

Reactive Power Management in Low Voltage Distribution Networks Using Capability and Oversizing of PV Smart Inverters

**Saeed Souri, *Ph.D. Student*, Hosein Mohammadnezhad Shourkaei, *Assistante Professor*,
Soodabeh Soleymani, *Professor*, Babak Mozafari, *Associate Professor***

Faculty of Mechanics, Electrical Power and Computer- Science and Research Branch, Islamic Azad University,
Tehran, Iran

sourisaeed@yahoo.com, h-mohamadnejad@srbiau.ac.ir, s.soleymani@srbiau.ac.ir, mozafari@srbiau.ac.ir

Abstract

Since integration of solar photovoltaic (PV) sources into the power grid is increasing rapidly in recent years, the capability of photovoltaic source inverters can be an opportunity to improve the technical and economic indicators via reactive power management in low voltage distribution networks grids. This work proposes an optimal planning model to improve the voltage deviation index and increase the revenue sale electricity with the capability of PV inverters and fixed capacitors. In this regard, the optimal capacity of the PV inverter is determined simultaneously with the location and number of fixed capacitors to minimize investment (for PV inverter, fixed capacitor, operating cost) and maximize electricity sales revenue. For this purpose, an innovative model is presented that is able to calculate the annual technical-economic evaluation. To make the costs for investment, operation and maintenance of compensating devices more realistic, the lifespan and additional cost of inverter oversizing in the objective function are modelled. In this article, load flow equations along with technical constraints are integrated into a mixed-integer second-order conic programming model. Two real grids were simulated using MATLAB software in order to show the effectiveness of the proposed model. The comparison of the proposed RPM method with conventional methods confirmed considerable reduction of investment and energy losses in the low voltage distribution networks grids.

Keywords: capacitor, distribution grids, photovoltaic inverter, reactive power

Received: 28 January 2022

Revised: 5 April 2022

Accepted: 2 June 2022

Corresponding Author: Dr. Hosein Mohammadnezhad Shourkaei

Citation: S. Souri, H. Mohammadnezhad-Shourkaei, S. Soleymani, B. Mozafari, "Reactive power management in low voltage distribution networks using capability and oversizing of PV smart inverters", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 14, no. 56, pp. 21-42, January 2023 (in Persian).

مدیریت توان راکتیو در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف با استفاده از قابلیت و اضافه ظرفیت اینورترهای هوشمند منابع فتوولتائیک

سعید سوری، دانشجوی دکتری، حسین محمد نژاد شورکائی، استاد یار، سودابه سلیمانی، استاد، بابک مظفری، دانشیار

دانشکده مکانیک، برق و کامپیوتر - واحد علوم تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
sourisaed@yahoo.com, h-mohamadnejad@srbiau.ac.ir, s.soleymani@srbiau.ac.ir, mozafari@srbiau.ac.ir

چکیده: از آنجایی که ادغام منابع فتوولتائیک (PV) خورشیدی در شبکه توزیع فشار ضعیف در سال‌های اخیر به سرعت رو به افزایش است، استفاده از قابلیت اینورترهای منابع فتوولتائیک می‌تواند فرصتی برای بهبود شاخص‌های فنی و اقتصادی از طریق مدیریت توان راکتیو در شبکه‌های توزیع ولتاژ پایین باشد. این مقاله جهت بهبود افت ولتاژ و افزایش درآمد ناشی از فروش برق، با استفاده از قابلیت اینورتر PV و خازن ثابت، مدل بهینه‌ای برای مدیریت توان راکتیو پیشنهاد می‌کند. در این روش ظرفیت بهینه اینورتر PV همزمان با مکان و تعداد خازن ثابت مشخص می‌شود تا سرمایه‌گذاری برای اینورتر PV، خازن ثابت و هزینه عملیاتی حداقل و درآمد فروش برق حداکثر گردد. در این راستا، طول عمر و هزینه اضافه ظرفیت اینورتر PV، جهت ارزیابی فنی و اقتصادی سالانه لحاظ می‌گردد. در این مطالعه معادلات پخش بار همراه با محدودیت‌های فنی در یک مدل برنامه‌ریزی مخروطی مرتبه دوم ادغام شده‌اند. دو شبکه توزیع فشار ضعیف با دیتاهای واقعی و با استفاده (کدنویسی) از نرم‌افزار متلب به منظور نشان دادن اثر بخشی مدل پیشنهادی شبیه‌سازی شده است. مقایسه روش پیشنهادی مدیریت توان راکتیو با روش‌های مرسوم، تغییرات قابل توجه مطلوبی، برای سرمایه‌گذاری، هزینه تلفات انرژی، بهبود شاخص انحراف ولتاژ و درآمد فروش برق را نشان می‌دهد.

کلمات کلیدی: اینورتر فتوولتائیک، توان راکتیو، خازن، شبکه‌های توزیع

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۱۱/۸

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۱/۱۶

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۳/۱۲

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر حسین محمدنژاد شورکائی
نشانی نویسنده‌ی مسئول: تهران - حصارک - دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات - دانشکده مکانیک، برق و کامپیوتر

۱- مقدمه

مصرف و هزینه بارهای الکتریکی به ولتاژ پایانه آنها بستگی دارد. بنابراین توان اکتیو و راکتیو مصرفی بارهای الکتریکی با تغییر ولتاژ پایانه آنها قابل تغییر است [۱،۲]. مطالعات اخیر نشان می‌دهد کاهش ولتاژ صرفه‌جویانه^۱ (CVR) در تمام فیدرهای توزیع ایالات متحده می‌تواند کاهش ۳/۰۴ درصدی در مصرف انرژی ملی سالانه ایجاد کند. استفاده از روش کاهش ولتاژ صرفه‌جویانه همچنین به‌طور گسترده در کشورهای دیگر مانند استرالیا و ایرلند آزمایش و مشخص شد که کاهش ۲/۵ درصد ولتاژ منجر به یک درصد صرفه‌جویی انرژی در مصارف مسکونی استرالیا می‌شود [۱]. همچنین کنترل ولتاژ و توان راکتیو به دلیل طرح‌های هوشمند و پیشرفته جدید برای بهبود برنامه‌ریزی و بهره‌برداری شبکه توزیع برق مورد توجه فزاینده‌ای در زمینه شبکه هوشمند قرار گرفته است [۳]. از سوی دیگر، گسترش منابع فتوولتائیک^۲ (PV) نسبت به سایر منابع تجدیدپذیر به ویژه در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف^۳ (LVDGs) افزایش یافته و این موضوع در سال‌های آینده نیز ادامه خواهد داشت [۴]. بر اساس استاندارد IEEE 1547، تمام اینورترهای مسکونی (جدید/موجود) باید به عملکردهای اینورتر هوشمند مانند کنترل ولت/وار (volt/var) جهت اصلاح ولتاژ نقطه اتصال مجهز شوند [۵]. در این راستا بهره‌برداران سیستم توزیع^۴ (DSOs) می‌توانند از این گزینه برای کاهش چالش‌های نفوذ بالای منابع PV استفاده کنند. در مطالعات مختلف [۶-۹] از پشتیبانی توان راکتیو با اینورترهای منابع فتوولتائیک، جهت کاهش چالش‌های سطح نفوذ بالای PV استفاده شده است. برخی مطالعات نشان داده‌اند که اینورترهای PV می‌توانند ولتاژهای باس را در محدوده استاندارد ANSI C84.1 بدون هیچ دستگاه تنظیم‌کننده دیگری در شبکه توزیع سه فاز چهار سیمه حفظ کنند [۱۰]. همچنین از اینورترهای PV برای تزریق/جذب توان راکتیو^۵ (I/ARF) جهت کنترل ولتاژ در محدوده نامی استفاده شده است [۱۱،۱۲]. در مرجع‌های [۱۳] و [۱۴] نشان داده شده که مدیریت توان راکتیو^۶ (RPM) از طریق اینورتر PV برای تنظیم ولتاژ همیشه باعث کاهش تلفات انرژی نمی‌شود. در مرجع [۱۵] کنترل توان اکتیو و راکتیو در اینورترهای PV برای کاهش تلفات و بهبود شاخص انحراف ولتاژ، بدون در نظر گرفتن اضافه ظرفیت اینورتر استفاده شده است. در مرجع [۱۴] ذکر شده که اگر اینورتر منابع PV با ظرفیت نامی انتخاب شود و PV در پیک تولید باشد ظرفیت خالی اینورتر برای تزریق/جذب توان راکتیو صفر است، مگر اینکه توان اکتیو خروجی کاهش یابد. در مرجع‌های [۱۶] و [۱۷] از کنترل توان اکتیو و راکتیو PVها با لحاظ کردن اضافه ظرفیت اینورترها برای کاهش تلفات انرژی و بهبود وزن شاخص انحراف ولتاژ^۷ (WVDI) استفاده شده است. بعضی منابع مانند مرجع [۱۸] هزینه تولید توان راکتیو از اینورترهای محلی را ناچیز و حتی صفر (بدون هزینه اضافی) نشان داده‌اند. در مرجع [۱۹] هزینه تولید توان راکتیو از طریق اینورترهای PV به‌طور کامل محاسبه شده است. این هزینه به سطح نفوذ^۸ (PL) منابع فتوولتائیک بستگی دارد. در مرجع [۱۶] تولید توان راکتیو توسط اینورترهای PV هوشمند، جایگزین خازن‌ها در شبکه‌های فشار متوسط پیشنهاد کرده است. در مرجع [۲۰] از قابلیت اینورتر هوشمند منابع فتوولتائیک و جبران ساز استاتیک^۹ (SVC) به‌صورت هم‌زمان، برای مدیریت توان راکتیو در شبکه‌های توزیع استفاده شده است. در مطالعات زیادی مانند مرجع‌های [۲۱] و [۲۲]، استفاده از قابلیت توان راکتیو اینورترهای PV، به-عنوان ارائه خدمات جانبی مانند پشتیبانی ولتاژ استفاده شده است. در مرجع [۲۳] روش کنترلی امپدانس مجازی تطبیقی مبتنی بر روش تناسب توزیع توان اکتیو و راکتیو واحدهای تولید توان ارائه شده که می‌تواند انحرافات ولتاژ، توان و فرکانس را کاهش دهد. همچنین مدیریت توان راکتیو همیشه یک حوزه تحقیقاتی جالب برای مهندسی برق از نظر فنی و اقتصادی است و این موضوع در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف، می‌تواند نقش بسزایی در کیفیت انرژی تحویل شده به مصرف‌کنندگان داشته باشد [۲۴].

کاهش ولتاژ در خروجی‌های پست‌های فوق توزیع (۶۳ به ۲۰ کیلوولت) برای فصل‌های پربار توسط بهره‌برداران شبکه‌های فوق توزیع به‌منظور مدیریت پیک بار مصرف انرژی را کاهش می‌دهد، در مقابل افزایش ولتاژ در انتهای خطوط فشار ضعیف با مدیریت توان راکتیو می‌تواند مصرف انرژی را افزایش دهد. با توجه به وابستگی مصرف انرژی مصرف‌کننده به ولتاژ پایانه آنها، این مطالعه بر درآمد فروش برق^{۱۰} (ESR)، بهبود انحرافات ولتاژ از طریق مدیریت توان راکتیو در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف تمرکز دارد. مدیریت توان راکتیو با استفاده هم‌زمان از خازن‌های ثابت^{۱۱} (FC) و اینورتر قابل کنترل PV، جهت بهبود درآمد و کاهش هزینه، تجزیه و تحلیل می‌گردد. به‌طور خلاصه، این مطالعه حضور اینورتر هوشمند PV با قابلیت اضافه ظرفیت در کنار

خازن ثابت را، فرصتی برای مدیریت توان راکتیو انعطاف‌پذیرتر، موثرتر و ارزان‌تر پیشنهاد می‌کند. اهداف اصلی این مقاله را می‌توان به شرح زیر خلاصه کرد:

- ۱- مدیریت توان راکتیو جهت بهبود شاخص انحراف و افت ولتاژ
 - ۲- تعیین سهم جبران توان راکتیو با اینورتر هوشمند PV و/یا FC در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف جهت افزایش درآمد ناشی از فروش برق و کاهش هزینه
 - ۳- ارائه چارچوبی برای سیاست‌گذار جهت ارزیابی تصمیم‌های سرمایه‌گذاری و انتخاب گزینه‌های مدیریت توان راکتیو در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف
 - ۴- فرمول‌بندی هزینه‌های تامین توان راکتیو با استفاده هم‌زمان از قابلیت اینورتر PV و FC
- در ادامه روش‌های جبران توان راکتیو در بخش دوم توضیح داده می‌شود. بخش سوم بیان مسئله جهت رویکرد پیشنهادی را تشریح می‌کند. بخش چهارم بر فرمول‌بندی مسئله تمرکز دارد. تحلیل نتایج شبیه‌سازی برای شبکه‌های نمونه در بخش پنج تحلیل و مورد بحث قرار می‌گیرد. در نهایت، نتیجه‌گیری در بخش ششم ارائه می‌شود.

