Tabriz Journal of Electrical Engineering (TJEE), vol. 52, no. 2, Summer 2022 Serial no. 100
DOI: 10.22034/tjee.2022.15432

Transmission system congestion management with demand-side flexibility resources considering distribution system performance improvement

Reza Khodabakhsh[1], PhD student; Mahmoud Reza Haghifam[2]*,Professor; MohammadKazem Sheikh El Eslami[3], Associate professor

[1,2,3] Faculty of Electrical and Computer Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran.
E-mails: reza.khodabakhsh@modares.ac.ir; haghifam@modares.ac.ir; aleslam@modares.ac.ir

Short Abstract

The lack of clarity regarding the participation of transmission system operators and their collaboration with distribution system operators in local flexibility markets is one of the challenges of these markets. So in this study for managing transmission system unpredicted congestions due to sudden increase in system load with demand side resources, a bilevel flexibility market is presented. The first level of this market is related to providing TSOs with required services and only DSOs can participate in this level. The second level consists of local markets in each distribution system that are managed by DSOs and prosumers submit their flexibility bids in these markets. In this paper, DSO and TSO coordination is based on DSO-managed models. This means that DSO aggregates all flexibility bids in distribution networks and modifies prosumers' cost functions considering distribution network loss minimization. The DSO then submits these bids to the first level flexibility market. Modifying prosumers' cost functions is an optimization problem that is solved using water cycle optimization algorithms.

Keywords

Transmission system operator, unpredicted congestions, demand side resources, distribution system operator, bi-level flexibility market.

Short Introduction

The increasing penetration of distributed generation resources in distribution networks can compromise power quality in terms of the voltage limit violation and lines congestion. In addition, the uncertainty of these resources' production can restrict the distribution network's capacity to integrate more renewable resources by creating problems for system operation. Although increasing the capacity of the lines and installing transformers with excess capacity will improve distribution network performance, achieving this goal will require considerable investment costs. Therefore, it is imperative to find alternatives, such as energy storage and demand response programs. The implementation of local flexibility markets at each distribution network level for using demand side resources will allow DSOs to solve their problems at the most reasonable cost.

1- Proposed Work and Methodology

The proposed bi-level flexibility market is independent of the electricity market chain and will be implemented on a day-ahead basis. A few hours after wholesale day-ahead energy market closure and by specifying the load of each bus at different hours of the day ahead, TSO performs probabilistic load flow and determines the average power flow of each line in each period. After that TSO calculates the amount of flexibility required to solve the congestion problem for all lines of the system using the power transfer distribution factors. By specifying TSO's required services, DSO will submit a buy bid in the local market. In this study demand-side flexibility resources are defined as consumers who have energy storage systems and try to reduce their costs during peak hours by providing some of the demand with their storage. These prosumers participate in the local flexibility market by offering their storage cost functions. DSO amends the proposed cost functions of the participants considering distribution network losses. In order to reduce the computational burden, only prosumers with a notable contribution to losses can participate in the local market. For this purpose, DSO calculates the share of each load in loss using the loss allocation process according to the results of the wholesale day-ahead energy market. In order to reduce distribution network losses and increase acceptance chances by making flexibility services cheaper for the TSO, they modify prosumers' cost functions. Therefore, this process can be considered a multi-objective optimization problem, where the prosumers' proposed cost function coefficients are the decision variables. The optimization problem is solved using the water cycle optimization algorithm.

2- Conclusion

In this study, a bi-level framework for the local flexibility market has been devised that makes it possible to manage transmission system congestion using demand-side resources by considering distribution network performance improvement. The bi-level framework has a shorter market clearance time (due to less computational complexity) compared to other market frameworks. Besides coordinating TSO and DSO without sharing extensive amounts of information, and maintaining their independence, this is another feature of a local flexibility market. Future works can include modeling the competition between rival DSOs in providing TSOs required flexibility services, designing an intraday flexibility market for low probable congestions, and developing the proposed model by adding the third level, including the micro markets available at the microgrid level.

3- References

[1] P. Olivella-Rosell *et al.*, “Local flexibility market design for aggregators providing multiple flexibility services at distribution network level,” Energies, 2018, doi: 10.3390/en11040822.
[2] S. S. Torbaghan, N. Blaauwbroek, P. Nguyen, and M. Gibescu, “Local market framework for exploiting flexibility from the end users,” 2016, doi: 10.1109/EEM.2016.7521.
[3] F. Retorta, J. Aguiar, I. Rezende, J. Villar, and B. Silva, “Local market for TSO and DSO reactive power provision using DSO grid resources,” Energies, 2020, doi: 10.3390/en13133442.
[4] M. Pantoš, “Market-based congestion management in electric power systems with exploitation of aggregators,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106101.
[5] A. Esmat, J. Usaola, and M. Á. Moreno, “A decentralized local flexibility market considering the uncertainty of demand,” Energies, 2018, doi: 10.3390/en11082078.

مدیریت تراکم سیستم انتقال با استفاده از منابع انعطاف‌پذیری سمت مصرف و با رویکرد بهبود عملکرد شبکه توزیع

رضا خدابخش[۱] ، دانشجوی دکتری؛ محمودرضا حقی‌فام[۲*] ، استاد؛ محمدکاظم شیخ‌الاسلامی[۳]، دانشیار
۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه تربیت مدرس- تهران- ایران
۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه تربیت مدرس- تهران- ایران
۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس-تهران- ایران

نویسنده مسئول: دکتر محمودرضا حقی‌فام
ایمیل نویسنده مسئول: haghifam@modares.ac.ir

چکیده
یکی از چالش‌های اساسی حوزه بازار انعطاف‌پذیری محلی، ابهام در مورد نحوه مشارکت بازیگرانی چون بهره‌بردار سیستم انتقال (TSO) در این بازار جهت بهره‌مندی از منابع انعطاف‌پذیری سمت مصرف و همچنین هماهنگی آن با بهره‌بردار شبکه توزیع (DSO) است. از این‌رو در این مطالعه با هدف مدیریت تراکم‌های پیش‌بینی نشده سیستم انتقال در اثر افزایش ناگهانی سطح تقاضا با بهره‌گیری از منابع سمت مصرف، ساختاری دوسطحی برای بازار انعطاف‌پذیری ارائه شده است. سطح اول این بازار مربوط به تامین خدمات مورد نیاز TSO بوده و تنها DSOها امکان مشارکت در آن را دارند. سطح دوم نیز شامل بازارهای محلی موجود در هر شبکه توزیع است که توسط DSOها اجرا شده و توصرف‌کنندگان خدمات انعطاف‌پذیری پیشنهادی خود را در این بازارها ثبت می‌کنند. در این مطالعه هماهنگی بین TSO و DSO مبتنی بر مدل با مدیریت DSO است. به این ترتیب تمام پیشنهادات انعطاف‌پذیری شبکه توزیع توسط DSO تجمیع و پس از اصلاح توابع هزینه توصرف‌کننده‌ها با رویکرد کاهش تلفات شبکه توزیع، در بازار انعطاف‌پذیری سطح اول ثبت و در اختیار TSO قرار خواهد گرفت. فرایند اصلاح توابع هزینه توصرف‌کننده‌ها توسط DSO یک مسئله بهینه‌سازی است که با الگوریتم بهینه‌سازی چرخه آب حل شده است.

کلمات کلیدی
بهره‌بردار سیستم انتقال، تراکم‌های پیش‌بینی نشده، منابع سمت مصرف، بهره‌بردار سیستم توزیع، ساختار دوسطحی.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۱۰/۲۸
تاریخ(های) اصلاح مقاله: ۱۴۰۱/۰۳/۰۲
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۴/۱۳

۱- مقدمه

افزایش روزافزون مصرف انرژی و محدود بودن منابع کنونی تامین انرژی (منابع فسیلی) در دنیا از یک‌سو و تغییر وضعیت آب‌وهوایی و گرمایش زمین ناشی از مصرف این منابع از سوی دیگر، همگی تأیید-کننده این واقعیت هستند که به منظور کاهش وابستگی به انرژی تولیدی از نفت و مشتقات آن و همچنین کاهش آلودگی ناشی از گازهای گلخانه‌ای باید به دنبال راه‌کارهای جدیدی بود [۱]. اگر چه جایگزینی منابع تجدیدپذیر با سوخت‌های فسیلی می‌تواند تا حد زیادی اثرات نامطلوب مصرف آن‌ها را کاهش دهد، اما ماهیت غیرقطعی و متغیر توان تولیدی منابع تجدیدپذیر عاملی است که بهره‌برداری از آن‌ها را با چالش‌هایی مواجه می‌سازد [۲]. عدم‌قطعیت در سیستم‌های قدرت مسئله جدیدی نبوده و بار سیستم در طول زمان همواره در حال تغییر و نوسان است، به این ترتیب همه سیستم‌های قدرت برای حفظ تعادل بین تولید و مصرف در هر لحظه از زمان دارای سطحی از انعطاف‌پذیری ذاتی هستند [۳]. با این حال، گسترش نفوذ منابع تجدیدپذیر با تولید متغیر می‌تواند برقراری این تعادل را دشوارتر سازد. طبق تعریف ارائه شده در [۴] انعطاف‌پذیری عبارت است از: ″اصلاح الگوی تزریق یا مصرف توان در واکنش به یک سیگنال خارجی، با هدف ارایه خدمت در سیستم انرژی یا حفظ پایداری عملکرد شبکه.″

منابع انعطاف‌پذیری سیستم قدرت به دو دسته منابع فنی و منابع عملیاتی تقسیم می‌شوند. منابع فنی انعطاف‌پذیری به توانایی فیزیکی سیستم در پاسخ به تغییرات تولید و مصرف اشاره داشته و به تنهایی برای عملکرد یک سیستم انعطاف‌پذیر کافی نیست [۵]. در واقع منابع فنی انعطاف‌پذیری شامل ترکیبی از فناوری‌های تعیین‌کننده موارد زیر

در بخش‌های مختلف سیستم قدرت است:

- توانایی سمت تولید در تعقیب تغییرات سریع بار.
- توانایی سمت مصرف در تعقیب تغییرات سریع تولید.
- توانایی سیستم‌های ذخیره انرژی در متعادل ساختن عدم-انطباق بین تولید و مصرف در تمام بازه‌های زمانی[۶].

