# مشارکت هماهنگ نیروگاه‌های مجازی تجاری و فنی برای شرکت در بازارهای انرژی و ذخیره چرخان

مرتضی میردار[1] محمدکاظم شیخ‌الاسلامی[2] حسین سیفی[3] محمدامین لطیفی[4]

۱- دانش‌آموخته کارشناسی ارشد- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه تربیت مدرس- تهران- ایران
morteza_mirdar@yahoo.com
۲- استادیار- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه تربیت مدرس- تهران- ایران
aleslam@modares.ac.ir
۳- استاد- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه تربیت مدرس- تهران- ایران
seifi_ho@modares.ac.ir
۴- استادیار- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه صنعتی اصفهان - اصفهان- ایران
latify@cc.iut.ac.ir

**چکیده :** **منابع انرژی پراکنده به تنهایی انعطاف‌پذیری، قابلیت کنترل و ظرفیت کافی برای شرکت در بازار برق را ندارند. با تجمیع این منابع در قالب نیروگاه مجازی، می‌توان این مشکل را برطرف کرد. منابع انرژی پراکنده به کمک مفهوم نیروگاه مجازی به بازار برق دسترسی پیدا می‌کنند و قابل رویت می‌شوند. این مقاله به مطالعه برنامه‌ریزی نیروگاه مجازی تجاری در بازارهای هم‌زمان انرژی و ذخیره‌ی چرخان می‌پردازد. سبد تولید[1] نیروگاه مجازی تجاری مفروض شامل منابع تولید پراکنده و ذخیره‌کننده‌ها است. مسئله‌ی نیروگاه مجازی تجاری به شکل برنامه‌ریزی خطی عددصحیح مدل شده است. منابع انرژی پراکنده تشکیل دهنده سبد تولید نیروگاه مجازی، در این مقاله در نقاط گوناگون شبکه فرض شده‌اند. بنابراین نیروگاه مجازی تجاری تنها قیود بهره‌برداری از منابع انرژی پراکنده را در نظر می‌گیرد. روش پیشنهادی برای نیروگاه مجازی فنی برقراری قیود شبکه با حداقل انحراف از توان‌های برنامه‌ریزی‌شده توسط نیروگاه‌های مجازی تجاری است. بدین منظور مسئله به کمک آنالیز حساسیت و با هدف کمینه‌سازی انحراف از توان‌های برنامه‌ریزی شده و با در نظر گرفتن قیود بهره‌برداری از منابع و قیود شبکه‌ی توزیع به صورت تابع هدف حداقل مربعات و قیود خطی[2] مدل شده است. نتایج شبیه‌سازی کاربردپذیری روش پیشنهادی را نشان می‌دهند.**

**کلمات کلیدی:** **بازار برق، منابع انرژی پراکنده، نیروگاه مجازی.**

**تاریخ ارسال مقاله :** ۱۳۹۱/۱۱/۲۱
**تاریخ پذیرش مشروط مقاله:** ۱۳۹۲/۱۲/۱۰
**تاریخ پذیرش مقاله:** ۱۳۹۳/۱۲/۰۵
**نام نویسنده‌ی مسئول:** مهندس مرتضی میردار
**نشانی نویسنده‌ی مسئول:** ایران – تهران – جلال آل احمد –پل نصر– دانشگاه تربیت مدرس – دانشکده‌ی برق

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

## ۱- مقدمه

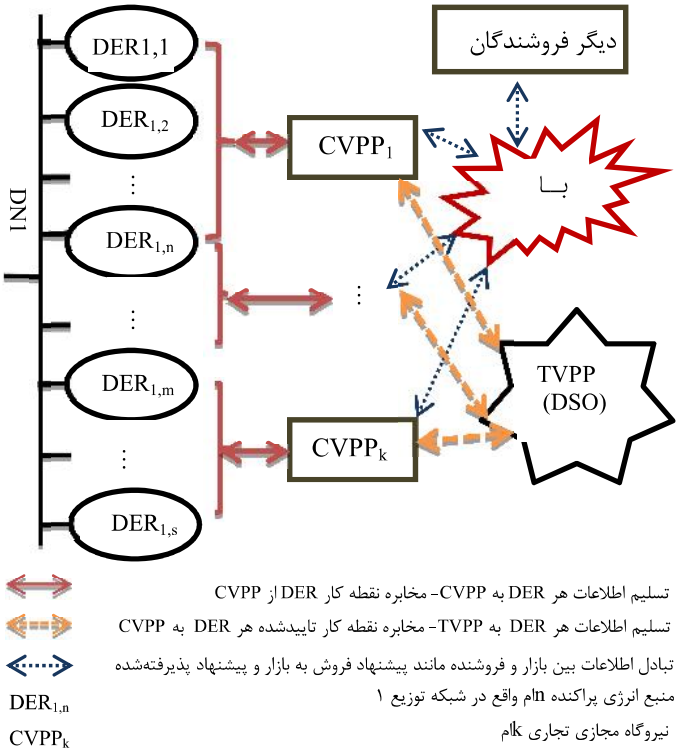
در سال‌های اخیر نگرانی‌های ناشی از آلودگی‌های زیست‌محیطی حاصل از تولید انرژی توسط نیروگاه‌های متمرکز مبتنی بر سوخت‌های فسیلی شدت یافته است. در نقطه‌ی مقابل شاهد پیشرفت فن‌آوری‌های منابع انرژی پراکنده (DER)[۳] و همچنین در نظر گرفتن سیاست‌هایی برای توسعه‌ی این منابع به منظور کاهش وابستگی تولید انرژی به منابع فسیلی بوده‌ایم. فراهم کردن و تسهیل بستر رقابت این منابع با منابع متمرکز برای تجارت انرژی الکتریکی، یکی از سیاست‌هایی است که در برخی کشورها در راستای توسعهٔ این منابع به کار گرفته شده است [۱].

بسیاری از منابع انرژی پراکنده، زمانی که به تنهایی بهره‌برداری می‌شوند، ظرفیت، انعطاف‌پذیری و قابلیت کنترل کافی برای انجام مدیریت سیستم و فعالیت‌های بازارمحور مقرون به صرفه و شدنی را ندارند. با تجمیع این منابع در قالب نیروگاه مجازی (VPP)[۴] است که می‌توان این موانع را پشت سر گذارد و بستر رقابت در سطح عمده را برای این منابع فراهم کرد [۲].

VPP تا سال ۲۰۰۴ میلادی تعریف استانداردی نداشت و تعاریف متنوعی از VPP توسط محققان انتشار داده شده و مورد استفاده قرار می‌گرفت. نقطهٔ مشترک بیشتر تعاریف تکیه بر هر گونه یکپارچگی از منابع انرژی پراکنده بوده است. در این حین، پروژه‌ی فنیکس[۵]، تحقیقات خود را با پروژه‌ی "تعریف مشخص و استاندارد VPP" رقم زد و VPP را این‌گونه تعریف کرد: "VPP، نمایشی منعطف از یک سبد منابع انرژی پراکنده است. این نیروگاه می‌تواند در بازار عمده‌فروشی قرارداد ببندد و به بهره‌بردار سیستم، پیشنهاد فروش خدمات بدهد" [۳, ۴]. با تفکیک صورت گرفته توسط فنیکس، VPP می‌تواند دو نوع فعالیت عمده را انجام دهد که عبارتند از: «فعالیت‌های شرکت در بازار[۶]» و «پشتیبانی و مدیریت سیستم[۷]». به ترتیب، VPP انجام‌دهنده‌ی فعالیت اول CVPP [۸] و انجام دهنده‌ی فعالیت دوم، TVPP [۹] نامیده می‌شوند [۲].

CVPP نمایندهٔ سبدی از منابع انرژی پراکنده است. CVPP بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه، منابع انرژی پراکنده را تجمیع می‌کند. در نتیجه، امکان رؤیت‌پذیری این منابع در محیط تجارت برق امکان‌پذیر شده و خطای انحراف تولید از مقدار پیش‌بینی‌شده نیز کاهش می‌یابد؛ لذا CVPP می‌تواند مانند یک نیروگاه متصل به شبکه انتقال عمل کرده و با هدف بیشینه‌سازی سود با نیروگاه‌های متمرکز به رقابت بپردازد کند [۵-۷]. لذا، بهره‌بردار CVPP، بازیگری است که در بازار شرکت می‌کند. بهره‌بردار می‌تواند هر شخص ثالث، عرضه‌کننده‌ی انرژی یا بازیگر جدید بازار (نهاد مسئول تعادل یا همان BRP)[۱۰] باشد [۲, ۵, ۸, ۹].

TVPP شامل منابع انرژی پراکنده حاضر در یک موقعیت جغرافیایی یکسان می‌باشد. TVPP، رؤیت‌پذیری منابع انرژی پراکنده را در شبکه توزیع برای بهره‌بردار سیستم انتقال فراهم می‌کند. در نتیجه به تولید پراکنده و تقاضا اجازه‌ی شرکت در فعالیت‌های مدیریت سیستم انتقال را می‌دهد و استفاده از




ظرفیت منابع انرژی پراکنده را آسان‌تر می‌کند [۷-۱۱]. از آنجا که بهره‌بردار TVPP باید نسبت به شبکه‌ی محلی دانش کافی و قابلیت کنترل شبکه را داشته باشد، بنابراین وظایف TVPP بسیار شبیه به بهره‌بردار سیستم توزیع (DSO) خواهد بود[۴, ۷-۱۱].

شکل (۱) نقش‌های مربوط به CVPPها و TVPP و همچنین تعامل آن‌ها با یکدیگر و عناصر بازار برق را در مدل‌های مرسوم CVPP و TVPP نمایش می‌دهد.

