

برنامه‌ریزی غیرمتمرکز برای مدیریت هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی

محمدرضا مزیدی

استادیار مهندسی برق قدرت، دانشگاه یزد (نویسنده مسئول)

mrmazidi@yazd.ac.ir

چکیده

با روند رو به رشد الکتریکی سازی سامانه‌های گرمایشی و حمل‌ونقل، نیاز به تأمین انعطاف‌پذیری در شبکه‌های توزیع بیش از پیش اهمیت یافته است. در این مقاله، یک چارچوب برنامه‌ریزی غیرمتمرکز برای مدیریت هم‌زمان انرژی و ارائه خدمات انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی ارائه می‌شود. هدف اصلی این برنامه‌ریزی، کاهش هزینه‌های مصرف انرژی در سطح مشترکین است، در حالی که امکان پاسخ‌گویی به نیازهای بهره‌بردار شبکه توزیع از طریق ارائه خدمات انعطاف‌پذیری فراهم می‌شود. در مدل پیشنهادی، هر عضو جامعه انرژی — مانند یک ساختمان مجهز به سامانه فتوولتاییک و سامانه ذخیره‌ساز انرژی — به‌صورت مستقل و با هدف بیشینه‌سازی منافع خود تصمیم‌گیری می‌کند. هماهنگی میان اعضای جامعه انرژی از طریق الگوریتم ADMM که یک روش بهینه‌سازی غیرمتمرکز مبتنی بر تبادل تکراری اطلاعات صورت می‌گیرد. برای لحاظ کردن عدم قطعیت‌های موجود در پیش‌بینی تولید انرژی خورشیدی و بار مصرفی، الگوریتم برنامه‌ریزی با افق متحرک به کار گرفته شده است. کارایی چارچوب پیشنهادی با استفاده از داده‌های واقعی مربوط به یک سایت نمایشی مورد ارزیابی قرار گرفته و نتایج حاصل نشان می‌دهد که این روش می‌تواند ضمن کاهش هزینه‌های انرژی و توان اوج مصرفی، درآمد حاصل از فروش انعطاف‌پذیری را افزایش داده و قابلیت اطمینان عملکرد سیستم را بهبود بخشد.

تاریخ دریافت:

۱۴۰۴/۰۴/۲۵

تاریخ پذیرش:

۱۴۰۴/۰۶/۰۲

کلمات کلیدی:

انعطاف‌پذیری
برنامه‌ریزی با افق متحرک
بهینه‌سازی غیرمتمرکز
جوامع انرژی محلی
عدم قطعیت
کمینه‌سازی هزینه انرژی

۱ مقدمه

امروزه، الکتریکی سازی گسترده در حوزه های گرمایش و حمل و نقل، هرچند گامی مؤثر در جهت کاهش انتشار گازهای گلخانه ای و افزایش بهره وری انرژی محسوب می شود، اما می تواند منجر به افزایش نامطلوب بار اوج در شبکه های توزیع برق گردد [۱]. این موضوع موجب ایجاد پر شدگی ۱ فیدرها و ترانزسفورماتورها شده و بهره بردار شبکه توزیع ۲ (DSO) را ناگزیر به سرمایه گذاری های سنگین برای تقویت زیر ساخت ها به منظور پاسخگویی به بارهای اوج می سازد [۲]. در این میان، مفهوم شبکه های هوشمند با فراهم آوردن ابزارهای کنترلی و ارتباطی، امکان بهره گیری از انعطاف پذیری سمت تقاضا ۳ را به عنوان راهکاری مقرون به صرفه و قابل اتکا برای مدیریت تراکم شبکه فراهم کرده است [۳].

انعطاف پذیری سمت تقاضا به تغییر مصرف یک مشترک نسبت به مقدار برنامه ریزی شده آن در بازه های زمانی کوتاه تا میان مدت گفته می شود [۴]. در این راستا، بخش ساختمان به عنوان یکی از مهم ترین بخش های سمت تقاضا در شبکه های توزیع، سهم قابل توجهی از مصرف برق و بار پیک را به خود اختصاص داده و از ظرفیت بالایی برای مشارکت در ارائه خدمات انعطاف پذیری برخوردار است. در مرجع [۵]، انعطاف پذیری قابل ارائه توسط ساختمان های هوشمند به صورت کمی بررسی شده و نتایج نشان می دهند که هزینه انرژی مصرفی ساختمان ها می تواند تا ۲۱٪ با مشارکت بهینه در ارائه انعطاف پذیری کاهش یابد. مرجع [۶] طراحی تعرفه های مشوق دار متغیر با زمان بر اساس نیاز به انعطاف پذیری قابل ارائه توسط خودروهای الکتریکی پرداخته است. نتایج به دست آمده نشان می دهند که مدل پیشنهادی ضمن کاهش هزینه های روزانه انرژی مورد نیاز جهت شارژ خودروها، انعطاف پذیری ارائه شده موجب کاهش پر شدگی خطوط می گردد. در مرجع [۷]، برنامه ریزی انرژی و انعطاف پذیری برای سیستم های انرژی تجدیدپذیر یکپارچه با باتری مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج شبیه سازی نشان می دهند که روش پیشنهادی در مقایسه با راهکارهای مرسوم پخش بار بهینه، امکان تأمین کامل شرایط انعطاف پذیری شبکه توزیع را فراهم کرده و عملکرد بهره برداری و اقتصادی را به ترتیب ۶۱٪ و ۴۳ تا ۶۲٪ بهبود می دهد.

استفاده انفرادی از منابع انرژی پراکنده نظیر ساختمان های هوشمند، ناوگان خودروهای برقی، و ذخیره سازهای انرژی ممکن است به دلیل محدودیت در میزان انعطاف پذیری هر یک از این منابع، نتواند به طور کامل پاسخگوی نیازهای عملیاتی بهره بردار شبکه توزیع باشد. در این زمینه، تشکیل جوامع انرژی محلی ۴ (LEC) به عنوان یک راهکار مؤثر برای تجمع این منابع در قالب یک موجودیت یکپارچه، می تواند ظرفیت انعطاف پذیری قابل توجهی را فراهم سازد. این جوامع با همگرایی منابع کوچک قادرند انعطاف پذیری بیشتری را به صورت هماهنگ در اختیار بهره برداران شبکه یا بازار قرار دهند. علاوه بر این، از طریق مدل های بهینه سازی مشارکتی و مکانیزم های تسهیم منافع، جوامع انرژی محلی می توانند هم افزایی اقتصادی و فنی بین اعضا ایجاد کرده و به بهبود قابلیت اطمینان و بهره وری شبکه های توزیع کمک نمایند [۸].

مهمترین چالشی که در برنامه ریزی انرژی و انعطاف پذیری جوامع انرژی محلی وجود دارد، ارائه مدلی است که کاهش هزینه های اعضا تضمین شده و امکان مشارکت فعال آن ها در ارائه انعطاف پذیری فراهم گردد. این موضوع در برنامه ریزی انرژی جوامع انرژی محلی بسیار مورد توجه قرار گرفته است. در مرجع [۹]، یک مدل بهینه سازی برای مدیریت انرژی در جوامع انرژی محلی ارائه شده است. در این مدل، پروزومرها ۵ (مصرف کنندگان دارای تولیدکننده محلی مانند پنل خورشیدی) می توانند انرژی را با سایر اعضای جامعه (تبادلات همتا به

¹ Congestion

² Distribution System Operator (DSO)

³ Demand side flexibility

⁴ Local Energy Community (LEC)

⁵ Prosumers

همتا) یا با خردهفروش برق معامله کنند. نتایج نشان می‌دهد که ترکیب تبادلات همتا به همتا با ذخیره‌سازی انرژی می‌تواند تا ۲۵٪ صرفه‌جویی در هزینه انرژی اعضای جامعه به همراه داشته باشد. در مرجع [۱۰] یک چارچوب مبتنی بر نظریه بازی‌های مشارکتی ۷ برای تسهیل مبادلات پایدار انرژی در جوامع انرژی محلی پیشنهاد شده است. هدف اصلی، افزایش بهره‌برداری از منابع انرژی تجدیدپذیر، کاهش هزینه‌های برق برای مصرف‌کنندگان، و افزایش درآمد برای پروژومرها از طریق تبادلات همتا به همتا است. تحلیل اقتصادی انجام‌شده نشان می‌دهد که مدل پیشنهادی به‌طور منصفانه درآمد حاصل از همکاری را بین اعضا توزیع کرده و موجب کاهش هزینه برای مصرف‌کنندگان و افزایش درآمد برای پروژومرها می‌شود. در مرجع [۱۱] یک راهکار مدل‌سازی عملی برای مسئله تخصیص برق تولیدی از منابع تجدیدپذیر در جوامع انرژی تجدیدپذیر ارائه می‌دهد. در این رویکرد، از یک چارچوب بهینه‌سازی متمرکز استفاده می‌شود که هدف آن حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های برق اعضای جامعه است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که این روش هم هزینه برق اعضا را کاهش می‌دهد و هم با استفاده از مکانیسم‌های درآمدی، پایداری ساختار جامعه انرژی را تضمین می‌کند. در مرجع [۱۲]، برنامه‌ریزی بهینه در یک جامعه هوشمند انرژی می‌پردازد که شامل چندین ساختمان هوشمند با منابع فتوولتاییک توزیع شده، ذخیره ساز انرژی مشترک، و بارهای قابل کنترل است. یک مدل بهینه‌سازی دو مرحله‌ای جهت تعیین توان خروجی واحدها و معاملات انرژی طراحی شده که هدف آن ارتقای بهره‌وری اقتصادی، ایمنی و پایداری محیط‌زیستی می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که این استراتژی می‌تواند هزینه‌های بهره‌برداری را تا ۴۰٪ کاهش داده و مصرف انرژی خورشیدی را تا ۲۲٪ افزایش دهد که نشان‌دهنده تأثیر مثبت آن در کاهش نوسانات شبکه، پاسخ‌گویی هوشمند به اوج بار، تسهیل ادغام انرژی‌های تجدیدپذیر و تضمین امنیت عملکرد شبکه است. در مرجع [۱۳]، بر برنامه‌ریزی عملیاتی روز آینده یک جامعه انرژی محلی متصل به شبکه تمرکز دارد. مسئله از طریق طراحی یک روش بهینه‌سازی غیر متمرکز مبتنی بر الگوریتم جهت‌گیری متناوب ضرب‌کننده‌ها (ADMM) پیاده‌سازی شده است. نتایج به‌دست‌آمده نشان می‌دهند که هر یک از پروژومرها در صورت مشارکت در جامعه انرژی محلی، نسبت به حالتی که تنها با یک تأمین‌کننده انرژی خارجی تعامل دارند، کاهش هزینه یا افزایش درآمد را تجربه می‌کنند.