منابع عملیاتی انعطاف‌پذیری به مفهوم قابلیت بهره‌برداری از منابع فنی از طریق دستورالعمل‌های عملیاتی و فرایندهای مبتنی بازار است. از اهمیت منابع عملیاتی انعطاف‌پذیری نباید غافل شد، چرا که بهره-برداری مناسب از سیستم بدون در نظرگرفتن این منابع امکان‌پذیر نیست. در واقع منابع عملیاتی بهره‌برداری از منابع فنی انعطاف‌پذیری سیستم را به دو روش قوانین و استانداردهای فنی مربوط به عملکرد سیستم قدرت و مشوق‌های اقتصادی مربوط به بهره‌برداری از آن تحت‌تاثیر قرار می‌دهند [۷]. بهره‌گیری از منابع انعطاف‌پذیری سمت مصرف (فنی) با استفاده از مشوق‌های اقتصادی (عملیاتی)، حوزه مطالعاتی جدیدی تحت عنوان بازار انعطاف‌پذیری محلی را ایجاد کرده است. بازار انعطاف‌پذیری محلی[۱] به عنوان یک بستر تجاری برای مبادله انعطاف‌پذیری در مناطق جغرافیایی معین هم‌چون همسایه‌ها، تعاونی‌ها و شهرهای کوچک قابل تعریف است. ساختار این بازار از چهار لایه سیستم قدرت، فناوری اطلاعات و ارتباطات (ICT)، کنترل و بازار تشکیل شده است [۸].

لایه سیستم قدرت، در برگیرنده تمام اجزا و مولفه‌های فیزیکی سیستم توزیع الکتریکی شامل منابع انعطاف‌پذیری تولیدی (منابع تولید پراکنده و ذخیره‌سازها)، منابع انعطاف‌پذیری مصرف (پاسخ توصرف‌کننده‌ها و تجمیع‌کنندگان) و مولفه‌هایی که انعطاف‌پذیری شبکه را فراهم می‌کنند (هم‌چون کنتورهای هوشمند، رگولاتورهای ولتاژ و تپ‌چنجرهای تحت بار و غیره) است. لایه ICT، از طریق وسایل ارتباطی، رویه‌ها و جریان اطلاعات از مبادله انعطاف‌پذیری محلی پشتیبانی می‌کند. در واقع این لایه امکان نظارت بر شبکه توزیع، کنترل و مدیریت سیستم و همه اجزای آن را فراهم می‌آورد [۹]. لایه کنترل، به منظور مدیریت منابع انعطاف‌پذیری موجود در سطح شبکه توزیع دربرگیرنده تعدادی توابع کنترلی شامل مدیریت فعال شبکه و کنترل از طریق سیگنال‌های قیمتی است و لایه بازار که نحوه مبادله انعطاف‌پذیری محلی بین شرکت‌کنندگان بازار را تعیین می‌کند. قابلیت ادغام مدل‌های تجاری مختلف به منظور تسهیل تجارت و مبادلات در این لایه فراهم شده است [۸].

مشابه هر بازاری، بازیگران اصلی بازار انعطاف‌پذیری محلی به دو دسته خریداران و فروشندگان قابل تقسیم‌بندی هستند. البته به منظور مدیریت، نظارت و تسویه بازار نهادی نیز به عنوان بهرهبردار بازار باید در نظر گرفته شود. در ادامه ضمن توصیف هر یک از بازیگران و ذینفعان موجود در بازار، نحوه تعاملات آن‌ها با یکدیگر نیز مورد تحلیل و بررسی قرار خواهد گرفت:

- بهره‌بردار سیستم توزیع (DSO): برای دستیابی به اهداف عملیاتی (هم‌چون مدیریت تراکم، کنترل ولتاژ، کمینه‌سازی تلفات و غیره) و تحقق اهداف مورد نظر در افق برنامه‌ریزی (هم‌چون به تعویق انداختن نیاز به تقویت شبکه) نیازمند دریافت انعطاف‌پذیری است.
- بهره‌بردار سیستم انتقال (TSO): برای کاهش تلفات، مدیریت تراکم و کنترل ولتاژ و همچنین به منظور برقراری و حفظ تعادل سیستم قدرت به روشی مقرون‌به‌صرفه و قابل-اطمینان می‌تواند از ظرفیت منابع انعظاف‌پذیری سمت مصرف بهره‌برداری نماید [۱۰].
- مسئول حفظ تعادل سیستم[۲] (BRP): به عنوان بازیگر بازاری (تاجر) در بازارهای انرژی تعریف می‌شود که مسئول حفظ تعادل بین تولید و مصرف سبدهای انرژی مشتریان خود در طول مدت زمانی معین است. اگر BRP نتواند تعادل را حفظ کند، مشمول جریمه‌های مربوط به عدم‌تعادل که توسط TSO وضع شده‌اند، خواهد شد. بنابراین، BRP می تواند با بهره‌گیری از انعطاف‌پذیری منابع سمت مصرف علاوه بر بهینه‌سازی سبد خود، به تعهداتش نیز عمل نماید.
- توصرف‌کننده‌ها: مشترکینی که مجهز به منابع انعطاف‌پذیری شامل منابع تولید پراکنده، ذخیره‌سازها یا پاسخ‌گویی تقاضا هستند. توصرف‌کننده‌ها با ارائه انعطاف‌پذیری منابع خود به بهره‌بردارهای شبکه، علاوه بر کمک به بهینه‌سازی عملکرد سیستم قدرت می‌توانند از این طریق کسب درآمد کنند. ظرفیت کوچک و پراکندگی، مشخصه اصلی توصرف‌کننده‌ها است.
- تجمیع‌کننده: این بازیگر مسئول تجمیع و مدیریت گروه‌هایی از توصرف‌کننده‌ها به منظور ایجاد انواع مختلف خدمات انعطاف‌پذیری و مبادله آن‌ها در بازارهای انرژی و انعطاف‌پذیری است [۱۱].
- بهره‌بردار بازار: به عنوان یک نهاد مستقل مسئول مدیریت و اجرا بازار انعطاف‌پذیری محلی است. در واقع بهره‌بردار بازار علاوه بر ایجاد بستری تجاری جهت مبادله انعطاف‌پذیری، وظیفه تسویه بازار را نیز بر عهده دارد [۱۲].

۱-۱- مرور مطالعات

مطالعات حوزه بازارهای انعطاف‌پذیری محلی از دیدگاه شرکت-کنندگان در بازار به سه دسته قابل تقسیم‌بندی هستند. دسته اول هدف از ایجاد بازار انعطاف‌پذیری محلی را تامین خدمات مورد نیاز DSO دانسته و به نوعی DSO را خریدار انحصاری بازار تلقی می‌کنند. از جمله این مطالعات می‌توان به [۱۳] اشاره کرد که به طراحی بازاری غیرمتمرکز مبتنی بر مجموعه‌ای از قراردادهای دوجانبه پرداخته که با ایجاد رقابت بین تجمیع‌کنندگان امکان بهره‌مندی DSO از انعطاف-پذیری منابع سمت مصرف را فراهم می‌سازد. مرجع [۱۴] با معرفی

[۱] Local Flexibility Market

[۲] Balance Responsible Party

ساختاری پیشنهادی با عنوان FLECH market علاوه بر استانداردسازی محصولات انعطاف‌پذیری، حل مشکل بروز تراکم در خطوط شبکه توزیع را نیز برای DSO محقق می‌سازد. در نظر گرفتن اثر بازگشتی[۳] در زمان تهیه انعطاف‌پذیری، از موضوعاتی است که اغلب مطالعات از آن صرف‌نظر کرده و راه‌کاری را برای آن ارائه نداده‌اند. در این زمینه در مرجع [۱۵] ساختاری با عنوان Flex-DLM که مبتنی بر مبادلات روز پیش‌رو بوده پیشنهاد شده است. مسئولیت DSO به عنوان بهره‌بردار این بازار شامل بهینه‌سازی خرید انعطاف‌پذیری از منابع سمت مصرف به گونه‌ای است که ضمن مدیریت تنگناهای شبکه، اثر بازگشتی خدمات انعطاف‌پذیری فعال‌شده منجر به ایجاد تراکم در آینده نشود. مرجع [۱۶] به منظور تامین انعطاف‌پذیری مورد نیاز بهره‌بردار شبکه توزیع، به معرفی ساختاری پرداخته که در آن وظیفه برنامه‌ریزی و مدیریت منابع انعطاف‌پذیری، به نوعی تجمیع‌کننده به نام SESP[۴] واگذار شده است. در مرجع [۱۷] با هدف مبادله پاسخ‌گویی تقاضا به عنوان کالا، بستری به نام DRX[۵] معرفی شده که به DSO امکان بهبود قابلیت اطمینان شبکه تحت مدیریت خود را می‌دهد. بستر پیشنهادی به صورت همزمان با بازارهای موجود روز پیش‌رو و بازارهای روزانه اجرا می‌شود. در مرجع [۱۸] جهت حل مشکلات مربوط به شبکه‌های فشار ضعیف، طرحی برای بازار انعطاف‌پذیری محلی ارائه شده که در آن DSO پیشنهادهای مختلف توصرف‌کننده‌ها را تنها بر مبنای قیمت و بدون در نظرگرفتن شرایط فنی شبکه تسویه می‌کند. مرجع [۱۹] به معرفی ساختاری برای بازار انعطاف‌پذیری محلی غیرمتمرکز در سطح شبکه توزیع پرداخته که با اجرای مبادلات روز پیش‌رو و زمان حقیقی، DSO را در کاهش و مدیریت بروز تراکم‌های مورد انتظار در روز پیش‌رو و همچنین وقوع تراکم‌های ناگهانی در زمان بهره‌برداری یاری می‌دهد. مرجع [۲۰] نیز ساختاری دو سطحی برای بازار انعطاف‌پذیری محلی ارائه داده که سطح اول آن شامل بهینه‌سازی مشخصه انرژی روز آینده بر اساس شرایط شبکه توزیع و سطح دوم به بهره‌گیری از مجموعه اقدامات کنترلی در صورت بروز تراکم‌های پیش‌بینی نشده در زمان بهره‌برداری اشاره دارد. هدف بازار انعطاف‌پذیری محلی پیشنهادی مرجع [۲۱] ارائه ابزاری جهت مدیریت جامع شبکه‌های توزیع از طریق مبادله، فعال‌سازی و ذخیره‌سازی خدمات انعطاف‌پذیری فارغ از نوع و زمان خدمات مورد نیاز است. ساختار پیشنهادی مبتنی بر مفهوم چراغ راهنمایی بوده و به منظور حل مشکل تراکم در بازه‌های زمانی مختلف شامل سه بازار بلندمدت، کوتاه‌مدت و زمان‌حقیقی است.

