

A New Estimation Method of Parallel Power Transformers Expected Failure Cost

Hadi Shams Solari¹, M.Sc, Seyed Behrooz Majidi^{1,2}, Assistant Professor, Majid Moazzami^{1,2},
Assistant Professor

¹ Department of Electrical Engineering, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran

² Smart Microgrid Research Center, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najaf Abad, Iran
milad.shams.solari@gmail.com, bmx@aut.ac.ir, m_moazzami@pel.iaun.ac.ir

Abstract:

Risk level evaluation of power systems and reduction of its related destructive effects costs have been transformed to one of the basic challenges in power industry's operation and scheduling. In this paper a new method for mathematical modeling of failure correlation of parallel transformers using Poisson process and multi-Gaussian Copula function is presented. In this method, by using computation of selected reliability indices and related costs, a modeling method for estimation of expectation value of failure cost of parallel transformers with failure correlation and also cost of annual risk of power system has been proposed. According to the capability of production of stage-gate process of the system real mode and failure correlation and probability of parallel transformers, sequential Monte Carlo method for calculation of system's reliability indices and related costs estimation has been employed. Simulation results of the proposed method show that annual increase of failure correlation probability of parallel transformers in power stations, will lead to increase of expectation value of their failure, level and cost of power system's risk.

Keywords: Expected failure cost, power transformers, Poisson process, reliability, cost of risk, failure correlation.

Received: 26 June 2020

Revised: 22 August 2020

Accepted: 15 October 2020

Corresponding Author: Dr. Behrooz Majidi

Citation: H. Shams-Solari, S. B. Majidi, M. Moazzami, "A new estimation method of parallel power transformers expected failure cost", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 11, no. 44, pp. 37-46, Winter 2021 (in Persian).

روش جدید تخمین امید هزینه خرابی ترانسفورماتورهای قدرت موازی

هادی شمس سولاری^۱، دانش‌آموخته کارشناسی ارشد، سید بهروز مجیدی^۲، استادیار، مجید معظمی^۳،
استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران.

۲- مرکز تحقیقات ریز شبکه‌های هوشمند، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران
milad.shams.solari@gmail.com, bmx@aut.ac.ir, m_moazzami@pel.iaun.ac.ir

چکیده: ارزیابی سطح ریسک سیستم‌های قدرت و کاهش هزینه‌های در ارتباط با اثرات مخرب آن، به یکی از چالش‌های اساسی بهره‌برداری و برنامه‌ریزی صنعت برق تبدیل شده است. در این مقاله یک روش جدید به منظور مدل‌سازی ریاضی همبستگی خرابی ترانسفورماتورهای موازی با استفاده از فرآیند پواسون و تابع مفصل گوسی چند متغیره ارائه شده است. در این روش با محاسبه شاخص‌های انتخابی قابلیت اطمینان و هزینه‌های مرتبط با آن، یک روش مدل‌سازی به منظور تخمین امید ریاضی هزینه خرابی ترانسفورماتورهای موازی با همبستگی خرابی و هزینه ریسک سالیانه سیستم قدرت پیشنهاد داده شده است. با توجه به توانایی تولید فرآیند گذر حالت واقعی سیستم برای شبیه‌سازی همبستگی و احتمال خرابی ترانسفورماتورهای موازی، از روش مونت‌کارلو ترتیبی برای محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم و همچنین تخمین هزینه‌های مذکور استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی روش پیشنهادی نشان می‌دهد که افزایش احتمال همبستگی خرابی ترانسفورماتورهای موازی در پست‌های برق به صورت سالیانه، منجر به افزایش امید هزینه خرابی آنها، افزایش سطح و هزینه کل ریسک سیستم قدرت خواهد شد.

کلمات کلیدی: امید هزینه خرابی، ترانسفورماتورهای قدرت، فرآیند پواسون، قابلیت اطمینان، هزینه ریسک، همبستگی خرابی.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۹/۰۴/۰۶

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۳۹۹/۰۶/۰۱

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۹/۷/۲۴

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر سید بهروز مجیدی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: نجف‌آباد- بلوار دانشگاه- دانشگاه آزاد اسلامی واحد نجف‌آباد- دانشکده مهندسی برق- گروه قدرت