همان‌طور که مطالعات مروری نشان می‌دهند، مسئله برنامه‌ریزی انرژی در جوامع انرژی محلی تاکنون به‌طور گسترده مدل‌سازی و تحلیل شده است. با این حال، موضوع ارائه خدمات انعطاف‌پذیری توسط این جوامع کمتر مورد توجه قرار گرفته و نیازمند بررسی‌های دقیق‌تری است. در این راستا، در این مقاله یک چهارچوب برنامه‌ریزی غیرمتمرکز برای مدیریت هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی پیشنهاد می‌دهد که ضمن کمینه کردن هزینه‌های انرژی مصرفی اعضای جامعه، قابلیت ارائه خدمات انعطاف‌پذیری به بهره‌بردار شبکه توزیع را نیز دارا است. برنامه‌ریزی پیشنهادی به سه مرحله متوالی تقسیم می‌شود: برنامه‌ریزی انرژی، برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری، و در نهایت برنامه‌ریزی انرژی همراه با ارائه خدمات انعطاف‌پذیری. در مرحله اول، هدف کاهش هزینه‌های انرژی و بار اوج جامعه انرژی محلی است. در مرحله دوم، حداکثرسازی درآمد از محل ارائه خدمات انعطاف‌پذیری جامعه انرژی مدنظر قرار می‌گیرد. در این دو مرحله، هماهنگی میان اعضای جامعه انرژی از طریق الگوریتم ADMM که یک روش بهینه‌سازی غیرمتمرکز مبتنی بر تبادل تکراری اطلاعات صورت می‌گیرد، در مرحله سوم، میزان انعطاف‌پذیری پذیرفته‌شده بر اساس برنامه‌ریزی با افق متحرک ارائه می‌گردد. نوآوری‌های اصلی این مقاله را می‌توان در موارد زیر خلاصه نمود:

- تلفیق هم‌زمان برنامه‌ریزی انرژی و ارائه خدمات انعطاف‌پذیری: توسعه یک چارچوب بهینه‌سازی که به‌طور هم‌زمان به برنامه‌ریزی انرژی و مدیریت انعطاف‌پذیری در سطح مشترکین جامعه انرژی محلی می‌پردازد، به‌گونه‌ای که کاهش هزینه‌های اعضا تضمین شده و امکان مشارکت فعال آن‌ها در ارائه انعطاف‌پذیری فراهم گردد.

⁶ Peer-to-peer

⁷ Cooperative game theory

⁸ Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM)

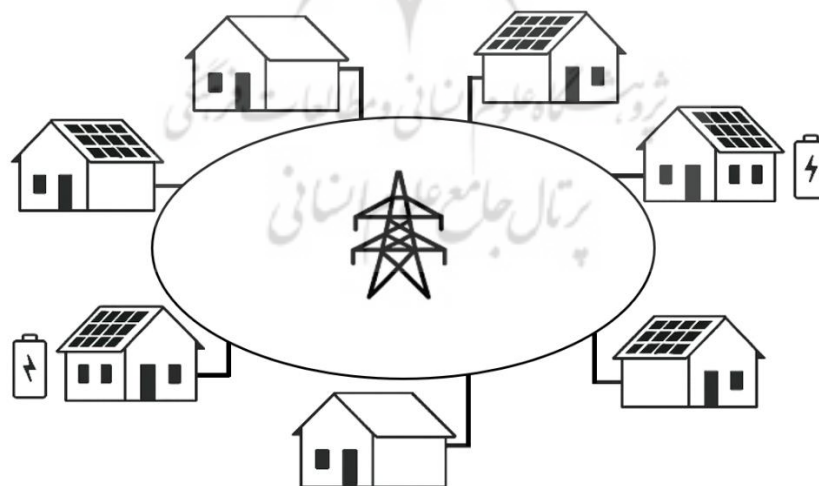
- استفاده از رویکرد بهینه‌سازی غیرمتمرکز مبتنی بر تبادل اطلاعات تکراری: طراحی یک روش غیرمتمرکز برای برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری به‌منظور حفظ حداکثری محرمانگی مشخصات تجهیزات پروژومرها و پیش‌بینی‌های تولید و بار، با استفاده از روش بهینه‌سازی غیر متمرکز ADMM.
 - به‌کارگیری الگوریتم برنامه‌ریزی با افق متحرک تحت عدم قطعیت: پیاده‌سازی چارچوب پیشنهادی در بستر یک الگوریتم افق متحرک جهت مدیریت عدم قطعیت‌های موجود در پیش‌بینی بار و تولید منابع تجدیدپذیر، با هدف افزایش دقت تصمیم‌گیری در زمان واقعی و بهبود عملکرد سیستم.
- در ادامه این مقاله، در بخش ۲ برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری در یک جامعه انرژی محلی توضیح داده می‌شود. در بخش ۳ مدل‌سازی مسئله ارائه می‌گردد. سپس در بخش ۴، مدل غیرمتمرکز و الگوریتم حل آن با در نظر گرفتن برنامه‌ریزی با افق متحرک توضیح داده می‌شود. در نهایت در بخش ۵، نتایج به دست آمده ارائه می‌گردند.

۲. برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری در یک جامعه انرژی محلی

۱،۲. توصیف جامعه انرژی محلی

جامعه انرژی محلی به گروهی از مصرف‌کنندگان انرژی اطلاق می‌شود که با هدف افزایش بهره‌وری، کاهش هزینه‌ها و ارتقاء پایداری زیست‌محیطی، در تولید، ذخیره‌سازی و به‌اشتراک‌گذاری انرژی به صورت محلی مشارکت می‌کنند. این جامعه معمولاً شامل چندین ساختمان مسکونی، تجاری یا صنعتی است که از منابع انرژی تجدیدپذیر مانند پنل‌های خورشیدی بهره می‌برند و ممکن است به سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی مانند باتری‌ها نیز مجهز باشند.

در این ساختار همانطور که در شکل (۱) نشان داده شده، ساختمان‌ها از طریق یک شبکه محلی به یکدیگر متصل شده‌اند و می‌توانند انرژی تولیدشده را در داخل جامعه مبادله کرده یا مازاد آن را به شبکه اصلی برق ارسال نمایند. برخی از ساختمان‌ها تنها مصرف‌کننده هستند، در حالی که برخی دیگر نقش تولیدکننده یا پروژومر را ایفا می‌کنند. این ترکیب متنوع موجب ایجاد انعطاف‌پذیری در مدیریت بار، امکان ذخیره‌سازی انرژی در زمان تولید مازاد و مصرف آن در زمان نیاز، و همچنین تسهیل خدماتی مانند ارائه انعطاف‌پذیری می‌شود.



