# ارزیابی قابلیت اعتماد شبکه برق منطقه‌ای باختر و بررسی راهکارهای بهبود شاخص‌های قابلیت اعتماد آن

**سعید شاهرضایی[۱] - علی اصغر قدیمی[۲] - مجید گندمکار[۳] - مجید معظمی[۴] - ساناز شاه حیدری[۵] علیرضا افشاری مقدم[۶]**

(۱) کارشناس ارشد - شرکت سهامی برق منطقه‌ای باختر

(۲) استادیار - دانشکده فنی مهندسی، گروه برق، دانشگاه اراک

(۳) دانشیار - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد ساوه

(۴) استادیار - دانشکده برق، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد نجف‌آباد

(۵) کارشناس ارشد - دانشکده برق، دانشگاه صنعتی سهند تبریز

(۶) کارشناس ارشد - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، موسسه آموزش عالی پیام گلپایگان

تاریخ دریافت: تابستان ۱۳۹۱ تاریخ پذیرش: بهار ۱۳۹۲

**خلاصه:** قابلیت اعتماد یک سیستم قدرت بیانگر میزان اعتماد به عملکرد صحیح و مطلوب این سیستم در آینده و احتمال پاسخگویی مطلوب این سیستم در سرویس‌دهی و انجام وظایف از پیش تعیین شده می‌باشد. اطلاعات حوادث رخ داده در سیستم قدرت داده‌های اصلی مطالعه قابلیت اعتماد در شبکه می‌باشند. در ارزیابی قابلیت اعتماد، هدف به دست آوردن پارامترهای مشخص و از پیش تعیین شده با استفاده از سابقه سیستم است که به کمک آنها می‌توان عملکرد سیستم را در گذشته بررسی کرد و نقاط ضعف آن را به دست آورد. به عبارت دیگر منظور از ارزیابی قابلیت اعتماد اصلاح و بهبود نحوه بهره‌برداری از شبکه، کاهش قطعی برق و حوادث شبکه می‌باشد. این مقاله به ارزیابی قابلیت اعتماد شبکه برق منطقه‌ای باختر با در نظر گرفتن توسعه شبکه تا سال ۱۳۹۳ پرداخته و راهکارهایی برای بهبود قابلیت اعتماد شبکه ارائه و میزان تأثیر آنها بر روی شاخص‌های قابلیت اعتماد را بررسی می‌کند. برای شبیه‌سازی روش مورد مطالعه از نرم‌افزار DIgSILENT استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان‌دهنده تأثیر مثبت روش‌های پیشنهادی برای بهبود قابلیت اعتماد شبکه برق باختر می‌باشد.

**کلمات کلیدی:** ارزیابی قابلیت اعتماد، شبکه برق منطقه‌ای باختر، نرم افزار DIgSILENT.

## ۱- مقدمه

امروزه قابلیت اعتماد یکی از مهمترین مسائل در طراحی، ساخت و بهره برداری از سیستم‌های قدرت می‌باشد. قابلیت اعتماد یک سیستم قدرت بیانگر میزان اعتماد به عملکرد صحیح و مطلوب این سیستم در آینده و احتمال پاسخگویی مطلوب این سیستم در سرویس‌دهی و انجام وظایف از پیش تعیین شده می‌باشد[۱]. به عبارت دیگر نتایج مطالعات قابلیت اعتماد می‌تواند به عنوان معیاری مناسب جهت سنجش میزان پیوستگی تامین انرژی و برآورد معادل اقتصادی آن به کار برده شود. به منظور افزایش قابلیت اعتماد لازم است ظرفیت اضافی برای تولید و تجهیزات شبکه در نظر گرفته شود تا در هنگام بروز خطا و یا قطعی‌های برنامه‌ریزی شده، پیوستگی منابع انرژی تأمین شود.

سوالی که در این باره مطرح می‌شود این است که هزینه‌های اضافی سرمایه‌گذاری لازم در بخش طراحی و بهره‌برداری برای بهبود قابلیت اعتماد چقدر است؟ در این راستا باید تعادلی بین میزان قابلیت اعتماد و هزینه‌های ناشی از آن برقرار شود به گونه‌ای که سود به حداکثر مقدار خود برسد. نتایج شاخص‌های قابلیت اعتماد ابزاری در جهت اصلاح و بهبود بهره‌برداری و نیز معیاری جهت برنامه‌ریزی و گسترش شبکه می‌باشد. بنابراین واضح است که دو بحث اقتصادی بودن سیستم

و قابلیت اعتماد آن دارای یک رقابت یا یک تضاد با یکدیگر هستند که این مسئله می‌تواند مشکلاتی را در تصمیم‌گیری مدیران در هر دو بخش طراحی و بهره‌برداری ایجاد کند. هر چند افزایش سرمایه‌گذاری در هر کدام از سطوح تولید، انتقال و توزیع می‌تواند وضعیت سیستم را از نظر قابلیت اعتماد بهبود بخشد، ولی از یک طرف امکان طراحی و بهره‌برداری از یک سیستم با قابلیت صد در صد هرگز وجود ندارد و از طرف دیگر سرمایه‌گذاری بیش از حد می‌تواند به طور مستقیم تعرفه انرژی مصرف‌کنندگان را به طور غیر قابل قبولی بالا ببرد، هر چند سیستم از نظر قابلیت اعتماد در وضعیت خوبی قرار دارد. همچنین عدم سرمایه‌گذاری کافی نتیجه‌ای عکس خواهد داشت. لذا لازم است که تعادلی بین هزینه پرداخت شده توسط مشترکین و قابلیت اعتماد سیستم برقرار باشد.

