

برنامه ریزی تقاضا و توسعه شبکه انتقال در بازار ظرفیت با استفاده از ریز شبکه ها

محمد خادم^{۱*}، مجتبی نجفی^۲

*۱: دانشجو دکتری مهندسی برق، دانشکده فنی مهندسی، دانشگاه بوشهر، ایران

Mohammad.Khadem8739@Yahoo.com

۲: استادیار گروه برق، دانشکده فنی مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد بوشهر، بوشهر، ایران

Mnajafi@iaubushehr.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۴/۱۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۵/۳۰

چکیده

توسعه شبکه انتقال یکی از مهم‌ترین بخش‌های سیستم قدرت محسوب می‌شود که وظیفه آن تعیین پیکربندی بهینه برای شبکه بر اساس تقاضای بار در افق برنامه‌ریزی است. گسترش خطوط انتقال همواره مقرون به صرفه نیست و نیاز است تا راه‌حل‌های دیگر نیز مورد توجه قرار گیرند و به همین دلیل با رشد تقاضا و کمبود منابع انرژی و سرمایه‌گذاری برای گسترش سیستم قدرت، برنامه‌ریزی پاسخگویی بار مورد توجه ویژه‌ای قرار گرفت. در این مقاله نقش ریزشبکه‌ها به عنوان یک راه‌حل جایگزین برای توسعه شبکه انتقال مورد بررسی قرار می‌گیرد و یک روش پیشنهادی به منظور مدل‌سازی ریزشبکه در بازار ظرفیت به عنوان یک راه‌حل برای مشکل برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال ارائه می‌گردد. نتایج نشان می‌دهد که اضافه شدن ریزشبکه موجب کاهش قابل توجه در هزینه توسعه شبکه انتقال می‌شود. علاوه بر این، اضافه شدن ریزشبکه موجب افزایش جزئی در سود فروش ظرفیت به مصرف‌کنندگان می‌شود. این نتایج اثبات می‌کند که با ادامه رشد تعداد و ظرفیت ریزشبکه‌های هر ناحیه، می‌توان در نهایت از توسعه شبکه انتقال بی‌نیاز شده و هزینه بازار ظرفیت را به صفر رساند.

واژه‌های کلیدی: ریز شبکه، بازار ظرفیت، توسعه شبکه انتقال

۱- مقدمه

توسعه شبکه انتقال باید به گونه‌ای باشد که اضافه کردن کاندید توسعه هم اقتصادی بوده و هم قابلیت اطمینان شبکه را افزایش دهد. در واقع گسترش خطوط انتقال همواره مقرون به صرفه نیست و نیاز است تا راه‌حل‌های دیگر نیز مورد توجه قرار گیرند و به همین دلیل با رشد تقاضا و کمبود منابع انرژی و سرمایه‌گذاری برای گسترش سیستم قدرت، برنامه‌ریزی پاسخگویی بار مورد توجه ویژه‌ای قرار گرفته‌اند. این برنامه‌ها در سیستم‌های تجدید ساختاریافته یکی از مهم‌ترین روش‌ها برای پیشینه کردن سود شرکت‌کنندگان در بازار برق می‌باشند. برنامه‌های پاسخگویی بار به دلایل متعددی از جمله کاهش پیک، جلوگیری از تغییرات سریع قیمت در بازار برق و افزایش بازده سیستم قدرت و بازار انرژی مورد توجه قرار گرفته است.

برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال یکی از مهم‌ترین بخش‌های طراحی در سیستم قدرت محسوب می‌شود که وظیفه آن تعیین پیکربندی بهینه برای یک شبکه بر اساس تقاضای بار در افق برنامه است و باید به گونه‌ای باشد که اضافه کردن کاندید توسعه (خطوط جدید) هم اقتصادی بوده و هم قابلیت اطمینان شبکه را افزایش دهد. برنامه ریزی توسعه شبکه از گراور در سال ۱۹۷۰، با هدف حداقل کردن هزینه توسعه و در نظر گرفتن قیود تولید نیروگاه‌ها و ظرفیت خطوط با استفاده از روش برنامه ریزی خطی شروع شد. پس از آن، تکنیک‌های مختلفی از جمله، الگوریتم آنالیز حساسیت، الگوریتم مورچه‌ها، الگوریتم ژنتیک، جستجوی تابو و... در برنامه ریزی توسعه شبکه مورد استفاده قرار گرفته‌اند [۱]. در سال‌های اخیر تحقیقات مختلفی انجام شده است تا حداقل هزینه وقفه (خاموشی) در عملکرد بار بر اثر بحران در شبکه، به عنوان هزینه برقراری امنیت در شبکه لحاظ شود. منظور کردن این هزینه در مطالعات طراحی توسعه شبکه انتقال، شبکه را به سمت یک شرایط امن تر و اقتصادی تر هدایت خواهد کرد. در یکی دو دهه اخیر،

صنعت برق در کشورهای دنیا دست خوش تحولات اساسی و بنیادین گردیده است که از آن تحت عناوین مختلفی همچون مقررات زدایی یا تجدید ساختار یاد می شود.

پاسخ به تقاضا نه تنها می تواند به عنوان یک منبع تأمین برق مورد استفاده قرار گیرد بلکه هنگامی که قابلیت اطمینان شبکه در معرض تهدید است نیز فایده دارد. از این برنامه ها در مفهوم ریزشکبه ها نیز بهره گرفته می شود. از اینرو برای حل مشکل برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال به جای اجرای یک راه حل ارتقای انتقال پر هزینه و پیچیده، استفاده از ریزشکبه ها می تواند نیاز ظرفیت برای یک منطقه بار را کاهش دهد و در نتیجه، نیاز به توسعه خطوط انتقال را از بین می برند.

ریز شبکه ها که از مجموعه ای از منابع انرژی تشکیل شده اند، قادرند بار محلی خود را در دو حالت مجزا و متصل به شبکه تأمین کنند. وجود ریز شبکه ها در داخل شبکه های توزیع فعال باعث تغییر فضای تصمیم گیری در این سطح شده است. ریز شبکه ها می توانند هم با یکدیگر و هم با شرکت های توزیع تعامل داشته باشند. تعامل ریز شبکه ها با شرکت توزیع می تواند در یک بازار برق محلی صورت گیرد که در این بازار ریزشکبه ها با توجه به منابع خود و میزان مصرف خود در هر زمانی می توانند به عنوان مصرف کننده و یا تولیدکننده عمل کنند. همچنین ریز شبکه ها می توانند میزان رزرو درخواستی شرکت توزیع به منظور مشارکت آن در بازار رزرو بالادست، را فراهم کنند. مطمئناً تعامل همزمان ریز شبکه ها و شرکت توزیع در بازارهای انرژی و رزرو محلی باعث تغییر رفتار و تصمیم گیری آن ها خواهد شد. از طرف دیگر خود ریز شبکه ها نیز می توانند با یکدیگر تعامل داشته باشند به طوری که از منابع یکدیگر به منظور کاهش هزینه های کل شبکه استفاده کنند. در این حالت تعامل ریز شبکه ها می تواند منجر به استفاده بیشتر از منابع ریز شبکه ها و کاهش وابستگی به شبکه بالادست شود [۲].