۲- جبران توان راکتیو در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف

تا کنون روش‌های متنوعی برای مدیریت توان راکتیو با تجهیزات جبران‌ساز پیشنهاد شده است. روش‌های مرسوم در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف سنتی، برای جبران توان راکتیو عبارتند از: خازن ثابت خازن سوئیچ شونده^{۱۲} (SC)، بانک‌های خازنی به همراه رگولاتور^{۱۳} (BC)، جبران‌کننده وار استاتیک و تغییرات در تپ ترانسفورماتورها در زیر بار^{۱۴} (OLTC) که کم هزینه و غیر هوشمند هستند [۲۵-۲۷]. از طرفی در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف به دلیل X/R پایین خطوط (در مقایسه با سطوح ولتاژ بالا) ولتاژ وابستگی کمتری به توان راکتیو دارد، لذا مدیریت توان راکتیو به هوشمندی و کنترل بالاتری نیاز دارد. مطابق ویرایش جدید IEEE 1547 در سال 2018 کنترل ولت/وار برای اینورترهای هوشمند اجباری شده است [۲۸]. این در شرایطی است که در سال‌های اخیر استفاده از منابع تجدیدپذیر مانند PV در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف افزایش زیادی داشته و قابلیت اینورتر آنها، برای مدیریت توان راکتیو و کنترل ولتاژ در مقایسه با جبران‌کننده‌های سنتی سریع‌تر و دقیق‌تر است [۲۹].

۲-۱- جبران توان راکتیو با اینورترهای PV

توان راکتیو اینورتر PV را می‌توان به‌طور پیوسته با توجه به مقدار تولید توان اکتیو آن کنترل کرد. کنترل توان راکتیو اینورتر PV معمولاً با استفاده از روش‌های دروپ کنترل یعنی توان راکتیو به‌عنوان تابعی از ولتاژ در نقطه اتصال PV و یا ضریب توان^{۱۵} (PF) به‌عنوان تابعی از توان اکتیو تزریقی انجام می‌شود. در برخی از مطالعات قدیمی‌تر روش ضریب توان ثابت، جهت استفاده از توان راکتیو اینورترهای PV پیشنهاد شده است به گونه‌ای که توان راکتیو تابعی از مقدار تولید توان اکتیو منابع فتوولتائیک است. در روش مذکور، مشخصه‌های دورپ طوری تنظیم می‌شود که اگر منابع تجدیدپذیر تولید توان اکتیو نداشته باشند، تزریق/جذب توان راکتیو توسط اینورتر PV نیز صفر است [۸،۳۰]. در این مطالعه نشان داده می‌شود که حتی استفاده از اینورتر PV در ظرفیت نامی با ضریب توان متغیر برای مدیریت توان راکتیو به تنهایی در بعضی از سطوح نفوذ PV اقتصادی نیست و نیاز به اضافه ظرفیت اینورترها داریم. به عبارت دیگر در نفوذ پایین منابع فتوولتائیک اگر اضافه ظرفیت اینورتر لحاظ نشود در صورت نیاز به توان راکتیو برای جبران توان راکتیو مصرفی بارها یا باید برای تولید توان اکتیو از PVها محدودیت ایجاد شود و یا اینکه اینورتر ساعات بیشتری از شبانه روز توان راکتیو تولید کند که در هر دو حالت تابع هدف تعریف شده در این کار بهینه نیست.

۲-۲- جبران توان راکتیو با دیگر جبران‌کننده‌ها

در این قسمت سه جبران‌کننده برای جبران توان راکتیو اشاره می‌شود:

الف- خازن‌های سوئیچ شونده و بانک‌های خازن به‌صورت مرکزی در داخل پست‌های توزیع زمینی، در سطح ولتاژ ۴۰۰ ولت، برای جبران توان راکتیو در شبکه‌های سنتی ایران استفاده می‌شوند. همچنین FC تک فاز یا سه فاز در کنار دستگاه‌های اندازه‌گیری مصرف‌کنندگان به ترتیب با ظرفیت‌های تقریبی ۲۰۰ واری ۲/۵ کیلوواری برای هر مصرف‌کننده و آپارتمان (مثلاً ۱۰ واحد) نصب می‌شوند. همچنین در طول خطوط شبکه‌های توزیع فشار ضعیف هوایی، خازن‌های ثابت بیشتر برای جبران حداقل توان راکتیو بار با ظرفیت ۱۲/۵ کیلوواری استفاده می‌شوند. به‌طور خلاصه FCها قادر به کنترل موثر و مستمر ضریب توان، توان راکتیو، تنظیم ولتاژ و تلفات توان برای تغییرات بار نیستند.

ب- جبران‌کننده واری استاتیک نصب شده در شبکه‌های توزیع باعث کاهش تغییرات ولتاژ، کاهش جذب توان راکتیو از شبکه بالادست برق و تثبیت ولتاژ می‌گردد. کنترل خودکار ولتاژ توسط جبران‌کننده واری استاتیک از طریق محاسبه مقدار توان القایی/خازنی مورد نیاز انجام می‌شود. جبران‌کننده واری استاتیک از یک راکتور کنترل شده با تریستور، یک خازن سوئیچ شده با تریستور و یک فیلتر تشکیل شده است [۲۰]. با توجه به هزینه بالای جبران‌کننده‌های مذکور نسبت به خازن‌ها و حتی رویکرد پیشنهادی این مطالعه، این نوع جبران‌کننده برای شبکه‌های توزیع فشار ضعیف ایران خیلی کم استفاده می‌گردند.

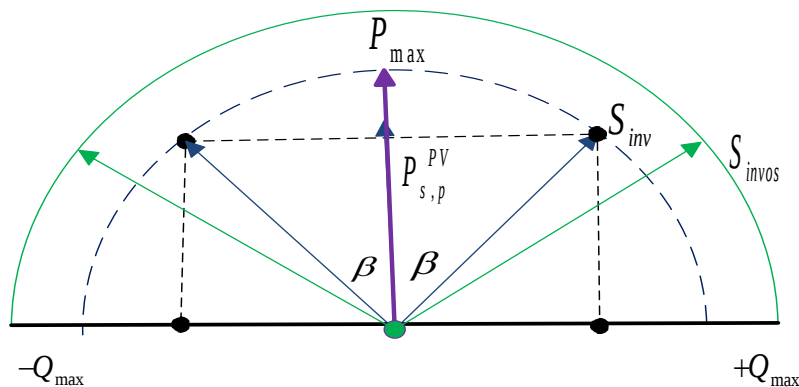
ج- در مرجع [۳۱] به دلیل نفوذ بالای منابع تجدیدپذیر، یک دستگاه القایی^{۱۶} (ID) در انتهای خطوط فشار ضعیف برای جلوگیری از افزایش ولتاژ پیشنهاد شده است. علاوه بر این، در این مرجع نشان داده شده که با نصب راکتور در انتهای خطوط، تبادل توان راکتیو بین شبکه بالادست و مصرف‌کنندگان کاهش یافته است. این موضوع وظایف DSOs را برای مدیریت ولت/واری تا حد زیادی کاهش می‌دهد. این تجهیز کمکی به جبران افت ولتاژ نمی‌کند و فقط از اضافه ولتاژ انتهای خطوط جلوگیری می‌کند که از اهداف اصلی در این مقاله نیست.

۳-۲- جبران توان راکتیو با روش پیشنهادی

در منابع فتوولتائیک اگر توان تولیدی اکتیو برابر با توان نامی آن باشد، ظرفیت اینورترها جهت تزریق/جذب توان راکتیو صفر است، با در نظر گرفتن اضافه ظرفیت برای آنها، اینورترها انعطاف‌پذیری خوبی در پاسخ به تغییرات توان راکتیو بار از طریق تزریق/جذب توان راکتیو مطابق معادله (۱) و شکل (۱) دارند.

$$Q_{s,p}^{PV\max} = \pm \sqrt{(S_{OS}^{INV})^2 - (P_{s,p}^{PV})^2} \quad (1)$$

در رابطه فوق $P_{s,p}^{PV}$ توان اکتیو تولید شده در سناریو s برای منابع فتوولتائیک PV، $P_{s,p}^{PV\max}$: حداکثر توان راکتیو PV در سناریو s و S_{OS}^{INV} ظرفیت اینورتر با اضافه ظرفیت را نشان می‌دهند. در رویکرد این مقاله روش کنترل ولت/واری یا همان $Q(U)$ ، به تنهایی روش مناسب و موثری از نظر فنی و اقتصادی جهت مدیریت توان راکتیو با اینورترهای PV در ظرفیت نامی، برای شبکه‌های توزیع مخصوصاً فشار ضعیف (۴۰۰ ولت) نیست. از این‌رو، جهت تولید توان راکتیو بیشتر و انعطاف‌پذیر، اضافه ظرفیت اینورترها همانند شکل (۱) بررسی و پیشنهاد شده است. در شکل (۱) نیم دایره داخلی ظرفیت نامی اینورترها بدون اضافه ظرفیت را نشان می‌دهد. اما نیم دایره خارجی نشان می‌دهد که با لحاظ کردن اضافه ظرفیت برای اینورترها، حتی در ساعت‌های پیک تولید توان اکتیو از PVها، ظرفیت مناسبی از اینورتر برای مدیریت توان راکتیو در اختیار DSOs قرار دارد. در مدل پیشنهادی برای جبران توان راکتیو با لحاظ کردن اضافه ظرفیت اینورترها و قابلیت اجبار شده در ویرایش استاندارد ۱۵۴۷، سال ۲۰۱۸، از اینورترهای هوشمند PV به‌صورت پویا، اما از خازن‌های ثابت بر اساس برنامه سالانه، برنامه‌ریزی و استفاده می‌شود. روش پیشنهادی از استفاده مستمر و پیوسته با حداکثر ظرفیت اینورترهای PV در کل شبانه روز، با توجه به حضور هم‌زمان خازن‌های ثابت (برای جبران توان راکتیو مصرفی بارهای ثابت در طول سال) جلوگیری می‌کند و این موضوع مانع تسریع در خرابی اینورترها می‌شود. در این کار مکان، تعداد خازن‌های ثابت و ظرفیت اینورترهای PV به‌عنوان متغیرهای تصمیم‌گیری محاسبه و پیشنهاد می‌گردد. حتی در رویکرد پیشنهادی اینورترها ممکن است ساعتی جذب توان راکتیو داشته باشند که این موضوع در بهینه شدن تابع هدف پیشنهادی اثر مطلوب قابل توجه دارد.



شکل (۱): منحنی قابلیت اینورتر PV با در نظر گرفتن اضافه ظرفیت [۱۷،۲۲]

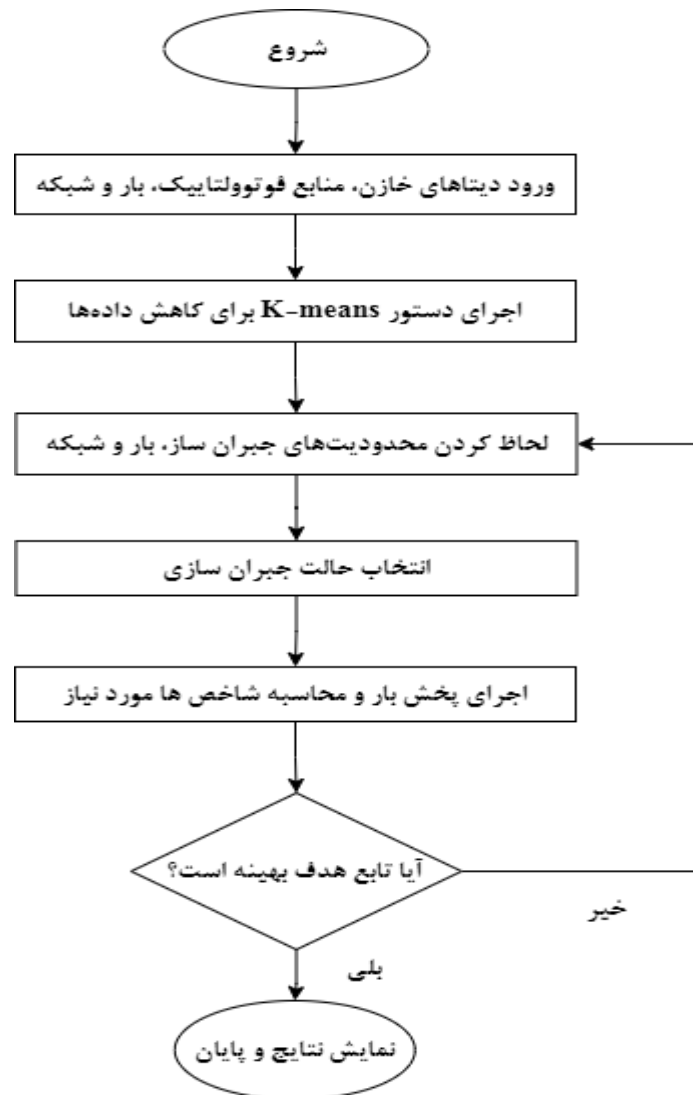
Figure (1): Capability curve of the PV inverter with considering the overruling option [17,22]

