JIPET

Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology
Vol. 13/ No. 52/ Winter 2023
P-ISSN: 2322-3871, E-ISSN: 2345-5594, http://jipet.iaun.ac.ir/

https://dorl.net/dor/20.1001.1.23223871.1401.13.52.1.6
Research Article

Optimal Maintenance Algorithm for Distribution Network in Presence of Incentive Regulation

Iman Khonakdar-Tarsi[1], *Ph.D. Student*, Mahmud Fotuhi-Firuzabad[2], *Professor*, Hosein Mohammadnezhad-Shurkaei[1], *Assistante Professor*, Mehdi Ehsan[2], *Professor*

[1] Faculty of Mechanics, Electrical Power and Computer- Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran
[2] Department of Electrical Engineering- Sharif University of Technology, Tehran, Iran
iman.khonakdar@iausari.ac.ir, fotuhi@sharif.edu, h-mohamadnejad@srbiau.ac.ir, ehsan@sharif.edu

Abstract
Due to the complexity of distribution networks, preventive maintenance is very important. Incentive regulation is also one of the factors influencing the performance of distribution companies, which in turn complicates maintenance planning. This paper addresses the issue of preventive maintenance planning to enhance reliability in the presence of reward and penalty as a motivational factor. Therefore, the profit function of the distribution company, which includes the cost of repairs and reward-penalty, is optimized. In the proposed incentive model for measuring the performance, reliability indices are compared by feeders, and in contrast, the repair program is obtained for each feeder separately. Due to the different causes of feeder failure such as their structural properties and weather conditions, increasing the accuracy of performance comparison from companies to feeders, in addition to penalties and rewards assigning leads to maximise the impact of maintenance at the level of their reliability and is accompanied by cost savings. For this purpose, the information of a real network including 194 feeders is considered as primary data. After categorizing the feeders and calculating penalties and rewards, the profit from the provision of services are optimized by BPSO method. As a result, the preventive maintenance program is obtained separately for feeders for three general categories of frequent failures, which includes substation failure, line failure and tree branch collision in a period of 5 years. The optimization results show that the proposed method, while maximizing the profits of distribution companies, also improves their performance in terms of reliability.

Keywords: incentive regulation, preventive maintenance, reliability, reward and penalty

Received: 7 September 2021
Revised: 9 October 2021
Accepted: 25 October 2021

Corresponding Author: Dr. Mahmud Fotuhi-Firuzabad

Citation: I. Khonakdar-Tarsi, M. Fotuhi-Firuzabad, H. Mohammadnezhad-Shurkaei, M. Ehsan, "Optimal maintenance algorithm for distribution network in presence of incentive regulation", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 13, no. 52, pp. 1-18, March 2023 (in Persian).

https://dorl.net/dor/20.1001.1.23223871.1401.13.52.1.6
مقاله پژوهشی

الگوی بهینه تعمیرات و نگهداری شبکه توزیع در حضور مقررات انگیزشی

ایمان خنکدار طارسی[۱]،دانشجوی دکتری، محمود فتوحی فیروزآباد[۲]، استاد، حسین محمدنژاد شورکایی[۱]، استادیار، مهدی احسان[۲]، استاد

۱- دانشکده مکانیک، برق و کامپیوتر- واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
۲- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران
iman.khonakdar@iausari.ac.ir, fotuhi@sharif.edu, h-mohamadnejad@srbiau.ac.ir, ehsan@sharif.edu

چکیده: به دلیل پیچیدگی شبکه‌های توزیع چگونگی انجام تعمیرات پیش‌گیرانه بسیار ضروری است. همچنین یکی از عوامل موثر بر بهبود عملکرد شرکت‌های توزیع وضع مقررات انگیزشی است که خود سبب پیچیده‌تر شدن برنامه‌ریزی تعمیرات می‌گردد. در این مقاله مسئله برنامه‌ریزی تعمیرات پیش‌گیرانه به‌منظور ارتقای قابلیت اطمینان در حضور عامل انگیزشی جریمه و پاداش هدف قرار داده شده است. از این‌رو تابع سود شرکت توزیع که شامل هزینه تعمیرات و جریمه و پاداش است، بهینه‌سازی می‌گردد. در مدل انگیزشی ارائه شده برای سنجش عملکرد شرکت‌های توزیع، شاخص‌های قابلیت اطمینان به تفکیک فیدرها مقایسه می‌گردند و در مقابل، برنامه تعمیرات نیز برای هر فیدر به‌صورت مستقل به‌دست می‌آید. با توجه به تفاوت علل خرابی در فیدرها ناشی از ویژگی‌های ساختاری آن‌ها و شرایط آب و هوایی، کوچک شدن مقیاس مقایسه عملکرد از شرکت‌ها به فیدرها، علاوه بر افزایش دقت اختصاص جریمه و پاداش سبب بیشینه‌شدن تاثیر تعمیرات و نگهداری بر سطح قابلیت اطمینان آن‌ها توام با بهینگی هزینه‌ها می‌گردد. به این منظور برای اطلاعات یک شبکه واقعی شامل ۱۹۴ فیدر پس از دسته‌بندی فیدرها و اعمال جریمه و پاداش، بهینه‌سازی سود حاصل از ارائه خدمات به روش بهینه‌سازی ازدحام ذرات باینری (BPSO) انجام شده است. درنتیجه برنامه‌ریزی تعمیرات پیش‌گیرانه به تفکیک فیدرها برای سه دسته کلی خرابی پرتکرار یعنی خرابی پست، خرابی خطوط و برخورد شاخه درختان در یک دوره پنج ساله انجام شده است. نتایج بهینه‌سازی نشان می‌دهد که روش ارائه شده همزمان با بیشینه نمودن سود شرکت‌های توزیع، عملکرد آن‌ها از نظر قابلیت اطمینان را نیز ارتقا می‌دهد.

کلمات کلیدی: تعمیرات پیش‌گیرانه، جریمه و پاداش، قابلیت اطمینان، مقررات انگیزشی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۶/۱۶
تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۰/۷/۱۷
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۸/۳

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر محمود فتوحی فیروزآباد
نشانی نویسنده‌ی مسئول: تهران - دانشگاه صنعتی شریف- دانشکده مهندسی برق- گروه قدرت

۱- مقدمه

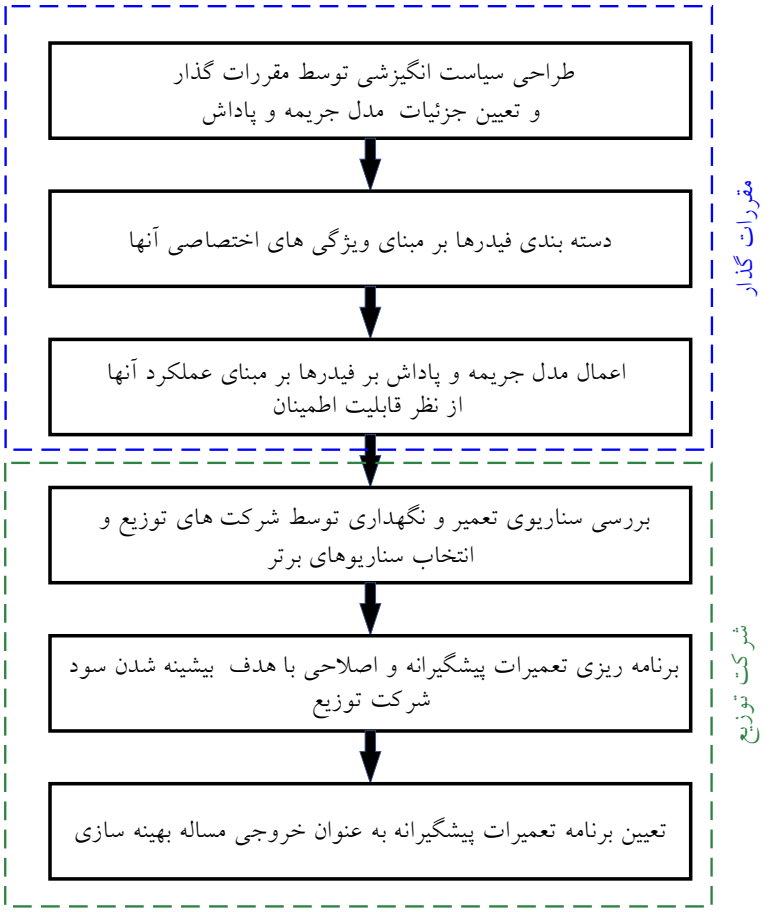
توسعه روز افزون سیستم‌های قدرت در سراسر جهان سبب پیچیده شدن بیش از حد این سیستم‌ها شده است. از میان سطح‌های تولید، انتقال و توزیع در سیستم‌های قدرت، شبکه‌های توزیع از سویی به دلیل درهم تنیدگی فراوان و از سوی دیگر به دلیل عدم اجرا و بهره‌برداری بر اساس اصول مهندسی بیش از سایر قسمت‌های شبکه در معرض وقوع اغتشاشات منجر به قطعی برق قرار دارند. از آنجا که اکثر مصرف‌کنندگان برق مستقیماً به شبکه توزیع متصل هستند و همچنین به دلیل ماهیت تقریباً شعاعی شبکه‌های توزیع، تاثیر قطعی در شبکه توزیع بسیار بیشتر از قطعی در انتقال و تولید توسط مصرف‌کنندگان احساس می‌شود. البته کاربرد روز افزون انواع تجهیزات الکتریکی در دوره کنونی و وابستگی بسیار زیاد مردم به این تجهیزات در شئون مختلف زندگی سبب شده است تا اهمیت تداوم برق رسانی برای مصرف‌کنندگان افزایش یابد. درنتیجه نگاه مصرف-کنندگان به شبکه برق بسیار حساس شده است و شاید بتوان گفت حتی تحمل قطعی برق با اطلاع قبلی برای مصرف‌کنندگان بسیار دشوار می‌نماید؛ چه رسد به قطعی ناگهانی، بدون اطلاع قبلی و با مدت زمان غیر قابل پیش‌بینی آن. لذا تمایل به افزایش آنچه که قابلیت اطمینان[1] نامیده می‌شود، در شبکه های توزیع برق بسیار ضروری و اجتناب ناپذیر می‌نماید.