مساله توسعه سیستم قدرت، دانش مشخص کردن زمان، مکان، سایز و تعداد بهینه المان های جدید به سیستم قدرت می باشد که در مورد مساله برنامه ریزی توسعه خطوط انتقال مشخص کننده زمان، مکان و تعداد خطوطی می باشد که باید در سیستم قدرت نصب گردد تا سیستم بتواند از تأمین تقاضا پشتیبانی کند [۳]. مساله TEP از منظر روش ها، محدودیت ها و توابع هدف قابل بیان می باشد؛ همچنین از جنبه های مختلفی از قبیل مدل سازی [۴]، روش حل [۵]. در [۶] یک مدل خطی همراه با مدل کردن تلفات در پخش بار DC برای حل مساله TEP ارائه شده است. در [۷] مساله ی TEP در یک بازار برق مبتنی بر حوضچه مدل شده است. در این مدل برای تقاضای مصرف آینده تعدادی سناریو ارائه گردیده است که این سناریوها به بررسی مساله بهره برداری در برنامه ریزی کمک فراوانی خواهد کرد. در [۸] یک مدل سه سطحی برای TEP فرمول بندی شده است که در پایین ترین سطح تسویه بازار و در سطح میانی توسعه ظرفیت تولید و در بالاترین سطح توسعه ظرفیت انتقال انجام می گیرد. در [۹] مساله توسعه سیستم با هدف کمینه سازی هزینه های برنامه ریزی و بهره برداری در افق برنامه ریزی با محدودیت های مسائل کوتاه مدت بهره برداری و قابلیت اطمینان بلندمدت در یک سیستم مرکب قدرت ارائه گردیده است. در [۱۰] استفاده از بازار ظرفیت برای سیستم های هیدروترمال با بخش قابل توجهی از تولید آبی ارزیابی می شود. در این پژوهش، شبیه سازی مبتنی بر نظریه بازی برای ارزیابی عملکرد مدل در سطوح مختلف شرایط رقابت ارائه شده است. مطابق این پژوهش، تئوری بازی یک روش سودمند جهت پیش بینی استراتژی بازیگران بازار و تحلیل تعادل در بازار تجدید ساختار یافته می باشد. نتایج شبیه سازی نشان می دهد که روش پیشنهادی ارائه شده در این مقاله به خوبی عمل می کند. در تحقیقی مشابه، در [۱۱] جایگزین جدیدی برای طراحی بازار ظرفیت فعلی ارائه می شود که می تواند به طور واقعی به کاهش آلودگی های ناشی از تولید انرژی در سیستم توزیع کمک کند. مطابق این پژوهش، مدل های فعلی بازار ظرفیت در ایالات متحده و دیگر مکان ها، مسئله مهم انتشار آلودگی تولید شده توسط ژنراتورهای برق را نادیده می گیرند. همچنین طرح های فعلی می توانند قیمت های بازار مطلوب و کارآمد را ارائه دهند اما این طرح ها به هیچ وجه به کاهش چنین انتشاری کمک نمی کند. نتایج این پژوهش که با استفاده از بازار ظرفیت PJM به عنوان یک مدل پایه صورت می گیرد، نشان می دهد که طراحی بازار ظرفیت جدید می تواند با کاهش معقولی از قیمت های بازار ظرفیت و کاهش آلودگی کمک کند.

در [۱۲] یک مدل سرمایه گذاری ظرفیت پویا برای ارزیابی اثر گزینه های مختلف طراحی ظرفیت بازار در سه سناریو بررسی می شود که نتایج در سه بعد کلیدی سیاست قیمت برق، قابلیت اطمینان و پایداری مقایسه می شود. در این پژوهش که بر روی شبکه بریتانیا صورت گرفته است، نشان می دهد که یک بازار ظرفیت، ظرفیت تولید را افزایش می دهد. علاوه بر این، نتایج نشان می دهد که یک بازار ظرفیت می تواند مجموع تولید را کاهش دهد، زیرا می تواند بار از دست رفته و توان بالقوه برای استفاده از قدرت بازار را کاهش دهد. مرجع [۱۳] به بررسی تاثیر ادغام منابع تولید پراکنده و میکروگریدها در توسعه و تولید شبکه انتقال در سیستم های قدرت پرداخته

است. در این مقاله یک روش بهینه به منظور ادغام این منابع در برنامه ریزی توسعه انتقال ارائه شده است که هدف آن کاهش هزینه های توسعه شبکه انتقال می باشد. در آخر نتایج به دست آمده با نتایج حاصل از توسعه شبکه انتقال با ایجاد خطوط جدید مقایسه شده است که نشان می دهد، در حالتی که از میکروگرید ها به منظور توسعه خطوط انتقال استفاده می شود، از نظر اقتصادی بسیار مقرون به صرفه تر می باشد و زمان بهره برداری نیز به شدت کاهش می یابد. همچنین در [۱۴] زمان بندی مصرف انرژی در یک شبکه توزیع با ریزشبکه های متصل شده شامل نواحی محلی با بار مصرفی مشخص و نواحی همسایه با بارهای دارای عدم قطعیت را مورد بررسی قرار داده اند. در این دو مقاله علیرغم ارائه مفهومی بسیار جذاب و مهم، مدل های ساده ای بدون در نظر گرفتن شبکه توزیع ارائه شده است که با توجه به آنها، با تعامل میان ریزشبکه ها و شبکه اصلی عدم قطعیت های مربوط به بار مصرفی پوشش داده شده است. این دو مقاله بیشتر بر روی ساختار مخابراتی و تبادل اطلاعاتی میان عامل های مختلف تکیه داشته و بسیار از مسائل فنی شبکه در آن مدلسازی نشده است. همچنین مدل ریاضی دقیقی برای توصیف مسئله بیان نشده است. در [۱۵] یک سیستم مدیریت انرژی هوشمند برای فراهم آوردن تبادل توان مابین ریزشبکه های مختلف و اجازه دادن به مصرف کنندگان مختلف برای شرکت در برنامه های پاسخگویی بار بر پایه مفهوم عامل ارائه شده است. روش ارائه شده از پاسخگویی های بار متنوع در الگوهای برق مصرفی مشترکان و در دسترس بودن توان تولیدی منابع تولید پراکنده به عنوان ابزارهایی برای مدیریت توان استفاده کرده است. در [۱۶] مسئله بهره برداری شبکه توزیع فعال شامل شرکت توزیع و ریزشبکه ها بصورت یک مسئله بهینه سازی چند هدفه حل شده است. در سطح بالای مسئله تابع هدف شرکت توزیع و در سطح پایین تابع هدف ریزشبکه بهینه خواهند شد. توان مبادله شده بین شرکت توزیع و ریزشبکه ها با یک قیمت ثابت صورت می گیرد و فقط دستورات کنترلی از شرکت توزیع به ریزشبکه ها ارسال خواهد شد. بررسی ها نشان می دهد که تاکنون هیچ کار تحقیقاتی وجود ندارد که از ریزشبکه ها در بازار ظرفیت به عنوان یک راه حل برنامه ریزی توسعه انتقال استفاده کرده باشد. به همین دلیل در این مقاله، نقش ریزشبکه ها به عنوان یک راه حل جایگزین برای ارتقاء انتقال مورد نیاز در یک بازار پیشنهادی ظرفیت مورد بررسی قرار می گیرد تا بررسی شود که آیا ریزشبکه ها می توانند جایگزین مناسبی برای توسعه و ارتقای خطوط انتقال باشند یا خیر. به همین منظور یک روش پیشنهادی به منظور مدل سازی یکپارچه هر دو مدل بازار ظرفیت و مدل پاسخ تقاضا به عنوان یک راه حل جایگزین برای مشکل برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال ارائه می شود. در ادامه استفاده از ریزشبکه ها به عنوان منابع تأمین برق برای شرکت در بازار ظرفیت مورد تحلیل و بررسی قرار می گیرد و با ارائه فرمولاسیون مربوط به توابع هدف و قیود مربوط به آن، نقش ریزشبکه به عنوان جایگزین توسعه شبکه انتقال در بازار ظرفیت مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت. لازم به ذکر می باشد که کلیه شبیه سازی ها در نرم افزار گمز انجام می شود. این مقاله شامل پنج بخش می باشد؛ در بخش اول مقدمه و مرور بر پیشینه و ساختار مقاله ارائه شد. در بخش دوم بازار ظرفیت و مدل سازی آن ارائه می گردد؛ در بخش سوم جمعیت مدل بازار ظرفیت و ریزشبکه به روش پیشنهادی ارائه می شود و در ادامه در بخش چهارم نتایج شبیه سازی مورد تحلیل و بررسی قرار می گیرد و در نهایت در بخش آخر، نتیجه گیری کلی ارائه می گردد.

۲- بازار ظرفیت در سیستم قدرت

اغتشاش هارمونیک یک پدیده جدید در سیستم قدرت نیست. بررسی اغتشاشات در سیستم های قدرت جریان متناوب فراز و نشیب هایی داشته است. اولین منابع هارمونیک شناخته شده ترانسفورماتورها بودند و اولین مشکل نیز در سیستم های تلفن پدید آمد. استفاده گروهی از لامپ های قوس الکتریک به دلیل مؤلفه های هارمونیک توجهات خاصی را برانگیخت ولی این مسائل به اندازه اهمیت مبدل های الکترونیک قدرت از سال ۱۹۷۰ به بعد نبوده است. با بررسی آمار سال های ۱۹۳۰ و ۱۹۴۰ مقالات زیادی در رابطه با این موضوع به دست خواهد آمد. ادوارد لوئن در سال ۱۹۹۸ میلادی تاریخچه ای را در مورد هارمونیک ها در شبکه قدرت منتشر نمود. او از تجربه شهر هارتفورد آمریکا در سال ۱۸۹۳ میلادی به عنوان اولین مشکل اعوجاجات هارمونیک یاد می کند و اینکه مهندسين قدرت با مشکل گرم شدن بیش از حد یک موتور الکتریکی و خرابی عایق بندی آن مواجه شده بودند. نتایج به دست آمده عامل گرم شدن موتور را تشدید ایجاد شده در خط انتقال، ناشی از وجود هارمونیک ها تشخیص داد [۱۴].