**شکل (۱) : CVVP و TVPP در مفهوم بازار و سیستمی.**

در این مدل، تمامی DERها (s عدد) در یک شبکه توزیع با نام DN1 واقع هستند. همچنین k عدد CVVP در DN1 فعالیت می‌کنند. هر منبع انرژی پراکنده (مثلاً $DER_{1,2}$ که عضوی از سبد تولید نیروگاه مجازی تجاری CVPP1 است)،



[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.1 Spring 2016

اطلاعاتی در مورد پارامترهای بهره‌برداری، مشخصه‌های هزینه‌ی بهره‌برداری و ... را تسلیم CVPP می‌کند و یا این که با عقد قراردادی، حقوق بهره‌برداری از منبع را به CVPP واگذار می‌کند. این اطلاعات بدون در نظر گرفتن اثر شبکه‌ی توزیع برای ایجاد یک پروفیل منفرد مورد استفاده قرار می‌گیرند [۲, ۸, ۱۱]. در انتها، CVPP پتانسیل‌های سبد تولید را با عقد قرارداد در بازارهای بورس توان و پیشرو بهینه می‌کند. CVPP باید امکان‌پذیری این برنامه‌ریزی را با هماهنگی با TVPP انجام دهد، که طراحی این ساز و کار، انگیزهٔ این تحقیق است.

CVPP می‌تواند، نماینده‌ی منابع انرژی پراکنده از موقعیت-های مختلف باشد، اما باید تجمیع منابع با توجه به موقعیت جغرافیایی انجام شود. به عبارت دیگر سبد تولید منابع انرژی پراکنده با موقعیت جغرافیایی تعریف می‌شوند [۸, ۹, ۱۱]. اطلاعات منبع انرژی پراکنده‌ی واقع در شبکه‌ی محلی –شامل پارامترهای بهره‌برداری و زمان‌بندی - از طریق CVPPهای مختلف برای TVPP ارسال می‌شود. بدین صورت CVPPها، منبع انرژی پراکنده‌ی واقع در شبکه‌ی محلی را برای TVPP رویت‌پذیر می‌سازند. بهره‌بردار سیستم توزیع موقعیت‌های بهره-برداری هر منبع انرژی پراکنده را تایید می‌کند[۱۱]. در مجموع یک شبکه توزیع شامل یک TVVP و چندین CVPP است. توجه به این نکته حائز اهمیت است که تجمیع منابع در هر CVVP با توجه به موقعیت جغرافیایی صورت می‌پذیرد در صورتی که CVVP می‌تواند نماینده DERهایی واقع در موقعیت‌های جغرافیایی گوناگون باشد [۷-۹, ۱۱].

در [۱۲] سیستم مدیریت انرژی به عنوان قلب نیروگاه مجازی، پخش توان را با هدف کمینه‌سازی هزینه‌ی تولید برق، هزینه‌ی نهایی، کاهش گازهای گلخانه‌ای و اجتناب از تلفات توان تولیدشده به وسیله‌ی منابع تجدیدپذیر انجام می‌دهد. این نیروگاه به صورت مجزا بهره‌برداری می‌شود و با بازار تعامل ندارد. [۱۳] یک فهرست حق تقدم DER برای شرکت در بازار تعادل لحظه‌ای و یا نزدیک به لحظه‌ای پیشنهاد کرده است. در [۱۴] نیروگاه مجازی با بهره‌بردار سیستم انتقال قرارداد بسته است تا توان ثابتی در بازه‌های زمانی به شبکه انتقال تزریق کند. نیروگاه مجازی مورد مطالعه مانند یک ریزشبکه کنترل می‌شود. در [۱۵] منابع انرژی پراکنده پیشنهاد عرضه (شامل کمیت و قیمت) را به مرکز کنترل هماهنگ‌کننده (مرکز کنترل نیروگاه مجازی) می‌فرستند. مرکز کنترل هماهنگ‌کننده، بار و قیمت انرژی در هر گره متصل به نیروگاه مجازی (و متصل به شبکه) را پیش‌بینی می‌کند. نیروگاه مجازی با در نظر گرفتن قیود ظرفیت گرمایی خطوط، ظرفیت گرمایی ترانسفورماتورها و حد بالا و پایین ولتاژ سود خود را بیشینه می‌کند. همچنین ظرفیت ذخیره‌ای به اندازه‌ی درصدی از بار در نظر می‌گیرد. مهم‌ترین هدف نیروگاه مجازی مورد بحث در [۱۶] کمینه‌سازی هزینه‌ی برق مشتریان با در نظر گرفتن قیود شبکه می‌باشد. نیروگاه مجازی مستقیماً پخش توان حقیقی می‌کند. بهره‌بردار سیستم توزیع مسئول بهره‌برداری مطمئن از شبکه می‌باشد. نیروگاه مجازی کمبود تولید را با خرید لحظه‌ای از شبکه جبران و تولید اضافی را با قیمت لحظه‌ای به شبکه‌ی انتقال می‌فروشد. در [۱۷] بارهای انعطاف‌پذیر، توانستند مانند یک ذخیره‌کننده با توان بادی هماهنگ شوند. این بارها در زمان ارزانی برق مصرف خود را افزایش و در زمان افزایش قیمت، برق مصرفی خود را کاهش دهند و خاصیت تناوبی توان بادی را خنثی کنند. نیروگاه مجازی مورد مطالعه در [۱۸, ۱۹] با یک راهبرد پیشنهاددهی در بازارهای انرژی و ذخیره‌ی روز-پیش شرکت کرده است. مسئله‌ی پیشنهاددهی به صورت PBUC و قیود تعادل بار و عرضه، قیود امنیتی شبکه توزیع و قیود منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شده‌اند. مسئله به وسیله‌ی الگوریتم ژنتیک حل شده است. تمام منابع تولید پراکنده در یک مکان جغرافیایی مشخص در نظر گرفته شده است. ضمناً اگر تعداد واحدها افزایش یابد حل مسئله به روش الگوریتم ژنتیک زمان‌بر و یافتن جواب بهینه‌ی جامع دشوار خواهد شد.

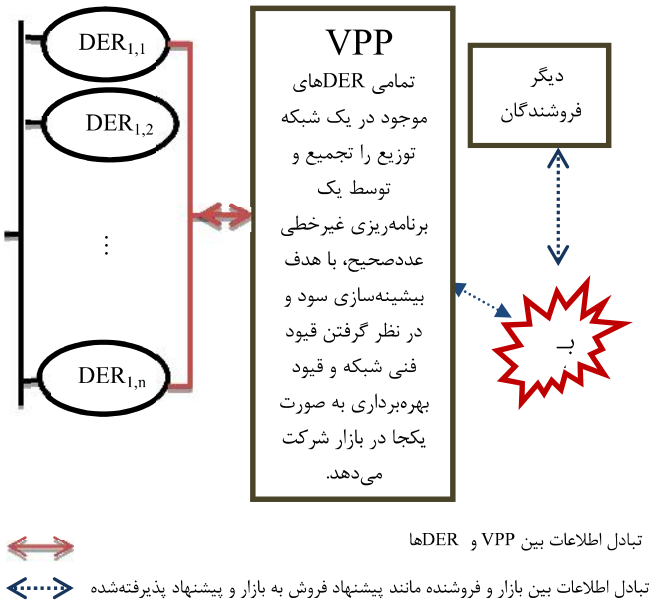
در مجموع تا کنون در مقالات، مانند شکل (۲) ساختار VPP مانند یک ریزشبکه در نظر گرفته شده است [۱۲, ۱۴-۱۶, ۱۸, ۱۹] در صورتی که VPP برخلاف ریزشبکه به یک شبکه توزیع محدود نمی‌شود.

به عبارت دیگر با توجه به مقالات بررسی‌شده در فوق، یک شبکه‌ی توزیع تنها شامل یک CVVP، یک TVVP و یک بهره‌بردار مشترک است و VPP نمی‌تواند با منابع خارج از این شبکه توزیع قرارداد ببندد. حتی در [۱۲, ۱۶] تابع هدف VPP کمینه کردن هزینه با شرط تأمین برق شبکه توزیع خود است که در تضاد با مهم‌ترین مزیت VPP یعنی شرکت در بازار است. VPP در این مقالات با استفاده از برنامه‌ریزی غیرخطی عددصحیح و با قیود تأمین تقاضای محلی، ولتاژ مجاز شین‌ها و جریان مجاز حرارتی خطوط سود خود را بیشینه و یا هزینه را کمینه می‌کند. با توجه به [۳] هزاران منبع انرژی پراکنده در سبد تولید یک CVPP وجود دارد. در واقعیت استفاده از الگوریتم‌های تکاملی و یا روش‌های غیرخطی بسیار زمان‌بر می-باشد و ما را از جواب بهینه دور می‌سازد.

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

در [۲۰] یک چارچوب پخش بار دو مرحله‌ای معرفی شده است. در مرحله اول VPP پیشنهادات اولیه فروش به بازار روز-پیش را با حل مسئله PBUC تعیین می‌کند. داده‌های مرحله اول به بهره‌بردار شبکه توزیع ارسال و سپس در مرحله دوم بهره‌بردار شبکه توزیع با هدف کمینه‌سازی هزینه هر ساعت و برقراری قیود شبکه محلی پیشنهادات فروش را تغییر می‌دهد. در این روش ممکن است VPP متحمل ضرر هنگفتی شود زیرا ممکن است پیشنهادات اولیه تغییرات زیادی کنند.