۳- بیان مساله

کاهش ولتاژ صرفه‌جویانه به‌طور گسترده توسط برق‌های منطقه‌ای (مدیریت شبکه‌های بالادست شرکت‌های توزیع)، جهت کاهش پیک تقاضا با عملیات تغییر تپ ترانسفورماتور در پست‌های فوق توزیع (۶۳ به ۲۰ کیلوولت) مورد استفاده قرار می‌گیرد. کاهش ولتاژ صرفه‌جویانه مذکور در سطوح بالای ولتاژی، باعث افت ولتاژ بیشتری در انتهای فیدرهای شبکه‌های توزیع فشار ضعیف، به دلیل شعاعی بودن شبکه می‌گردد. این موضوع علاوه بر نارضایتی مشتریان، تأثیر نامطلوبی بر درآمد ناشی از فروش برق برای شرکت‌های توزیع برق دارد. از طرفی مطابق استاندارد EN 50160 تغییر سریع ولتاژ نباید از ۵ درصد ولتاژ اسمی در شرایط معمولی تجاوز کند [۱۱]. با جبران مرکزی در داخل پست‌های برق (۲۰ به ۰/۴ کیلوولت) توسط تجهیزات جبران‌ساز سنتی (به‌عنوان مثال: FC، SVC، OLTC، CB) نمی‌توان، کمبود ولتاژ در انتهای خطوط را مطابق با استاندارد اصلاح کرد [۲۰،۳۱]. در کشورهایی مانند ایران که سطح نفوذ منابع تجدیدپذیر مانند PV پایین است، می‌توان از قابلیت اینورترهای منصوبه آنها، هم‌زمان با خازن‌های ثابت در طول خطوط، برای بهبود حداقل ولتاژ باس^{۱۷} (BVM) به ویژه در انتهای خطوط استفاده نمود. از طرفی در بسیاری از کشورها، مصرف‌کنندگان هزینه‌ای بابت مصرف توان راکتیو خود در ضریب توان‌های مطلوب پرداخت نمی‌کنند. به‌عنوان مثال در کشور سنگاپور در صورتی که مصرف توان راکتیو مصرف‌کنندگان، بیشتر از ۶۲ درصد توان اکتیو مصرفی آنها باشد، برای هر کیلووات ساعت ۰/۶۳ سنت (SGD/kVarh) هزینه پرداخت می‌کنند [۲۹]. همچنین در نیوزلند، مصرف‌کنندگان با ضریب توان مصرفی کمتر از ۰/۹۵ شامل پرداخت هزینه توان راکتیو می‌شوند. در ایران فقط مشترکانی که قدرت خریداری شده آنها بالاتر از ۴۴ کیلووات و ضریب توان آنها کمتر از ۰/۹ باشد، هزینه مصرف راکتیو پرداخت می‌کنند. با این قانون، هزینه توان راکتیو در ایران، برای انشعابات مسکونی تقریباً بر عهده DSOs است. این موضوع اهمیت مدیریت توان راکتیو را برای DSOs به ویژه در فیدرهای مسکونی افزایش می‌دهد. بنابراین، مدیریت توان راکتیو یک مسئله جدی در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف است. برای این منظور مدلی نوآورانه برای مدیریت توان راکتیو ارائه شده که می‌تواند کل هزینه‌ها و درآمدهای مرتبط را با استفاده از ارزیابی فنی-اقتصادی سالانه محاسبه کند. این کار با در نظر گرفتن محدودیت‌های تجهیزات شبکه و به حداکثر رساندن درآمد ناشی از فروش برق، جهت مدیریت توان راکتیو سهم تأمین توان راکتیو با اینورترهای منابع فتولتائیک و خازن‌های ثابت را مشخص می‌کند. شکل (۲) فلوچارت روش پیشنهادی را برای مدیریت توان راکتیو نشان می‌دهد.

۴- فرمولاسیون مساله

مدل برنامه‌ریزی پیشنهادی به‌عنوان یک برنامه‌ریزی مخروطی مرتبه دوم با عدد صحیح ترکیبی ارائه می‌شود. روش فرمول-بندی و مدل‌سازی گام به گام در ادامه توضیح داده شده است.



شکل (۲): فلوچارت روند پیاده‌سازی روش پیشنهادی

Figure (2): Flowchart of suggested method implementation

۴-۱- تابع هدف و قیود مساله

با تابع هدف پیشنهادی جهت مدیریت توان راکتیو، هزینه‌ها حداقل و درآمد فروش برق حداکثر می‌گردد. در این راستا کلیه هزینه‌های مربوط به FCها، اینورترهای PV، انرژی خریداری شده از شبکه بالادستی و تلفات شبکه با در نظر گرفتن محدودیت‌های فنی ذکر شده در مرجع [۳۳] از جمله محدودیت‌های ولتاژ در شرایط مختلف عملیاتی به حداقل می‌رسد. تابع هدف سود خالص را برای مدیریت توان راکتیو مطابق رابطه‌های (۲) و (۳) محاسبه می‌کند (کلیه هزینه‌ها دلار بر سال هستند).

$$\text{MAX OF} = (\text{ESR} - C_L - C_{\text{CAP}} - C_{\text{PV}} - C_{\text{UN}}) \quad (2)$$

$$C_T = (C_L + C_{\text{CAP}} + C_{\text{PV}} + C_{\text{UN}}) \quad (3)$$

که در آن C_T و ESR به ترتیب کل هزینه و درآمد ناشی از فروش برق، C_L هزینه تلفات، C_{CAP} هزینه خازن ثابت، C_{PV} هزینه منابع فتولتاییک و C_{UN} هزینه خرید برق از شبکه بالادست هستند.

۴-۲- محاسبه فروش سالانه برق

درآمد اصلی شرکت‌های توزیع فروش انرژی است و مطابق معادله (۴) محاسبه می‌گردد.

$$ESR^d = \sum_{j \in N} \sum_{s \in S} \pi_s (P_{s,j}^d \lambda_s^p + \psi Q_{s,j}^d \lambda_s^q) \quad (4)$$

که ESR^d درآمد سالانه فروش برق در حالت d ، π_s سهم زمانی هر سناریو، $P_{s,j}^d$ و $Q_{s,j}^d$ به ترتیب مقدار توان راکتیو و توان اکتیو در سناریو s و باس j در حالت d ، S تعداد سناریو بارگذاری (دسته)، λ_s^p و λ_s^q به ترتیب قیمت توان راکتیو و اکتیو در سناریو s ، N تعداد باس‌ها، ψ : تعداد روش جبران‌سازی مورد مطالعه (در این مقاله ۵ حالت در نظر گرفته شده است) و Ψ : ضریب روش محاسبه توان راکتیو را نشان می‌دهند. معادله‌های (۵) و (۶) رابطه بین ولتاژ اعمال شده و توان اکتیو و راکتیو مصرفی را نشان می‌دهند [۳۳]:

$$P_{s,j}^d = P_{s,j}^{base\ case} [Z_p \left(\frac{V_{s,j}^d}{V_{s,j}^{base\ case}} \right)^2 + I_p \frac{V_{s,j}^d}{V_{s,j}^{base\ case}} + P_p] \quad (5)$$

$$Q_{s,j}^d = Q_{s,j}^{base\ case} [Z_q \left(\frac{V_{s,j}^d}{V_{s,j}^{base\ case}} \right)^2 + I_q \frac{V_{s,j}^d}{V_{s,j}^{base\ case}} + P_q] \quad (6)$$

$V_{s,j}^{base\ case}$ ، $Q_{s,j}^{base\ case}$ و $P_{s,j}^{base\ case}$ به ترتیب ولتاژ، توان راکتیو و توان اکتیو در حالت پایه در سناریو s و باس j ، $V_{s,j}^d$ ولتاژ بهره‌برداری شبکه در حالت d در سناریو s و باس j ، I_p و I_q ضرایب بار برای توان اکتیو، P_p ، P_q ، I_q ، I_p ضرایب بار برای توان راکتیو هستند.

۳-۴- محاسبه ضرایب بار / ضریب تولید از PV / قیمت برق

در این مقاله، یک رویکرد مبتنی بر سناریو برای مدیریت توان راکتیو با مدل‌سازی مقدار تولید از PV، تقاضای بار و قیمت برق در افق برنامه‌ریزی توسعه داده می‌شود. در این راستا از تمام داده‌های اندازه‌گیری شده، از تولید PV، تقاضای بار و قیمت برق به‌طور هم‌زمان برای استخراج دسته‌های مناسب استفاده می‌شود. از آنجایی که تعداد این نمونه‌ها بسیار زیاد است، از روش متوسط k به عنوان یک استراتژی کاهش داده‌های موجود استفاده می‌شود. در روش پیشنهادی هر سناریو شامل تقاضای بار، تولید PV و قیمت برق مراکز خوشه به‌صورت معادله (۷) در نظر گرفته می‌شود.

$$S_s = [PL_s, P_s^{PV}, \lambda_s] \quad (7)$$

که در آن PL_s ، P_s^{PV} و λ_s به ترتیب ضریب تولید توان از منبع فتوولتائیک، ضریب بار و ضریب قیمت برق در سناریو s است. معادله (۸) سهم سناریوهای بارگذاری را برای کل سال پوشش می‌دهد:

$$\sum_{s \in S} \pi_s = 1 \quad (8)$$

۴-۴- محاسبه تلفات

هزینه تلفات سالانه شامل تلفات داخلی خازن‌ها و تلفات شبکه به شرح زیر محاسبه می‌گردد:

$$C_L = 8760 \sum_{s \in S} \pi_s \sum_{b \in B} (\lambda_s^p R_b I_{b,s} + \lambda_s^q X_b I_{b,s}) + \sum_{s \in S} \lambda_s^p \alpha N_{CAP} Q_c \quad (9)$$

که در آن:

R_b و X_b : به ترتیب اندوکتانس و مقاومت شاخه b ، $I_{b,s}$ جریان عبوری از هر شاخه در سناریو s ، Q_c و N_{CAP} به ترتیب ظرفیت و تعداد خازن ثابت، α : تلفات داخلی بازای هر کیلوواتر خازن و B : تعداد شاخه‌های شبکه هستند.

۵-۴- هزینه‌های نگهداری و سرمایه‌گذاری PVها

هزینه منابع فتوولتائیک با کلیه تجهیزات توسط معادله (۱۰) فرموله شده است:

$$C_{PV} = C_{PV}^I + C_{PV}^M + C_{PV}^{OS} \quad (10)$$

که در آن C_{PV}^I , C_{PV}^M و C_{PV}^{OS} به ترتیب سرمایه گذاری PV، هزینه تعمیر و نگهداری PV و هزینه اضافه ظرفیت اینورتر را نشان می‌دهند. کلیه هزینه‌های ذکر شده در رابطه (۱۰) به شرایط مختلف بهره‌برداری از اینورتر PV و سطح نفوذ این منابع، به شرح دسته‌بندی زیر وابسته هستند:

الف- شرایط بهره‌براری A: در این حالت منابع فتوولتائیک فقط توان اکتیو تولید می‌کنند و هیچگونه توان راکتیوی تولید نمی‌کنند. به دلیل عدم اضافه ظرفیت اینورترها در این حالت، جمله سوم در رابطه (۱۰) یعنی هزینه اضافه ظرفیت صفر است:

$$C_{PV}^I = \sum_{p \in P} \left(\frac{r_i(1+r_i)^{l_{pv}}}{(1+r_i)^{l_{pv}} - 1} P_p^{PVrated} C_{PV} \right) \quad (11)$$

$$C_{PV}^M = \sum_{p \in P} P_p^{PVrated} C_{PV}^m \quad (12)$$

که در آن P: تعداد منابع فتوولتائیک، r_{PV} : نرخ بهره برای سرمایه گذاری در خرید منابع فتوولتائیک، l_{pv} : طول عمر منابع فتوولتائیک، P_p^{rated} : توان نامی منبع فتوولتائیک C_{PV} , p : هزینه خرید برای هر کیلووات از منابع فتوولتائیک، C_{PV}^m : هزینه نگهداری هر کیلوولت-آمپر از منابع فتوولتائیک هستند.

ب- شرایط بهره‌براری B: در این حالت منابع فتوولتائیک می‌توانند توان راکتیو تولید کنند اما ضریب نفوذ آنها کمتر از ۵۰ درصد است و البته اینورترها می‌توانند اضافه ظرفیت هم داشته باشند.

$$C_{PV}^I = \sum_{p \in P} \left[\frac{r_i(1+r_i)^{l_i}}{(1+r_i)^{l_i} - 1} P_p^{PVrated} (C_{PV} - C_{INV}^i) + \frac{r_i(1+r_i)^{l_i-10}}{(1+r_i)^{l_i-10} - 1} (P_p^{PVrated} C_{INV}^i) \right] \quad (13)$$

$$C_{PV}^M = \sum_{p \in P} \beta S_p^{INV} C_{PV}^m \quad (14)$$

$$C_{PV}^{OS} = \sum_{p \in P} \frac{r_i(1+r_i)^{l_i-10}}{(1+r_i)^{l_i-10} - 1} (S_p^{INVOS} - P_p^{PVrated}) C_{INV}^i \quad (15)$$

که در آنها C_{INV}^i : هزینه برای هر کیلوولت آمپر از اینورتر، S_p^{INVOS} : ظرفیت اینورتر p با اضافه ظرفیت مورد نیاز، β و PL به ترتیب ضریب هزینه نگهداری اینورتر هوشمند نسبت به اینورترهای غیر هوشمند و ضریب نفوذ منابع فتوولتائیک هستند.