از دیگر تجارب هارمونیک ها در شبکه قدرت در آن سال ها می توان به به کارگیری یک ژنراتور سه فاز ۱۲۵ هرتز با ولتاژ نامی ۳/۸ کیلوولت اشاره کرد که توسط شرکت جنرال الکتریک طراحی شده بود. قدرت تولیدی این ژنراتور از طریق یک خط انتقال به سمت شهر هارتفورد منتقل می شد. از آنجا که طراحان از احتمال تشدید خط بی اطلاع نبودند با انجام محاسبات هارمونیک و اندازه گیری

اندوکتانس و ظرفیت خازنی خط و اندوکتانس بار دریافتند که در فرکانس ۱۶۰۰ هرتز (هارمونیک سیزدهم فرکانس اصلی) در خط تشدید رخ می‌دهد [۱۵]. با ظهور سیستم‌های الکترونیک قدرت از قبیل یکسوکننده‌ها و سایر بارهای غیرخطی، مسئله هارمونیک‌ها ابعاد تازه‌تر و پیچیده‌تری پیدا کرده‌اند و اثرات منفی آن‌ها بیشتر آشکار گردید. آقای اشتین متنز یکی از معروف‌ترین مهندسی‌ها بود که هارمونیک‌ها را مورد مطالعه قرار داد و نتایج کار خود را در سال ۱۹۰۰ به چاپ رسانید [۱۶]. برای نخستین بار در سال ۱۹۸۵ موضوع هارمونیک‌های سیستم قدرت توسط آریلاگا به صورت کتابی منتشر گردید که در آن ضمن جمع‌آوری تجربیات دهه‌های قبل به توصیف دلایل حضور ولتاژها و جریان‌های هارمونیکی و همچنین عوامل ایجاد آن‌ها در شبکه استانداردها اندازه‌گیری شبیه‌سازی و حذف آن‌ها پرداخت. امروزه بررسی هارمونیکی سیستم قدرت یک قسمت اساسی در برنامه‌ریزی و طراحی سیستم‌ها گردیده است و در حال حاضر نیز برنامه‌های تجاری زیادی موجود می‌باشند و کمیته‌های IEEE و CIGRE به‌طور فعال در حال تهیه راهنمایی جهت تسهیل امر تعیین و ارزیابی سطوح اعوجاج هارمونیکی می‌باشند [۱۷].

۲-۱- مدل سازی بازار ظرفیت

بازار ظرفیت، همانند بازارهای دیگر، از فروشنده‌ها و خریدارها تشکیل می‌شود که منابع ظرفیت را خرید و فروش می‌کنند. خریدارهای منابع ظرفیت به طور معمول شرکت‌های خدمات بار هستند که در نواحی مشخص، وظیفه تامین بار مورد نیاز مصرف‌کنندگان را بر عهده دارند. فروشنده‌های بازار ظرفیت نیز معمولاً صاحبان واحدهای تولید توان و در برخی موارد نیز مشترکین یا تجمیع‌کنندگان سمت مصرف می‌باشند. در این بخش فرمول‌بندی ریاضی مدل قیمت‌گذاری پایایی بازار ظرفیت PJM ارائه می‌شود. در این مدل، کمینه‌سازی هزینه بازار ظرفیت به صورت رابطه ۱ فرمول‌بندی می‌شود.

$$\begin{aligned} \text{Minimize } & \sum_{b=1}^B (\pi_{r,b}^{GR} \cdot P_{r,b}^{GR}) \\ & - \sum_{l=1}^L \sum_{b=1}^B (\pi_{l,b}^{VRR} \cdot P_{l,b}^{VRR}) \\ & + \sum_{lda}^L (\pi_l^{TU} \cdot P_l^{TU}) \end{aligned} \quad (1)$$

در این رابطه، پارامترهای $\pi_{r,b}^{GR}$ و $P_{r,b}^{GR}$ به ترتیب قیمت و ظرفیت پیشنهادی تولید کننده r در بلوک ظرفیت b می‌باشد. $\pi_{l,b}^{VRR}$ و $P_{l,b}^{VRR}$ به ترتیب قیمت و ظرفیت پیشنهادی بار l در بلوک b است. همچنین π_l^{TU} و P_l^{TU} نیز به ترتیب هزینه و ظرفیت توسعه خطوط انتقال جدید می‌باشند. مشخص است که رابطه ۱ از سه بخش مختلف تشکیل شده است. بخش اول مربوط به هزینه پیشنهادی پذیرفته شده منابع تولیدی می‌باشد. بخش دوم نشان دهنده سود بدست آمده از منابع متغیر مورد نیاز به عنوان بار یک ناحیه یا یک ریزشکه بوده و بخش آخر نیز هزینه اپراتور سیستم مستقل یا شرکت انتقال برق منطقه‌ای می‌باشد. مقدار ظرفیت پیشنهادی تولیدکنندگان توان و VRR محدود می‌باشد و لازم است این محدودیت مدلسازی شود. قیدهای ۲ و ۳ به ترتیب نشان دهنده محدودیت ظرفیت پیشنهادی هر یک از منابع تولیدی و VRR می‌باشند.

$$P_{r,b}^{GR} \leq (P_{r,b}^{GR,max} - P_{r,(b-1)}^{GR,max}) \quad \forall r, \forall b \quad (2)$$

$$P_{l,b}^{VRR} \leq (P_{l,b}^{VRR,max} - P_{l,(b-1)}^{VRR,max}) \quad \forall l, \forall b \quad (3)$$

در نامعادله‌های بالا، سمت چپ مقدار ظرفیت هر بلوک $(P_{r,b}^{GR}, P_{l,b}^{VRR})$ بوده و سمت راست رابطه‌ها نیز مقدار سطح بالای منابع و VRR $(P_{r,b}^{GR,max}, P_{l,b}^{VRR,max})$ منهای سطح بالای بلوک قبلی $(P_{r,(b-1)}^{GR,max}, P_{l,(b-1)}^{VRR,max})$ می‌باشد که مقدار تغییرات مجاز ظرفیت را نشان می‌دهد. تابع هدف بازار ظرفیت دارای تعدادی قید به صورت معادله و نامعادله می‌باشد. قید ۴ تضمین می‌کند که مقدار منابع در دسترس در هر ناحیه قابل تحویل یا هر ریزشکه، الزامات قابلیت اطمینان را برآورده سازد که نشان دهنده سطح هدف برای رزرو مورد نیاز جهت محقق شدن استانداردها و مفاهیم قابلیت اطمینان می‌باشد. هر LDA نیز می‌تواند شامل یک یا چند ریزشکه باشد.

برنامه ریزی تقاضا و توسعه شبکه انتقال در بازار ظرفیت با استفاده از ریز شبکه ها

$$\sum_{r \in I} \sum_{b=1}^B P_{r,b}^{GR} \geq \text{RelReq}_l$$

$$\text{RelReq}_l = \text{UCAP}_l - \text{CETO}_l$$

(۴)

$$\text{UCAP}_l = \text{PeakLoadForecast} \times \text{FPR}$$

در این رابطه، RelReq_l الزامات پایایی در لامین LDA است. UCAP_l و CETO_l نیز به ترتیب نرخ ظرفیت آزاد (ظرفیت در دسترس) و ظرفیت انتقال مورد نیاز در در 1 امین LDA می‌باشند. مطابق رابطه ۴، مقدار UCAP_l بر اساس پیک بار پیش‌بینی شده و الزامات پیش‌بینی شده بازار حوضچه بدست می‌آید. FPR دربرگیرنده حاشیه رزرو نصب‌شده و نرخ خروج اجباری می‌باشد. CETO_l ظرفیت ورودی انتقال لازم برای محقق ساختن معیارهای قابلیت اطمینان ناحیه است. قید ۵ نشان دهنده تعادل منابع تغذیه در دسترس، بار مورد نیاز و CETO در هر LDA می‌باشد. برای LDAهایی که دارای CETO مثبت می‌باشند، اختلاف بین تقاضای بار و منابع تغذیه در دسترس نباید بیشتر از ظرفیت ورودی به LDA باشد. همچنین برای LDAهایی که دارای CETO منفی می‌باشند، اختلاف بین منابع تغذیه در دسترس و بار مورد نیاز نباید کمتر از ظرفیت صادراتی LDA باشد. این محدودیت‌ها در قید ۵ گنجا شده‌است.

$$\sum_{b=1}^B P_{l,b}^{VRR} - \sum_{r \in I} \sum_{b=1}^B P_{r,b}^{GR} \leq \text{CETO}_l \quad \forall l$$

(۵)

برای هر LDA، اگر ظرفیت خطوط انتقال ورودی محدود باشد، که محدودیت انتقال اضطراری ظرفیت (CETL) نامیده می‌شود، این محدودیت کمتر از CETO بوده و راه‌حل آن، توسعه شبکه انتقال می‌باشد. این قید به صورت رابطه ۶ مدل‌سازی می‌شود. به عبارت دیگر، اگر برای یک LDA خاص، مقدار CETL کوچکتر از CETO باشد، تجهیزات خطوط انتقال LDA باید ارتقا داده‌شود.

$$\text{CETO}_l \leq \text{CETL}_l + \sum_{b=1}^B P_{l,b}^{TU} \quad \forall l$$

(۶)

در این رابطه، $P_{l,b}^{TU}$ ظرفیت توسعه خطوط انتقال برای LDA مورد نظر می‌باشد. یکی از مهمترین قیدهای سیستم‌های قدرت، تعادل توان تولیدی و مصرفی می‌باشد که به صورت رابطه ۷ فرمول‌بندی شده‌است.

