح است که انجام تحقیقاتی در این حوزه با منابع محدود و پیشینهٔ نه‌چندان طولانی علمی، دشواریهایی را به‌همراه خواهد داشت. لذا سعی شد تا بتوان با گردآوری منابع علمی و اطلاعاتی متعدد نظیر کتب معتبرعلمی، مقالات IEEE ، IEE ، ELSEVIER(Power system research ، Power system journal)، مقالات کنفرانسها و مجلات معتبر داخلی و پایان‌نامه‌های دانشجویی علاوه بر بیان سادهٔ مسائل مهم بر غنای این تحقیق افزود. انتظار می‌رود در پایان این بخش بتوان به یک بررسی اصولی از شاخصهای قابلیت اطمینان در سالهای مختلف، به‌همراه مقایسهٔ قابلیت اطمینان شبکه‌های زمینی و هوایی، و نیز نقش ادوات کلیدزنی و خطوط مانوری در هر یک از آنها پی برد تا با کمک آن قدرت برنامه ریزی بلند مدت برای مدیریت شبکه فراهم شود.

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

۴- ۲ بررسی حوادث و خاموشی‌های فیدرهای فشارمتوسط مراغه:

افزایش قابلیت اطمینان برق‌رسانی بدون شناخت عوامل بوجود آورنده حوادث ممکن نخواهد بود و البته شناخت حوادث بدون داشتن اطلاعات و آمار صحیح مقدور نیست. لذا بنظر می‌رسد که اولین قدم در شناخت حوادث برق، جمع‌آوری آمار و اطلاعات صحیح و تحلیل آماری آنها می‌باشد.

در این قسمت از پروژه با توجه به اطلاعات جمع‌آوری شده از آمار و حوادث فیدرهای فشارمتوسط شبکه توزیع مراغه از شرکت توزیع آذربایجان شرقی، تحلیل آماری آنها برای محاسبه شاخصهای قابلیت اطمینان در قالب نمودارهای مربوطه ارائه خواهد شد.

منطقهٔ فشارمتوسط شهر مراغه دارای یک پست فوق توزیع (۱۳۲ کیلوولت) می‌باشد که هفت فیدر فشارمتوسط (۲۰ کیلوولت) از آن انشعاب گرفته شده است. این فیدرها دارای قسمتهای هوایی و زمینی می‌باشند که طول قسمتهای هوایی و زمینی آنها به تفکیک در جدول ۴-۱ آمده است:

WikiPower.ir

جدول ۴-۱ طول قسمتهای مختلف منطقهٔ فشارمتوسط شهر مراغه

	مراغه ۱	مراغه ۲	مراغه ۳	مراغه ۴	مراغه ۶	مراغه ۷	مراغه ۸
طول قسمتهای هوایی (km)	76.3	31.777	98.702	37.144	41.448	5.105	9.93
طول قسمتهای زمینی (km)	0	0	0	0	7.988	10.048	5.261
طول کل فیدر (km)	76.3	31.777	98.702	37.144	49.436	15.153	15.191

باتوجه به اطلاعات حوادث شبکه توزیع فشارمتوسط مراغه، در اولین مرحله اقدام به طبقه‌بندی آنها گردید. با توجه به اطلاعات و آمار اتفاقات و خاموشی‌های سه سال گذشته مربوط به سال‌های ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۱ در فیدرهای فشارمتوسط شهر مراغه، خطاهای فشارمتوسط فیدرهای مذکور مورد بررسی قرارگرفت و در

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

جدول ۴-۲ خلاصه و طبقه‌بندی گردید. سعی بر آن بود تا در این جدول تمامی خطاهایی که در دفترچه‌های اتفاقات گزارش شده است دسته‌بندی شده و کدگذاری شوند.

البته در آمار و اطلاعات دفترچه‌های اتفاقات نوع دیگری از خطاها موسوم به اختلاف فاز نیز گزارش شده بود. این نوع خطا از عدم‌تعادل بار فیدرهای فشارمتوسط ناشی می‌گردد. با توجه به اینکه با اجرای برنامه‌های متعادل‌سازی بار در شرکت توزیع آذربایجان شرقی که در شبکه اجرا می‌گردد، مسأله عدم تعادل بار به نوعی مرتفع خواهد شد بنابراین این نوع خطا در این تقسیم‌بندی وارد نشده است. درنهایت ۱۲ نوع خطا از آمار خاموشی‌های منطقه استخراج گردید که با کدهای A تا L نام‌گذاری شدند.

در ادامه بطورکلی تمامی انواع خطاهایی که در دفترچه‌های اتفاقات ارائه شده است با توجه به مفاهیم بنیادین قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع در سه دسته تقسیم‌بندی شدند و متناسب با این سه دسته نرخ وقوع خطا و متوسط زمان خاموشی محاسبه گردید. این سه دسته عبارتند از:

۱- خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده

۲- خاموشی‌های گذرا

۳- خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشده (حوادث)

WikiPower.ir

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

جدول ۴-۲ خطاهای فیدرهای فشارمتوسط شهر مراغه

کد خطا	نوع خطا
A	برنامه‌ریزی شده (تعمیرات، نوسازی ، تعویض، وصل جمپر، ...)
B	انجام مانور
C	جهت وصل یا باز نمودن کات‌اوت فیوز
D	موارد دیگر(خروج ترانس، بازدید روزانه، داشتن کمبودی، کابلشو رها شده)
E	ارت فالت با مدت تداوم کمتر از ۱۰ دقیقه
F	قطع و وصل به صورت اتوماتیک
G	اورکارنت با مدت تداوم کمتر از ۱۰ دقیقه
H	قطع و وصل به صورت دستی
I	اورکانت و ارت‌فالت با مدت تداوم کمتر از ۱۰ دقیقه
J	ارت فالت با مدت تداوم بیشتر از ۱۰ دقیقه
K	اورکارنت با مدت تداوم بیشتر از ۱۰ دقیقه
L	اورکانت و ارت‌فالت با مدت تداوم بیشتر از ۱۰ دقیقه

بنابراین هریک از خطاهای ارائه شده در جدول ۴-۲ در یکی از دسته‌های فوق جای خواهد گرفت.

در جدول ۴-۳ نحوهٔ دسته‌بندی فوق‌الذکر نشان داده شده است.

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

جدول ۴-۳ دسته‌بندی خطاهای فشارمتوسط در سه دسته

شامل خطاهای ...	شماره خطا	دسته خطا
A – B – C – D	۱	خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده
E – F – G – H – I	۲	خاموشی‌های گذرا
J – K – L	۳	خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشدهٔ ماندگار

در ادامه، این قسمت شامل سه بخش است. در بخش نخست، تحلیل آماری خطاها در هریک از فیدرهای فشارمتوسط منطقه مورد مطالعه ارائه شده است. در این تحلیل برای هر یک از فیدرهای فشارمتوسط ابتدا آمار تعداد خطاها بر حسب نوع و دسته خطا از سال ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۱ در جدول‌های مربوطه ارائه شده است، سپس برای ایجاد درک بصری بهتر از اطلاعات مذکور، تعداد و مدت زمان خاموشی‌های ناشی از خطاهای هر دسته به تفکیک برای سال‌های مختلف برای فیدرهای موردنظر در قالب گراف‌های میله‌ای نشان داده شده است. همچنین متوسط زمان خاموشی به‌ازای هر دسته خطا برای سال‌های مختلف در فیدر مورد نظر نیز به صورت نمودارهای میله‌ای ارائه شده است. نتایجی که در این بخش ارائه شده است برای مقایسه و بررسی فیدرهای منطقه به صورت موردی مفید خواهد بود.

در بخش بعدی پروژه همین آمار و نمودارها برای کل شبکهٔ فشارمتوسط ارائه شده است. به عبارتی در این بخش تمامی فیدرها به صورت یکجا منظور شده‌اند و تعداد و مدت زمان خاموشی‌های هر دسته در هر سال

باهم جمع شده‌اند. این نتایج در واقع نمایی از کل شبکه را از دیدگاه خاموشی‌های مختلف نشان می‌دهد که می‌تواند در ارزیابی کل شبکه مفید باشد. (البته در این بخش یک فیدر فشارمتوسط شهرستان بناب و سه فیدر فشارمتوسط خراجو نیز بدلیل امکان مانور با فیدرهای شهر مراغه منظور شده‌اند.)

در بخش سوم با توجه به طول بخش‌های مختلف هوایی و زمینی فیدرهای منطقه و نیز آمار خاموشی‌های مختلف (برنامه‌ریزی شده، گذرا و برنامه‌ریزی نشدهٔ ماندگار) متوسط نرخ وقوع خطا در سال به ازای هر کیلومتر برای هر یک از دسته‌های خطا در فیدرهای منطقه ارائه شده است. همچنین با توجه به آمار مدت زمان تداوم خاموشی‌ها و تعداد خطاها، متوسط مدت زمان خاموشی در هر دسته خطا به تفکیک برای فیدرهای منطقه مورد مطالعه محاسبه و ارائه شده است.

در محاسبهٔ نرخ وقوع خطا در فیدرهای فشار متوسط برای خطای نوع ۱ (خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده) به منظور دست‌یابی به پاسخ نزدیک‌تر به واقعیت از مجموع تعداد خطاهای کل ۳ سال استفاده شده است. در این محاسبات تعداد خطاهای مربوط به هر فیدر به طول فیدر تقسیم شده است و با ضرب پاسخ به دست آمده در یک‌سوم نرخ وقوع خطا در سال برای هر فیدر به دست آمده است. نتایج مربوط به آمار و نرخ وقوع خطای نوع ۱ برای فیدرهای فشارمتوسط مراغه در جدول ۴-۱۱-۱-الف ارائه شده است. در ستون انتهایی جدول ۴-۱۱-۱-الف متوسط نرخ وقوع خطای شمارهٔ ۱ در قسمت‌های زمینی و هوایی برای کل شبکه فشارمتوسط آمده است.

برای محاسبه متوسط مدت زمان خاموشی به ازای هر خطا از نوع ۱ برای دست‌یابی به پاسخ نزدیک به واقعیت، تعداد کل خطاهای نوع ۱ به تفکیک برای شبکهٔ هوایی و زمینی محاسبه شده و از روی آن با توجه به مدت زمان کل خاموشی‌ها متوسط مدت خاموشی برای هریک از خطاهای نوع ۱ در قسمت‌های هوایی و زمینی محاسبه شده است که نتایج نهایی در جدول ۴-۱۱-۲-الف گزارش شده است. در ستون انتهایی جدول ۴-۱۱-۲-الف متوسط زمان خاموشی ناشی از خطای شمارهٔ ۱ در قسمت‌های زمینی و هوایی برای کل شبکه فشارمتوسط آمده است.

در مورد محاسبهٔ نرخ وقوع خطا در فیدرهای فشارمتوسط برای خطای نوع ۲ (خاموشی‌های گذرا) نیز به منظور دست‌یابی به پاسخ نزدیک‌تر به واقعیت از مجموع تعداد خطاهای کل ۳ سال استفاده شده است. از

آنجا که این نوع خطا تنها در شبکه‌های هوایی رخ می‌دهد، در این محاسبات تعداد خطاهای مربوط به هر فیدر به طول بخش‌های هوایی مربوط به هر فیدر تقسیم شده است و با ضرب پاسخ به دست آمده در یک‌سوم نرخ وقوع این نوع خطا برای هر فیدر به دست آمده است. نتایج مربوط به آمار و نرخ وقوع خطای نوع ۲ برای فیدرهای ۲۰ کیلوولت و نیز میزان متوسط آن برای کل شبکهٔ فشارمتوسط مراغه در جدول ۴-۱۱-۱-ب ارائه شده است.

برای محاسبه متوسط مدت زمان خاموشی به ازای هر خطا از نوع ۲ نیز تعداد کل خطاهای نوع ۲ محاسبه شده و از روی آن با توجه به مدت زمان کل خاموشی‌ها، متوسط مدت خاموشی برای هریک از خطاهای نوع ۲ که تنها مربوط به قسمت‌های هوایی شبکه خواهد بود، محاسبه شده است که نتایج نهایی در جدول ۴-۱۱-۲-ب گزارش شده است. در این جدول متوسط زمان خاموشی ناشی از خطای شمارهٔ ۲ در قسمت‌های هوایی برای کل شبکه فشارمتوسط آمده است.

در مورد محاسبهٔ نرخ وقوع خطا در فیدرهای فشار متوسط برای خطای نوع ۳ (خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشدهٔ ماندگار) نیز برای دست‌یابی به پاسخ نزدیک‌تر به واقعیت از مجموع تعداد خطاهای کل ۳ سال استفاده شده است. از آنجا که نرخ وقوع این نوع خطا در شبکه‌های هوایی و زمینی متفاوت بوده و از طرفی با توجه به شرایط جغرافیایی و منطقه‌ای حتی برای شبکه‌های هوایی نیز متفاوت می‌باشد، در این محاسبات با توجه به عدم امکان استخراج نوع خطا بصورت دقیق از دفترچه‌های آمار اتفاقات منطقه، از نسبت نرخ وقوع خطا در شبکه‌های هوایی به زمینی برابر ۱/۴۲ که از مرجع معتبر زیر استخراج شده، استفاده گردیده است:

- R. E. Brown, "***Electric Power Distribution Reliability***", Marcel Dekker, Inc, New York, Basel, 2002

در انجام محاسبات تعداد خطاهای مربوط به هر فیدر به طول بخش‌های هوایی مربوط به هر فیدر تقسیم شده است و با ضرب پاسخ به دست آمده در یک‌سوم نرخ وقوع خطا در سال برای هر فیدر به دست آمده است. نتایج مربوط به آمار و نرخ وقوع خطای نوع ۳ برای فیدرهای فشارمتوسط مراغه در جدول ۴-۱۱-۱-ج ارائه شده است.

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

برای محاسبه متوسط مدت زمان خاموشی به ازای هر خطا از نوع ۳ نیز با توجه به این امر که مدت خاموشی ناشی از این نوع خطا در شبکه‌های هوایی و زمینی متفاوت بوده همچنین با توجه به شرایط جغرافیایی و منطقه‌ای حتی برای شبکه‌های هوایی نیز متفاوت می‌باشد نحوهٔ محاسبه به این صورت بود که ابتدا تعداد خطاهای نوع ۳ برای هر فیدر به تفکیک برای بخش‌های هوایی و زمینی به طور جداگانه محاسبه شده است. سپس برای فیدرهایی که تنها دارای بخش‌های هوایی هستند با توجه به مدت زمان کل خاموشی‌ها، متوسط مدت خاموشی برای هریک از خطاهای نوع ۳ مربوط به آنها محاسبه شده است. برای فیدرهایی که زمینی و هوایی هستند با توجه به اینکه این فیدرها اکثراً از مناطق شهری عبور می‌کنند نحوهٔ محاسبه به این ترتیب بود که ابتدا متوسط مدت زمان خاموشی برای فیدرهای ۱ و ۲ مراغه که فقط هوایی هستند و از مناطق شهری نیز عبور می‌کنند، محاسبه شده و پاسخ به دست آمده (۴۰/۸۸ دقیقه) برای بخش‌های هوایی فیدرهای ۶، ۷ و ۸ مراغه و نیز ۱ بناب درنظر گرفته شده است سپس با توجه به آن، پاسخ متوسط مدت زمان خاموشی برای بخش‌های زمینی همین فیدرها محاسبه شده است که نتایج نهایی در جدول ۴-۱۱-۲-ج ارائه شده است. لازم به توضیح است با توجه به این امر که تنها با اطلاعات موجود در دفترچه‌های خاموشی منطقه استخراج متوسط زمان خاموشی به تفکیک برای قسمت‌های هوایی و زمینی در یکایک فیدرهای منطقه ممکن نبود، به‌ناچار از تخمین‌های مهندسی برای دست‌یابی به پاسخ قابل قبول استفاده شده است. از این رو در جدول ۴-۱۱-۲-ج زمان خاموشی برای فیدرهای ۶، ۷ و ۸ مراغه و نیز ۱ بناب با یک مقدار واحد محاسبه شده است تا میزان خطای محاسبات در مجموع کاهش پیدا کند.

در مورد خطای نوع ۳ برای فیدر ۳ پست فوق توزیع خراجو ملاحظه می‌گردد طبق آمار دفترچه‌های خاموشی و اتفاقات، هیچ خطایی در سه سال مورد مطالعه ثبت نشده است که این امر بعید به نظر می‌رسد و این احتمال وجود دارد که برخی از اتفاقات ثبت نشده باشد. این مورد در جدول‌های ۴-۱۱-۱-ج و ۴-۱۱-۲-ج مشخص شده است. بنابراین نرخ وقوع خطا و نیز متوسط زمان خاموشی برای خطای نوع ۳ در فیدر مزبور از روی آمار تعداد خطاها و زمان خاموشی فیدرهای ۱ و ۵ پست فوق توزیع خراجو که شرایط مشابهی با آن دارند، محاسبه شده و در جدول‌های مذکور درج شده است.

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

بدیهی اســت هرچقدر آمار و اطلاعات مربوط به ســوابق اتفاقات و خاموشــی‌ها بیشــتر و دقیق‌تر باشــد، استخراج نرخِ و قوع خطا و متوسط مدت زمان خاموشی خطاها به نتایج بهتر و نزدیکتر به واقعیت خواهد بود.