۱- مقدمه

هدف اساسی سیستم‌های قدرت پیشرفته، تامین انرژی الکتریکی با کمترین هزینه ممکن و با قابلیت اطمینان کافی است. از آنجایی که اقتصاد و ریسک^۱ مفاهیمی در تعارض با هم هستند، لذا ارزیابی سطح ریسک و هزینه‌های ناشی از آن، فرآیند مهمی برای لحاظ کردن پارامترهای اقتصادی و ریسک در یک مقیاس واحد از ارزش مالی هستند. ریسک در واژه‌نامه به صورت احتمال از بین رفتن و یا صدمه دیدن دارایی‌ها و یا انسان‌ها تعریف شده است. این تعریف به صورت کلی به کار می‌رود. از طرفی دیگر هزینه ریسک در سیستم‌های قدرت، معادل حاصل ضرب هزینه واحد قطع بار و امید ریاضی انرژی تامین نشده است. با توجه به هدف اساسی ذکر شده سیستم‌های قدرت یعنی تامین انرژی الکتریکی با کمترین هزینه ممکن و با قابلیت اطمینان کافی، در سال‌های اخیر تلاش‌های زیادی برای مدل‌سازی و ارزیابی ریسک سیستم قدرت و هزینه‌های در ارتباط با آن در شرکت‌های برق صورت گرفته است [۱]. در مرجع [۲] یک مدل برای محاسبه هزینه قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت و براساس مسئله بهینه‌سازی تصادفی برنامه‌ریزی امنیت مشارکت واحدها^۲ با محاسبه و در نظر گرفتن شاخص‌های میزان بار تامین نشده مورد انتظار^۳ (LOLE) و میزان انرژی مورد انتظار تامین نشده^۴ (EENS) به عنوان یک قید در مسئله مشارکت واحدها، ارائه شده است [۳]. با استفاده از روش حداقل مربعات و تخمین پارامترهای توزیع واپیل^۵ هزینه خرابی تجهیزات را در طول چرخه عمر مفید آنها مدل‌سازی و برآورد نموده است. علاوه بر این برخی از مواردی نظیر ساختار شبکه و عوامل محیطی و طبیعی نیز بر قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت تاثیر گذار است. از این رو در مراجع [۴] و [۵] به جهت تصمیم‌گیری در خصوص سرمایه‌گذاری موثر در جهت مقابله با این موارد و تحمیل هزینه‌های خرابی بیشتر روش جامعی ارائه شده است که اثر این موارد را در یک برنامه‌ریزی کوتاه و میان مدت بررسی می‌نماید. در مراجع [۶]، [۷] و [۸] با توجه به مسئله تعمیر و نگهداری مبتنی بر پایش وضعیت تجهیزات، آستانه جایگزینی بهینه و فاصله بازرسی بهینه تجهیزات بواسطه تخمین هزینه خرابی متغیر با زمان مدل‌سازی گردیده است. این مدل با توسعه و رویکردی دیگر در مراجع [۹] و [۱۰] به جهت مدیریت ریسک و هزینه بلادرنگ ریزش شبکه متصل شده به شبکه قدرت استفاده شده است. مراجع [۱۱] الی [۱۴] نیز با هدف بهبود قابلیت اطمینان، در مطالعاتی جداگانه به بهینه‌سازی هزینه‌های تعمیر و نگهداری تجهیزات و هزینه‌های بهره‌برداری شبکه قدرت پرداخته‌اند. مرجع [۱۵] با هدف ارائه یک برنامه تعمیر و نگهداری پیشگیرانه برای پست‌های برق، تنها به مدل‌سازی قابلیت اطمینان ترانسفورماتورهای موازی تحت همبستگی خرابی پرداخته است. ترانسفورماتورهای قدرت به عنوان یکی از این تجهیزات مهم و حیاتی هستند که علاوه بر نقش مهمی که در بهره‌وری و قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت ایفا می‌کنند، از جمله تجهیزات گران‌قیمت صنعت برق هستند. از این تجهیز در یک پست برق به جهت افزایش ظرفیت توانی در دسترس متناسب با افزایش رشد بار به صورت موازی استفاده می‌شود. در این صورت ترانسفورماتورهایی که در یک محیط یکسان کار می‌کنند، تحت تاثیر شوک‌های جریان الکتریکی یکسان قرار می‌گیرند و از نظر آماری ترانسفورماتورها تحت همبستگی خرابی قرار خواهند داشت. بنابراین قابلیت اطمینان پست برق نیز تحت تاثیر این نوع همبستگی خرابی و ریسک وقوع آن است. در این صورت چنانچه ترانسفورماتوری دچار خرابی شود علاوه بر هزینه‌های بالای ناشی از خاموشی و قطع برق، باعث نارضایتی مصرف‌کنندگان می‌شود. مطالعات قبلی تا به امروز تخمین و برآورد هزینه‌های مرتبط با این نوع ریسک حالت خرابی در سیستم‌های قدرت را تحت مطالعه قرار نداده‌اند.

در این مقاله ابتدا با استفاده از تابع توزیع پواسون و تابع توزیع مفصل گوسی چند متغیره^۶، مدل‌سازی احتمال عدم دسترس پذیری پست‌های برق با آرایش سه ترانسفورماتور موازی برای یک نمونه واقعی، به صورت پارامتری وابسته به همبستگی خرابی آنها انجام پذیرفته است. سپس با محاسبه برخی از شاخص‌های قابلیت اطمینان، یک روش مدل‌سازی به جهت محاسبه و تخمین امید هزینه خرابی ترانسفورماتورهای موازی تحت همبستگی خرابی و همچنین هزینه ریسک سیستم‌های قدرت ارائه گردیده است. روش پیشنهادی بر روی شبکه تست ۶ باس IEEE شبیه‌سازی شده است. نتایج شبیه‌سازی بیانگر این نکته است که با افزایش احتمال همبستگی خرابی ترانسفورماتورهای موازی در پست‌های برق، امید هزینه خرابی آنها، سطح و هزینه کل ریسک سیستم قدرت افزایش می‌یابد.

سایر بخش‌های این مقاله به این صورت ارائه می‌گردد: بخش دوم به تشریح مدل‌سازی ریاضی مسئله اختصاص خواهد داشت. بخش سوم و چهارم به ترتیب به تشریح شبکه مورد مطالعه، مفروضات مسئله و نحوه شبیه‌سازی روش پیشنهادی اختصاص دارد. بخش پنجم و ششم به ترتیب به تحلیل و بررسی نتایج حاصل از شبیه‌سازی این تحقیق در مطالعه موردی و نتیجه‌گیری از این مقاله پرداخته است.

۲- روش مدل‌سازی ریاضی

با افزایش سطح تقاضای سالیانه بار بویژه در مناطق شهری و مشتریان محلی، معمولاً به جهت افزایش ظرفیت توان در دسترس، در پست‌های برق سه ترانسفورماتور به صورت موازی به یکدیگر متصل می‌گردند. مسلماً خرابی و خروج ناگهانی این تجهیزات منجر به تحمیل هزینه‌های خرابی و خاموشی‌های بالا به شرکت‌های برق و نارضایتی مصرف‌کنندگان محلی خواهد شد [۱]. در این بین خرابی ترانسفورماتورهای قدرت به عواملی مانند شرایط جوی نامطلوب، شوک‌های جریان الکتریکی بالا و شرایط بهره‌برداری وابسته است. داده‌های آماری نشان می‌دهد که خرابی ترانسفورماتورهای موازی متصل شده همبسته و در ارتباط با هم است [۱۵]. این بدین معنی است که خرابی یک ترانسفورماتور می‌تواند منجر به بروز وقفه و یا خرابی در ترانسفورماتور دیگر شود. در این صورت علاوه بر اهمیت ارزیابی وضعیت قابلیت اطمینان ترانسفورماتورهای موازی متصل شده به یکدیگر، مسئله ارزیابی و تخمین هزینه خرابی و ریسک ترانسفورماتورها تحت همبستگی خرابی نیز مهم خواهد بود. این مسئله علاوه بر در اختیار قرار دادن یک دید کلی از سطح ریسک هزینه‌های خرابی در جهت اتخاذ تصمیم‌گیری‌های فنی-اقتصادی بهتر می‌تواند به بهره‌برداران در ارزیابی مسئله قیمت‌گذاری خدمات انتقال بر مبنای قابلیت اطمینان کمک شایانی نماید [۱].