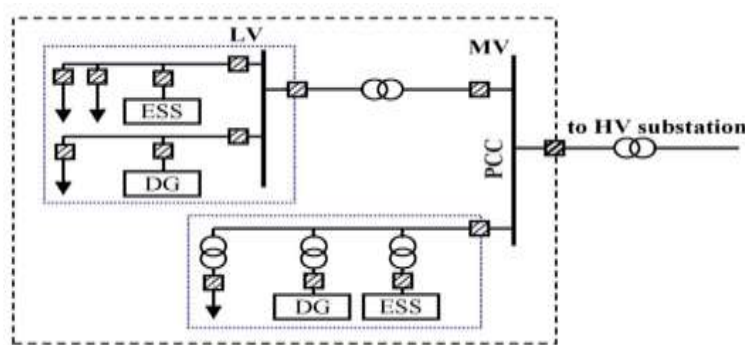
$$\sum_{r=1}^R \sum_{b=1}^B P_{r,b}^{GR} - \sum_{l=1}^L \sum_{b=1}^B P_{l,b}^{VRR} = 0$$

(۷)

در این رابطه R ، L و B به ترتیب نشان دهنده تعداد منابع، تعداد VRR و بلوک‌ها می‌باشند. متغیر دوگان مرتبط با قید تعادل ۷ نشان دهنده قیمت تسویه بازار (MCP) برای LDAهایی می‌باشد که محدودیت واردات ظرفیت ندارد.

۳- تجمیع مدل بازار ظرفیت و ریز شبکه به روش پیشنهادی

در این بخش یک مدل جدید برای مشارکت ریز شبکه‌ها در بازار ظرفیت ارائه می‌شود که در این مدل، منابع ریز شبکه نقش یک راه‌حل جایگزین برای توسعه خطوط انتقال را ایفا می‌کنند و ریز شبکه‌ها می‌توانند در بازار ظرفیت مشارکت داشته‌باشند. فرض بر این است که پیشنهاد قیمت و ظرفیت ریز شبکه، توسط بهره‌بردار ریز شبکه به بازار ظرفیت اعلام می‌شود و این کار از طریق بسترهای مخابراتی و کنترلی ریز شبکه محقق می‌شود. همچنین قیمت پیشنهادی ریز شبکه با دو رویکرد در نظر گرفته می‌شود. در رویکرد اول ظرفیت پیشنهادی ریز شبکه از بار شبکه کاسته شده و بازار ظرفیت تسویه می‌شود. در نهایت متناسب با قیمت بازار ظرفیت به ریز شبکه‌ها پرداخت می‌شود. در رویکرد دوم نیز هزینه‌های سرمایه‌گذاری و ثابت ریز شبکه محاسبه و به عنوان قیمت پیشنهادی ریز شبکه در بازار ظرفیت در نظر گرفته می‌شود [۲۶]. با در نظر گرفتن ریز شبکه در سیستم قدرت، ظرفیت مورد نیاز برای تامین بخشی از بارها از طریق منابع ریز شبکه تامین می‌شود. منابع ریز شبکه شامل منابع انرژی تجدیدپذیر، ذخیره‌سازها و پاسخ‌گویی بار می‌باشد. فرض بر این است که هر ریز شبکه دارای مقداری بار می‌باشد که بخشی از بار کلی سیستم خواهد بود. بنابراین مقدار ظرفیت VRR با کم کردن مجموع ظرفیت ریز شبکه‌ها از ظرفیت بار کلی سیستم قدرت بدست می‌آید. در این کار فرض بر این است که ریز شبکه به صورت یک نیروگاه رفتار کرده و قادر است مازاد ظرفیت خود را در بازار ظرفیت به فروش برساند. ساختار ریز شبکه‌ها به صورت شکل ۱ در نظر گرفته شده‌است. بر اساس این شکل مشخص است که بارها به همراه منابع انرژی در شین ولتاژ پایین به ریز شبکه متصل شده و ریز شبکه به یک پست ولتاژ بالا متصل می‌شود.



شکل ۱. ساختار یک ریزشبه نمونه [۲۶]

تابع هدف مسئله مشارکت ریزشبه‌ها در بازار ظرفیت در رویکرد اول به صورت رابطه ۸ فرمول‌بندی شده است. در این رابطه، $\pi_{c,b}^{MG}$ و $P_{c,b}^{MG}$ به ترتیب قیمت و ظرفیت پذیرفته شده ریزشبه c در بلوک b می‌باشد.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} \sum_{r=1}^R \sum_{b=1}^B (\pi_{r,b}^{GR} \cdot P_{r,b}^{GR}) - \sum_{l=1}^L \sum_{b=1}^B (\pi_{l,b}^{VRR} \cdot [P_{l,b}^{VRR} - P_{l,b}^{VRR-MG}]) \\ & + \sum_{l=1}^L \sum_{b=1}^B (\pi_{l,b}^{TU} \cdot P_{l,b}^{TU}) + \sum_{c=1}^C \sum_{b=1}^B (\pi_{c,b}^{MG} \cdot P_{c,b}^{MG}) \end{aligned} \quad (۸)$$

سه بخش اول این رابطه مشابه رابطه ۱ به ترتیب نشان دهنده هزینه منابع تولیدی در دسترس، سود VRRها و هزینه توسعه خطوط انتقال می‌باشند. با این وجود بخش دوم رابطه ۸ با بخش دوم رابطه ۱ متفاوت می‌باشد. در این بخش با افزایش مقدار ظرفیت پذیرفته شده ریزشبه، سود VRR کاهش می‌یابد. آخرین بخش رابطه ۸ نشان‌دهنده هزینه پیشنهادی پذیرفته شده تمام ریزشبه‌ها می‌باشد. با توجه به اینکه مقدار ظرفیت و قیمت هر بلوک از منحنی‌های ریزشبه (MG) و پیشنهاد VRR می‌تواند متفاوت باشد، برای مدل‌سازی تاثیر ریزشبه بر روی VRR، یک متغیر کمکی با نام $P_{l,b}^{VRR-MG}$ تعریف شده است. بر اساس رابطه ۹، مجموع ظرفیت تمام بلوک‌های ریزشبه‌ها در یک LDA برابر تمام بلوک‌های متغیر کمکی در LDA می‌باشد. قید ۱۰ هر بلوک متغیر کمکی را مشابه منحنی پیشنهاد VRR محدود می‌سازد. قیدهای ۱۱ الی ۱۴ حالت اصلاح شده قیدهای ۴ الی ۷ می‌باشند که تاثیر حضور ریزشبه را مدل‌سازی می‌کنند.

$$\sum_{c \leq l} \sum_{b=1}^B P_{c,b}^{MG} = \sum_{b=1}^B P_{l,b}^{VRR-MG} \quad \forall l \quad (۹)$$

$$P_{l,b}^{VRR-MG} \leq (P_{l,b}^{VRR,max} - P_{l,(b-1)}^{VRR,max}) \quad \forall l, \forall b \quad (۱۰)$$

$$\sum_{r \leq l} \sum_{b=1}^B P_{r,b}^{GR} + \sum_{c \leq l} \sum_{b=1}^B P_{c,b}^{MG} \geq \text{RelReq}_l \quad \forall l \quad (۱۱)$$

$$\sum_{b=1}^B P_{l,b}^{VRR} - \sum_{r \leq l} \sum_{b=1}^B P_{r,b}^{GR} - \sum_{c \leq l} \sum_{b=1}^B P_{c,b}^{MG} \leq \text{CETO}_l \quad \forall l \quad (۱۲)$$

$$\text{CETO}_l \leq \text{CETL}_l + \sum_{c \leq l} \sum_{b=1}^B P_{c,b}^{MG} + \sum_{b=1}^B P_{l,b}^{TU} \quad \forall l \quad (۱۳)$$

$$\sum_{r=1}^R \sum_{b=1}^B P_{r,b}^{GR} + \sum_{c=1}^C \sum_{b=1}^B P_{c,b}^{MG} - \sum_{l=1}^L \sum_{b=1}^B P_{l,b}^{VRR} = 0 \quad (۱۴)$$