WikiPower.ir

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

۴-۳ آمار تعداد و مدت زمان خاموشی انواع خطاها در کلّ شبکهٔ مراغه:

جدول ۴-۴ تعداد خطاها بر حسب نوع خطا از سال ۷۹ تا ۸۱ در فیدرشماره ۱ پست فوق‌توزیع مراغه

نوع خطا	سال ۷۹	سال ۸۰	سال ۸۱
۱	6	8	11
۲	10	15	28
۳	4	2	7
۴	0	0	0
۵	4	2	1
۶	0	0	0
۷	1	3	1
۸	1	0	0
۹	1	0	0
۱۰	0	1	0
۱۱	1	0	0
۱۲	0	0	0
۱۳	2	4	1

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

جدول ۴-۵ تعداد خطاها بر حسب نوع خطا از سال ۷۹ تا ۸۱ در فیدر شماره ۲ پست فوق‌توزیع مراغه

نوع خطا	سال ۷۹	سال ۸۰	سال ۸۱
۱	5	7	11
۲	6	7	15
۳	1	0	8
۴	0	0	0
۵	2	0	1
۶	0	0	0
۷	0	1	2
۸	0	0	0
۹	0	0	0
۱۰	0	1	0
۱۱	1	0	0
۱۲	0	0	0
۱۳	2	3	2

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

جدول ۴-۶ تعداد خطاها بر حسب نوع خطا از سال ۷۹ تا ۸۱ در فیدر شماره ۳ پست فوق‌توزیع مراغه

نوع خطا	سال ۷۹	سال ۸۰	سال ۸۱
۱	21	16	32
۲	12	7	22
۳	4	2	4
۴	0	0	0
۵	5	0	1
۶	0	0	0
۷	5	2	0
۸	2	2	0
۹	2	0	0
۱۰	1	0	0
۱۱	0	0	0
۱۲	1	1	2
۱۳	5	3	2

WikiPower.ir

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

جدول ۴-۷ تعداد خطاها بر حسب نوع خطا از سال ۷۹ تا ۸۱ در فیدرشماره ۴ پست فوق‌توزیع مراغه

نوع خطا	سال ۷۹	سال ۸۰	سال ۸۱
۱	1	8	11
۲	1	0	0
۳	1	0	2
۴	0	0	0
۵	0	0	0
۶	0	0	0
۷	0	0	0
۸	0	0	0
۹	0	0	0
۱۰	0	0	0
۱۱	0	0	0
۱۲	0	0	0
۱۳	1	5	1

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

جدول ۴-۸ تعداد خطاها بر حسب نوع خطا از سال ۷۹ تا ۸۱ در فیدر شماره ۶ پست فوق‌توزیع مراغه

نوع خطا	سال ۷۹	سال ۸۰	سال ۸۱
۱	1	3	8
۲	1	0	9
۳	0	9	5
۴	0	0	0
۵	0	0	0
۶	0	0	0
۷	3	3	2
۸	0	1	2
۹	0	0	0
۱۰	0	0	0
۱۱	1	0	0
۱۲	0	0	0
۱۳	0	3	0

WikiPower.ir

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

جدول ۴-۹ تعداد خطاها بر حسب نوع خطا از سال ۷۹ تا ۸۱ در فیدرشماره ۷ پست فوق‌توزیع مراغه

نوع خطا	سال ۷۹	سال ۸۰	سال ۸۱
۱	5	5	9
۲	0	1	1
۳	0	3	2
۴	0	0	0
۵	0	0	0
۶	0	0	0
۷	0	1	1
۸	0	0	2
۹	0	0	0
۱۰	0	1	0
۱۱	0	0	0
۱۲	0	0	0
۱۳	0	2	3

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

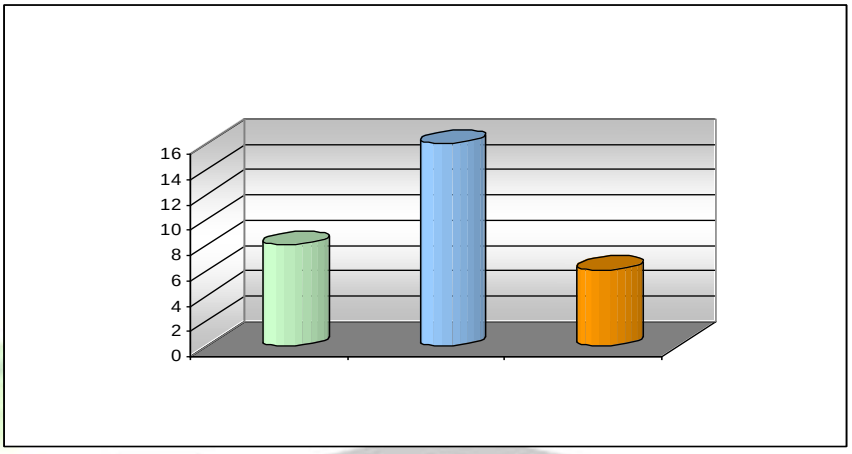
جدول ۴-۱۰ تعداد خطاها بر حسب نوع خطا از سال ۷۹ تا ۸۱ در فیدر شماره ۸ پست فوق‌توزیع مراغه

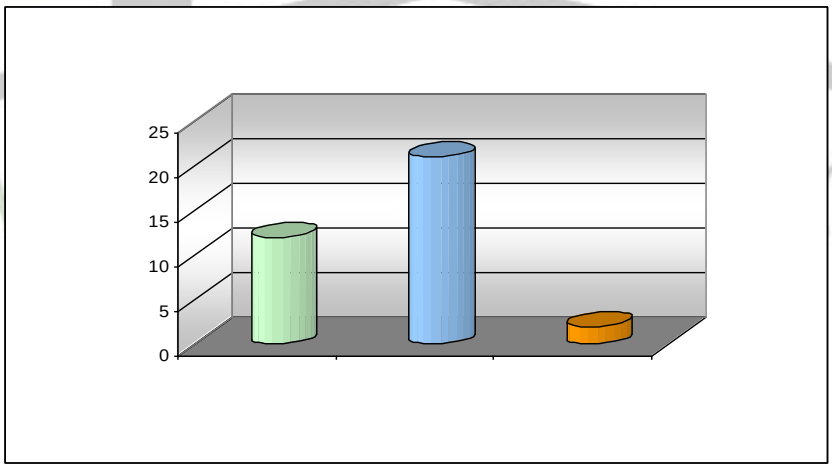
نوع خطا	سال ۷۹	سال ۸۰	سال ۸۱
۱	2	8	9
۲	1	1	7
۳	3	3	3
۴	0	0	0
۵	0	0	1
۶	0	0	0
۷	0	1	0
۸	0	0	1
۹	0	0	0
۱۰	0	0	1
۱۱	0	0	0
۱۲	0	0	0
۱۳	1	2	0

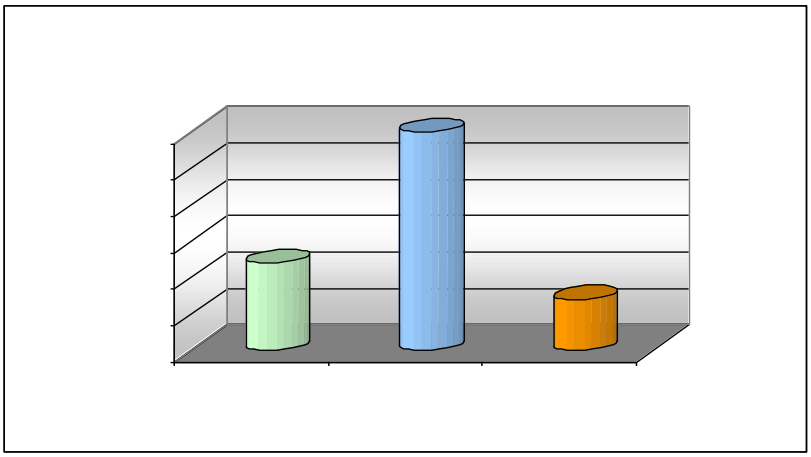
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۴-۴ تحلیل آماری خطاها درفیدرهای فشارمتوسط خروجی از پست فوق‌توزیع مراغه:

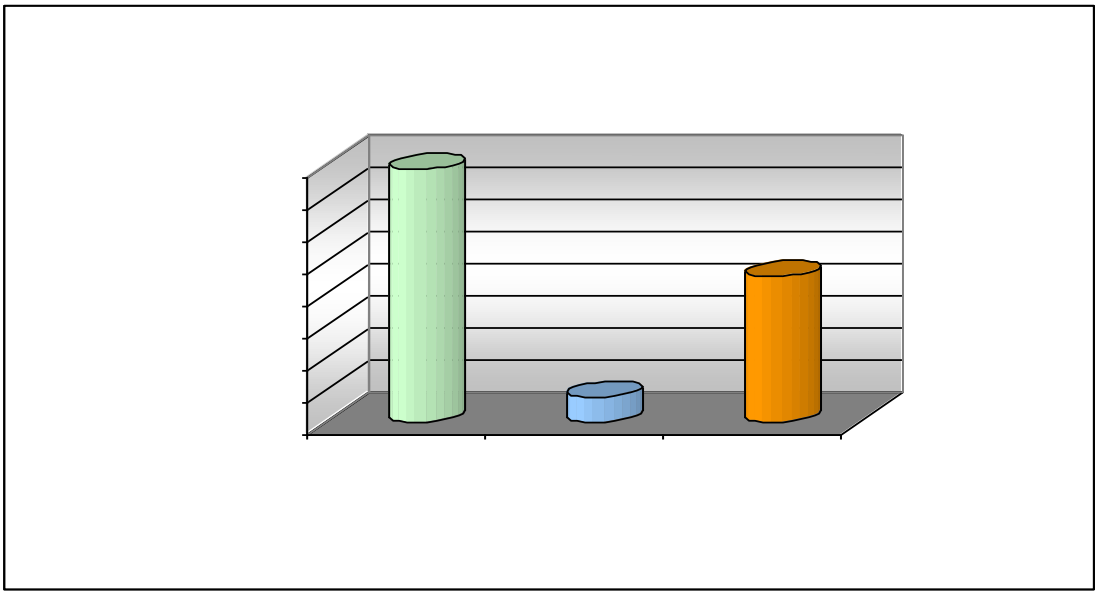
۴-۴-۱ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۱ مراغه:

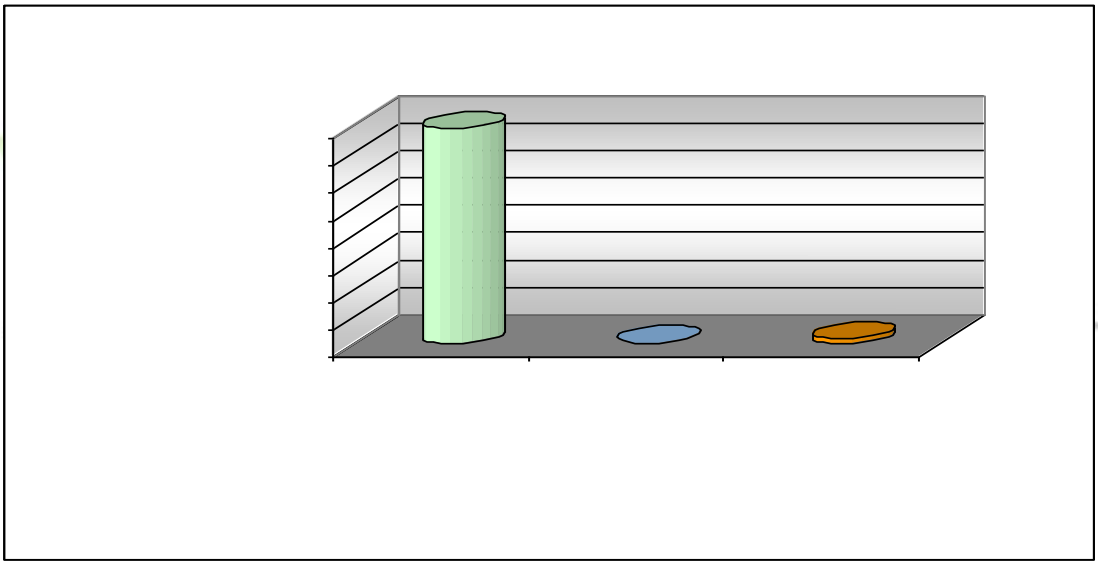


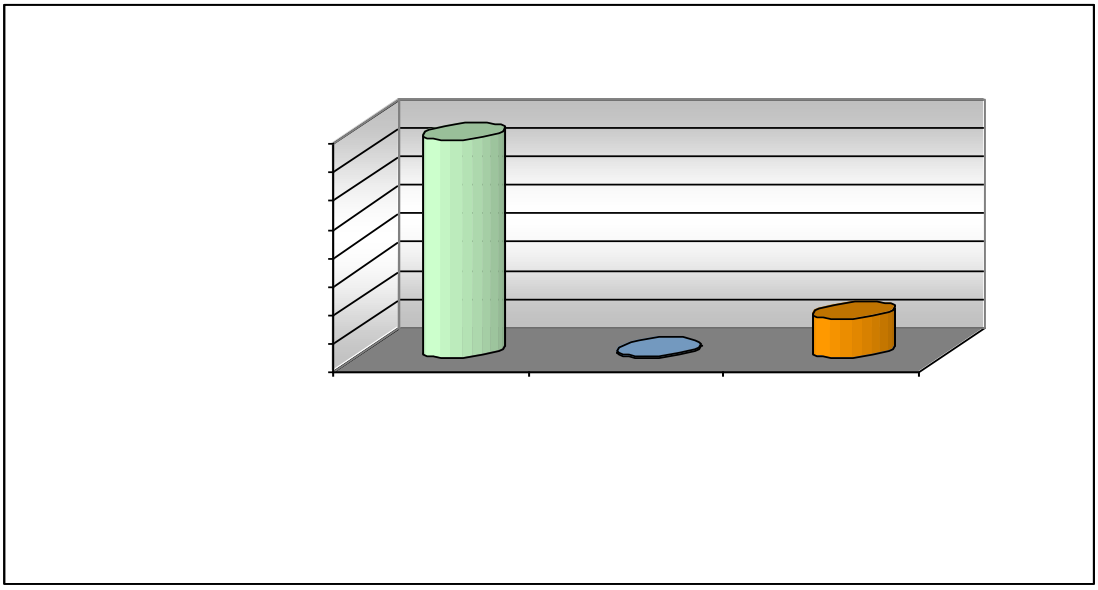




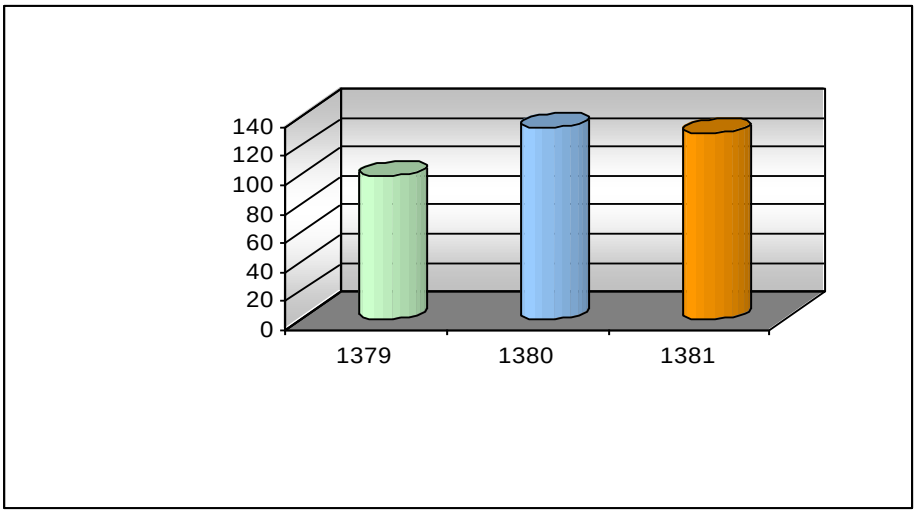
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

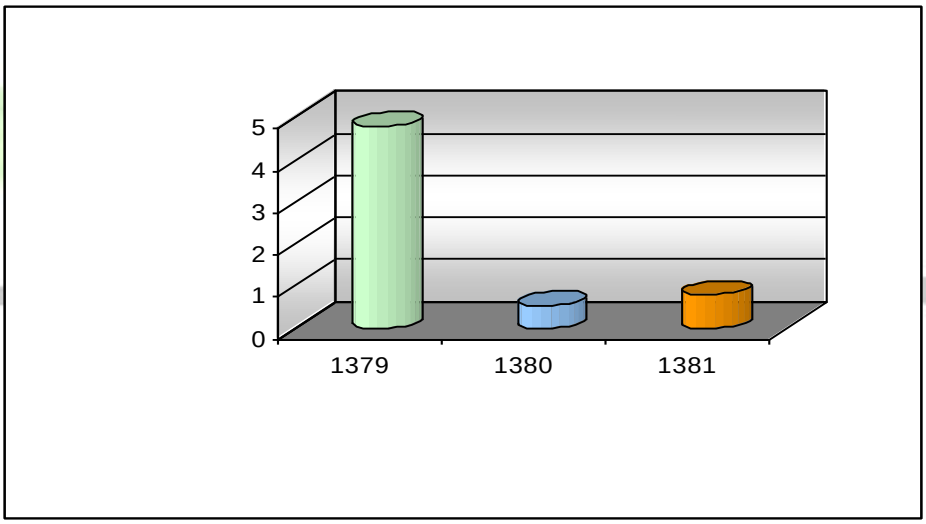


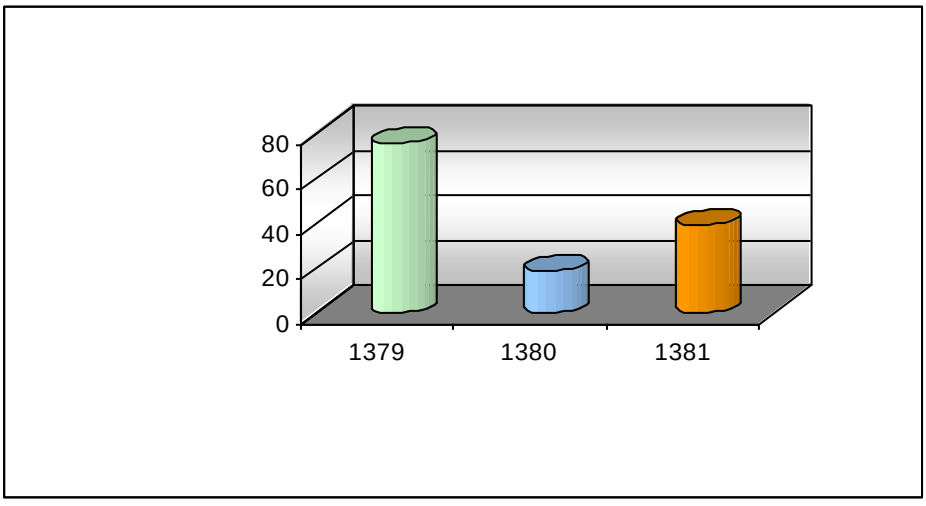




برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

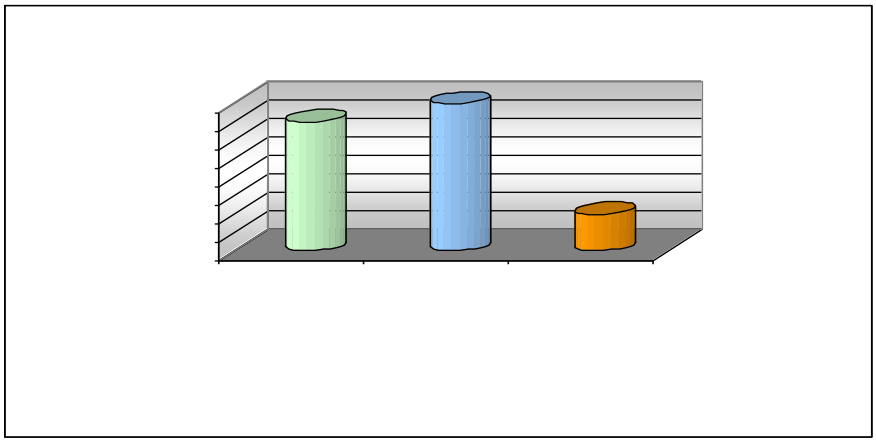


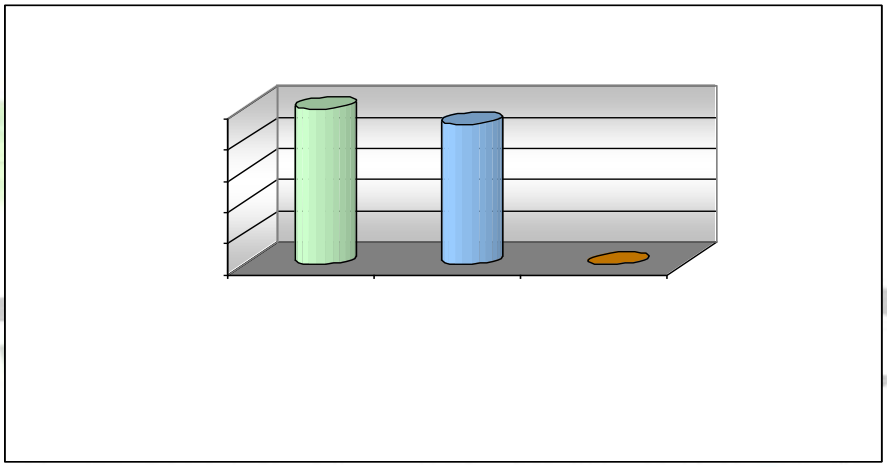


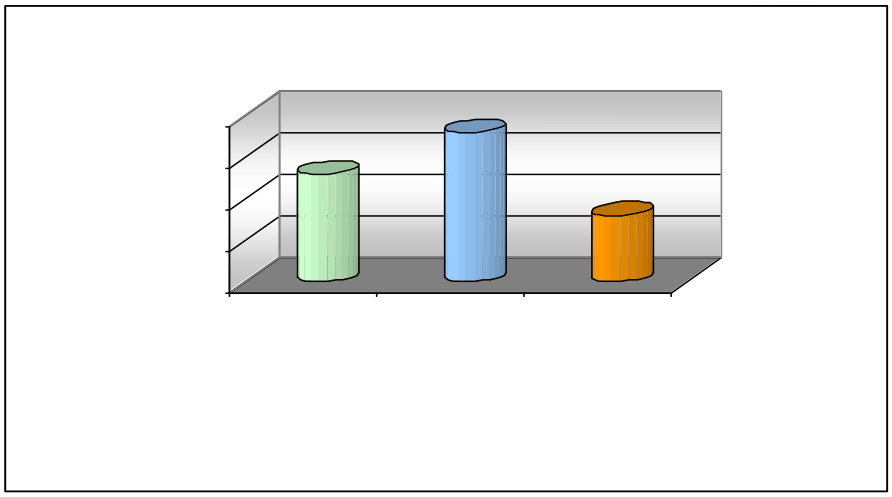


برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

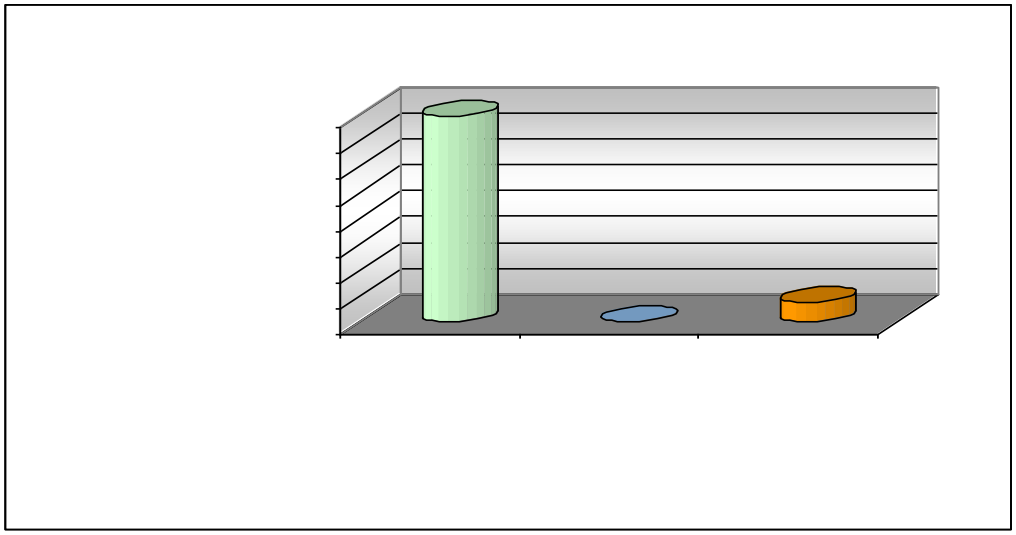
۲-۴-۴ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۲ مراغه:

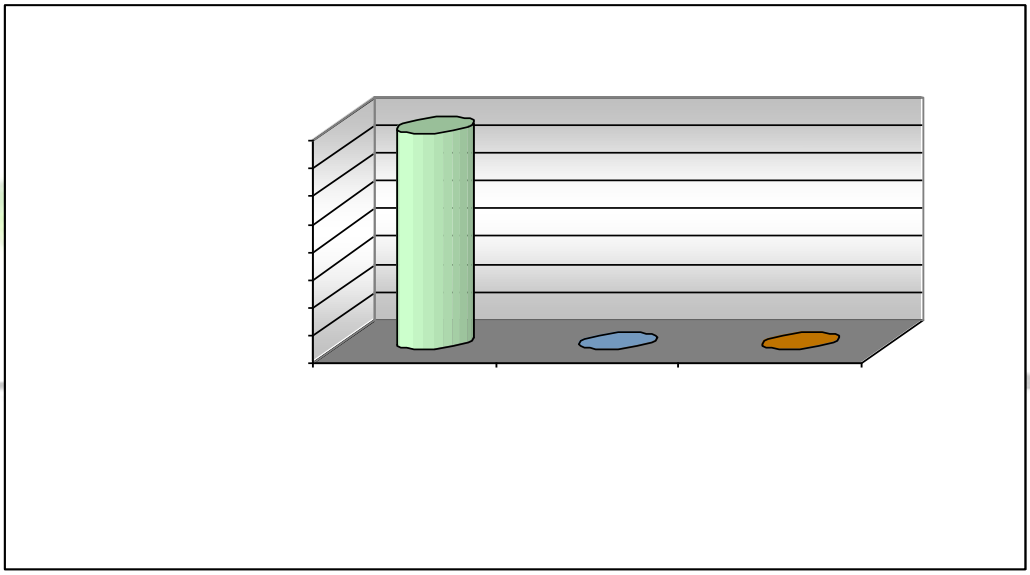


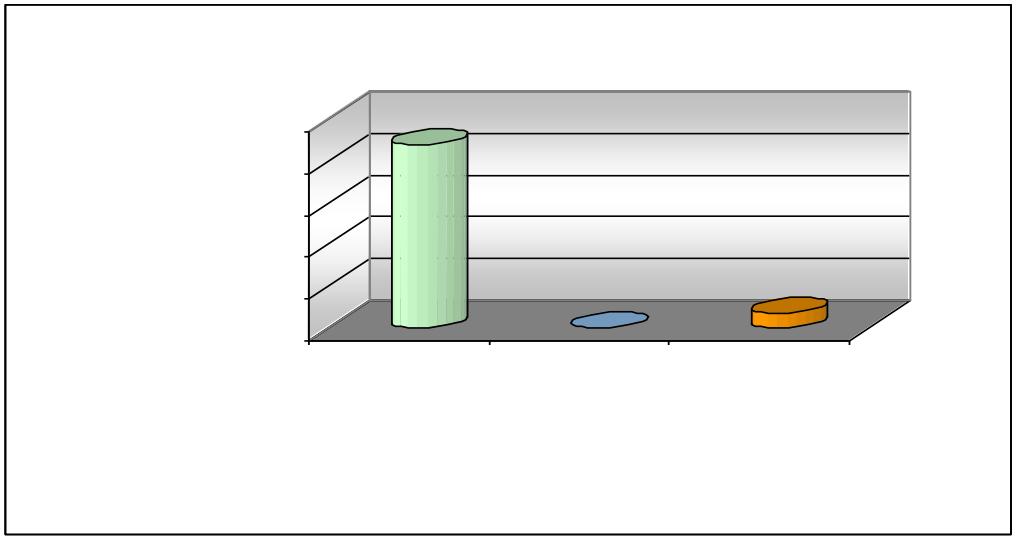




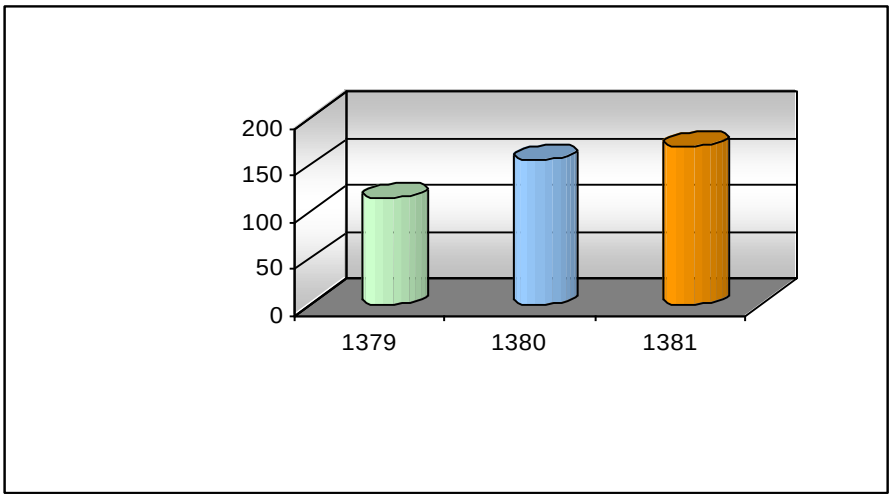
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

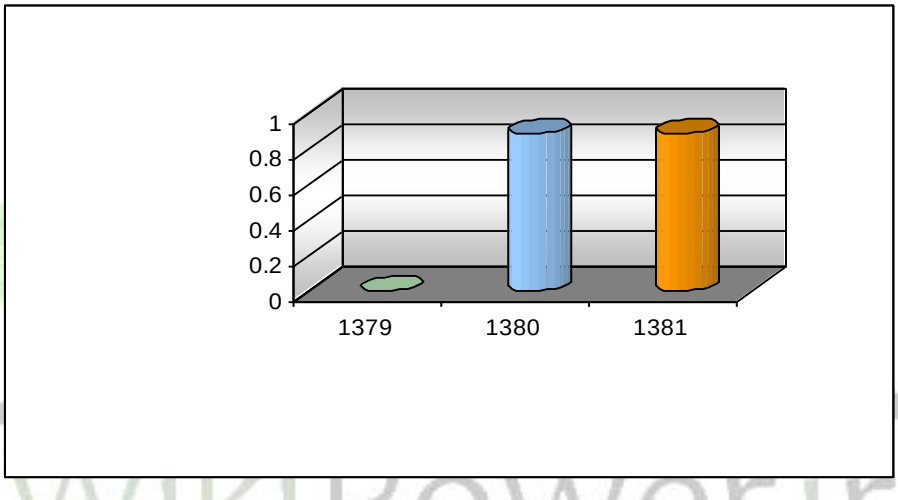


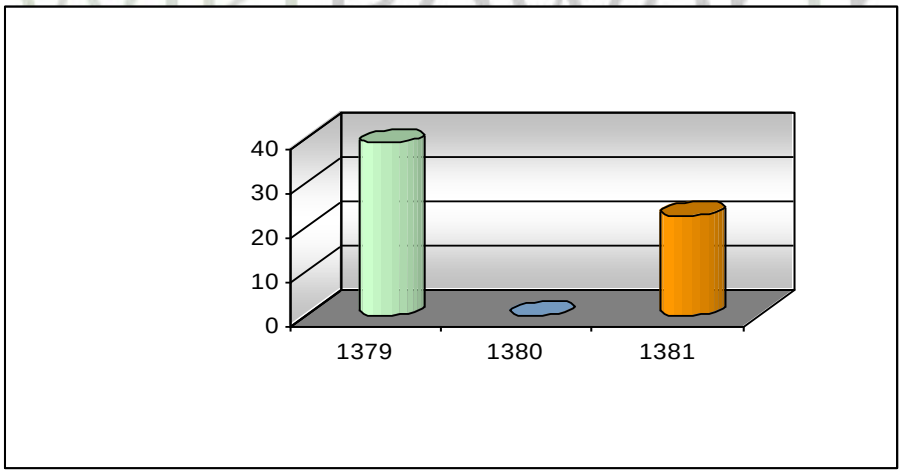




برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

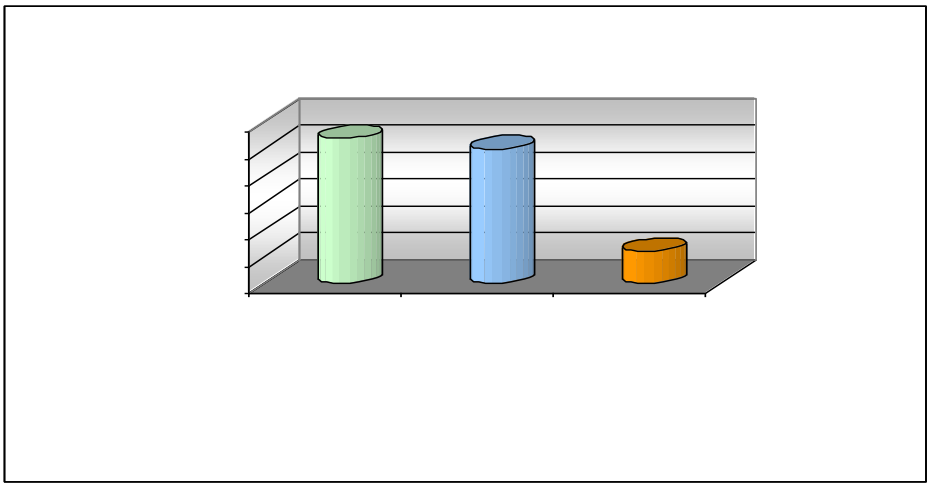


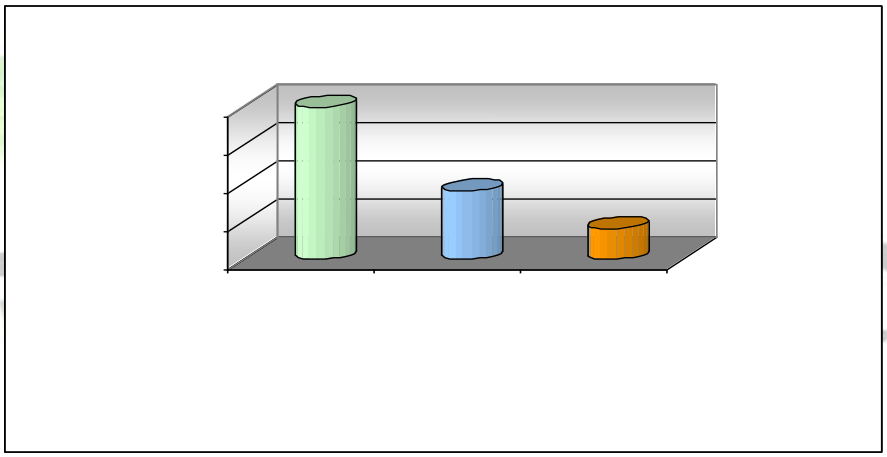


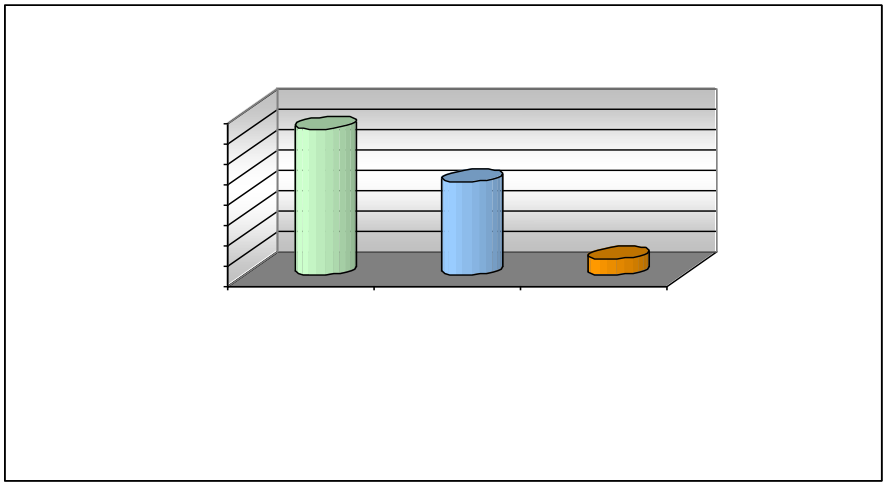


برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

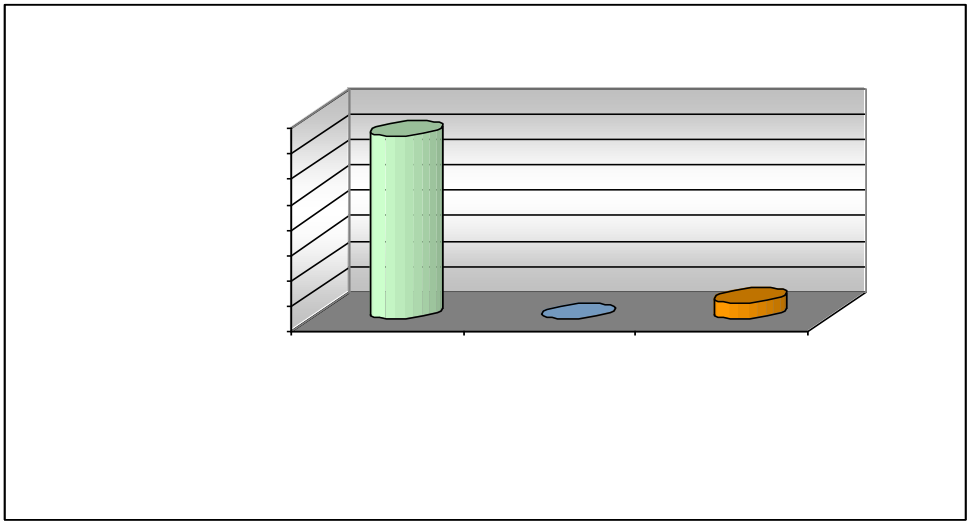
۳-۴-۴ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۳ مراغه:

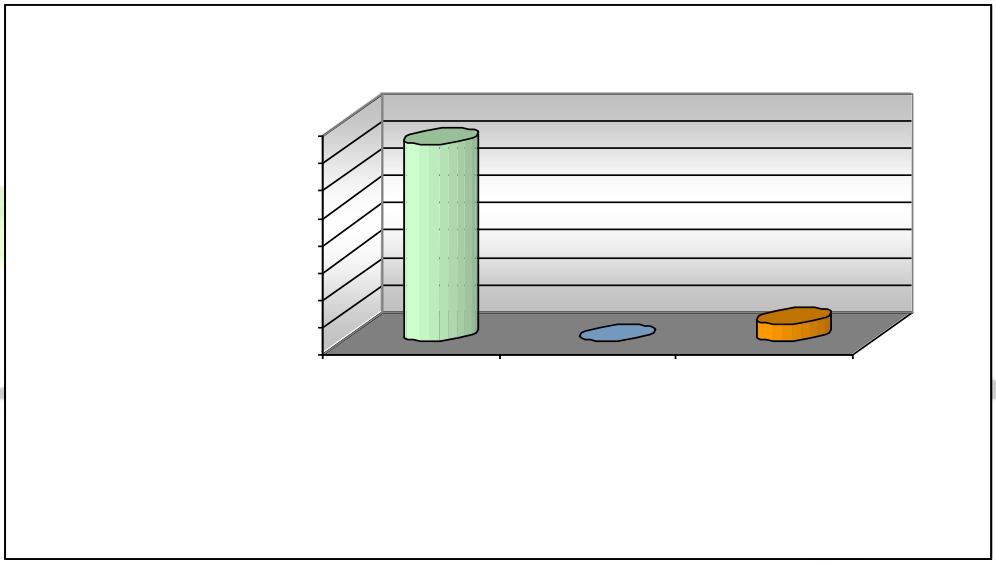


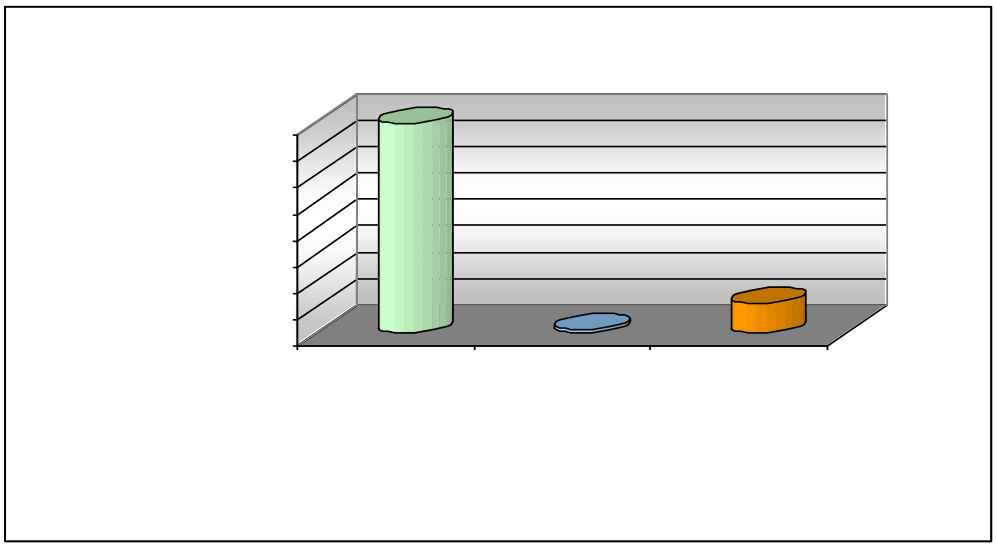




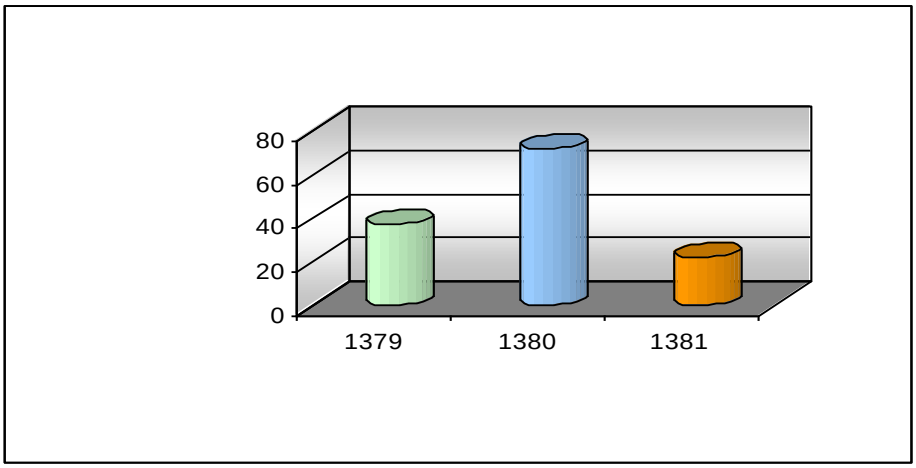
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