شکل (۱): شماتیک جامعه انرژی محلی

مدیریت تبادلات انرژی در سطح جامعه بر عهده اپراتور جامعه است، که وظیفه هماهنگی جریان انرژی، پایش داده‌ها، تسویه مالی میان اعضا و ارتباط مستقیم با DSO را بر عهده دارد. ارتباط میان اعضای جامعه و بهره‌بردار جامعه از طریق سیستم مدیریت انرژی^۹ (EMS)

^۹ Energy Management System (EMS)

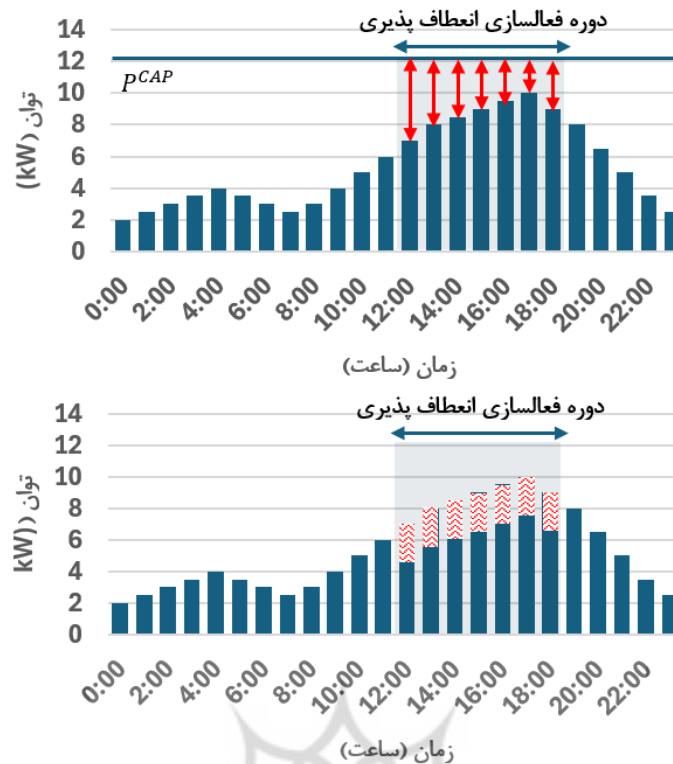
برقرار می‌شود. در این چارچوب، اطلاعات مربوط به تولید، مصرف و اولویت‌های اعضا به اپراتور منتقل می‌شود. بهره‌بردار جامعه نیز با DSO از طریق پروتکل‌های تبادل داده، شامل اطلاعات توان لحظه‌ای، برنامه‌ریزی بار و خدمات جانبی، در ارتباط است. همچنین، DSO محدودیت‌ها و سیگنال‌های قیمتی یا فنی را تعیین کرده و بهره‌بردار جامعه موظف به رعایت آن‌هاست. برای ساده‌سازی تحلیل‌ها، فرضیات زیر در نظر گرفته شده است:

- ارتباط داده بین اعضا، اپراتور جامعه و DSO بدون تأخیر و خطا است.
- بهره‌بردار جامعه مجاز به تجمیع انرژی اعضا و انجام مبادلات مستقیم با شبکه تحت قوانین DSO است.
- ظرفیت تبادل انرژی با شبکه محدود به مقادیر تعیین شده توسط DSO است، از جمله محدودیت تزریق توان و سطح ولتاژ.
- قیمت خرید و فروش انرژی بین اعضا بر اساس مکانیزم داخلی جامعه تعیین می‌شود، در حالی که تبادلات با شبکه بر اساس تعرفه یا قیمت بازار عمده‌فروشی انجام می‌گیرد.
- جامعه انرژی می‌تواند در صورت نیاز، خدمات جانبی مانند پیک‌سنجی یا تأمین ذخیره را به DSO ارائه دهد.

۲.۲. روش مدل‌سازی انعطاف‌پذیری

بر اساس تعریف ارائه شده برای انعطاف‌پذیری، دو رویکرد اصلی برای مدل‌سازی آن وجود دارد که در شکل (۲) نمایش داده شده‌اند. در رویکرد نخست، انعطاف‌پذیری به صورت یک محصول محدودیت ظرفیت به DSO ارائه می‌شود. در این روش، پارامتر P^{Cap} بیانگر حد بالای ظرفیت است که باید بر مبنای مقداری تعیین شود که مورد توافق هر دو طرف، یعنی DSO و LEC باشد. یکی از گزینه‌های مناسب برای تعیین مقدار P^{Cap} ، استفاده از ظرفیت اتصال در نقطه اتصال مشترک است [۱۴]. در رویکرد دوم، انعطاف‌پذیری به صورت یک محصول مبتنی بر خط مبنا به DSO ارائه می‌گردد. در این حالت، میزان انعطاف‌پذیری برابر است با مقدار کاهش نسبت به پروفایل مبنای تبادل توان. در واقع، رویکرد نخست را می‌توان حالت خاصی از رویکرد دوم در نظر گرفت که در آن، پروفایل مبنای تبادل توان جایگزین مقدار P^{Cap} می‌شود [۱۵]. در این مقاله، از رویکرد دوم برای مدل‌سازی انعطاف‌پذیری استفاده می‌شود. بدین منظور، بهره‌بردار جامعه انرژی با حل مسئله زمان‌بندی انرژی بدون در نظر گرفتن انعطاف‌پذیری، پروفایل مبنای تبادل توان با شبکه بالادستی را به دست می‌آورد.

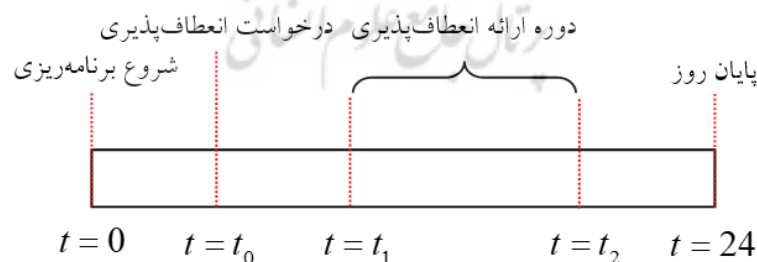
پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی



شکل (۲): رویکردهای مدل سازی انعطاف پذیری

۳.۲. فرآیند زمان بندی انرژی و انعطاف پذیری

فرآیند زمان بندی انرژی و انعطاف پذیری در شکل (۳) نشان داده شده است. همانطور که نشان داده شده، بهره بردار شبکه توزیع در زمان t_0 درخواست انعطاف پذیری را به بهره بردار جامعه انرژی محلی ارسال می کند. متعاقباً، بهره بردار جامعه انرژی پاسخی شامل میزان انعطاف پذیری قابل ارائه را به DSO ارسال می کند. پیش از آغاز بازه زمانی بعدی، بهره بردار جامعه انرژی از میزان انعطاف پذیری پذیرفته شده مطلع می شود. مقدار پذیرفته شده باید در دوره فعال سازی (یعنی از t_1 تا t_2) ارائه شود. به این معنا که توان وارد شده به جامعه انرژی در طول دوره فعال سازی باید کاهش یابد؛ در غیر این صورت، جریمه ای اعمال خواهد شد. در بخش بعد، مدل سازی ریاضی جامعه انرژی محلی ارائه می شود و سپس الگوریتم زمان بندی انرژی و انعطاف پذیری تشریح می گردد.



شکل (۳): فرآیند زمان بندی انرژی و انعطاف پذیری

۳. مدل سازی مسئله

۱.۳. تابع هدف

هدف بهره‌بردار جامعه انرژی محلی، کمینه سازی مجموع هزینه‌های تأمین انرژی است که شامل هزینه خرید برق از شبکه سراسری و هزینه‌های مرتبط با اوج مصرف توان الکتریکی می‌باشد. در مقابل، جامعه انرژی محلی این امکان را دارد که با فروش مازاد برق تولیدی به شبکه برق و همچنین ارائه انعطاف‌پذیری، درآمد کسب کند. بنابراین تابع هدف به صورت زیر تعریف می‌گردد:

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} [\pi_t^{buy} \cdot P_t^{buy} - \pi_t^{sell} \cdot P_t^{sell} - \pi_t^{flex} \cdot P_t^{flex}] + \pi^{peak} \cdot P^{peak} \quad (1)$$

در رابطه (۱)، P_t^{sell} و P_t^{buy} توان خریداری شده و فروخته شده به بازار در قیمت‌های π_t^{buy} و π_t^{sell} می‌باشند. انعطاف‌پذیری ارائه شده و قیمت آن به ترتیب P_t^{flex} و π_t^{flex} می‌باشند. همچنین، بار اوج در دوره زمانی برنامه‌ریزی جامعه انرژی محلی و قیمت بار اوج به ترتیب P^{peak} و π^{peak} می‌باشند.

۲.۳. محدودیت‌ها

تعادل توان در جامعه انرژی محلی: به منظور تضمین عملکرد پایدار جامعه انرژی محلی، باید تبادل انرژی الکتریکی بین جامعه انرژی محلی و شبکه بالادستی با تبادل انرژی الکتریکی بین جامعه انرژی محلی و اعضای آن در هر بازه برنامه‌ریزی حفظ شود:

$$P_t^{buy} - P_t^{sell} = \sum_{i=1}^{N_I} P_{i,t}^{imp} - \sum_{i=1}^{N_I} P_{i,t}^{exp} \quad (2)$$

در رابطه (۲)، $P_{i,t}^{exp}$ و $P_{i,t}^{imp}$ به ترتیب توان‌های دریافتی و تزریقی عضو i ام به جامعه انرژی محلی می‌باشند. به دلیل ظرفیت شبکه جامعه انرژی محلی، توان‌های مبادله شده با شبکه برق و اعضای جامعه محدود به یک مقدار بیشینه می‌باشند. همچنین، امکان انرژی الکتریکی هم‌زمان با شبکه بالادستی و نیز با اعضای جامعه وجود ندارد. برای این منظور قیود زیر در نظر گرفته می‌شوند:

$$P_t^{buy} \leq P_{grid_cap} \cdot u_t^{buy} \quad (3)$$

$$P_t^{sell} \leq P_{grid_cap} \cdot (1 - u_t^{buy}) \quad (4)$$

$$P_t^{imp} \leq P_{agent_cap} \cdot u_t^{imp} \quad (5)$$

$$P_t^{exp} \leq P_{agent_cap} \cdot (1 - u_t^{imp}) \quad (6)$$

تعادل توان در اعضای جامعه انرژی محلی: به طور مشابه، برای تضمین عملکرد پایدار یک عضو در جامعه انرژی محلی، باید تعادل بین تبادل انرژی الکتریکی میان آن عضو و جامعه انرژی محلی، و میزان تولید و مصرف درون آن عضو در هر بازه زمانی برنامه‌ریزی شده حفظ شود:

$$P_{i,t}^{exp} - P_{i,t}^{imp} = P_{i,t}^{PV} + P_{i,t}^{dis} - P_{i,t}^{Load} - P_{i,t}^{cha} \quad (7)$$

در رابطه (۷)، $P_{i,t}^{PV}$ ، $P_{i,t}^{Load}$ ، $P_{i,t}^{dis}$ و $P_{i,t}^{cha}$ به ترتیب توان تولیدی پنل خورشیدی، توان دشارژ باتری، توان بار مصرفی، و توان شارژ باتری عضو i ام از جامعه انرژی محلی می‌باشند.