هر یک از ریزشبه‌ها دارای تعدادی بار و منابع توان می‌باشند. اولویت اول ریزشبه‌ها، تامین بارهای داخلی ریزشبه می‌باشد. بنابراین ظرفیت پیشنهادی ریزشبه بر اساس ظرفیت قابل ارائه ریزشبه در بلندمدت $P^{MG,LT}$ و حداکثر بار پیش‌بینی شده ریزشبه $(D^{MG,max})$ محدود می‌باشد. این محدودیت به صورت قید ۱۵ مدل‌سازی می‌شود. ظرفیت قابل ارائه هر یک از ریزشبه‌ها در بلندمدت بر اساس منابع انرژی نصب شده در آنها و مقدار پاسخ‌گویی بار مطابق رابطه ۱۶ محاسبه می‌شود.

برنامه ریزی تقاضا و توسعه شبکه انتقال در بازار ظرفیت با استفاده از ریز شبکه ها

$$0 \leq P_{c,b}^{MG} \leq P_c^{MG,LT} - D_c^{MG,max} \quad (15)$$

$$P_c^{MG,LT} = \sum_{i=1}^{Ns} P_i^{MG,LT} + DR_c^{MG} \quad (16)$$

در این رابطه، Ns تعداد منابع ریزشبهه، $P_i^{MG,LT}$ ظرفیت قابل ارائه منابع تولید پراکنده در بلندمدت و DR_c^{MG} مقدار پاسخ‌گویی بار در ریزشبهه C می‌باشد. هزینه‌های سرمایه‌گذاری و ثابت ریزشبهه‌ها شامل هزینه سرمایه‌گذاری برای نصب منابع جدید، هزینه تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری از منابع (بجز هزینه سوخت) و هزینه‌های سرمایه‌گذاری و ثابت پاسخ‌گویی بار می‌باشد. بنابراین قیمت پیشنهادی ریزشبهه در رویکرد دوم مطابق رابطه ۱۷ بدست می‌آید.

$$\pi_{c,b}^{MG} \cdot P_{c,b}^{MG} = \frac{\sum_{i=1}^{Ns} C_i^I \cdot P_i^{MG}}{Ny \times 365} + \sum_{i=1}^{Ns} C_i^{OM} \cdot P_i^{MG} + \pi_c^{DR} \cdot DR_c^{MG} \quad (17)$$

در این بخش، C_i^I ، C_i^{OM} و π_c^{DR} به ترتیب هزینه سرمایه‌گذاری منابع جدید، هزینه بهره‌برداری (بجز هزینه سوخت) و تعمیر و نگهداری منابع تولید پراکنده و هزینه پاسخ‌گویی بار بر حسب دلار بر کیلووات‌روز می‌باشند. Ny نیز تعداد دوره‌های برنامه‌ریزی سرمایه‌گذاری در ریزشبهه بر حسب سال می‌باشد. مشخص است که رابطه ۲۰ از سه بخش متفاوت تشکیل شده‌است. بخش اول هزینه سرمایه‌گذاری منابع جدید ریزشبهه می‌باشد که با تقسیم شدن بر دوره برنامه‌ریزی (تعداد سال‌ها ضرب در تعداد روزهای هر سال)، هزینه سرمایه‌گذاری مربوط به یک روز بدست آمده‌است. بخش دوم هزینه مربوط به تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری از منابع جدید و منابع موجود ریزشبهه در یک روز بوده و بخش سوم نیز مربوط به هزینه سرمایه‌گذاری و ثابت اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در ریزشبهه در هر روز می‌باشد. بر اساس توضیحات ارائه شده، تابع هدف مسئله مشارکت ریزشبهه‌ها در بازار ظرفیت و به عنوان جایگزین توسعه خطوط انتقال در رویکرد دوم، به صورت رابطه ۱۸ بدست می‌آید [۲۷].

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} \left[\sum_{r=1}^R \sum_{b=1}^B (\pi_{r,b}^{GR} \cdot P_{r,b}^{GR}) - \sum_{l=1}^L \sum_{b=1}^B (\pi_{l,b}^{VRR} \cdot [P_{l,b}^{VRR} - P_{l,b}^{VRR-MG}]) \right. \\ & \left. + \sum_{l=1}^L \sum_{b=1}^B (\pi_{l,b}^{TU} \cdot P_{l,b}^{TU}) + \sum_{c=1}^C \left(\frac{\sum_{i=1}^{Ns} C_i^I \cdot P_i^{MG}}{Ny \times 365} + \sum_{i=1}^{Ns} C_i^{OM} \cdot P_i^{MG} + \pi_c^{DR} \cdot DR_c^{MG} \right) \right] \quad (18) \end{aligned}$$

۴- نتایج شبیه سازی

در این بخش مدل پیشنهادی بر روی اطلاعات بازار ظرفیت PJM در سال 2020/2021 اعمال می‌شود [۲۸]. برای این کار، ۱۴ ناحیه از این بازار در نظر گرفته شده‌است که مقدار محدودیت خط انتقال (CETL) و همچنین حداقل ظرفیت مورد نیاز برای محقق شدن قابلیت اطمینان (RelReq) هر ناحیه مشخص می‌باشد. برای حل مسئله که به صورت یک برنامه‌ریزی خطی می‌باشد [۲۹]، از نرم‌افزار GAMS استفاده شده‌است [۳۰]. برای سیستم مورد نظر، بازار ظرفیت در چهار حالت زیر حل شده‌است:

- ❖ بازار ظرفیت بدون در نظر گرفتن ریزشبهه
- ❖ بازار ظرفیت با در نظر گرفتن حداکثر یک ریزشبهه در هر ناحیه
- ❖ بازار ظرفیت با در نظر گرفتن حداکثر دو ریزشبهه در هر ناحیه
- ❖ بازار ظرفیت با در نظر گرفتن حداکثر سه ریزشبهه در هر ناحیه

بر اساس نتایج شبیه‌سازی، در حالت‌های ۲ الی ۴، حداکثر تعداد مجاز ریزشبهه در نواحی ۱، ۲ و ۱۰ در نظر گرفته شده‌است. برای حالت‌های مذکور، هزینه تولید توان، هزینه توسعه شبکه انتقال، سود فروش ظرفیت به مصرف‌کنندگان، هزینه ریزشبهه و در نهایت هزینه بازار ظرفیت در جدول ۱ ارائه شده‌است. بر اساس جدول ۱ مشخص است که اضافه شدن ریزشبهه موجب کاهش قابل توجه در هزینه توسعه شبکه انتقال می‌شود. با اضافه شدن اولین ریزشبهه به هر ناحیه، هزینه توسعه شبکه انتقال به میزان ۶ میلیون دلار کاهش می‌یابد، در حالی که ریزشبهه تنها حدود ۲ میلیون هزینه در پی دارد. علاوه بر این، اضافه شدن ریزشبهه موجب افزایش جزئی در سود فروش ظرفیت به

مصرف کنندگان می شود.