ح- شرایط بهره‌براری C: اگر سطح نفوذ PVها بیش از ۵۰ و کمتر از ۹۴ درصد باشد جهت مدیریت توان راکتیو مطابق رابطه-های (۱۶) الی (۱۸) DSOs شامل هزینه می‌شوند.

$$C_{PV}^{IC} = \sum_{p \in P} \left[\frac{r_i(1+r_i)^{l_i}}{(1+r_i)^{l_i} - 1} P_p^{PVrated} (C_{PV} - C_{INV}^i) + \frac{r_i(1+r_i)^{8\gamma}}{(1+r_i)^{8\gamma} - 1} (P_p^{PVrated} C_{INV}^i) \right] \quad (16)$$

$$C_{PV}^M = \sum_{p \in P} \beta S_p^{INV} C_{PV}^m \quad (17)$$

$$C_{PV}^{OS} = \sum_{p \in P} \frac{r_i(1+r_i)^{8PL}}{(1+r_i)^{8PL} - 1} (S_p^{INV} - P_p^{PVrated}) C_{INV}^i \quad (18)$$

در مرجع [۳۴] طول عمر منابع فتوولتائیک از جمله اینورترها ۱۰ سال و در مرجع‌های مختلف مانند [۱۹] و [۳۵] طول عمر اینورترهای PV را ۱۰ تا ۲۰ سال تخمین زده‌اند. این مقاله بر اساس مرجع [۱۹]، طول عمر اینورترهای غیرهوشمند را در محاسبات ۱۴ سال لحاظ می‌کند. در همین مرجع نشان داده شده است طول عمر اینورترهای هوشمند با استفاده از قابلیت توان راکتیو آنها، مطابق یک منحنی، بر اساس سطح نفوذ تغییر می‌یابد. اگر سطح نفوذ تا ۵۰ درصد باشد طول عمر اینورتر به ۴ سال و اگر بیش از ۵۰ درصد و کمتر از ۹۴ درصد باشد طول عمر اینورتر هوشمند به ۴ الی ۸ سال مطابق رابطه‌های (۱۵) و (۱۸) کاهش پیدا می‌کند.

۴-۶- هزینه‌های خازن ثابت

هزینه کلی سالانه خازن‌های ثابت با معادله (۱۹) محاسبه می‌گردد:

$$C_{CAP} = C_{CAP}^I + C_{CAP}^M + C_{CAP}^{INS} \quad (19)$$

که در آن C_{CAP}^{INS} , C_{CAP}^M و C_{CAP}^I به ترتیب هزینه نصب، هزینه نگهداری و هزینه خرید برای خازن‌های ثابت را در سال نشان می‌دهند. لازم به ذکر است که هزینه خرید هر کیلوواری خازن با توجه به ظرفیت آن متغیر هستند [۲۱].

$$C_{CAP}^I = \frac{r_c(1+r_c)^{l_c}}{(1+r_c)^{l_c}-1} \sum_{c \in N_{CAP}} C_{CAP}^i \quad (20)$$

$$C_{CAP}^M = \sum_{c \in N_{CAP}} Q_c \times C_{CAP}^m \quad (21)$$

$$C_{CAP}^{INS} = \frac{r_c(1+r_c)^{l_c}}{(1+r_c)^{l_c}-1} \sum_{c \in N_{CAP}} C_{CAP}^{ins} \quad (22)$$

در رابطه‌های فوق C_{CAP}^I , C_{CAP}^{ins} و C_{CAP}^m به ترتیب هزینه سرمایه‌گذاری برای خازن c ، هزینه نصب خازن c ، هزینه بهره‌برداری از هر کیلوواری خازن در سال بوده که ضرایب ثابتی در جدول (۱) هستند. همچنین I_c : نرخ بهره برای سرمایه‌گذاری در خرید خازن و l_c : طول عمر خازن را نشان می‌دهند.

۷-۴- محاسبه ظرفیت اینورترها

بر اساس مرجع‌های زیادی مانند مرجع [۱۴]، توان اکتیو تولید شده یک PV به تابش خورشید، دمای محیط و ظرفیت PV بستگی دارد که به دلیل حجم بالا محاسبات در این مطالعه رابطه‌های آنها ذکر نشده است. در رویکرد پیشنهادی تولید منابع تجدیدپذیر از نوع PV بر اساس داده‌های ثبت شده در طول سال، در دسترس است. با این حال محدوده تولید توان فعال PVها در تمام سناریوها مطابق معادله (۲۳) فرموله شده است اما توان راکتیو مبادله شده بین اینورتر PV و شبکه بر اساس رویکرد پیشنهادی، نیاز شبکه و ظرفیت اینورتر متفاوت است.

$$0 \leq P_{s,p}^{PV} \leq Z_{s,p}^{PV} P_p^{PVrated}, \forall p \in P, \forall s \in S \quad (23)$$

که در آن $P_{s,p}^{PV}$: مقدار توان تولید در سناریو s ; $Z_{s,p}^{PV}$: نرخ تولید هر PV در سناریو s نسبت به توان نامی را نشان می‌دهد و مقدار آن بین صفر و یک است که در این مطالعه با داده‌های اندازه‌گیری شده از تولید PV محاسبه می‌شود. همچنین ظرفیت اینورتر نصب شده در PV توسط معادله زیر تعیین می‌شود.

$$S_p^{INV} = (1 + g_p^{INV}) P_p^{PV} \quad \forall p \in P \quad (24)$$

که g_p^{INV} درصد اضافه ظرفیت اینورتر p را نشان می‌دهد و اگر مقدار آن صفر باشد به این معناست که نیازی به اضافه ظرفیت از اینورتر برای مدیریت توان راکتیو نیست.

۸-۴- محاسبه وزن شاخص انحراف ولتاژ

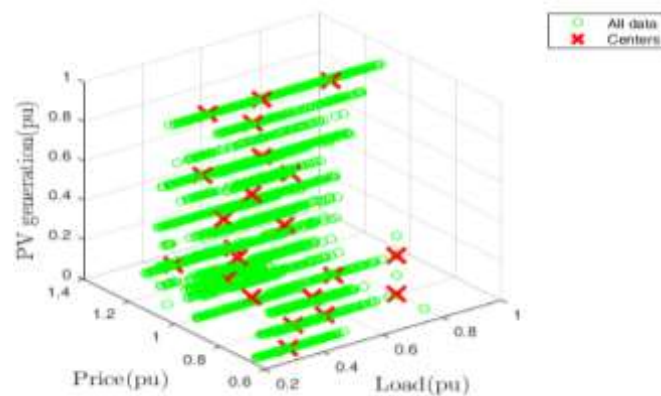
وزن شاخص انحراف ولتاژ از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$WVDI = \sum_{s \in S} \sum_{b \in B} (v_{s,j}^{base} - v_{s,j}^d)^2 \quad (25)$$

شاخص انحراف ولتاژ در تابع هدف به صورت مستقیم تعریف نشده است اما در رابطه‌های فروش انرژی موثر می‌باشد. لذا با توجه به اهمیت آن، در بخش ۱-۵ برای همه حالت‌های شبیه‌سازی، محاسبه، مقایسه و در جداول بخش ۵ ذکر شده است.

۵- داده‌های سیستم و شبیه‌سازی

با استفاده از رابطه‌های تئوری ذکر شده در بخش چهارم، رویکرد پیشنهادی این مطالعه جهت مدیریت توان راکتیو در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف واقعی برای دو شبکه ۱۴ و ۷۱ باسه بررسی و پیاده‌سازی می‌گردد. جهت سادگی و محاسبات کمتر اکثر شبیه‌سازی‌ها و تحلیل‌های حساسیت برای سیستم ۱۴ باسه شکل (۴) (مطالعه موردی ۱) انجام شده است. در نهایت شبکه ۷۱ باسه شکل (۱۳) (مطالعه موردی ۲) برای ارزیابی و اطمینان از اثربخشی رویکرد پیشنهادی در شبکه‌های بزرگ‌تر استفاده شده است.



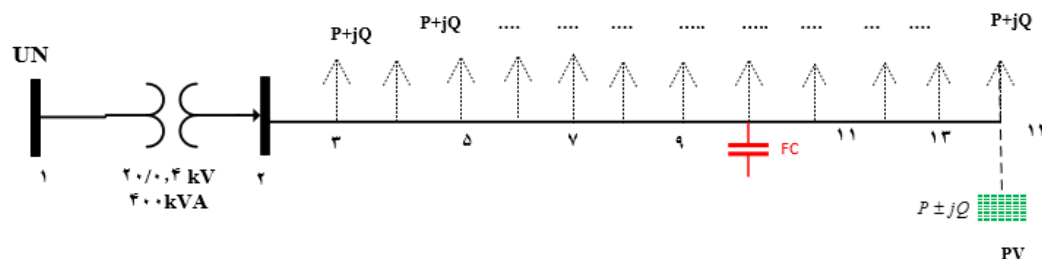
شکل (۳): مراکز خوشه به رنگ قرمز (ضربدر) به عنوان سناریوهای انتخاب شده

Figure (3): Cluster centers in red as modeling scenarios

Table (1): Network and equipment parameters

جدول (۱): پارامترهای شبکه و تجهیزات

پارامترها	واحد	مقادیر لحاظ شده
هزینه نگهداری و بهره‌برداری از خازن ثابت	دلار بر کیلووار	۱
هزینه نصب هر خازن ثابت در شبکه توزیع هوایی	دلار	۱۰
هزینه سرمایه‌گذاری برای هر کیلووار خازن ثابت	دلار بر کیلووار	۱۶
هزینه سرمایه‌گذاری برای کل تجهیزات منابع فتوولتائیک	دلار بر کیلووات	$1000 [34]$
هزینه سرمایه‌گذاری برای اینورتر منابع فتوولتائیک	دلار بر کیلوولت-آمپر	$355 [36]$
هزینه نگهداری و بهره‌برداری برای اینورتر منابع فتوولتائیک	دلار بر کیلوولت-آمپر	$9/8 [34]$
طول عمر خازن ثابت	سال	۵
طول عمر اینورتر منابع فتوولتائیک	سال	$14 [19]$
نرخ بهره برای خازن و منابع فتوولتائیک	-	$0/06 [19]$
ماکزیمم ظرفیت اینورتر	پریونیت	کوچکتر یا برابر ۲
تلفات خازن ثابت	کیلووات بر کیلووار	$0/002$
نسبت هزینه نگهداری اینورتر هوشمند به غیر هوشمند		$1/2$
ضرایب چند جمله‌ای محاسبه هزینه خازن $[34]$	$A_1=16.23, A_2=-0.1593, A_3=6.8e^{-4}, A_4=-1.048e^{-6}$	



شکل (۴): آرایش فیدر توزیع ۱۴ باسه مورد مطالعه با مکان احتمالی نصب خازن و PV

Figure (4): Topology of feeder distribution 14-bus with possible location installation of PV and FC

۵-۱- داده‌های سیستم

داده‌های اندازه‌گیری شده بار فیدرها در شهر تهران، برای یک سال با ۱۷۵۲۰ دیتا در بازه‌های نیم ساعته جمع‌آوری شده است. در این مطالعه برای کاهش حجم محاسبات و سرعت اجرا، ۲۲ سناریو از مجموع دیتاها مطابق جدول (۲) و شکل (۳) با روش کاهش سناریو (k-means) به‌دست آمده است. مطابق رابطه (۸)، این ۲۲ سناریو کل سال را پوشش می‌دهند $[36]$.

جدول (۲) تعداد سناریو، ضریب بار، ضریب هزینه برق، ضریب تولید PV و ساعت‌های هم‌زمان را در هر سناریو، از چپ به راست به ترتیب نشان می‌دهد. در جدول (۳) ضرایب مختلف تعرفه‌ها در فصل‌های سال (کم باری، بار شب و بار روز) به استناد مرجع [۳۴] آمده است. همچنین مشخصات مهم عددی شبکه مورد مطالعه در جدول (۱) ارائه شده است. داده‌های واقعی بار شبکه‌هایی از برق ایران، از تاریخ ۱۳۹۸/۰۴/۱۱ الی ۱۳۹۹/۰۴/۱۰ اندازه‌گیری و به جای استفاده از توابع توزیع احتمال، به-عنوان مدل دقیق‌تر بار استفاده شده است. فرض‌های مهم این تحقیق عبارتند از:

- (۱) قیمت انرژی و قیمت توان راکتیو در دسترس و در ابتدای هر سال مشخص است.
- (۲) شبکه‌های توزیع مورد مطالعه شعاعی فرض می‌شوند.
- (۳) مدیریت توان راکتیو از طریق کنترل اینورتر هوشمند PV و FC برای DSOs فراهم است.
- (۴) طیف گسترده‌ای از ظرفیت FCها، برای یافتن تابع هدف بهینه با کد تهیه شده در نرم افزار متلب قابل محاسبه است، اما به دلیل محدود بودن ظرفیت FCها در بازار، جهت نصب در فضای باز و استفاده فراوان از FCهای ۱۲/۵ کیلووات در شبکه‌های توزیع ایران، در این مطالعه نیز ظرفیت ۱۲/۵ استفاده می‌شود.
- (۵) ظرفیت اینورتر حداکثر می‌تواند تا دو برابر ظرفیت نامی PV افزایش پیدا کند.