مدل ذخیره‌ساز انرژی: سیستم ذخیره‌سازی انرژی با استفاده از روابط (۸)–(۱۳) مدل می‌شود. توان شارژ و دشارژ به ترتیب با روابط (۸) و (۹) محدود می‌گردند. دینامیک وضعیت شارژ باتری در رابطه (۱۰) بیان شده است. وضعیت شارژ اولیه ذخیره‌ساز در رابطه (۱۱) تعریف

شده است. به دلیل محدودیت‌های فنی، وضعیت شارژ ذخیره‌ساز بین مقادیر حداقل و حداکثر مشخص شده محدود شده است که در رابطه (۱۲) آمده است. به همین ترتیب، با استفاده از رابطه (۱۳) از شارژ و دشارژ هم‌زمان باتری جلوگیری می‌شود.

$$P_{i,t}^{dis} \leq P_{i,t}^{dis_max} \cdot u_{i,t}^{dis} \quad (8)$$

$$P_{i,t}^{cha} \leq P_{i,t}^{cha_max} \cdot u_{i,t}^{cha} \quad (9)$$

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + \eta^ch P_{i,t}^{cha} / E - P_{i,t}^{dis} / (\eta^{di} E) \quad (10)$$

$$SOC_0 = SOC^{ini} \quad (11)$$

$$SOC^{min} \leq SOC_t \leq SOC^{max} \quad (12)$$

$$u_t^{dis} + u_t^{cha} \leq 1 \quad (13)$$

در نظر گرفتن استهلاک باتری سبب غیر خطی شدن مدل پیشنهادی می‌گردد که همگرایی الگوریتم ADMM را تضمین نمی‌کند. به عنوان مسیر ادامه این پژوهش پیشنهاد می‌گردد مدل خطی استهلاک باتری که در مرجع [۱۶] پیشنهاد شده استفاده گردد.

انعطاف‌پذیری قابل ارائه: برای فراهم آوردن انعطاف‌پذیری در طول دوره فعال‌سازی، بهره‌بردار جامعه انرژی باید توان وارد شده از شبکه را کاهش دهد. بنابراین، انعطاف‌پذیری قابل ارائه را می‌توان به صورت زیر تعریف کرد:

$$P_{i,t}^{flex} \leq P_{i,t}^{buy_base} - P_{i,t}^{buy} \quad (14)$$

در رابطه (۱۴)، $P_{i,t}^{buy_base}$ پروفیل مبنا تبادل توان بین جامعه انرژی محلی و شبکه برق می‌باشد که از حل مسئله برنامه‌ریزی انرژی بدون در نظر گرفتن ارائه انعطاف‌پذیری به دست می‌آید.

پیک توان جامعه انرژی محلی: پیک توان روزانه جامعه انرژی محلی را می‌توان با استفاده از رابطه زیر محاسبه کرد:

$$P^{peak} \geq P_t^{buy} \quad (15)$$

۴. مدل سازی مسئله به صورت غیرمتمرکز

در این بخش، مسئله به صورت غیرمتمرکز فرمول‌بندی می‌شود. برخلاف رویکرد متمرکز، مسئله غیرمتمرکز تصمیم‌گیری را به اعضای جامعه انرژی محلی می‌سپارد. این رویکرد میزان اطلاعاتی که هر عضو باید به اشتراک بگذارد را کاهش می‌دهد و بنابراین تبادل داده‌ها را به حداقل می‌رساند و حریم خصوصی را حفظ می‌کند. در ادامه، ابتدا روش بهینه‌سازی ADMM توضیح داده می‌شود و سپس از آن برای توسعه مسئله غیرمتمرکز استفاده می‌شود.

۱.۴. روش بهینه‌سازی ADMM

یک مسئله بهینه‌سازی کلی در فرم متمرکز به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\min_{x,z} f(x) + g(z) \quad (16)$$

$$Ax + Bz = c \quad (17)$$

که در آن x متغیرهای تصمیم محلی هر عامل را نشان می‌دهد، z متغیرهای سراسری را نشان می‌دهد، A و B ماتریس‌های محدودیت هستند که تعامل بین متغیرهای محلی و سراسری را مشخص می‌کنند، C مقداری ثابت است، $f(x)$ تابع هزینه محلی است و $g(z)$ تابع هزینه سراسری است.

برای حل این مسئله به صورت غیرمتمرکز، روش ADMM تابع لاگرانژ افزایش یافته را معرفی می‌کند:

$$L(x, z, \lambda) = f(x) + g(z) + \lambda^T (Ax + Bz - c) + \frac{\rho}{2} \|Ax + Bz - c\|^2 \quad (18)$$

که در آن، λ ضرب کننده لاگرانژ (متغیر دوگان) است که به عنوان سیگنال قیمت یا جریمه برای نقض محدودیت‌ها تفسیر می‌شود. همچنین، ρ پارامتر جریمه مثبتی است که بر نرخ همگرایی تأثیر می‌گذارد.

الگوریتم ADMM به صورت تکراری و در سه گام زیر اجرا می‌شود:

۱- به روزرسانی عامل محلی: هر عامل، متغیرهای محلی خود را مستقل از سایر عوامل به روزرسانی می‌کند:

$$x^{(k+1)} = \min_x \left(f(x) + \frac{\rho}{2} \|Ax + Bz^{(k)} - c\|^2 \right) \quad (19)$$

۲- به روزرسانی متغیرهای سراسری: متغیر دوگان به منظور اجرای قید و همگرایی سیستم به روزرسانی می‌شود:

$$z^{(k+1)} = \min_z \left(g(z) + \frac{\rho}{2} \|Ax^{(k+1)} + Bz - c\|^2 \right) \quad (20)$$

۳- به روزرسانی متغیر دوگان: متغیر دوگان به منظور اجرای قید و همگرایی سیستم به روزرسانی می‌شود:

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \rho (Ax^{(k+1)} + Bz^{(k+1)} - c) \quad (21)$$

۲.۴. پیاده سازی مسئله با روش ADMM

تابع لاگرانژ افزایش یافته برای مسئله بهینه سازی غیرمتمرکز به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\begin{aligned} \min_{x \in X, z \in Z} L(x, z, \lambda) = & \sum_{t=1}^{N_T} \{ \pi_t^{buy} \cdot P_t^{buy} - \pi_t^{sell} \cdot P_t^{sell} \} + \pi^{peak} \cdot P^{peak} + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_I} \lambda_{i,t} \cdot [(P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp}) \\ & - (P_{i,t}^{Agent_exp} - P_{i,t}^{Agent_imp})] + \frac{\rho}{2} \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_I} [(P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp}) - (P_{i,t}^{Agent_exp} - P_{i,t}^{Agent_imp})]^2 \end{aligned} \quad (22)$$

همان طور که ذکر شد، رابطه (۲۲) جداسازی پذیر است و مسائل بهره برداری جامعه انرژی محلی و اعضای آن می‌تواند به صورت غیرمتمرکز بهینه سازی شوند. به این ترتیب، مالکیت اعضا حفظ شده و در عین حال، بار محاسباتی بهره بردار جامعه انرژی محلی کاهش می‌یابد. الگوریتم حل تکراری مبتنی بر روش ADMM را می‌توان در مراحل زیر خلاصه کرد:

مرحله ۱) مقداردهی اولیه به شاخص تکرار $k=0$ ؛ انتخاب ضریب جریمه ρ و معیار همگرایی ε . مقدار اولیه برای انرژی تبادل $P_{i,t}^{LEC_exp} / P_{i,t}^{LEC_imp}$ و قیمت آن‌ها $\lambda_{i,t}$ که توسط بهره بردار جامعه انرژی محلی تعیین می‌شود. ذکر این نکته ضروری است که مقادیر اولیه انرژی تبادل بین LEC و عامل‌ها برابر با صفر در نظر گرفته می‌شود. همچنین، قیمت بازار برای مقداردهی اولیه قیمت‌های تبادل انرژی بین LEC و عامل‌ها استفاده می‌شود.