از نگاه مصرف‌کنندگان و مشتریان شرکت‌های توزیع، بهبود قابلیت اطمینان به معنای کاهش هر چه بیشتر تعداد و مدت زمان قطعی‌های پیش‌بینی نشده است. برای کاهش اثرات قطعی برق در شبکه توزیع که عموماً به دلیل خرابی تجهیزات شبکه توزیع ایجاد می‌شود، لازم است تمهیداتی در نظر گرفته شود. آمارها نشان می‌دهند که بیش از ۹۰ درصد قطعی‌ها در سیستم قدرت، مربوط به بروز اغتشاشات در شبکه‌های توزیع هستند[۱]. لذا به‌منظور افزایش قابلیت اطمینان در شبکه‌های توزیع، وضع قوانین جدید الزام‌آور در مدیریت این شبکه‌ها ضروری است. قوانین جدید باید به‌گونه‌ای باشند تا انگیزه کافی برای بهبود وضعیت فنی شبکه‌ها و کاهش هرچه بیشتر خاموشی‌ها را درپی داشته باشد. لذا آنچه که به مقررات‌گذاری انگیزشی[2] معروف است راه‌کار مناسبی برای اجبار شرکت‌های توزیع به بهبود شرایط شبکه‌های تحت مدیریت‌شان است. تنظیم‌کننده موظف است تا با حفظ تعادل بین مسئله اقتصادی و فنی شبکه‌های توزیع، راه‌کار مناسبی برای بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان در این شبکه‌ها پیدا نموده و اجرا نماید. بررسی سوابق موجود از سایر صنایع و بازارهای مشابه نشان می‌دهد که وضع جریمه و پاداش[3] متناسب با تلاش‌هایی که از سوی شرکت‌های توزیع برای بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه تحت مدیریت‌شان انجام می‌دهند، راه‌کار مناسبی است [۲]. مدل جریمه و پاداش را می‌توان به همراه سایر روش‌هایی که سبب ایجاد انگیزه در شرکت‌های توزیع برای افزایش سطح قابلیت اطمینان می‌شوند را در یک قاب بزرگ‌تر به نام تنظیم‌گری (مقررات‌گذاری) انگیزشی بررسی نمود. بکارگیری سیاست‌های انگیزشی از سوی تنظیم‌کننده دو وجه کاملا متمایز خواهد داشت: کاهش درآمد شرکت‌های توزیع با قابلیت اطمینان پایین و در مقابل افزایش درآمد شرکت‌های توزیع با قابلیت اطمینان بالا [۳]. سوال اصلی اینجاست که شرکت‌های توزیع چگونه بین هزینه‌های انجام شده برای بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان و پاداش دریافتی ناشی از آن بهبود تعادل ایجاد نمایند؟ به‌نظر می‌رسد مسئله اختصاص جریمه و پاداش دو فرآیند اساسی دارد. گام اول طراحی مدل انگیزشی از سوی تنظیم‌کننده است. در گام بعدی شرکت‌های توزیع سناریوهای مناسبی برای بهبود قابلیت اطمینان در سطح شبکه تحت مدیریت‌شان پیش‌بینی نمایند. در این مقاله فرض شده است که مدل جریمه-پاداش توسط تنظیم‌کننده طراحی شده و به شرکت‌های توزیع برای اجرا ابلاغ گردیده است. پس از ورود تنظیم‌کننده با اعمال سیاست‌هایی در مدیریت شبکه‌های توزیع به منظور ارتقای سطح قابلیت اطمینان، شرکت‌های توزیع با هدف حداکثر سازی سود خود عملیات تعمیرات و نگه‌داری را برنامه‌ریزی و اجرا خواهند نمود. به عبارت دیگر این شرکت‌ها هستند که به‌منظور حفظ و ارتقای موقعیت اقتصادی خود در کنار تامین سطح قابلیت اطمینان مورد انتظار، باید برنامه‌ریزی دقیقی برای تعمیرات و نگهداری شبکه داشته باشند. فلوچارت نشان داده شده در شکل (۱) روند اجرای روش پیشنهادی را به‌صورت خلاصه نشان می‌دهد. لازم به تاکید است که مقاله حاضر بر قسمت دوم فلوچارت یعنی چگونگی عملکرد بهینه شرکت توزیع در برنامه‌ریزی تعمیرات پیش‌گیرانه در شرایط اعمال مقررات انگیزشی از سوی مقررات‌گذار متمرکز است.

در این مقاله تلاش شده است تا مدل دقیقی برای برنامه تعمیرات شبکه توزیع ارائه گردد. از این‌رو برای اولین بار دسته‌بندی فیدرهای توزیع- به عنوان کوچک‌ترین جزء فراگیر شبکه توزیع- در نظر گرفته شده و مدل جریمه و پاداش با الگوی یکسان

برای همه دسته‌های شامل فیدرهای توزیع اجرا شده است. شیوه محاسبه این پارامترها که به‌صورت اختصاصی برای هر دسته اجرا گردیده است از نواوری‌های این مقاله است. تغییر نرخ خرابی اجزای فیدرها به‌صورت ثابت سالیانه فرض می‌شود و انجام عملیات تعمیرات در هر سال سبب پیش‌گیری از این افزایش سالیانه می‌گردد. به عبارتی فیدرهایی که در یک سال مشمول تعمیرات پیشگیرانه می‌شوند نرخ خرابی‌شان برای سال بعد افزایش نمی‌یابد و در مقابل برای سایر فیدرها نرخ خرابی افزایش خواهد یافت. در واقع هزینه تعمیرات پیش‌گیرانه و تعمیرات اصلاحی دو روی یک سکه هستند و جریمه و پاداش ناشی از افت یا بهبود قابلیت اطمینان نیز به این دو اضافه می‌گردد. ناظر به موضوع دسته‌بندی فیدرهای توزیع بر مبنای عملکرد آنها از منظر قابلیت اطمینان، پاسخ شرکت‌های توزیع به مدل جریمه و پاداش یعنی برنامه‌ریزی به‌منظور انجام تعمیرات پیش‌گیرانه همراه با تعمیرات اصلاحی، در قالب برنامه‌ریزی بلند مدت ۵ ساله با در نظر گرفتن سود شرکت‌های توزیع به‌عنوان تابع هدف فرموله شده است. در نهایت بهینه‌سازی تابع هدف شامل هر سه پارامتر ذکر شده سبب برقراری تعادل و رسیدن به سود حداکثری برای شرکت توزیع می‌گردد.

در ادامه این مقاله ابتدا مروری کوتاه بر مدل انگیزشی و دسته‌بندی فیدرها به‌منظور اعمال جریمه و پاداش خواهیم داشت. سپس روابط مربوط به سود شرکت‌ها شامل درآمد، هزینه تعمیرات و نگهداری و جریمه و پاداش را به تفکیک فیدرها برای خطاهای پرتکرار در شبکه توزیع ارائه خواهند شد. نکته مهم اینکه این روابط منطبق بر تئوری ارائه شده یعنی سیاست‌های انگیزشی مقررات‌گذار و برنامه‌ریزی تعمیرات و نگهداری شرکت‌های توزیع، برای اولین بار به تفکیک فیدرها ارائه شده است. در پایان مدل پیشنهادی بر روی یک شبکه واقعی پیاده‌سازی شده و نتایج حاصل بررسی و تحلیل شده‌اند.



شکل (۱): فلوچارت روند پیاده‌سازی روش پیشنهادی

Figure (1): Flowchart of suggested method implementation

۲- مدل انگیزشی بر مبنای جریمه و پاداش

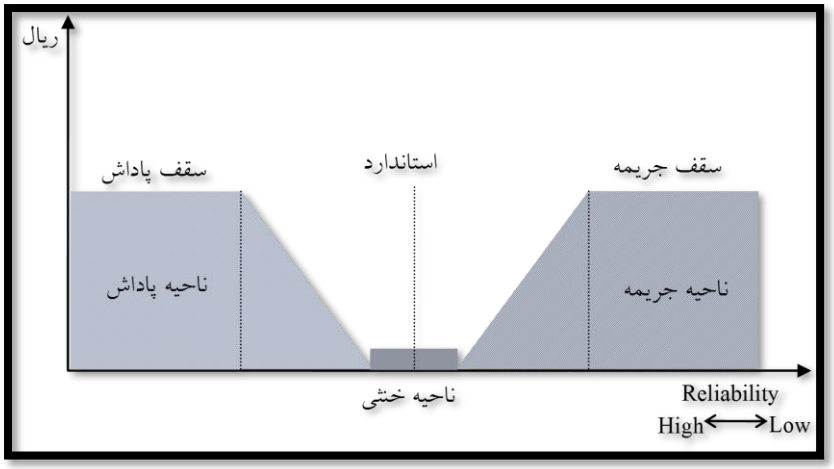
با جمع‌بندی نتایج حاصل از پژوهش‌های صورت‌گرفته می‌توان گفت بهترین راه‌کار برای بهبود همزمان کیفیت خدمات‌رسانی در شبکه‌های توزیع و قابلیت اطمینان در این شبکه‌ها اجرای مدل انگیزشی با اعمال جریمه و پاداش از سوی مقررات‌گذار در محاسبه حق‌الزحمه شرکت‌های توزیع برای انجام امور محوله است [۴]. در شکل (۱) نحوه محاسبه جریمه و پاداش بر مبنای میزان قابلیت اطمینان برق تحویلی به مشتری از سوی شرکت توزیع، نشان داده شده است. مطابق این شکل آن دسته از شرکت‌هایی که برق را با سطح قابلیت اطمینان پایین‌تری ارائه می‌کنند مجبور به پرداخت جریمه و در مقابل شرکت‌های با قابلیت اطمینان بالا مستحق دریافت پاداش هستند. شرکت‌هایی که سطح قابلیت اطمینان آنها در محدوده ناحیه خنثی یعنی حول وضعیت استاندارد هستند نه جریمه می‌شوند و نه پاداشی دریافت می‌کنند. به این ترتیب تمایل ذاتی هر شرکت برای درآمد بیشتر به عنوان عامل انگیزشی برای بهبود سطح قابلیت اطمینان عمل می‌کند. به‌منظور شفاف‌سازی بیشتر در نحوه دسته‌بندی لازم است بهره‌بردار مستقل سیستم توزیع، شاخص‌های اصلی و نحوه دسته‌بندی شرکت‌ها را اعلام نماید. بدیهی است پس از اعمال دسته‌بندی میزان جریمه و پاداش برای اعضای هر دسته به راحتی قابل محاسبه است.

مرجع‌های [۵] و [۶] چگونگی مدل‌سازی جریمه و پاداش به‌منظور بهبود قابلیت اطمینان در شبکه‌های توزیع را بیان نموده‌اند. در واقع در این مقاله‌ها از جانب تنظیم‌کننده به مسئله نگریسته شده و تلاش شده است تا نحوه پیاده‌سازی مدل مذکور با تمام جزییات و روابط مورد نیاز برای محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان ارائه گردد. در صورتی که دسته‌بندی روی شرکت‌های توزیع اعمال گردد، برای همه اعضای یک دسته الگوی جریمه و پاداش یکسانی در نظر گرفته می‌شود. لذا نحوه دسته‌بندی در مدل جریمه و پاداش در درآمد نهایی شرکت‌های توزیع بسیار موثر بوده و از نظر این شرکت‌ها می‌تواند محل بحث جدی باشد [۷]. این در حالی است که اهمیت بارهای فیدرهای مختلف (عمومی، خانگی، تجاری و صنعتی) از نظر قابلیت اطمینان مورد نیازشان بسیار متفاوت است. همچنین تفاوت شرایط آب و هوایی در سطح شبکه تحت مدیریت شرکت‌های توزیع که خارج از حوزه اختیارات آنها است، تاثیر قابل توجهی بر قطعی‌ها و در نتیجه بر قابلیت اطمینان برق دریافتی توسط مشترکین دارد [۸،۹]. دو عامل مذکور سبب ناکارآمدی روش دسته‌بندی شرکت‌های توزیع در اعمال جریمه و پاداش شده است. چرا که در این صورت مقایسه شرکت‌ها با هم سبب دیده نشدن نقاط ضعف و قوت در گستره پراکندگی شبکه توزیع تحت مالکیت و مدیریت شرکت‌ها می‌گردد. لذا در مرجع [۱۰] با کوچک‌تر نمودن مقیاس دسته‌بندی نسبت به تحقیقات پیشین، برای اعمال مدل جریمه و پاداش دسته‌بندی بر روی فیدرهای هر شرکت‌توزیع در نظر گرفته شده است. در این صورت به دلیل بالا بودن دقت در مکانیزم دسته‌بندی، اعتراض شرکت‌های توزیع به کمترین حد ممکن خواهد رسید چرا که هر فیدر متعلق به هر شرکت توزیع جریمه و پاداش مشخص متناسب با قابلیت‌ها و عملکرد مربوط به خود خواهد داشت.