احداث واحدهای نیروگاهی جدید، احداث خطوط انتقال و فوق توزیع با هدف برق‌رسانی ایمن به بارهای شبکه، افزایش ظرفیت ترانسهای پستهای انتقال، اتصال شبکه‌های برق‌های منطقه‌ای مختلف به یکدیگر از جمله عوامل مؤثر بر بهبود شاخص‌های قابلیت اعتماد شبکه می‌باشند. در مقابل کیفیت تجهیزات، میزان خرابی و طول عمر تجهیزات، شرایط آب و هوایی و ... از جمله عوامل تأثیر گذار بر قابلیت اعتماد شبکه می‌باشند.

میزان ظرفیت لازم جهت افزایش قابلیت اعتماد را می‌توان با استفاده از روشهای قطعی تعیین نمود. به عنوان مثال می‌توان درصد ثابتی از کل تولید یا توان تولیدی بزرگترین نیروگاه را به عنوان ذخیره تولید در نظر گرفت. اما با توجه به طبیعت آماری و احتمالاتی رفتار سیستم، تقاضای مشترکین و بروز خرابی‌ها نمی‌توان کاملاً به این نتایج اعتماد کرد. هر چند که تاکنون بیشتر برنامه‌ریزی‌ها بر اساس روش‌های قطعی بوده اما با توجه به در دسترس بودن اطلاعات کاربردی و توسعه کامپیوترها، استفاده از روشهای احتمالاتی گسترش یافته است [۲].

در مرجع [۳] یک توصیف خلاصه از مدهای خرابی که در تحلیل سیستم‌های فوق توزیع با آنها مواجه می‌شویم معرفی شده است و از برنامه کامپیوتری SUBTREL برای تحلیل قابلیت اطمینان استفاده شده و نتیجه گرفته شده که این برنامه برای دامنه وسیعی از حساسیت‌های شبکه مثل خروج‌های مرتبه بالا و شرایط نامساعد جوی مناسب می‌باشد. در [۴] هدف اصلی ارائه نتایج شاخص‌های ارزش قابلیت اطمینان، هزینه مورد انتظار قطعی‌ها (ECOST) و ارزیابی نرخ انرژی قطع شده (IEAR) برای هر دو حالت ایمن و در معرض خطر در چهارچوب رضایتمندی است. هدف اصلی در مرجع [۵] بحث در مورد اثرات آب و هوائی نامساعد مرتبط با خروجها روی هزینه‌های قطع مشتری در یک ارزیابی رضایت‌مندی قابلیت اطمینان در سیستم‌های فوق توزیع است. از این مقاله نتیجه گرفته شده است که IEAR یک شاخص مفید برای ارزیابی ارزش قابلیت اطمینان است که شاخص ECOST را در ارزیابی هزینه/منفعت کامل می‌کند. در مراجع [۸-۶] گسترش راه دستیابی احتمالاتی مرسوم به کار برده شده در سیستم فوق توزیع در شکل دادن ایمنی و شاخص‌های جنبی شرح داده شده است تا طراحان سیستم را با مقادیر رضایت مندی علاوه بر شاخص‌های ریسک مرسوم آشنا کند. تکنیکهای ارائه شده در این مقالات پلی بین روشهای قطعی و احتمالاتی موجود است. در [۹] روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو برای ارزیابی ارزش قابلیت اطمینان سیستم ارائه شده است. سه نوع مد خرابی برای اجزاء در سیستم فوق توزیع مورد توجه بوده است. خرابی‌های مؤثر مرتبه اول، خرابی‌های کلی مرتبه اول و همه خرابی‌های هم پوشانی مرتبه دوم ممکن. مرجع [۱۰] یک ابزار نرم افزاری آموزشی برای تحلیل شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم فوق توزیع ارائه می‌کند که اثر فاکتورهای مؤثر زیادی را روی شاخصها بررسی می‌کند. در [۱۱] تأثیر نصب منابع تولید پراکنده بر روی شاخص‌های قابلیت اعتماد شبکه برق منطقه‌ای باختر پرداخته شده است.

در این مقاله قابلیت اعتماد شبکه برق منطقه‌ای باختر با در نظر گرفتن طرح توسعه سیستم تا سال ۱۳۹۳ مورد مطالعه قرار گرفته است. سپس تأثیر پارامترهای مختلف از جمله دو مداره کردن برخی خطوط تک مداره، رینگ کردن پست‌های ۶۳ کیلوولت، بستن تای سویچ ایستگاههای ۶۳ کیلوولت، زمان خرابی و غیره بر روی شاخصهای قابلیت اعتماد مورد بررسی قرار گرفته و از نقطه نظر پارامترهای مختلف از جمله انرژی توزیع نشده با هم مقایسه خواهند شد. برای شبیه‌سازی این شبکه از نرم‌افزار DIgSILENT استفاده شده است.