مرحله ۲) هر عضو LEC، با حل مسئله زیر، هزینه انرژی مورد نیاز خود را به طور مستقل کیمه می‌کند:

$$z^{(k+1)} = \min_z \sum_{t=1}^{N_T} \lambda_{i,t}(k) \left(- (P_{i,t}^{Agent_exp} - P_{i,t}^{Agent_imp}) \right) + \frac{\rho}{2} \sum_{t=1}^{N_T} \left[\left((P_{i,t}^{LEC_exp}(k) - P_{i,t}^{LEC_imp}(k)) \right)^2 - (P_{i,t}^{Agent_exp} - P_{i,t}^{Agent_imp}) \right] \quad (23)$$

محدود به قیود (۵) تا (۱۳). این مسئله یک برنامه ریزی مربعی صحیح مختلط (MIQP) است که می‌تواند با نرم افزارهای تجاری حل شود. سپس هر عضو مقادیر پیشنهادی واردات/صادرات برق را به LEC ارسال می‌کند.

مرحله ۳) بهره‌بردار جامعه انرژی محلی با حل مسئله زیر، هزینه بهره‌برداری خود را کمینه می‌کند:

$$X^{(k+1)} = \min_x \sum_{t=1}^{N_T} [\pi_t^{buy} \cdot P_t^{buy} - \pi_t^{sell} \cdot P_t^{sell}] + \pi^{elec, peak} \cdot P^{peak} + \sum_{t=1}^{N_T} \left[\lambda_{i,t}(k) (P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp}) \right] + \frac{\rho}{2} \sum_{t=1}^{N_T} \left[\left(\frac{(P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp})^2}{-P_{i,t}^{Agent_exp}(k+1) - P_{i,t}^{Agent_imp}(k+1)} \right)^2 \right] \quad (24)$$

محدود به قیود (۱) تا (۴)، (۱۴) و (۱۵).

مرحله ۴) بهره‌بردار LEC معیار همگرایی زیر را بررسی می‌کند. در صورت عدم تحقق، به مرحله ۵ می‌رود؛ در غیر این صورت، روند تکرار را متوقف می‌کند و نتایج بهینه را منتشر می‌سازد:

$$\left[\sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_I} \left(\frac{(P_{i,t}^{LEC_exp}(k+1) - P_{i,t}^{LEC_imp}(k+1))^2}{-P_{i,t}^{Agent_exp}(k+1) - P_{i,t}^{Agent_imp}(k+1)} \right)^2 \right]^{0.5} \leq \varepsilon \quad (25)$$

مرحله ۵) بهره‌بردار LEC قیمت برق مبادله‌شده با اعضاها را به‌روزرسانی می‌کند:

$$\lambda_{i,t}(k+1) = \lambda_{i,t}(k) + \rho \left[\frac{(P_{i,t}^{LEC_exp}(k+1) - P_{i,t}^{LEC_imp}(k+1))}{-P_{i,t}^{Agent_exp}(k+1) - P_{i,t}^{Agent_imp}(k+1)} \right] \quad (26)$$

سپس مقدار تکرار را به‌روزرسانی کرده $k = k + 1$ و مقادیر به‌روزرسانی شده برق و قیمت آن‌ها برای اعضا ارسال می‌شود. سپس به مرحله ۲ بازمی‌گردد.

لازم به ذکر است که الگوریتم ADMM یک راه‌حل بهینه برای کاهش هزینه کل جامعه پیدا می‌کند، اما به صراحت به توزیع عادلانه منافع و هزینه‌ها بین اعضا نمی‌پردازد. برای ایت منظور می‌توان از ترکیب الگوریتم ADMM با مکانیزم‌های تخصیص منافع مانند Shapley value برای تقسیم منصفانه منفعت بعد از اجرای بهینه‌سازی بین اعضا می‌توان استفاده کرد [۱۷].

۳.۴. الگوریتم حل مبتنی بر افق متحرک

همان‌طور که در فلوچارت شکل (۴) مشخص شده، سه مسئله برای برنامه‌ریزی انرژی، برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری، و برنامه‌ریزی ارائه انعطاف‌پذیری حل می‌شوند. برای این منظور با مقایسه τ با زمان‌های از پیش تعریف شده t_0, t_1, t_2 ، یکی از این مسائل انتخاب و بهینه‌سازی می‌شود تا نتایج برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری به دست آید:

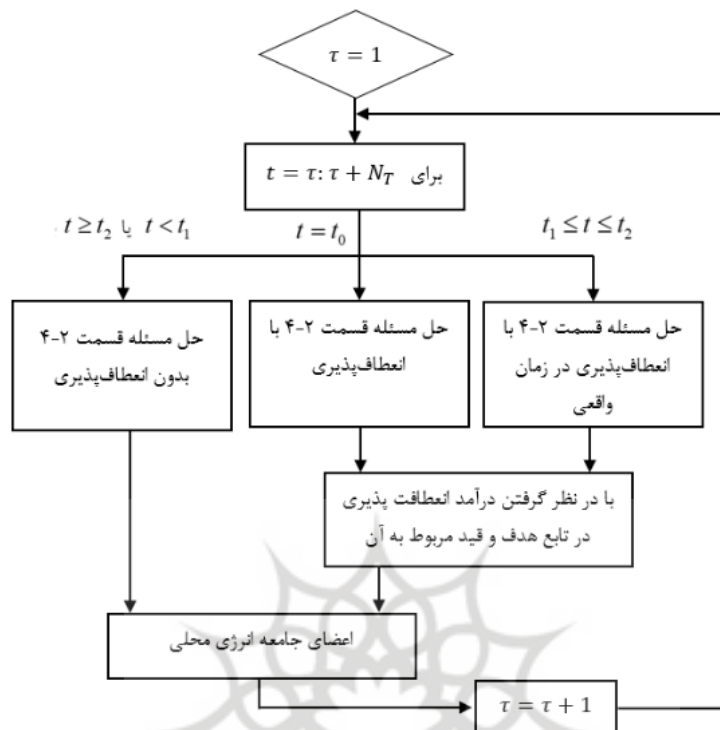
برای برنامه‌ریزی انعطاف‌پذیری، ابتدا مسئله برنامه‌ریزی انرژی بدون در نظر گرفتن انعطاف‌پذیری، یعنی مسئله برنامه‌ریزی انرژی، حل شده و توان وارداتی در طول دوره فعال‌سازی به‌عنوان پروفیل مبنا در نظر گرفته می‌شود. سپس، مسئله برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری حل می‌شود تا پیشنهادها انعطاف‌پذیری در طول دوره فعال‌سازی تعیین گردد.

اگر $t < t_1$ یا $t \geq t_2$ باشد، مقدار بهینه توان مبادله شده اعضا با شبکه محلی که از حل مسئله برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری به دست می‌آید، برای اعضا ارسال می‌شود. اگر $t = t_0$ ، پیشنهادها ارائه انعطاف‌پذیری به اپراتور شبکه توزیع ارسال می‌شود. سپس، پیش از شروع بازه بعدی، یعنی در زمان $t_0 + 1$ ، بهره‌بردار شبکه توزیع مقادیر پذیرفته‌شده انعطاف‌پذیری را به بهره‌بردار جامعه انرژی محلی ارسال می‌کند.

در دوره فعال‌سازی انعطاف‌پذیری، یعنی بازه زمانی $t_1 \leq t \leq t_2$ ، بهره‌بردار جامعه انرژی برنامه‌ریزی انرژی را بهینه‌سازی کرده و مقادیر بهینه توان مبادله شده را برای اعضا ارسال می‌کند. همچنین، بهره‌بردار جامعه انرژی محلی اطمینان حاصل می‌کند که توان وارداتی از

شبکه به میزان مورد نظر کاهش یابد تا سطح انعطاف‌پذیری پذیرفته‌شده فراهم شود؛ در غیر این صورت، باید جریمه‌ای به DSO پرداخت گردد.

در ساعت بعد از برنامه‌ریزی به زمان بعدی منتقل می‌شود. سپس، این فرآیند از اولین گام دوباره تکرار می‌شود.



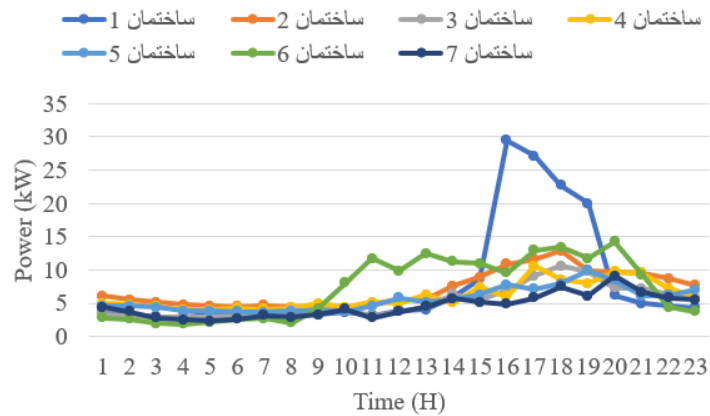
شکل (۴): فلوچارت حل مبتنی بر افق متحرک

۵. شبیه‌سازی و نتایج

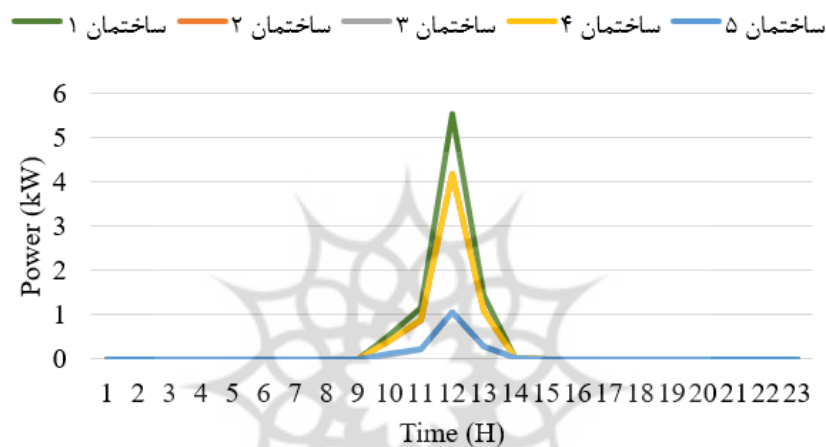
۵.۱. داده‌های شبیه‌سازی

برنامه‌ریزی بهینه‌ی انرژی و انعطاف‌پذیری برای یک روز کامل و با در نظر گرفتن یک جامعه انرژی محلی شامل ۷ ساختمان مسکونی انجام می‌گیرد. از این تعداد ۳ ساختمان دارای پنل خورشیدی، ۲ ساختمان دارای پنل خورشیدی و ذخیره‌ساز انرژی و دو ساختمان بدون پنل خورشیدی و ذخیره‌ساز انرژی می‌باشند.