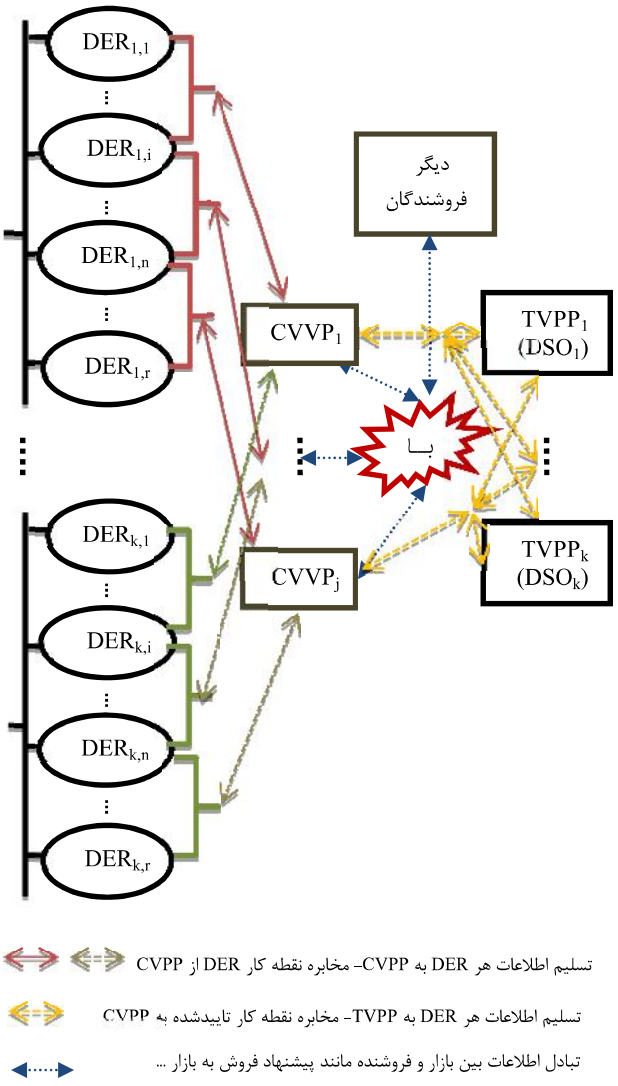
در این مقاله، الگوریتمی برای TVPP پیشنهادی معرفی می‌شود که بر اساس آن TVPP با ایجاد کم‌ترین انحراف از مقادیر برنامه‌ریزی‌شده توسط CVPPها قیود شبکه توزیع را برقرار می‌سازد. در این الگوریتم، در ابتدا، CVPP بدون توجه به موقعیت جغرافیایی DERها، آن‌ها را تجمیع کرده و با هدف بیشینه‌سازی سود، در بازار عمده‌فروشی مشارکت می‌کند. در این راستا، مسألهٔ تصمیم‌گیری CVPP به گونه‌ای مدل شده است که




**شکل (۲) : VPP مانند یک ریزشبکه.**

با استفاده از روش برنامه‌ریزی خطی عددصحیح (MILP) قا حل خواهد بود. TVPP با هدف حداقل‌سازی میزان انحراف از برنامهٔ پیشنهادی CVPP، برنامهٔ جدید را به وی اعلام می‌کند. حسن اجرای این الگوریتم، گسترش دامنهٔ فعالیت CVPP به سطح کل شبکه است.

به عبارت دیگر، ساختار جدیدی برای CVPP معرفی می‌شود که تجمیع منابع بدون توجه به موقعیت آن‌ها در سطح کل شبکه (نه الزاماً در سطح یک شبکه توزیع) صورت گیرد در نتیجه، CVPP های فعال در حوزهٔ هر شبکهٔ توزیع، CVPP معرفی می‌شود که تجمیع منابع بدون توجه به موقعیت آن‌ها در سطح کل شبکه (نه الزاماً در سطح یک شبکه توزیع) صورت گیرد در نتیجه، CVPPهای فعال در حوزهٔ هر شبکهٔ توزیع،




**شکل (۳) : تعامل بین j عدد CVVP و k عدد TVPP**

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]

منحصر به یک CVPP نبوده، منابع موجود در آن می‌تواند متعلق به چندین CVPP باشند. شکل (۳) الگوریتم پیشنهادی و فرآیند کار را نمایش می‌دهد.

در بخش دو و سه به ترتیب شبکه توزیع فعال و ریزشبکه توصیف می‌شوند. در بخش چهارم مدل‌های پیشنهادی برای CVVP و TVPP توصیف می‌شوند. مطالعات عددی در بخش پنجم آمده است. در بخش ششم جمع‌بندی صورت می‌گیرد.

## ۲- شبکه توزیع فعال

در شبکه‌های توزیع غیرفعال ترانسفورماتوری که هر فیدر از آن تغذیه می‌شود، تنها منبع کنترلی (فرضاً برای کنترل ولتاژ) در دسترس است. بر اساس ساختار و فلسفه‌ی بهره‌برداری کنونی از تمامی سیستم قدرت[۱۲]، شبکه‌های توزیع دنباله‌ی غیرفعال از سیستم انتقال بالادستی به شمار می‌روند. شبکه‌های توزیع فعال، شبکه‌هایی هستند که به طور لحظه‌ای و به کمک فن‌آوری مخابراتی و ارتباطاتی (ICT)[۱۳] ، قادر به کنترل شبکه، بارها، گره‌های شبکه‌ی توزیع و منابع تولید پراکنده در یک وضعیت بهینه و یا مدیریت پخش توان می‌باشند [۷, ۲۱, ۲۲].

## ۳- ریزشبکه

تعداد تعاریفی که از ریزشبکه شده است تقریباً برابر با تعداد کارهای پژوهشی انجام‌شده در این حوزه است. با این حال در تبیین مفهوم ریزشبکه‌ها می‌توان گفت: ریزشبکه‌ها، سیستم‌های توزیع الکتریکی فعال و کوچکی هستند که مشتری‌های متعدد را به منابع تولید پراکنده‌ی متعدد و ذخیره‌کننده‌ها متصل می‌کنند. به بیان دیگر ریزشبکه یک سبد از منابع تولید پراکنده محلی و بارها است که می‌تواند به عنوان یک واحد خودکار در حالت متصل به شبکه و یا جدا از آن بهره‌برداری شود [۲۲-۲۵].

در حالی که VPP و ریزشبکه خصوصیات اصلی مشترکی مانند توانایی تجمیع DERها در سطح شبکه توزیع را دارند، تفاوت‌هایی بین آن‌ها مشاهده می‌شود. ریزشبکه می‌تواند به صورت جدا و یا متصل به شبکه و یا جزیره‌ای بهره‌برداری شود و نیاز به سطح مشخصی از ذخیره‌کننده‌ها دارد در حالی که VPP همواره به شبکه متصل است. تفاوت کلیدی بین ریزشبکه و VPP، این است که ریزشبکه شامل یک مجموعه پایا از منابع در یک محدوده جغرافیایی است در حالی که VPP می‌تواند مجموعه‌ای از منابع موجود در منطقه جغرافیایی وسیع را شامل شود [۲۵].

## ۴- توصیف مدل

در این بخش مدل تصمیم‌گیری CVPP و سازوکار امکان پذیر کردن برنامهٔ پیشنهادی CVPP از منظر TVPP تشریح می‌شود.

### ۴-۱- مدل تصمیم‌گیری CVPP

CVPP مد نظر در این مقاله DGها و ذخیره‌کننده‌ها را در بر می‌گیرد. بر خلاف مدل‌های پیشنهادی در تحقیقات دیگر [۱۲, ۱۴-۱۶, ۱۸, ۱۹]، بدون توجه به موقعیت جغرافیایی DERها، آن‌ها را تجمیع می‌کند و با توجه به سبد تولید تجمیع‌شده، در بازارهای هم‌زمان انرژی و ذخیره چرخان شرکت می‌کند. این فرض بدون از دست رفتن کلیت مسأله شده است و هر ساز و کار بازاری دیگری نیز در مدل پیشنهادی قابل در نظر گرفتن است.

CVPP قیمت بازار برق روزپیش را پیش‌بینی می‌کند. سپس به کمک قیمت‌های پیش‌بینی شده (با فرض قیمت‌پذیر بودن) و اطلاعات مخابره‌شده توسط DERها، با هدف بیشینه-سازی سود مشروط به برقراری قیود بهره‌برداری منابع، اقدام به برنامه‌ریزی بهره‌برداری می‌کند. در این بخش مسئله را به صورت برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح، مدل خواهیم کرد که اطمینان از جواب بهینه را تضمین کرده و به کمک ابزارهای حل مرسوم و معتبر نظیر CPLEX قابل حل است.

#### ۴-۱-۱- تابع هدف

تابع هدف CVPP، بیشینه‌سازی سود می‌باشد. CVPP سود انتظاری خود را از فروش انرژی و ذخیره چرخان در ۲۴ ساعت بدست می‌آورد که به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\begin{aligned} Max\ profit = & \sum_{t=1}^{24}\left(\sum_{i=1}^{N_{dg}} P_{dg}(i,t)+\sum_{i=1}^{N_s}(-P_{dch}(i,t)-P_{ch}(i,t))\right).\lambda_e(t) \\ & +\sum_{t=1}^{24}\left(\sum_{i=1}^{N_{dg}} R_{dg}(i,t)+\sum_{i=1}^{N_s} R_s(i,t)\right).\lambda_r(t) \\ & -\sum_{t=1}^{24}\left(\sum_{i=1}^{N_{dg}} C_{dg}(i,t)+\sum_{i=1}^{N_s} C_s(i,t)\right) \end{aligned} \qquad (1)$$

تابع هدف فوق از ۳ ترم تشکیل شده است. ترم اول درآمد CVPP از بازار روزپیش انرژی را نشان می‌دهد که برابر با حاصل‌ضرب مجموع توان خروجی DGها، توان دشارژ ذخیره‌کننده‌ها و منفی توان شارژ ذخیره‌کننده‌ها در قیمت پیش‌بینی‌شده بازار انرژی روزپیش است. علامت منفی برای این است که توان شارژ شده از بازار انرژی روزپیش خریداری می‌شود و توان دشارژشده یک متغیر منفی است. ترم دوم درآمد CVPP از بازار روزپیش ذخیره چرخان را نشان می‌دهد که برابر با

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

حاصل‌ضرب مجموع میزان رزرو پیشنهادی DGها و میزان رزرو پیشنهادی ذخیره‌کننده‌ها در قیمت پیش‌بینی‌شده بازار انرژی روزپیش است. ترم سوم نشاندهنده‌ی مجموع هزینه‌های DER برای عرضه انرژی و ذخیره چرخان در ۲۴ ساعت است. مسألهٔ بهینه‌سازی فوق مقید به قیود DG و ذخیره‌ساز است. در ادامه توابع هزینهٔ مذکور در ترم سوم و قیود به تفکیک تشریح می‌شوند.