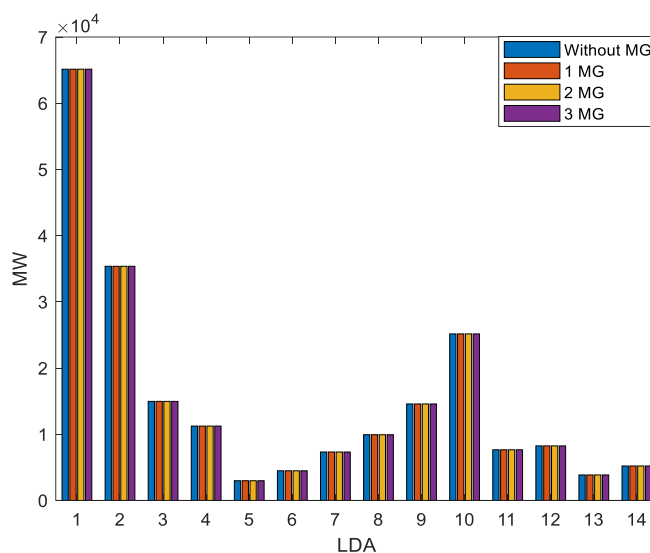
جدول ۱. هزینه های بازار ظرفیت با در نظر گرفتن تعداد ریزش شبکه مختلف در هر ناحیه

هزینه ها	بدون ریزش شبکه	یک ریزش شبکه در هر ناحیه	دو ریزش شبکه در هر ناحیه	سه ریزش شبکه در هر ناحیه
هزینه تولید توان	۴۴,۰۹۲,۶۱۰	۴۴,۰۹۲,۶۱۰	۴۴,۰۹۲,۶۱۰	۴۴,۰۹۲,۶۱۰
سود فروش ظرفیت	۹۹,۵۲۸,۴۵۰	۱۰۰,۵۶۴,۲۰۰	۱۰۱,۰۵۲,۰۰۰	۱۰۱,۱۷۵,۴۰۰
هزینه توسعه شبکه انتقال	۸۹,۸۳۹,۰۰۰	۸۳,۸۳۹,۰۰۰	۷۷,۸۳۹,۰۰۰	۷۱,۸۳۹,۰۰۰
هزینه ریزش شبکه	۰	۲۰,۲۹,۳۱۵	۴۰,۵۸,۶۳۰	۶۰,۸۷,۹۴۵
هزینه بازار ظرفیت	۳۴,۴۰۳,۱۶۰	۲۹,۳۹۶,۶۷۰	۲۴,۹۳۸,۲۰۰	۲۰,۸۴۴,۱۴۰

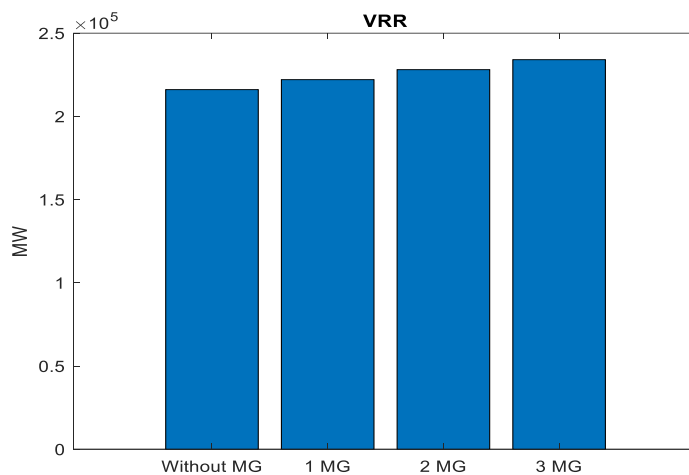
مطابق جدول ۱، با اضافه شدن اولین ریزش شبکه به هر ناحیه، هزینه بازار ظرفیت بیش از ۵ میلیون دلار کاهش می یابد که قابل توجه بوده و معادل کاهش حدوداً ۱۵ درصدی در هزینه بازار ظرفیت برای حالت اول می باشد.

با افزایش تعداد ریزش شبکه در هر ناحیه، روند کاهش هزینه توسعه انتقال و همچنین روند کاهش هزینه بازار ظرفیت همچنان ادامه پیدا می کند به صورتی که در نهایت پس از اضافه شدن ریزش شبکه سوم، هزینه توسعه خطوط در مقایسه با حالت اول به میزان ۱۸ میلیون و هزینه بازار ظرفیت نیز ۱۴ میلیون دلار کاهش پیدا کرده است. این نتایج اثبات می کند که با ادامه رشد تعداد و ظرفیت ریزش شبکه های هر ناحیه، می توان در نهایت از توسعه شبکه انتقال بی نیاز شده و هزینه بازار ظرفیت را به صفر رساند.

در شکل ۲ میزان تولید توان منابع برای چهار حالت و برای هر ناحیه نشان داده شده است. در شکل ۳ نیز میزان ظرفیت خریداری شده مصرف کنندگان (P^{VRR}) نشان داده شده است.

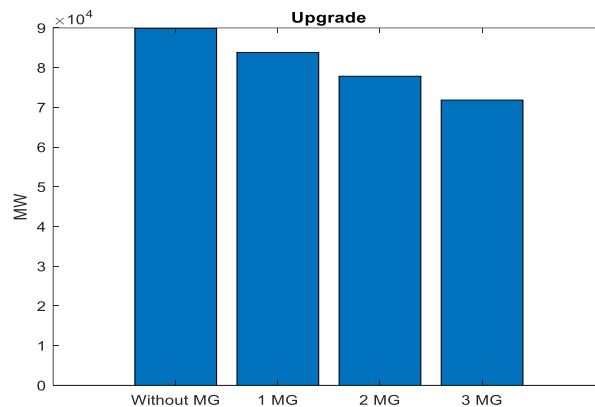


شکل ۲. میزان ظرفیت فروخته شده منابع در بازار ظرفیت



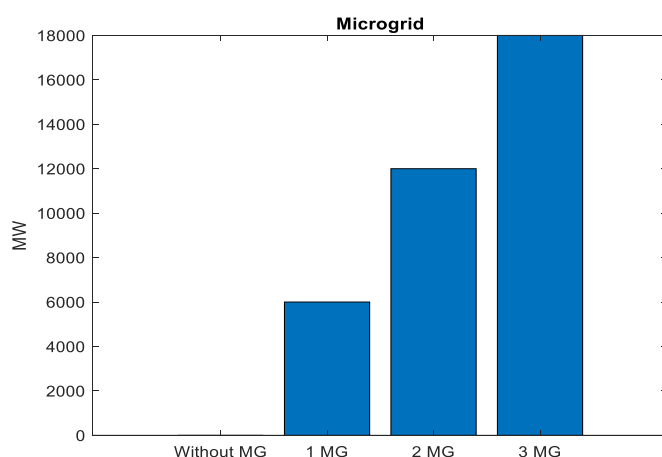
شکل ۳. میزان ظرفیت خریداری شده مصرف‌کنندگان

مطابق شکل ۳ با افزایش تعداد ریز شبکه‌ها، P^{VRR} نیز افزایش یافته‌است. در شکل ۴ میزان توسعه ظرفیت شبکه انتقال بدون حضور ریز شبکه و برای تعداد مختلف ریز شبکه نشان داده شده‌است. بر اساس این شکل مشخص است که با اضافه شدن ریز شبکه، مقدار ظرفیت توسعه شبکه انتقال به تدریج کاهش می‌یابد.



شکل ۴. مقدار ظرفیت توسعه شبکه انتقال

بر اساس نتایج شبیه‌سازی، مقدار ظرفیت توسعه شبکه انتقال در چهار حالت مورد نظر به ترتیب ۸۹۸۳۹، ۸۳۸۹، ۷۷۸۳۹ و ۷۱۸۳۹ مگاوات بدست آمده‌است. مقایسه ظرفیت حالت اول و دوم نشان می‌دهد که با اضافه شدن حداکثر یک ریز شبکه به نواحی، مقدار ظرفیت لازم برای توسعه شبکه انتقال به میزان ۶۰۰۰ مگاوات کاهش می‌یابد که معادل ۶٫۶ درصد کاهش ظرفیت می‌باشد. این مقدار قابل توجه بوده و با توجه به چالش‌های فراوانی که توسعه شبکه انتقال با آن روبه‌رو است، ریز شبکه را می‌توان یک جایگزین مناسب برای توسعه شبکه انتقال در نظر گرفت. حالت دوم نسبت به حالت سوم و همچنین حالت سوم نسبت به حالت چهارم نیز به میزان ۶۰۰ مگاوات کاهش در ظرفیت توسعه انتقال داشته‌است. در شکل ۵ میزان ظرفیت فروخته شده‌ی تمام ریز شبکه‌ها برای هر چهار حالت نشان داده شده‌است. مشخص است که با افزایش تعداد ریز شبکه‌ها، میزان ظرفیت فروخته ریز شبکه‌ها نیز افزایش یافته‌است که کاملاً طبیعی می‌باشد.



شکل ۵. میزان ظرفیت فروخته شده ریزشبکه در هر حالت

در شبیه‌سازی قبلی فرض بر این بود که هر یک از نواحی قادر به احداث تعداد مشخصی ریزشبکه می‌باشد. در سناریو دوم برای تمام نواحی یک محدودیت کلی برای احداث ریزشبکه در نظر گرفته شده‌است، به این صورت که حداکثر N_{mg} عدد ریزشبکه قابل احداث است که می‌تواند در یک ناحیه یا چند ناحیه احداث شود. برای این سناریو نیز چهار حالت مختلف در نظر گرفته شده‌است که این حالت‌ها عبارتند از:

حالت (۱) هیچ یک از نواحی دارای ریزشبکه نمی‌باشند.