اگرچه ساختار کلی جریمه و پاداش مطابق شکل (۲) برای همه گروه‌ها به‌صورت مشابه اعمال می‌گردد، اما پارامترهای موثر بر محاسبه دقیق مقادیر جریمه و پاداش برای هر گروه از فیدرها با توجه به مقادیر شاخص فیدرهای همان گروه طراحی می‌شود. مهم‌ترین پارامترهایی که باید در روش پیشنهادی بر مبنای ویژگی‌های خاص فیدرها در هر دسته طراحی شوند عبارتند از مقدار استاندارد هر دسته، عرض ناحیه خنثی و سقف جریمه و پاداش است. سایر پارامترها از جمله نرخ انگیزش (IR) به‌صورت عمومی و بر مبنای اطلاعات اقتصادی شبکه برق کشور به شیوه‌ای که در ادامه می‌آید محاسبه می‌گردند. نرخ انگیزش مقدار جریمه یا پاداش به‌ازای یک واحد تغییر در قابلیت اطمینان تعریف شده است. در جایی که از شاخص انرژی تامین نشده (ENS) برای مقایسه و بررسی قابلیت اطمینان استفاده شود این مقدار عبارت است از هزینه خاموشی به‌ازای یک واحد انرژی تامین نشده [۷]. به عبارت دیگر اگر هیچ انرژی برقی در کل سال تولید نشود، امکان هیچ تولیدی در کشور نخواهد بود و درنتیجه پارامتر تولید ناخالص داخلی صفر محاسبه می‌گردد.

از این‌رو فایده حاصل از انرژی الکتریکی تولیدی سالیانه را می‌توان مساوی با کل ارزش تولید ناخالص ملی (GDP) درنظر گرفت در جایی که کل انرژی سالیانه تولیدی شبکه در نظر گرفته شود. لذا رابطه زیر برای محاسبه نرخ انگیزش به‌کار می‌رود:

$$IR = \frac{\text{GDP(Rials)}}{\text{Annual electrical energy Production (MWh)}} \qquad (۱)$$



شکل (۲): ساختار عمومی طرح جریمه و پاداش
Figure (2): The general structure of the penalty and reward mechanism

ناحیه خنثی به‌صورت یک بازه متقارن در دو طرف مقدار استاندار برای هر دسته تعریف می‌گردد که بسته به سیاست مقررات‌گذار می‌تواند ضریبی از انحراف استاندارد مقادیر شاخص قابلیت اطمینان فیدرهای موجود در همان دسته باشد. سقف جریمه و پاداش که محدودکننده حداکثر میزان جریمه و پاداش برای عملکرد فیدرها است، به‌عنوان ضریبی از میانگین درآمد سالیانه فیدرها در هر دسته محاسبه می‌گردد. این ضریب ارتباط مستقیم با مسئله تاب‌آوری شرکت‌های توزیع خواهد داشت و به زبان ساده می‌توان گفت در سال‌های ابتدایی اعمال مدل انگیزشی بر عملکرد شرکت‌های توزیع برای به حداقل رساندن ریسک ناشی از اعمال این روش باید مقدار حداقلی درنظر گرفته شود. مقدار استاندارد، سطحی از قابلیت اطمینان است که شرکت‌های توزیع در صورت دست‌یابی به آن نه مشمول جریمه می‌شوند و نه مشمول پاداش [۱۱]. در هر گروه مقدار استاندارد با توجه به متوسط عملکرد کلیه اعضای گروه استخراج می‌شود. به این معنی که متوسط جبری شاخص مورد ارزیابی به عنوان معیار لحاظ می‌شود.

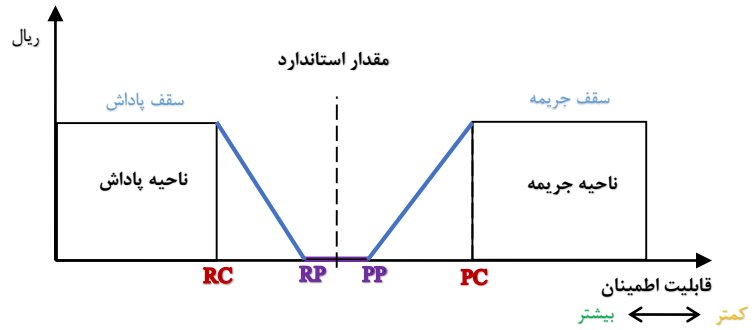
$$STD_C = \frac{\sum_{i=1}^{n_c} RI_i}{n_c} \quad (۲)$$

با این روش مقررات‌گذار می‌تواند مطمئن شود که شاخص‌ها در هر دسته به سمت مقدار متوسط میل خواهند کرد. این روش زمانی مناسب است که وضعیت فعلی شاخص در دسته مورد مطالعه در حد مطلوب قرار داشته باشد. در غیر این صورت مقررات-گذار می‌تواند با انتخاب مقداری بالاتر از متوسط هر دسته، سیاست ارتقای عملکرد شرکت‌ها را با سخت‌گیری بیشتری پیاده نماید. روش‌های دیگری برای انتخاب مقدار استاندارد وجود دارند از جمله اینکه مقدار استاندارد مبتنی بر متوسط وزنی شاخص قابلیت اطمینان مورد نظر به‌کارگیری شود در حالی که وزن‌دهی مقادیر شاخص‌ها بر اساس تعداد مشترکین هر فیدر صورت گیرد. چنانچه مقدار فعلی شاخص‌های مورد ارزیابی از نظر مقررات‌گذار مطلوب نباشد می‌تواند فیدر با بهترین عملکرد یا متوسط عملکرد چارک بالایی فیدرهای مطلوب را نیز می‌توان به‌عنوان مقدار استاندارد لحاظ نمود. برای همه فیدرهای توزیع مورد مطالعه، پس از تعیین تعداد دسته‌ها و انجام دسته‌بندی فیدرها و محاسبه همه پارامترها برای دسته‌های از پیش تعیین شده، از روابط زیر می‌توان مقادیر جریمه و پاداش را محاسبه نمود:

$$Reward = \begin{cases} Rew.Cap & \text{if } CENS<RC \\ -IR(CENS-RP) & \text{if } RC<CENS<RP \\ 0 & \text{if } CENS>RP \end{cases} \quad (۳)$$

$$Penalty = \begin{cases} 0 & \text{if } CENS<PP \\ IR(CENS-PP) & \text{if } PP<CENS<PC \\ Pen.Cap & \text{if } CENS>PC \end{cases} \quad (۴)$$

با توجه به شکل (۳) مقادیر RP و PP به‌صورت متقارن در دو طرف مقدار استاندارد قرار می‌گیرند. فاصله این دو نقطه از مقدار استاندارد که شعاع ناحیه خنثی نامیده می‌شود مطابق توضیحات ارایه شده در بالا، به سیاست اعمالی مقررات‌گذار بستگی دارد و معمولا ضریبی از انحراف استاندارد شاخص قابلیت اطمینان هر دسته در نظر گرفته می‌شود. همچنین نقاط RC و PC از تلاقی خطی که به ترتیب از دو نقطه RP و PP می‌گذرند و شیبی برابر با نرخ انگیزش (IR) دارند با خطوط افقی معادل با مقدار سقف جریمه و پاداش در هر دسته، به‌دست می‌آیند. پس از محاسبه مقادیر جریمه و پاداش برای هر فیدر به‌صورت جداگانه، با در نظر گرفتن تعلق هر فیدر به شرکت توزیع مربوطه به راحتی می‌توان با تجمیع جریمه و پاداش فیدرهای هر شرکت مقدار کل جریمه و پاداش مربوط به آن شرکت را محاسبه نمود.



شکل (۳): پارامترهای مدل جریمه و پاداش بر مبنای عملکرد

Figure (3): The parameters of penalty and reward model based on performance

۳- تعیین الگوی بهینه تعمیرات و نگهداری

۳-۱- عوامل ایجاد خاموشی در شبکه توزیع

عوامل خرابی تجهیزات شبکه توزیع در دو دسته کلی خرابی ناشی از اتفاقات تصادفی مانند برخورد درختان و پرندگان با خطوط و دسته خرابی ایجاد شده از تنش‌های حرارتی و مکانیکی ناشی از پیری تجهیزات دسته‌بندی می‌شوند. در دسته اول برای عوامل تصادفی مربوط به برخورد پرندگان و یا اتصالی لحظه‌ای ناشی از وزش باد و باران که معمولا منجر به اتفاقات گذرا در شبکه می‌گردد، نرخ خرابی به‌صورت سالیانه ثابت در نظر گرفته می‌شود. همچنین برای این نوع از خرابی‌ها انجام تعمیرات تاثیری در بهبود شرایط ندارد. اما در مورد عامل دوم یعنی برخورد شاخه و برگ درختان به خطوط، به دلیل رشد سالانه درختان مجاور خطوط، هم نرخ خرابی به‌صورت سالیانه تغییر می‌کند و هم اجرای عملیات شاخه‌زنی موجب کاهش نرخ خرابی می‌گردد [۱۲]. بررسی‌های صورت گرفته در خصوص دسته دوم عوامل خرابی نشان می‌دهد که بیشترین خرابی‌ها در خطوط و تجهیزات پست هوایی فیدرهای توزیع اتفاق می‌افتد. مهم‌ترین عوامل خرابی‌های خطوط عبارتند از پارگی سیم، سوراخ شدگی و شکستن مقره‌ها و قطع شدن خط ناشی از جدا شدن جمپر [۱۳]. همچنین در پست‌های هوایی، خرابی فیوز کات اوت و سوختن المان آن، ترکیدگی و شکستن پایه فیوز کات اوت و اتصالی برقگیر از مهمترین عوامل خرابی هستند. بررسی‌های آماری حاصل از ثبت خرابی‌های منجر به قطعی برق که در گزارش‌های سالانه شرکت توزیع برق منتشر شده است، نشان می‌دهد حدود ۴۵ درصد از خرابی‌ها با علل گذرا هستند که بلافاصله با عملکرد ریکلوزر مرتفع شده و یا پس از گذشت ۵ دقیقه با وصل مجدد برق فیدر مربوطه توسط اپراتور رفع می‌گردند [۱۴]. از نظر تعدد خرابی‌های روی داده، خرابی تجهیزات پست با حدود ۳۰ درصد از کل خرابی‌ها در رتبه دوم هستند. در مقام بعدی عوامل مربوط به تجهیزات خطوط انتقال هستند که حدود ۱۵ درصد خرابی ها را شامل می‌شوند. برخورد شاخه درختان با نسبت آماری حدود ۷ درصد در رتبه آخر این دسته‌بندی قرار می‌گیرند. ۳ درصد باقیمانده نیز عموما بدون دلیل مشخص ثبت شده در جمع‌آوری داده‌ها قرار می‌گیرند که از آنها با عنوان سایر علت‌ها یاد می‌گردد [۱۵]. خطاهای گذرا ناشی از برخورد پرندگان و وزش باد دو ویژگی مهم دارند. اول اینکه تاثیر انجام عملیات تعمیرات و نگهداری روی وقوع آنها چشم‌گیر نبوده و دوم اینکه مدت زمان خاموشی ناشی از آن بسیار کمتر از سایر انواع خطاها است. در نتیجه وزن این نوع از خطاها در شاخص‌های مرتبط با مدت زمان قطعی، بسیار پایین است. از آنجا که در این مقاله از شاخص انرژی تامین

نشده برای مقایسه قابلیت اطمینان استفاده می‌گردد، از میان دسته‌بندی مطرح شده این نوع خطا را خارج نموده و در واقع سه دسته دیگر یعنی خرابی تجهیزات پست، خرابی تجهیزات خطوط انتقال و خرابی ناشی از برخورد شاخه درختان در مطالعات در نظر گرفته شده‌اند [۱۶].