نکته حائز اهمیتی که در مطالعات دسته اول از آن چشم‌پوشی شده این است که خدمات مورد نیاز DSO اغلب محدود به بازه‌های زمانی معینی (هم‌چون دوره اوج مصرف) بوده و در سایر بازه‌ها، بسیاری از این منابع انعطاف‌پذیری بدون استفاده باقی می‌مانند. از این‌رو دسته دوم مطالعات حوزه بازارهای انعطاف‌پذیری محلی، امکان مشارکت BRP در بازار را مورد بررسی قرار داده‌اند. همان‌طور که پیش‌تر به آن اشاره شد، هدف BRPها از تامین انعطاف‌پذیری جبران عدم‌تعادل‌های ایجاد شده است، به این معنا که تنها مقدار خدمات انعطاف‌پذیری برای BRPها اهمیت دارد. این مسئله هماهنگی بین دو خریدار رقیب (DSO و BRP) را تسهیل کرده و مطالعات با اولویت دادن به DSO، مشکل درخواست‌های متناقض را مدیریت می‌کنند. در این زمینه مرجع [۲۲] به معرفی ساختاری مبتنی بر بازار پرداخته که در آن امکان رقابت هم‌زمان DSO با BRPها در خرید یا فروش انعطاف‌پذیری فراهم شده است. در این ساختار مسئولیت نظارت بر مبادلات و همچنین تسویه بازار بر عهده تجمیع‌کننده‌ای است که قابلیت کنترل مستقیم منابع انعطاف‌پذیری توصرف‌کننده‌ها را داشته و برای مدیریت درخواست‌های DSO و BRPها که در تضاد با یکدیگر هستند، از مفهوم چراغ راهنمایی استفاده می‌کند. به این ترتیب که در وضعیت قرمز فعال‌سازی انعطاف‌پذیری برای BRPها ممنوع بوده و اولویت با تامین انعطاف‌پذیری مورد نیاز DSO است.

ساختار پیشنهادی مرجع [۲۳] از یک مکانیزم اصلی به نام "زمان‌بندی بازارهای پیش‌رو"[۶] تشکیل شده است. این مکانیزم شامل دو قسمت روز پیش‌رو و روزانه است که توسط بهره‌بردار بازار انعطاف‌پذیری محلی اجرا می‌شوند. ارائه راه‌کاری جهت تسویه درخواست‌های انعطاف‌پذیری خلاف جهت هم DSO و BRPها در بازار انعطاف‌پذیری روزانه از مهم‌ترین مشخصه‌های این مطالعه است. در مرجع [۲۴] الگوریتمی برای بهینه‌سازی برنامه‌ریزی منابع انعطاف‌پذیری در بازه‌های زمانی روز پیش‌رو و روزانه پیشنهاد شده است. در ساختار پیشنهادی از محدودیت‌های مربوط به شبکه‌های توزیع و همچنین تاثیر فعال‌سازی منابع انعطاف‌پذیری توسط سایر شرکت‌کنندگان هم‌چون BRPها بر عملکرد شبکه صرف‌نظر شده است.

مطالعات دسته سوم به بررسی امکان مشارکت TSO در بازار انعطاف‌پذیری محلی و نحوه تعاملات آن با سایر شرکت‌کنندگان می‌پردازند. در چنین شرایطی اجرای بدون مشکل بازار مستلزم ایجاد هماهنگی گسترده‌ای بین شرکت‌کنندگان می‌باشد. در مرجع [۲۵] بازاری محلی و نزدیک به زمان واقعی به مدیریت DSO ارائه شده که امکان بهره‌مندی TSO از توان راکتیو منابع انعطاف‌پذیری سمت مصرف را فراهم می‌سازد. در مرجع [۲۶] ساختاری دو سطحی پیشنهاد شده که اهداف سطح اول و دوم به ترتیب مدیریت تراکم در سیستم انتقال و بهینه‌سازی پیشنهادهای تجمیع‌کنندگان جهت شرکت در بازار است. مرجع [۲۷] با هدف افزایش مشارکت بارهای پاسخ‌گوی موجود در بهبود انعطاف‌پذیری سیستم‌های توزیع، ساختاری با در نظر گرفتن هماهنگی بین TSO با DSOها ارائه داده است. در این مطالعه ساختاری معرفی می‌شود که در بستر آن می‌توان با جلب مشارکت بهره‌برداران توزیع آن‌ها را به افزایش تعداد بارهای پاسخگو در شبکه خود متمایل نمود. نحوه افزایش تعداد بارهای پاسخ‌گو در

---

[۳] Rebound effect

[۴] Smart Energy Service Provider

[۵] Demand Response eXchange

[۶] Ahead-markets scheduling

شبکه‌های توزیع از طریق ایجاد یک بازار محلی بررسی شده و سپس استراتژی DSO در این بازار محلی مورد بحث قرار می‌گیرد. مطالعات دسته سوم محدود به مقالات نبوده و پروژه‌های عملیاتی مختلفی در این زمینه در حال پیاده‌سازی و اجرای بسترهایی برای بازار انعطاف-پذیری محلی هستند که از جمله آن‌ها می‌توان به Piclo Flex، GOPACS و NODES اشاره کرد [۲۸]. هر چند توسعه فضای مسئله و محدود نکردن خدمات انعطاف‌پذیری به DSO در مطالعات دسته سوم مزایایی همچون بهبود بازده منابع انعطاف‌پذیری را به همراه دارد، اما در زمینه پیاده‌سازی این بازارها چالش‌هایی اساسی وجود دارد که کمتر مطالعه‌ای به آن‌ها پرداخته است.

۱-۲- مدیریت بازارمحور تراکم در سیستم انتقال

تراکم در سیستم قدرت به معنای ناتوانی شبکه در انتقال و پذیرش انرژی برنامه‌ریزی شده است که اغلب در اثر وقوع رخدادهای پیش‌بینی نشده‌ای هم‌چون خروج تجهیزات شبکه یا بروز تغییرات عمده در شرایط پخش بار هم‌چون افزایش قابل‌توجه سطح بار ایجاد می‌شود. برای این منظور بهره‌بردار سیستم باید از در اختیار داشتن ظرفیت کافی جهت تامین تقاضا انرژی در هر شرایطی و در هر لحظه از زمان اطمینان حاصل کند [۲۹]. رویکرد سنتی مواجهه با این مسئله ممانعت از اتصال بارهای جدید تا زمان تقویت شبکه بود. اما امروزه به کارگیری روش‌های مدیریت تراکم به عنوان روشی جایگزین جهت تامین ظرفیت کافی شبکه برای برخورد با همه الگوهای عرضه و تقاضا مطرح است. روش‌های مدیریت تراکم به دو دسته روش‌های فنی و روش‌های مبتنی بر بازار تقسیم می‌شوند. روش‌های بازارمحور عبارتند از [۳۰]: تقسیم بازار[۷]، قیمت‌گذاری گره‌ای قیمت‌گذاری منطقه‌ای، مبادله معکوس، توزیع مجدد بازار[۸] و بهره‌گیری از منابع سمت مصرف از طریق بازارهای انعطاف‌پذیری. بهره‌گیری TSO از خدمات انعطاف‌پذیری منابع سمت مصرف از طریق سازوکاری مبتنی بر بازار، مستلزم ایجاد هماهنگی با بهره‌بردار شبکه توزیع است. به طور کلی مدل‌های هماهنگی بین TSO و DSO به سه دسته تقسیم می‌شوند:

۱) مدل با مدیریت TSO: در این مدل مدیریت تمام منابع انعطاف‌پذیری سمت مصرف در اختیار TSO بوده و DSO امکان بهره‌مندی از این منابع را ندارد. نقش DSO در این مدل تنها محدود به ارسال اطلاعات مربوط وضعیت شبکه توزیع به TSO است. بازده پایین و زمان‌بر بودن فرایند تسویه بازار توسط TSO با توجه به تعداد بالای شرکت-کنندگان از معایب این مدل است [۳۱].

۲) مدل با مدیریت ترکیبی DSO و TSO: در این مدل DSO نقش پررنگ‌تری داشته و خدمات انعطاف‌پذیری منابع سمت مصرف پس از تایید توسط DSO قابلیت فعال‌سازی دارند. از معایب این مدل می‌توان به افزایش احتمال تداخل و پیچیدگی هماهنگی بین TSO و DSO اشاره کرد.

۳) مدل با مدیریت DSO: در این مدل مدیریت منابع انعطاف-پذیری سمت مصرف تنها در اختیار DSO است. DSO پس از تجمیع پیشنهادات انعطاف‌پذیری توصرف‌کنندگان، آن‌ها را بر اساس اولویت‌های خود در اختیار سایر خریداران قرار می-دهد [۳۱].

در مطالعاتی که تاکنون به مدیریت تراکم سیستم انتقال با بهره-گیری از منابع انعطاف‌پذیری سمت مصرف از طریق فرایندهای مبتنی بر بازار پرداخته‌اند ([۲۵]، [۲۶]، [۳۲]، [۳۳] و [۳۴])، از مدل اول برای هماهنگی بین TSO و DSO استفاده شده است. در این مطالعات توصرف‌کنندگان و مالکان منابع تولید پراکنده به صورت مستقیم و یا به واسطه تجمیع‌کنندگان در بازارهای انعطاف‌پذیری شرکت داشته و نقش DSO در این مطالعات کاملا منفعلانه در نظر گرفته شده است. در حالی‌که خدمات انعطاف‌پذیری مورد نیاز TSO یا BRPها اغلب قابلیت تامین و استحصال از منابع موجود در محدوده گسترده‌تری را داشته که این ویژگی افزایش چشمگیر ارائه‌دهندگان انعطاف‌پذیری را در پی خواهد داشت. با افزایش تعداد شرکت‌کنندگان در مدل‌های با مدیریت TSO، تسویه بازار از نظر محاسباتی بسیار پیچیده و زمان‌بر خواهد شد. از سوی دیگر، در اغلب این مطالعات هماهنگی بین بهره‌بردارها مستلزم تبادل آزاد و نامحدود اطلاعات بین آن‌ها از طریق زیرساخت‌های مخابراتی است. حال آن که در واقعیت هیچ یک از بهره‌بردارهای شبکه‌های توزیع تمایلی به ارسال اطلاعات و داده‌های مربوط به وضعیت شبکه خود برای بهره‌بردار سیستم انتقال ندارد. بنابراین بر اساس مطالعات به عمل آمده ساختارهای کنونی بازار انعطاف‌پذیری در ایجاد هماهنگی بین TSO و DSO ضمن حفظ استقلال و حریم خصوصی ناکارآمد هستند.