در راستای اهداف اشاره شده، مقاله در پنج بخش تنظیم شده است. بعد از مقدمه در بخش دوم پارامترهای مختلف قابلیت اعتماد معرفی شده‌اند. در بخش سوم ساختار و مشخصات کلی شبکه برق منطقه‌ای باختر آورده شده است. در بخش چهارم به محاسبه شاخص‌های قابلیت اعتماد پرداخته شده و در بخش پنجم راه‌کارهای افزایش قابلیت اعتماد و تأثیر آنها بر روی شاخص‌های قابلیت اعتماد بیان شده است.

## ۲- پارامترها و شاخص‌های قابلیت اعتماد سیستم

شاخص‌های اساسی قابلیت اعتماد سیستم که در طراحی سیستم قدرت مفیدتر و معنادارتر هستند، شامل موارد زیر است:

فرکانس وقفه بار و طول زمان مورد انتظار رویداد وقفه بار.

این شاخص‌ها به آسانی قابل محاسبه هستند. دو شاخص اساسی (فرکانس وقفه و طول مدت وقفه مورد انتظار) برای محاسبه شاخص‌های دیگر استفاده می‌شود که عبارتند از:

مجموع زمان مورد انتظار وقفه در سال یا در هر دوره زمانی دیگر، در دسترس بودن سیستم یا در دسترس نبودن آن که در نقطه تأمین بار مورد نظر اندازه‌گیری می‌شود و انرژی تقاضا شده مورد انتظار ولی فراهم نشده در هر سال [۱].

شایان ذکر است که اثر در هم گسیخته وقفه‌های توان اغلب به شکل غیرخطی با طول مدت زمان وقفه در ارتباط است. بنابراین اغلب نه تنها مجموع فرکانس وقفه محاسبه می‌شود، بلکه فرکانس وقفه‌هایی که

به وسیله طول مدت زمان مورد نیاز طبقه‌بندی می‌گردند، محاسبه می‌شوند [۱].

داده‌های مورد نیاز برای ارزیابی‌های کمی قابلیت اعتماد سیستم تا حدی به ماهیت سیستمی که مطالعه و تحقیق می‌شود و به جزئیات تحقیق و مطالعه بستگی دارد. داده‌های اجزای سیستم که عموماً مورد نیاز هستند شامل نرخ خرابی (نرخ خروج اجباری) در ارتباط با حالت‌های متفاوت خرابی قطعه، زمان مورد انتظار یا زمان متوسط برای تعمیر یا تعویض قطعه خراب شده، نرخ خروج برنامه‌ریزی شده (تعمیر و نگهداری) و طول مدت زمان مورد انتظار یک رویداد قطعی زمانبندی شده می‌باشند.

شاخص‌های قابلیت اعتمادی که برای شبکه انتقال و فوق توزیع در این تحقیق مورد بررسی قرار گرفته در ادامه به اختصار بیان شده است.

(کل زمان عملکردالمان/تعداد کل خطاها در طول مدت بهره‌برداری)= $\lambda$

(تعداد کل خرابی المان در آن/ کل زمان تعمیر المان )= r

**SAIFI[1] (شاخص فرکانس متوسط قطع سیستم):** این شاخص به صورت مجموع تعداد المانهای قطع شده به تعداد کل المانهای سیستم در سال تعریف می‌شود.

**CAIFI[2] (شاخص متوسط فرکانس قطع هر المان):** این شاخص به صورت تعداد کل قطعی‌های پیش آمده برای یک المان به تعداد کل المانهایی که یک یا بیشتر از یک قطعی داشتند در یک سال تعریف می‌شود.

**SAIDI[3] (متوسط زمان خاموشی سیستم):** معیاریست که تعداد ساعات خاموشی بلند مدت را به ازاء هر المان در طول یک سال نشان می‌دهد و کاهش آن نشانه بالاتر رفتن قابلیت اعتماد است.

**CAIDI[4] (متوسط زمان خاموشی المانها):** این شاخص به صورت مجموع مدت زمان قطعی برای هر المان به مجموع تعداد المانهایی که قطعی داشتند در سال تعریف می‌شود و معیاری است برای تعیین آنکه سرعت پاسخ شرکت برق به حوادثی که در شبکه‌اش رخ داده چقدر بوده است و کاهش آن لزوماً به معنی بهبود قابلیت اعتماد نیست. این شاخص عملاً به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\mathrm{CAIDI} = \frac{\mathrm{SAIDI}}{\mathrm{SAIFI}} \qquad (۱)$$

**ASAI[5] (متوسط دسترس پذیری یا آمادگی سیستم):** این شاخص به صورت مجموع ساعاتی که المانها برقدار بوده‌اند به مجموع ساعاتی که المانها باید برقدار باشند تعریف می‌شود و بر حسب پریونیت می‌باشد. به عبارتی این شاخص، احتمال وصل وزن داده شده المانهای سیستم است و بالا رفتن آن به معنای بهبود قابلیت اعتماد است.