۳-۲- مدل‌سازی هزینه‌های تعمیرات و نگهداری

هزینه‌های مربوط به خرابی تجهیزات فیدرهای توزیع را می‌توان در دو دسته کلی هزینه خاموشی و هزینه قطعات و پرسنل دسته‌بندی نمود. از نگاه دیگر از آنجا که تعمیرات هم به‌منظور پیش‌گیری از خرابی در شرایطی که سیستم دچار قطعی اجباری نیست انجام می‌گردد و هم در زمان قطعی اجباری ناشی از وقوع خرابی اجزای سیستم، لذا در مجموع هم هزینه خاموشی و هم هزینه قطعات و پرسنل به دو دسته تعمیرات پیشگیرانه[۴] و تعمیرات اصلاحی[۵] تقسیم‌بندی می‌گردند [۱۷،۱۸].

۳-۲-۱- هزینه خاموشی

هزینه خاموشی خود از دو قسمت مستقل تشکیل می‌گردد، هزینه جریمه خاموشی و هزینه ناشی از انرژی فروخته نشده. هر دو این مقادیر ارتباط مستقیمی با توان قطع شده و مدت زمان قطعی دارند و از حاصل‌ضرب این دو پارامتر در مقدار واحد جریمه خاموشی (ریال بر کیلووات ساعت) و مقدار واحد قیمت برق (ریال بر کیلووات ساعت) محاسبه می‌گردند. در واقع بخش اول را شرکت توزیع بابت نقصان در تعهد تامین انرژی برق پایدار، به‌صورت مستقیم به مصرف‌کنندگان می‌پردازد که به نوعی در هزینه کل به‌حساب می‌آید. بخش دوم نیز همان کاهش درآمد شرکت توزیع ناشی از نفروختن برق به مشترکین به‌دلیل وقوع خاموشی‌ها است که در اینجا به‌عنوان هزینه برای شرکت توزیع در نظر گرفته می‌شود [۱۹]. در ایران هنوز قانون مدونی که شرکت‌های توزیع را الزام به پرداخت خسارت به مشتریان بابت قطعی برق نماید وجود ندارد و یا اگر وجود دارد اجرا نمی‌گردد. لذا در مطالعه‌های صورت گرفته و محاسبه‌های هزینه خاموشی‌ها در شبکه نمونه تحت مطالعه، که بخشی از یک سیستم واقعی است از هزینه صرفنظر شده است. بدیهی است افزودن این قسمت تغییر بنیادینی در روند اجرای روش ارائه شده نداشته و به راحتی با اصلاح رابطه هزینه قابل اجرا است.

$$UC_{corr} = \sum_{j=1}^{NY}\sum_{i=1}^{NF}\sum_{K=1}^{NM}\lambda_{ij}^{k}\times r_{c}^{k}\times AP_{i}\times Price_{i} \qquad (۵)$$

$$UC_{prev} = \sum_{j=1}^{NY}\sum_{i=1}^{NF}\sum_{K=1}^{NM}l_{ij}^{k}\times r_{p}^{k}\times l_{i}\times AP_{i}\times Price_{i} \qquad (۶)$$

برای محاسبه هرچه دقیق‌تر هزینه خاموشی نیاز به قیمت برق به تفکیک نوع بار فیدرها است. از آنجا که ممکن است برخی از فیدرها بارهای ترکیبی داشته باشند، لذا قیمت متوسط برق را می‌توان از رابطه زیر با توجه به نسبت درصد انواع بارها و قیمت متوسط برق برای هر نوع بار، به‌دست آورد:

$$Price_{i} = \sum_{g=1}^{NG} L_{ig}\%\times Price_{g} \qquad (۷)$$

بر اساس تعرفه‌های برق ابلاغی وزارت نیرو بر اساس دسته‌بندی انواع بار، می‌توان قیمت متوسط برق یک فیدر را در حالی که درصد نسبت بارهای صنعتی، تجاری، خانگی، کشاورزی و عمومی در آن فیدر مشخص است، به‌دست آورد. بدیهی است قیمت حاصل را می‌توان در توان متوسط فیدر و زمان خاموشی ناشی از خرابی یا تعمیرات پیشگیرانه به‌عنوان درآمد از دست رفته ناشی از خاموشی‌ها محاسبه نمود.

۳-۲-۲- هزینه قطعات و پرسنل

به‌منظور تکمیل رابطه هزینه تعمیرات و نگهداری لازم است جزییات هزینه قطعات به‌کار رفته در تعمیرات و همچنین هزینه مربوط به نیروی انسانی به‌کار رفته در اجرای تعمیرات بررسی و فرموله گردند. همان‌گونه که در بخش ۳-۱ بیان شده است سه دسته خرابی در این مطالعه در نظر گرفته شده‌اند. برای دو دسته از خرابی‌ها یعنی خرابی تجهیزات پست و خطوط انتقال، واحد

هزینه قطعات متناسب با شبکه مورد مطالعه در نظر گرفته می‌شود. در این حالت هزینه سالانه قطعات برای تعمیرات اصلاحی، از حاصل‌ضرب تعداد خرابی‌ها در سال در واحد هزینه قطعات به‌دست می‌آید. همچنین هزینه قطعات در تعمیرات پیش‌گیرانه نیز از حاصل‌ضرب تعداد برنامه‌های پیش‌بینی شده (انجام شده) برای انجام این نوع از تعمیرات، در واحد هزینه قطعات مورد نظر به‌دست می‌آید.

$$CC_{prev} = \sum_{j=1}^{NY}\sum_{i=1}^{NF}\sum_{K=1}^{NM} I_{ij}^{k} \times C_{C}^{k} \quad (۸)$$

$$CC_{Corr} = \sum_{j=1}^{NY}\sum_{i=1}^{NF}\sum_{K=1}^{NM} \lambda_{ij}^{k} \times C_{C}^{k} \quad (۹)$$

$$PC_{prev} = \sum_{j=1}^{NY}\sum_{i=1}^{NF}\sum_{K=1}^{NM} I_{ij}^{k} \times C_{p}^{k} \quad (۱۰)$$

$$PC_{Corr} = \sum_{j=1}^{NY}\sum_{i=1}^{NF}\sum_{K=1}^{NM} \lambda_{ij}^{k} \times C_{p}^{k} \quad (۱۱)$$

برای محاسبه هزینه عملیات تعمیرات و نگهداری شاخه‌زنی که برای اصلاح خطا و یا پیش‌گیری از برخورد شاخه درختان صورت می‌گیرد، با مشخص نمودن هزینه یک ساعت عملیات شامل پرسنل و تجهیزات به‌کار رفته (جرثقیل و اره و ...) می‌توان مقدار کل هزینه را به تفکیک فیدرها متناسب با طول فیدر محاسبه نموده و در رابطه‌های نهایی هزینه به‌کار برد. به‌عبارتی این قسمت از هزینه بستگی مستقیم به طول فیدر دارد. درنهایت تابع هزینه نهایی از تجمیع مولفه‌های هزینه که در رابطه‌های بالا تشریح شده‌اند قابل محاسبه خواهد بود.

$$C = UC_{corr} + UC_{prev} + CC_{corr} + CC_{prev} + PC_{corr} + PC_{prev} \quad (۱۲)$$

در این رابطه همه مولفه‌های هزینه ناشی از تعمیرات و نگهداری پیشگیرانه و اصلاحی تجمیع شده و لذا کل هزینه یک شرکت توزیع برای انجام تعمیرات به این‌صورت قابل محاسبه خواهد بود.

۳-۳- مدل‌سازی سود یک شرکت توزیع

همان‌گونه که در قسمت قبل بیان شد همه هزینه‌هایی که در اثر قطعی و انجام عملیات تعمیر و نگهداری به یک شرکت توزیع تحمیل می‌شود محاسبه شده است. به‌منظور بهینه‌سازی تعمیرات و نگهداری در یک شبکه توزیع در یک فضای رقابتی لازم است سود شرکت به عنوان پارامتر نهایی در نظر گرفته شده و بیشینه گردد [۹]. چراکه اگر این مساله در فضای سنتی بهره‌برداری از شبکه توزیع بیان می‌شد قطعا کمینه شدن هزینه‌ها معیار بهینه‌سازی قرار می‌گرفت اما در ساختار جدید که در آن شرکت‌ها با افزایش کسب سود بیشتر حاضرند هزینه بیشتری نیز انجام دهند، دیگر کمینه نمودن هزینه معنایی ندارد و لذا همواره معیار مناسب بیشینه نمودن سود است. برای تعیین دقیق سود یک شرکت توزیع که درواقع تفاضل همه هزینه‌ها از همه درآمدها است مطابق رابطه (۱۴) سه پارامتر کلی داریم. اولین پارامتر کل درآمد ناشی از فروش انرژی به مشترکین است. برای محاسبه این پارامتر با مشخص بودن انرژی کل تحویلی سالیانه هر فیدر و یا محاسبه آن و همچنین پارامتر قیمت متوسط برق هر فیدر که در رابطه (۷) آمده است، می‌توان آن را محاسبه نمود.

$$R_i = AE_i \times Price_i \quad (۱۳)$$

قسمت دوم این رابطه هزینه‌ای است که شرکت توزیع بابت خاموشی‌ها، پرسنل و قطعات به کار رفته در تعمیرات چه از نوع پیش‌گیرانه و چه از نوع اصلاحی (پس از وقوع خطا) متحمل می‌گردد. تفاضل جریمه از پاداش دریافتی به‌ازای قابلیت اطمینانی که از عملکرد شرکت توزیع منتج شده است، البته به‌صورت تجمیع مقدار پاداش خالص محاسبه شده برای هر فیدر، مطابق الگوی اعمال شده از سوی مقررات‌گذار نیز قسمت سوم این رابطه را تشکیل می‌دهد. لذا رابطه نهایی سود به‌صورت زیر ارایه گردیده است.

$$\pi = R - C + RP \quad (۱۴)$$

۳-۴- بهینه‌سازی سود شرکت توزیع برای برنامه ریزی تعمیرات و نگهداری

بهینه‌سازی نقش مهمی در بسیاری از مسائل دنیای واقعی ایفا می‌کند. به‌منظور حل مسائل بهینه‌سازی دو رویکرد وجود دارد: بهینه‌سازی کلاسیک و بهینه‌سازی ابتکاری [۲۰]. در رویکردهای کلاسیک شامل برنامه‌سازی خطی یا غیر خطی محدودیت‌هایی وجود دارد. به‌خصوص هنگامی که متغیرهای بهینه‌سازی مسئله زیاد باشند. رویکردهای ابتکاری زمانی پیشنهاد می‌شوند که فضای جستجو پیچیده باشد و یا اینکه فرض‌های روش‌های کلاسیک همانند پیوستگی و مشتق‌پذیری برآورده نمی‌شود [۲۱]. رویکردهای ابتکاری معمولاً به جای ارائه یک حل دقیق، به دنبال یافتن یک حل تقریبی است که در زمان محاسبه قابل قبول و به اندازه کافی خوب باشد. محاسبه تکاملی[۶] (EC) نوعی جستجوی ابتکاری است که از اصول و قواعد بیولوژیکی الهام گرفته است. برخی از روش‌های EC معروف عبارتند از الگوریتم ژنتیک و بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) [۲۲]. بهینه‌سازی ازدحام ذرات از شبکه اجتماعی یعنی رفتار گله پرندگان الهام می‌گیرد. در PSO هر ذره بیانگر یک کاندیدای پاسخ بهینه مسئله است که موقعیت (x) و سرعت (v) خود را دارد. هر ذره همچنین بهترین موقعیت خود (P_{best}) و بهترین موقعیت همسایگانش (G_{best}) که تاکنون به‌دست آمده است را ثبت می‌کند تا در یافتن مسیر امیدوارکننده برای رسیدن به یک موقعیت مناسب‌تر از راهنمایی آنها استفاده کند. روش بهینه‌سازی PSO برای حل بسیاری از مسائل دنیای واقعی استفاده شده است همانند پیش‌بینی مالی، طراحی قاب فولادی و برنامه‌ریزی مسیر هواپیماهای جنگی بدون سرنشین [۲۰]. دو نسخه اصلی PSO وجود دارد: بهینه‌سازی ازدحام ذرات پیوسته[۷] (CPSO) [۲۳] و بهینه‌سازی ازدحام ذرات باینری[۸] (BPSO) [۲۴]. بسته به نوع پارامترهای بهینه‌سازی مسئله، یکی از این دو نسخه اصلی انتخاب می‌شود. روش BPSO به‌طور گسترده‌ای در بسیاری از مسایل ترکیبی پیچیده استفاده شده است. به‌عنوان مثال مسئله کوله‌پشتی [۲۵] و مسئله انتخاب ویژگی‌ها [۲۶] را می‌توان نام برد. در BPSO اصلی، موقعیت هر ذره دارای دو مقدار ممکن ۰ یا ۱ است. سرعت هر ذره، برای تعیین میزان احتمال تعیین عنصر موقعیت مربوطه برابر با مقدار ۱ استفاده می‌شود که در معادله‌های زیر آمده است:

$$x_d^{t+1} = \begin{cases} 1, & \text{if rand}() < \dfrac{1}{1+e^{-v_d^{t+1}}} \\ 0, & \text{Otherwise} \end{cases} \qquad (۱۵)$$

$$v_d^{t+1} = w \times v_d^t + c_1 \times r_1 \times (P_{best_d} - x_d^t) + c_2 \times r_2 \times (G_{best_d} - x_d^t) \qquad (۱۶)$$

برخی مشکلات در BPSO اصلی وجود دارد. اول، عنصر موقعیت جدید بدون در نظر گرفتن موقعیت قبلی خود تعیین می‌شود. علاوه بر این، فرمول سرعت BPSO دقیقاً همان فرمول CPSO است که ممکن است مناسب نباشد از آنجا که در یک فضای دوتایی، ذرات به آسانی مانند یک فضای پیوسته حرکت نمی‌کنند. به‌طور خاص، سرعت ذره در CPSO، طول و جهت ذره در مرحله بعد را مشخص می‌کند. با این حال، در BPSO، موقعیت ذرات فقط دارای دو مقدار ممکن ۰ و ۱ است و ذرات با چرخاندن بیت‌های آن حرکت می‌کنند. در مرجع [۲۷] نیز یک روش BPSO بهبود یافته پیشنهاد شده است که در آن از رابطه بین P_{best} و G_{best} در معادله به‌روز رسانی پیشنهادی برای سرعت ذرات استفاده شده است. اگر چه نتایج بیانگر عملکرد بهتر در مقایسه با الگوریتم‌های GA و PSO استاندارد است، اما برای الگوریتم پیشنهادی اگر P_{best} و G_{best} یکی باشند، بسیار مستعد به دام افتادن در تله محلی است. با توجه به ماهیت داده‌ها که در واقع وضعیت تعمیر یا عدم تعمیر در هر سال برای هر فیدر و برای سه دسته تعمیر به‌صورت جداگانه درنظر گرفته شده است، بهترین انتخاب الگوریتم BPSO پیشنهاد شده در مرجع [۲۸] برای بهینه‌سازی دودویی است که برای بهینه‌سازی مسئله مطرح شده در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته است. در این روش بهبود یافته، سرعت استاندارد با بردار احتمال جایگزین شد، که احتمال چرخاندن ورودی موقعیت را تعیین می‌کند. بنابراین نیازی به نگرانی درمورد عملکرد تابع انتقال که در برخی نسخه های بهبودیافته BPSO وجود دارد، نیست. خروجی این مکانیزم، برنامه تعمیراتی بلند مدت (مثلا ۵ ساله) خواهد بود که به تفکیک فیدرها و بر اساس دسته‌بندی دلخواه تعمیرات مورد نیاز یک شرکت توزیع به‌دست می‌آید. نکته مهم انعطاف روش ارائه شده است به‌گونه‌ای که همه موارد از جمله زمان برنامه‌ریزی تعمیرات، شاخص قابلیت اطمینان مورد استفاده، پارامترهای هزینه موثر در تعمیرات، شکل و دسته‌بندی خرابی‌های موثر، جزییات قیمت برق متناسب با نسبت انواع بارها در هر فیدر، محاسبه پارامترهای جریمه و پاداش، شیوه دسته‌بندی فیدرها برای اعمال جریمه و

پاداش، تغییر نرخ خرابی و غیره را می‌توان برای هر شبکه توزیع با توجه به ویژگی‌های خاص آن شخصی‌سازی نمود. لذا محدودیتی در استفاده از این روش وجود ندارد.

۴- مطالعه موردی

در این بخش روش ارائه شده در مقاله شامل مبانی تئوری و رابطه‌های مربوطه برای اجرا بر روی اطلاعات یک شبکه واقعی طراحی و پیاده‌سازی گردیده است.

۴-۱- معرفی شبکه مورد مطالعه

ممنوعیت در اختیار قراردادن اطلاعات شبکه‌های واقعی به افراد غیر مرتبط در صنعت برق از مهمترین محدودیت‌هایی بود که در تهیه اطلاعات مورد نیاز وجود داشته است. همچنین یکی دیگر از مشکل‌های موجود در دسته‌بندی فیدرها و اجرای روش انگیزشی، دسترسی به اطلاعات کامل از یک شبکه توزیع بوده است. با این حال اطلاعات ۱۹۴ فیدر از یک شبکه توزیع که شامل اطلاعات مربوط به بارهای هر فیدر، مشخصات فنی مانند طول فیدر و همچنین مشخصات مربوط به انرژی تامین نشده فیدرها است، تهیه شده و در مطالعه موردی به‌کار رفته است. به این منظور ابتدا دسته‌بندی فیدرهای توزیع بر مبنای تئوری و رابطه‌های بیان شده در بخش دوم انجام شده و مدل جریمه و پاداش بر مبنای سیاست‌های فرضی اعلام شده از سوی مقررات‌گذار برای همه دسته‌ها اجرا گردیده است. در ادامه از دیدگاه یک شرکت توزیع به مسئله نگاه شده است. در واقع پاسخ شرکت توزیع که همان الگوی تعمیرات پیش‌گیرانه است بر روی اطلاعات به‌دست آمده از قسمت اول اجرا شده و الگوی تعمیرات پنج‌ساله به تفکیک فیدرها به‌دست آمد. برخی از ویژگی‌های در دسترس از شبکه توزیع تحت مطالعه عبارتند از طول فیدرها، نوع فیدرها از نظر زمینی و هوایی بودن و درصد نسبت انواع بار متصل به فیدرها مانند نسبت بارهای صنعتی، تجاری، مسکونی و خدماتی (عمومی). علاوه بر این مشخصه‌های بارها و همچنین داده‌های قابلیت اطمینان مانند حداکثر بار، میانگین فرکانس قطعی سالانه، انرژی سالانه تامین شده و انرژی سالانه‌ی تامین نشده به تفکیک برای همه فیدرها در اختیار قرار گرفته است.

۴-۲- دسته‌بندی و اعمال مدل جریمه و پاداش

برای اعمال الگوریتم دسته‌بندی، گام اصلی تعیین ویژگی‌های قابل اندازه‌گیری فیدرها است که بر این اساس می توان آن‌ها را طبقه‌بندی نمود. در تحقیقات قبلی، برخی از ویژگی‌های شرکت‌های توزیع توصیه شده است. موثرترین ویژگی فیدرها که توسط مدیران شبکه و شرکت‌های توزیع قابل کنترل نیستند عبارتند از مقادیر متوسط یا پیک مصرف، نوع بار، ویژگی‌های فیزیکی خطوط شبکه، تعداد مصرف‌کنندگان متصل به هر فیدر و چگالی بار فیدرها که می‌تواند برای دسته‌بندی فیدرها به‌کار گرفته شوند. با توجه به اینکه قابلیت اطمینان مورد نیاز برای رضایت مشتریان از خدمات ارائه شده بستگی زیادی به نوع بارها دارد، لذا ضریب اهمیت بار[۹] (LIF) شامل درصد بارهای مسکونی، تجاری، صنعتی، عمومی و کشاورزی هر فیدر به‌صورت زیر محاسبه می‌گردد و به‌عنوان یکی از مهمترین مشخصات فیدرها در دسته‌بندی به‌کار می‌رود [۱۰].

$$LIF=\alpha_1 Load_{Res}+\alpha_2 Load_{Com}+\alpha_3 Load_{Ind}+\alpha_4 Load_{Pub}+\alpha_5 Load_{Agr} \quad (۱۷)$$

در رابطه فوق ضرایب وزنی بسته به اهمیت مورد نظر در تداوم برق رسانی انواع بارها با نظر مقررات‌گذار اعلام و اعمال می‌گردد. آنچه واضح است از میان پنج نوع بار ذکر شده در بالا معمولا بارهای صنعتی بیشترین اثر و بارهای کشاورزی و خانگی کمترین اثر را از قطعی برق متحمل می‌شوند که در نتیجه مقادیر این ضرایب برای این نوع بارها نیز متناسب با اثرپذیری‌شان خواهد بود. همان‌طور که در بخش دوم نیز اشاره شده است، مشخصاتی از فیدرها که برای دسته‌بندی استفاده می‌شوند نباید قابل کنترل توسط بهره‌بردار یا مدیر شبکه باشد. به‌عبارت دیگر، ویژگی‌ها ذاتی فیدرها برای دسته‌بندی مورد استفاده قرار می‌گیرند. لذا طول فیدرها، هوایی یا زمینی بودن آن‌ها و مشخصات بارهای فیدرها به عنوان ویژگی‌های اصلی برای انجام دسته‌بندی در نظر گرفته شده‌اند.

در مرجع [۱۰] شاخص ضریب اهمیت بار LIF برای همه فیدرهای سیستم مذکور به‌دست آمده است. همچنین زمینی یا هوایی بودن فیدرها به عنوان ویژگی دیگر و به‌منظور استفاده در مکانیزم دسته‌بندی همانند LIF، به یک پارامتر کمی تبدیل شده است. ویژگی سوم مورد استفاده برای دسته‌بندی فیدرها، طول فیدرها بوده است. به‌منظور اجرای دسته‌بندی فازی از نرم‌افزار متلب استفاده شده است. با استفاده از شاخص‌های اعتبار سنجی دسته‌بندی و انتخاب عدد ۹ برای تعداد دسته‌ها، نتیجه نهایی حاصل-شده در مرجع [۱۰] آمده است. ۱۹۴ فیدر موجود در ۹ دسته با استفاده از روش دسته‌بندی FCM براساس سه ویژگی ذکر شده دسته‌بندی شده‌اند. از سوی دیگر مقدار کل انرژی تامین شده سالانه فیدرها در اختیار بوده است. لذا برای ایجاد امکان مقایسه دقیق‌تر فیدرها از نظر عملکرد با تقسیم انرژی تامین نشده به انرژی تامین شده این پارامتر به‌صورت نسبی بر مبنای ظرفیت هر فیدر به دست آمده و این نسبت جدید انرژی تامین نشده نسبی[۱۰] CENS نام‌گذاری گردیده است. همچنین در این مرجع مقادیر محاسبه شده پارامترهای RPM مشابه پارامترهای ترسیم شده در شکل (۲) این مقاله، برای ۹ دسته به‌طور جداگانه آورده شده است. محاسبه پارامترهای RPM برای فیدرها در هر دسته با محاسبه مقدار استاندارد که برابر است با مقدار متوسط CENS فیدرهای موجود در آن دسته است شروع می‌گردد. در ادامه RP و RC برای هر فیدر بر اساس روش ارائه شده در مرجع فوق شرح داده شده است به‌عنوان دو فاصله یکسان در دوطرف مقدار استاندارد هر دسته با فاصله معادل ضریبی از انحراف استاندارد[۱۱] CENS فیدرهای همان دسته محاسبه می‌گردند.