Table (2): Load coefficients, price, PV production and total hours in each scenario

جدول (۲): ضرایب بار، هزینه انرژی، تولید از PV و مجموع ساعت‌ها در هر سناریو

شماره سناریو	ضریب بار	ضریب قیمت	ضریب تولید PV	ساعت هر سناریو
۱	۰/۴۶۱۵	۱/۰۰۰۰	۰/۰۲۰۷	۶۶۲/۰
۲	۰/۴۳۰۰	۰/۰۶۹۳	۰/۵۴۵۵	۳۴۱/۰
۳	۰/۶۴۹۳	۱/۳۳۰۰	۰/۰۰۰۰	۵۱۳/۵
۴	۰/۴۰۹۶	۱/۱۲۵۰	۰/۹۰۰۰	۴۱۶/۰
۵	۰/۳۱۸۴	۰/۶۸۰۹	۰/۰۰۰۶	۵/۹۱۰
۶	۰/۴۶۸۵	۰/۷۲۴۹	۰/۲۰۵۱	۱۹۵/۰
۷	۰/۶۹۶۸	۱/۱۲۲۴	۰/۶۲۵۱	۱۶۷/۵
۸	۰/۴۹۱۹	۱/۱۶۶۱	۰/۰۰۲۲	۷۷۲/۵
۹	۰/۷۷۹۹	۰/۸۰۰۰	۰/۱۹۳۵	۱۴۶/۰
۱۰	۰/۴۱۹۲	۱/۰۷۶۹	۰/۳۹۲۰	۳۵۷/۰
۱۱	۰/۸۲۱۵	۱/۱۱۸۰	۰/۹۰۰۰	۳۷۳/۵
۱۲	۰/۷۹۶۶	۰/۷۹۸۹	۰/۰۰۰۰	۴۳۳/۰
۱۳	۰/۴۴۹۷	۱/۳۳۰۰	۰/۰۰۰۰	۲۹۰/۰
۱۴	۰/۴۶۸۶	۱/۰۰۲۲	۰/۲۴۳۰	۲۶۰/۵
۱۵	۰/۴۷۷۳	۱/۰۱۹۸	۰/۶۶۹۴	۳۱۰/۰
۱۶	۰/۴۸۵۱	۰/۸۰۰۰	۰/۰۰۵۸	۷۸۱/۰
۱۷	۰/۴۶۵۳	۱/۰۰۰۰	۰/۹۰۰۰	۵۰۹/۰
۱۸	۰/۳۵۳۹	۱/۰۴۳۳	۰/۱۹۸۴	۱۵۷/۵
۱۹	۰/۵۸۶۱	۱/۱۱۸۶	۰/۹۰۰۰	۳۶۰/۵
۲۰	۰/۶۶۰۲	۱/۱۲۴۱	۰/۰۶۵۴	۱۲۷/۰
۲۱	۰/۴۰۲۶	۰/۶۸۰۰	۰/۰۰۰۶	۳۹۷/۵
۲۲	۰/۶۵۴۵	۱/۱۱۷۶	۰/۳۹۴۳	۲۷۹/۵

Table (3): Coefficient of electricity tariffs in different seasons of the year [34]

جدول (۳): ضریب تعرفه‌های برق در فصل‌های مختلف سال [۳۴]

اوج هزینه	هزینه روز	هزینه شب	فصل‌ها
۱/۱۷	۱	۰/۶۸	پاییز و زمستان
۱/۳۳	۱/۱۲۵	۰/۸	بهار و تابستان

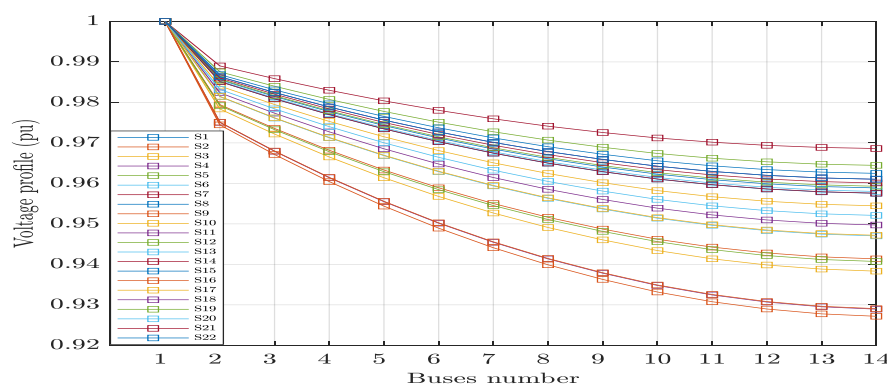
۲-۵- شبیه‌سازی مطالعه موردی ۱

در این بخش، رابطه‌های ذکر شده در بخش ۴ و اطلاعات بخش ۱-۵ برای شبکه واقعی ۱۴ باسه، با سطح ولتاژ اولیه و ثانویه به ترتیب ۲۰ کیلوولت و ۴۰۰ ولت و ترانسفورماتور سه فازی با توان نامی ۴۰۰ کیلوولت-آمپر پیاده‌سازی شده است. لازم به ذکر است که باس ۱ در سمت اولیه پست توزیع، به عنوان باس اسلک در نظر گرفته شده است. فیدر فشار ضعیف مورد مطالعه یک شبکه سه فاز چهار سیمه شعاعی است که یک دستگاه PV با ظرفیت ۱۰ کیلووات در باس ۱۴ نصب می‌شود. همچنین فیدر طراحی شده، دارای کابل خودنگهدار هوایی با مشخصات $mm^2 AL 25+25+70+95 \times 3$ ، به طول ۲۹۰ متر است. فیدر فوق در ۵ رویکرد مختلف برای مدیریت توان راکتیو به شرح زیر شبیه‌سازی شده است:

الف- بدون جبران توان راکتیو (حالت ۱): در این رویکرد تزریق/جذب توان راکتیو توسط جبران‌سازها صفر است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی این رویکرد را نتایج پایه در نظر گرفته می‌شود که در آن ESR, BVM, WVDI و هزینه تلفات برای شبکه‌های توزیع فشار ضعیف بدون جبران تعیین می‌شوند. نتایج این حالت برای شاخص انحراف ولتاژ و حداقل ولتاژ باس‌ها با مقادیر 0.927 و 0.4572 در جدول (۵)، همچنین هزینه‌ها/درآمد با C_T , $C_{UN,ESR}$ و C_L برحسب دلار به ترتیب 85182 ، 69487 ، 84324 و 2822 در ردیف اول جدول (۴) قابل مشاهده است. همان‌طور که در شکل (۵) مشاهده می‌شود، افت ولتاژ فیدر (بیش از ۵ درصد) از مشکلات مهم در LVDGs بدون مدیریت توان راکتیو است. به‌صورتی که شرایط ولتاژ اساساً در باس‌های انتهایی برای ساعاتی در سال، خارج از محدوده استاندارد است و در بیش از ۳۵ درصد سناریوها (۱۳۷۹ ساعت در سال) نیاز به جبران‌سازی (اصلاح) دارند. در ادامه کلیه نتایج شبیه‌سازی‌های ولتاژ برای واضح بودن شکل‌ها نتایج سناریوهای مشابه حذف و به جای ۲۲ سناریو شبیه‌سازی شده، ۱۰ سناریو در شکل‌ها نشان داده می‌شود.

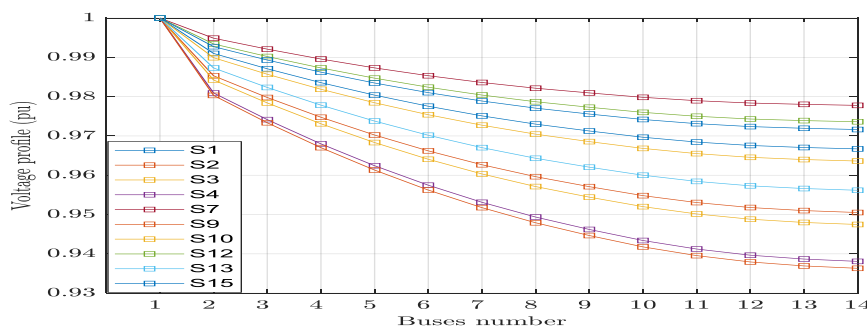
ب- جبران‌سازی با FC بدون منابع فتوولتائیک (حالت ۲): در این حالت، تزریق/جذب توان راکتیو از طریق اینورتر منابع فتوولتائیک انجام نمی‌شود. بر اساس نتایج شبیه‌سازی این حالت، همانند ردیف دوم جدول (۵)، WVDI به 0.301 کاهش و حداقل ولتاژ تا 0.936 پریونیت افزایش می‌یابد. همچنین همانند ردیف دوم جدول (۴) مذکور در این حالت نسب به رویکرد اول کاهش هزینه و افزایش درآمد مشهود است. این افزایش درآمد ناشی از افزایش ولتاژ باس‌ها مطابق شکل (۶) در مقایسه با شکل (۵) است.

ج- جبران‌سازی بدون خازن و بدون اضافه ظرفیت اینورترها (حالت ۳): در این رویکرد تزریق/جذب توان راکتیو از طریق اینورترهای هوشمند با ظرفیت نامی مانند شکل (۷-الف) ارائه می‌شود. زمانی که PV نمی‌تواند توان اکتیو تولید کند (به عنوان مثال در ساعات شب)، اینورتر PV می‌تواند تا حداکثر ظرفیت نامی (۱۰ کیلووات) توان راکتیو تولید کند. اما بر اساس معادلات (۱۳) الی (۱۸)، طول عمر اینورتر PV به دلیل تزریق/جذب توان راکتیو کاهش می‌یابد. در این حالت ظرفیت اینورتر، WVDI و BVM در ردیف سوم جدول (۵) به ترتیب با مقادیر ۱۰ کیلووات-آمپر، 0.366 و 0.933 پریونیت مشاهده می‌شوند. هزینه/درآمد در ردیف سوم جدول (۴) یعنی C_T , $C_{UN,ESR}$ و C_L برحسب دلار به ترتیب 83003 ، 70092 ، 80567 و 2315 و 1715 قابل مشاهده است. پروفیل ولتاژ برای حالت ۳ در تمام سناریوها و باس‌ها مانند شکل (۷-ب) نشان داده شده است.

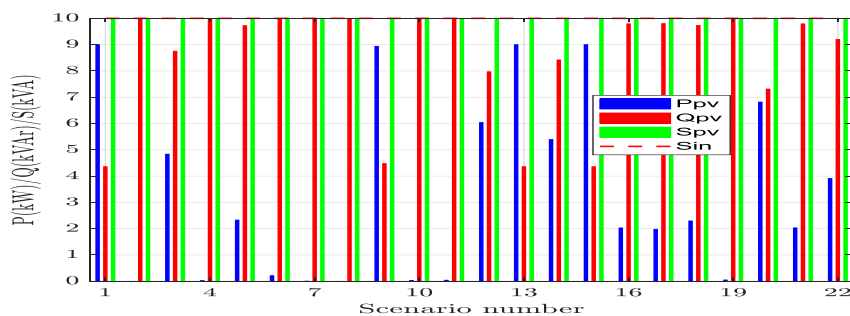


شکل (۵): دامنه ولتاژ باس‌های مختلف با ۲۲ سناریو در حالت ۱ بدون جبران سازی برای شبکه ۱۴ باسه

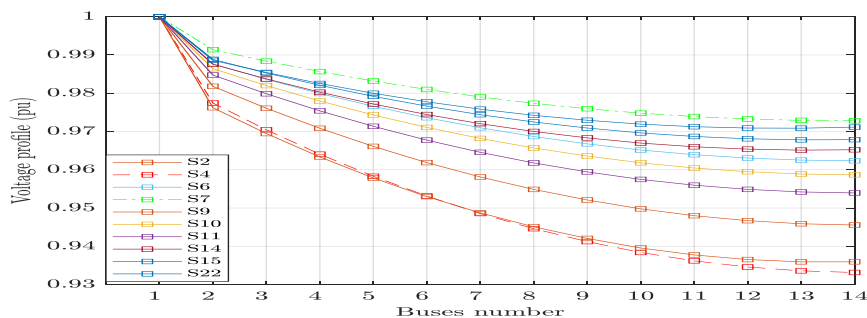
Figure (5): Voltage profile of different busses with 22-scenarios in mode 1 without compensation for 14-bus network



شکل (۶): دامنه ولتاژ باس‌ها و سناریوهای مختلف در حالت جبران‌سازی با خازن برای شبکه ۱۴ باس در حالت ۲
Figure (6): Voltage profile of different busses with 22-scenarios in mode 2 without compensation for 14-bus network



(الف) مقدار تولید توان PV منصوبه در باس ۱۴ بدون اضافه ظرفیت اینورتر



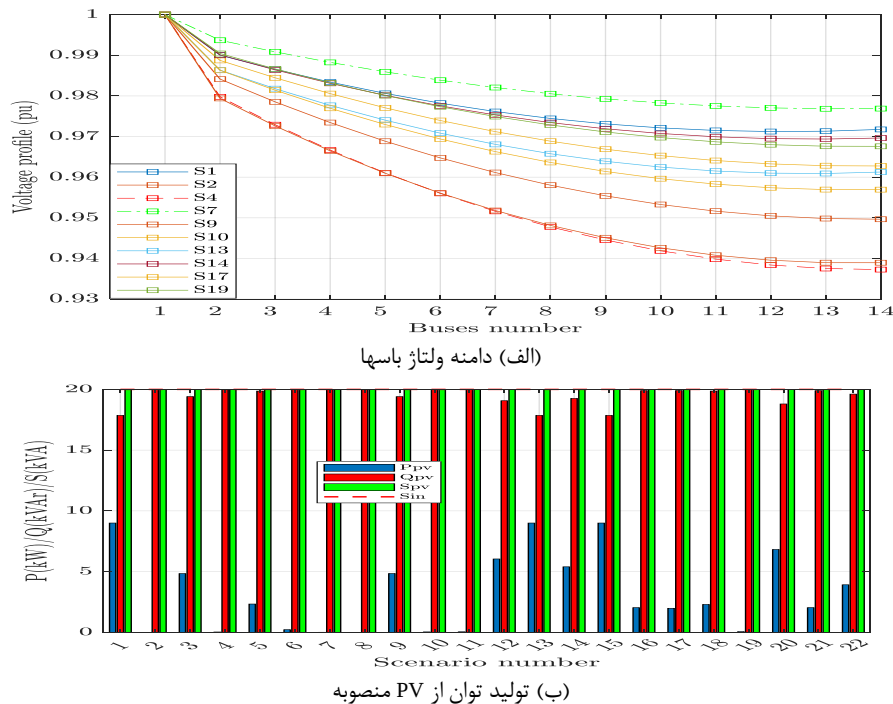
(ب) دامنه ولتاژ باس‌ها در حالت سوم

شکل (۷): جبران‌سازی بدون خازن و با استفاده از قابلیت اینورترها در ظرفیت نامی (حالت سوم)