در ادامه با در نظر گرفتن همبستگی خرابی، نحوه خرابی ترانسفورماتورها توسط فرآیند پواسون تحت همبستگی معین نشان داده می‌شود و سپس نحوه محاسبه شاخص‌های ریسک مورد نیاز در این مدل‌سازی هزینه ریسک ترانسفورماتورهای موازی تحت همبستگی خرابی تشریح می‌گردد. کلیه شبیه‌سازی‌ها با استفاده از روش مونت‌کارلو ترتیبی انجام شده است. فرآیند مدل‌سازی مقاله شامل سه بخش مدل‌سازی ریاضی قابلیت اطمینان ترانسفورماتورهای موازی متصل شده با همبستگی خرابی، مدل‌سازی شاخص‌های ریسک و مدل‌سازی هزینه ریسک و خرابی ترانسفورماتورهای موازی است.

۱-۲- قابلیت اطمینان در ترانسفورماتورهای موازی

به جهت نمایش و محاسبه فرآیند و احتمال خرابی ترانسفورماتورهای موازی با همبستگی خرابی آنها از فرآیند پواسون با استفاده از تابع مفصل چند متغیره استفاده شده است. این استفاده به منظور در نظر گرفتن کارکرد تجهیزات در دوره عمر مفید آنها است که زمان‌های خرابی را به صورت نمایی، توزیع می‌نماید [۱۵]. مفصل‌ها نیز توابعی هستند که توزیع‌های چند متغیره را به توزیع‌های حاشیه‌ای یک متغیره پیوند می‌دهند. بر اساس یک تابع مفصل می‌توان تعدادی توزیع حاشیه‌ای معلوم یک توزیع توام را با توجه به ساختار وابستگی بین متغیرها تعیین کرد [۱۶]. در ادامه پارامترهای مسئله به صورت زیر برای $i=1,2,3$ تعریف می‌گردد:

$N_i(t)$: فرآیند شمارش ترانسفورماتور i ام در بازه زمانی t ام

$M(t)$: فرآیند شمارش پست برق

λ_i : خرابی شدید از فرآیند شمارش ترانسفورماتور i ام

$P_i(t)$: احتمال خرابی ترانسفورماتور i ام در بازه زمانی t ام

ρ_{ij} : خرابی وابسته ترانسفورماتور i ام و ترانسفورماتور j ام

R : ماتریس خرابی وابسته ترانسفورماتورها است که به صورت زیر است:

$$R = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{12} & \rho_{113} \\ \rho_{21} & 1 & \rho_{23} \\ \rho_{31} & \rho_{32} & 1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

با فرض $\rho_{ij} = \rho_{ji}$ ماتریس R، یک ماتریس متقارن و مثبت معین خواهد بود. با در نظر گرفتن مفروضات فوق احتمال خرابی یک ترانسفورماتور برابر خواهد بود با:

$$P_i(t) = p(N_i(t) = 1) = e^{-\lambda_i t} \quad (2)$$

پس احتمال خرابی پست بدون در نظر گرفتن خرابی وابسته به هم از رابطه (2) بدست می آید:

$$P_i(M(t) > 1) = P\left(\sum_{j=1}^3 N_j(t) > 1\right) \quad (3)$$

از آنجایی که خرابی ترانسفورماتورها همبسته است، پس تابع مفصل چند متغیره برای نمایش احتمال توزیع بواسون استفاده می شود. بنابراین می توان نوشت:

$$C(\mu_1, \mu_2, \mu_3; R) = \frac{1}{(2\pi)^{3/2} |R|^{1/2}} \exp\left[-\frac{1}{2} \theta' R \theta\right] \quad (4)$$

که در آن θ معکوس تابع توزیع مفصل است، پس قابلیت اطمینان پست برق برابر خواهد بود با:

$$P(M(t) > 1) = \left(\frac{1}{3}\right) \int_0^{e^{-\lambda t}} \int_0^{e^{-\lambda t}} \int_0^{e^{-\lambda t}} \frac{e^{-\frac{1}{2} \theta' R^{-1} \theta}}{(2\pi)^{3/2} |R|^{1/2}} dU_1 dU_2 dU_3$$

ریسک خرابی ترانسفورماتورها می تواند با تغییر احتمال خرابی همبسته آنها تغییر نماید. از این رو بر اساس فرض رابطه (1) برنامه های تعمیر و نگهداری اینگونه است که اگر خرابی اتفاق بیفتد تمامی ترانسفورماتورها می توانند تعویض و یا تعمیر گردند، پس اولین ترانسفورماتور دارای خرابی شدید نیست و خرابی آن در حالت صفر قرار می گیرد. به همین ترتیب فرض می شود ترانسفورماتور 1 فقط برق دار است، پس از روزهای تعمیر ترانسفورماتور 2 در زمان T و پس از روزهای تعمیر و نگهداری، ترانسفورماتور 3 در زمان 2T در دسترس خواهند بود. در این صورت قابلیت اطمینان پست برق به صورت رابطه (5) تعریف می گردد:

$$P(M(t) < 2) = P(N_1(t) + N_2(t+T) + N_3(t+2T) < 2) \quad (5)$$

در ادامه قابلیت اطمینان پست برق (دسترسی پذیری) توسط تابع مفصل و رابطه (6) نشان داده می شود:

$$P(M(t) < 2) = \int_0^{e^{-\lambda T}} \int_0^{e^{-\lambda(t+T)}} \int_0^{e^{-\lambda(t+2T)}} \frac{e^{-\frac{1}{2} \theta' R^{-1} \theta}}{(2\pi)^{3/2} |R|^{1/2}} dU_1 dU_2 dU_3 + \int_0^{e^{-\lambda(t+T)}} \int_0^{e^{-\lambda(t+2T)}} \int_0^{e^{-\lambda(t+2T)}} \frac{e^{-\frac{1}{2} \theta' R^{-1} \theta}}{(2\pi)^{3/2} |R|^{1/2}} dU_1 dU_2 dU_3 + \int_0^{e^{-\lambda(t+2T)}} \int_0^{e^{-\lambda(t+2T)}} \int_0^{e^{-\lambda(t+2T)}} \frac{e^{-\frac{1}{2} \theta' R^{-1} \theta}}{(2\pi)^{3/2} |R|^{1/2}} dU_1 dU_2 dU_3 \quad (6)$$

عدم دسترسی پذیری پست برق نیز معادل با کم کردن احتمال دسترسی پذیری پست برق از مقدار عددی 1 حاصل می شود. از آنجایی که محاسبه احتمال خرابی پست از انتگرال سه گانه رابطه (6) دشوار است، بنابراین برای اندازه گیری قابلیت اطمینان پست از شبیه سازی مونت کارلو ترتیبی استفاده می گردد.

۲-۲- مدل سازی شاخص های قابلیت اطمینان

در این مقاله برای محاسبه سطح ریسک شبکه از شاخص‌های احتمال قطع بار^۷ (PLC)، مقدار تقاضای بار تامین نشده مورد انتظار^۸ (EDNS) و (EENS) استفاده شده است. مقدار احتمال قطع بار ناشی از عدم در دسترس بودن ظرفیت تولید نصب شده بر روی یک باس به خصوص از رابطه (۷) محاسبه می‌گردد [۱]:

$$PLC = \sum_{i=1}^{NL} \left(\sum_{s \in F_i} \frac{n(s)}{K_i} \right) \frac{T_i}{T} \quad (7)$$

که در آن $n(s)$ تعداد دفعات وقوع حالت s در فرآیند نمونه‌برداری، K_i تعداد نمونه‌ها و F_i مجموعه تمام حالت‌های خرابی سیستم و یا یک باس به خصوص در سطح بار i ام سیستم هستند. T_i تداوم سطح بار i ام و بر حسب ساعت، t طول کل دوره زمانی تحت بررسی بر حسب ساعت و NL تعداد سطوح بار است. در این مقاله احتمال قطع بار برابر با احتمال خرابی پست برق و احتمال خرابی همبسته ترانسفورماتورهای موازی در نظر گرفته شده است. در این صورت برای مقدار تقاضای بار تامین نشده مورد انتظار از رابطه (۸) بر حسب مگاوات استفاده می‌گردد [۱]:

$$EDNS = \sum_{i=1}^{N_k} PLC_{ik} L_k \quad (8)$$

که در آن PLC_{ik} احتمال وقوع حالت قطع بار با وقوع یک حالت خرابی است. برای نقطه بار k ام و L_k میانگین بار باس k ام در بازه تحت بررسی بر حسب مگاوات است. بازه تحت بررسی اغلب یک سال در نظر گرفته می‌شود. همچنین مقدار EENS در یک باس به خصوص از رابطه (۹) و بر حسب مگاوات ساعت در بازه زمانی مورد مطالعه (یک سال) محاسبه می‌گردد:

$$EENS = \sum_{i=1}^{NL} \left(\sum_{s \in F_i} \frac{n(s)C(s)}{K_i} \right) T_i \quad (9)$$

که در آن $C(s)$ بار قطع شده در حالت s بر حسب مگاوات و K_i نیز تعداد نمونه‌ها است.

۳-۲- مدل‌سازی هزینه ریسک و خرابی

ریسک در لغت به معنای احتمال از بین رفتن و یا صدمه دیدن دارایی‌ها تعریف شده است. شرکت‌های برق سال‌ها است که با ریسک‌های تجهیزات و شبکه قدرت مواجه هستند. مسئله‌ای که علاوه بر تحمیل هزینه خسارت‌ها به شرکت‌های برق منجر به نارضایتی مصرف‌کنندگان و مشتریان شبکه قدرت می‌گردد. هر پیشامدی که منجر به خرابی وابسته ترانسفورماتورهای موازی در پست برق گردد و باعث از دست رفتن اجباری بار یک باس گردد، تحمیل هزینه ریسک به شرکت برق را در بر خواهد داشت. منظور از تحمیل هزینه خسارت‌ها به معنای کاهش سود و همچنین نیاز به بودجه و سرمایه‌گذاری سالیانه بیشتر به جهت بهبود وضعیت شبکه است. همچنین امید هزینه خرابی^۹ (EFC) ناشی از پیشامدهای خرابی تجهیزات در شرایط عدم وجود تجهیز یدکی از رابطه (۱۰) بر حسب دلار محاسبه می‌گردد [۱]:

$$EFC = \sum_{i=1}^M C_i P_i t_c \quad (10)$$

که در آن C_i هزینه خرابی برای هر ساعت برای حالت خرابی i ام است. P_i احتمال وقوع همبستگی خرابی ترانسفورماتورهای موازی متصل شده در پست برق است که معادل با عدم دسترس‌پذیری یک پست برق تعریف می‌گردد. عدم دسترس‌پذیری معادل با کم کردن احتمال دسترس‌پذیری پست برق از مقدار عددی ۱ حاصل می‌شود. M بیانگر تعداد کل حالات خرابی سیستم است. همچنین t_c کل مدت هزینه خرابی تحمیل شده بر حسب ساعت است. هزینه ریسک^{۱۰} معادل از حاصل ضرب هزینه واحد قطع بار و شاخص EENS بر حسب دلار بدست می‌آید.