برای محاسبه مقادیر RC و PC ابتدا باید مقادیر سقف جریمه و پاداش معین گردند. به‌منظور حفظ تعادل در اختصاص جریمه و پاداش برای فیدرها، مقادیر سقف جریمه و پاداش مساوی با هم و معادل ده درصد درآمد میانگین فیدرها در هر دسته در نظر گرفته شده است. بدیهی است این مقدار قابل تغییر بوده و بر اساس سیاستهای مقررات‌گذار حتی می‌تواند مقادیر سقف جریمه و پاداش متفاوت هم درنظر گرفته شود. در نتیجه مطابق شکل (۲) از برخورد خطی با شیبی برابر با نرخ انگیزش که از نقطه RP می‌گذرد با خط افقی معادل سقف پاداش، نقطه RC به‌دست می‌آید. همچنین از برخورد خطی با شیب مشابه که از نقطه PP می‌گذرد با خط افقی سقف جریمه، مقدار پارامتر PC به دست می‌آید. برای هر دسته، مقادیر مرجع [۱۰] نشان دهنده مجموع جریمه‌ها و پاداش‌هایی است که به‌صورت جداگانه برای هر فیدر محاسبه شده است و در نهایت با تجمیع مقادیر مشابه در هر دسته یک مقدار جریمه و پاداش برای ان دسته به‌دست آمده است. به‌علاوه مکانیسم مشابه جریمه و پاداش برای حالتی که هیچ دسته‌بندی در کار نباشد، صورت گرفته است. در این حالت با درنظر گرفتن یک دسته ۱۹۴ تایی از فیدرها، پارامترهای دسته‌بندی دقیقا مشابه حالت قبل محاسبه شده و براساس مقادیر CENS فیدرها جریمه و پاداش هر فیدر محاسبه شده است. مقادیر نهایی نشان می‌دهد مقدار پاداش در این حالت حدود ۲۲ برابر مقدار جریمه است که عددی بسیار بزرگ است. این خود تاییدی است بر اینکه دسته‌بندی سبب می‌شود جریمه‌ها و پاداش‌ها عادلانه تر اختصاص پیدا کنند.

همچنین به‌عنوان معیاری برای مقایسه عملکرد فیدرها در نه دسته، پاداش خالص که برابر پاداش منهای جریمه است، نسبی شده بر اساس کل درآمد سالانه فیدر در دسته‌های نه‌گانه به‌صورت تجمیعی محاسبه شده است. طبق مقادیر نشان داده شده در جدول، پاداش خالص ۹ دسته در مقایسه با حالت بدون تجزیه دسته‌ای به میزان قابل توجهی کاهش یافته است. این نیز نشان دهنده تأثیر دسته‌بندی بر تنظیم موثرتر پارامترهای RPM در عادلانه بودن مقایسه صورت‌گرفته بین فیدرها است.

۴-۳- برنامه‌ریزی تعمیرات

با توجه به توضیحات بخش قبلی برای انجام تعمیرات برای یک دوره ۵ ساله روی ۱۹۴ فیدر و به ازای سه دسته خرابی تجهیزات پست، تجهیزات خط و برخورد شاخه به خطوط با افزایش نرخ خرابی معادل ۱۰ درصد سالیانه درصورت اجرا نشدن تعمیرات پیش‌گیرانه در نظر گرفته شده است. خروجی مسئله یک ماتریس سه بعدی با ابعاد ۵×۳×۱۹۴ خواهد بود که شامل اعداد صفر و یک هستند. مقدار یک در هر درایه به‌معنی لزوم انجام تعمیرات برای فیدر مورد نظر، برای یکی از سه دسته خرابی و در سال مشخص خواهد بود. و در مقابل عدد صفر بیانگر عدم نیاز به انجام تعمیرات است. قیمت متوسط برق بر مبنای تعرفه‌های اعلام شده از سوی وزارت نیرو و با میانگین‌گیری تعرفه پلکانی برمبنای مصرف، به‌دست آمده است. بر این اساس قیمت برق برای بارهای کشاورزی، عمومی، صنعتی، تجاری و خانگی به ترتیب معادل مقادیر ۴۳۰، ۲۸۰۰، ۱۵۰۰، ۲۸۰۰ و ۲۲۸۰ ریال بر

کیلووات ساعت در نظر گرفته شده است. در واقع برای هر فیدر با توجه به نسبت انواع بارهای پنج گانه در آن فیدر و بر مبنای رابطه (۷)، یک مبلغ متوسط قیمت برق به‌دست آمده و در محاسبات لحاظ شده است. مبالغ مربوطه تاثیر مستقیمی در محاسبه درآمد فیدرها دارند. آن‌گونه که در قسمت ۳-۳ توضیح داده شده است، سه جزء موثر در رابطه سود نهایی یعنی درآمد، هزینه و جریمه و پاداش در قالب رابطه (۱۴) به عنوان تابع بهینه‌سازی درنظر گرفته شده است. همچنین مقادیر جدول‌های (۱) و (۲) به عنوان پارامترهای اعمال شده در محاسبه هزینه و مدت زمان اجرای تعمیرات و نگهداری درنظر گرفته شده است. بهینه‌سازی صورت‌گرفته همان برنامه‌ریزی انجام تعمیرات پیش‌گیرانه همراه با انجام تعمیرات اصلاحی با هدف ماکزیمم نمودن سود شرکت توزیع مطابق رابطه (۱۴) در یک بازه ۵ ساله است. به این منظور با استفاده از سه الگوریتم BPSO اصلی، الگوریتم ژنتیک باینری[۱۲] (BGA) و BPSO بهبود یافته برنامه تعمیرات با هدف کمینه نمودن هزینه اجرا شده است. نتایج همگرایی این سه الگوریتم در شکل (۴) آمده است. واضح است که الگوریتم BPSO برگرفته از مرجع [۲۸] بهترین عملکرد را داشته است. همچنین نتایج استاتیکی حاصل از ۱۰ اجرای مستقل با تعداد جمعیت اولیه ۵۰۰ ذره برای تعداد ارزیابی سازگار[۱۳] (NFE) برابر ۳×۱۰^{۶} به‌صورت جدول (۳) است. به دلیل کثرت داده‌ها، نمایش آن‌ها در قالب نمودار یا جدول در این مستند امکان پذیر نیست. از این رو در شکل (۵) آمار تجمیعی شامل تعداد فیدرهایی که تعمیر برای آنها به‌عنوان خروجی بهینه‌سازی ضرورت دارد، به‌تفکیک نوع خرابی نشان داده شده است. واضح است که تعمیر تجهیزات پست در طول ۵ سال کاهش قابل توجهی داشته در حالی که تعمیر تجهیزات خطوط نرخ نزولی پایین‌تری دارد. البته تعداد این نوع از تعمیرات در سال دوم با افزایش جزیی همراه است. اینها در حالی است که ضرورت اصلاح درختان در مسیر فیدرها نرخ افزایشی دارد. علت اصلی تفاوت روند تغییرات این سه نوع تعمیر به دلیل تفاوت در جزئیات محاسبه هزینه مربوطه است. به عبارتی از آنجا که تعمیرات مربوط به شاخه زنی به طول خط وابسته است، نرخ تغییرات آن افزایشی است. همچنین به همین دلیل نرخ تغییرات تعمیرات خطوط نسبت به تعمیرات تجهیزات پست نرخ کندتر است.

در شکل (۶) روند تغییرات هزینه و پاداش خالص (پاداش منهای جریمه) در طول ۵ سال متناظر با بهینه‌سازی سود نشان داده شده است. واضح است که به دلیل افزایش سالانه نرخ خرابی روند افزایشی در این پارامترها طبیعی است اما به دلیل انجام تعمیرات پیش‌گیرانه قابل توجه، میزان افزایش هزینه تعمیرات در پایان دوره ۵ ساله بیشتر از افزایش نسبی پاداش خالص در این ۵ سال است. البته افزایش جزئی در میزان پاداش خالص نشان از اثر مثبت تعمیرات پیش‌گیرانه در نتیجه نهایی دارد.

Table (1): The costs per unit of repairs

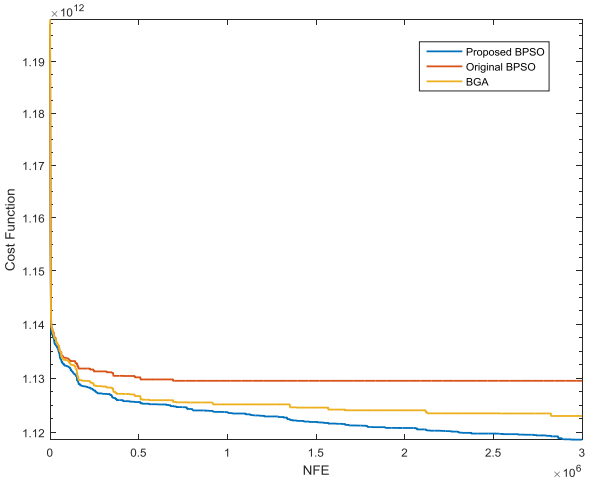
جدول (۱): هزینه‌ها به ازای واحد تعمیرات

اجزای هزینه	مبلغ	واحد
هزینه پرسنل برای اجرای عملیات شاخه زنی	۸ میلیون	ریال بر کیلومتر
هزینه پرسنل برای اجرای عملیات تعمیر و نگهداری	۵ میلیون	ریال بر ساعت
هزینه قطعات به ازای واحد خرابی/تعمیرات تجهیزات پست	۴۰ میلیون	ریال
هزینه قطعات به ازای واحد خرابی/تعمیرات تجهیزات خط	۴۰ میلیون	ریال

Table (2): The required duration per unit of repair

جدول (۲): مدت زمان مورد نیاز به ازای واحد تعمیرات

زمان	واحد
زمان واحد تعمیر خرابی پست هوایی	۰/۵ ساعت
زمان واحد تعمیر پیشگیرانه پست هوایی	۰/۵ ساعت
زمان واحد تعمیر خرابی خطوط	۱ ساعت
زمان واحد تعمیر پیشگیرانه خطوط	۰/۲۵ ساعت بر کیلومتر
زمان واحد تعمیر خرابی ناشی از برخورد شاخه درختان	۱ ساعت
زمان واحد تعمیر پیشگیرانه شاخه زنی	۲ ساعت بر کیلومتر



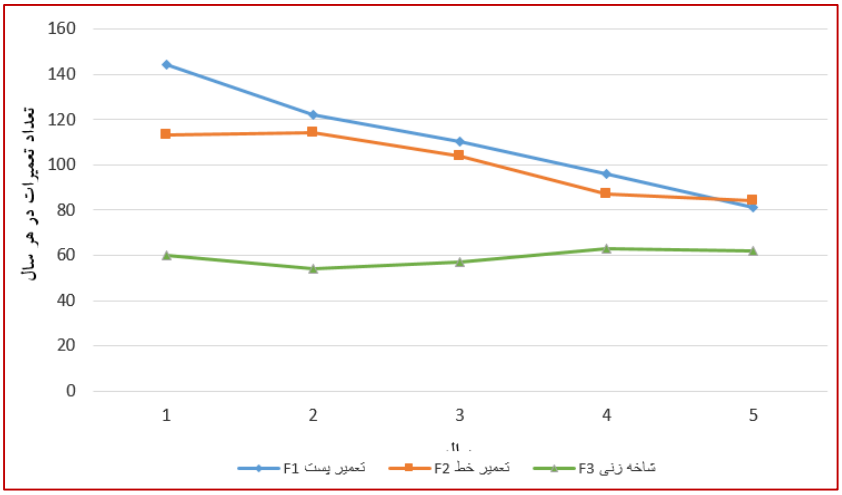
شکل (۴): منحنی همگرایی الگوریتم های بهینه‌سازی به‌صورت مقایسه‌ای