Figure (7): Compensation without capacitor and with inverter capability in rated capacity (third case), a) Power generation from PV installed in bus 14 without inverter overruling, b) Voltage profile of different busses in mode 3

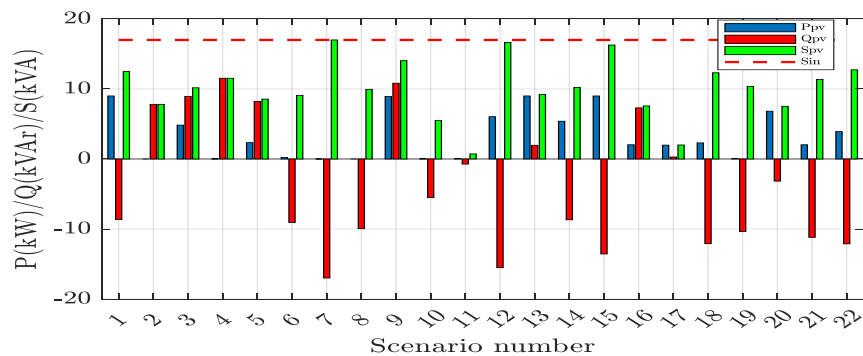
د- بدون FC و با قابلیت اضافه ظرفیت اینورتر منابع فتوولتائیک (حالت ۴): در این حالت سرمایه‌گذاری در PVها به دلیل اضافه ظرفیت اینورترها بر اساس معادله‌های (۱۳) الی (۱۸) نسبت به حالت ۲ و ۳ مانند ردیف چهارم جدول (۴) افزایش می‌یابد. ظرفیت اینورتر، WVDI و BVM به‌ترتیب برابر با ۲۰ کیلوولت-آمپر، ۰/۳۰۳ و ۰/۹۳۸ پریونیت مانند جدول (۵) است. پروفیل ولتاژ برای حالت شماره ۴ در تمام سناریوها و باس‌ها مانند شکل (۸-الف) نشان داده شده است. همچنین هزینه/درآمد در ردیف چهارم برای C_T ، C_{UN} ، C_L و C_{PV} برحسب دلار به‌ترتیب ۸۳۹۵۰، ۷۰۵۹۹، ۸۰۲۰۴، ۲۱۱۸ و ۲۷۵۲ قابل مشاهده است. بر اساس تابع هدف پیشنهادی، توان اکتیو و راکتیو تولید شده از طریق PV در شکل (۸-ب) نشان داده شده است. مقایسه سطرهای ۱ و ۴ در جدول‌های (۴) و (۵)، کاهش هزینه تلفات و افزایش ESR را برای این حالت نشان می‌دهد.

ه- جبران‌سازی با FC و قابلیت اضافه ظرفیت اینورتر برای اینورتر (حالت ۵): در این رویکرد نتایج فنی و اقتصادی بهینه‌تری به‌دست می‌آید. برای این حالت، سه دستگاه FC در باس‌های ۴، ۷، ۱۱ و ظرفیت اینورتر PV تا ۱۷ کیلوولت-آمپر مانند ردیف پنجم جدول (۵) مورد نیاز است. شکل (۹-الف) جذب توان راکتیو تا ۱۷ کیلووار در سناریوی ۷ و همچنین تزریق توان راکتیو تا ۱۲ کیلووار در سناریو ۴ از طریق اینورتر را نشان می‌دهد.



شکل (۸): جبران‌سازی بدون خازن و با استفاده از قابلیت اینورترها با اضافه ظرفیت (حالت ۴)

Figure (8): Compensation without capacitor and with inverter capability by OS (in mode 4), a) Buses voltage profile, b) Power generation from PV installed in bus 14



شکل (۹): جبران‌سازی با خازن و استفاده از قابلیت اینورترها با اضافه ظرفیت (در حالت ۵)

Figure (9): Compensation with capacitor and with inverter capability and overruling (fifth case) a) Power generated from PV installed in bus 14 with inverter overruling by capacity 17 KVA and FC, b) Voltage profile of different busses in mode 5 in 14-busses grid

با این حال با استفاده همزمان از اینورتر PV و FC، ظرفیت اینورتر از ۲۰ کیلوولت-آمپر در حالت ۴ به ۱۷ کیلوولت-آمپر در حالت ۵، مانند شکل (۹-الف) در مقایسه با شکل (۸-ب) کاهش می‌یابد. این کاهش ظرفیت اینورتر از حالت ۴ تا حالت ۵، از

نتایج مهم رویکرد پیشنهادی است و بیانگر این است که در صورت وجود خازن در شبکه تابع هدف سعی بر حداقل استفاده از اضافه ظرفیت اینورترها را دارد و دلیل آن ارزان بودن هزینه خازن‌ها نسبت به اینورترها است. مقایسه شکل (۸-ب) و شکل (۹-الف) نشان می‌دهد در حالت ۵ که همزمان از اضافه ظرفیت اینورتر و خازن استفاده شود، اینورتر در مد سلفی/خازنی در نوسان است. در زمان‌هایی که در مد سلفی قرار دارد در واقع خازن‌های اضافی را، در ساعات کم بار جبران می‌کند. اما حالت ۴ فقط در مد خازنی قرار گرفته است. همچنین از مقایسه حالت ۲ و ۵ مشاهده می‌گردد، حالت ۵، تعداد خازن بیشتری نسبت به حالت ۲ پیشنهاد شده است. این خازن‌های اضافی پیشنهاد شده برای حالت ۵، به دلیل قابلیت سلفی شدن اینورترها است. علامت منفی در ستون آخر جدول (۴) به مفهوم هزینه است که با رویکرد پیشنهادی در حالت ۵ (از ۱۵۶۹۴ به ۱۲۱۲۷) کاهش می‌یابد. همچنین در جدول‌های (۴) و (۵) نتایج فنی و اقتصادی برای چهار حالت مدیریت توان راکتیو و حالت پایه (بدون جبران‌سازی) در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف با سطح نفوذ ۸ درصد از PVها را نشان می‌دهد. بهبود شاخص در حالت ۵ نسبت به حالت ۳ و ۴ نشان دهنده ارزان بودن تولید توان راکتیو با FC در مقایسه با اینورتر PV و کارایی روش پیشنهادی (استفاده همزمان از FC و قابلیت اینورترهای منابع تجدیدپذیر در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف) است، همان‌طور که در ردیف پنجم جداول (۴ و ۵) نشان داده شده است. در نهایت، کاهش WVDI از ۰/۴۵۷ به ۰/۱۷۹، افزایش ESR از ۶۹۴۸۷ به ۷۱۶۰۳ دلار از نتایج مهم این مطالعه در کنار سایر نتایج در مقایسه رویکرد حالت ۵ نسبت به حالت ۱ است. به‌طور خلاصه با استفاده از رویکرد پیشنهادی برای یک فیدر فشار ضعیف ۱۴ باسه می‌توان درآمد فروش را ۲۱۱۶ دلار در سال افزایش، WVDI تا ۰/۲۷۸ کاهش، BVM تا ۰/۹۵، پریونیت افزایش داد. نتایج فوق، با استفاده از یک دستگاه منبع فتوولتائیک ۱۰ کیلووات با ظرفیت اینورتر ۱۷ کیلوولت-آمپر (نه ۲۰ کیلوولت-آمپر) و سه دستگاه خازن ۱۲/۵ کیلوواری در باس‌های ۴، ۷ و ۱۱ در حالت ۵ ایجاد می‌شود. در نتیجه از جدول‌های (۴) و (۵) مشخص می‌شود، مقادیر شاخص فنی و اقتصادی در حالت ۵ به‌طور قابل توجه کارآمدتر از سایر حالت‌ها، در سطح نفوذ ۸ درصد منابع فتوولتائیک است (اثرات نفوذ بیشتر در بخش ۴-۵ تحلیل می‌گردد). همچنین با رویکرد پیشنهادی در حالت ۵ در مطالعه موردی ۱، تابع هدف به میزان ۳۵۶۷ دلار افزایش می‌یابد.

Table (4): Economic results in simulation for 14-bus network (costs are dollars per year)
جدول (۴): نتایج اقتصادی در شبیه‌سازی برای شبکه ۱۴ باسه (هزینه‌ها دلار بر سال هستند)

تابع هزینه	هزینه کل	درآمد فروش برق	هزینه خرید از شبکه بالادست	هزینه تلفات	هزینه PV	هزینه خازن	حالت جبران‌سازی
-۱۵۶۹۴	۸۵۱۸۲	۶۹۴۸۷	۸۴۳۲۴	۲۸۲۲	-	-	حالت ۱
-۱۳۶۶۲	۸۴۳۰۶	۷۰۶۴۳	۸۲۸۴۷	۲۲۰۲	-	۱۴۵	حالت ۲
-۱۲۹۱۰	۸۳۰۰۳	۷۰۰۹۲	۸۰۵۶۷	۲۳۱۵	۱۷۱۵	-	حالت ۳
-۱۳۳۵۱	۸۳۹۵۰	۷۰۵۹۹	۸۰۲۰۴	۲۱۱۸	۲۷۵۲	-	حالت ۴
-۱۲۱۲۷	۸۳۷۳۱	۷۱۶۰۳	۷۹۰۱۴	۲۰۳۲	۲۴۴۱	۲۹۱	حالت ۵

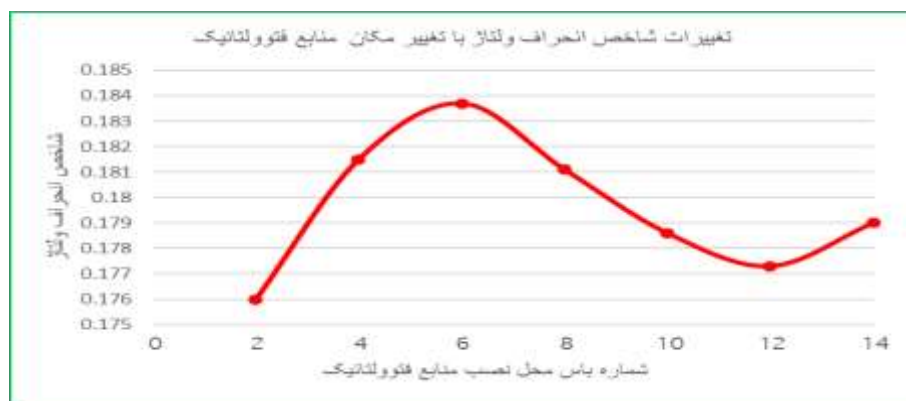
Table (5): Technical results in simulation for 14-bus network
جدول (۵): نتایج فنی در شبیه‌سازی برای شبکه ۱۴ باسه

حداقل ولتاژ	شاخص انحراف ولتاژ	اضافه ظرفیت اینورتر	باسهای پیشنهادی نصب خازن	تعداد و ظرفیت خازن‌ها	ظرفیت اینورتر	حالت جبران‌سازی
۰/۹۲۷	۰/۴۵۷	-	-	-	-	حالت ۱
۰/۹۳۶	۰/۳۰۱	-	۹ و ۱۳	۲*۱۲/۵	-	حالت ۲
۰/۹۳۳	۰/۳۶۶	-	-	-	۱۰	حالت ۳
۰/۹۳۸	۰/۳۰۳	۱۰	-	-	۲۰	حالت ۴
۰/۹۵	۰/۱۷۹	۷	۱۱، ۷، ۴	۳*۱۲/۵	۱۷	حالت ۵

اگر این افزایش را برای تمامی فیدرهای فشار ضعیف شبکه ایران (حدود ۶۰ هزار فیدر) محاسبه شود، هزینه قابل توجه در سال برای DSOs صرفه جویی می‌گردد. همچنین مشترکین نیز رضایت‌مندی بیشتری با توجه به بهبود شاخص‌های فنی از جمله WVDI و BVM دارند.

۳-۵- نتایج آنالیز حساسیت با تغییر مکان PV

در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف محل نصب PVها با رنج‌های پایین عموماً در اختیار مصرف‌کننده‌ها است. اما شرکت‌های توزیع با اطلاع از سطح اثر بخشی مکان‌ها، می‌توانند مصرف‌کنندگانی را که در محل بهتری قرار دارند تشویق، تا PV در موقعیت بهینه نصب گردد. در جدول (۶) تغییرات اقتصادی و در جدول (۷) تغییرات فنی، برای آنالیز حساسیت مکان PVها آمده است. ستون آخر جدول (۶) نشان می‌دهد با تغییر مکان PV از باس ۱۴ به باس ۲، ۸۲۸ دلار هزینه به DSO اضافه می‌گردد. از طرفی مطابق ستون شاخص انحراف ولتاژ در جدول (۷) و شکل (۱۰)، کمترین WVDI در باس ۲ و ۱۲ به دست می‌آید که با توجه به مقدار تابع هدف، باس ۱۲ مکان بهینه پیشنهادی برای نصب PV در این سطح نفوذ است. همچنین نتایج به دست آمده در جدول (۷) نشان می‌دهد که با تغییر مکان PV، هرچند تعداد خازن‌ها در این شبکه مورد مطالعه ثابت مانده است اما مکان بهینه نصب خازن تغییر می‌کند. این موضوع با توجه به اینکه محل نصب PV عموماً توسط متقاضیان پیشنهاد می‌گردد از اهمیت بالایی برای DSO شبکه‌های توزیع برخوردار است. در رویکرد این مقاله، می‌توان با اضافه و کم شدن تعداد و مکان PVها، رشد سالانه بار، تعداد و مکان بهینه خازن‌ها را، برای ماکزیمم کردن تابع هدف در بازه‌های زمانی مشخص تعیین نمود.