۳- سیستم تحت مطالعه

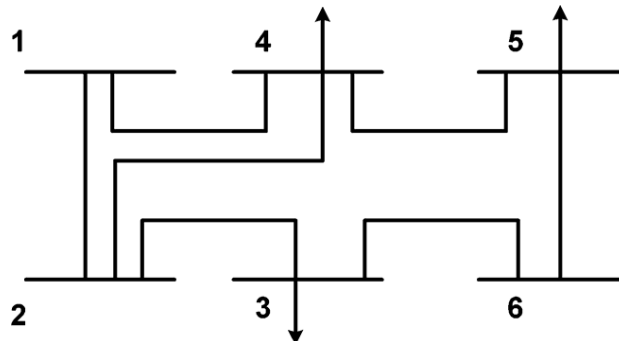
در این مقاله برای شبیه‌سازی فرآیند اول (محاسبه احتمال همبستگی خرابی ترانسفورماتورهای موازی) اطلاعات آماری از مرجع [۱۵] استخراج گردیده است. این اطلاعات از ۱۰ پست برق برای مدت ۲ سال جمع‌آوری گردیده است. همچنین به

منظور بررسی صحت روش ارائه شده در این مقاله از شبکه ۶ باسه IEEE استفاده شده است. شکل (۱) دیاگرام تک خطی این شبکه را نشان می‌دهد. اطلاعات این سیستم از مرجع [۱۷] استخراج گردیده است. برای این شبکه باس‌های ۴، ۳ و ۵ دارای پست‌هایی با سه ترانسفورماتور موازی در نظر گرفته شده هستند. پارامترهای تخمین زده شده فرآیند خرابی ترانسفورماتورها به صورت زیر است:

$\lambda_i = 0/01$ نرخ خرابی و قابلیت اطمینان برای هر یک از ترانسفورماتورها است که در سال اول ۹۰٪ تخمین زده شده است. $\rho_{ij} = 0/13$ خرابی همبسته است که نشان‌دهنده عواملی نظیر شوک‌های جریانی شدید و آب و هوای بد است. در این صورت ماتریس R نشان‌دهنده همبستگی خرابی‌های ترانسفورماتورها به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$R = \begin{bmatrix} 1 & 0.3 & 0.3 \\ 0.3 & 1 & 0.3 \\ 0.3 & 0.3 & 1 \end{bmatrix}$$

از طرف دیگر از لحاظ آماری میانگین طول عمر ترانسفورماتورهای قدرت ۴۵ سال و با انحراف استاندارد ۱۰ تا ۱۵ سال می‌باشد. در این مطالعه متوسط سن ترانسفورماتورهای نمونه ۲۹/۶ سال در نظر گرفته شده است. بنابراین بعد از عبور از متوسط طول عمر این تجهیزات این نگرانی وجود دارد که با افزایش سن آنها ریسک خرابی و خاموشی شبکه و خسارت‌ها افزایش یابد، بویژه اینکه فرآیند زمانی تعویض و جایگزینی ترانسفورماتورها بر خلاف فرآیند نصب آنها یک برنامه‌ریزی ۱ تا ۱/۵ ساله را می‌طلبد. در این مطالعه متوسط هزینه قطع یک ترانسفورماتور سطح توزیع و یا فوق توزیع ۵۵ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است [۱۸،۵]. برای انجام مطالعه حاضر یک مدل توزیع بار فرضی با حداقل توان ۱۱ مگاوات و حداکثر توان ۲۵ مگاوات با نرخ رشد بار سالانه ۱/۵ درصد با احتمال توزیع یکنواخت برای پستهای موجود در باس‌های ۴، ۳ و ۵ مطابق ملاحظات [۱۷،۱] در نظر گرفته شده است.



شکل (۱): دیاگرام تک خطی شبکه مورد مطالعه IEEE-6BUS [۱۷]
Figure (1): The single line diagram of IEEE-6 BUS under study test system [17]

۴- روش پیشنهادی

تعداد تکرار و نمونه‌برداری و دستور توقف شبیه‌سازی مونت کارلو ترتیبی برای کلیه مراحل شبیه‌سازی این مقاله ۱۰۰۰۰ در نظر گرفته شده است. با توجه به مطالب ارائه شده، الگوریتم پیشنهادی این مقاله به صورت زیر بیان می‌شود:

مرحله اول: برای محاسبه احتمال خرابی سه ترانسفورماتور پست، تحت همبستگی خرابی از شبیه‌سازی مونت کارلو ترتیبی و براساس تابع توزیع نرمال چند متغیره برای بازه زمانی ۱۲ ماه (۱ سال) محاسبه می‌گردد و در انتها احتمال خرابی سه ترانسفورماتور پست برق با تقسیم $C/10000$ محاسبه می‌شود. که در آن C عدد محاسبه شده خرابی جمع‌ی سه ترانسفورماتور است. مقادیر توزیع احتمال خرابی برای فرآیند بعدی نگه داشته می‌شوند.

مرحله دوم: شاخص‌های ریسک سیستم قدرت نظیر EENS, EDNS, PLC به روش مونت کارلو ترتیبی و برای سال اول تا سال ۱۰ام نمونه‌برداری با رشد بار ۱/۵ درصد به صورت زیر محاسبه می‌گردد. همچنین فرض بر این است که تولید ۱۰۰ درصد مطمئن است:

- ۱- انتخاب یک سطح بار از مدل چند سطحی (بار زمانی)
- ۲- تنظیم زمان نمونه‌برداری برای ماه ۱ تا ۱۲
- ۳- انتخاب یک حالت از سیستم با استفاده از شبیه‌سازی مونت-کارلو ترتیبی. در این انتخاب از مدل خرابی مذکور در فرآیند قبل استفاده می‌گردد.
- ۴- تحلیل پیشامد برای شبکه مورد مطالعه در هر باس (پست برق) با انجام مطالعات پخش بار و محاسبه شاخص‌های EENS, EDNS و مقدار بار حذف شده در هر باس با توجه به نتایج پخش بار.
- ۵- محاسبه هزینه EFC از رابطه (۱۰) برای حالت بدون تجهیز یدکی و همچنین هزینه ریسک.
- ۶- بازگشت به گام ۱ تا هنگامی که تمام سطوح بار لحاظ گردند.
- ۷- انجام مراحل ۳ تا ۵ تا پایان زمان ۵ سال نمونه‌برداری با رشد بار ۱/۵٪.
- ۸- استخراج جدول هزینه‌های خرابی و ریسک سیستم برای ۵ سال نمونه‌برداری.
- ۹- پایان.