Figure (4): The convergence curve of optimization algorithms in comparison

Table (3): The static results of optimization

جدول (۳): نتایج استاتیک بهینه سازی

پارامترها / الگوریتم	کمینه	بیشینه	میانگین	انحراف استاندارد
الگوریتم ژنتیک باینری	۱/۱۲۲۵۸e۱۲	۱/۱۲۷۲۶e۱۲	۱/۱۲۳۰۵e۱۲	۲۶۷۹۴۲۷۶۱۲
الگوریتم ازدحام ذرات باینری اصلی	۱/۱۲۸۱۳e۱۲	۱/۱۳۲۹۸e۱۲	۱/۱۲۹۵۲e۱۲	۳۹۳۱۴۸۲۲۴۶
الگوریتم ازدحام ذرات باینری پیشنهاد شده	۱/۱۱۶۰۹e۱۲	۱/۱۲۰۶۶e۱۲	۱/۱۱۸۷۱e۱۲	۱۵۰۵۶۰۷۲۴۸



شکل (۵): تعداد فیدرهای نیازمند به تعمیرات متناظر با سه دسته خرابی در برنامه‌ریزی ۵ ساله

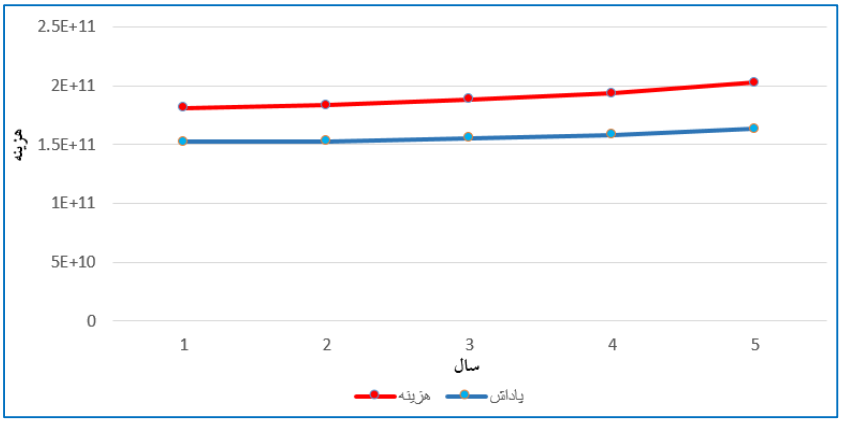
Figure (5): The Number of feeders in need of repair corresponding to three categories of failure in 5-year planning

در شکل (۷) میزان سود محاسبه شده مطابق رابطه (۱۴) حاصل از خروجی بهینه‌سازی مشاهده می‌گردد. روند کاهشی سود شرکت توزیع دقیقا منطبق بر روند افزایشی تفاضل هزینه و پاداش خالص نشان داده شده در شکل (۷) است. چراکه افزایش سالیانه تعمیرات اصلاحی ناشی از افزایش سالانه نرخ خرابی که متناظر با پیری و فرسودگی تجهیزات خواهد بود و همچنین هزینه تعمیرات پیشگیرانه به‌صورت صعودی خواهد بود و درواقع سبب کاهش سالانه میزان سود نهایی می‌گردد. در شکل (۸) شاخص قابلیت اطمینان انرژی تامین نشده ENS ناشی از سه دسته خرابی بطور جداگانه و همچنین بصورت تجمیع شده در ۵ سال مطالعه نشان داده شده است. افزایش قابل توجه این شاخص در سال پنجم به این دلیل است که برای بقیه سال‌ها، الگوریتم بهینه‌سازی تعمیرات سال بعد را نیز به‌گونه ای تنظیم نموده است تا سود ماکزیمم گردد. در حالی که برای سال پنجم سال بعدی

وجود ندارد. لذا این مسئله سبب تضعیف عملکرد بهینه‌ساز در پیش بینی تعمیرات پیشگیرانه سال پنجم شده است و قابلیت اطمینان با کاهش قابل توجهی همراه است. کاهش سود کل در سال پنجم نسبت به سال چهارم مطابق شکل (۷) نیز همین مسئله را تایید می‌نماید.

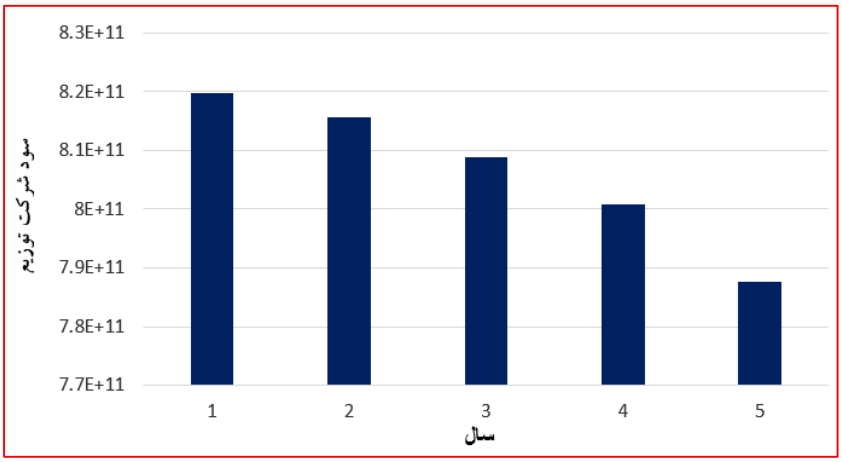
۵- نتیجه‌گیری

تشخیص زمان مناسب و چگونگی انجام تعمیرات پیشگیرانه یکی از موضوعات بسیار مهم در نگهداری و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع است. از آنجا که در سال‌های اخیر شرکت‌های توزیع با محدودیت جدی بودجه مواجه هستند لذا مدیریت بودجه به‌ویژه در برنامه‌ریزی و اجرای تعمیرات اهمیت دوچندان یافته است. چراکه در شرایط محدودیت مالی شرکت‌ها تلاش می‌کنند با اتخاذ سیاستهای انقباضی از هزینه‌ها بکاهند اما در مقابل، تاخیر در تعمیرات پیشگیرانه سبب فرسودگی تجهیزات و در نتیجه وقوع قطعی های مکرر و با تداوم بیشتر در شبکه خواهد شد. در این حالت است که قابلیت اطمینان شبکه به‌شدت افت نموده و عامل نارضایتی مشترکان ناشی از خسارات وارده در اثر قطعی برق خواهد شد.ا ز سوی دیگر بهره‌برداری شبکه های توزیع به‌صورت انحصاری سبب شده امکان رقابت بین شرکتها به حداقل برسد. در چنین شرایطی مقررات‌گذار چاره‌ای جز اعمال سیاست‌هایی به‌منظور مدیریت هزینه در سمت شرکت های توزیع برای حفظ سطح قابلیت اطمینان شبکه در سطح مطلوب ندارد. در این مقاله تلاش شده است تا از موضع یک شرکت توزیع به مسئله نگریسته شود و برنامه بهینه‌ای برای مصرف بودجه تعمیرات در حالی که مقررات‌گذار سیاستهای تشویق-تنبیه مالی را در پیش گرفته است، ارائه گردد.



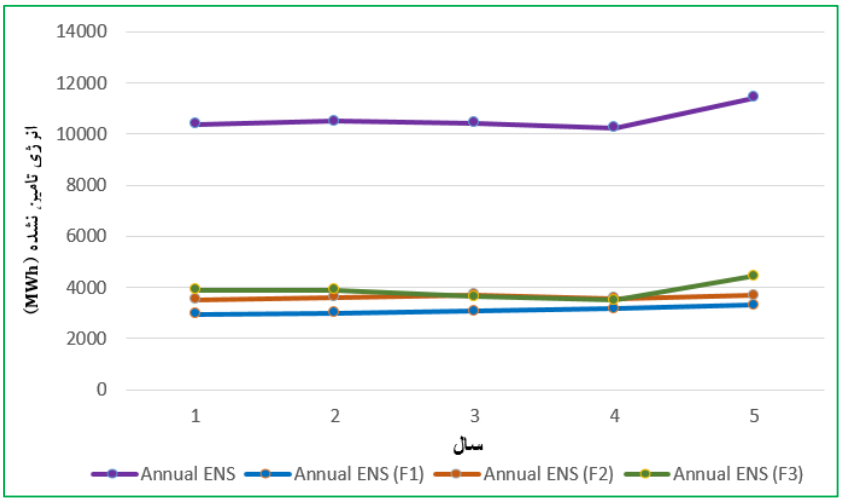
شکل (۶): روند تغییرات هزینه و پاداش و جریمه در برنامه‌ریزی ۵ ساله (ریال)

Figure (6): The process of changing costs, rewards and penalties in 5-year planning (Rials)



شکل (۷): سود سالانه در برنامه‌ریزی ۵ ساله (ریال)

Figure (7): The Annual profit in 5-year planning (Rials)



شکل (۸): انرژی تامین نشده در برنامه‌ریزی ۵ ساله (MWh)

Figure (8): The energy not supplied in 5-year planning (MWh)

به این منظور با تحلیل علل خرابی موثر در عدم تامین انرژی ناشی از قطعی ها در شبکه و افراز آن‌ها در سه دسته قطعی‌های ناشی از خرابی در تجهیزات پست، ناشی از خرابی خطوط انتقال و تجهیزات مرتبط و ناشی از برخورد درختان مجاور خطوط مسئله پیگیری شده است. در ادامه روابط مربوط به هزینه تعمیرات پیشگیرانه و اصلاحی برای سه گروه خطای فوق الذکر به‌دست آمد. به منظور بهینه‌سازی سود شرکت توزیع که خود موثر از وضعیت قابلیت اطمینان شبکه است، از روش بهینه‌سازی ازدحام ذرات باینری که سازگار با نوع داده‌های مسئله است استفاده شده است. برای انجام بهینه‌سازی با استفاده از روش باینری PSO سود شرکت توزیع بیشینه شده است و لیست تعمیرات ضروری متناظر با این بهینه‌سازی به تفکیک فیدرها بدست آمده است. نتایج حاصل نشان از توانایی روش ارائه شده در استخراج الگوی بهینه تعمیرات پیشگیرانه و تعمیرات اصلاحی در فیدرهای یک شرکت توزیع با هدف بیشینه نمودن سود حاصل از ارائه خدمات شرکت‌ها دارد. همچنین این نتایج نشان می‌دهند با احتساب افزایش ۱۰ درصد سالیانه نرخ خرابی در صورت عدم انجام تعمیرات پیشگیرانه، مقدار خالص هزینه پس از بهینه‌سازی این تعمیرات ۹,۸ درصد کاهش یافته است. اگرچه همین میزان کاهش در مقیاس هزینه سالیانه یک شرکت توزیع عدد قابل توجهی است، اما در حالی بدست آمده است که اثر تعمیرات سختگیرانه اعمال شده است. یعنی در صورتی که انجام تعمیرات پیشگیرانه معادل کاهش چند درصدی در نرخ خرابی لحاظ شود، خالص هزینه در تعمیرات بهینه کاهش بیشتری خواهد داشت. همچنین مسئله عملکرد شرکت‌ها از منظر قابلیت اطمینان نباید فراموش گردد. چرا که کاهش هزینه‌های اشاره شده در بالا با بهبود قابلیت اطمینان ارائه شده به مشتریان همراه گردیده است و این کاملا منطبق بر هدف مقررات‌گذار برای اعمال سیاستهای نظارتی است.