هدف این پژوهش ارائه ساختاری دو سطحی برای مدیریت تراکم در سطح سیستم انتقال با بهره‌گیری از منابع انعطاف‌پذیری سمت مصرف و با رویکرد بهبود عملکرد شبکه توزیع است. از نوآوری‌های این مطالعه می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- بهره‌گیری از مدل مدیریت‌شده توسط DSO برای هماهنگی بین DSO و TSO در بازار انعطاف‌پذیری.
- کاهش پیچیدگی محاسباتی و مدت زمان تسویه بازار.
- مدیریت بهینه و مقرون‌به‌صرفه محدودیت‌های شبکه توزیع با فراهم ساختن قابلیت کنترل مبادلات.
- حفظ‌حریم خصوصی‌و ایجاد استقلال در عملکرد DSO

در قسمت دوم ساختار بازار انعطاف‌پذیری محلی پیشنهادی به تفصیل مورد تحلیل و بررسی قرار خواهد گرفت، قسمت سوم به فرمول‌بندی و روابط مدل پیشنهادی پرداخته و نتایج شبیه‌سازی و پیاده‌سازی ساختار دوسطحی مورد مطالعه در قسمت چهارم ارائه خواهد شد. در نهایت در قسمت پنجم نیز نتایج و پیشنهادات تشریح

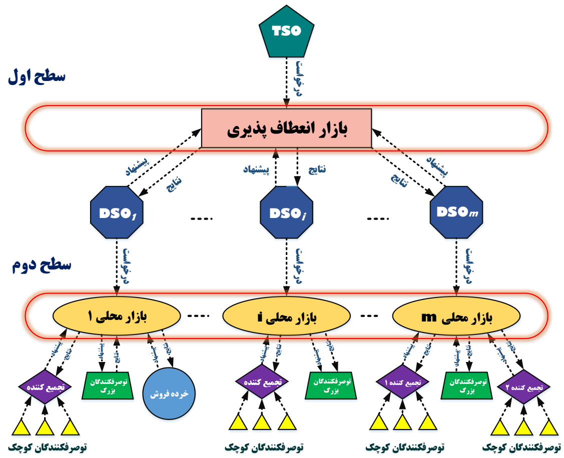
[۷] Market splitting

[۸] Market redispatch

می‌شوند.

۲- توصیف ساختار پیشنهادی

ساختار بازار انعطاف‌پذیری پیشنهادی که با هدف مدیریت تراکم سیستم انتقال توسعه یافته، از دو سطح تشکیل شده است. مطابق شکل ۱ سطح اول شامل بازار انعطاف‌پذیری است که توسط TSO تسویه شده و تنها DSOها امکان مشارکت در آن را دارند. سطح دوم شامل بازارهای محلی است که در هر شبکه توزیع و به مدیریت DSOها اجرا شده و توصرف‌کننده‌های بزرگ به صورت مستقیم و توصرف‌کنندگان کوچک‌تر از طریق تجمیع‌کنندگان، انعطاف‌پذیری پیشنهادی خود را در این بازارها ثبت می‌کنند. بازار انعطاف‌پذیری مورد مطالعه مستقل از زنجیره بازارهای برق موجود بوده و در بازه‌های روز پیش‌رو و روزانه اجرا می‌شود.



شکل ۱- ساختار بازار انعطاف‌پذیری محلی پیشنهادی

همان‌طور که در شکل ۲ نشان داده شده است، اندکی بعد از تسویه بازار عمده‌فروشی انرژی روز پیش‌رو و اعلام نتایج به شرکت-کنندگان در بازار، بهره‌بردار سیستم انتقال با بررسی نتایج بازار عمده-فروشی و همچنین با در نظر گرفتن محدودیت‌های سیستم در برابر عدم‌قطعیت‌هایی چون افزایش ناگهانی سطح تقاضا، نسبت به تعیین مشخصات خدمات انعطاف‌پذیری مورد نیاز خود اقدام می‌کند. راهبرد TSO در برابر رخدادهای محتمل گوناگون به سه دسته تقسیم می-شود:

شکل ۲- بازار انعطاف‌پذیری پیشنهادی در زنجیره بازارهای برق

۱) تراکم‌های با احتمال وقوع بالا: در این حالت TSO با مشارکت در بازار انعطاف‌پذیری روز پیش‌رو به خرید قطعی خدمات انعطاف-پذیری می‌پردازد. ۲) تراکم‌های با احتمال وقوع متوسط: در این حالت TSO با مشارکت در بازار انعطاف‌پذیری روز پیش‌رو اقدام به رزرو خدمات انعطاف‌پذیری می‌کند. ۳) تراکم‌های با احتمال وقوع کم: در این شرایط TSO مدیریت تراکم را به بازار انعطاف‌پذیری روزانه موکول می‌کند. لازم به ذکر است که در این مطالعه از بازارهای انعطاف‌پذیری روزانه صرف‌نظر شده و درخواست انعطاف‌پذیری TSO تنها شامل خرید قطعی از بازار روز پیش‌رو است. با مشخص‌شدن خدمات مورد نیاز TSO، هر یک از DSOها درخواست خریدی را در بازار سطح دوم ثبت می‌کنند. در این مرحله توصرف‌کننده‌ها و تجمیع‌کنندگانی که در بازارهای محلی مشارکت دارند، پیشنهادات انعطاف‌پذیری خود را به اطلاع DSO مربوطه می‌رسانند. DSO خدمات پیشنهادی ارائه شده را با رویکرد بهینه‌سازی عملکرد شبکه توزیع به روشی مقرون‌به‌صرفه، اصلاح و آن‌ها را در بازار انعطاف‌پذیری سطح اول ثبت می‌کند. به این ترتیب که DSO از بین پیشنهادات ارائه شده در بازار محلی، خدماتی را که فعال‌سازی آن‌ها توسط TSO منجر به بهبود مشخصه‌های فنی شبکه توزیع می‌شود، انتخاب کرده و توابع هزینه آن‌ها را به نحوی تغییر می‌دهد که خدمات مذکور در رقابت با پیشنهادات سایر DSOها از احتمال برنده شدن بیشتری برخوردار باشند.

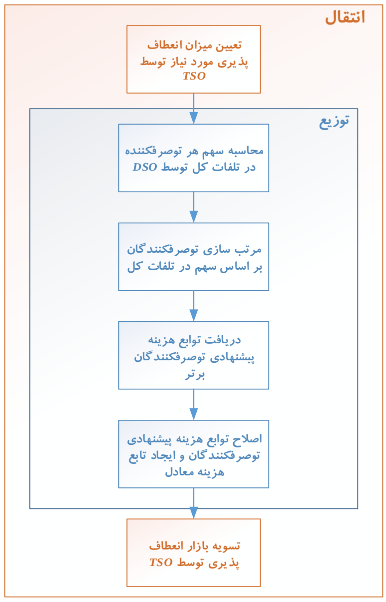
۳- فرایند اصلاح توابع هزینه توصرف‌کننده‌ها

منبع انعطاف‌پذیری در این مطالعه مشترکین مجهز به ذخیره‌ساز انرژی هستند که با هدف کاهش هزینه‌ها در دوره اوج مصرف، بخشی از تقاضای خود را از طریق ذخیره‌ساز تامین می‌کنند. این مشترکین با ارائه تابع هزینه دشارژ ذخیره‌ساز خود، در بازار انعطاف‌پذیری محلی مشارکت دارند. DSO با هدف کاهش تلفات شبکه توزیع اقدام به اصلاح توابع هزینه پیشنهادی شرکت‌کنندگان در بازار محلی نموده و جهت کاهش بار محاسباتی مسئله، تنها شرکت‌کنندگانی که سهم قابل‌توجهی در تلفات داشته باشند، امکان مشارکت در بازار محلی را خواهند داشت. برای این منظور DSO با استناد به نتایج بازار عمده-فروشی روز پیش‌رو، سهم هر بار در تلفات را با استفاده از تخصیص تلفات (برای هر ساعت) مشخص می‌کند. با مرتب‌سازی توصرف-کنندگان بر اساس سهم در تلفات کل، DSO توابع هزینه پیشنهادی توصرف‌کنندگان برتر را دریافت و پس از اصلاح، تابع هزینه معادل را تولید می‌کند. در شکل ۳ فرایند کلی و نحوه پیاده‌سازی روش پیشنهادی با تفکیک عملیاتی که در سطح توزیع و انتقال انجام می-شوند، نشان داده شده است.

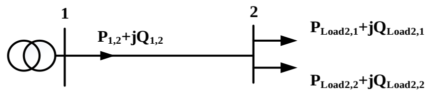
۳-۱- ارزیابی تلفات شبکه توزیع

تخصیص تلفات در شبکه توزیع به معنای تعیین سهم هر یک از بارها و منابع تولید پراکنده در تلفات کل شبکه توزیع است. شبکه توزیع شعاعی دو شینه شکل ۴ که در آن یکی از شین‌ها محل اتصال

شبکه توزیع به سیستم انتقال است را در نظر بگیرید. تلفات تخصیص یافته به این شین صفر فرض شده است.



شکل ۳- فرایند کلی و نحوه پیاده‌سازی روش پیشنهادی



شکل ۴- شبکه توزیع شعاعی دو شینه نمونه [۳۵]

تلفات خطی که این دو شین را به یکدیگر متصل می‌کند به شرح رابطه (۱) قابل محاسبه است:

$$Loss_{1,2} = r_{1,2}\frac{P_{1,2}^2 + Q_{1,2}^2}{|V_1|^2} = k\,(P_{1,2}^2 + Q_{1,2}^2) \qquad (۱)$$

که در این رابطه $r_{1,2}$ بیانگر مقاومت خط، $P_{1,2}$ و $Q_{1,2}$ به ترتیب بیان-گر توان اکتیو و راکتیو عبوری از این خط و V_1 نیز دامنه ولتاژ شین ۱ است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، $Loss_{1,2}$ از دو قسمت تشکیل شده که به ترتیب بیانگر تلفات ناشی از فلوی اکتیو و راکتیو عبوری از خط هستند. اگر این دو عبارت $Loss^P_{1,2}$ و $Loss^q_{1,2}$ نامیده شوند، رابطه تلفات به صورت (۲) قابل بازنویسی است:

$$Loss_{1,2} = Loss^p_{1,2} + Loss^q_{1,2} \qquad (۲)$$

با توجه به اینکه $P_{1,2}=P_{load2,1}+P_{load22}+P_{loss1,2}$ تلفات اکتیو خط عبارت است از [۳۶]:

$$Loss^p_{1,2} = kP_{1,2}^2 = k(\mathrm{P_{Load\,21}}+\mathrm{P_{Load\,22}}+\mathrm{P_{Loss12}})^2 \qquad (۳)$$