شکل (۱۰): تغییرات شاخص انحراف ولتاژ با مکان‌های مختلف نصب PV در حالت ۵ برای شبکه ۱۴ باسه

Figure (10): Voltage deviation index changes with different locations of PV installation in mode 5 for 14-bus network

Table (6): Economic results in mode 5 for different PV locations with a capacity of 10 kW in a 14-bus network (Case study 1)

جدول (۶): نتایج اقتصادی شبیه‌سازی در حالت ۵ برای مکان مختلف PV با ظرفیت ۱۰ کیلووات در شبکه ۱۴ باسه (مطالعه موردی ۱)

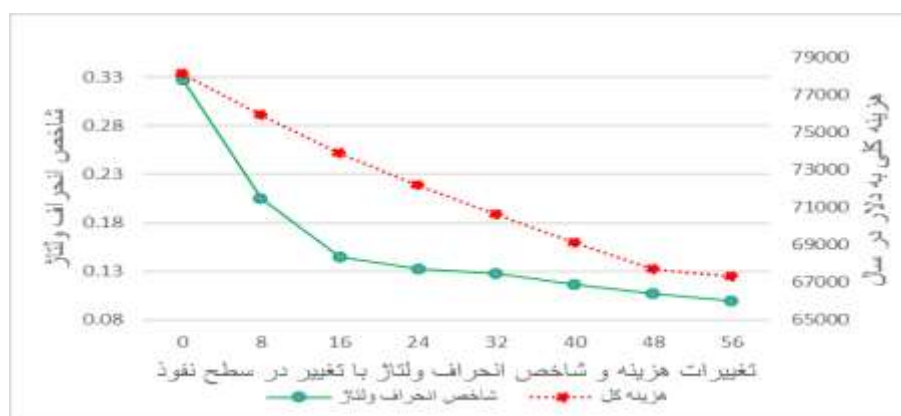
تابع هزینه	هزینه کل	درآمد فروش برق	هزینه خرید از شبکه بالادست	هزینه تلفات	هزینه PV	هزینه خازن	محل نصب PV
-۱۲۹۵۵	۸۴۶۱۸	۷۱۶۶۲	۷۹۲۸۰	۲۳۰۹	۲۷۵۲	۲۹۱	۲
-۱۲۴۳۲	۸۴۰۳۴	۷۱۶۰۲	۷۹۰۱۰	۲۱۰۴	۲۶۴۹	۲۹۱	۴
-۱۲۲۳۵	۸۳۷۹۵	۷۱۵۶۰	۷۸۸۶۲	۲۰۰۸	۲۶۴۹	۲۹۱	۶
-۱۳۱۷۲	۸۳۷۵۱	۷۱۵۷۹	۷۸۹۱۹	۲۰۱۷	۲۵۴۵	۲۹۱	۸
-۱۲۱۲۸	۸۳۷۲۹	۷۱۶۰۰	۷۸۹۸۸	۲۰۳۷	۲۴۴۱	۲۹۱	۱۰
-۱۲۱۲۱	۸۳۷۳۳	۷۱۶۱۲	۷۹۰۰۳	۲۰۳۱	۲۴۴۱	۲۹۱	۱۲
-۱۲۱۲۷	۸۳۷۳۱	۷۱۶۰۳	۷۹۰۱۴	۲۰۳۲	۲۴۴۱	۲۹۱	۱۴

Table (7): Thecnical results in mode 5 for different PV locations with a capacity of 10 kW in a 14-bus network (Case study 1)
جدول (۷): نتایج فنی در شبیه‌سازی در حالت ۵ برای مکان مختلف PV با ظرفیت ۱۰ کیلووات در شبکه ۱۴ باسه (مطالعه موردی ۱)

شماره باس محل نصب PV	ظرفیت اینورتر	تعداد و ظرفیت خازنها	باسهای پیشنهادی نصب خازن	اضافه ظرفیت اینورتر	شاخص انحراف ولتاژ	حداقل ولتاژ
۲	۲۰	۴*۱۲/۵	۱۴، ۱۳، ۱۱، ۸	۱۰	۰/۱۷۶	۰/۹۵
۴	۱۹	۴*۱۲/۵	۱۴، ۱۲، ۸، ۵	۹	۰/۱۸۱۵	۰/۹۵
۶	۱۹	۴*۱۲/۵	۱۳، ۱۰، ۶، ۴	۹	۰/۱۸۳۷	۰/۹۵
۸	۱۸	۴*۱۲/۵	۱۳، ۱۰، ۷، ۴	۸	۰/۱۸۱۱	۰/۹۵
۱۰	۱۷	۴*۱۲/۵	۱۳، ۱۱، ۷، ۴	۷	۰/۱۷۸۶	۰/۹۵
۱۲	۱۷	۴*۱۲/۵	۱۳، ۱۱، ۷، ۴	۷	۰/۱۷۷۳	۰/۹۵
۱۴	۱۷	۳*۱۲/۵	۱۱، ۷، ۴	۷	۰/۱۷۹	۰/۹۵

۴-۵- نتایج آنالیز حساسیت با افزایش سطح نفوذ PVها

همان‌طور که ذکر شد، جدول‌های (۴) و (۵) نتایج شبیه‌سازی را برای نصب یک دستگاه PV با ظرفیت ۱۰ کیلووات با اینورتر هوشمند در باس ۱۴ نشان می‌دهند. در این بخش ظرفیت PVها از ۱۰ کیلووات به ۲۰ (۲*۱۰)، ۳۰ (۳*۱۰)، ۴۰ (۴*۱۰)، ۵۰ (۵*۱۰)، ۶۰ (۶*۱۰)، و ۷۰ کیلووات (۷*۱۰) افزایش می‌یابد به عبارت دیگر سطح نفوذ به ترتیب ۸، ۱۶، ۲۴، ۳۲، ۴۰، ۴۸، ۵۶ درصد است. جدول (۸) نتایج شبیه‌سازی افزایش سطح نفوذ PVها را تا ۵۶ درصد با اینورتر هوشمند برای حالت‌های ۴ و ۵ نشان می‌دهد. نتایج استخراج شده از حالت‌های ۵، کاهش WVDI و هزینه کل را با افزایش سطح نفوذ PVها مانند شکل (۱۱) تأیید می‌نماید. همچنین با افزایش سطح نفوذ، اهمیت اضافه ظرفیت اینورترها برای بهبود WVDI در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف کاهش می‌یابد. بنابراین با آنالیز حساسیت سطح نفوذ مشخص شد، توان راکتیو مورد نیاز در سطح نفوذ بالای ۲۰ درصد با حضور FC و ۵۶ درصد بدون FC با ظرفیت اسمی اینورترها فراهم می‌شود و تابع هدف بدون هیچ اضافه ظرفیتی از اینورترها در سطوح نفوذ مذکور بهینه می‌شود. اما کمتر از این سطح نفوذ به اضافه ظرفیت اینورترها نیاز است. همچنین شکل (۱۱) نشان می‌دهد در سطح نفوذ بالای ۴۸ درصد در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف (در مطالعه موردی ۱) رشد بهبود هزینه کل کاهش یافته و حتی احتمال افزایش آن نیز با توجه به مشخصات شبکه وجود دارد. شکل (۱۲) کاهش هزینه و افزایش درآمد را با افزایش PL، برای شبکه ۱۴ باسه در حالت ۵ نشان می‌دهد و مشاهده می‌گردد با افزایش سطح نفوذ هزینه PVها به صورت خطی افزایش پیدا نمی‌کند زیرا در سطح نفوذ بالاتر توان راکتیو کمتری از اینورترها تولید و یا جذب می‌گردد و اینورترها کاهش عمر کمتری دارند.



شکل (۱۱): تغییرات انحراف ولتاژ و هزینه کل در سطح نفوذ مختلف از صفر تا ۵۶ درصد در حالت ۵

Figure (11): Variations of voltage deviation and total cost at different penetration levels from 0 to 56% in case 5

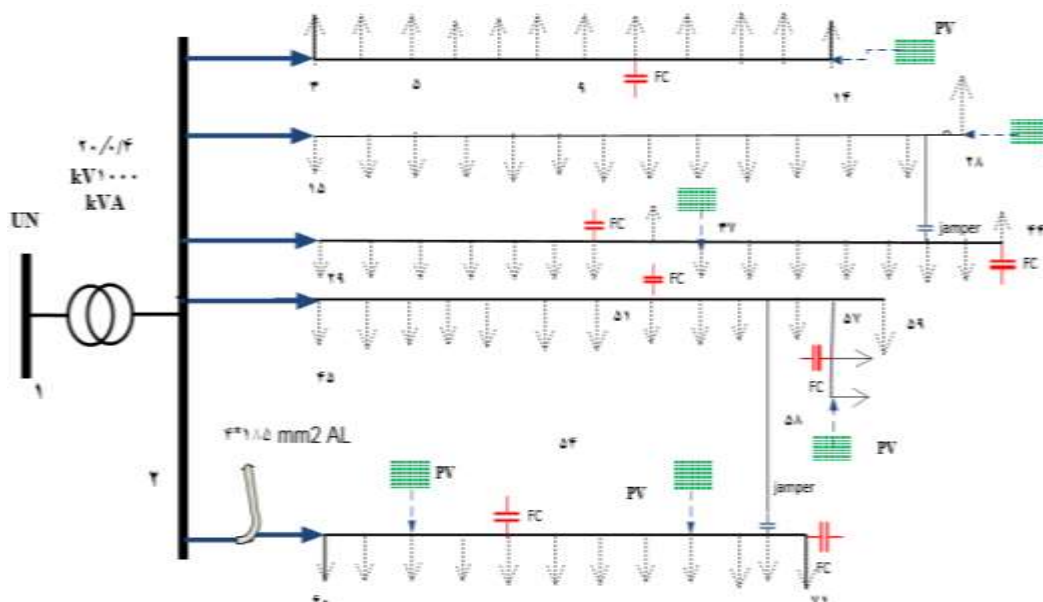
Table (8): Simulation results in mode 5 for different levels of PV penetration up to 56%

جدول (۸): نتایج شبیه‌سازی در حالت ۵ برای سطوح مختلف نفوذ PV ها تا ۵۶ درصد

سطح نفوذ PV	تعداد و ظرفیت PV	باسه‌های نصب PV	تعداد و ظرفیت خازن‌ها	باسه‌های پیشنهادی نصب خازن	اضافه ظرفیت اینورتر در حالت ۵	اضافه ظرفیت اینورتر در حالت ۴
۰	۰	۰	-	-	-	-
۸	۱*۱۰	۱۴	۳*۱۲/۵	۴ و ۷ و ۱۱	۷	۱۰
۱۶	۲*۱۰	۱۴ و ۱۲	۲*۱۲/۵	۴ و ۱۱	۱	۱۰+۱۰
۲۴	۳*۱۰	۱۴ و ۱۲ و ۱۰	۳*۱۲/۵	۲ و ۷ و ۱۲	۰	۱۰+۹+۱۰
۳۲	۴*۱۰	۱۴ و ۱۲ و ۱۰ و ۸	۳*۱۲/۵	۲ و ۸ و ۱۲	۰	۱۰+۴+۳+۳
۴۰	۵*۱۰	۱۴ و ۱۲ و ۱۰ و ۸ و ۶	۳*۱۲/۵	۲ و ۸ و ۱۰	۰	۳*۳+۲*۲
۴۸	۶*۱۰	۱۴ و ۱۲ و ۱۰ و ۸ و ۶ و ۴	۳*۱۲/۵	۲ و ۶ و ۱۰	۰	۴*۲+۲*۱
۵۶	۷*۱۰	۱۴ و ۱۲ و ۱۰ و ۸ و ۶ و ۴ و ۲	۳*۱۲/۵	۴ و ۶ و ۱۰	۰	۲+۵*۱

۴-۵- شبیه‌سازی مطالعه موردی ۲

شبکه سه فاز چهار سیمه، فشار ضعیف با ۷۱ باس شعاعی به طول ۱۵۵۲ متر، با PV ها و FC ها نشان داده شده در شکل (۱۳) مورد بررسی قرار می‌گیرد. در مطالعه موردی ۲، ترانسفورماتور سه فاز با توان نامی ۱۰۰۰ کیلوولت-آمپر دارای ولتاژ اولیه و ثانویه به ترتیب ۲۰ کیلوولت و ۴۰۰ ولت مد نظر است. باس ۱ در سمت ولتاژ متوسط (اولیه) پست توزیع، بعنوان باس اسلک لحاظ شده است. در این بخش از مطالعه، شبکه بزرگ‌تر شامل تمامی خروجی‌های یک ترانسفورماتور توزیع با پنج فیدر مانند شکل (۱۳) شبیه‌سازی شده است. همه حالت‌های بخش ۵-۲ برای شبکه ۷۱ باس، مانند شبکه ۱۴ باسه بررسی شده‌اند. به‌طور کلی این قسمت از مقاله اثربخشی و کارایی رویکرد برنامه‌ریزی پیشنهادی را برای گزینه‌های مدیریت توان راکتیو مورد استفاده از طریق اینورترهای PV و FC در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف‌های مقیاس بزرگ تأیید می‌کند.