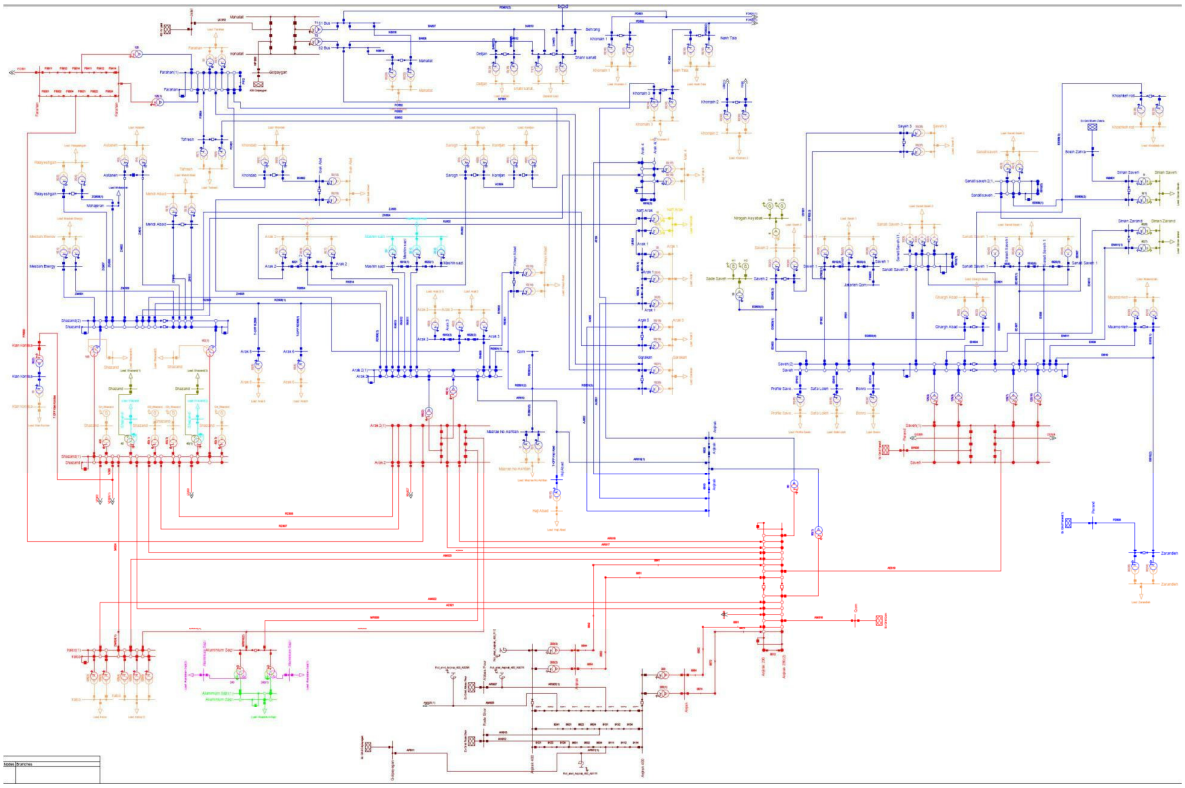
**ASUI[6] (متوسط دسترس پذیری یا آمادگی سیستم):** این شاخص متمم شاخص ASAI است.

**ENS[7] (انرژی تأمین نشده) و AENS[8] (متوسط انرژی تأمین نشده):** مقدار انرژی متوسط تأمین نشده برای همه المانهاست و بر حسب مگاوات ساعت در سال بیان می‌شود [۱۰و۴].

در این مطالعه ابتدا تعداد خرابی‌های المانها و زمان هر قطعی و نوع آن بر اساس گزارشات برق منطقه‌ای باختر تفکیک شده و سپس برای هر المان $\lambda$ و r مربوطه محاسبه و اطلاعات حاصله برای هر المان شبکه در نرم‌افزار DIgSILENT وارد شده است[۱۳-۱۲]. سپس شاخص‌های یاد شده برای سیستم تحت مطالعه محاسبه شده است.

## ۳- ساختار و مشخصات کلی شبکه برق منطقه‌ای باختر

شرکت برق منطقه‌ای باختر، با مسئولیت تأمین برق مشترکین حوزه‌ای با وسعت ۷۶۷۸۹ کیلومتر مربع و با طول جغرافیایی ۶۶۰ کیلومتر (شرق به غرب) و عرض ۴۵۰ کیلومتر (شمال به جنوب) را عهده‌دار است. این شرکت از شمال به برق منطقه‌ای زنجان، از غرب به برق منطقه‌ای غرب، از جنوب به شرکت برق منطقه‌ای خوزستان، از جنوب شرقی با شرکت برق منطقه‌ای اصفهان و از شرق و شمال شرق به برق منطقه‌ای تهران محدود می‌شود. حوزه تحت پوشش این شرکت بر اساس آخرین آمار دارای جمعیتی بالغ بر ۴/۸ میلیون نفر می‌باشد. در محدوده برق منطقه‌ای باختر سه شرکت توزیع نیروی برق استان لرستان، مرکزی و همدان مسئولیت قسمت توزیع و دو شرکت مدیریت تولید شهید مفتح و شازند مسئولیت تولید انرژی را بر عهده دارند. این شرکت دارای دو نیروگاه بزرگ شازند و شهید مفتح به ترتیب هر یک با چهار واحد با ظرفیت ۳۲۵ و ۲۵۰ مگاوات بوده که انرژی تولیدی خود را از طریق ۳ ایستگاه ۴۰۰ کیلوولت، ۱۴ ایستگاه ۲۳۰ کیلوولت و ۱۱۷ ایستگاه ۶۳ کیلوولت به مصرف کنندگان خود انتقال می‌دهد. در حال حاضر انرژی در این شرکت از طریق ۸۰۰ کیلومتر مدار ۴۰۰ کیلوولت، ۲۶۲۹/۴ کیلومتر مدار ۲۳۰ کیلوولت، ۵۰۶۸/۸ کیلومتر مدار ۶۳ کیلوولت انجام می‌پذیرد. شکل (۱) دیاگرام تک‌خطی بخش استان مرکزی شبکه برق باختر را نشان می‌دهد. با توجه به پیش‌بینی‌های انجام گرفته در ارتباط با بار شبکه در سال ۱۳۹۳ در شرکت برق منطقه‌ای باختر، طرح احداث واحدهای نیروگاهی در خرم آباد با ظرفیت ۱۰۰۰ مگاوات در دستور کار شرکت برق منطقه‌ای باختر قرار گرفته است. با احداث این واحد نیروگاهی و افزایش روزافزون بار در شبکه، لزوم احداث پست‌های انتقال ۴۰۰ کیلوولت نیروگاه خرم‌آباد، محلات، امیرکبیر و ساوه و پست‌های ۲۳۰ کیلوولت نورآباد، بروجرد، درود، پلدختر نیروگاه خرم‌آباد، کوهدشت، ملایر، هگمتانه، خنداب و امیرکبیر تا سال ۱۳۹۳ در شرکت برق منطقه‌ای باختر پیش بینی شده است. واضح است با توجه به افزایش تعداد المانها و تجهیزات شبکه، قابلیت اعتماد شبکه دستخوش تغییراتی خواهد شد. لذا محاسبه شاخص‌های قابلیت اعتماد با توجه به توسعه شبکه ضروری می‌باشد.