با صرف‌نظر کردن از $P_{loss1,2}$ در مقایسه با $P_{load2,1}$ و $P_{load2,2}$ رابطه تلفات اکتیو به صورت (۴) قابل بازنویسی است:

$$Loss^p_{1,2} = k(\mathrm{P_{Load\,21}}+\mathrm{P_{Load\,22}})^2 \qquad (۴)$$

در این مطالعه به منظور محاسبه سهم هر بار در تلفات کل شبکه توزیع از مفهوم نظریه مقدار شاپلی استفاده شده است. مقدار شاپلی عبارت است از متوسط مشارکت حاشیه‌ای که از میانگین‌گیری روی تمام جایگشت‌های ممکن اعضا به دست می‌آید. مقدار افزایش مطلوبیت یک ائتلاف با ورود یک بازیگر خارجی به آن ائتلاف را مشارکت حاشیه‌ای گویند. بنابراین، سهم یک بازیگر به صورت رابطه زیر به دست می آید:

$$\varphi_i(v) = \sum_{\substack{s\subset N\\ i\in s}} \frac{(m-1)!(n-m)!}{n!}\,[v(s)-v(s-\{i\})] \qquad (۵)$$

که m تعداد اعضای ائتلاف S، n تعداد اعضای مجموعه N و S-{i} ائتلافی است که شامل عضو i نیست [۳۷]. بر این اساس سهم بار P_{load21} و P_{load22} در تلفات اکتیو خط به ترتیب طبق روابط (۶) و (۷) محاسبه می‌شود [۳۵]:

$$k\left(P^2_{load_{2,1}} + P_{load_{2,2}}P_{load_{2,1}}\right) \qquad (۶)$$

$$k\left(P^2_{load_{2,2}} + P_{load_{2,2}}P_{load_{2,1}}\right) \qquad (۷)$$

برای محاسبه تلفات تخصیص‌یافته به بارها، ابتدا باید میزان تلفات اکتیو اختصاص یافته به هر یک از شین‌ها محاسبه شده و در مرحله بعد این مقدار بین بارهای متصل به آن توزیع شود. این فرایند مبتنی بر این حقیقت است که تلفات تخصیص‌یافته به شین k، تابعی از تلفات تخصیص‌یافته به تمام شین‌های مجاور این شین (که به آن توان اکتیو ارسال می‌کنند) می‌باشد. اگر خط $b_{n,k}$ شین n را به شین k متصل کند و $P^s_{n,k}$ (توان اکتیو ارسالی از شین n به k) مقداری مثبت داشته و مقدار تلفات اکتیو تخصیص یافته به شین n معلوم و برابر LA^p_n باشد، برای توزیع این مقدار بین تمام بارهای متصل به شین n و تمام خط‌های متصل به این شین که توان اکتیو ارسالی آن‌ها از شین n مقداری مثبت دارد، بر اساس نظریه مقدار شاپلی سهم $P^s_{n,k}$ در LA^p_n طبق رابطه (۶) به شرح رابطه (۸) خواهد بود [۳۵]:

$$(P^s_{n,k})^2 + P^s_{n,k}\left(\sum_{\substack{m\in A_{n+1}\\ m\neq k}} P^s_{n,\mathrm{m}} + \sum_{Load_m\in\, Load_n} P_{Load_m}\right) \qquad (۸)$$

که در این رابطه $P^s_{n,m}$ توان اکتیو ارسالی از شین n به m (که مقداری مثبت است)، P^m_{load} بیان‌گر تقاضای توان اکتیو بار m، A_{n+1} بیان-گر مجموعه شین‌هایی است که از طریق خط $b_{n,m}$ به شین n متصل بوده و از آن توان اکتیو دریافت می‌کنند و در نهایت $Load_n$ مجموعه بارهای متصل به شین n است. از آن‌جا که سهم هر یک از بارها و خط-های ارسال‌کننده توان اکتیو متصل به شین n باید به LA^p_n افزوده شود، $P^s_{n,k}$ با استناد به روابط (۴) تا (۶) به شرح رابطه (۹) خواهد بود:

$$LA^p_n\,\frac{(P^s_{n,k})^2 + P^s_{n,k}\left(\sum\limits_{\substack{m\in A_{n+1}\\ m\neq k}} P^s_{n,\mathrm{m}} + \sum\limits_{Load_m\in\, Load_n} P_{Load_m}\right)}{\left(\sum\limits_{m\in A_{n+1}} P^s_{n,\mathrm{m}} + \sum\limits_{Load_m\in\, Load_n} P_{Load_m}\right)^2} \qquad (۹)$$

شین k مسئول بخشی از تلفات اختصاص یافته به شین n و شاخه $b_{n,k}$ (ناشی از عبور توان اکتیو از آن) است. به این ترتیب LA^p_k به صورت (۱۰) قابل محاسبه است [۳۵]:

$$LA_k^p = \sum_{n\in A_{k-1}} \left[LA_n^p \frac{(P_{n,k}^s)^2}{\left(\sum\limits_{m\in A_{n+1}} P_{n,\mathrm{m}}^s + \sum\limits_{Load_m\in\, Load_n} P_{Load_m}\right)^2} + LA_n^p \frac{P_{n,k}^s\left(\sum\limits_{\substack{m\in A_{n+1}\\ m\neq k}} P_{n,\mathrm{m}}^s + \sum\limits_{Load_m\in\, Load_n} P_{Load_m}\right)}{\left(\sum\limits_{m\in A_{n+1}} P_{n,\mathrm{m}}^s + \sum\limits_{Load_m\in\, Load_n} P_{Load_m}\right)^2} + P^p_{Loss_{n,k}} \right] \qquad (۱۰)$$

که در این رابطه A_{k-1} بیان‌گر مجموعه شین‌هایی است که از طریق خط $b_{n,k}$ به شین k متصل بوده و به آن توان اکتیو ارسال می‌کنند. $P^p_{Loss\text{-}n,k}$ نیز تلفات خط $b_{n,k}$ ناشی از عبور توان اکتیو از آن است. بنابراین همانطور که از رابطه (۱۰) برمی‌آید، بخشی از تلفات اختصاص‌یافته به شین n، به شین k اختصاص‌یافته است.

لازم به ذکر است که LA^p_n تلفات واقعی اختصاص‌یافته به شین k نبوده و مبنایی برای محاسبه تلفات تخصیصی به بارهای متصل به این شین است. مشابه (۶) تلفات اختصاص‌یافته به بار $Load_i$ متصل به شین k که مقدار تقاضای اکتیو آن $P_{Load\text{-}i}$ است، به شرح رابطه (۱۱) محاسبه می‌شود [۳۵]:

$$LA^p_{Load_i} = LA_n^p \frac{(P_{Load_i})^2 +}{\left(\sum\limits_{n\in A_{k+1}} P_{\mathrm{k},n}^s + \sum\limits_{Load_n\in\, Load_k} P_{Load_n}\right)^2} + LA_n^p \frac{P_{Load_i}\left(\sum\limits_{\substack{Load_n\in\, Load_k\\ n\neq i}} P_{Load_m} + \sum\limits_{n\in A_{k+1}} P_{k,n}^s\right)}{\left(\sum\limits_{n\in A_{k+1}} P_{\mathrm{k},n}^s + \sum\limits_{Load_n\in\, Load_k} P_{Load_n}\right)^2} \qquad (۱۱)$$

که در این رابطه $Load_k$ بیان‌گر مجموعه بارهای متصل به شین k است. در واقع (۱۱) مبتنی بر این حقیقت است که تلفات اختصاص‌یافته به یک شین باید بین تمام بارهای متصل به آن و تمام شین‌هایی که از آن توان اکتیو دریافت می‌کنند، توزیع شود. همان‌طور که در (۱۱) نشان داده شده است، $LA^p_{Load\text{-}i}$ تابع LA^p_k (که شامل عبارت $P^p_{Loss\text{-}n,k}$ است) می‌باشد. در نتیجه تلفات اختصاص‌یافته به بارها بر اساس تلفات توان اکتیو خط‌های تغذیه‌کننده این بارها محاسبه می‌شود. بنابراین تلفات اختصاص‌یافته به بارهای متصل به فیدرهای پربار بزرگ‌تر از تلفات اختصاص‌یافته به بارهای متصل به فیدرهای کم‌بار خواهد بود. این مسئله تضمین‌کننده عادلانه بودن نتایج فرایند تخصیص تلفات به این شیوه است [۳۵].

۳-۲- توصیف تابع هزینه توصرف‌کننده‌ها

انتخاب تابع هزینه مناسب برای مشترکین ارائه‌کننده انعطاف‌پذیری (که در واقع هزینه دشارژ ذخیره‌ساز است)، به منظور دستیابی به مدلی جامع که بیشترین قرابت را با شرایط واقعی داشته باشد، از اهمیت بالایی برخوردار است. فرض کنید $C_i(F_i)$ بیان‌گر هزینه لازم برای تامین انعطاف‌پذیری به میزان F_i از ذخیره‌ساز توصرف‌کننده i باشد. از ویژگی‌های تابع هزینه می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- تابع هزینه یک تابع صعودی است، یعنی درخواست انعطاف‌پذیری بیشتر مستلزم پرداخت هزینه بالاتر است.

$$C_i(\mathrm{F}_a) \le C_i(\mathrm{F}_b) \qquad \forall\, \mathrm{F}_a \le \mathrm{F}_b \qquad (۱۲)$$

- تابع هزینه، تابعی اکیدا محدب است. بنابراین تابعی خطی $(C_i(Fi)= k*Fi)$ را نمی‌توان به عنوان تابع هزینه توصرف‌کننده‌ها در نظر گرفت [۳۸].

$$C_i(\theta\,\mathrm{F}_a + (1-\theta)\,\mathrm{F}_b) < C_i(\theta\,\mathrm{F}_a) + C_i((1-\theta)\,\mathrm{F}_b) \;\; 0<\theta<1 \qquad (۱۳)$$

- در صورت بازخرید انعطاف‌پذیری $(Fi<0)$، توصرف‌کننده ملزم به پرداخت هزینه آن خواهد بود $(Ci(Fi)<0)$. واضح است که تابع هزینه درجه دو $(Ci(Fi)= Fi^2)$ نمی‌تواند این شرط را برآورده کند. شرایط فوق توابع هزینه خطی و درجه دو را رد می‌کنند، بنابراین در این مطالعه گونه‌ای از تابع لگاریتمی *Barrier* به عنوان تابع هزینه در نظر گرفته شده است [۳۸].

$$C_i(F_i) = -\mathrm{a}_i \log(1-\frac{F_i}{B}) \qquad (۱۴)$$

که در این رابطه C_i هزینه ذخیره‌ساز توصرف‌کننده i به عنوان تابعی از انرژی ذخیره‌شده است. a_i ضریب قیمت‌گذاری بوده و به قیمت برقی که توصرف‌کننده برای شارژ ذخیره‌ساز به شرکت توزیع پرداخت می‌کند، بستگی دارد. F_i میزان انعطاف‌پذیری و B ضریب مربوط به نوع ذخیره‌ساز است.