شکل (۱۳): آرایش شبکه توزیع ۷۱ باسه مورد مطالعه با مکان‌های احتمالی نصب PV و FC

Figure (13): Arrangement of feeder distribution 71-bus with possible location installation of PV and FC



شکل (۱۲): هزینه‌های مختلف برای حالت ۵ در مطالعه موردی ۱ با افزایش سطح نفوذ از صفر تا ۵۶ درصد

Figure (12): Different costs for mode 5 in case study 1, with increasing penetration level from 0 to 56%

در شبکه ۷۱ باسه به دلیل گسترش شبکه و اثر بیشتر امپدانس ترانسفورماتور در افت ولتاژ انتهای خطوط، برای داشتن حداقل ولتاژ ۰/۹۵ پریونیت در همه باس‌ها، بدون اضافه ظرفیت اینورترها، نیاز به سطح نفوذ بالاتری از PVها در LVDGs است. این سطح نفوذ بیش از ۲۸ درصد همراه با FC برای حالت ۵ محاسبه گردید، که در بخش ۵-۲ برای شبکه ۱۴ باسه، حدود ۱۶ درصد به دست آمد.

۶- نتیجه‌گیری

در این مطالعه مزایای فنی و اقتصادی استراتژی‌های مدیریت توان راکتیو برای شبکه‌های توزیع فشار ضعیف با حضور هم‌زمان منابع فتوولتائیک و خازن ثابت ارائه گردید. رویکرد پیشنهادی با مدیریت صحیح توان راکتیو و تمرکز بر بهبود افت ولتاژ بدون افزایش هزینه کلی همواره حداقل ولتاژ استاندارد را برای مصرف‌کننده‌ها در کلیه باس‌ها فراهم می‌نماید. جبران افت ولتاژ در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف با افزایش سود حاصل از توان فروخته شده به مشتریان به درآمد DSOs کمک می‌کند. این مطالعه، با مدیریت بهینه توان راکتیو توسط خازن ثابت، استفاده از قابلیت جدید و اضافه ظرفیت اینورترهای منابع فتوولتائیک تابع هدف را بهینه می‌کند. در این راستا درآمد فروش برق حداکثر و هزینه‌ها حداقل می‌شود. در رویکرد پیشنهادی نشان داده شد اضافه ظرفیت اینورتر مورد نیاز به سطح نفوذ PVs و مکان نصب آنها، هزینه اینورتر نسبت به خازن ثابت و نوع شبکه توزیع بستگی دارد. همچنین مقدار بهبود تابع هدف پیشنهادی به سطح نفوذ PVs، اضافه ظرفیت اینورتر و مکان نصب PV بستگی دارد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد برای مدیریت توان راکتیو در LVDGs مشابه مطالعه موردی یک، بدون حضور خازن ثابت تا سطح نفوذ حدود ۶۰ درصد به اضافه ظرفیت اینورترها نیاز است، اما با حضور خازن‌های ثابت این سطح نفوذ به حدود ۲۰ درصد کاهش می‌یابد. رویکرد پیشنهادی برای مدیریت توان راکتیو در کلیه فیدرهای فشار ضعیف (هوایی-زمینی، کم بار-پر بار، با طول‌ها و امپدانس‌های مختلف) قابل اجرا است و در کاهش هزینه‌ها و بهبود شاخص‌های فنی موثر است.

References

مراجع

- [1] T. Khalili, A. Jafari, S.M.S. Kalajahi, B. Mohammadi-Ivatloo, A. Bidram, "Simultaneous demand response program and conservation voltage reduction for optimal operation of distribution systems", Proceeding of the IEEE/IAS, pp. 1-8, Detroit, MI, USA, Oct. 2020 (doi: 10.1109/IAS44978.2020.9334720).
- [2] Q. Zhang, K. Dehghanpour, Z. Wang, "Distributed CVR in unbalanced distribution systems with PV penetration", IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 10, no. 5, pp. 5308-5319, Sept. 2019 (doi: 10.1109/TSG.2018-2880419).

- [3] T.S. Vitor, J.C.M. Vieira, "Operation planning and decision-making approaches for volt/var multi-objective optimization in power distribution systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 191, Article Number: 106874, Oct. Feb. 2021 (doi: 10.1016/j.epsr.2020.106874).
- [4] S. Souri, H.M. Shourkaei, S. Soleymani, B. Mozafari, "Flexible reactive power management using PV inverter overrating capabilities and fixed capacitor", *Electric Power Systems Research*, vol. 209, Article Number: 107927, Aug. 2022 (doi: 10.1016/j.epsr.2022.107927).
- [5] M. Vygoder, G. Oriti, J. Gudex, T. M. Tencate, A.L. Julian, R. Cuzner, "Comparison of voltage abnormality detection methods for single-phase inverters to meet the requirements in IEEE Standard 1547-2018", *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 57, no. 5, pp. 4981-4990, Sept./Oct. 2021 (doi: 10.1109/TIA.2021.308-6054).
- [6] S.X. Chen, Y.F. Eddy, H.B. Gooi, M.Q. Wang, S.F. Lu, "A centralized reactive power compensation system for LV distribution networks", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 274-284, Jan. 2015 (doi: 10.1109/TPWRS.2014.2326520).
- [7] Á. Molina-García, R.A. Mastromauro, T. García-Sánchez, S. Pugliese, M. Liserre, S. Stasi, "Reactive power flow control for PV inverters voltage support in LV distribution networks", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 447-456, Jan. 2017 (doi: 10.1109/TSG.2016.2625314).
- [8] O. Gandhi, W. Zhang, C.D. Rodríguez-Gallegos, H. Verbois, H. Sun, T. Reindl, D. Srinivasan, "Local reactive power dispatch optimisation minimising global objectives", *Applied Energy*, vol. 262, Article Number: 114529, March 2020 (doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114529).
- [9] K.A. Horowitz, A. Jain, F. Ding, B. Mather, B. Palmintier, "A techno-economic comparison of traditional upgrades, volt-var controls, and coordinated distributed energy resource management systems for integration of distributed photovoltaic resources", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 123, Article Number: 106222, Dec. 2020 (doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106222).
- [10] D. Cañadillas, H. Valizadeh, J. Kleissl, B. González-Díaz, R. Guerrero-Lemus, "EDA-based optimized global control for PV inverters in distribution grids", *IET Renewable Power Generation*, vol. 15, no. 2, pp. 382-396, Feb. 2021 (doi: 10.1049/rpg2.12031).
- [11] M.L. Kolhe, M. Rasul, "3-Phase grid-connected building integrated photovoltaic system with reactive power control capability", *Renewable Energy*, vol. 15, pp. 382-396, July 2020 (doi: 10.1049/rpg2.12031).
- [12] J.F. Sousa, C.L. Borges, J. Mitra, "PV hosting capacity of LV distribution networks using smart inverters and storage systems: a practical margin", *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 8, pp. 1332-1339, June 2020 (doi: 10.1049/iet-rpg.2019.1054).
- [13] M.S.S. Abad, J. Ma, "Photovoltaic hosting capacity sensitivity to active distribution network management", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 107-117, Jan. 2021 (doi: 10.1109/TPWRS.2020.3007997).
- [14] A.M. Nour, A.Y. Hatata, A.A. Helal, M.M. El-Saadawi, "Review on voltage-violation mitigation techniques of distribution networks with distributed rooftop PV systems", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 3, pp. 349-361, Feb 2020 (doi: /10.1049/iet-gtd.2019.0851).
- [15] F. Sayadi, S. Esmaeili, F. Keynia, "Two-layer volt/var/total harmonic distortion control in distribution network based on PVs output and load forecast", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, n. 8, pp. 2130-2137, Jul 2017 (doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1440).
- [16] S. Alkaabi, H. Zeineldin, V. Khadkikar, "Short-term reactive power planning to minimize cost of energy losses considering PV systems", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2923-2935, May 2019 (doi: 10.1109/TSG.2018.2815434).
- [17] A. Ali, K. Mahmoud, D. Raisz, M. Lehtonen, "Probabilistic approach for hosting high PV penetration in distribution systems via optimal oversized Inverter with watt-var functions", *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 1, pp. 684-693, March 2021 (doi: 10.1109/JSYST.2020.2982467).
- [18] A. Cagnano, E. De Tuglie, M. Liserre, R.A. Mastromauro, "Online optimal reactive power control strategy of PV inverters", *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4549-4558, Oct. 2011 (doi: 10.1109/TIE.2011.2116757).
- [19] O. Gandhi, C.D. Rodríguez-Gallegos, N.B.Y. Gorla, M. Bieri, T. Reindl, D. Srinivasan, "Reactive power cost from PV inverters considering Inverter lifetime assessment", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 738-747, April 2019 (doi: 10.1109/TSTE.2018.2846544).
- [20] A. Ciocia, V.A. Boicea, G. Chicco, P. Di Leo, A. Mazza, E. Pons, F. Spertino, N. Hady-Said, "Voltage control in low-voltage grids using distributed photovoltaic converters and centralized devices", *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 55, no. 1, pp. 225-237, Jan.-Feb 2019 (doi: 10.1109/TIA.2018.2869104).
- [21] P.P. Vergara, M. Salazar, T.T. Mai, P.H. Nguyen, H. Slootweg, "A comprehensive assessment of PV inverters operating with droop control for overvoltage mitigation in LV distribution networks", *Renewable Energy*, vol.159, no. 1, pp. 172-183, October 2020 (doi: 10.1016/j.renene.2020.05.151).

- [22] B. Wei, Z. Qiu, G. Deconinck, "A mean-field voltage control approach for active distribution networks with uncertainties", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 12, no. 2, pp. 1455-1466, March 2021 (doi: 10.1109/TSG.2-020.3033702).
- [23] M. Kamali, B. Fani, G. Shahgholian, G.B. Gharehpetian, M. Shafiee, "Harmonic compensation and micro-grid voltage and frequency control based on power proportional distribution with adaptive virtual impedance method", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 14, no. 53, pp. 33-60, June 2023 (in Persian) (dor: 20.1001.1.23223871.1402.14.53.3.7).
- [24] M. Klerx, J. Morren, H. Slootweg, "Advanced replacement strategies for low voltage distribution grids", *IET generation, transmission & distribution*, vol. 15, no.17, pp. 2460-2472, April 2021 (doi: 10.1049/gtd.2.12190).
- [25] S. Hashemi, J. Østergaard, T. Degner, R. Brandl, W. Heckmann, "Efficient control of active transformers for increasing the PV hosting capacity of LV grids", *IEEE Trans. on Industrial Informatics*, vol. 13, no. 1, pp. 270-277, Feb. 2017 (doi: 10.1109/TII.2016.2619065).
- [26] X. Xu, J. Li, Z. Xu, J. Zhao, C.S. Lai, "Enhancing photovoltaic hosting capacity—A stochastic approach to optimal planning of static var compensator devices in distribution networks", *Applied Energy*, vol. 238, pp. 952-962, March 2019 (doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.135)
- [27] A.M. Shaheen, R.A. El-Sehiemy, S.M. Farrag, "Adequate planning of shunt power capacitors involving transformer capacity release benefit", *IEEE Systems Journal*, vol. 12, no. 1, pp. 373-382, March 2018 (doi: 10.1109/JSYST.2015.2491966).
- [28] R.A. Jabr, "Robust volt/var control with photovoltaics", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 34, no. 3, pp. 2401-2408, May 2019 (doi: 10.1109/TPWRS.2018.289076).
- [29] O. Gandhi, C.D. Rodríguez-Gallegos, W. Zhang, D. Srinivasan, T. Reindl, "Economic and technical analysis of reactive power provision from distributed energy resources in microgrids", *Applied energy*, vol. 210, pp. 827-841, Jan 2018, (doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.154).
- [30] S. Hashemi, J. Østergaard, "Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV", *IET Renewable power generation*, vol. 11, no. 2, pp. 205-214, Jan 2017 (doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0277).
- [31] D.-L. Schultis, A. Ilo, C. Schirmer, "Overall performance evaluation of reactive power control strategies in low voltage grids with high prosumer share", *Electric Power Systems Research*, vol.168, pp. 336-349, March 2019 (doi: 10.1016/j.epsr.2018.12.015).
- [32] A. Ali, D. Raisz, K. Mahmoud, "Optimal oversizing of utility-owned renewable DG inverter for voltage rise prevention in MV distribution systems", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 105, pp. 500-513, February 2019 (doi: 10.1016/j.ijepes.2018.08.040).
- [33] W. Wei, J. Wang, N. Li, S. Mei, "Optimal power flow of radial networks and its variations: A sequential convex optimization approach", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2974-2987, Nov. 2017 (doi: 10.1109/TSG.2017.2684183).
- [34] S. Zeynali, N. Rostami, M. Feyzi, "Multi-objective optimal short-term planning of renewable distributed generations and capacitor banks in power system considering different uncertainties including plug-in electric vehicles", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 119, Article Number: 105885, July 2020 (doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105885).
- [35] Q. Chai, C. Zhang, Z.Y. Dong, Y. Xu, "Operational reliability assessment of photovoltaic inverters considering voltage/VAR control function", *Electric Power Systems Research*, vol. 190, Article Number: 106706, Jan 2021 (doi: 10.1016/j.epsr.2020.106706).
- [36] T. Stetz, J. Von Appen, M. Braun, G. Wirth, "Cost-optimal inverter sizing for ancillary services- Field experience in Germany and future considerations", *Proceeding of the EPSEC*, pp. 3069-3074, 2011.

1. Reduction
2. Photovoltaic
3. Low voltage distribution grids
4. Distribution system operations
5. Injecting/absorbing reactive power
6. Reactive power management
7. Weight voltage deviation index
8. Penetration level
9. Static var compensator
10. Electricity sales revenue
11. Fixed capacitor
12. Switch capacitor

- 13. Bank capacitor
- 14. On-load tap changer
- 15. Power factor
- 16. Inductive device
- 17. Bus voltage minimum