شکل (۱): دیاگرام تک خطی استان مرکزی در شبکه برق باختر

Fig. (1): Single line diagram of Markazi province in Bakhtar network

در شبکه تحت مطالعه، اتصال به شبکه‌های برق منطقه‌ای دیگر با External Grid شبیه‌سازی شده است و اطلاعات اتصال کوتاه سه فاز (MVA) و جریان اتصال کوتاه سه فاز (KA) در پست مربوط به اتصال شبکه برق باختر به شبکه‌های برق منطقه‌ای مجاور برای آنها وارد شده است. برای مدل کردن پائین دست شبکه نیز از بارهایی با ضریب توان ۰/۸ و دارای مقداری توان اکتیو (MW) استفاده شده است که مقدار توان اکتیو هر بار از میانگین‌گیری حداکثر مقدار بار غیرهمزمان در طول دوازده ماه سال به دست آمده است.

## ۴- محاسبه شاخص‌های قابلیت اعتماد

سوابق عملکرد گذشته المانهای شبکه داده‌های ورودی برای محاسبات قابلیت اطمینان می‌باشند. برای محاسبه نرخ خرابی و زمان تعمیر، تمام خروجها به غیر از خروج‌های طبق برنامه‌ها در نظر گرفته شده است. خروج‌های طبق برنامه در قسمت Planned Outage در نرم‌افزار بر اساس تاریخ قطع، زمان قطع، تاریخ وصل و زمان وصل المانها وارد شده است. اطلاعات حوادث برای ترانسها به شکل مشابه بررسی و در نرم‌افزار DIgSILENT شبیه‌سازی شده است[۱۳-۱۲]. سایر المانهای موجود در شبکه را ایده‌آل در نظر گرفته‌ایم و تنها به بررسی آثار خرابی خطوط و ترانسفورماتورها و کلیدهای قدرت پرداخته‌ایم.

محاسبه شاخص‌های قابلیت اعتماد شبکه موجود برای محاسبه نرخ خرابی و زمان تعمیر r، در یک دوره زمانی ۱۹۳۳ روز معادل ۴۶۳۹۲ ساعت و معادل ۲۷۸۳۵۲۰ دقیقه از تاریخ ۸۵/۰۱/۰۱ لغایت ۹۰/۰۳/۱۵ در سالهای ۲۰۱۱-۲۰۰۶ میلادی در نظر گرفته شده و با استفاده از روابط مربوط به λ و r، مقادیر آنها به ترتیب بر حسب تعداد خطا بر سال و ساعت محاسبه گردیده است. همچنین در نرم‌افزار DIgSILENT برای خطوط باید نرخ خطا برای هر ۱۰۰ کیلومتر بیان شود [۱۴].

جهت محاسبه نرخ خروج اجباری ترانسفورمرها، همه خاموشی‌های ثبت شده به جز خاموشی‌هایی که در اثر قطع ولتاژ ثبت گردیده بود (مثلاً حالاتی که حفاظت ترانسفورمر منجر به قطع برق شده بود) در نظر گرفته شده است و همچنین زمان خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده نیز با ذکر تاریخ و ساعت قطع و وصل به نرم‌افزار داده شده است [۱۴]. در خطوط علاوه بر نرخ خروج و زمان تعمیر اجباری دائمی، برای خاموشی‌های در حد چند میلی‌ثانیه λ و r گذرا نیز محاسبه گردیده و برای کلیه دژنکتورها درصد خطای ۰/۰۰۰۰۱ منظور گردیده است [۱].

## ۵- محاسبه شاخص‌های خروجی شبکه

در جدول (۱) مقادیر شاخص‌های شبکه برق منطقه‌ای باختر بر اساس موارد ذکر شده محاسبه و نشان داده شده است.