حالت (۲) حداکثر ۵ ریزشبکه در تمام نواحی

حالت (۳) حداکثر ۱۰ ریزشبکه در تمام نواحی

حالت (۴) حداکثر ۱۵ ریزشبکه در تمام نواحی

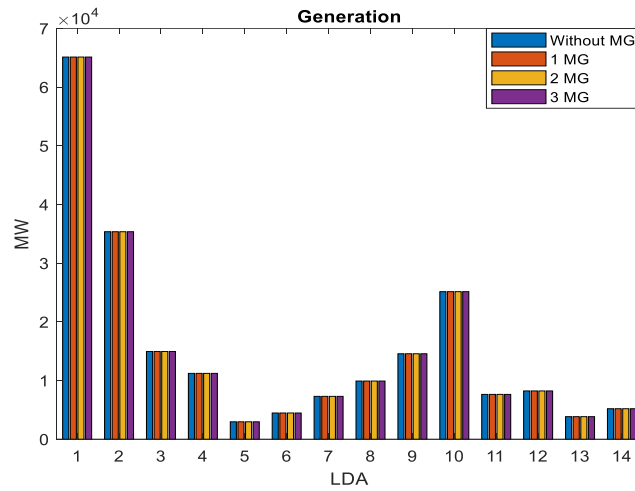
برای حالت‌های بالا، نتایج مربوط به هزینه تولید، هزینه سرمایه‌گذاری خطوط، سود فروش ظرفیت و هزینه ریزشبکه در جدول ۲ ارائه شده‌است.

جدول ۴. هزینه‌های بازار ظرفیت با در نظر گرفتن تعداد ریزشبکه مختلف در هر ناحیه

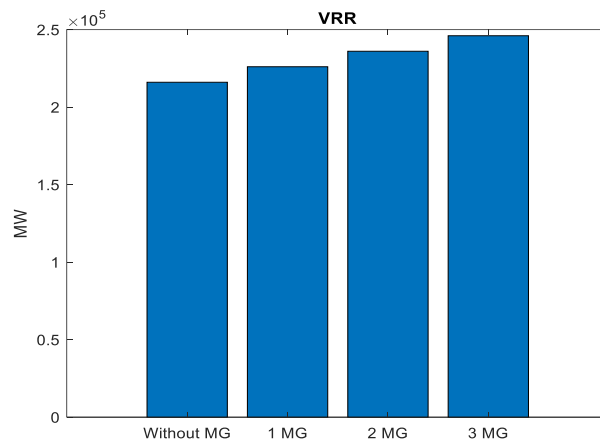
هزینه‌ها	بدون ریزشبکه	۵ ریزشبکه	۱۰ ریزشبکه	۱۵ ریزشبکه
هزینه تولید توان	۴۴,۰۹۲,۶۱۰	۴۴,۰۹۲,۶۱۰	۴۴,۰۹۲,۶۱۰	۴۴,۰۹۲,۶۱۰
سود فروش ظرفیت	۹۹,۵۲۸,۴۵۰	۱۰۱,۱۱۹,۲۸۰	۱۰۱,۵۸۰,۰۳۰	۱۰۱,۹۳۸,۷۰۰
هزینه توسعه شبکه انتقال	۸۹,۸۳۹,۰۰۰	۷۹,۸۳۹,۰۰۰	۶۹,۸۳۹,۰۰۰	۵۹,۸۳۹,۰۰۰
هزینه ریزشبکه	۰	۳,۳۸۲,۱۹۱	۶,۷۶۴,۳۸۳	۱۰,۱۴۶,۵۸۰
هزینه بازار ظرفیت	۳۴,۴۰۳,۱۶۰	۲۶,۱۲۱,۰۲۰	۱۹,۱۱۵,۷۲۰	۱۲,۱۳۹,۵۱۰

برای تمام حالات، ناحیه بهینه برای احداث ریزشبکه، ناحیه شماره یک بدست آمده‌است. دلیل آن این است که ناحیه یک دارای ظرفیت تقاضای بالاتر بوده و مجموع ظرفیت تولید و انتقال، جوابگوی تقاضا نمی‌باشد. بر اساس جدول ۲ مشخص است که حضور ریزشبکه موجب کاهش هزینه توسعه شبکه انتقال شده‌است. به صورتی که با اضافه شدن ۵ ریزشبکه اول، میزان هزینه لازم برای توسعه انتقال به میزان ۱۰ میلیون دلار کاهش یافته که معادل ۱۲ درصد کل هزینه توسعه انتقال در حالت ۱ می‌باشد. برای حالت‌های دوم الی چهارم نیز کاهش هزینه توسعه انتقال برابر ۱۰ میلیون دلار بوده‌است. مشخص است که میزان کاهش هزینه توسعه انتقال در این سناریو نسبت به سناریو قبلی (یک

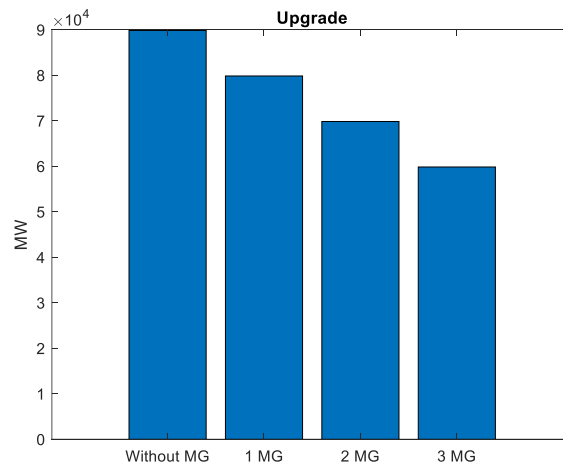
ریز شبکه در هر ناحیه) بیشتر است. دلیل این موضوع این است که در این سناریو مکان ریز شبکه ها نیز به صورت بهینه مشخص می شود. در واقع در هر حالت ۲ الی ۴ سناریو دوم، تمام ریز شبکه ها در ناحیه ۱ احداث شده است که بیشترین کمبود ظرفیت را داشته است.



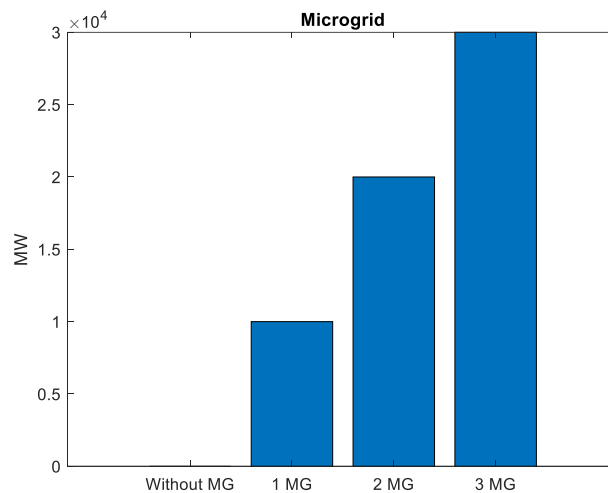
شکل ۶. میزان ظرفیت فروخته شده منابع در بازار ظرفیت در سناریو ۲