مانند مراجع [۱۸, ۱۹] تابع هزینه‌ی یک DG به صورت یک تابع چندجمله‌ای درجه‌ی دوم از میزان تولید در نظر گرفته شده است:

$$C_{dg}(i,t)=\alpha_{dg}(i).P_{dg}^{2}(i,t)+\beta_{dg}(i).P_{dg}(i,t)+A(i) \\ v(i,t)+SC_{dg}(i).y(i,t)+SHC_{dg}(i).z(i,t) \quad (۲)$$

این تابع هزینه شامل هزینه تولید توان، هزینه ثابت، هزینه راه‌اندازی و هزینه توقف است. از آنجا که این تابع هزینه غیرخطی است، با تقریب تکه‌ای-خطی به صورت MILP تبدیل خواهد شد. درستی و دقت این خطی‌سازی در [۲۷, ۲۸] ذکر شده است.

هزینه‌ی بهره‌برداری از ذخیره‌کننده‌های الکتروشیمیایی با تابع خطی زیر محاسبه می‌شود [۱۸, ۱۹].

$$C_{s}(i,t)=\alpha_{s}(i).\left[P_{ch}(i,t)-P_{dch}(i,t)\right]+\beta_{s}(i). \quad (۳)$$

### ۴-۱-۲- قیود

در راستای مدل‌سازی CVPP لازم است که قیود DG و قیود ذخیره‌کننده به عنوان DER تشریح شوند. قیود بهره‌برداری در نظر گرفته‌شده برای DGها شامل کمینه و بیشینه مجاز توان خروجی، حداقل زمان فعالیت-توقف و نرخ شیب است. بیان MILP قیود DG از [۲۷, ۲۸] اقتباس شده است.

در برخی مقالات ذخیره‌کننده‌های الکتروشیمیایی برای شبیه‌سازی حالت شارژ و دشارژ و بدون در نظر گرفتن بازار مدل شده‌اند [۲۹- ۳۰]. از طرفی در مقالاتی مانند [۱۸, ۱۹, ۳۱,۳۲] یک مدل غیرخطی برای شرکت ذخیره‌کننده در بازار ارائه شد. در این مقاله ذخیره‌کننده‌های الکتروشیمیایی بصورت خطی عدد صحیح و به منظور شرکت در بازار مدل شده‌اند.

در هر ذخیره‌کننده توان شارژشده و یا توان دشارژ شده در هر ساعت برابر با انرژی ذخیره‌شده نهایی در ابتدای ساعت بعد منهای انرژی ذخیره‌شده نهایی در ابتدای همان ساعت است.

$$P_{ch}(i,t)+P_{dch}(i,t)=SOC(i,t+1)-SOC(i,t). \quad (۴)$$

قیود فنی برای هر ذخیره‌کننده در بازه زمانی ۲۴ ساعته به صورت زیر است:

هر ذخیره‌کننده ظرفیت محدودی دارد. حالت شارژ به وسیله‌ی یک مقدار بیشینه $SOC^{max}$ و یک مقدار کمینه $SOC^{min}$ محدود می‌شود:

$$SOC^{min}(i)\le SOC(i,t+1)\le SOC^{max}(i). \quad (۵)$$

۴مقدار توانی که یک ذخیره‌کننده می‌تواند در مدت یک ساعت شارژ $R_{ch}$ و یا دشارژ $R_{dch}$ کند، محدود است. بنابراین داریم:

$$P_{ch}(i,t)\le R_{ch}(i).m(i,t). \quad (۶)$$

$$-P_{dch}(i,t)\le R_{dch}(i).d(i,t). \quad (۷)$$

هر ذخیره‌کننده به دلیل محدودیت فنی و یا محدودیت بهره‌بردار مستقل سیستم انتقال نمی‌تواند کل ظرفیت خود را برای یک خدمت اختصاص دهد:

$$R_{s}(i,t)\le R_{s}^{max}(i).ans(i,t). \quad (۸)$$

مجموع محصولاتی که یک ذخیره‌کننده می‌تواند بفروشد، باید کمتر از حداکثر نرخ دشارژ $R_{dch}$ و کمتر از اختلاف بین حالت دشارژ و کمینه‌ی حالت شارژ باشد:

$$-P_{dch}(i,t)+R_{s}(i,t)\le R_{dch}(i). \quad (۹)$$

$$-P_{dch}(i,t)+R_{s}(i,t)\le SOC(i,t)-SOC^{min}(i). \quad (۱۰)$$

ذخیره‌کننده نمی‌تواند هم‌زمان شارژ یا دشارژ کند و زمانی می‌تواند خدمت ذخیره بفروشد که در حالت شارژ نباشد. بنابراین داریم:

$$m(i,t)+d(i,t)\le 1. \quad (۱۱)$$

$$m(i,t)+ans(i,t)\le 1. \quad (۱۲)$$

از نقطه‌نظر ریاضیاتی مجموع روابط فوق به شکل برنامه‌ریزی خطی عددصحیح هستند.

در این مقاله فرض می‌شود CVPP می‌تواند ظرفیت DERهای موجود در سبد تولید خود را اجاره کند و مقداری پول به هر DER به ازای تولید هر کیلووات‌ساعت بپردازد. همه‌ی این موارد می‌توانند در تابع هزینه یک DER مدل شوند. در این حالت تمام سود به دست آمده متعلق به CVPP است چرا که سود هر DER در تابع هزینه‌اش مدل شده است.

## ۴-۲- مدل پیشنهادی برای TVPP

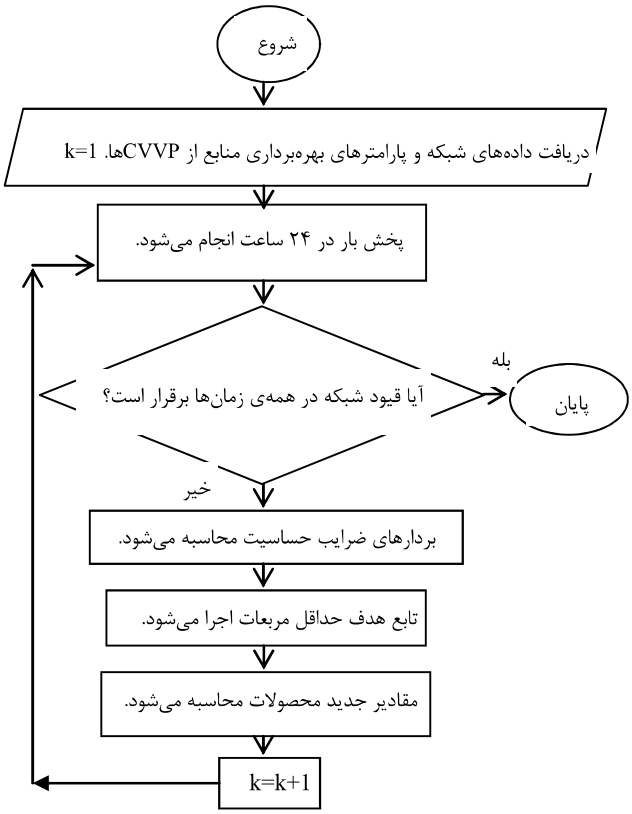
TVPP مفروض در این مقاله وظیفهٔ بهره‌برداری شبکه‌ی توزیع را بر عهده دارد. هدف بهره‌بردار شبکه توزیع برقراری قیود امنیت ولتاژ شین‌ها و بارگذاری خطوط با کم‌ترین انحراف از توان برنامه‌ریزی شده منابع (پیشنهادی توسط CVPPها) است. TVPP به همراه دریافت برنامه‌ریزی منابع از CVPPها، پارامترهای بهره‌برداری از منابع را دریافت می‌کند. با استفاده از این پارامترها و حل یک مسألهٔ بهینه‌سازی مقادیر جدید

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]

برنامه‌ریزی‌شده هر DER را به CVPP همان DER مخابره می‌کند.

در پژوهش‌های پیشین تمامی منابع موجود در یک شبکه‌ی توزیع، متعلق به یک VPP فرض شده است و یک برنامه‌ریزی غیرخطی عددصحیح با هدف بیشینه‌سازی سود و با حفظ قیود بهره‌برداری DERها و قیود فنی شبکه توزیع به طور یکجا حل گردیده است. به علاوه DERها در انتخاب VPP اختیاری نداشتند و یک VPP اجباراً با تمامی منابع موجود در یک شبکه توزیع قرارداد می‌بست و نمی‌توانست با DERهای موجود در شبکه توزیع دیگر قرارداد ببندد؛ لذا تاکنون روشی برای اعتبار بخشیدن به توان‌های برنامه‌ریزی شده CVPPها معرفی نشده است. برای حل این مسائل الگوریتم شکل (۴) پیشنهاد شده است که TVPP (بهره‌بردار شبکه‌ی توزیع) از آن پیروی می‌کند.

همان‌طور که ذکر شد هدف این است که با کم‌ترین انحراف از مقادیر برنامه‌ریزی‌شده، قیود فنی شبکه‌ی توزیع برقرار شوند. از طرفی این تغییرات نباید قیود بهره‌برداری از DERها را نقض کند. الگوریتم پیشنهادی پس از اجرا در چندین گام (مرحله) جواب بهینه‌ای را که قیود فنی شبکه در آن برقرار هستند، به عنوان خروجی می‌دهد. ابتدا CVPPها تمامی اطلاعات بهره‌برداری از DERها و مقادیر برنامه‌ریزی‌شده آن‌ها را به TVPP مخابره می‌کنند. TVPP به کمک مقادیر برنامه‌ریزی‌شده DERها و اطلاعاتی که از شبکه دارد، پخش بار ac انجام می‌دهد. با معلوم شدن ولتاژ شین‌ها و جریان عبوری از خطوط در نتیجه‌ی پخش بار، قیود فنی چک می‌شوند. اگر قیود برقرار باشد الگوریتم به پایان می‌رسد.