نکته قابل توجه این است که با توجه به اینکه در انجام مطالعات قیمت‌گذاری خدمات انتقال و تحلیل‌های منفعت بر هزینه یک طرح خاص به جهت بهبود قابلیت اطمینان سیستم و یا حفظ یک سطح خاص از ریسک سیستم در برنامه‌ریزی میان مدت و یا بلند مدت، بهره‌بردار نیازمند مشاهده تغییرات شاخص‌های ریسک سیستم تحت بروز پیشامدهای منجر به خاموشی در نواحی و یا باس‌های مختلف شبکه می‌باشد، لذا می‌توان از نتایج تغییرات شاخص EENS و همچنین تخمین امید هزینه خرابی این مقاله در کنار هزینه سرمایه‌گذاری مجدد یک طرح خاص (مانند: تقویت سیستم، تخصیص تجهیز یدکی و یا هزینه تعمیر و نگهداری) در مطالعات قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت و یا بازار برق بهره برد.

۵- نتایج شبیه‌سازی

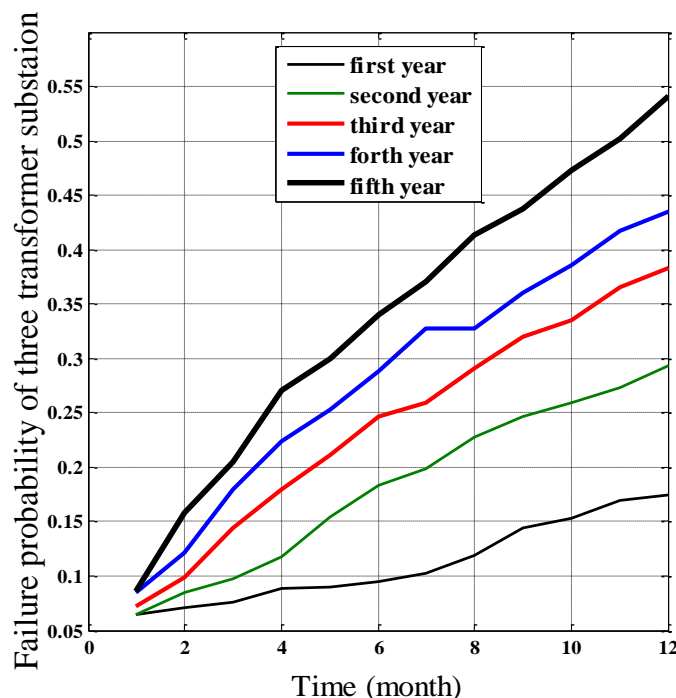
شکل (۲) توزیع احتمال همبستگی خرابی سه ترانسفورماتور پست برق را به جهت مقایسه افزایش احتمال ریسک خرابی سالیانه بدون در نظر گرفتن برنامه تعمیر و نگهداری و برای مدت زمان پنج سال متوالی نمونه‌برداری نشان می‌دهد. با توجه به این شکل و نتایج آن می‌توان دریافت که احتمال عدم دسترسی پذیری یک پست برق رفتار صعودی نسبت به همبستگی خرابی ترانسفورماتورهای آن پست دارد. این به این معنا است که با افزایش احتمال همبستگی خرابی و به دنبال آن افزایش عدم دسترسی پذیری یک پست برق با آرایش سه ترانسفورماتور موازی، مقدار PLC به صورت سالیانه افزایش خواهد یافت. از طرفی دیگر این توزیع احتمال نشان‌دهنده PLC با افزایش احتمال خرابی و عدم قابلیت اطمینان پست برق، حداقل در یکی از نقاط بار می‌باشد. مفهوم توزیع احتمالات سالیانه در این مورد در مقایسه با عدم دسترسی پذیری برای یک سیستم تعمیرپذیر که اغلب در مطالعات قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت استفاده می‌شود کاملاً متفاوت می‌باشد. نتایج این مقاله احتمال سالانه خرابی را نشان می‌دهد. این احتمال برخلاف عدم دسترسی پذیری یک احتمال گذرا است.

همچنین جدول (۱) مقادیر EDNS را برای باس‌های ۴، ۳ و ۵ نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که باس‌های ۴، ۳ و ۵ دارای پست‌هایی با ترانسفورماتورهای موازی در نظر گرفته شده هستند. نتایج تمامی مقادیر شاخص‌ها بعد از رسیدن به تعداد ۱۰۰۰۰ نمونه‌برداری همگرا شده‌اند. این مقادیر برای مدت زمان پنج سال نمونه‌برداری و برای هر سال برحسب مگاووات نشان داده شده است. نتایج EDNS برای باس‌های ۴، ۳ و ۵ که دارای پست‌هایی با ترانسفورماتورهای موازی هستند نشان می‌دهد که این مقدار علاوه بر احتمال وقوع یک رخداد در شبکه به سهم بار یک باس به خصوص نیز بستگی دارد. برای مثال با توجه به بالاتر بودن سهم باس ۳ از مقدار کل بار، این باس مقدار کمتری از EDNS را در بر گرفته است. این مسئله بیانگر توانایی

لازم تامین بار مورد تقاضا و یا توانایی انتقال توان پست‌های این باس به ناحیه‌ای دیگر به منظور کاهش سطح ریسک این ناحیه می‌باشد.