شکل ۷. میزان ظرفیت فروخته شده منابع در بازار ظرفیت در سناریو ۲



شکل ۸. میزان ظرفیت فروخته شده منابع در بازار ظرفیت در سناریو ۲



شکل ۹. میزان ظرفیت فروخته شده ریزشبهه در هر حالت در سناریو ۲

بر اساس شکل ۶ مشخص است که استفاده از ریزشبهه تاثیری بر میزان ظرفیت فروخته شده در هیچ یک از نواحی نداشته است. شکل ۷ نشان می‌دهد که با افزایش تعداد ریزشبهه‌ها، میزان سود ناشی از فروش ظرفیت بیشتر شده است. دلیل این موضوع، کاهش قیمت ظرفیت در نواحی، پس از احداث ریزشبهه می‌باشد. بر اساس شکل ۸، استفاده از ریزشبهه موجب کاهش ظرفیت توسعه انتقال شده است. مطابق شکل ۹ نیز مشخص است که با افزایش تعداد ریزشبهه‌ها، ظرفیت فروخته شده ریزشبهه‌ها نیز افزایش یافته است که این موضوع طبیعی می‌باشد.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله نقش ریزشبهه‌ها به عنوان یک راه‌حل جایگزین برای توسعه شبکه انتقال مورد بررسی قرار گرفت تا بررسی شود که آیا ریزشبهه‌ها می‌توانند جایگزین مناسبی برای توسعه خطوط انتقال باشند یا خیر. به همین منظور یک روش پیشنهادی به منظور مدل‌سازی ریزشبهه در بازار ظرفیت به عنوان یک راه‌حل برای مشکل برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال ارائه شد. برای سیستم مورد نظر، بازار ظرفیت در چهار حالت بازار ظرفیت بدون در نظر گرفتن ریزشبهه، بازار ظرفیت با در نظر گرفتن حداکثر یک ریزشبهه در هر ناحیه، بازار ظرفیت با در نظر گرفتن حداکثر دو ریزشبهه در هر ناحیه و بازار ظرفیت با در نظر گرفتن حداکثر سه ریزشبهه در هر ناحیه انجام گرفت. نتایج نشان می‌دهد که اضافه شدن ریزشبهه موجب کاهش قابل توجه در هزینه توسعه شبکه انتقال می‌شود. با اضافه شدن اولین ریزشبهه به هر ناحیه، هزینه توسعه شبکه انتقال به میزان ۶ میلیون دلار کاهش می‌یابد، در حالی که ریزشبهه تنها حدود ۲ میلیون هزینه در پی دارد. علاوه بر این، اضافه شدن ریزشبهه موجب افزایش جزئی در سود فروش ظرفیت به مصرف‌کنندگان می‌شود. با اضافه شدن اولین ریزشبهه به هر ناحیه، هزینه بازار ظرفیت بیش از ۵ میلیون دلار کاهش می‌یابد که قابل توجه بوده و معادل کاهش حدوداً ۱۵ درصدی در هزینه بازار ظرفیت برای حالت اول می‌باشد. با افزایش تعداد ریزشبهه در هر ناحیه، روند کاهش هزینه توسعه انتقال و همچنین روند کاهش هزینه بازار ظرفیت همچنان ادامه پیدا می‌کند به صورتی که در نهایت پس از اضافه شدن ریزشبهه سوم، هزینه توسعه خطوط در مقایسه با حالت اول به میزان ۱۸ میلیون و هزینه بازار ظرفیت نیز ۱۴ میلیون دلار کاهش پیدا کرده است. این نتایج اثبات می‌کند که با ادامه رشد تعداد و ظرفیت ریزشبهه‌های هر ناحیه، می‌توان در نهایت از توسعه شبکه انتقال بی‌نیاز شده و هزینه بازار ظرفیت را به صفر رساند.

مراجع

- [1] Garver, L. L. (1970). Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (7), 1688-1697.
- [2] BiazarGhadikolaei, M., Shahabi, M., & Barforoushi, T. (2019). Expansion planning of energy storages in microgrid under uncertainties and demand response. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(11), e12110.
- [3] Varasteh, F., Nazar, M. S., Heidari, A., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. (2019). Distributed energy resource and network expansion planning of a CCHP based active microgrid considering demand response programs. *Energy*, 172, 79-105.
- [4] Rahmani, M., Rashidinejad, M., Carreno, E. M., & Romero, R. (2010). Efficient method for AC transmission network expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 80(9), 1056-1064.
- [5] Alguacil, N., Motto, A. L., & Conejo, A. J. (2003). Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(3), 1070-1077.
- [6] R. D. Cruz Rodriguez, and G. Latorre Bayona, (2001) "A new model for transmission expansion planning in a deregulated environment," Presented at V Seminario Internacional Sobre Analisis Y Mercados Energeticos, Universidad de Los Andes, Bogota, Colombia.
- [7] Aguado, J. A., De La Torre, S., Contreras, J., Conejo, A. J., & Martínez, A. (2012). Market-driven dynamic transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 82(1), 88-94.
- [8] De La Torre, S., Conejo, A. J., & Contreras, J. (2008). Transmission expansion planning in electricity markets. *IEEE transactions on power systems*, 23(1), 238-248.
- [9] Pozo, D., Sauma, E. E., & Contreras, J. (2013). A three-level static MILP model for generation and transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 202-210.
- [10] Khodaei, A., Shahidehpour, M., Wu, L., & Li, Z. (2012). Coordination of short-term operation constraints in multi-area expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), 2242-2250.
- [11] Zucarato, A. N., & Da Silva, E. L. (2012). Simulation model to assess the performance of a forward capacity market for hydro-based systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(11), 1086-1095.
- [12] Lin, J., & Vatani, B. (2017, June). Impact of capacity market design on power system decarbonization. In *European Energy Market (EEM), 2017 14th International Conference on the* (pp. 1-6). IEEE.
- [13] Hach, D., Chyong, C. K., & Spinler, S. (2016). Capacity market design options: a dynamic capacity investment model and a GB case study. *European Journal of Operational Research*, 249(2), 691-705.
- [14] Krishnan, Venkat, et al. "Co-optimization of electricity transmission and generation resources for planning and policy analysis: review of concepts and modeling approaches." *Energy Systems 7.2* (2016): 297-332.
- [15] Fathi, M., & Bevrani, H. (2013). Adaptive energy consumption scheduling for connected microgrids under demand uncertainty. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(3), 1576-1583.
- [16] Nunna, H. K., & Doolla, S. (2012). Demand response in smart distribution system with multiple microgrids. *IEEE transactions on smart grid*, 3(4), 1641-1649.
- [17] Lv, T., Ai, Q., & Zhao, Y. (2016). A bi-level multi-objective optimal operation of grid-connected microgrids. *Electric Power Systems Research*, 131, 60-70.
- [18] Hurley, D., Peterson, P., & Whited, M. (2013). Demand response as a power system resource. Synapse Energy Economics Inc.
- [19] Palensky, P., & Dietrich, D. (2011). Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE transactions on industrial informatics*, 7(3), 381-388.
- [20] Interconnection, P. J. M. (2011). Retail Electricity Consumer Opportunities for Demand Response in PJM's Wholesale Markets.
- [21] Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric power systems research*, 78(11), 1989-1996
- [22] Xiao, Y., Su, Q., Chiu, B. C., Bastian, J., & Engle, A. (2012, July). Demand resource modeling in PJM capacity market. In *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE* (pp. 1-7). IEEE.
- [23] Xiao, Y., Lee, Y. Y., Bresler, F. S., Bastian, J., & Engle, A. (2013, July). Integration of Demand Resource into PJM capacity market incremental auction. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE* (pp. 1-5).
- [24] Li, H., Li, Y., & Li, Z. (2007). A multiperiod energy acquisition model for a distribution company with distributed generation and interruptible load. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2), 588-596.
- [25] Algarni, A. A., & Bhattacharya, K. (2009). Disco operation considering DG units and their goodness factors. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(4), 1831-1840.
- [26] Vatani, B., Chowdhury, B., & Lin, J. (2017). The role of demand response as an alternative transmission expansion solution in a capacity market. *IEEE Transactions on Industry Applications*.
- [27] Price Responsive Demand, PIM. [online]. Available: [https://www.pjm.com/~/medial about-pjm/newsroom/fact-sheets/price responsive-demand.ashx](https://www.pjm.com/~/medial%20about-pjm/newsroom/fact-sheets/price-responsive-demand.ashx).2017
- [28] PIM. [online]. Available: <http://pjm.com>, 2017.

- [29] PIM Manual 18: PIM Capacity Market. [Online]. Available: <http://www.pjm.com/~/mediadocuments/manuals/m18.ashx>. 2017
- [30] N. Rosenthal, "GAMS: A users guide," GAMS development corporation: Washington, DC, Jan. 2017

Demand Planning and Transmission Network Development in the Capacity Market Using Microgrids

Mohammad Khadem^{1*}, Mojtaba Najafi²

1*: PhD. Student of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Bushehr, Iran,
Mohammad.Khadem8739@Yahoo.com

2: Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Islamic Azad University, Bushehr Branch, Bushehr,
Iran, Mnajafi@iaubushehr.ac.ir

ABSTRACT:

Transmission network development is one of the most important parts of the power system that determines the optimal configuration for the network based on load demand. Expansion of transmission lines is not always cost effective; for this reason, with the growth of demand and shortage of energy resources, Planning of Demand Response has received special attention. In this paper, the role of microgrids as an alternative solution for transmission network development is investigated and a proposed method for modeling microgrids in the capacity market is presented as a solution to the transmission network development planning problem. The results show that the addition of microgrids causes reduction in transmission network development costs. In addition, the addition of microgrids causes a slight increase in the profitability of selling capacity to consumers. These results prove that by continuing to grow the number and capacity of microgrids in each area, it is possible to ultimately eliminate the need for transmission network development and reduce the market cost of capacity to zero.

KEYWORDS: Microgrid, Capacity Market, Expansion of Transmission Network, Demand Response