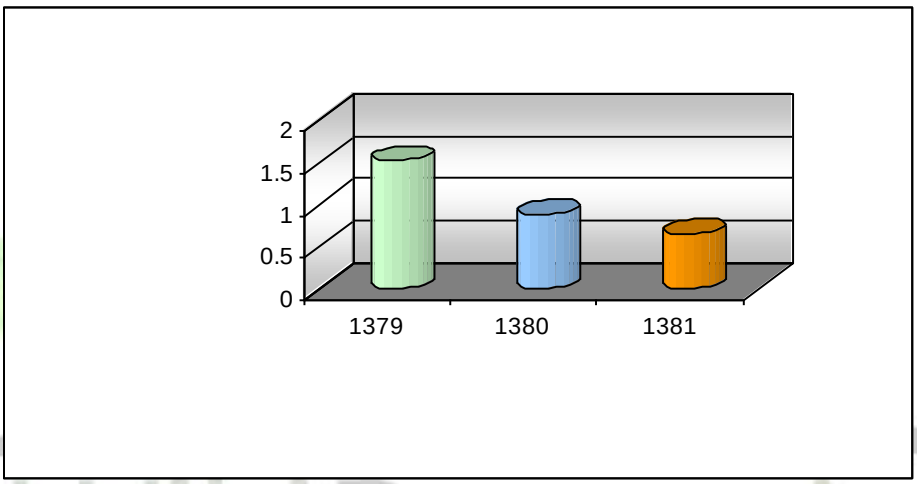


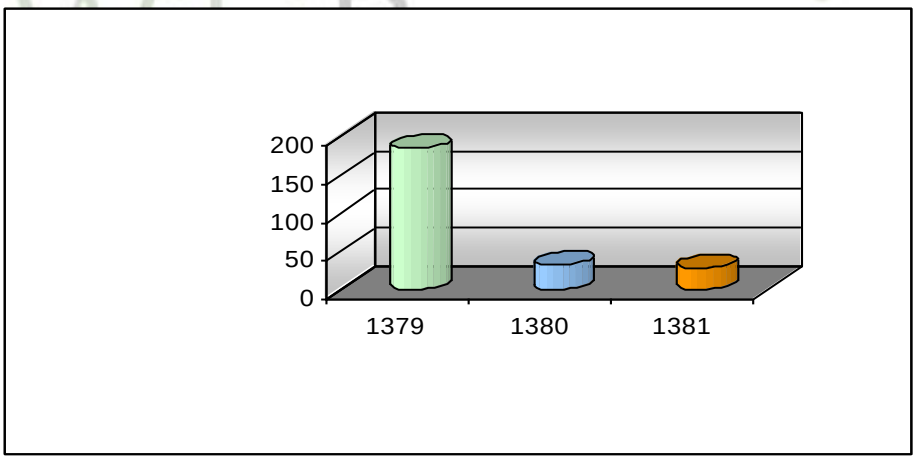




برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

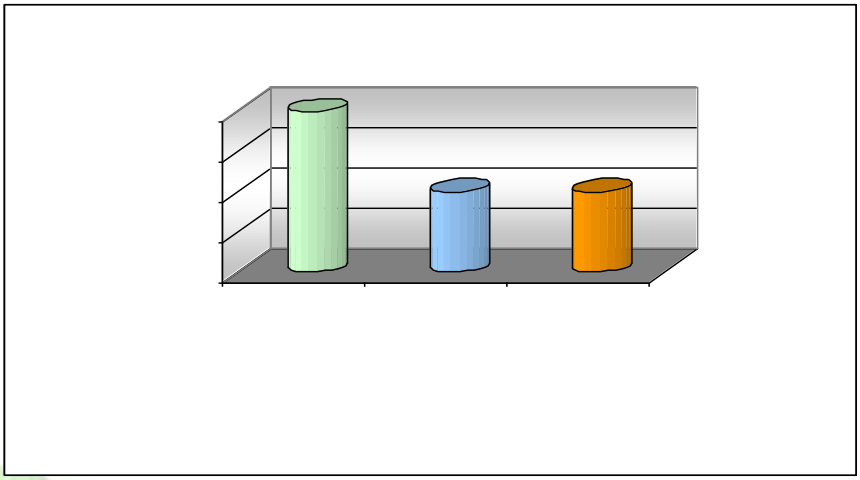


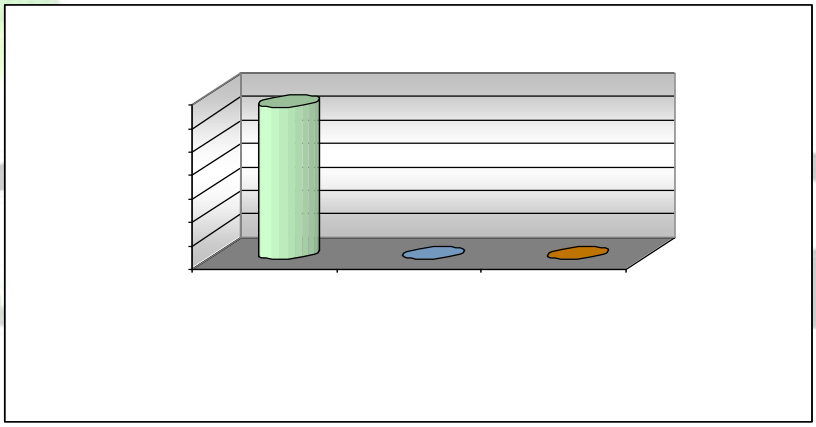


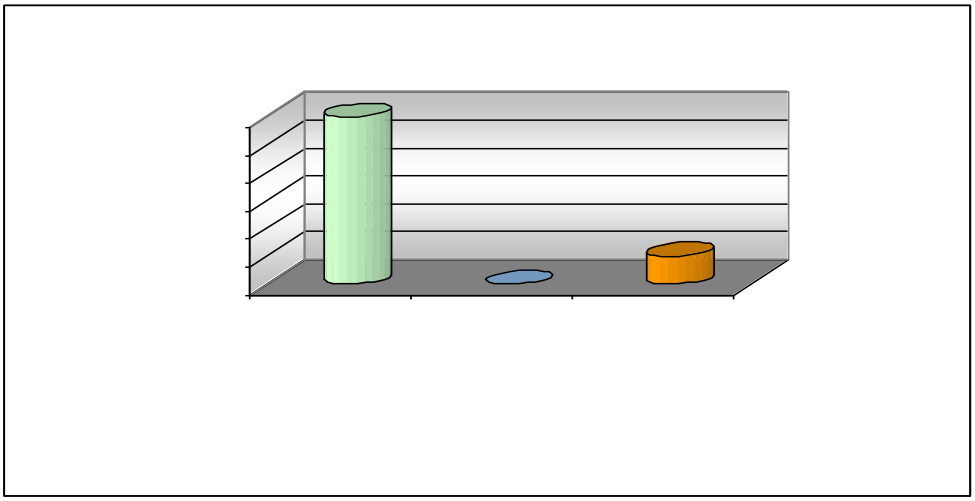


برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

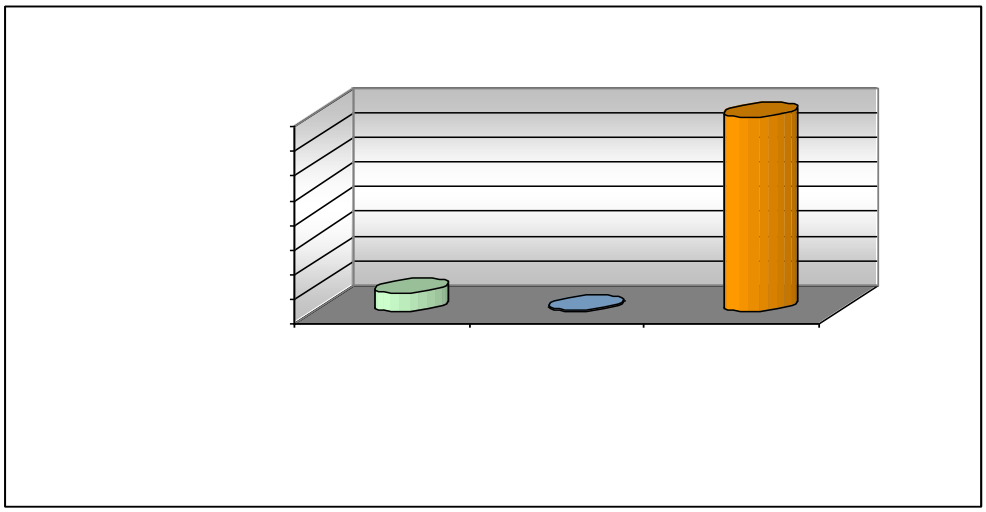
۴-۴-۴ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۴ مراغه:

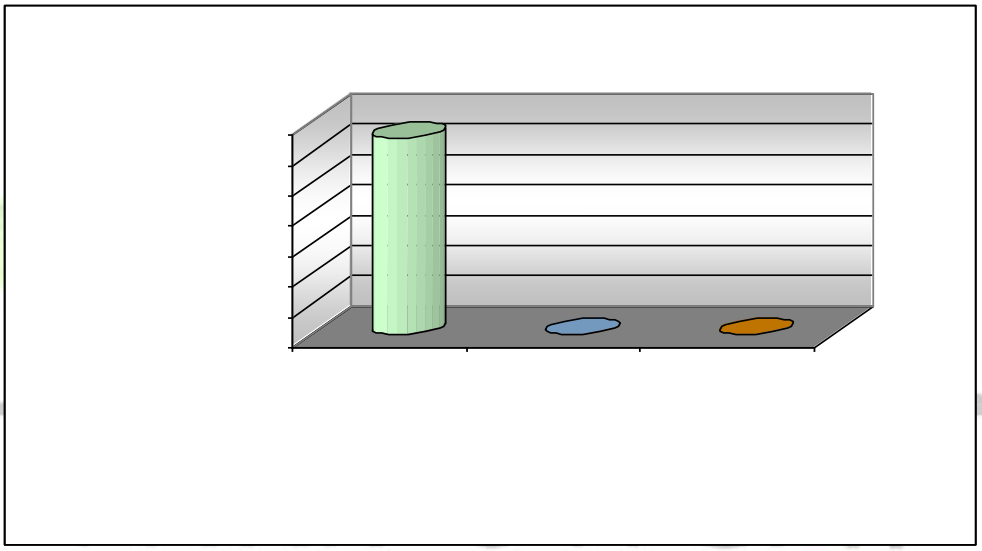


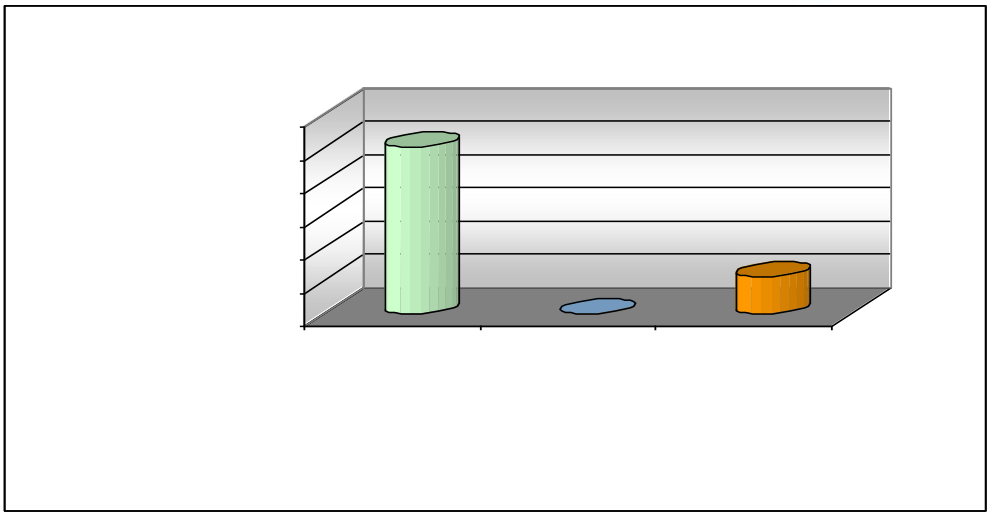




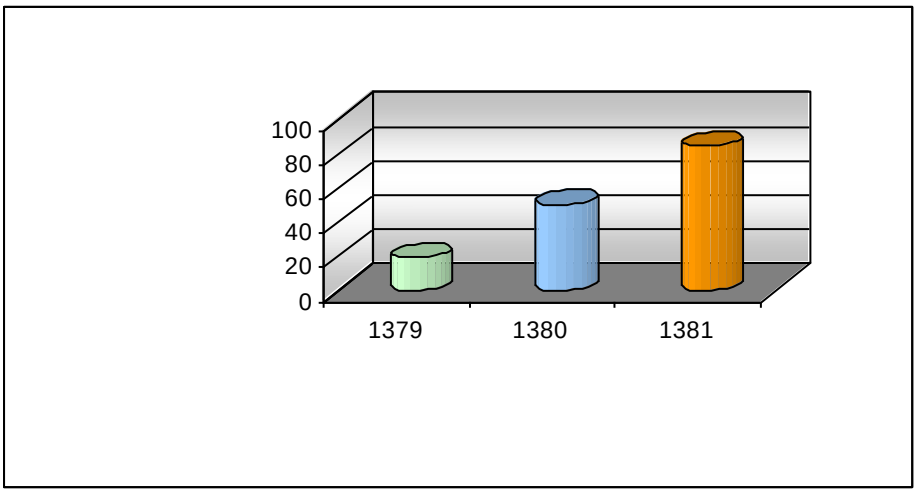
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