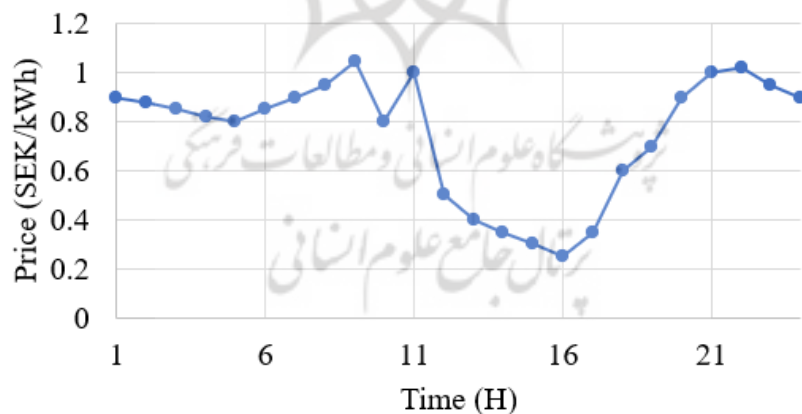
پروپیل بار و توان خورشیدی تولیدی ساختمان‌های واقع در جامعه انرژی محلی به ترتیب در شکل‌های (۵) و (۶) نشان داده شده است. همچنین، قیمت خرید برق از شبکه در شکل (۷) ارائه شده است. قیمت ارائه انعطاف‌پذیری برابر با متوسط قیمت خرید برق از شبکه در نظر گرفته می‌شود. ظرفیت باتری‌ها برابر با ۱۰۰ kWh و توان آن‌ها برابر با ۲۰ kW با راندمان ۹۵٪ در نظر گرفته می‌شود.



شکل (۵): پروفیل بار مورد تقاضای ساختمان‌های واقع در LEC



شکل (۶): پروفیل توان خورشیدی تولیدی اعضای LEC



شکل (۷): پروفیل قیمت خرید برق از شبکه

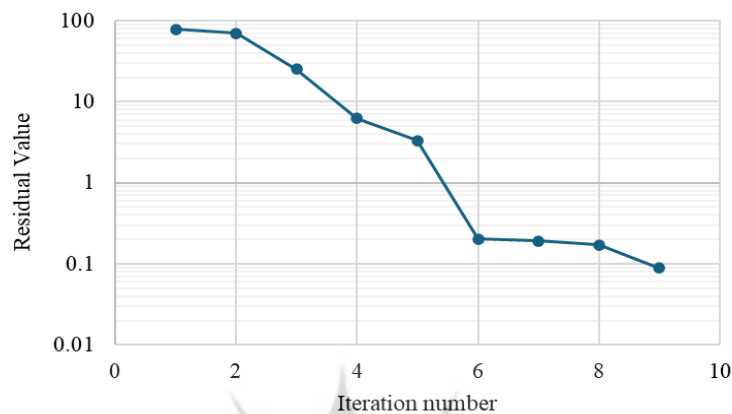
در روش ADMM مقدار ρ برابر با ۲ و مقدار ϵ برابر با ۰/۱ در نظر گرفته می‌شوند.

مدل پیشنهادی با استفاده از زبان برنامه‌نویسی پایتون و حل‌کننده‌ی Gurobi پیاده‌سازی گردیده است. شبیه‌سازی‌ها روی یک رایانه شخصی با پردازنده Intel Core i7-10700 با فرکانس ۲٫۹ گیگاهرتز و حافظه‌ی رم ۳۲ گیگابایت انجام گرفته است.

۲٫۵. مطالعات موردی

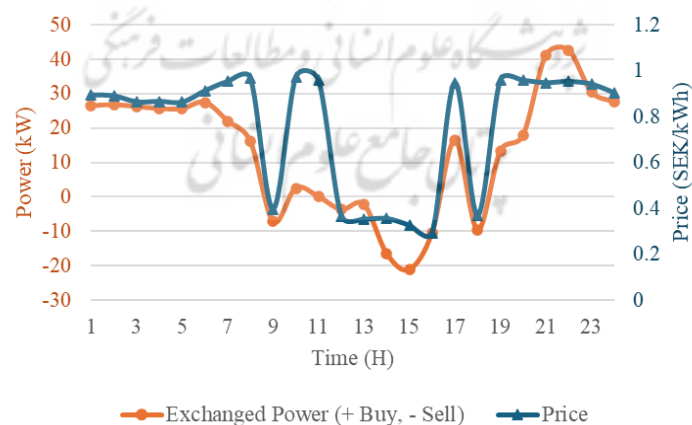
نحوه همگرایی الگوریتم ADMM در شکل (۸) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، ارزش باقیمانده^{۱۰} که در رابطه (۲۵) بیان شده، به تدریج کاهش یافته و بعد از ۹ تکرار با رسیدن به مقدار آستانه الگوریتم همگرا می‌گردد. این کاهش تدریجی نشان‌دهنده‌ی عملکرد پایدار و کارآمد الگوریتم پیشنهادی در رسیدن به نقطه بهینه و همگرایی مناسب در تعداد محدودی از تکرارها می‌باشد. مدت زمان لازم برای همگرایی الگوریتم تقریباً ۱۸ ثانیه می‌باشد.

لازم به ذکر است که پارامتر جریمه ρ نقش مهمی در سرعت همگرایی دارد و انتخاب مناسب آن می‌تواند تأثیر قابل توجهی بر کارایی الگوریتم داشته باشد.



شکل (۸): نحوه همگرایی الگوریتم ADMM

شکل (۹) نمایی از توان تبدیلی میان جامعه انرژی محلی و شبکه برق را به همراه قیمت‌های مرتبطه نمایش می‌دهد. مطابق نتایج، بهره‌بردار جامعه انرژی محلی در اغلب ساعات اقدام به خرید برق از شبکه می‌نماید؛ به جز در بازه‌های زمانی ساعت ۹، ۱۲ الی ۱۶ و ساعت ۱۸ که در آن‌ها فروش برق به شبکه انجام شده است. با این حال، با توجه به فاصله چشمگیر میان قیمت خرید و فروش برق، و در نبود زیرساخت یا ظرفیت لازم برای بهره‌برداری محلی از برق مازاد توسط ساختمان‌های مسکونی، امکان استفاده مؤثر از این انرژی مازاد فراهم نبوده است. بنابراین، استفاده از ذخیره‌سازهای انرژی بیشتر برای افزایش استفاده از این مازاد برق در جامعه انرژی محلی توجیه‌پذیر می‌باشد.



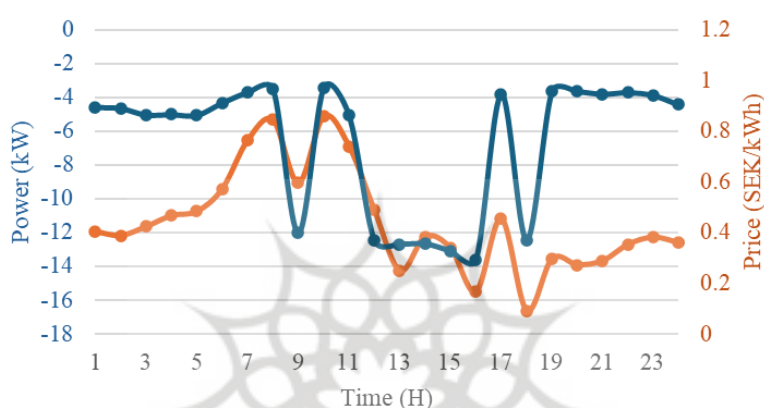
شکل (۹): توان ساعته مبادله شده بین جامعه انرژی محلی و شبکه برق و قیمت مربوطه

شکل‌های (۹) و (۱۰) توان تبدیلی بین دو ساختمان مسکونی نمونه و جامعه انرژی محلی را به همراه قیمت‌های متناظر نمایش می‌دهند. همان‌طور که مشاهده می‌شود، ساختمان اول صرفاً به فروش برق می‌پردازد، در حالی که ساختمان دوم تنها در ساعات ۱ تا ۸، ۱۷ و ۲۰ تا