Table (1): Reliability indices of Bakhtar regional electricity company

جدول (۱): شاخص‌های قابلیت اعتماد شبکه شرکت برق منطقه‌ای باختر

| شاخص | مقدار | واحد |
|---|---|---|
| SAIFI | 81.687386 | 1/Ca |
| CAIFI | 160.107277 | 1/Ca |
| SAIDI | 135.111 | h/Ca |
| CAIDI | 1.654 | h |
| ASAI | 0.9845763823 | pu |
| ASUI | 0.0154236177 | pu |
| ENS | 64440.338 | Mwh/a |
| AENS | 438.370 | Mwh/Ca |

## ۶- راه‌کارهای افزایش قابلیت اعتماد

برای اصلاح و بهبود قابلیت اطمینان شبکه‌های فوق توزیع و توزیع برق باختر راه‌کارهای مانند تغییر آرایش شبکه، کاهش زمان قطعی‌ها (بازوبست شبکه) و استفاده از تعمیرات دوره‌ای برای کاهش نرخ خرابی بررسی شده است.

### ۶-۱- تأثیر دو مداره کردن خطوط تک‌مداره

تأثیر دو مداره کردن تک‌تک خطوط تک مداره ۶۳ کیلوولت در بهبود شاخص‌ها بررسی شده و در نهایت ۲۷ خطی را که دو مداره شدن آنها بیشترین تأثیر در بهبود قابلیت اعتماد داشته‌اند، مشخص گردیده است. این خطوط عبارتند از:

الشتر- نورآباد، خرم‌آباد ۴- سپید دشت، خرم‌آباد۴۰- تنگ فنی، کمالوند- الشتر، الشتر- خرم‌آباد ۵، کمالوند- خرم‌آباد ۴، کوهدشت ۱- کوهدشت ۲، لابن- رازان۱، لابن- چالان‌چولان، لابن- درود ۱، خرم آباد ۴ – پارسیلون، تنگ فنی- دره شهر، لابن- درود ۲، لابن- درود ۲، اراک ۱- اراک ۱، انشعاب ساوه - صنعتی ۱، جاندیر- شرکت نفت، ملایر ۱- ملایر۲، حسین‌آباد-کبودرآهنگ، همدان ۲- صالح‌آباد، اسدآباد- آجین، فامنین- رزن، سید جمال– قروه، سید جمال- صالح آباد، بهمن۲۳۰- ملایر ۱، همدان ۱- همدان ۲، همدان ۲۳۰ – قروه.

شاخص‌های مورد مطالعه و میزان تغییر آنها پس از دو مداره نمودن این خطوط در شبکه در جدول (۲) نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که دو مداره کردن ۲۷ خط تک‌مداره مورد مطالعه در شبکه برق منطقه‌ای باختر، تأثیر بسیار چشمگیری بر بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان می‌گذارد.

### ۶-۲- تأثیر باز و بسته کردن تای‌سوئیچ باسبارها

به عنوان اقدامی دیگر در تغییر آرایش شبکه، در پست‌های فوق توزیع که بهره‌برداری به صورت باس جدا شده انجام می‌شود و امکان بسته کردن تای‌سوئیچ‌ها وجود دارد، تأثیر باز و بسته کردن تای سوئیچ‌ها در باسبارهای پست‌های ۶۳/۲۰ کوهدشت ۱، ۶۳/۲۰ پلدختر، ۶۳/۲۰ خرم‌آباد ۶۳/۵،۲۰ الشتر،۶۳/۲۰ نورآباد، پست ۶۳/۲۰ شهرک صنعتی ویان، پست ۶۳/۲۰ دورود۲، پست ۶۳/۲۰ بروجرد ۳، پست ۶۳/۲۰ الشتر، پست۶۳/۲۰ بروجرد۱، پست ۶۳/۲۰ بروجرد۲، پست ۶۳/۲۰ چالان‌چولان، پست۶۳/۲۰ دورود۱، پست ۶۳/۲۰ دورود۲، پست ۶۳/۲۰ ازنا۱، پست ۶۳/۲۰ الیگودرز۱، پست ۶۳/۲۰ خشکرود، پست۶۳/۲۰ شهرساوه۲، پست۶۳/۲۰ خمین۳، پست ۶۳/۲۰ خمین۲، پست ۶۳/۲۰ خنداب، پست ۶۳/۲۰ دلیجان، پست ۶۳/۲۰ محلات، پست ۶۳/۲۰ تفرش (پروفسور حسابی)، پست۶۳/۲۰ ملایر۱، پست۶۳/۲۰ ملایر۲، پست ۶۳/۲۰ ملایر۳، پست ۶۳/۲۰ آجین، پست۶۳/۲۰ همدان ۴، پست ۶۳/۲۰ همدان۱، پست ۶۳/۲۰ تویسرکان، پست ۶۳/۲۰ جوکار و پست۶۳/۲۰ نهاوند۱ بررسی شده است. لازم به ذکر است که پست‌های منتخب پست‌هایی هستند که نرخ قطعی ترانس‌های آنها بالا می‌باشد. شاخص‌های مورد مطالعه و میزان تغییر آنها پس از بستن تای سوئیچ‌ها در پستهای یاد شده در جدول (۲) نشان داده شده است.

مشاهده می‌شود که نتایج حاصل از این اقدام، قابل توجه نمی‌باشد و تأثیر چنان مثبتی روی بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه نخواهد گذاشت. ضمناً نباید فراموش کرد که با بستن هر تای‌سوئیچ در حالتی که دیسکانکت تقسیم کننده در حالت عادی بسته باشد، با وجود اتصال کوتاه روی هر تکه از شین‌ها، تمام فیدرهای هر دو تکه شین قطع خواهند شد و باعث افزایش سطح قدرت اتصال کوتاه می‌شود [۱۵].