جدول (۲) هزینه خرابی ترانسفورماتورهای موازی با همبستگی خرابی را برای باس‌های مختلف (پست‌های مختلف) و براساس سهم بار هر باس برحسب درصد برای مدت زمان یک ساعت خرابی را برحسب دلار نشان می‌دهد. همانگونه که انتظار می‌رفت هزینه خرابی از یک ناحیه با ناحیه دیگر و با سال دیگر کاملاً متفاوت می‌باشد. این مسئله به دلیل توزیع سنی مختلف تجهیزات در عمل و همچنین رشد بار سالیانه سیستم است. وجود تجهیزات با سن بالاتر مشخصاً ریسک خرابی بالاتری را به همراه خواهد داشت و این مسئله بر افزایش عدم دسترس‌پذیری آرایش سه ترانسفورماتور موازی و به دنبال آن عدم کفایت سیستم تاثیر گذار خواهد بود. همچنین از آنجایی که انتقال بار فقط محل بارها را تغییر می‌دهد و در سطح بار سیستم تغییری ایجاد نمی‌کند، می‌توان اینگونه در نظر گرفت که باس ۳ با توجه به اهمیت بالاتر پست‌های برق و بارهای محلی آن، در یک حالت بهره‌برداری بار پست خود را به بخش دیگری منتقل خواهد کرد. این امر منجر به جابه‌جایی قسمتی از ریسک از ناحیه‌ای به ناحیه دیگر می‌شود. عمدتاً مقدار کاهش ریسک یک ناحیه با افزایش ریسک ناحیه دیگر برابر نیست. البته باید در نظر گرفت که برای تعیین این مقدار از سطح ریسک ارزیابی شاخص‌های قابلیت اطمینان باس‌ها نیز مهم است.

جدول (۳) هزینه ریسک سیستم قدرت را برحسب دلار و برای مدت زمان یک ساعت خرابی و در طول ۵ سال نمونه‌برداری شبکه در صورت بروز خرابی در یک باس، نشان می‌دهد. هزینه ریسک در این حالت می‌تواند در مطالعات اقتصادی با گزینه‌هایی همانند از رده خارج کردن، یا ارتقای وضعیت مقایسه گردد و گزینه‌ای که دارای توجیه فنی-اقتصادی مناسبی است انتخاب گردد. البته در این مقایسه‌ها یک نرخ بهره نیز باید به منظور تمایز قائل شدن میان تغییرات سالیانه هزینه‌های سرمایه‌گذاری مجدد در مطالعات به کار گرفته شود. بطور کلی می‌توان گفت گزینه‌هایی نظیر تعمیر و نگهداری پیشگیرانه، انتقال بار، تجدید آرایش شبکه در برنامه کوتاه مدت و جایگزینی توجیه‌پذیر در یک سال به خصوص در برنامه بلند مدت از افزایش سطح ریسک سیستم جلوگیری خواهد نمود.



شکل (۲): احتمال خرابی سه ترانسفورماتور موازی پست برق تحت همبستگی خرابی (برای ۵ سال مختلف نمونه‌برداری)

Figure (2): Probability of failure of three parallel transformers of power substation under correlation failure (for 5 different sampling years)

Table (1): EDNS for under study test system in 5 sampling years in terms of (MW)
 جدول (۱): EDNS برای شبکه مورد مطالعه در ۵ سال نمونه‌برداری بر حسب (MW)

سال مورد مطالعه	اول	دوم	سوم	چهارم	پنجم
شماره باس					
۱	-	-	-	-	-
۲	-	-	-	-	-
۳	۶/۹۵۵	۷/۱۷	۱۲/۴۰	۱۷/۴۶	۱۹/۴۱
۴	۱۱/۲۹۳	۱۱/۳۸	۲۱/۵۴	۳۵/۱۹	۴۱/۴۶
۵	۱۰/۷۹۹	۱۱	۱۹/۹۰	۳۱/۷۶	۳۵/۴۹
۶	-	-	-	-	-

Table (2): EFC for under study test system in 5 sampling years in terms of (\$/1hr)
 جدول (۲): EFC برای شبکه مورد مطالعه در مدت ۵ سال نمونه‌برداری بر حسب (\$/1hr)

سال پنجم	سال چهارم	سال سوم	سال دوم	سال اول	سهم باس از کل بار بر حسب درصد	شماره باس
۲۷۶/۴	۱۹۳/۶	۱۲۰/۷	۵۳/۷۳	۳۱/۱۱	۴۰	۳
۶۵۳/۱	۴۶۰/۷	۲۳۵/۹	۹۱/۱۴	۵۸/۶۳	۳۰	۴
۵۰۰/۱	۳۴۴/۷	۱۹۳/۲	۸۲/۱۶	۴۷/۲	۳۰	۵

Table (3): EENS and risk cost for under study test system in 5 sampling years in terms of (MW) and (\$) respectively
 جدول (۳): EENS و هزینه ریسک برای شبکه مورد مطالعه در مدت ۵ سال نمونه‌برداری به ترتیب بر حسب (MWh) و (\$)

سال	اول	دوم	سوم	چهارم	پنجم
(MWh) EENS	۴۷/۲۲	۵۳/۹۳	۷۸/۴۹	۱۱۲/۳۲	۱۳۰/۷۵
هزینه ریسک	۲۵۹۷/۱	۲۹۶۶/۱	۴۳۱۶/۹	۶۱۷۷/۶	۷۱۹۱/۲۵