با استفاده از بسط سری تیلور این تابع هزینه به مجموع دو عبارت خطی و درجه دو تبدیل و وزن هر یک از این دو عبارت توسط پارامتر B مشخص می‌شود. این تابع هزینه به صورت یکنواخت صعودی بوده و همچنین اکیدا محدب است.

$$C_i(F_i) = \frac{a_i F_i}{S_c} + \frac{a_i F_i^2}{2B^2} \qquad (۱۵)$$

هر یک از توصرف‌کننده‌ها به منظور محاسبه ضرایب a_h و B تابع هزینه خود دو عامل قیمت برق شبکه (برای شارژ ذخیره‌ساز) و هزینه سرمایه‌گذاری و نگهداری ذخیره‌ساز را در نظر می‌گیرد. بنابراین هزینه ذخیره‌ساز توصرف‌کننده i برای شارژ به میزان F_i عبارت است از:

$$C_i(F_i) = C_i^{grid}(F_i) + C_i^{C\&M}(F_i) \qquad (۱۶)$$

که در این رابطه $C^{gridi}(F_i)$ عبارت است از میزان هزینه‌ای که توصرف‌کننده i بابت شارژ ذخیره‌ساز خود به میزان F_i به شبکه پرداخت می‌کند و $C^{C\&M}(F_i)$ نیز بیان‌گر سهم هزینه‌های تعمیر و نگهداری ذخیره‌ساز در ارائه انعطاف‌پذیری به میزان F_i است. از آن‌جا که هر دو عبارت (۱۶) معلوم است، ضرایب ah و B از مساوی قرار دادن دو رابطه (۱۵) و (۱۶) بدست می‌آیند.

۳-۳- مدل‌سازی فرایند اصلاح توابع هزینه توصرف‌کننده‌ها

همان‌طور که پیش‌تر به آن اشاره شد، DSO از فرایند اصلاح توابع هزینه توصرف‌کننده‌ها دو هدف کاهش تلفات شبکه توزیع خود و همچنین جذاب ساختن پیشنهادات انعطاف‌پذیری برای TSO با ارائه تخفیفی به اندازه هزینه کاهش تلفات، را دنبال می‌کند. بنابراین می‌توان این فرایند را به صورت یک مسئله بهینه‌سازی چندهدفه در نظر گرفت که متغیرهای تصمیم‌گیری آن ضرایب توابع هزینه پیشنهادی توصرف‌کننده‌ها هستند. به عنوان مثال اگر تابع هزینه پیشنهادی توصرف کننده $C_i=a_iP_i^2+b_iP_i$ باشد، دامنه تغییرات ضرایب به ترتیب $(0,a_i]$ و $(0,b_i]$ خواهد بود. در هر مرحله پس از تولید تصادفی ضرایب، توزیع اقتصادی صورت گرفته و میزان انعطاف‌پذیری هر شین مشخص می‌شود. با کاهش میزان انعطاف‌پذیری تخصیص یافته از بار شین مذکور، با اجرای پخش بار مقدار تلفات در شرایط جدید محاسبه می‌شود. شرط پذیرش ضرایب تولیدی مطابق (۱۷)، کمتر بودن اختلاف بین هزینه تامین انعطاف‌پذیری(حاصل از توزیع اقتصادی بین توابع هزینه اصلاح‌شده) بر اساس توابع هزینه اصلی و اصلاح‌شده نسبت به صرفه‌جویی حاصل از کاهش تلفات است.

$$\begin{aligned} &\min\ (Cost_{TSO}\,, P_{Loss}^{DS}) \\ &\quad s.t \quad 0<F_i<F_i^{\max} \\ &\qquad\quad Cost_{Modi}<Cost_{Cons} \end{aligned} \tag{۱۷}$$

در این رابطه F_i میزان انعطاف‌پذیری تخصیص‌یافته به توصرف‌کننده i، F_{imax} سقف انعطاف‌پذیری پیشنهادی این شرکت‌کننده و P^{DS}_{Loss} بیان‌گر میزان تلفات شبکه توزیع است. $Cost_{TSO}$ هزینه تامین انعطاف‌پذیری توسط TSO است که به صورت (۱۸) محاسبه شده و λ^{mod} در آن بیان‌گر هزینه حدی توابع هزینه اصلاح شده است.

$$Cost_{TSO}=\lambda^{mod}\sum_i F_i \tag{۱۸}$$

$Cost_{Modi}$ یا هزینه اصلاح توابع هزینه توصرف‌کننده‌ها از رابطه (۱۹) بدست می‌آید:

$$Cost_{Modi}=Cost_{DSO}-Cost_{TSO} \tag{۱۹}$$

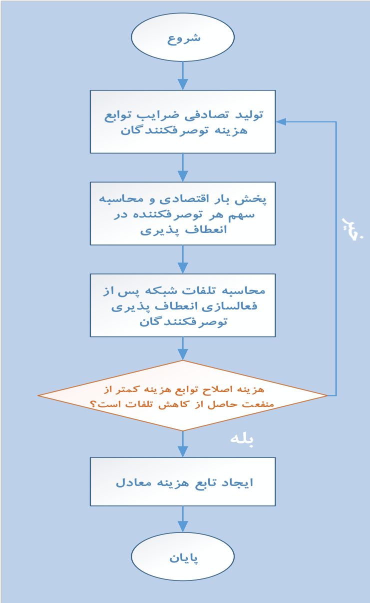
در این رابطه $Cost_{DSO}$ هزینه خرید انعطاف‌پذیری بر اساس توابع هزینه اصلی است و از حاصل ضرب هزینه حدی توصرف‌کننده‌ها در مقدار انعطاف‌پذیری حاصل از توزیع اقتصادی بر اساس توابع هزینه اصلاح شده بدست می‌آید.

$$Cost_{DSO}=\sum_i F_i\lambda_i \tag{۲۰}$$

$Cost_{Cons}$ عبارت است از میزان صرفه‌جویی در هزینه تلفات ناشی از فعال‌سازی انعطاف‌پذیری مشترکین، که از حاصل ضرب قیمت برق خرده‌فروشی (ρ^{ele}) در تغییرات تلفات محاسبه می‌شود.

$$Cost_{Cons}=\Delta P_{Loss}^{DS}\ \rho^{elec} \tag{۲۱}$$

در شکل ۵ مراحل مختلف فرایند اصلاح توابع هزینه توصرف‌کنندگان توسط DSO نشان داده شده است.



شکل ۵- مراحل مختلف فرایند اصلاح توابع هزینه توصرف‌کنندگان

۳-۴- الگوریتم بهینه‌سازی چرخه آب

مسئله بهینه‌سازی مورد نظر با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی چرخه‌آب حل می‌شود. این الگوریتم فراابتکاری از رفتار چرخه آب در طبیعت الهام گرفته شده است. در این چرخه با ذوب‌شدن برف‌ها، آب به شکل نهرها و رودخانه‌ها از ارتفاعات به سمت دریاها حرکت می‌کند. رودخانه‌ها در حین پایین آمدن، قطرات آب را جمع‌آوری می‌کنند. آب دریاها در اثر تابش خورشید تبخیر شده و به صورت بخار وارد جو می‌شود تا ابرها را تشکیل دهد. این ابرها در اثر عبور از جو سردتر متراکم شده و آب را به شکل باران باز پس می‌دهند و نهرهای جدیدی تولید می‌کنند [۳۹]. با توجه به وسعت زیاد فضای مسئله بهینه‌سازی مورد مطالعه، کاربرد الگوریتم چرخه آب که از ویژگی‌هایی چون سهولت در اجرا، سرعت هم‌گرایی بالا و بهره‌مندی از فرایندهای متنوع جستجوی فضای مسئله برخوردار است، می‌تواند کارگشا باشد.

مشابه سایر الگوریتم‌های فراابتکاری این روش با یک جمعیت اولیه که قطرات باران نامیده می‌شود، شروع می‌گردد. در این مطالعه قطرات باران، ضرایب توابع هزینه توصرف‌کننده‌ها هستند. پس از محاسبه تابع هدف برای هر قطره، تعداد N_{sr} تا از بهترین آن‌ها (که دارای بهترین مقادیر برازندگی هستند) به عنوان رودخانه و دریا انتخاب می‌شوند. قطره‌ای که دارای بهترین مقدار تابع باشد، به عنوان دریا انتخاب می‌گردد. N_{sr} یک پارامتر تنظیمی است که در این مقاله شش فرض شده (یک دریا و پنج رودخانه) است. بقیه قطره‌ها به عنوان نهرهایی که ممکن است به رودخانه یا مستقیماً به دریا بریزند، در نظر گرفته می‌شوند. حرکت یک نهر به سمت یک رودخانه معین در امتداد خطوط ارتباطی بین آن‌ها و توسط یک مسافت انتخاب شده تصادفی صورت می‌پذیرد. موقعیت جدید نهرها و رودخانه‌ها از طریق (۲۲) و (۲۳) تعیین می‌شود [۴۰]:

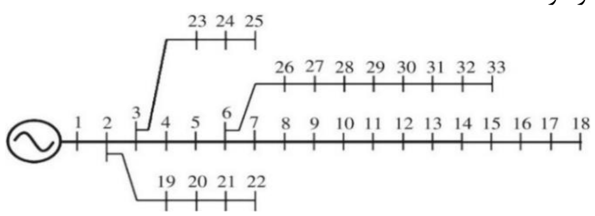
$$X_{Stream}^{i+1}=X_{Stream}^{i}+rand\times C\times(X_{River}^{i}-X_{Stream}^{i}) \tag{۲۲}$$

$$X_{River}^{i+1}=X_{River}^{i}+rand\times C\times(X_{Sea}^{i}-X_{River}^{i}) \tag{۲۳}$$

که *rand* یک عدد تصادفی توزیع شده به صورت یکنواخت بین صفر و یک و *C* یک مقدار تعریف شده توسط کاربر و بین ۱ و ۲ است. اگر مقدار راه حل هر کدام از نهرها بهتر از رودخانه متصل به آن باشد، وضعیت آن‌ها تغییر می‌کند (نهر تبدیل به رودخانه می‌گردد و رودخانه مربوطه به صورت نهر در نظر گرفته می‌شود). همچنین وضعیت دریا و رودخانه، اگر رودخانه راه حل بهتری از دریا داشته باشد، جابه‌جا خواهد شد. در صورتی که فاصله بین رودخانه و دریا کم تر از مقدار تنظیمی (d_{max})باشد، فرآیند تبخیر اعمال خواهد شد و همان‌طور که در طبیعت مشاهده می‌شود پس از تبخیر کافی، بارندگی شروع خواهد شد. این فرایند مشابه عملگر جهش در الگوریتم ژنتیک است. قطره‌های باران جدیدی که به شکل تصادفی تشکیل شده‌اند، در نقاط مختلف، نهرهای جدیدی را تشکیل خواهند داد. این چرخه تا زمان تحقق شرط توقف (در این مطالعه شرط تعداد تکرار در نظر گرفته شده است) ادامه می‌یابد و در نهایت بهترین ضرایب توابع هزینه توصرف‌کننده‌ها مشخص می‌شوند [۴۱].