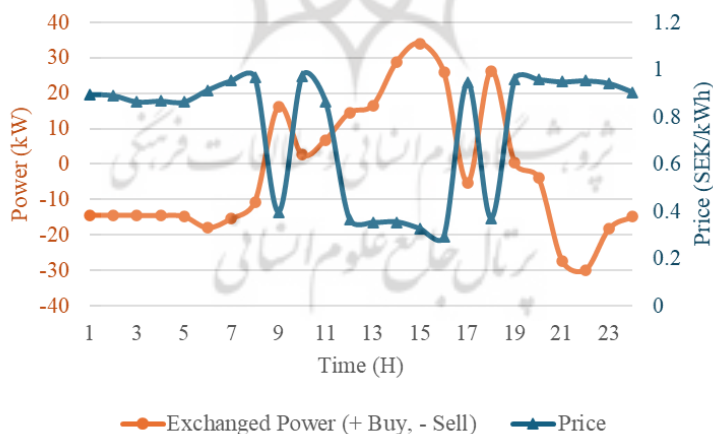
¹⁰ Residual value

۲۴ اقدام به فروش برق می‌کند. دلیل این موضوع همانطور که در شکل‌ها نیز مشخص است بالاتر بودن قیمت برق در شبکه در این ساعت‌ها می‌باشد که خرید برق از شبکه را هزینه‌بر کرده و در نتیجه بهره‌بردار جامعه انرژی محلی نتنها در این ساعت‌ها نیاز بارهای داخلی را تامین کرده بلکه مقدار اضافه را به شبکه برق می‌فروشد.

قیمت‌های مبادله انرژی بین ساختمان‌های مسکونی و شبکه محلی در واقع ضرایب لاگرانژ می‌باشند که در الگوریتم ADMM تعیین می‌گردند. با توجه به اینکه پخش‌دهی شبکه محلی در نظر گرفته نشده، قیمت‌های مبادله برق میان ساختمان‌های مسکونی و شبکه محلی، به قیمت شبکه برق نزدیک می‌باشد. بنابراین، در ساعتی که بهره‌بردار جامعه انرژی محلی از شبکه برق توان خریداری می‌کند، ساختمان اول برق خود را به ساختمان دوم از طریق شبکه محلی می‌فروشد و به این ترتیب درآمد خود را افزایش می‌دهد. با این حال، درآمد ساختمان اول در ساعات ۱ تا ۸، ۱۷ و ۲۰ تا ۲۴ کاهش می‌یابد؛ زیرا در این بازه‌ها ساختمان دوم نیازی به توان اضافی ندارد و هر دو منطقه برق مازاد خود را با قیمت پایین‌تری به شبکه سراسری می‌فروشند.



شکل (۹): توان ساعتی مبادله شده بین ساختمان اول و شبکه محلی و قیمت مربوطه



شکل (۱۰): توان ساعتی مبادله شده بین ساختمان دوم و شبکه محلی و قیمت مربوطه

در جدول (۱)، هزینه‌های بهره‌برداری از جامعه انرژی محلی و ساختمان‌ها با استفاده از مدل متمرکز و غیرمتمرکز برای روز مربوطه مقایسه شده‌اند. همان‌طور که مشاهده می‌شود، نتایج حاصل از مدل‌های متمرکز و غیرمتمرکز تقریباً یکسان هستند که این موضوع، دقت و صحت مدل غیرمتمرکز توسعه‌یافته را تأیید می‌کند.

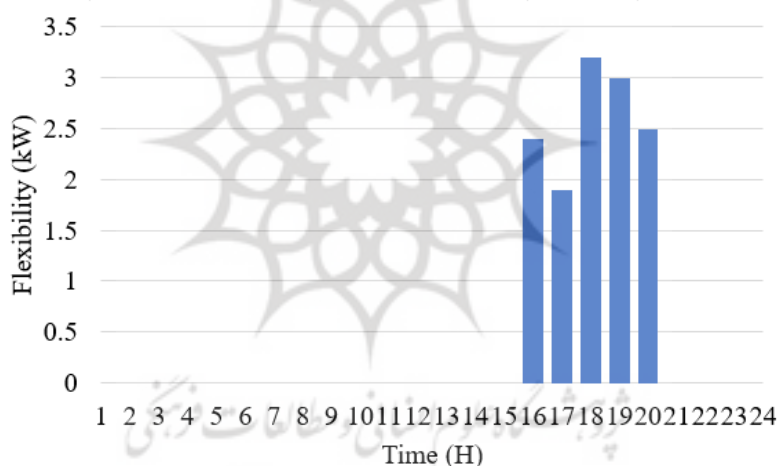
جدول (۱): مقایسه هزینه‌های بهره‌برداری جامعه انرژی و ساختمان با استفاده از مدل متمرکز و غیر متمرکز

ساختمان	مدل متمرکز (SEK)	مدل غیر متمرکز (SEK)	اختلاف
---------	------------------	----------------------	--------

۰/۴۴٪	۱۱۳	۱۱۲/۵	۱
۰/۰۵٪	۹۸/۳۵	۹۸/۳	۲
۰/۰۵٪	۱۰۵/۸	۱۰۵/۷	۳
۰/۰۵٪	۱۲۰/۵	۱۲۰/۴	۴
۰/۰۵٪	۹۳/۶۵	۹۳/۶۰	۵
۰/۰۵٪	۱۰۱/۲۵	۱۰۱/۲۰	۶
۰/۰۵٪	۱۱۰/۱	۱۱۰	۷
۰/۱۳٪	۷۴۲/۶۵	۷۴۱/۷	LEC

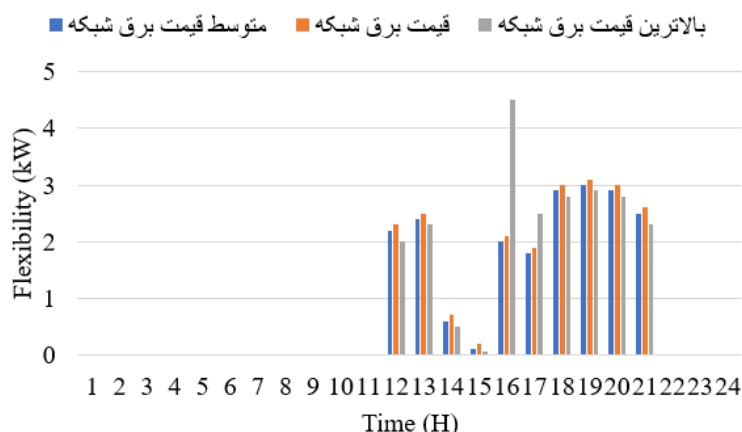
به منظور ارائه انعطاف پذیری، فرض می شود که بهره بردار شبکه توزیع در ساعت ۸:۰۰ درخواست خود را به بهره بردار جامعه انرژی محلی ارسال می کند تا در بازه زمانی ۱۲:۰۰ تا ۲۰:۰۰ خدمات انعطاف پذیری ارائه شود.

میزان انعطاف پذیری برنامه ریزی شده در شکل (۱۱) نشان داده شده است. این انعطاف پذیری با دشارژ بیشتر و شارژ کمتر ذخیره سازهای انرژی نسبت به برنامه ریزی قبلی آن ها صورت می گیرد. همانطور که مشاهده می شود دوره ی فعال سازی انعطاف پذیری از ساعت ۱۲:۰۰ تا ۲۰:۰۰ می باشد؛ با این حال، همان طور که در شکل (۱۱) نشان داده شده است، برنامه ریزی انعطاف پذیری تنها از ساعت ۱۶:۰۰ تا ۲۰:۰۰ صورت می گیرد. دلیل این امر آن است که قیمت انعطاف پذیری به اندازه ای نیست که افزایش هزینه ی کل جامعه انرژی ناشی از ارائه ی انعطاف پذیری در کل بازه ی زمانی فعال سازی را پوشش دهد.



شکل (۱۱): انعطاف پذیری برنامه ریزی شده

همان طور که در شکل (۱۲) مشاهده می شود، میزان انعطاف پذیری برنامه ریزی شده ی زمانی که قیمت انعطاف پذیری برابر با قیمت شبکه در نظر گرفته می شود، اندکی افزایش می یابد. ولی، زمانی که قیمت انعطاف پذیری برابر با بیشترین قیمت شبکه فرض می شود، میزان انعطاف پذیری افزایش می یابد. بنابراین، برای استفاده ی کامل از پتانسیل انعطاف پذیری قابل ارائه توسط جامعه انرژی محلی، بهره بردار شبکه توزیع باید یک قیمت منصفانه برای انعطاف پذیری در نظر بگیرد.