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله با استفاده از مدل‌سازی توزیع احتمال همبستگی خرابی یک نمونه واقعی از ترانسفورماتورهای موازی متصل شده در پست‌های برق، یک روش مدل‌سازی به جهت تخمین هزینه خرابی آنها و همچنین هزینه ریسک سالیانه سیستم قدرت پیشنهاد شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد افزایش همبستگی خرابی میان ترانسفورماتورهای موازی یک پست، سهم بسزایی در افزایش احتمال خرابی آنها و کاهش قابلیت اطمینان پست‌های برق خواهد داشت. از طرفی با افزایش احتمال خرابی و عدم قابلیت اطمینان پست برق، می‌توان انتظار وقوع PLC را حداقل در یکی از نقاط بار داشت. همچنین نتایج EDNS برای باس‌های منتخب (پست‌هایی با آرایش سه ترانسفورماتور موازی) نشان می‌دهد که این مقدار علاوه بر احتمال وقوع یک رخداد در شبکه به سهم بار یک باس به خصوص، نیز بستگی دارد. نتایج امید هزینه خرابی EFC نیز نشان می‌دهد که با افزایش سن تجهیز به صورت سالیانه، این نرخ افزایش خواهد یافت. این موضوع در درجه اول منجر به افزایش احتمال خرابی، افزایش امید تقاضای بار تامین نشده و نهایتاً افزایش هزینه ریسک سیستم خواهد شد. در این صورت گزینه‌هایی نظیر تعمیر و نگهداری پیشگیرانه، انتقال بار و تجدید آرایش شبکه در برنامه‌ریزی کوتاه مدت و جایگزینی توجیه‌پذیر در یک سال به خصوص در برنامه‌ریزی بلند مدت می‌تواند از افزایش سطح ریسک سیستم و در نتیجه افزایش هزینه‌های ناشی از آن جلوگیری نماید.

References

مراجع

- [1] L. Wenyuan, "Risk assessment of power systems models, methods and applications", Wiley Press, New Jersey, USA. 2005.
- [2] L. Wu, M. Shahidehpour, T. Li, "Cost of reliability analysis based on stochastic unit commitment", IEEE Trans. on Power System, vol. 23, no. 3, pp. 1364 – 1374, Aug. 2008 (doi: 10.1109/TPWRS.2008.922231).
- [3] G. Qiu, C. Xia, H. Zhang, "Estimation of failure cost in life cycle cost of power equipment", Proceeding of the IEEE/APPEEC, pp. 1-4, Wuhan, China, March 2011 (doi: 10.1109/APPEEC.2011.5747691).

- [4] Z. Fu-min, M. Li, L. Nian, C. Jin-shan, "Assessment for distribution network planning schemes of urban electric power system", *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1067-1074, Mar. 2012 (doi: 10.1016/j.egypro.2011.1-2.1056).
- [5] W. Li, E. Vaahedi, Y. Mansour, "Determining number and timing of substation spare transformers using a probabilistic cost analysis approach", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 14, no. 3, pp. 934 – 939, July 1999 (doi: 10.1109/61.772337).
- [6] H. Golmakani, M. Pouresmaeli, "Optimal replacement threshold and inspection interval for condition-based maintenance with variable failure cost", *Proceeding of the IEEE/IEEM*, pp. 1944-1948, Hong Kong, China, Dec. 2012 (doi: 10.1109/IEEM.2012.6838085).
- [7] M. Bazrafshan, N. Gatsis, "Comprehensive modeling of three-phase distribution systems via the bus admittance matrix", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 2015-2029, March. 2018 (doi: 10.1109/TPWRS.2017.2728618).
- [8] X. Zhou, Z. Liu, Y. Guo, C. Zhao, J. Huang, L. Chen, "Gradient-based multi-area distribution system state estimation", *IEEE Trans. on Smart Grid*, Early Access 2020 (doi: 10.1109/TSG.2020.3003897).
- [9] E. Jalalabadi, A. Rahimi-Kian, "Real-time risk and cost management of a grid connected micro-grid", *Proceeding of the IEEE/CIREN*, pp. 10-13, Stockholm, Sweden, June 2013 (doi: 10.1049/cp.2013.0544).
- [10] M. Hormozi, B. Bahmani-Firoozi, T. Niknam, "Bi-level energy management optimization in multi-area smart grids", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 11, no. 42, pp. 29-40, Summer 2020 (in Persian).
- [11] H. S. Solari, B. Majidi, M. Moazzami, "Optimal estimation of Weibull distribution parameters in order to provide preventive-corrective maintenance program for power transformers", vol. 15, no. 4, pp. 536-544, Dec. 2019.
- [12] F. Campelo, L. Batista, R. Takahashi, H. Diniz, E. Carrano, "Multicriteria transformer asset management with maintenance and planning perspectives", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 10, no. 9, pp. 2087-2097, June 2016 (doi: 10.1049/iet-gtd.2015.1112).
- [13] M. Mahdavian, N. Behzadfar, "A review of wind energy conversion system and application of various induction generators", *Journal of Novel Researches on Electrical Power*, vol. 8, no. 4, pp. 55-66, Winter 2020 (in Persian).
- [14] J. Zhong, W. Li, C. Wang, J. Yu, R. Xu, "Determining optimal inspection intervals in maintenance considering equipment aging failures", *IEEE Trans. on Power System*, vol. 32, no. 2, pp. 1474 – 1482, March 2017, (doi: 10.1109/TPWRS.2016.2580508).
- [15] B. Yang, "Reliability of parallel connected power transformers with failure correlation and its preventive maintenance", *Proceeding of the IEEE/ICEMS*, Hangzhou, China, Oct. 2014 (doi: 10.1109/ICEMS.2014-7013623).
- [16] A. Sklar, "Function's de repartition a dimensions et leurs marges", *Publications de l'Institut de Statistique de L'Université de Paris*, vol. 8, pp. 229-231, 1959.
- [17] J. Aghaei, N. Amjadi, A. Baharvandi, M. Akbari, "Generation and transmission expansion planning: MILP-based probabilistic model", *IEEE Trans. on Power System*, vol. 29, no. 4, pp. 1592 – 1601, July 2014, (doi: 10.1109/TPWRS.2013.2296352).
- [18] B. Taheri, S. Hosseini, H. Askarian-Abyaneh, F. Razavi, "A new inrush current detection method based on current Lissajous figure", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 10, no. 40, pp. 43-54, Winter 2020 (in Persian).

زیر نویس ها:

¹ Risk

² Unit commitment

³ Loss of load expectation

⁴ Expected energy not supplied

⁵ Weibull distribution

⁶ Multi-Gaussian copula function

⁷ Probability of load curtailment

⁸ Expected demand not supplied

⁹ Expected failure cost

¹⁰ Cost of risk