۴- نتایج شبیه‌سازی

سیستم قدرت مورد مطالعه از یک شبکه انتقال ۹ شینه (IEEE 9Bus) تشکیل شده است. از بین سه شین بار موجود در این شبکه تنها یک شین از طریق پست فوق توزیع، شبکه‌های توزیع پایین‌دست را تغذیه می‌کند. شبکه توزیع نیز مطابق شکل ۶ با شبکه استاندارد (IEEE 33bus) مدل‌سازی شده و اطلاعات مربوط به بار و خطوط آن برگرفته از مرجع [۴۲] می‌باشد. مشترکین این شبکه توزیع همگی مجهز به ذخیره‌ساز بوده و در شرایطی حاضر به کاهش مصرف از سیستم قدرت و تامین تقاضای خود از طریق منبع ذخیره‌سازی انرژی هستند. با بسته شدن بازار عمده‌فروشی انرژی و مشخص شدن بار هر یک از شین‌ها در ساعات مختلف روز پیش‌رو، TSO با اجرای پخش‌بار احتمالاتی اقدام به محاسبه مقدار متوسط فلوی عبوری از خطوط در هر دوره نموده و با استفاده از ضرایب توزیع[۹] میزان انعطاف‌پذیری مورد نیاز (کاهش تقاضا DSO) برای حل مشکل تراکم در تمام خطوط سیستم در هر ساعت از روز پیش‌رو را تعیین می‌کند. به عنوان نمونه در این مطالعه میزان خدمات مورد نیاز TSO برای ساعت ۱۶ روز پیش‌رو در یکی از فیدرهای شبکه توزیع مورد مطالعه ۵۰۰ کیلووات در نظر گرفته شده است.



شکل ۶- شبکه ۳۳ شینه مورد مطالعه [۴۳]

DSO با اطلاع از میزان انعطاف‌پذیری مورد نیاز TSO، ابتدا اقدام به ارزیابی تلفات در شبکه توزیع کرده و بارها را بر اساس سهم‌شان در تلفات مرتب می‌سازد. در مرحله بعد DSO چند پیشنهاد اول را که مجموع ظرفیت انعطاف‌پذیری آن‌ها بیش از ۵۰۰ کیلووات باشد را انتخاب می‌کند. لازم به ذکر است که در این مطالعه ظرفیت همه ذخیره‌سازها برابر ۲۰۰ کیلووات در نظر گرفته شده است. علت این مسئله حل مشکل نامعلوم بودن میزان انعطاف‌پذیری تخصیص‌یافته به هر یک از DSOها در شرایط رقابت بین چندین DSO است. مقدار انعطاف‌پذیری تخصیص‌یافته به هر یک از DSOها تا زمان تسویه بازار انعطافپذیری (سطح اول) توسط TSO نامعلوم است و از آن‌جا که اجرای فرایند اصلاح تابع هزینه پیشنهادی توصرف‌کنندگان توسط DSO مستلزم مشخص بودن میزان انعطاف‌پذیری مورد نیاز است، پیاده‌سازی ساختار دوسطحی پیشنهادی در شرایط حضور چندین DSO با چالش‌هایی مواجه می‌شود. در واقع برای حل این مشکل، محصولات انعطاف‌پذیری در این مطالعه استانداردسازی شده‌اند. در جدول ۱ نتیجه مرتب‌سازی بارها بر اساس فرایند تخصیص تلفات به روش شاپلی برای پنج بار تاثیرگذار اول نشان داده شده است.

جدول ۱- رتبه‌بندی بارها بر اساس میزان تاثیر در تلفات

شماره رتبه	شماره شین بار	توان اکتیو (kW)	سهم در تلفات (%)
۱	۱۵	۸۰۰	۳۱,۴
۲	۱۳	۵۰۰	۱۳,۱
۳	۱۴	۳۲۰	۱۰,۲
۴	۱۷	۲۵۰	۷,۳
۵	۱۶	۲۰۰	۵,۷

تابع هزینه پیشنهادی مشترکین از دو قسمت هزینه شارژ ذخیره‌ساز (قیمت برق) و هزینه تعمیر و نگهداری تشکیل شده است. قیمت برق در ساعت ۱۶ برای همه مشترکین یکسان و برابر ۱۰۰ دلار بر مگاوات‌ساعت فرض شده است. به منظور بررسی صحت عملکرد مدل پیشنهادی اصلاح تابع هزینه، سه سناریو مطابق جدول ۲ در نظر گرفته شده که در این سناریوها توابع هزینه توصرف‌کننده‌ها در هزینه تعمیرونگهداری با یکدیگر تفاوت دارند.

جدول ۲- اطلاعات مربوط به سناریوهای مورد مطالعه

شماره شین بار	هزیمه تعمیر و نگهداری ($/MW)		
	سناریو ۱	سناریو ۲	سناریو ۳
۱۵	۲۰	۵۰	۱۰۰
۱۳	۴۰	۵۰	۸۰
۱۴	۶۰	۵۰	۶۰
۱۷	۸۰	۵۰	۴۰
۱۶	۱۰۰	۵۰	۲۰

به این ترتیب که در سناریو اول کمترین هزینه تعمیرونگهداری مربوط به بار ۱۵ (با بیشترین تاثیر بر تلفات) و بیشترین هزینه تعمیرو-

۹ Power Transfer Distribution Factor

نگهداری مربوط به بار ۱۶ (با کمترین تاثیر بر تلفات) است. در حالی‌که در سناریو دوم هر پنج توصرف‌کننده دارای تابع هزینه یکسانی هستند، در سناریو سوم بیشترین هزینه تعمیرونگهداری مربوط به بار ۱۵ (با بیشترین تاثیر بر تلفات) و کمترین هزینه تعمیرونگهداری مربوط به بار ۱۶ (با کمترین تاثیر بر تلفات) است. نتیجه اجرای مدل پیشنهادی شامل سهم هر یک از منابع در تامین ۵۰۰ کیلووات انعطاف‌پذیری مورد تقاضای TSO و همچنین میزان تلفات کل و هزینه‌های مربوطه در هر یک از سناریوها در جدول‌های ۳ و ۴ نشان داده شده است.

جدول ۳- سهم هر یک از منابع در تامین انعطاف‌پذیری TSO

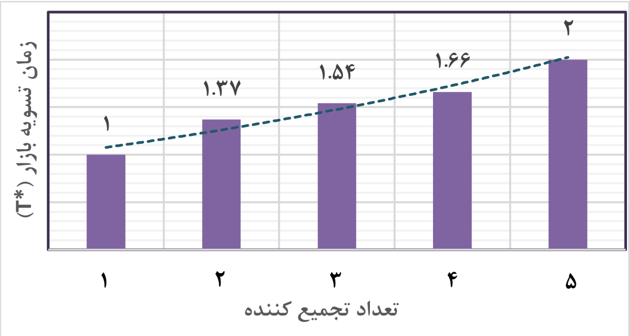
شماره شین بار	میزان انعطاف‌پذیری تخصیص‌یافته (MW)		
	سناریو ۱	سناریو ۲	سناریو ۳
۱۵	۱۲۳,۳۱	۱۱۷,۴۴	۷۹,۲۹
۱۳	۱۱۲,۶	۱۰۴,۷۷	۹۵,۸۹
۱۴	۱۰۲,۹۵	۹۸,۷۲	۱۰۰
۱۷	۸۸,۱۵	۹۳,۶۶	۱۰۶,۴۱
۱۶	۷۲,۹۶	۸۵,۳۹	۱۱۸,۳۸

جدول ۴- مقایسه میزان تلفات و هزینه‌های مربوط به هر سناریو

شماره سناریو	هزینه حدی اصلاح شده ($/MW)	تلفات (MW)	میزان صرفه‌جویی در تلفات($)
۱	۱۱۴,۱۳	۰,۴۷۴۷	۲۲,۸۱
۲	۱۰۶,۵۴	۰,۴۷۷۹	۲۲,۴۹
۳	۱۱۴,۴۱	۰,۴۸۲۲	۲۲,۰۶

همان‌طور که مشاهده می‌شود، در سناریو اول بیشترین میزان انعطاف‌پذیری به بار ۱۵ با کمترین تابع هزینه و بیشترین سهم در تلفات اختصاص یافته که نتیجه آن ثبت کمترین میزان تلفات (۰.۴۷۴۷ مگاوات) در بین سناریوهای سه‌گانه است. یکسان بودن توابع هزینه در سناریو دوم منجر به تخصیص انعطاف‌پذیری کمتر به بار ۱۵ (در مقایسه با سناریو اول) شده که نتیجه آن رشد جزیی میزان تلفات نسبت سناریو قبلی است. در سناریو سوم که بیشترین تابع هزینه مربوط به بار ۱۵ است، مدل پیشنهادی اصلاح تابع هزینه به منظور جلوگیری از رشد هزینه حدی اصلاح شده، اقدام به تخصیص کمترین میزان انعطاف‌پذیری به این بار نموده که نتیجه آن ثبت بیشترین تلفات (۰.۴۸۲۲ مگاوات) است. در بین این سه سناریو، سناریوهای اول و سوم هزینه حدی اصلاح‌شده تقریبا یکسانی داشته و کمترین هزینه حدی مربوط به سناریو دوم است که علت آن را می‌توان یکسان بودن توابع هزینه دانست.