**شکل (۴) : الگوریتم پیشنهادی برای نیروگاه مجازی فنی.**

اگر قیود برقرار نبود باید مقادیر برنامه‌ریزی‌شده جدیدی که قیود را برقرار می‌سازند و کم‌ترین انحراف را از مقادیر برنامه‌ریزی‌شده توسط CVPPها دارند، محاسبه شوند. برای محاسبه این مقادیر جدید باید یک مسئله بهینه‌سازی حل شود. برای رسیدن به جواب بهینه جامع و کوتاه شدن زمان حل مسئله، از برنامه‌ریزی حداقل مربعات با قیود خطی استفاده خواهد شد. در این راستا ضرایب بردار حساسیت حول نقطه برنامه‌ریزی سابق محاسبه شده و مقادیر ولتاژ و جریان بر حسب متغیرهای کنترلی خطی می‌شوند. سپس مسئله بهینه‌سازی حل می‌شود. تغییرات متغیرهای کنترلی (که همان متغیر بهینه‌سازی است)، در هر مرحله با نوشتن قید محدود می‌شوند. چون خطی‌سازی باید حول نقطه کار انجام گیرد. با جمع کردن تغییرات متغیرهای کنترلی (جواب بهینه‌سازی) با مقادیر سابق، مقادیر جدید به دست می‌آیند. TVPP به کمک مقادیر برنامه‌ریزی‌شده جدید DERها و اطلاعاتی که از شبکه دارد، پخش بار ac انجام می‌دهد؛ و الگوریتم تا زمانی تکرار می‌شود که قیود فنی برقرار شوند. به کمک این روش پروفیل ولتاژ شین‌ها و جریان خطوط در هر گام از الگوریتم به تدریج بهبود می‌یابند. لازم به ذکر است TVPP می‌تواند مساله مورد نظر را بارها حل کند و از رعایت قیود اطمینان حاصل نماید. هدف از مدل پیشنهادی شرکت در بازار روز قبل است و سازوکار طراحی‌شده برای هماهنگی بین

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

نیروگاه مجازی فنی و نیروگاه مجازی تجاری صرفاً با هدف اطمینان از ممکن بودن پیشنهاد ارسالی به بهره‌بردار بازار برق روز قبل است. اما این نکته نیز صحیح است که می‌توان مسائل بهره‌برداریِ زمان‌واقعی را به کمک مدل‌های تصادفی به مدلِ ارائه شده اضافه کرد. اما این موضوع منظور نظر مقاله حاضر نبوده و در کارهای بعدی به آن می‌توان به آنها پرداخت.

در ادامه به بررسی مراحل این الگوریتم می‌پردازیم.

### ۴-۲-۱- دریافت ورودی

هر CVPP پارامترهای بهره‌برداری و برنامه‌ریزی زمانی هر DER را به TVPP آن DER مخابره می‌کند. این یکی از ورودی‌های الگوریتم است. ورودی دیگر الگوریتم داده‌ها و بارهای شبکه است. از آنجا که TVVP همان DSO است، ورودی دوم مهیا است.

### ۴-۲-۲- پخش بار

در مرحله دوم با استفاده از اطلاعات دریافت‌شده (برنامه‌ریزی زمانی هر DER و داده‌ها و بارهای شبکه)، پخش بار ac در هر ساعت انجام می‌شود. پخش بار به روش استاندارد نیوتن، به کمک MathPower و با دستور runpf حل می‌شود. در این مقاله شین متصل به شبکه انتقال به عنوان شین مرجع و سایر شین‌ها به عنوان شین PQ در نظر گرفته شده‌اند. روابط و اطلاعات تکمیلی در [۳۳] آمده است. خروجی این پخش بار ولتاژ شین‌ها، بارگذاری خطوط، تلفات و ... هستند. از این خروجی برای چک کردن قیود در هر ساعت و محاسبه بردارهای ضرایب حساسیت در هر ساعت استفاده خواهد شد.

### ۴-۲-۳- چک کردن قیود فنی شبکه‌ی توزیع

از نظر فنی ولتاژ شین‌ها (که در مرحله قبل محاسبه شده‌اند) باید بین $V^{min}$ تا $V^{max}$ پریونیت باشند:

$$V^{min} \le V^{K}(i,t) \le V^{max} \qquad \forall t \in T \;\&\; \forall i \in N_{bus} \qquad (۱۳)$$

$V^k$ ولتاژ شین‌ها در تکرار kام است. همچنین بارگذاری خطوط باید کمتر از حد حرارتی باشد:

$$I^{K}(i,t) \le I^{max}(i) \qquad \forall t \in T \;\&\; \forall i \in b \qquad (۱۴)$$

که در رابطه فوق $I^k$ جریان شاخه در تکرار $k$ام و $I^{max}$ جریان مجاز شاخه است.

اگر قیود برقرار بود الگوریتم پایان می‌یابد و توان برنامه‌ریزی شده -محاسبه‌شده- در این مرحله برای CVPP هر DER مخابره می‌شود. اگر یکی از قیود برقرار نبود باید به گام بعدی رفت.

### ۴-۲-۴- محاسبه بردارهای ضرایب حساسیت

برای کنترل ولتاژ شین‌ها و جریان خطوط که از حدود مجاز خود خارج شده‌اند، باید متغیرهای تأثیرگذار در اندازه‌ی ولتاژ شین‌ها و جریان خطوط کنترل شوند. متغیرهای تأثیرگذار، متغیرهای کنترلی نامیده می‌شوند. توان اکتیو تزریقی به هر شین، توان راکتیو تزریقی به هر شین و تپ ترانسفورماتورها متغیرهای کنترلی می‌باشند [۲۱, ۳۴]. لازم به ذکر است که در این مقاله از تغییر تپ ترانسفورماتورها صرف‌نظر شده است. همچنین فرض می‌شود تنها DERها می‌توانند به شین‌های شبکه توان تزریق کنند. از طرفی محاسبه ضرایب حساسیت برای خطی‌سازی مسئله مورد نیاز است. به عبارت دیگر باید تغییرات ولتاژ و جریان، بر حسب تغییر کوچک در هر متغیر کنترلی به صورت جداگانه محاسبه شود. تغییر بسیار کوچک در هر یک از متغیرهای کنترلی، ولتاژ شین‌ها را به صورت زیر تغییر می‌دهد:

$$\Delta V(i,t) = \underline{K}_{i,P}.\Delta \underline{P}_{DER}(t) + \underline{K}_{i,\underline{P}}.\Delta \underline{R}_{DER}(t) + \underline{K}_{i,\underline{Q}}.\Delta \underline{Q}(t) \qquad (۱۵)$$

بردارها را با خط زیر هر متغیر نشان داده‌ایم. رابطه‌ی (۱۵)، تغییرات اندازه‌ی ولتاژ شین $i$ام در زمان $t$ام $\Delta V(i,t)$ را به صورت یک تابع خطی از تغییرات متغیرهای کنترلی توان اکتیو DERها در زمان $t$ام $\Delta \underline{P}_{DER}(i,t)$، رزرو چرخان DERها در زمان tام $\Delta \underline{R}_{DER}(i,t)$ و توان راکتیو DERها $\Delta \underline{Q}_{DER}(i,t)$، نشان داده است. $\underline{K}_{i,P}$ ، $\underline{K}_{i,Q}$ بردارهای حساسیت تغییرات اندازه‌ی ولتاژ شین‌های شبکه ناشی از تغییر در توان اکتیو تولیدی و توان راکتیو تولیدی منابع انرژی پراکنده هستند.

تغییرات جریان‌های خطوط $\Delta I(b,t)$ -ناشی از تغییرات کوچک در متغیرهای کنترلی- توسط تابع خطی زیر مدل شده است:

$$\Delta I(b,t) = \underline{H}_{b,P}.\Delta \underline{P}_{DER}(t) + \underline{H}_{b,\underline{P}}.\Delta \underline{R}_{DER}(t) + \underline{H}_{b,\underline{Q}}.\Delta \underline{Q}(t) \qquad (۱۶)$$

در رابطه‌ی (۱۶) $\underline{H}_{b,P}$ و $\underline{H}_{b,Q}$ بردارهای حساسیت انحراف از جریان خطوط هستند. حرف $b$ نشان‌دهنده‌ی شاخه است.

محاسبه بردارهای ضرایب حساسیت در مراجع [۳۵, ۳۶] آمده است.

### ۴-۲-۵- تابع هدف

تابع هدف پیشنهادی باید از دو جنبه مورد توجه قرار گیرد. ابتدا باید برای برقراری قیود فنی شبکه توزیع، توان‌های

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.1 Spring 2016

برنامه‌ریزی‌شده مجدداً برنامه‌ریزی شوند. دوم اینکه باید کمینه تغییرات در توان‌های برنامه‌ریزی شده مخابره‌شده توسط CVPPها به وجود آید تا در پیشنهاددهی CVPPها کمترین دخالت انجام شده باشد. درنتیجه در هر تکرار الگوریتم پیشنهادی، تابع هدف پیشنهادی حداقل مربعات زیر باید بهینه شود:

$$\min_{\Delta\underline{P},\Delta\underline{R}} \sum_{t=1}^{T}\Bigg\{\sum_{i=1}^{N_{DER}}\Big[\alpha_{i,t}.\left(\Delta P(i,t)+P^{k}(i,t)-P^{set}(i,t)\right)^{2}+ \beta_{i,t}.\left(\Delta R(i,t)+R^{k}(i,t)-R^{set}(i,t)\right)^{2}+ \sum_{j}\varsigma_{j,t}.\left(\Delta V(j,t)+V^{k}(j,t)-\overline{V}\right)^{2}+ \sum_{b}\sigma_{b,t}.\left(\Delta I(b,t)+I^{k}(b,t)-I^{max}(b)\right)^{2}\Bigg\} \quad (۱۷)$$

که در این رابطه $T$ تعداد بازه‌های زمانی بازار (۲۴ ساعت)، $N_{DER}$ تعداد DER موجود، $i$ اندیس نشانگر DER، $t$ نشانگر ساعت هستند. $j$ مجموعه‌ی شین‌هایی که ولتاژشان در مرحله‌ی $k$ خارج از محدوده‌ی مجاز و $b$ مجموعه‌ی شاخه‌هایی است که جریانشان در مرحله‌ی $k$ بیش از حد مجاز حرارتی است.