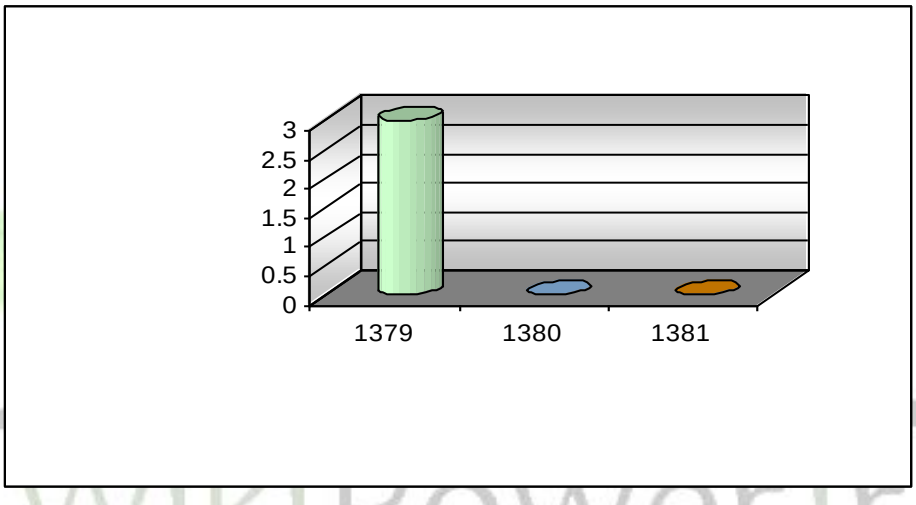


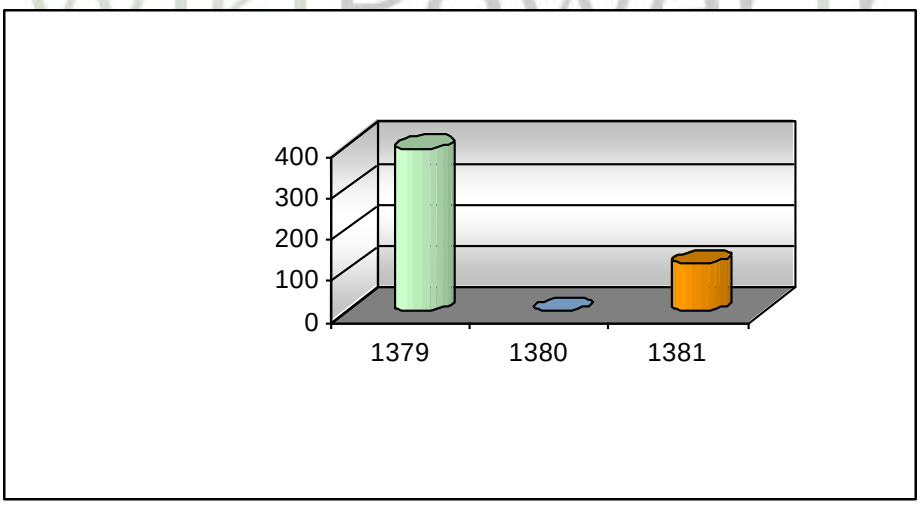




برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

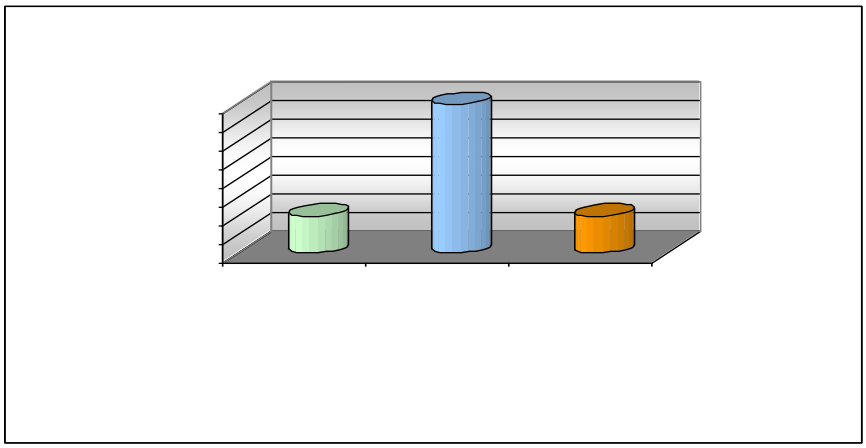


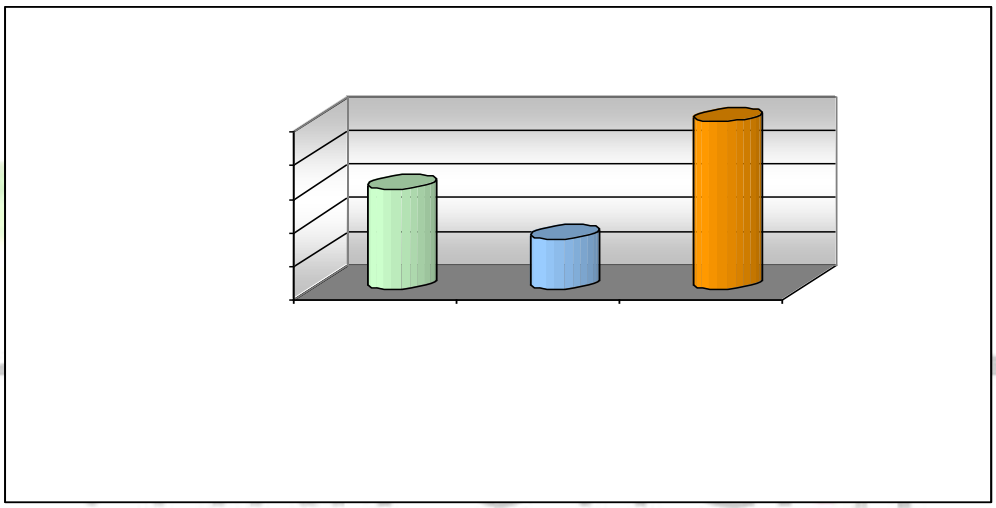


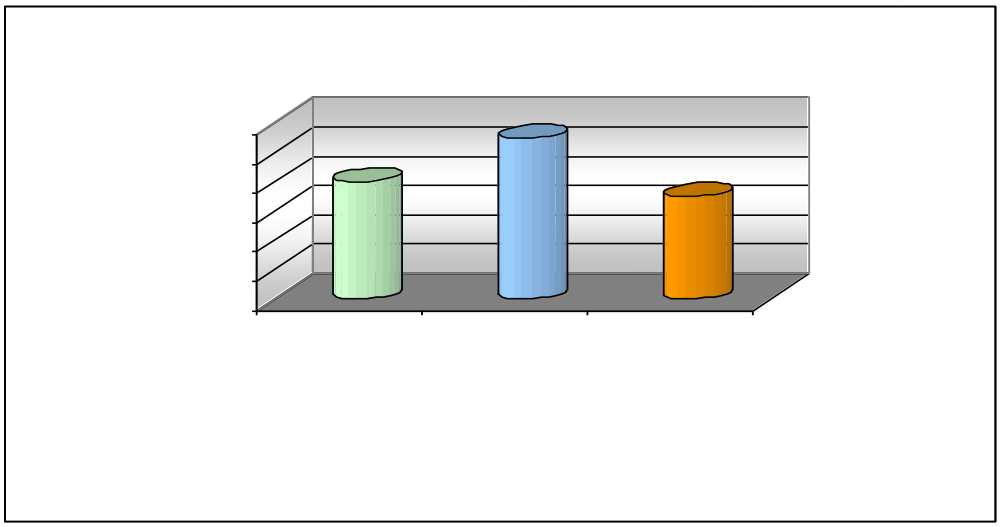


برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

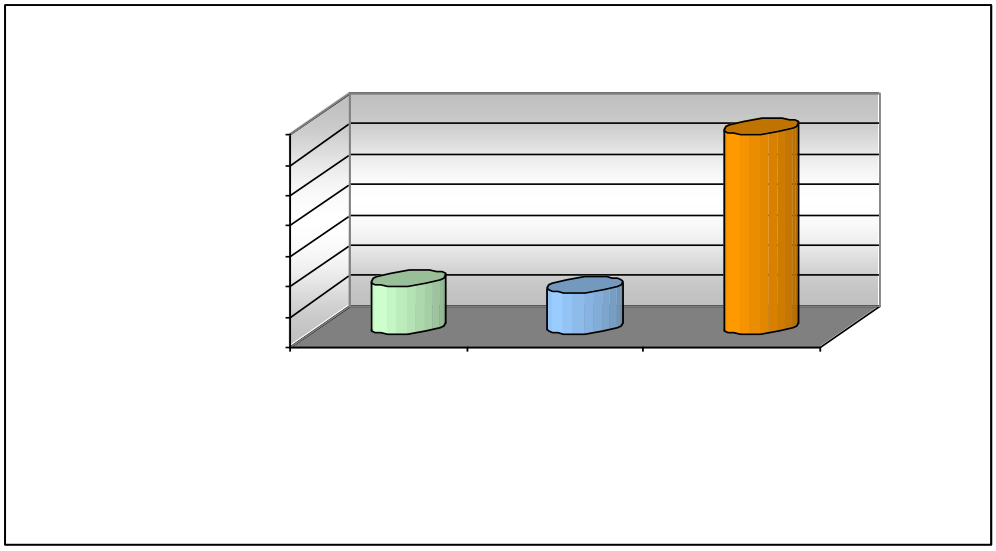
۴-۴-۴ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۶ مراغه:

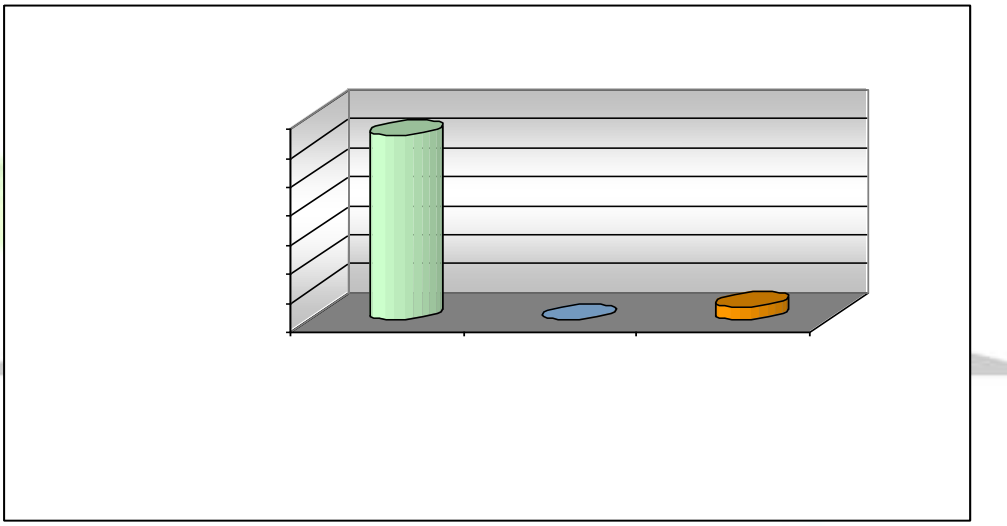


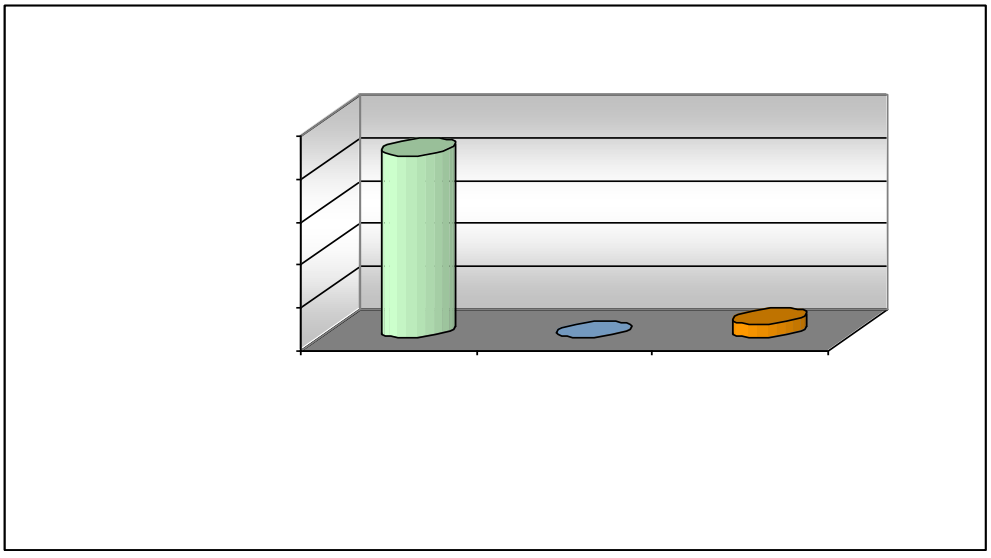




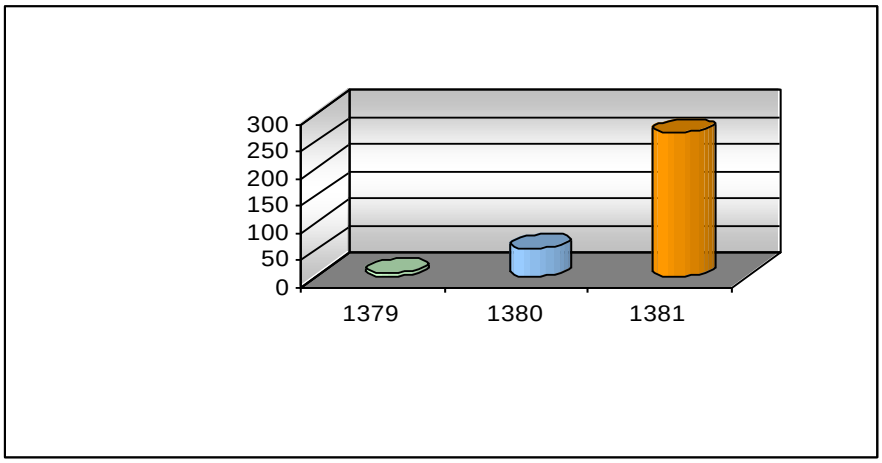
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

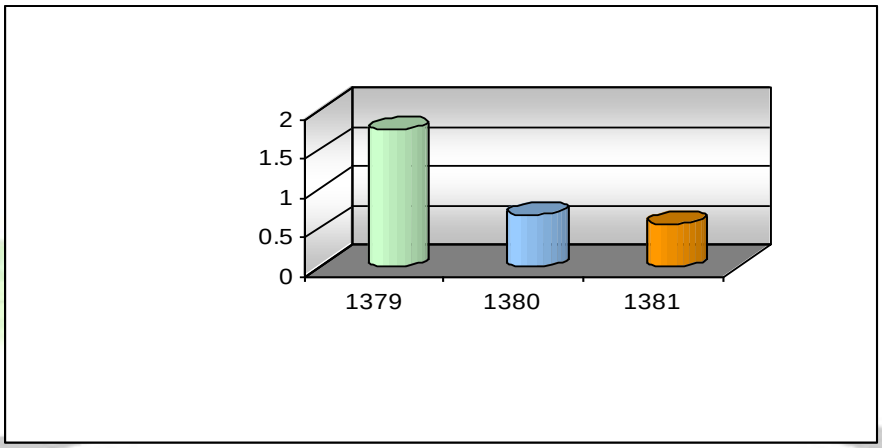


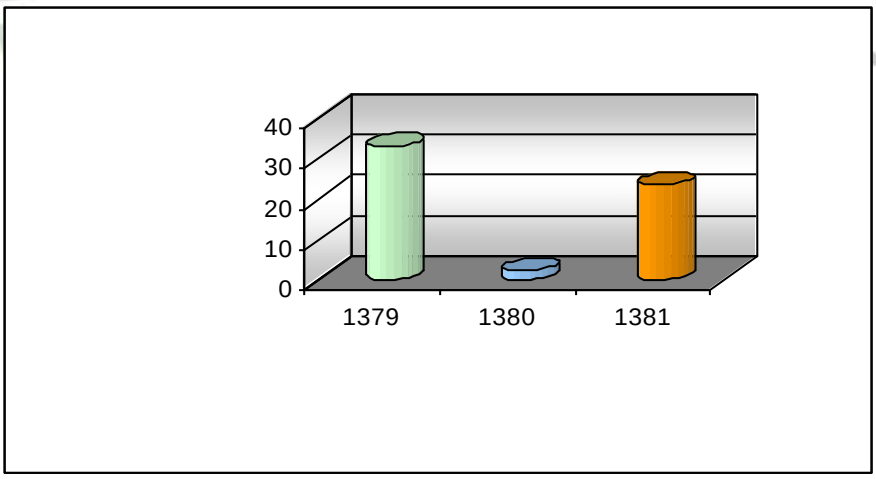




برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

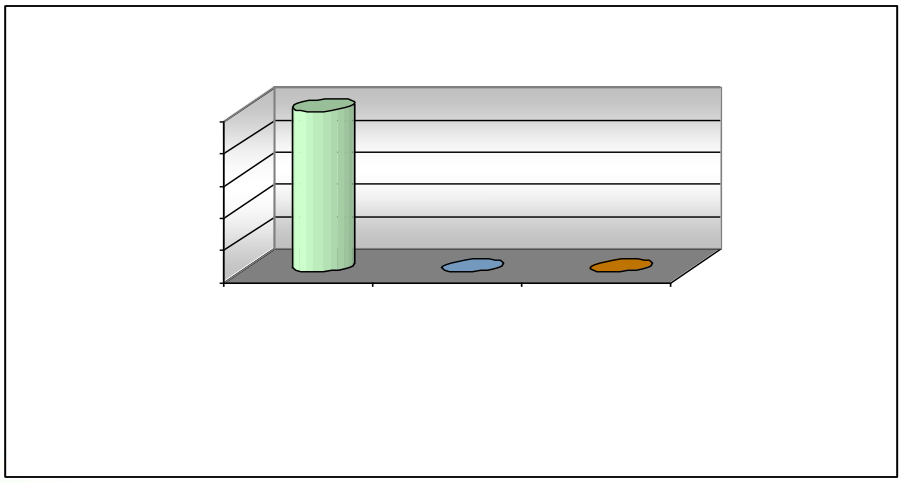


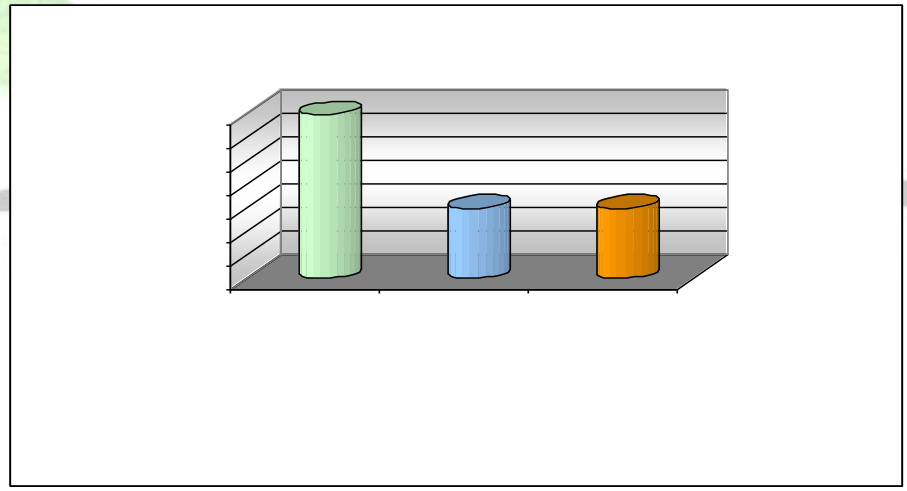


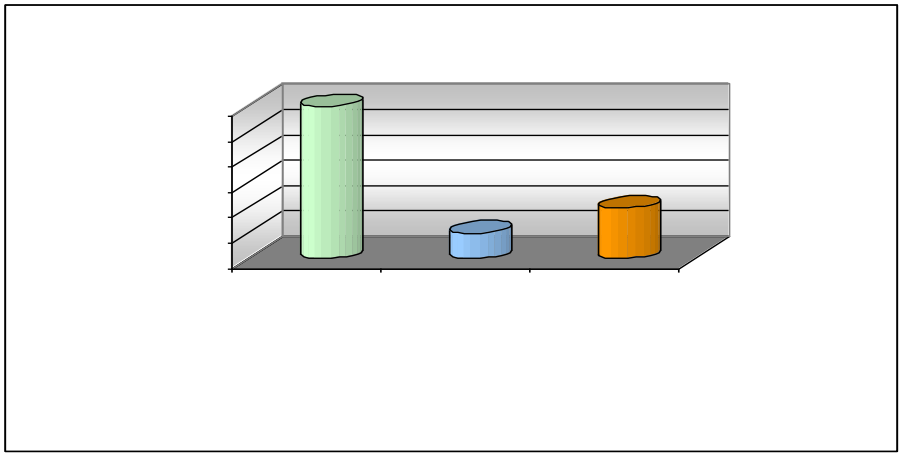


برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

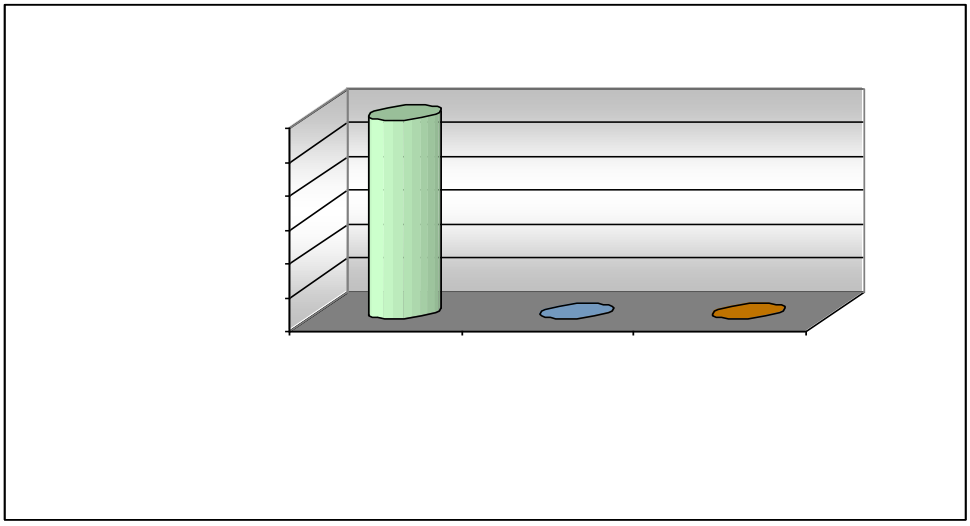
۵-۴-۴ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۷ مراغه:

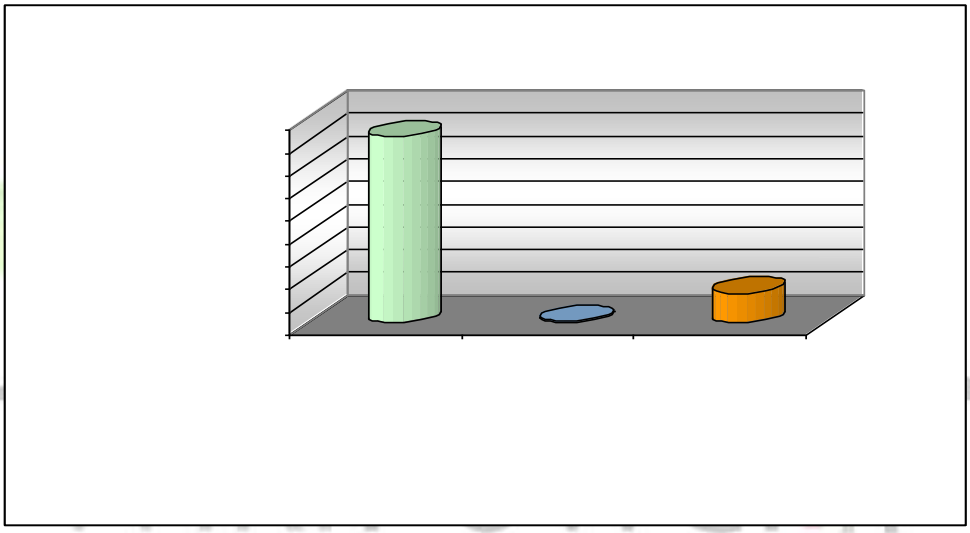


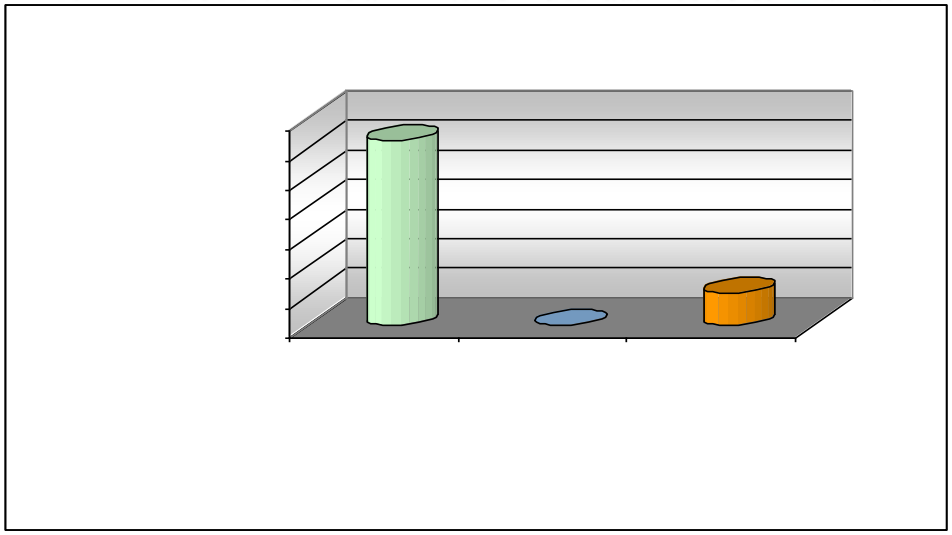




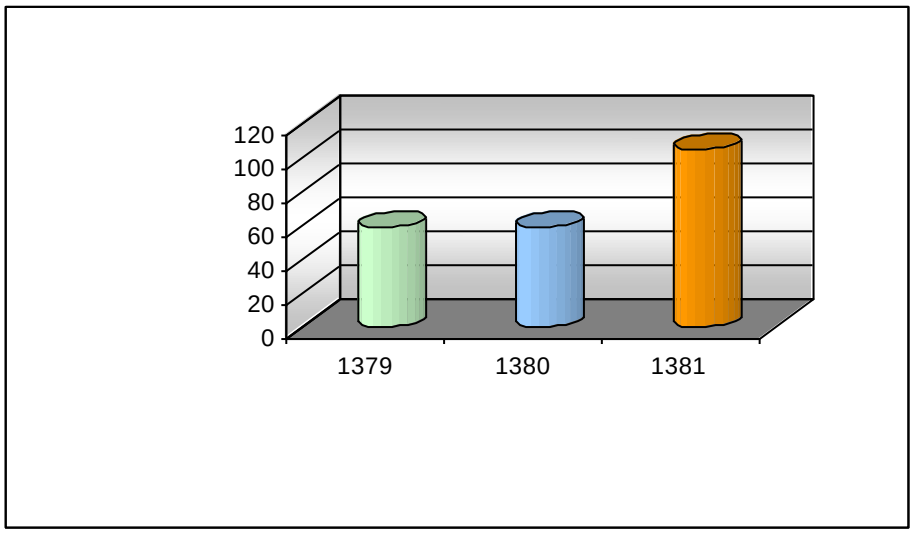
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

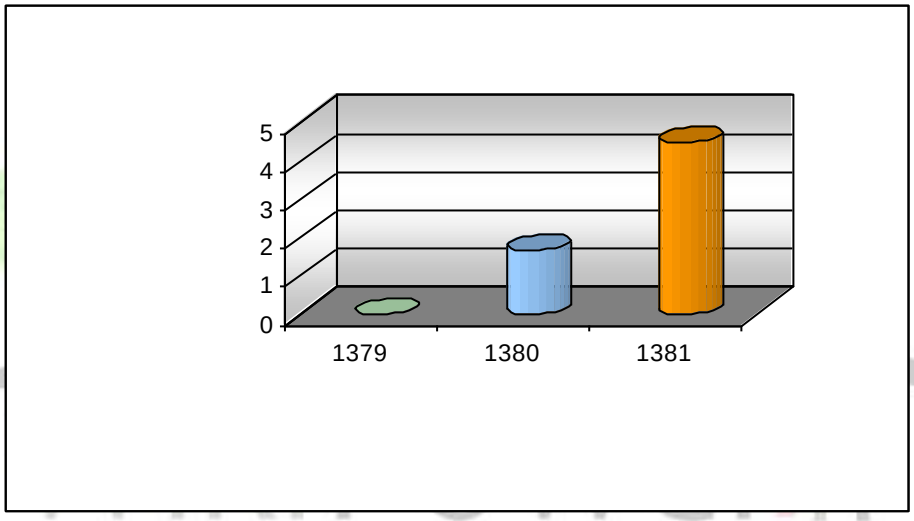


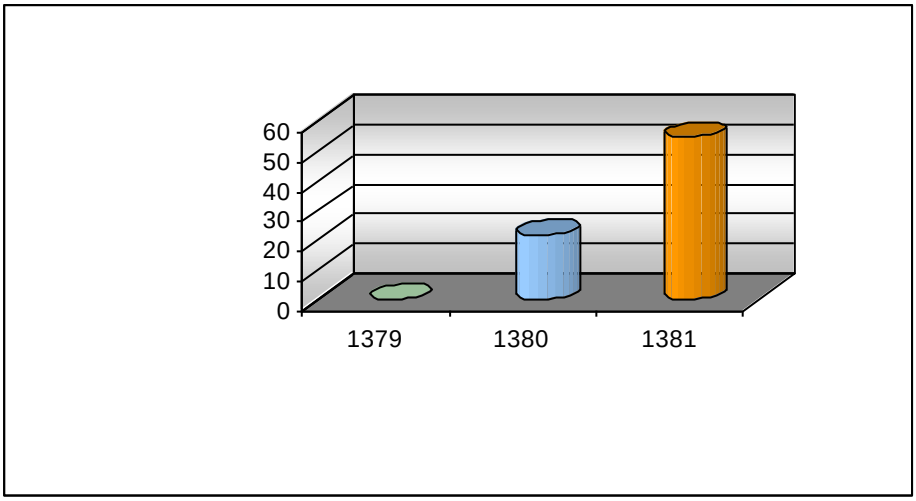




برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

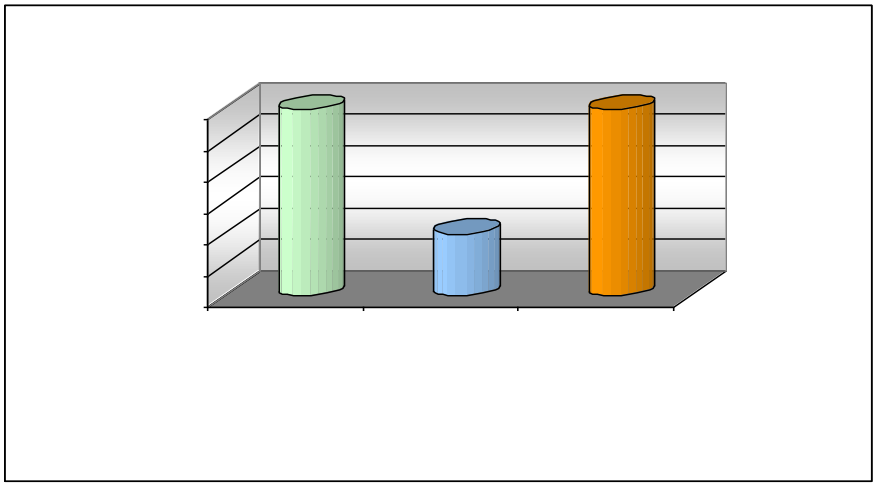


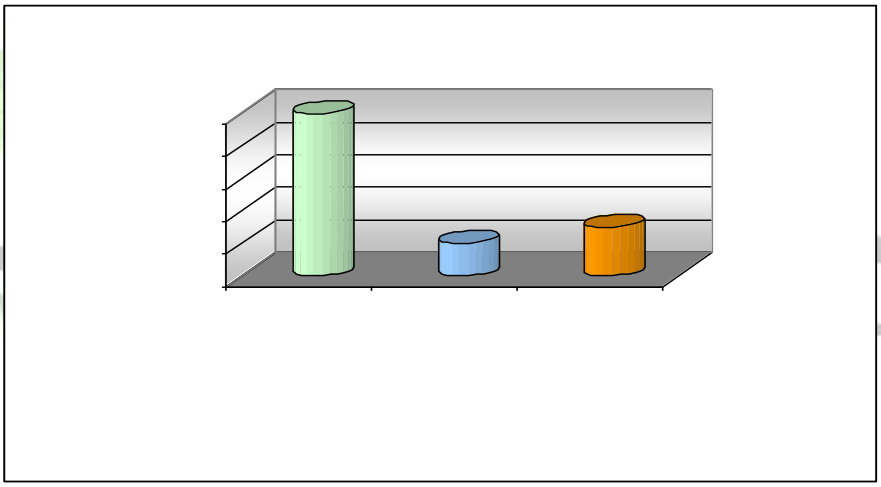


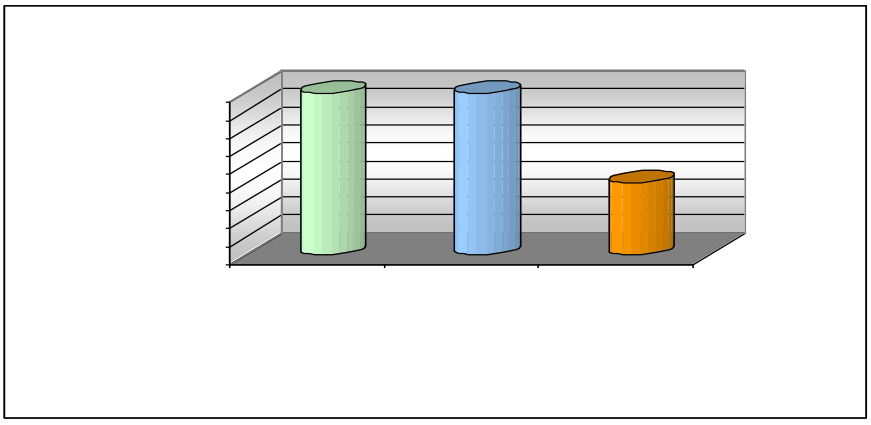


برای دریافت فایل wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

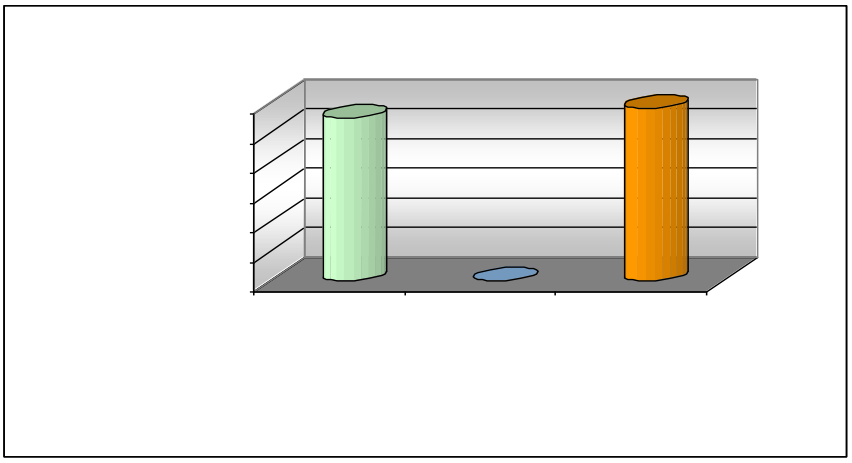
۶-۴-۴ تحلیل آماری خطاها در فیدر شماره ۸ مراغه:

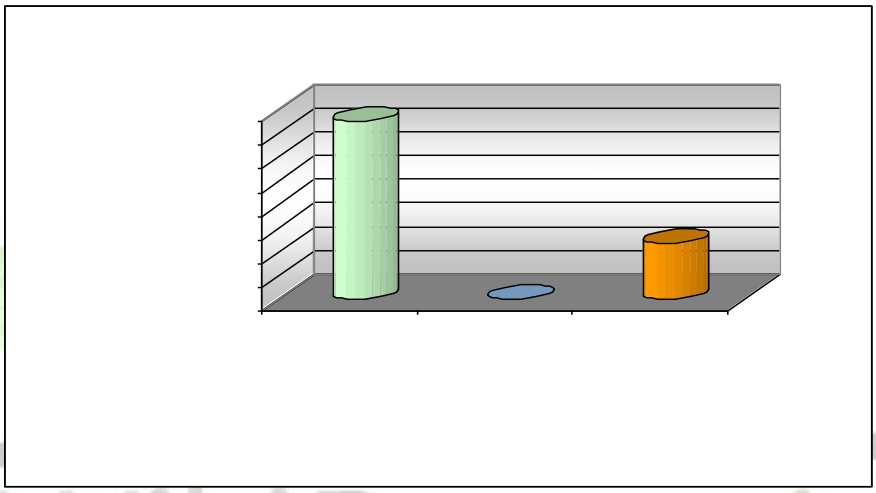


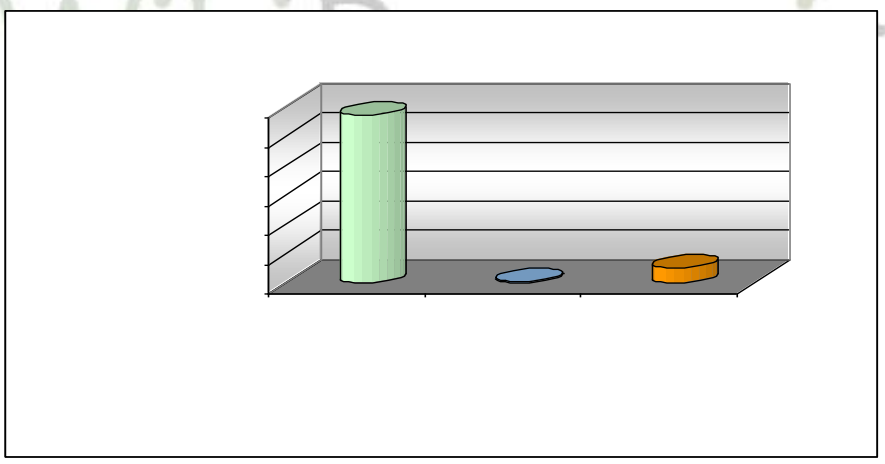




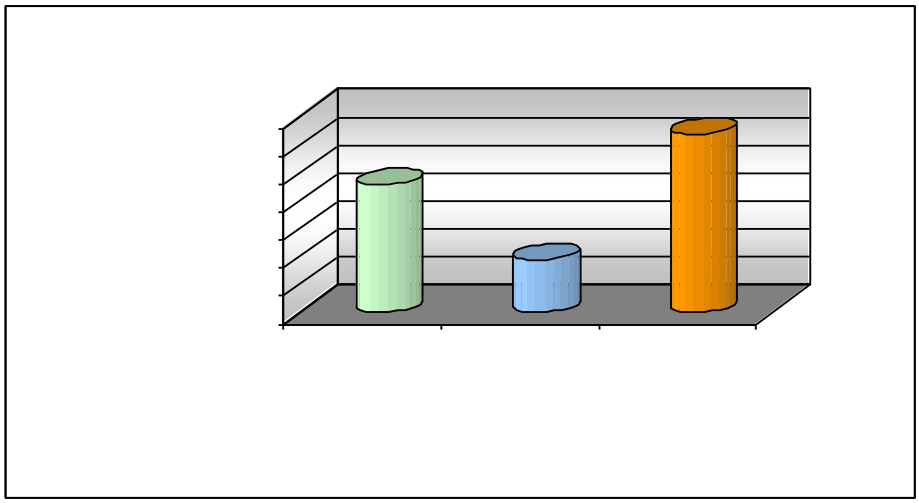
برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

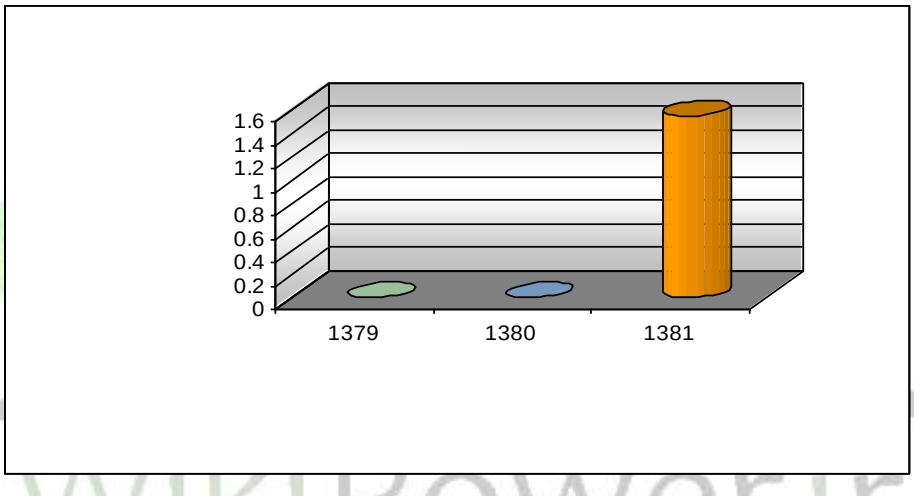


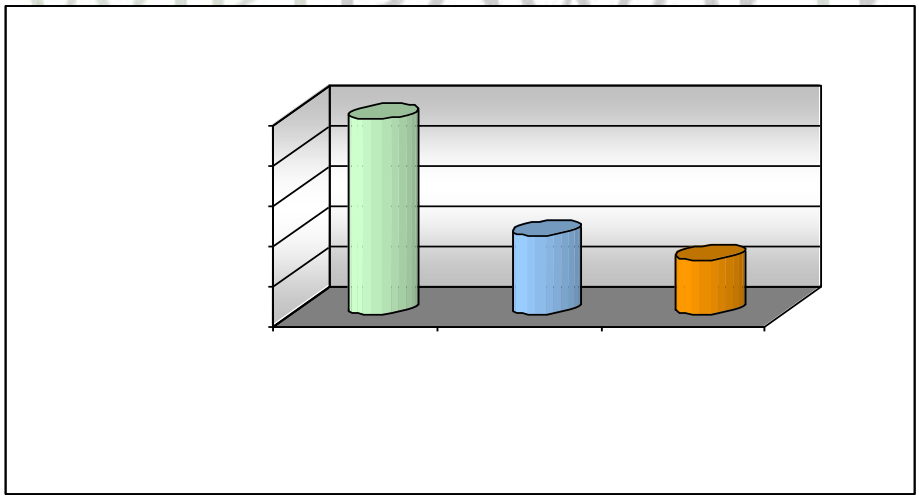




برای دریافت فایل Wordپروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه







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

۴-۵ نتایج نرخ وقوع و متوسط مدت خاموشی انواع خطاها برای فیدرهای فشارمتوسط شهر مراغه:

جدول ۴-۱۱-۱-الف آمار و نرخ وقوع خطای نوع ۱ برای فیدرهای فشارمتوسط مراغه

	خراجو ۱	خراجو۳	خراجو ۵	مراغه ۱	مراغه ۲	مراغه ۳	مراغه ۴	مراغه ۶	مراغه ۷	مراغه ۸	بناب ۱	کل شبکه
طول قسمتهای هوایی (km)	122.297	47.071	296.97	76.3	31.777	98.702	37.144	41.448	5.105	9.93	55.833	771.26
طول قسمتهای زمینی (km)	0	0	0	0	0	0	0	7.988	10.048	5.261	10.491	35.103
طول کل فیدر (km)	122.297	47.071	246.97	76.3	31.777	98.702	37.144	49.436	15.153	15.191	66.324	806.36
تعداد خطا در سال ۱۳۷۹	30	18	17	8	7	27	2	1	5	3	23	141
تعداد خطا در سال ۱۳۸۰	20	4	21	12	10	20	13	6	7	10	17	140
تعداد خطا در سال ۱۳۸۱	23	9	10	12	13	36	12	8	12	9	23	167
مجموع تعداد خطاها در ۳ سال	73	31	48	32	30	83	27	15	24	22	63	448
نرخ وقوع خطا در شبکه هوایی (failure/yr.km)	0.1990	0.2195	0.0539	0.1398	0.3147	0.2803	0.2423	0.1011	0.5279	0.4827	0.3166	0.1744
نرخ وقوع خطا در شبکه زمینی (failure/yr.km)	-	-	-	-	-	-	-	0.1011	0.5279	0.4827	0.3166	0.1744

جدول ۴-۱۱-۲-الف آمار و مدت زمان خاموشی ناشی از خطای نوع ۱ برای فیدرهای فشارمتوسط مراغه (برحسب ساعت)

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

	خراجو ۱	خراجو۳	خراجو ۵	مراغه ۱	مراغه ۲	مراغه ۳	مراغه ۴	مراغه ۶	مراغه ۷	مراغه ۸	بناب ۱	کل شبکه
مدت خاموشی در سال ۱۳۷۹	64.1333	23.667	16.533	13.083	13.283	16.9	0.6333	0.1333	4.9	4.5833	40.333	198.18
مدت خاموشی در سال ۱۳۸۰	14.9	16.917	32.45	26.367	26	24.15	10.85	5.3167	6.85	6.867	20.917	190.98
مدت خاموشی در سال ۱۳۸۱	10.5667	11.367	3.4333	25.583	36.833	13.333	16.85	35.567	20.95	19.233	45.417	239.13
کل مدت خاموشی در ۳ سال	89.6	51.95	52.417	65.033	76.117	54.383	28.333	41.017	32.7	30.083	106.67	628.3
متوسط مدت خاموشی هرخطای شبکه هوایی (hour/failure)	1.2274	1.6758	1.092	2.0323	2.5372	0.6552	1.0494	1.2897	1.2896	1.2896	1.2896	1.2896
متوسط مدت خاموشی هرخطای شبکه زمینی (hour/failure)	0	0	0	0	0	0	0	10.231	1.3995	1.5143	3.8406	4.1495

جدول۴-۱۱-۱-ب آمار و نرخ وقوع خطای نوع ۲ برای فیدرهای فشارمتوسط مراغه

	خراجو ۱	خراجو۳	خراجو ۵	مراغه ۱	مراغه ۲	مراغه ۳	مراغه ۴	مراغه ۶	مراغه ۷	مراغه ۸	بناب ۱	کل شبکه
طول قسمتهای هوایی (km)	122.297	47.071	296.97	76.3	31.777	98.702	37.144	41.448	5.105	9.93	55.833	771.26
طول قسمتهای زمینی (km)	0	0	0	0	0	0	0	7.988	10.048	5.261	10.491	35.103
طول کل فیدر (km)	122.297	47.071	246.97	76.3	31.777	98.702	37.144	49.436	15.153	15.191	66.324	806.36
تعداد خطا در سال ۱۳۷۹	24	2	42	16	8	25	1	4	0	1	18	141
تعداد خطا در سال ۱۳۸۰	35	1	37	21	9	9	0	3	3	2	12	132
تعداد خطا در سال ۱۳۸۱	22	9	35	30	18	23	0	11	2	9	14	173
مجموع تعداد خطاها در ۳ سال	81	12	114	67	35	57	1	18	5	12	44	446
نرخ وقوع خطا در شبکه هوایی (failure/yr.km)	0.2208	0.0850	0.1280	0.2927	0.3671	0.1925	0.0090	0.1448	0.3265	0.4028	0.2627	0.1807
نرخ وقوع خطا در شبکه زمینی (failure/yr.km)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

جدول۴-۱۱-۲-ب آمار و نرخ وقوع خطای نوع ۲ برای فیدرهای فشارمتوسط مراغه

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

	خراجو ۱	خراجو۳	خراجو ۵	مراغه ۱	مراغه ۲	مراغه ۳	مراغه ۴	مراغه ۶	مراغه ۷	مراغه ۸	بناب ۱	کل شبکه
مدت خاموشی در سال ۱۳۷۹	5.0333	0.8667	0.3667	1.2833	0.0000	0.6333	0.0500	0.1167	0.0000	0.0000	0.6500	9.0000
مدت خاموشی در سال ۱۳۸۰	0.9667	0.0000	0.5167	0.1833	0.1333	0.1333	0.0000	0.0333	0.0833	0.0000	0.2667	2.3167
مدت خاموشی در سال ۱۳۸۱	0.3167	0.0000	0.3333	0.3833	0.2667	0.2500	0.0000	0.1000	0.1500	0.2333	0.1500	2.1833
کل مدت خاموشی در ۳ سال	6.3167	0.8667	1.2167	1.8500	0.4000	1.0167	0.0500	0.2500	0.2333	0.2333	1.0667	13.5000
متوسط مدت خاموشی هرخطای شبکه هوایی (hour/failure)	0.07798	0.0722	0.0107	0.0276	0.0114	0.0178	0.05	0.0139	0.0467	0.0194	0.0242	0.0303
متوسط مدت خاموشی هرخطای شبکه زمینی (hour/failure)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

جدول ۴-۱۱-۱-ج آمار و نرخ وقوع خطای نوع ۳ برای فیدرهای فشارمتوسط مراغه

	خراجو ۱	خراجو۳	خراجو ۵	مراغه ۱	مراغه ۲	مراغه ۳	مراغه ۴	مراغه ۶	مراغه ۷	مراغه ۸	بناب ۱	کل شبکه
طول قسمتهای هوایی (km)	122.297	47.071	296.97	76.3	31.777	98.702	37.144	41.448	5.105	9.93	55.833	771.26
طول قسمتهای زمینی (km)	0	0	0	0	0	0	0	7.988	10.048	5.261	10.491	35.103
طول کل فیدر (km)	122.297	47.071	246.97	76.3	31.777	98.702	37.144	49.436	15.153	15.191	66.324	806.36
تعداد خطا در سال ۱۳۷۹	6	0	7	6	2	6	1	1	0	3	3	35
تعداد خطا در سال ۱۳۸۰	6	0	11	2	0	4	0	10	3	3	12	51
تعداد خطا در سال ۱۳۸۱	3	0	10	7	8	4	2	7	4	4	2	51
مجموع تعداد خطاها در ۳ سال	15	0	28	15	10	14	3	18	7	10	17	137
نرخ وقوع خطا در شبکه هوایی (failure/yr.km)	0.0409	0.0000 (0.0341)	0.0314	0.0655	0.1049	0.0473	0.0269	0.1275	0.1916	0.2445	0.0896	0.0511
نرخ وقوع خطا در شبکه زمینی (failure/yr.km)	-	-	-	-	-	-	-	0.0898	0.1349	0.1722	0.0631	0.1077

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

جدول ۴-۱۱-۲-ج آمار و مدت زمان خاموشی ناشی از خطای نوع ۳ برای فیدرهای فشارمتوسط مراغه (برحسب ساعت)

	خراجو ۱	خراجو۳	خراجو ۵	مراغه ۱	مراغه ۲	مراغه ۳	مراغه ۴	مراغه ۶	مراغه ۷	مراغه ۸	بناب ۱	کل شبکه
مدت خاموشی در سال ۱۳۷۹	8.73333	0	12.85	7.333	1.3	18.433	6.6	0.55	0	4.8667	3.1333	64
مدت خاموشی در سال ۱۳۸۰	9.25	0	27.317	0.6167	0	2.1	0	0.3667	1.1	1.9667	18.833	61.55
مدت خاموشی در سال ۱۳۸۱	3.6	0	15.967	4.6	2.9833	1.9	3.85	2.7333	3.6667	1.8	1.25	42.35
کل مدت خاموشی در ۳ سال	21.5833	0	56.133	12.75	4.2833	22.433	10.45	3.65	4.7667	8.6333	23.217	167.9
متوسط مدت خاموشی برای هرخطا در شبکه هوایی (hour/failure)	1.4389	0 (1.807)	2.0048	0.85	0.428	1.602	3.4833	0.681				
متوسط مدت خاموشی برای هرخطا در شبکه زمینی (hour/failure)	-	-	-	-	-	-	-	1.124				

۴-۶ نتایج شاخص‌های قابلیت‌اطمینان پست‌های‌توزیع ناشی از انواع خطاها:

در بخش انتهائی پروژه، با استفاده از نرم‌افزار نوشته شدهٔ تحت ویندوز و به‌صورت ویژوال و در محیط C++ Builder که برای محاسبهٔ شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه‌های فشارمتوسط به‌کار میرود، برای کلیهٔ پست‌های توزیع فیدرهای فشارمتوسط شهر مراغه، شاخص‌های «نرخ خطای متوسط»، « زمان متوسط خروج سیستم از حالت عملکرد»، « زمان متوسط سالیانه خروج از حالت عملکرد» و «کل انرژی تأمین نشده» در سه حالت خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده، خاموشی‌های گذرا و خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشدهٔ ماندگار (حوادث) محاسبه شد. (لازم به توضیح است که چگونگی این محاسبات در فصل دوم پروژه به‌تفصیل بیان شده است.)

این نرم‌افزار محصول یک برنامه‌نویسی شیءگرا (Object Oriented Programming) می‌باشد. بدین صورت که هر نقطهٔ بار، هرسکشن و هر خط ارتباطی به‌عنوان یک شیء معرفی شده است. هر شیء نقطهٔ بار دارای

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

خصوصیاتی مانند شماره، اسم، بار، تعداد مشترکین، ضریب اهمیت، درصد مشترکین خانگی و... می‌باشد. هر شیء سکشن نیز دارای خصوصیات متنوعی مانند گره ابتدا، گره انتها، زمان تعمیر و... است. هر شیء خط ارتباطی (مانور) نیز دارای خصوصیاتی چون نام، ظرفیت و شماره فیدر منشعب شده از آن می‌باشد. توابع سازندهٔ اشیاء فوق، آنها را در موقع ایجاد، بطور خودکار با مقادیر پیش فرض، مقداردهی اولیه می‌کنند. تخصیص‌دهی حافظه برای نقاط بار، سکشن‌ها، خطوط ارتباطی و برخی از ماتریسهای مربوط به برنامه بصورت پویا انجام می‌گیرد تا حافظهٔ RAM بطور بهینه بکار گرفته شود.

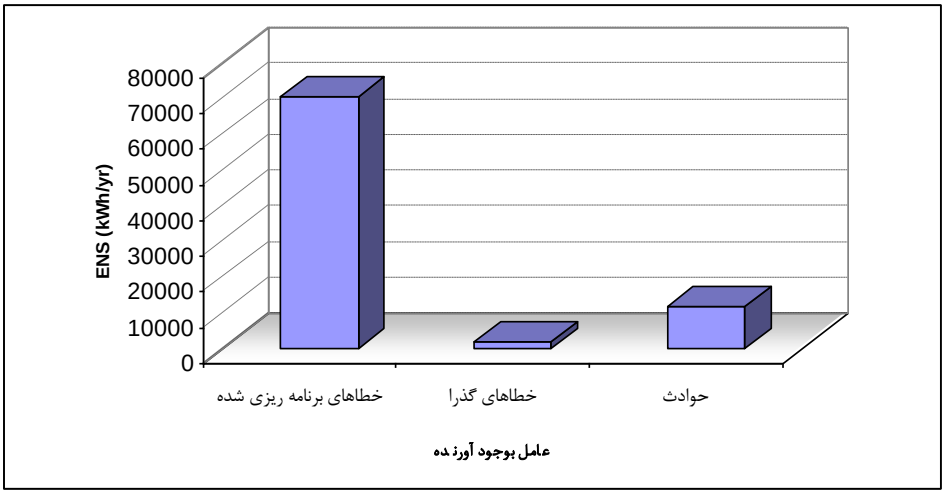
ساختار شبکه برای ورودی برنامه از نرم‌افزار مکانیزاسیون توزیع (MODEC) استخراج و کدگذاری شد و در فرمت فایل Excel قرار گرفت. خروجی برنامه هم برای پستهای توزیع مختلف (که با کدشناسائی موجود در MODEC نام‌گذاری شده‌اند) در ادامه آمده است (SP برای نام پست‌های هوایی و SB برای نام پست‌های زمینی). فایل Excel طراحی شده هم بصورت پیوست در CD همراه پروژه می‌باشد

WikiPower.ir

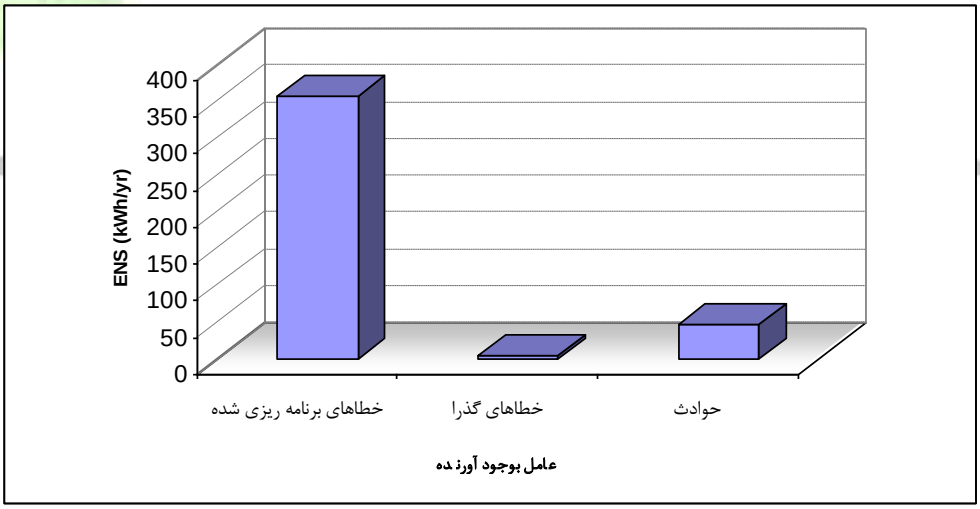
۴-۶-۱ محاسبهٔ شاخص کل‌انرژی تأمین‌نشده (ENS) برای فیدرهای فشارمتوسط منطقه:

در این بخش از پروژه محاسبات شاخص «کل انرژی تأمین نشده» برای تک‌تک فیدرهای منطقهٔ مراغه و برای انواع خطاها برحسب کیلووات ساعت در سال محاسبه شده و در قالب منحنی‌هایی آورده شده است (روش محاسبات در فصل دوم به‌تفصیل بیان شده است).

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

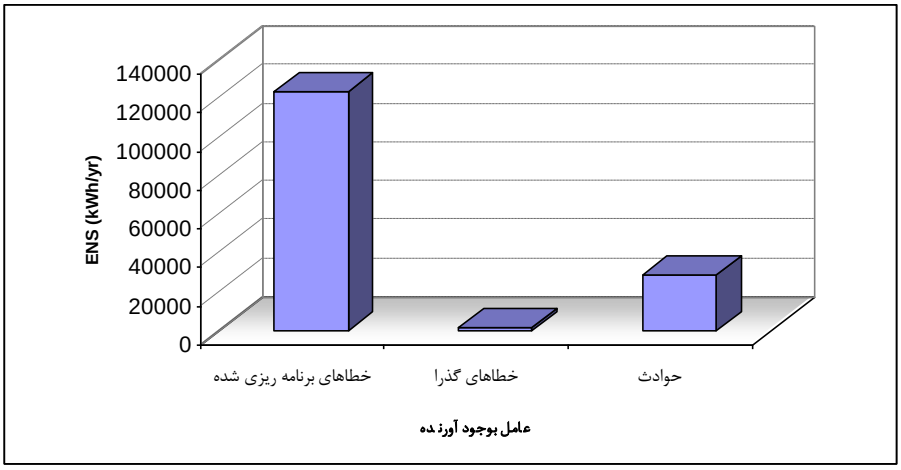


مراغه ۱

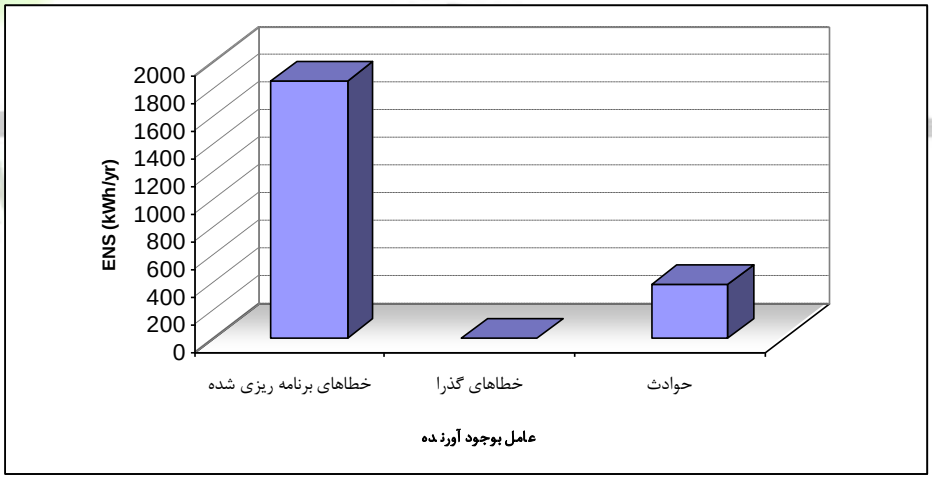


مراغه ۲

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

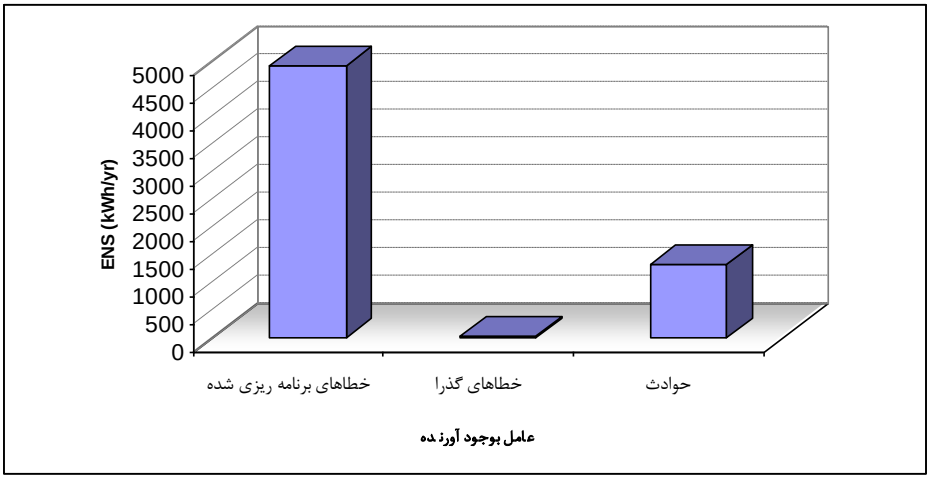


مراغه ۳

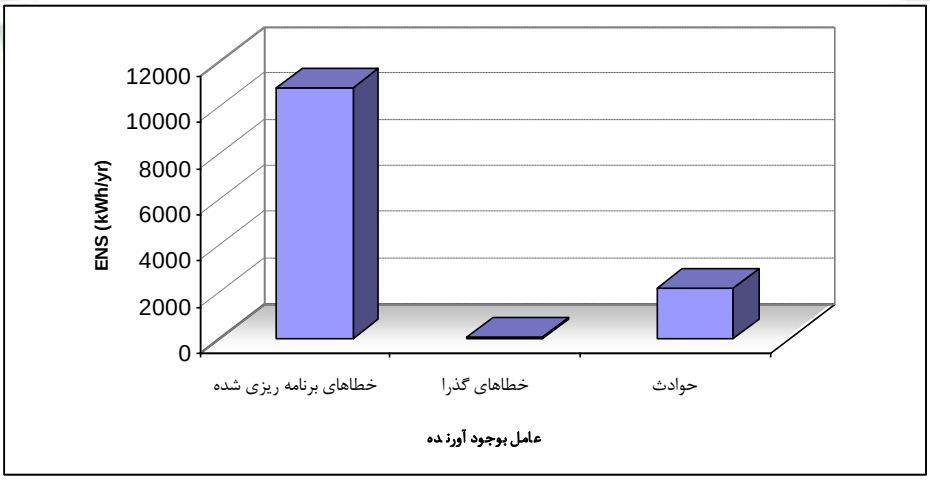


مراغه ۴

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

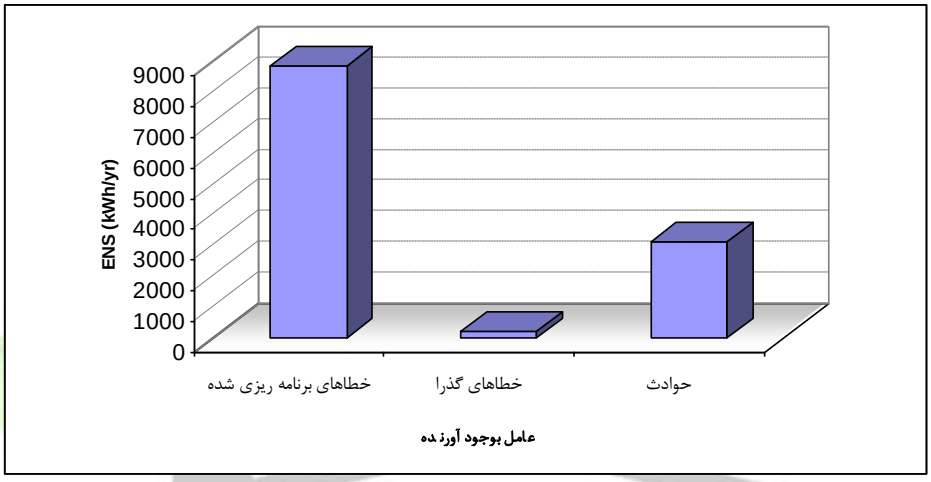


مراغه ۶



مراغه ۷

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



مراغه ۸

WikiPower.ir

۴-۶-۲ نتایج محاسبات شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان:

در این بخش از پروژه نتایج محاسبات شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان بر مبنای روشهای بیان شده در بخشهای ۲-۴-۱ و ۲-۴-۲ برای تک‌تک فیدرهای منطقهٔ مراغه و برای انواع خطاها در سال محاسبه شده و در قالب جدول‌هایی آورده شده است .