شکل (۱۲): انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده در قیمت‌های مختلف

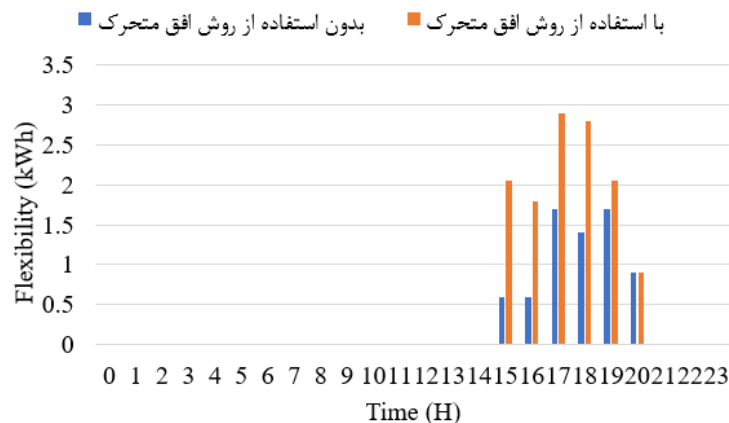
در جدول (۲) هزینه و درآمد کل ساختمان در دو حالت برنامه‌ریزی صرفاً انرژی و برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد که اگرچه با افزودن خدمات انعطاف‌پذیری، هزینه کل افزایش می‌یابد، اما این افزایش با درآمد حاصل از ارائه انعطاف‌پذیری جبران شده و در نهایت منجر به کاهش هزینه خالص پرداختی جامعه انرژی محلی می‌شود.

جدول (۲): مقایسه هزینه و درآمد کل جامعه انرژی محلی در دو حالت برنامه‌ریزی انرژی و برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری

	برنامه‌ریزی انرژی	برنامه‌ریزی انعطاف‌پذیری		
		متوسط قیمت	قیمت برق	پیشینه قیمت
هزینه (SEK)	۷۴۲/۶۵	۷۶۱/۱۷	۷۶۱/۱۷	۷۹۳/۸۶
درآمد (SEK)	۰	۲۸/۱۰	۴۲/۱۵	۱۱۷/۰۸
هزینه خالص (SEK)	۷۴۲/۶۵	۷۳۳/۰۷	۷۱۹/۰۲	۶۷۶/۷۸

برای در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در بار و توان تولیدی پنل‌های خورشیدی ساختمان‌های مسکونی واقع در جامعه انرژی محلی، مقادیر تصادفی به داده‌های مربوط به توان تولیدی و بار افزوده می‌شود. این مقادیر تصادفی از توزیع نرمال با واریانس ۵ در صد نسبت به مقدار اصلی داده‌ها به دست می‌آید. به عبارت دیگر، برای هر مقدار توان تولیدی یا بار ساختمان، یک مقدار تصادفی با میانگین صفر و واریانس ۵ در صد از مقدار اصلی به آن افزوده می‌شود. این روش به منظور شبیه‌سازی عدم قطعیت‌های ناشی از تغییرات تصادفی در تولید انرژی و تقاضای بار در طول زمان ارائه انعطاف‌پذیری به کار می‌رود.

همانطور که توضیح داده شد برای مقابله با عدم قطعیت در مدل ارائه شده از روش افق برنامه‌ریزی متحرک استفاده می‌شود. نتایج به دست آمده از انعطاف‌پذیری ارائه شده با و بدون استفاده از روش افق متحرک در شکل (۱۳) مقایسه شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، بدون استفاده از روش افق متحرک، میزان انعطاف‌پذیری ارائه شده به مقدار قابل توجهی کاهش می‌یابد که می‌تواند سبب اعمال جریمه توسط بهره‌بردار شبکه توزیع گردد.



شکل (۱۲): مقایسه انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده با و بدون در نظر گرفتن روش افق متحرک

لازم به ذکر است که نیازهای بهره‌بردار شبکه توزیع می‌توانند پویا و نامشخص باشند و ارزیابی مدل پیشنهادی در این مقاله صرفاً بر اساس یک درخواست انعطاف‌پذیری از پیش تعریف شده، می‌تواند محدودیت ایجاد کند. برای این منظور می‌توان سناریوهای پیچیده‌تر در شرایط عملیاتی واقعی را در نظر گرفت. بررسی چنین سناریوهایی به عنوان مسیر ادامه این پژوهش پیشنهاد می‌گردد.

۶. نتیجه‌گیری

در این مقاله، برنامه‌ریزی غیرمتمرکز برای مدیریت هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی ارائه شد. هدف اصلی این برنامه‌ریزی، کاهش هزینه‌های مصرف انرژی در سطح مشترکین و ارائه خدمات انعطاف‌پذیری به بهره‌بردار شبکه توزیع است. در مدل پیشنهادی، هر عضو جامعه انرژی به صورت مستقل و با هدف پیشینه‌سازی منافع خود تصمیم‌گیری می‌کند و هماهنگی میان اعضا از طریق الگوریتم ADMM صورت می‌گیرد. برای لحاظ کردن عدم قطعیت‌های موجود در پیش‌بینی تولید انرژی خورشیدی و بار مصرفی، از الگوریتم برنامه‌ریزی با افق متحرک استفاده شده است. نتایج ارزیابی کارایی چارچوب پیشنهادی نشان می‌دهد که این روش می‌تواند ضمن کاهش هزینه بهره‌برداری جامعه انرژی محلی، قابلیت ارائه انعطاف‌پذیری را به بهره‌بردار شبکه توزیع را ممکن می‌کند. در ادامه این کار پیشنهاد می‌گردد که بازاری در سطح شبکه توزیع برای خرید انعطاف‌پذیری از چندین جامعه انرژی محلی توسعه داده شود که بهره‌بردار شبکه توزیع بتواند مقدار کافی از انعطاف‌پذیری را در یک قیمت منصفانه خریداری کند.

منابع

- [1] N. Damianakis, G. R. C. Mouli, P. Bauer, and Y. Yu, "Assessing the grid impact of Electric Vehicles, Heat Pumps & PV generation in Dutch LV distribution grids," *Applied Energy*, vol. 352, p. 121878, 2023.
- [2] H. Saberi, H. Monsef, and T. Amraee, "Probabilistic congestion driven network expansion planning using point estimate technique," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 17, pp. 4202-4211, 2017.
- [3] S. Hussain, C. Lai, and U. Eicker, "Flexibility: Literature review on concepts, modeling, and provision method in smart grid," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 35, p. 101113, 2023.
- [4] J. Villar, R. Bessa, and M. Matos, "Flexibility products and markets: Literature review," *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 329-340, 2018.
- [5] H. Tang and S. Wang, "Energy flexibility quantification of grid-responsive buildings: Energy flexibility index and assessment of their effectiveness for applications," *Energy*, vol. 221, p. 119756, 2021.
- [6] S. A. Mansouri, E. Nematbakhsh, A. R. Jordehi, M. Marzband, M. Tostado-Véliz, and F. Jurado, "An interval-based nested optimization framework for deriving flexibility from smart buildings and electric vehicle fleets in the TSO-DSO coordination," *Applied Energy*, vol. 341, p. 121062, 2023.

- [7] R. B. Navesi, M. Jadidoleslam, Z. Moradi-Shahrbabak, and A. F. Naghibi, "Capability of battery-based integrated renewable energy systems in the energy management and flexibility regulation of smart distribution networks considering energy and flexibility markets," *Journal of Energy Storage*, vol. 98, p. 113007, 2024.
- [8] J. M. Schwidtal *et al.*, "Emerging business models in local energy markets: A systematic review of peer-to-peer, community self-consumption, and transactive energy models," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 179, p. 113273, 2023.
- [9] R. Faia, J. Soares, T. Pinto, F. Lezama, Z. Vale, and J. M. Corchado, "Optimal model for local energy community scheduling considering peer to peer electricity transactions," *IEEE access*, vol. 9, pp. 12420-12430, 2021.
- [10] S. Malik, M. Duffy, S. Thakur, B. Hayes, and J. Breslin, "A priority-based approach for peer-to-peer energy trading using cooperative game theory in local energy community," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 137, p. 107865, 2022.
- [11] M. M. De Villena, S. Aittahar, S. Mathieu, I. Boukas, E. Vermeulen, and D. Ernst, "Financial optimization of renewable energy communities through optimal allocation of locally generated electricity," *IEEE access*, vol. 10, pp. 77571-77586, 2022.
- [12] L. Hou *et al.*, "Optimized scheduling of smart community energy systems considering demand response and shared energy storage," *Energy*, vol. 295, p. 131066, 2024.
- [13] S. Lilla, C. Orozco, A. Borghetti, F. Napolitano, and F. Tossani, "Day-ahead scheduling of a local energy community: An alternating direction method of multipliers approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, pp. 1132-1142, 2019.
- [14] N. M. Alavijeh, D. Steen, A. T. Le, and S. Nyström, "Capacity limitation based local flexibility market for congestion management in distribution networks: Design and challenges," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 156, p. 109742, 2024.
- [15] R. Sharma, N. M. Alavijeh, M. Mohiti, D. Steen, L. A. Tuan, and P. Løveryd, "Flexigrid tools for real-life demonstrations of local energy system concepts at chalmers campus testbed," in *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, 2023: IEEE, pp. 01-06.
- [16] N. M. Alavijeh, R. Khezri, M. Mazidi, D. Steen, and A. T. Le, "Profit benchmarking and degradation analysis for revenue stacking of batteries in Sweden's day-ahead electricity and frequency containment reserve markets," *Applied Energy*, vol. 381, p. 125151, 2025.
- [17] A. Fleischhacker, C. Corinaldesi, G. Lettner, H. Auer, and A. Botterud, "Stabilizing energy communities through energy pricing or PV expansion," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 728-737, 2021.