پایین‌نویس $set$ بیانگر میزان پیشنهاد فروش ارسالی توسط CVPP است. همچنین $\overline{V}$ ولتاژ بهینه‌ی دلخواه است.

تابع هدف پیشنهادی از چهار قسمت تشکیل شده است. قسمت اول و دوم به ترتیب بیانگر انحراف از پیشنهاد فروش انرژی و ذخیره‌ی چرخان از مقدار تعیین شده‌شان توسط CVPP است. قسمت سوم و چهارم به ترتیب انحراف از ولتاژ بهینه‌ی هر شین و انحراف از بیشینه‌ی حرارتی هر شاخه را نشان می‌دهد. این دو قسمت برای شین‌هایی که ولتاژشان خارج از محدوده مجاز و شاخه‌هایی که جریانشان بیش از حد مجاز حرارتی است به کار برده می‌شود. اگر این دو قسمت را در قیود برنامه‌ریزی لحاظ شده بود، از آنجا که تغییرات متغیرها به علت خطی‌سازی حول یک نقطه کار محدود است امکان داشت که این قیود هیچ وقت برقرار نشوند و در نتیجه مسئله جواب شدنی نداشته باشد. هدف ما کمینه کردن هر یک از چهار قسمت مذکور است. در این مقاله پرداخت هزینه تلفات بر عهده TVPP نیست. TVPP فقط مسئول رعایت قیود شبکه‌ی خود است و در گام دوم ممکن است اهداف اقتصادی مانند کمینه کردن تلفات شبکه توزیع را مدنظر قرار دهد. مسئولیت پرداخت هزینه تلفات می‌تواند بر عهده نیروگاه مجازی تجاری به عنوان فروشنده و نهاد خریدار باشد و باید عواقب چنین سازوکاری را نیز بپذیرند. می‌توان به صورت متناسب با مقدار تولید هر DER هزینه را بین CVVPهای فعال در یک شبکه توزیع تقسیم کرد. با استفاده از ضرایب $\alpha$، $\beta$، $\sigma$ و $\varsigma$ این چهار بخش ارزش‌گذاری می‌شوند. ضرایب می‌توانند برای هر منبع و هر زمانی متفاوت باشند. ضرایب ارزش ورودی‌های مساله هستند که باید توسط تصمیم‌گیر تعیین شوند. هدف این مقاله تعیین ضرایب ارزش نیست.

قیودی که باید همراه با این تابع هدف برقرار شوند، قیود بهره‌برداری از DER می‌باشد. قیود بهره‌برداری از DGها شامل بیشینه و کمینه‌ی مجاز توان خروجی، حداقل زمان توقف و فعالیت، نرخ شیب افزایشی و کاهشی و ... هستند. قیود بهره‌برداری از ذخیره‌کننده‌ها و بارهای قابل قطع مشابه آن است که در بخش CVPP آمده است. بیان خطی قیود بهره‌برداری را می‌توان از [۲۷, ۲۸] الگو گرفت. بیان خطی این قیود در ضمیمه آمده است. لازم به ذکر است در این مقاله به منظور حل تابع هدف پیشنهادی حداقل مربعات با قیود خطی از دستور lsqlin نرم‌افزار متلب استفاده شده است.

همچنین با توجه به تعریف فنیکس و این مقاله از نیروگاه مجازی، مسئولیت تامین بار بر عهده TVPP نیست. مشترکان باید تقاضای خود را از بازار خرده فروشی تهیه نمایند. البته CVPPمی‌تواند علاوه بر فروش برق، نقش خرده فروش را بازی کند.

### ۴-۲-۶- محاسبه‌ی مقادیر جدید محصولات

بعد از محاسبه بردارهای ضرایب حساسیت تابع هدف اجرا می‌شود. جواب تابع هدف، مقادیر انحراف از مقادیر برنامه‌ریزی شده توسط CVVP (در مرحله اول اجرای الگوریتم) و یا مقادیر انحراف از مقادیر برنامه‌ریزی شده در مرحله‌ی قبل الگوریتم است. با استفاده از نتایج به دست آمده از حل تابع هدف، مقادیر جدید محاسبه می‌شوند. با استفاده از این مقادیر جدید پخش بار در هر ساعت از ۲۴ ساعت انجام می‌شود، قیود فنی شبکه‌ی توزیع مورد آزمون قرار می‌گیرند و در صورت برقرار نبودن، الگوریتم ادامه می‌یابد.

در پایان الگوریتم مقادیر جدید برنامه‌ریزی هر DER به CVVP آن DER مخابره می‌شود.

### ۴-۲-۷- هماهنگی بین CVPP و TVPP

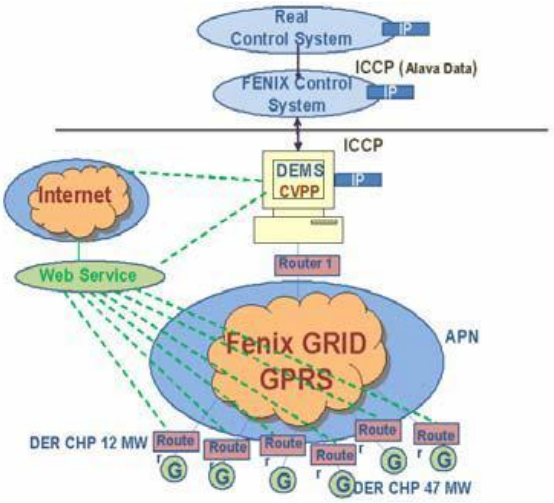
شکل (۲) بیانگر حضور j عدد CVPP در k عدد شبکه‌ی توزیع است. هر DER باید در انتخاب CVPP دلخواه خود مجاز فرض شود. همچنین کل DERهای موجود در این k شبکه توزیع در انتخاب CVPP آزادند. هر CVPP بدون توجه به موقعیت

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

جغرافیایی، DERهای خود را تجمیع می‌کند. سپس با استفاده از اطلاعات خود از بازار و پارامترهای بهره‌برداری، DERها را بدون توجه به اثر شبکه توزیع برنامه‌ریزی می‌کند. در ادامه پارامترهای بهره‌برداری از DERها و میزان توان و رزرو برنامه‌ریزی شده هر یک را به TVPP آن DER مخابره می‌کند. TVPP با استفاده از الگوریتم پیشنهادی مقادیر جدید برنامه‌ریزی‌شده هر DER که قیود شبکه توزیع در آن برقرار است را محاسبه و به CVPP آن DER مخابره می‌کند. در پایان CVPP تجمیع مقادیر برنامه‌ریزی‌شده جدید را به بهره‌بردار بازار اعلام می‌کند.

معماری فنیکس در شکل ۵ نشان داده شده است.

جعبه فنیکس(FB) [۱۴] ارتباط مخابراتی زمان-واقعی بین DER وCVPP را فراهم می‌سازد. با استفاده از جعبه فنیکس تبادل اطلاعات بین DER و CVPP و کنترل تولید DER توسط CVPP امکان‌پذیر می‌شود. لینک استفاده شده برای جعبه فنیکس، GPRS و پروتکل IEC-104 است. در این معماری هر DER برای تبادل برنامه‌ریزی زمانی و مقدار پیشنهادش به بازار باید به سرویس وب متصل شود. همچنین اتصال زمان-واقعی برای مشاهده‌پذیر شدن خروجی DER لازم است. GPRS می‌تواند لینک اتصال زمان-واقعی باشد [۳۷].




**شکل (۵) معماری فنیکس[۳۷].**

## ۵- مطالعات عددی

در این بخش TVPP مورد مطالعه با در نظر گرفتن قیود فنی منابع انرژی پراکنده، قیود ولتاژ و جریان شبکه‌ی توزیع را برقرار می‌سازد. TVPP مطالعه‌شده از ۴ واحد تولید پراکنده و ۲ ذخیره‌کننده‌ی الکتروشیمیایی انرژی تشکیل شده است. از بارهای قابل قطع صرف نظر شده است. منابع تولید پراکنده به ترتیب در شین‌های ۱۸، ۶۵، ۴۰ و ۵۵ و همچنین ذخیره‌کننده‌های الکتروشیمیایی به ترتیب در شین‌های ۳ و ۹ نصب شده‌اند. لازم به ذکر است که منابع تولید پراکنده به صورت شین توان حقیقی ثابت-توان موهومی ثابت (PQ) مدل شده‌اند. همچنین فرض شده است که سبد تولید CVPP متشکل از DERهای موجود در TVPP است. این فرض با توجه به شیوه‌ی بهره‌برداری از TVPP کلیت مسئله را تغییر نخواهد داد. احتمال فراخوانی ذخیره چرخان ۰/۱ در نظر گرفته شد. این ضرایب از اطلاعات بازار و پیشینه‌ی فراخوان خدمات جانبی توسط بهره‌بردار سیستم انتقال بدست می‌آیند. محدوده‌ی مجاز ولتاژ بین ۰/۹۵pu و ۱/۰۵pu و همچنین مقدار مجاز توان مبادلاتی با شبکه‌ی بالادستی ۲۰ MW فرض شده است.

پارامترهای بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده و ذخیره-کننده‌های الکتروشیمیایی به ترتیب در جدول (۱) و جدول (۲) آمده‌اند.