سپاسگزاری

این مقاله از پایان‌نامه دوره دکتری در دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات استخراج شده است. نویسندگان بر خود لازم می‌دانند مراتب تشکر صمیمانه خود را از همکاران حوزه پژوهشی دانشگاه آزاد اسلامی و داوران محترم که ما را در انجام و ارتقای کیفی این مقاله یاری نموده‌اند، اعلام نمایند.

References

مراجع

[1] R.E. Brown, Electric Power Distribution Reliability, Marcel Dekker Inc. New York, 2002 (ISBN: 9780849375675).

[2] S.M.M. Larimi, M.R. Haghifam, A. Moradkhani, “Risk-based reconfiguration of active electric distribution networks”, IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 10, no. 4, pp. 1006-1015, March 2016 (doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0777).

[3] A. Moradkhani, M.R. Haghifam, S.M. Abedi, "Risk-based maintenance scheduling in the presence of reward penalty scheme", Electric Power Systems Research, vol. 121. pp. 126-133, April 2015 (doi: 10.1016/j.epsr .2014.12.006).
[4] M. Ghasemi, R. Dashti, "Designing a decision model to assess the reward and penalty scheme of electric distribution companies", Energy, vol. 147, pp. 329-336, March 2018 (doi: 10.1016/j.energy.2018.01.021).
[5] H. Mohammadnezhad-Shourkaei, M. Fotuhi-Firuzabad, "Impact of penalty–reward mechanism on the performance of electric distribution systems and regulator budget", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 4, no. 7, pp. 770–779, July 2010 (doi:10.1049/iet-gtd.2009.0202).
[6] H. Mohammadnezhad-Shourkaei, A. Abiri-Jahromi, M. Fotuhi-Firuzabad, "Incorporating service quality regulation in distribution system maintenance strategy", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 26, no. 4, pp. 2495-2504, Oct. 2011 (doi**:** 10.1109/TPWRD.2011.2142200).
[7] H. Mohammadnezhad-Shourkaei, M. Fotuhi-Firuzabad, R. Billinton, "Integration of clustering analysis and reward/penalty mechanisms for regulating service reliability in distribution systems", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 5, no. 11, pp. 1192–1200, Nov. 2011 (doi:10.1049/iet-gtd.2010.0743).
[8] M. Ghasemi, & R. Dashti, "A risk-based model for performance-based regulation of electric distribution companies", Utilities Policy, vol. 45(C), pp. 36-44, 2017 (doi: 10.1016/j.jup.2017.01.001).
[9] M. Jooshaki, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Moeini-Aghtaie, "Developing a combinatorial reward–penalty scheme to facilitate integration of distributed generations", CIRED- Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no.1, pp. 2682–2686, June 2017 (doi: 10.1049/oap-cired.2017.0342).
[10] I. Khonakdar Tarsi, M. Fotuhi Firuzabad, M. Ehsan, H. Mohammadnezhad-Shourkaei, M. Jooshaki, "Reliability incentive regulation based on reward-penalty mechanism using distribution feeders clustering", International Trans. on Electrical Energy Systems, vol. 31, no. 8, Article Number: e12958, Aug. 2021 (doi: 10.1002/2050-7038.12958).
[11] S. Sumesh, V. Potdar, A. Krishna, "Cubic reward penalty structure for power distribution companies", International Journal of System Assurance Engineering and Management, vol. 10, nov. 3, pp. 350-368, June 2019 (doi: 10.1007/s13198-019-00783-z).
[12] V. Mostaghim, M. R. Haghifam, M. Simab., "Regulation of electrical distribution companies via efficiency assessments and reward-penalty scheme", Journal of Operation and Automation in Power Engineering, vol. 5, no. 1, pp. 19-30, June 2017 (doi: 10.22098/JOAPE.2017.546).
[13] M. Jooshaki, H. Farzin, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Lehtonen, "A risk-based framework to optimize distributed generation investment plans considering incentive reliability regulations", Proceeding of the ICED/CIRED, pp. 982-986, Spain, June 2019 (doi: 10.34890/457).
[14] M. Jooshaki, H. Farzin, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Lehtonen, "MILP model of electricity distribution system expansion planning considering incentive reliability regulations", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 34, no. 6, pp. 4300-4316, Nov. 2019 (doi**:** 10.1109/TPWRS.2019.2914516).
[15] A. Bagheri, M.M. Ghasemi, "Investigation maintenance of distribution network based on health index formed on risk management (CBRM) along with a case study in Golestan power distribution company", Proceeding of the PSC, Tehran, Iran, 2018 (in Persian).
[16] S. Moradi, V. Vahidinasab, M. Kia, P. Dehghanian, "A mathematical framework for reliability-centered maintenance in microgrids", International Trans. on Electrical Energy Systems, vol 29. no.1, Article Number: e2691, Aug. 2018 (doi: 10.1002/etep.2691).
[17] A. Alizadeh, M.R. Saghafi, J. Rezaei, A. Fereidunian, H. Lesani, "Performance-based regulation framework for demand-side management", Proceeding of the IEEE/EPDC, pp. 54-59, Khoramabad, Iran, June 2019 (doi: 10.1109/EPDC.2019.8903761).
[18] A.A. Lakvan, M.R. Haghifam, "A new method to plan preventive repairs in the electricity distribution network taking into account the value of existing equipment", Proceeding of the PSC, Tehran, Iran, 2017 (in Persian).
[19] M. Joushaki, A. Abbaspour, M. Fotuhi Firuzabad, M.M. Aghtaei, M. Lehtonen, "Designing a new procedure for reward and penalty scheme in performance-based regulation of electricity distribution companies", International Trans. on Electrical Energy Systems, vol. 28, no.11, Article Number: e2628. Nov. 2018 (doi: 10.1002/etep.2628).
[20] A. Bagheri, H.M. Peyhani, M. Akbari, "Financial forecasting using anfis networks with quantum-behaved particle swarm optimization", Expert Systems with Applications, vol. 41, no. 14, pp. 6235–6250, Oct. 2014 (doi: 10.1016/j.eswa.2014.04.003).
[21] S. Gholizadeh, R. Moghadas, "Performance-based optimum design of steel frames by an improved quantum particle swarm optimization", Advances in Structural Engineering, vol. 17, no. 2, pp. 143-156, Nov. 2016 (doi: 10.1260/1369-4332.17.2.143).
[22] H. Zhao, A.P. Sinha, W. Ge, "Effects of feature construction on classification performance: An empirical study in bank failure prediction", Expert Systems with Applications, vol. 36, no. 2, pp.2633–2644, March 2009 (doi:10.1016/j.eswa.2008.01.053).

[23] M. Zambrano-Bigiarini, M. Clerc, R. Rojas, "Standard particle swarm optimisation 2011 at CEC-2013: A baseline for future PSO improvements", Proceeding of the IEEE/CEC, pp. 2337-2344, Mexico, June 2013 (doi: 10.1109/CEC.2013.6557848).
[24] J. Kennedy, R.C. Eberhart, "A discrete binary version of the particle swarm algorithm", Proceeding of the IEEE/ICSMC, pp. 4104-4108, Orlando, FL, USA, Oct. 1997 (doi: 10.1109/ICSMC.1997.637339).
[25] J. Liu, Y. Mei, X. Li, "An analysis of the inertia weight parameter for binary particle swarm optimization", IEEE Trans. on Evolutionary Computation, vol. 20, no. 5, pp. 666-681, Oct. 2016 (doi: 10.1109/TEVC.201-5.2503422).
[26] B. Xue, S. Nguyen, M. Zhang, "A new binary particle swarm optimisation algorithm for feature selection", Proceeding of the ECAEC, pp. 501–513, Granada, Spain, April 2014 (doi: 10.1109/TEVC.2015.2503422).
[27] A.H. El-Maleh, A.T. Sheikh, S.M. Sait, "Binary particle swarm optimization (BPSO) based state assignment for area minimization of sequential circuits", Applied Soft Computing, vol. 13, no. 12, pp. 4832–4840, Dec. 2013 (doi: 10.1016/j.asoc.2013.08.004).
[28] B.H. Nguyen, B. Xue, P. Andreae, M. Zhang, "A new binary particle swarm optimization approach: momentum and dynamic balance between exploration and exploitation", IEEE Trans. on Cybernetics, vol. 51, no. 2, pp. 589-603, Feb. 2021 (doi: 10.1109/TCYB.2019.2944141).

ضمائم

STD_C	مقدار استاندارد شاخص برای دسته c	RI_i	مقدار شاخص ارزیابی در فیدر i ام در دسته c
N_c	تعداد اعضای دسته	R	درآمد سالانه فیدر i ام
UC_{corr}	هزینه تعمیرات اصلاحی	UC_{prev}	هزینه انرژی فروخته نشده (تعمیرات پیشگیرانه)
λ_{ij}^k	نرخ خرابی نوع k فیدر i در سال j	I_{ij}^k	برنامه تعمیرات پیشگیرانه نوع k فیدر i در سال j
NY	تعداد سالهای برنامه ریزی تعمیرات و نگهداری	NF	تعداد کل فیدرهای تحت مطالعه
NM	تعداد انواع تعمیرات و نگهداری (انواع خرابی)	r_c^k	مدت زمان تعمیر اصلاحی خرابی نوع k ام
r_p^k	زمان تعمیر پیشگیرانه خرابی نوع k در طول ۱ کیلومتر	AP_i	توان متوسط فیدر i ام
$Price_i$	قیمت متوسط برق در فیدر i ام	L_{ig}%	نسبت درصد بار نوع g ام درفیدر i ام
$Price_g$	قیمت متوسط برق بار نوع g ام	CC_{prev}	قطعات در تعمیرات پیشگیرانه
CC_{corr}	هزینه قطعات در تعمیرات اصلاحی	C_c^k	هزینه قطعات یک واحد تعمیرخرابی نوع k ام (ریال)
PC_{prev}	هزینه پرسنل در تعمیرات پیشگیرانه	PC_{corr}	هزینه پرسنل در تعمیرات اصلاحی
C_p^k	هزینه پرسنل یک واحد تعمیر خرابی نوع k ام (ریال)	$\alpha_1 - \alpha_5$	ضرایب وزنی اهمیت تداوم برق رسانی بارهای مختلف
AE_i	کل انرژی تحویلی سالانه فیدر i ام	π	سود شرکت توزیع
R	درآمد شرکت توزیع	C	هزینه شرکت توزیع
RP	خالص پاداش شرکت توزیع (پاداش منهای جریمه)	$Load_{Arg}$	نسبت درصد بار کشاورزی
$Load_{Res}$	نسبت درصد بار مسکونی	$Load_{Com}$	نسبت درصد بار تجاری
$Load_{Ind}$	نسبت درصد بار صنعتی	$Load_{Pub}$	نسبت درصد بار عمومی

زیرنویس‌ها

1. Reliability
2. Incentive regulation
3. Reward and penalty
4. Preventive maintenance
5. Corrective maintenance
6. Evolutionary calculation
7. Continuous particle swarm optimization
8. Binary particle swarm optimization
9. Load importance factor
10. Comparative energy not supplied
11. Standard deviation
12. Binary genetic algorithm
13. Number of fitness evaluation