از جمله ویژگی‌های ساختار پیشنهادی کاهش پیچیدگی محاسباتی و مدت زمان تسویه بازار انعطاف‌پذیری است. در ساختار دوسطحی ارائه شده برای بازار انعطاف‌پذیری، هماهنگی بین TSO و DSO مبتنی بر مدل با مدیریت DSO است. به این ترتیب که تمام منابع انعطاف‌پذیری موجود در یک شبکه توزیع توسط DSO تجمیع و پس از مرتب‌سازی و اصلاح در اختیار TSO قرار می‌گیرد، بنابراین TSO برای تسویه بازار تنها با یک تجمیع‌کننده (DSO) مواجه است. در حالی‌که در سایر مطالعات این حوزه ([۲۵]، [۲۶]، [۳۲]، [۳۳] و [۳۴])، از مدل با مدیریت TSO برای هماهنگی بین TSO و DSO استفاده شده است. در این حالت منابع انعطاف‌پذیری سمت مصرف توسط تعدادی تجمیع‌کننده به TSO ارائه می‌شود. با افزایش تعداد تجمیع‌کنندگان مدت زمان تسویه بازار افزایش می‌یابد. در شکل ۷ روند افزایشی زمان تسویه بازار انعطاف‌پذیری توسط TSO بر اساس تعداد تجمیع‌کننده‌های موجود در شبکه توزیع به صورت ضریبی از T (زمان لازم برای تسویه بازار دوسطحی پیشنهادی) نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، در صورتی‌که شبکه توزیع از پنج تجمیع‌کننده تشکیل شده باشد، مدت زمان تسویه بازار انعطاف‌پذیری سطح اول (به مدیریت TSO) دو برابر مدت زمانی خواهد بود که DSO به عنوان تنها تجمیع‌کننده شبکه توزیع، خدمات انعطاف‌پذیری را به TSO ارائه می‌کند.



شکل ۷ - زمان تسویه بازار بر اساس تعداد تجمیع‌کننده‌ها

۵- جمع‌بندی و پیشنهادها

در این مطالعه ساختاری دوسطحی برای بازار انعطاف‌پذیری محلی پیشنهاد شده که مدیریت تراکم سیستم انتقال با بهره‌گیری از منابع سمت مصرف و با رویکرد بهبود عملکرد شبکه توزیع را میسر ساخته است. از ویژگی‌های ساختار پیشنهادی می‌توان به کاهش پیچیدگی‌های محاسباتی و همچنین زمان تسویه بازار اشاره کرد. ایجاد هماهنگی بین TSO و DSO بدون نیاز به تبادل گسترده اطلاعات و با تاکید بر رعایت استقلال هر یک از آن‌ها از دیگر مشخصه‌های این بازار انعطاف‌پذیری محلی به حساب می‌آید. از جمله کارها پیشنهادی می‌توان به مدل‌سازی مسئله با در نظر گرفتن رقابت بین چند DSO در تامین انعطاف‌پذیری مورد نیاز TSO، طراحی بازار انعطاف‌پذیری روزانه برای تراکم‌های با احتمال رخداد پایین و توسعه مدل پیشنهادی با افزودن سطح سوم شامل ریزبازارهای موجود در سطح ریزشبکه‌ها اشاره کرد.

مراجع

[۱] نجمه شهیدی راد، مهدی نیرومند و رحمت‌الله هوشمند، «محاسبه

نرخ خرابی و ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم فتوولتائیک به روش مونت کارلو با درنظرگرفتن شرایط آب و هوایی»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، دوره ۴۴، شماره ۳، پاییز ۱۳۹۷.

[2] IEA, Harnessing Variable Renewables- a guide to the balancing chalange. 2011.

[۳] پری فضلعلی‌پور، بهنام محمدی ایواتلو و مهدی احسان، «استراتژی پیشنهاددهی ریزشبکه‌ها در بازارهای انرژی و رزرو روز بعد با در نظر گرفتن عدم‌قطعیت در تولید و مصرف بار الکتریکی» مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، دوره ۴۹، شماره ۳، سال ۱۳۹۸.

[4] E. Hillberg et al., “Flexibility needs in the future power system,” Int. Smart Grid Action Netw., 2019.

[5] O. M. Babatunde, J. L. Munda, and Y. Hamam, “Power system flexibility: A review,” 2020.

[6] J. Zhao, T. Zheng, and E. Litvinov, “A unified framework for defining and measuring flexibility in power system,” IEEE Trans. Power Syst., 2016.

[7] M. Poncela, A. Purvins, and S. Chondrogiannis, “Pan-European analysis on power system flexibility,” Energies, 2018.

[8] X. Jin, Q. Wu, and H. Jia, “Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods,” Applied Energy. 2020.

[9] G. Strbac et al., “Cost-effective decarbonization in a decentralized market: The benefits of using flexible technologies and resources,” IEEE Power Energy Mag., 2019.

[10] B. Kroposki et al., “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy,” IEEE Power Energy Mag., 2017.

[11] I. Bouloumpasis, D. Steen, and L. A. Tuan, “Congestion Management using Local Flexibility Markets: Recent Development and Challenges,” 2019.

[12] N. Stringer et al., “Consumer-Led Transition: Australia’s World-Leading Distributed Energy Resource Integration Efforts,” IEEE Power Energy Mag., 2020.

[13] T. Morstyn, A. Teytelboym, and M. D. McCulloch, “Designing decentralized markets for distribution system flexibility,” IEEE Trans. Power Syst., 2019.

[14] C. ZHANG, Y. DING, N. C. NORDENTOFT, P. PINSON, and J. ØSTERGAARD, “FLECH: A Danish market solution for DSO congestion management through DER flexibility services,” J. Mod. Power Syst. Clean Energy, 2014.

[15] A. Esmat, J. Usaola, and M. Á. Moreno, “Distribution-level flexibility market for congestion management,” Energies, 2018.

[16] P. Olivella-Rosell et al., “Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources,” 2018.

[17] D. T. Nguyen, M. Negnevitsky, and M. De Groot, “Pool-based demand response exchange-concept and modeling,” IEEE Trans. Power Syst., 2011.

[18] M. Pavlovic, T. Gawron-Deutsch, C. Neureiter, and K. Diwold, “SGAM business layer for a local flexibility market,” 2016.

[19] A. Esmat, J. Usaola, and M. Á. Moreno, “A decentralized local flexibility market considering the uncertainty of demand,” Energies, 2018.

[20] S. S. Torbaghan, N. Blaauwbroek, P. Nguyen, and M. Gibescu, “Local market framework for exploiting flexibility from the end users,” 2016.

[21] I. Bouloumpasis, N. Mirzaei Alavijeh, D. Steen, and A. T. Le, “Local flexibility market framework for grid support services to distribution networks,” Electr. Eng., 2021.

[22] P. Olivella-Rosell et al., “Local flexibility market design for aggregators providing multiple flexibility services at distribution network level,” Energies, 2018.

[23] S. S. Torbaghan et al., “A market-based framework for demand side flexibility scheduling and dispatching,” Sustainable Energy, Grids and Networks. 2018.

[24] M. Diekerhof, F. Peterssen, and A. Monti, “Hierarchical distributed robust optimization for demand response services,” IEEE Trans. Smart Grid, 2018.

[25] F. Retorta, J. Aguiar, I. Rezende, J. Villar, and B. Silva, “Local market for TSO and DSO reactive power provision using DSO grid resources,” Energies, 2020.

[26] M. Pantoš, “Market-based congestion management in electric power systems with exploitation of aggregators,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., 2020.

[۲۷] محمد پناه آذری، «طراحی بازار ذخیره عملیاتی در شبکه توزیع با در نظر گرفتن محدودیت‌های فنی شبکه»، دانشگاه تربیت مدرس، ۱۳۹۹.

[28] T. Schittekatte and L. Meeus, “Flexibility markets: Q&A with project pioneers,” Util. Policy, 2020.

[29] S. Gumpu, B. Pamulaparthy, and A. Sharma, “Review of Congestion Management Methods from Conventional to Smart Grid Scenario,” International Journal of Emerging Electric Power Systems. 2019.

[30] M. M. Gajjala and A. Ahmad, “A survey on recent advances in transmission congestion management,” Int. Rev. Appl. Sci. Eng., 2021.

[31] A. G. Givisiez, K. Petrou, and L. F. Ochoa, “A Review on TSO-DSO Coordination Models and Solution Techniques,” Electr. Power Syst. Res., 2020.

[32] J. Bellenbaum, J. Höckner, and C. Weber, “Designing flexibility procurement markets for congestion management – investigating two-stage procurement auctions,” Energy Econ., 2022.

[33] M. Attar, S. Repo, and P. Mann, “Congestion management market design- Approach for the Nordics and Central Europe,” Appl. Energy, 2022.

[34] O. Okur, R. Brouwer, P. Bots, and F. Troost, “Aggregated Flexibility to Support Congestion Management,” 2018.

[35] Z. Ghofrani-Jahromi, Z. Mahmoodzadeh, and M. Ehsan, “Distribution loss allocation for radial systems including dgs,” IEEE Trans. Power Deliv., 2014.

[36] X. Bai, Q. Sun, L. Liu, F. Liu, X. Ji, and J. Hardy, “Multi-objective planning for electric vehicle charging stations considering TOU price,” 2017.

[37] M. Tsurumi, T. Tanino, and M. Inuiguchi, “Shapley function on a class of cooperative fuzzy games,” Eur. J. Oper. Res., 2001.

[38] H. M. Soliman and A. Leon-Garcia, “Game-theoretic demand-side management with storage devices for the future smart grid,” IEEE Trans. Smart Grid, 2014.

[39] H. Eskandar, A. Sadollah, A. Bahreininejad, and M. Hamdi, “Water cycle algorithm - A novel metaheuristic optimization method for solving constrained engineering optimization problems,” Comput. Struct., 2012.

[40] A. Sadollah, H. Eskandar, A. Bahreininejad, and J. H. Kim, “Water cycle algorithm for solving multi-objective optimization problems,” Soft Comput., 2015.

[41] M. Nasir, A. Sadollah, Y. H. Choi, and J. H. Kim, “A comprehensive review on water cycle algorithm and its applications,” Neural Computing and Applications. 2020.

[42] M. R. Narimani, A. A. Vahed, R. Azizipanah-Abarghooee, and M. Javidsharifi, “Enhanced gravitational search algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration considering reliability, loss and operational cost,” IET Gener. Transm. Distrib., 2014.

[43] P. Nallagownden, K. Mahesh, and I. Elamvazuthi, “A combined-model for uncertain load and optimal configuration of distributed generation in power distribution system,” Int. J. Simul. Syst. Sci. Technol., 2017.