**جدول (۱): پارامترهای بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده.**

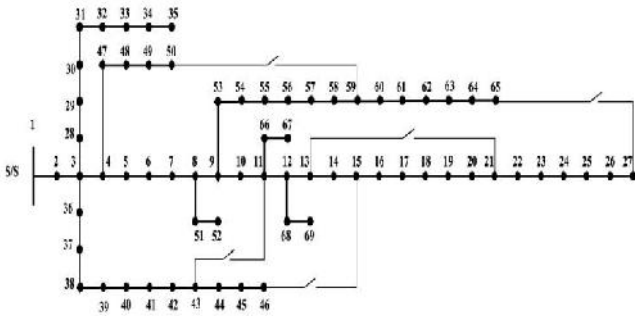
| $DG$ | $P^{max}$ $(MW)$ | $P^{min}$ $(MW)$ | $RU$ $(MW/hr)$ | $R^{max}$ $(MW)$ | $cos\varphi$ |
|---|---|---|---|---|---|
| ۱ | ۵ | ۱ | ۳ | ۱ | ۰/۸۵ |
| ۲ | ۴ | ۱ | ۲ | ۰/۷۵ | ۰/۹۵ |
| ۳ | ۵ | ۲ | ۵ | ۱/۵ | - ۰/۹ |
| ۴ | ۴ | ۱ | ۴ | ۱ | ۰/۸ |

فرض شده است تمامی نرخ‌های شیب افزایشی و کاهشی برابر نرخ شیب افزایشی در حالت عادی ($RU$) است.

دیاگرام تک‌خطی سیستم مطالعه‌شده در شکل (۶) نشان داده شده است. این سیستم شامل ۷۰ شین است. پارامترهای امپدانس شاخه‌های این سیستم از مرجع [۳۸] اقتباس شده است. توان و ولتاژ مبنا به ترتیب ۱۰MW و ۱۲/۶۶ kV هستند.

**جدول (۲) : پارامترهای بهره‌برداری از ذخیره‌کننده‌های الکتروشیمیایی.**

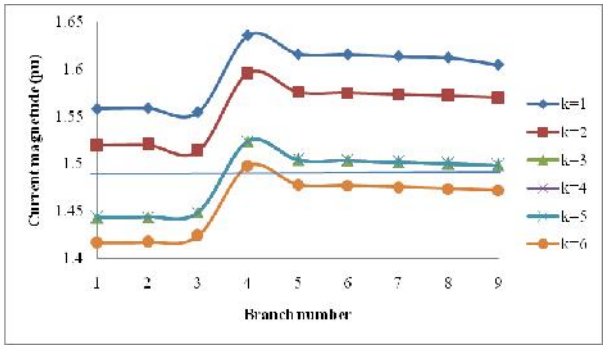
| $STR$ | $SOC^{max}$ $(kW)$ | $SOC^{min}$ $(kW)$ | $R_{ch}$ $(kW)$ | $R_{dch}$ $(kW)$ | $\eta_{str}$ | $SOC1$ $(kW)$ | $cos\varphi$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ۱ | ۶۰۰ | ۵۰ | ۳۰۰ | ۲۵۰ | ۰/۹۵ | ۵۰ | ۱ |
| ۲ | ۵۰۰ | ۵۰ | ۳۰۰ | ۳۰۰ | ۰/۹ | ۵۰ | ۱ |



**شکل (۶) : دیاگرام تک خطی شبکه‌ی تست [ ۳۸].**

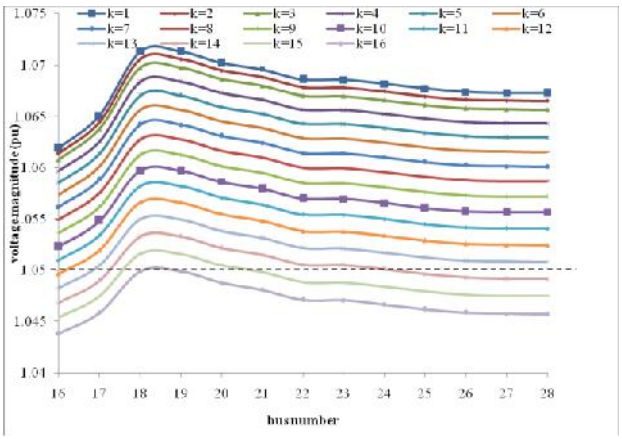
[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]

برای بالا بردن دقت روش پیشنهادی حداکثر تغییرات تـوان متغیر کنترلی در هر مرحله‌ی k محدود شده است. برای سـادگی ارزش تمامی انحرافات توان و خدمات جانبی ۱ فرض شده اسـت. در حالی که هر منبع در هر زمانی و همچنین هر محصول در هر زمانی می‌توانند ارزش متفاوتی داشـته باشـد. ضـریب انحـراف از ولتاژ نامی ۵۰ و ولتاژ بهینه‌ی دلخواه ۱/۰۴۸ pu در نظـر گرفتـه شده‌اند. ضریب انحراف از جریان مجاز ۵۰ و بیشینه‌ی مجاز عبور جریان از کلیه‌ی شاخه‌ها ۱/۵ pu فرض شده اسـت. بـرای نمونـه منحنی ولتاژ شاخه‌های ۱ تـا ۹ در بـازه‌ی زمـانی هفـدهم مـورد بررسی قرار می‌گیـرد. در مرحلـه‌ی ششـم جریـان کمتـر از حـد حرارتی قرار می‌گیرد.




**شکل (۷) : روند بهبود منحنی جریان شاخه‌های ۹-۱ در ساعت ۱۷**

محدوده‌ی مجاز تغییرات متغیرهای کنترلی در هر مرحلـه از k، ۰/۰۱ pu فرض شده است. برای نمونه منحنی ولتاژ شین‌های ۲۸-۱۶ و جریان شاخه‌های ۹-۱ در ساعت ۱۷ مورد بررسی قـرار می‌گیرد. نتایج در شکل‌های ۷ و ۸ نشان داده شده‌انـد. الگـوریتم پیشنهادی در ۱۶ تکرار همگرا می‌شود. در تکرار نهم جریان و در تکرار شانزدهم ولتاژ در محدوده‌ی مجاز قـرار مـی‌گیـرد. مقـادیر برنامه‌ریزی‌شده و مقادیر جدید محصولات برای هر منبـع انـرژی پراکنده برای بازه‌ی زمانی هفدهم در جدول ۳ مقایسه شده‌اند.




**شکل (۸) : روند بهبود منحنی ولتاژ شین‌های ۲۸-۱۶ در ساعت ۱۷**

**جدول (۳) : مقادیر برنامه‌ریزی‌شده و جدید محصولات در ساعت ۱۷**

| | $P^{set}$ | $P^{new}$ | $R^{set}$ | $R^{new}$ |
|---|---|---|---|---|
| DG1 | ۵ | ۳/۵ | ۰ | ۰ |
| DG2 | ۴ | ۲/۵ | ۰ | ۰ |
| DG3 | ۵ | ۴/۸۸۳۳ | ۰ | ۰ |
| DG4 | ۴ | ۳/۹۹۲۳ | ۰ | ۰ |
| STR1 | ۰/۱۴ | ۰/۱۴۹۰۵ | ۰/۱ | ۰/۱ |
| STR2 | ۰/۳ | ۰/۲۹۹ | ۰/۱۱ | ۰/۰۹۹ |

## ۶- نتیجه

در این مقاله، شیوه‌ای جدید برای بهره‌برداری از نیروگاه مجازی فنی و تجاری پیشنهاد شد. مسئله‌ی مفروض برای نیروگاه مجازی تجاریCVVP خطی، در مدت زمان کوتاهی به جواب جامع رسید. نیروگاه مجازی همانند یک نیروگاه متصل به خط انتقال رفتار کرد. همچنین با این روش DERها دارای حق انتخاب یک CVVP دلخواه بودند. تجمیع DERها بدون توجه به موقعیت محلی آن‌ها توسط CVPP صورت پذیرفت. TVPP با هدف کمترین انحراف از برنامه‌ریزی CVPP قیود فنی شبکه توزیع را با تابع هدف پیشنهادی حداقل مربعات با قیود خطی برقرار کرد.

## ضمایم

### • فهرست علایم

***اندیس‌ها***

| | |
|---|---|
| $t$ | اندیس هر ساعت |

***پارامترها***

| | |
|---|---|
| $\alpha_{dg}(i)/\beta_{dg}(i)$ | ضرایب تابع هزینه‌ی تولید پراکنده‌ی iام |
| $\alpha_{int}(i)/\beta_{int}(i)$ | ضرایب تابع هزینه‌ی بار پاسخگوی iام |
| $\alpha_s(i)/\beta_s(i)$ | ضرایب تابع هزینه‌ی ذخیره‌کننده‌ی iام |
| $\lambda_e(t)$ | قیمت پیش‌بینی‌شده بازار انرژی در ساعت t |
| $\lambda_r(t)$ | قیمت پیش‌بینی‌شده بازار رزرو چرخان در ساعت t |
| $A(i)$ | هزینه‌ی ثابت تولید پراکنده‌ی iام |
| $N_{DER}$ | تعداد DER موجود در یک TVPP |
| $N_{DG}$ | تعداد DGها در سبد تولید CVPP |
| $N_s$ | تعداد ذخیره‌کننده‌ها در سبد تولید CVPP |
| $R_{dch}/R_{ch}(i)$ | نرخ شارژ/دشارژذخیره‌کننده‌ی iام |
| $R_s^{max}(i)$ | بیشینه رزروی که ذخیره‌کننده‌ی iام می‌تواند عرضه کند. |
| $SC_{dg}/SHC_{dg}$ | هزینه‌ی توقف / راه‌اندازی تولید پراکنده |
| $SOC^{max}(i)$ | کمینه‌ی مجاز حالت شارژ ذخیره‌کننده‌ی iام |
| $SOC^{min}(i)$ | کمینه‌ی مجاز حالت شارژ ذخیره‌کننده‌ی iام |
| T | تعداد بازه‌های زمانی بازار (۲۴ ساعت) |

***متغیرهای دودویی***

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

$ans(i,t)$ اگرذخیره‌کننده‌ی iام در ساعت t رزرو عرضه کند، برابر با یک است

$d(i,t)$ اگرذخیره‌کننده iام در ساعت t دشارژ شود، برابر با یک است.