### ۶-۳- تأثیر رینگ کردن پست‌ها

در جدول (۲) نتایج تأثیر رینگ کردن پست‌هایی که با هم رینگ نبوده‌اند، تشریح گردیده است. لازم به ذکر است که کلیه خطوط بین پست‌ها ایده‌آل در نظر گرفته شده و تنها رینگ کردن پست‌های کبودرآهنگ- آجین به صورت تک‌مداره با طول تقریبی ۲۰ کیلومتر، خرم آباد ۳- خرم آباد ۴ به صورت دو مداره به طول ۱۵ کیلومتر، رزن سیمان هگمتانه به صورت تک‌مداره به طول ۱۰ کیلومتر و آجین- ذوب‌آهن غرب به طول ۲۰ کیلومتر مثمر ثمر بوده است.

### ۶-۴- حذف خاموشی‌های زیر ۱۰ دقیقه

توجه به اینکه در لیست خاموشی‌های ثبت شده، تعداد خاموشی‌های کوتاه‌مدت زیاد بود، تأثیر حذف خاموشی‌های تا ۱۰ دقیقه، بر روی شاخص‌ها بررسی گردید. از راه‌حل‌هایی که می‌توان برای این مورد ارائه کرد، حفظ خطوط دچار خطا با توجه به پیشینه‌ی خطوط است (با توجه با اینکه ۷۵٪ اشکالات موقتی و گذرا هستند). شاخص‌های مورد مطالعه و میزان تغییر آنها پس از تأثیر کاهش خاموشی‌های زیر ۱۰ دقیقه در جدول (۲) نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که حذف خاموشی‌های کمتر از ۱۰ دقیقه تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر مقادیر شاخص‌ها دارد.

Table (2): Reliability indices of the network and their variations after implying the proposed methods
All variations are in terms of percent.

جدول (۲): شاخص‌های قابلیت اعتماد شبکه و میزان تغییرات شاخص‌ها بعد از اعمال راه‌کارهای پیشنهادی

میزان تغییرات در هر حالت بر حسب درصد بیان شده است.

| شاخص‌های شبکه | SAIFI | CAIFI | SAIDI | CAIDI | ASAI | ENS | AENS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| وضعیت کنونی شبکه | 81.687386 | 160.107277 | 135.111 | 1.654 | 0.9845763823 | 64440.338 | 438.370 |
| (۱): وضعیت شبکه بعد از دو مداره کردن خطوط | 64.504873 | 126.429551 | 84.499 | 1.31 | 0.9903539686 | 41006.904 | 278.959 |
| میزان تغییر شاخص‌ها بعد از (۱) | -21.034475 | -21.034475 | -37.4596 | -20.7980 | 0.5668093531 | -36.36454 | -36.36448 |
| (۲): وضعیت شبکه بعد از بستن تای سوئیچ‌ها | 81.567325 | 159.871958 | 135.051 | 1.656 | 0.9845832350 | 65036.080 | 442.422 |
| میزان تغییر شاخص‌ها بعد از (۲) | -0.1469762 | -0.1469758 | -0.04440793 | 0.129091 | 0.06960049137 | 0.092448615 | -3.63802267 |
| (۳): وضعیت شبکه بعد از رینگ کردن | 77.918853 | 154.784748 | 129.202 | 1.658 | 0.9852509609 | 61143.948 | 415.945 |
| میزان تغییر شاخص‌ها بعد از (۳) | -4.61336 | -3.32435 | -4.37344 | 0.241837 | 0.0685146 | -5.115414 | -5.115542 |
| (۴): وضعیت شبکه با حذف خاموشی‌های کمتر از ۱۰ دقیقه | 81.679063 | 160.091458 | 126.660 | 1.550 | 0.9846136736 | 63185.736 | 429.774 |
| میزان تغییر شاخص‌ها بعد از (۴) | -0.010189 | -0.00988025 | -6.25486 | -6.28779 | 0.0037875477 | -1.94692 | -1.9609 |
| (۵): وضعیت شبکه پس از کاهش خاموشی‌های بیش از یک روز به کمتر از ۷۵ درصد | 36.88312106 | 72.29091747 | 126.304 | 3.42613 | 0.9846152401 | 55273.19896 | 376.003683 |
| میزان تغییر شاخص‌ها بعد از (۵) | -54.84845 | -54.84845 | -6.518344 | 107.1421 | 0.003946652 | -14.225777 | -14.226867 |

### ۶-۵- کاهش زمان خاموشی‌های بلندمدت

با نگاهی به خاموشی‌های ثبت شده به نظر می‌رسد که در این شبکه زمان برخی از خاموشی‌ها، بسیار طولانی بوده است. جهت بررسی میزان تاثیر کاهش این خاموشی‌ها بر شاخص‌های قابلیت اعتماد، بار دیگر شاخص‌ها با در نظر گرفتن کاهش خاموشی‌های بیشتر از یک روز به ۷۵ درصد زمان قبلی، استخراج گردید. شاخص‌های مورد مطالعه و میزان تغییر آنها پس از کاهش زمان خاموشی‌های بلند مدت در جدول (۲) نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که کاهش زمان خاموشی‌های بلندمدت تأثیر بسزایی در شاخص‌ها دارد.

### ۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله ارزیابی قابلیت اعتماد شبکه برق منطقه‌ای باختر تا سال ۱۳۹۳ صورت پذیرفته است و راهکارهایی برای بهبود شاخص‌های قابلیت اعتماد ارائه شده است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که هر چه مدت زمان مطالعه بیشتر باشد نرخ خرابی و مدت زمان تعمیر دقیق‌تر است. روش‌های مختلفی نظیر دو مداره کردن خطوط تک-مداره، رینگ کردن پست‌ها، بستن تای‌باس برخی پست‌ها و کاهش زمان خاموشی‌ها می‌تواند جهت بهبود شاخص‌های قابلیت اعتماد استفاده شود. دو مداره کردن ۲۷ خط تک‌مداره مورد مطالعه در شبکه برق منطقه‌ای باختر، تأثیر بسیار چشمگیری بر بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان می‌گذارد. با بستن تای‌سویچ پستها بهبود چندانی در مقادیر شاخصها به وجود نیامده است و بر روی برخی از شاخصها تأثیر منفی نیز داشته است. حذف خاموشی‌های کمتر از ۱۰ دقیقه تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر مقادیر شاخص‌ها دارد. با مطالعه انجام شده مشخص گردید که عمده این قطعی‌ها مربوط به وصل مجدد خط یا رویداد خطا می‌باشد. با بررسی دقیق وضعیت خط، آب و هوا می‌توان از زمان این قطعی‌ها کاست و این خود تأثیر بسزایی در بهبود قابلیت اطمینان شبکه خواهد داشت. تأثیر رینگ کردن پستهایی که با هم رینگ نبوده‌اند بررسی گردید که در مورد رینگ کردن پست مشاهده می‌گردد که نتایج قابل قبول و تقریباً موثری را بر روی شاخص‌های قابلیت

اعتماد شبکه برق منطقه‌ای باختر داشته است. کاهش زمان خاموشی‌های بلندمدت تأثیر بسزایی در شاخص‌ها دارد و در مجموع با برنامه‌ریزی مناسب تعمیرات پیشگیرانه، می‌توان این اقدام را عملی نمود و از تأثیر مثبت آن بهره برد. این مطالعه در راستای بررسی علمی قابلیت اعتماد و توسعه شبکه‌های انتقال و فوق توزیع بوده و دارای نتایج کاربردی برای شبکه شرکت سهامی برق منطقه‌ای باختر خواهد بود.

**پی‌نوشت:**

1- System Average Interruption Frequency Index
2- Customer Average Interruption Frequency Index
3- System Average Interruption Duration Index
4- Customer Average Interruption Duration Index
5- Average Service Availability Index
6- Average Service Unavailability Index
7- Energy Not Supplied
8- Average Energy Not Supplied

## References


[1] R. Billinton, R.N. Allan, "Reliability evaluation of power systems", Second Edition, Plenum Press, New York and London, 1983.
[2] R. Billinton, R.N. Allan, "Reliability evaluation of engineering systems", Published by Springer, 1992.
[3] R. Billinton, R. Gupta, L. Goel, "Reliability evaluation of subtransmission systems", IEEE/WESCAN, pp. 260 – 266, Western Canada, May 1991.
[4] L. Goel, R. Gupta, M.F. Ercan, "Comparison of subtransmission system reliability worth for diverse systems by including health considerations", Elec. Pow. Sys. Res., Vol. 74, No. 1, pp. 65–72, April 2005.
[5] L. Goel, R. Gupta, M.F. Ercan, "Impacts of adverse weather on reliability worth indices in subtransmission systems using deterministic as well as probabilistic criteria", IEEE/PES, Vol. 1, pp. 269–274, July 2003 .
[6] R. Gupta, L. Goel, "Incorporating health constraints in reliability evaluation of subtransmission systems", IEEE/PESW, Vol. 3, pp.1623–1628, July 2003.
[7] L. Goel, R. Gupta, "Extending health considerations in subtransmission systems to include reliability worth", IEE Proc. of Gen., Trans. and Dis., Vol. 147, No. 6X, pp. 381 – 386, July 2003.
[8] R. Gupta, L. Goel, "Adequacy of a sub-transmission system using health analysis", IEEE/PTC, Budapest, Hungary, Aug./Sep. 1999.
[9] Y. Ou, L. Goel, "Subtransmission system reliability worth assessment using the Monte Carlo simulation method", IEEE/PESW, Vol. 2, pp. 1171-1176, 1999.
[10] R. Gupta, L. Goel, "An educational tool for subtransmission system reliability evaluation", IEEE/ICPST, Vol. 2, pp. 757–762, Perth, WA, Dec. 2000.
[11] S. Shahrezaee, A.A. Ghadimi, M. Moazzami, "Reliability assessment of Bakhtar regional electricity company in the presence of distributed generation sources", ICREDG, pp. 30-35, Isfahan University, 2013.
[12] Reliability assessment studies of Iran national grid, Siemens Company, 1385.
[13] Reliability data base of Iran national transmission grid, Iran Grid Management Company (IGMC), 1384.
[14] m. Gandomkar, "The final report of Lorestan subtransmission network reliability assessment", 1390.
[15] R. Hooshmand, "High voltage substation design", First Edition, Isfahan university publication, 1386.