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

جدول ۴-۱۲ شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان برای فیدر ۱مراغه

	ناشی از خطاهای برنامه‌ریزی شده	ناشی از خطاهای گذرا	ناشی از حوادث
SAIFI [int/yr.cust]	9.305871964	15.65951347	3.62450695
SAIDI [hour/yr.cust]	13.81292248	0.356970489	4.370891571
CAIDI [hour/int]	1.484323263	0.022795759	1.205927253
ASAI [%]	99.84231591	99.995929	99.95010495
ASUI [%]	0.157684088	0.004070997	0.049895048
ENS [kWh/yr]	70385.63281	1958.466431	11635.41309
ENS_Residential [kWh/yr]	44505.32031	1171.848877	8011.655762
ENS_Commercial [kWh/yr]	799.0089111	14.12149239	0
ENS_Industrial [kWh/yr]	227.0109863	5.563193321	272.3392334
ENS_Agricultural [kWh/yr]	20628.20117	669.8171997	3105.812012
ENS_General [kWh/yr]	3606.993408	86.2407608	212.9913635
AENS [kWh/yr.cust]	9.145742416	0.254478484	4.718334675

جدول ۴-۱۳ شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان برای فیدر ۲مراغه

	ناشی از خطاهای برنامه‌ریزی شده	ناشی از خطاهای گذرا	ناشی از حوادث
SAIFI [int/yr.cust]	1.606199026	1.843324661	0.53214556
SAIDI [hour/yr.cust]	1.209197164	0.021013901	0.174826384
CAIDI [hour/int]	0.752831459	0.0114	0.328531146
ASAI [%]	99.98620152	99.99976158	99.9980092
ASUI [%]	0.013798475	0.000238419	0.001990795
ENS [kWh/yr]	357.4975281	5.574240685	47.15576553
ENS_Residential [kWh/yr]	322.173584	5.126615524	43.23519135
ENS_Commercial [kWh/yr]	18.61856461	0.260999292	2.248614311
ENS_Industrial [kWh/yr]	0	0	0
ENS_Agricultural [kWh/yr]	0	0	0
ENS_General [kWh/yr]	16.73031998	0.186946243	1.674764633
AENS [kWh/yr.cust]	0.574754894	0.008961801	0.07581313

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

جدول ۴-۱۴ شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان برای فیدر ۳مراغه

	ناشی از خطاهای برنامه‌ریزی شده	ناشی از خطاهای گذرا	ناشی از حوادث
SAIFI [int/yr.cust]	27.63307953	18.55373192	4.663022518
SAIDI [hour/yr.cust]	27.91082191	0.330256373	6.382458687
CAIDI [hour/int]	1.010051131	0.017799998	1.368738532
ASAI [%]	99.68138337	99.99622703	99.92713928
ASUI [%]	0.318616629	0.003772974	0.072860718
ENS [kWh/yr]	123667.7656	1482.517944	28812.38867
ENS_Residential [kWh/yr]	38458.08984	462.8572388	9012.051758
ENS_Commercial [kWh/yr]	471.0301514	5.309103012	100.5692062
ENS_Industrial [kWh/yr]	12854.46191	150.8388062	2904.769531
ENS_Agricultural [kWh/yr]	66522.53906	801.5691528	15610.25781
ENS_General [kWh/yr]	5361.638672	61.94343567	1184.740723
AENS [kWh/yr.cust]	38.47783661	0.461268812	8.964651108

جدول ۴-۱۵ شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان برای فیدر ۴مراغه

	ناشی از خطاهای برنامه‌ریزی شده	ناشی از خطاهای گذرا	ناشی از حوادث
SAIFI [int/yr.cust]	3.103136539	0.114929996	0.34450829
SAIDI [hour/yr.cust]	4.002527714	0.0057465	0.830849826
CAIDI [hour/int]	1.28983295	0.049999997	2.411697626
ASAI [%]	99.95430708	99.99993443	99.99051094
ASUI [%]	0.045692921	6.55651E-05	0.009489059
ENS [kWh/yr]	1853.306396	2.675005436	391.588501
ENS_Residential [kWh/yr]	1723.884033	2.489192247	364.723114
ENS_Commercial [kWh/yr]	0	0	0
ENS_Industrial [kWh/yr]	0	0	0
ENS_Agricultural [kWh/yr]	129.4222717	0.185813338	26.86539459
ENS_General [kWh/yr]	0	0	0
AENS [kWh/yr.cust]	7.9541049	0.01148071	1.68063736

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

جدول ۴-۱۶ شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان برای فیدر ۶مراغه

	ناشی از خطاهای برنامه‌ریزی شده	ناشی از خطاهای گذرا	ناشی از حوادث
SAIFI [int/yr.cust]	1.071576118	1.05596137	1.226734638
SAIDI [hour/yr.cust]	2.180802107	0.014677864	0.612886727
CAIDI [hour/int]	2.035135031	0.013900002	0.499608248
ASAI [%]	99.97510314	99.99983311	99.99300838
ASUI [%]	0.02489686	0.000166893	0.006991625
ENS [kWh/yr]	4914.590332	35.25654602	1326.672607
ENS_Residential [kWh/yr]	3765.910156	26.1411438	1060.173462
ENS_Commercial [kWh/yr]	652.0898438	7.113543034	227.3973846
ENS_Industrial [kWh/yr]	0	0	0
ENS_Agricultural [kWh/yr]	0	0	0
ENS_General [kWh/yr]	496.5906982	2.001859188	39.10185623
AENS [kWh/yr.cust]	0.773707569	0.005550464	0.208859041

جدول ۴-۱۷ شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان برای فیدر ۷مراغه

	ناشی از خطاهای برنامه‌ریزی شده	ناشی از خطاهای گذرا	ناشی از حوادث
SAIFI [int/yr.cust]	3.601496696	0.869258881	1.071285129
SAIDI [hour/yr.cust]	3.966687679	0.040594388	0.812640429
CAIDI [hour/int]	1.101399779	0.046699997	0.758565962
ASAI [%]	99.95472431	99.99953508	99.99072552
ASUI [%]	0.045275688	0.000464916	0.009274483
ENS [kWh/yr]	10884.08398	105.3591843	2219.558594
ENS_Residential [kWh/yr]	9247.757813	91.29205322	1878.54126
ENS_Commercial [kWh/yr]	1506.471191	13.05678654	313.3102112
ENS_Industrial [kWh/yr]	0	0	0
ENS_Agricultural [kWh/yr]	0.49174881	0.019422611	0.136681095
ENS_General [kWh/yr]	129.363266	0.990913868	27.5705986
AENS [kWh/yr.cust]	1.258712173	0.012184478	0.256685406

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

جدول ۴-۱۸ شاخص‌های تکمیلی قابلیت اطمینان برای فیدر ۸مراغه

	ناشی از خطاهای برنامه‌ریزی شده	ناشی از خطاهای گذرا	ناشی از حوادث
SAIFI [int/yr.cust]	5.840482235	3.994971037	2.800624371
SAIDI [hour/yr.cust]	3.994761944	0.077502422	1.301426172
CAIDI [hour/int]	0.683978081	0.019399997	0.46469143
ASAI [%]	99.95439649	99.99911189	99.98514652
ASUI [%]	0.045603514	0.000888109	0.014853477
ENS [kWh/yr]	8817.630859	209.2713776	3118.928955
ENS_Residential [kWh/yr]	5497.893066	127.7901459	1911.512207
ENS_Commercial [kWh/yr]	2000.403564	58.87921906	804.3612671
ENS_Industrial [kWh/yr]	0	0	0
ENS_Agricultural [kWh/yr]	17.93297005	0.218528539	4.88009882
ENS_General [kWh/yr]	1301.401367	22.38348198	398.1754456
AENS [kWh/yr.cust]	1.90322268	0.045169733	0.673198581

۴-۷ نتیجه‌گیری و ارائهٔ دیدگاه کلی در خصوص قابلیت اطمینان سالیانه:

در این فصل از پروژه باتوجه به اینکه مفاهیم اصلی قابلیت اطمینان در شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی به صورت مفصل مورد بحث قرار گرفته بود، پس از بررسی مفهوم نرخ وقوع خطا در تجهیزات و جایگاه آن در محاسبات قابلیت اطمینان، با توجه به اطلاعات جمع‌آوری شده از آمار و حوادث فیدرهای فشارمتوسط شبکه توزیع مراغه، تحلیل آماری آنها در قالب نمودارهای مربوطه ارائه شد.

بطورکلی تمامی انواع خطاهایی که از دفترچه‌های آمار اتفاقات منطقه استخراج شده بود با توجه به مفاهیم بنیادین قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع در سه دسته اصلی تقسیم‌بندی شدند. سپس متناسب با این سه دسته، نرخ وقوع خطا و متوسط زمان خاموشی برای هریک از فیدرهای منطقه به تفکیک برای بخش‌های هوایی و زمینی محاسبه گردید. نتایجی که به عنوان نرخ وقوع خطا و نیز متوسط زمان خاموشی در این پروژه ارائه گردید در واقع به‌عنوان اساس و مبنای انجام محاسبات شاخص‌های قابلیت اطمینان در بخش ۴-۶ قرار گرفت. علاوه براین با مقایسهٔ نرخ وقوع خطا در فیدرهای مختلف شبکه می‌توان فیدرها را از

دیدگاه وقوع انواع خطاها مقایسه نمود. به عنوان نمونه در خصوص خطاهای برنامه‌ریزی شده (خطای نوع ۱) با مقایسه نرخ و قوع و نیز مدت زمان خاموشی ناشی از این نوع خطا با دیگر مناطق و یا مقادیر نوعی مربوطه می‌توان نسبت به کارایی و نحوهٔ انجام عملیات تعمیر و نگهداری شبکه یا مهارت پرسنل بهره‌بردار قضاوت نمود.

در بخش انتهایی این فصل و با بدست آوردن شاخص‌های قابلیت اطمینان به‌کمک نرم‌افزار نوشته شده، نتایجی به‌دست آمد که با حصول آن نتایج، مدیران و کارشناسان شرکت توزیع آذربایجان شرقی می‌توانند با برنامه‌ریزی بلندمدت (سالیانه) نظیر افزایش ظرفیت نقاط مانور، افزایش و مکان‌یابی بهینهٔ

نقاط مانور و ادوات کلیدزنی و تجهیز اکیپ رفع عیب شبکه و اتوماسیون شبکه توزیع و ... علاوه بر کاهش زیان ناشی از عدم فروش انرژی باعث افزایش میزان رضایتمندی مشترکین از آن شرکت گردند. با توجه به اینکه شبکهٔ مورد مطالعه در مراغه واقع شده است، به علت وجود شرایط ویژه در مراغه نظیر میزان مصرف بالاتر (در مقایسه با سایر شهرستانها)، تراکم بار در مرکز شهر (که نزدیکی پستهای توزیع به هم و درنتیجه کوتاه بودن فیدرها و کاهش زمان تعمیر را موجب می‌شود)، همچنین شرایط آب و هوایی مراغه، می‌توان به این مساله پی برد که نتیجه برنامه برای مناطق شهری و با تراکم نسبتا بالا و شرایط آب و هوایی مشابه قابل استناد خواهد بود. بدیهی است که برای مناطق بیابانی و روستایی که در آنها فیدرها غالبا به صورت هوایی و با مسیرهای طولانی وجود دارند، خطاهای ناشی از وزش بادهای شدید و طوفان و برای مناطق سردسیر خطاهای ناشی از بارش برف و بارندگی در فیدرهای هوایی بیشترین سهم را درخاموشی شبکه خواهند داشت. ضمن اینکه برای فیدرهای زمینی بطور کلی بیشترین خطاها ناشی از افزایش بار شبکه و در نتیجه کاهش ظرفیت نقاط مانور خواهد بود. همچنین زمان تعمیر فیدر برای مناطقی با فیدرهای طولانی (نظیر فیدرهای خراجو) بسیار بیشتر از مناطق شهری است که باعث کاهش رضایتمندی مشترکین خواهد شد.

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

فهرست مراجع

[1] R.Billinton and R.N.Allan , ”Riliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques” (Plenum Publishing, New York 1992,2nd Edn.).

[2] T.Gonen, ”Electric power distribution system engineering”, McGrow-Hill, 1986.

[3] R.L.Allan and R.Billinton and I.Sjarief and L.Goel and K.S.So, ”A reliability test system for education purposes-basic distribution system data and results”, IEEE Transaction on Power System, Vol.6, No.2, pp. 813-820, May 1991.

[4] T.F.Tsao and H.Ch.Chang , ”Composite reliability evaluation model for different types of distribution systems”, IEEE Transaction on Power System, Vol.18, No.2, pp. 924-930, May 2003.

[5] L.Goen and R.Billinton, ”Determination of reliability worth for distribution system planning”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.9, pp.1577-1583, July 1994.

[6] R.E.Brown and J.R.Ochoa, ”Distribution System reliability default data and model validation”, IEEE Transaction on Power System Vol.13, No.2, pp. 704-709, May 1998.

[7] R.J.Moran and F.P.DeCesaro and R.C.Dugan, ”Electronic sectionalizer control methodology for improved distribution system reliability” , IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.7, No.2, pp. 876-882, April 1992.

[8] E.N.Dialynaz, ”Evaluation the approximate probability distributions of load point reliability indices in power distribution networks”, IEEE Proceedings, Vol. 135, Pt.c, No.5, pp. 450-460, September1988.

[9] Y.He and G.Andersson and R.N.Allan, ”Impact of automatic service restoration on the reliability of power distribution system”, pp. 1-5, Royal Institute of technology, Sweden.

[10] IEEE std 859-1987, ”IEEE standard Terms for Reporting and Analysing Outage Occurrences and Outage States of Electrical Transmission Facilities”.

[11] A.M.L Dasilva and A.M.Cassula and R.Billinton and L.A.F Manso, ”Integration reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems”, IEEE Proc.-Gener. Transe. Distrib., Vol.149, No.1, pp 1-6, January 2002.

[12] R.N.Allan and R.Billinton, ”Power system reliability and its assessment part 3, distribution systems and economic consideration”, Power Engineering Journal, pp. 185-192, Agust 1993.

[13] R.Billinton and P.Wang, "Reliabiliti-network-equivalent approach to distribution-system-reliability evaluation", IEEE Proc.-Gener. Transe. Distrib., Vol.145, No.2, pp.149-153, March 1998.

[14] A.A.Sallam and M.Desouky and H.Desouky, "shunt capacitor effect on electical distribution system reliability", IEEE Transaction on Reliability, Vol. 43, No.1, pp.170-176, March 1994.

[15] R.P.Graziano and V.J.Kruse and G.L.Rankin, "systems analysis of protection system coordination: a strategic problem transmission and distribution reliability", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.7, No.2, pp.720-726, April 1992.

[16] A.A.Chowdhury and D.O.Koval, "value-based distribution system reliability planning", IEEE Transcation on Industry Application, Vol.34, No.1, pp. 23-29, Junuary/February 1998.

[17] Y.He and G.Anderson and R.L.Allan , "distribution automation: its impact on reliability and benefits of supply in distribution systems", Trondheim 22-23, pp.1-9, May 2000.

[18] R.E.Brown and J.R.Ochoa, "impact of subcycle transfer switches on distribution system reliability", IEEE Transcation on Power System, Vol.15, No.1, pp.442-447, February 2000.

[19] J.Burke, "using outage data to improve reliability", IEEE Computer Application in Power, pp.57-60, April 2000.

[20] R.Billinton and S.Jonnavithula, "Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution System", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.11, No.3, pp. 1646-1651, July 1996.

[21] G.Celli and F.Pilo, "Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.14,No.3,July1999.

[22] Y.He, G.Anddersson and R.N.Allan, "Determining Optimum Location and Number of Automatic Switching Devices in Distribution Systems", Proceedings of the IEEE Power Tech'99 Conference, Budapest, Hungary, Aug 29-Set 2, 1999.

[23] P.Wang and R.Billinton, "Demand-Side Optimal Selection of Switching Devices in Radial Distribution System Planning", IEE proc. Gener.Transm.Distrib., Vol.145, No.4, July 1998.

[24] Jen-Hao Teng and Chan-Nan Lu, "Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.17, No.1, pp. 254-259, January 2002.

[25] S.K.Gaswami, "Distribution System Planning Using Branch Exchange Technique", IEEE Transaction on power System, Vol.12, No.2, pp.718-723, May 1997.

[26] R.Billinton and P.Wang, "Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation", IEEE Transcation on Power Systems, Vol.14, No.2, pp.397-403, May 1999.

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

[۲۷] محمد احمدیان، "طراحی و توسعهٔ شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی"، وزارت نیرو، دانشگاه صنعت آب و برق (شهید عباسپور)

[۲۸] استانداردهای امور برق وزارت نیرو در رابطه با شبکه‌های توزیع و اجزای آن

[۲۹] حمید فلقـی، «مکانیابی بهینهٔ سکسیونرها در شبکه‌های توزیع فشارمتوسط هوایی با درنظرگرفتن عدم قطعیت در بار مبتنی بر الگوریتم ژنتیک»، هجدهمین کنفرانس بین‌المللی برق، ۱۳۸۲.

WikiPower.ir