$m(i,t)$ اگر ذخیره‌کننده iام در ساعت t شارژ شود، برابر با یک است.

$v(i,t)$ اگر DG iام در ساعت t روشن باشد، برابر با یک است.

$y(i,t)$ اگر DG iام در ساعت t راه‌اندازی شود، برابر با یک است.

$z(i,t)$ اگر DG iام در ساعت t خاموش شود، برابر با یک است.

**متغیرها**

$C_{dg}(i,t)$ هزینه‌ی DG iام بابت عرضه انرژی و رزرو در ساعت t

$C_s(i,t)$ هزینه‌ی ذخیره‌کننده‌ی iام بابت عرضه انرژی و رزرو در ساعت t

$profit$ سود انتظاری CVPP از فروش انرژی و ذخیره چرخان در ۲۴ ساعت

$P_{dg}(i,t)$ توان خروجی برنامه‌ریزی‌شده‌ی DG iام در ساعت t

$P_{dch}/P_{ch}$ میزان توان شارژ/دشارژشده ذخیره‌کننده‌ی iام در ساعت t

$R_{dg}(i,t)$ میزان رزرو برنامه‌ریزی‌شده‌ی DG iام در ساعت t

$R_{int}(i,t)$ میزان رزرو برنامه‌ریزی‌شده بار پاسخگوی iام در ساعت t

$R_s(i,t)$ میزان رزرو برنامه‌ریزی‌شده‌ی ذخیره‌کننده iام در ساعت t

$SOC(i,t)$ حالت شارژذخیره‌کننده‌ی iام در ساعت t

- **قیود نیروگاه مجازی فنی**

در مسئله‌ی بهینه‌سازی نیروگاه مجازی فنی، تمامی قیود درنظر گرفته شده توسط نیروگاه مجازی تجاری در نظر گرفته می‌شوند. کافی است تغییر کلی زیر صورت گیرد:

$$\underline{X} \Rightarrow \underline{X}^{k-1} + \Delta \underline{X} \qquad (۱)$$

که $X$ متغیرهای کنترلی در قیود هستند. به عنوان مثال داریم:

$$P^k(i,t) + \Delta P(i,t) + R^k(i,t) + \Delta R(i,t) \le P^{max}(i) \qquad (۲)$$

که $P^{max}(i)$ بیشینه مجاز توان خروجی DG $i$ام است.

## مراجع


[1] M. Peikherfeh, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Optimal decision making for Virtual Power Plant operation," in IPEC, 2010 Conference Proceedings, 2010, pp. 625-629.

[2] D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac , "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources," Renewable power generation, IET, vol. 1, pp. 10-16, 2007.

[3] O. Führer. (1 July 2011). Main concept Virtual Power Plant. Available: http://fenix.iwes.fraunhofer.de/html/what.htm

[4] G. Strbac, "Virtual Power Plant as a vehicle for delivering efficient integration of DER," Imperial College London FENIX Tutorial, CIRED, 2009.

[5] M. Aunedi, "Commercial benefits and the value of VPP-enabled aggregation for DER," Imperial College London, london, FENIX Tutorial, CIRED, 2009.

[6] M. Houwing, G. Papaefthymiou, P. W. Heijnen, and M. Ilic, "Balancing wind power with virtual power plants of micro-chps, PowerTech, IEEE Bucharest " 2009 , pp. 1-7.

[7] S. Kärkkäinen, "Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages," Report Task XVII Integration of Demand-Side management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages, vol. 1, p. 77, 2008.

[8] J. Oyarzabal, G. Kariniotakis, and A. Amorim, "Integration of DER into power system operation through Virtual Power Plant concept applied for voltage regulation," in Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium, pp. 1-7.

[9] M. Sebastian, J. Marti, and P. Lang, "Evolution of DSO control centre tool in order to maximize the value of aggregated distributed generation in smart grid," in SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED . CIRED Seminar, 2008, pp. 1-4.

[10] M. Aunedi, "Using VPP for supporting grid operation: The system operator perspective," Imperial College London, london, FENIX Tutorial, CIRED, 2009.

[11] M. Braun and P. Strauss, "A review on aggregation approaches of controllable distributed energy units in electrical power systems," International Journal of Distributed Energy Resources, vol. 4, pp. 297-319, 2008.

[12] P. Lombardi, M. Powalko, and K. Rudion, "Optimal operation of a virtual power plant," in Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE, 2009, pp. 1-6.

[13] K. Kok, "Short-term economics of Virtual Power Plants," in Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on, 2009, pp. 1-4.

[14] T. Dragičevič, D. Škrlec, and M. Delimar, "Modelling different scenarios of Virtual Power Plant operating possibilities," 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, Valletta, 2010, pp. 452-457.

[15] M. A. Salmani, A. Anzalchi, and S. Salmani, "Virtual Power Plant: New Solution for Managing Distributed Generations in Decentralized Power Systems," IEEE International Conference on Management and Service Science (MASS), 2010, pp. 1-6.

[16] R. Caldon, A. R. Patria, and R. Turri, "Optimal control of a distribution system with a virtual power plant," Bulk Power System Dynamics and Control, Cortina d'Ampezzo, Italy, 2004.



[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]

[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]

outage decisions and short-term security-constrained scheduling in smart distribution systems," Applied Energy, vol. Article in press, 2011.

[31] E. Mashhour and S. Moghaddas-Tafreshi, "Mathematical modeling of electrochemical storage for incorporation in methods to optimize the operational planning of an interconnected micro grid," Journal of Zhejiang University-Science C, vol. 11, pp. 737-750, 2010.

[32] E. Mashhour and S. Moghaddas-Tafreshi, "Integration of distributed energy resources into low voltage grid: A market-based multiperiod optimization model," Electric Power Systems Research, vol. 80, pp. 473-480, 2010.

[33] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-Sanchez,"Matpower 4.1; User's Manual,"Power Systems Engineering Research Center (Pserc), Dec 2011.

[34] M. B. Alberto Borghetti, Samuele Grillo, Stefano Massucco, Carlo Alberto Nucci, Mario Paolon, Federico Silvestro, "Short-Term Scheduling and Control of Active Distribution Systems With High Penetration of Renewable Resources," IEEE Systems Journal, vol. 4 , pp. 313-322, 2010.

[35] K. Daroj and W. Limpananwadi, "Reactive Power Dispatch scheme evaluation for synchronous based distributed generators to reduce real power loss in distribution systems," in International Conference on Sustainable Energy Technologies, 2008, pp. 1178-1183

[36] H.M. Ayres, W. Freitas, M.C. De Almeida, and L.C.P. Da Silva, "Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 4, pp. 495-508, 2010.

[37] J. Martí "The FENIX Scenarios – Outlines of the Southern Demonstration," 2009, Available: http://fenix.iwes.fraunhofer.de/html/bulletin.htm

[38] J. Savier and D. Das, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 22, pp. 2473-2480, 2007.

## زیرنویس‌ها

1 Generation Portfolio
2 Constrained Linear Least-Squares Problem
3 Distributed Energy Resources
4 Virtual Power Plant
5 Fenix Project
6 Market Participation
7 System Management and Support
8 Commercial VPP
9 Technical VPP
10 Balancing Responsible Party

[17] P. B. Andersen, B. Poulsen, M. Decker, C. Træholt, and J. Ostergaard, "Evaluation of a Generic Virtual Power Plant framework using service oriented architecture," in . IEEE 2nd International Power and Energy Conference, 2008, pp. 1212-1217.

[18] E. Mashhour and S. M. Moghaddas-Tafreshi, "Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets—Part I: Problem formulation," Power Systems, IEEE Transactions on, pp. 1-8, 2010.

[19] E. Mashhour and S. M. Moghaddas-Tafreshi, "Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets-Part II: Numerical Analysis," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, pp. 957-964, 2011.

[20] M. Peikherfeh, H. Seifi, M. Sheikh-El-Eslami, "Two-stage approach for optimal dispatch of distributed energy resources in distribution networks considering virtual power plant concept,", Euro. Trans. Electr .Power, doi: 10.1002/etep.1694,2012.

[21] M .Bosetti, "Operation of distribution networks with distributed generation," PHD Thesis, University of Bologna, 2009.

[22] V. E. Santos, A. G. Martins, and C. H. Antunes, "A Multi-objective Model for Sizing and Placement of Distributed Generation," WSEAS Transactions on Power Systems, vol. 1 , p. 1267, 2006.

[23] R. Bühler, "Integration of Renewable Energy Sources Using Microgrids, Virtual Power Plants and the Energy Hub Approach", Semester Thesis, Power Systems Laboratory, Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zurich, 2010.

[24] C. Marnay and O. C. Bailey, "The CERTS Microgrid and the Future of the Macrogrid," ACEEE, 2004.

[25] N. Hatziargyriou, N. Jenkins, G. Strbac, J. A. P. Lopes, J. Ruela, A. Engler, J. Oyarzabal, G. Kariniotakis, and A. Amorim, "MICROGRIDS-large scale integration of micro-generation to low voltage grids," Session CIGRE, 2006.

[26] P. Asmus, "Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future," The Electricity Journal, vol. 23, pp. 72-82, 2010.

[27] J .M. Arroyo and A. J. Conejo, "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 15, pp. 1098-1104, 2000.

[28] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, "Optimal response of a power generator to energy, AGC, and reserve pool-based markets," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 17, pp. 404-410, 2002.

[29] B. Wille-Haussmann, T. Erge, and C. Wittwer, "Decentralised optimisation of cogeneration in virtual power plants," Solar energy, vol. 84, pp. 604-611, 2010.

[30] M. A. Fotouhi Ghazvini, Hugo Morais, Zita Vale, "Coordination between mid-term maintenance

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]

[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

[11] Validation
[12] Bulk Power System
[13] Information and Communication Technology
[14] Fenix Box

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-24 ]

[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.4.8 ]