

امکان‌سنجی ارائه یک مدل تصادفی پویا مبتنی بر برنامه‌ریزی مخروطی مرتبه دوم اعداد صحیح مختلط برای حل مسئله بازآرایی بهینه شبکه توزیع در حضور منابع و مدیریت سمت تقاضا

مسعود همتیان

دانشکده فنی و مهندسی، واحد شاهرود، دانشگاه آزاد اسلامی، شاهرود، ایران

مجتبی واحدی

دانشکده فنی و مهندسی، واحد شاهرود، دانشگاه آزاد اسلامی، شاهرود، ایران

محمود سمیعی مقدم

دانشکده فنی و مهندسی، واحد دامغان، دانشگاه آزاد اسلامی، دامغان، ایران (نویسنده مسئول)

samiei302@yahoo.com

نسرین صالحی

دانشکده علوم پایه، واحد شاهرود، دانشگاه آزاد اسلامی، شاهرود، ایران

آزیتا آذرفر

دانشکده فنی و مهندسی، واحد شاهرود، دانشگاه آزاد اسلامی، شاهرود، ایران

چکیده

امروزه با وجود ادواتی مثل منابع انرژی پراکنده فسیلی و تجدیدپذیر و منابع ذخیره انرژی که در سطح شبکه‌های توزیع بهره‌برداری می‌شود، مسئله بازآرایی بهینه را با چالش‌های اساسی روبه‌رو کرده است، لذا هر تغییری در توان این منابع می‌تواند نتیجه متفاوتی را در بازآرایی رقم زند. به همین ترتیب تغییرات بار در طول روز نیز می‌تواند منجر به نتایج متفاوتی در بازآرایی شود، لذا ارائه یک مدلی که به صورت پویا بار روزانه را در نظر گرفته و عدم قطعیت‌های موجود در منابع انرژی تجدیدپذیر را مدل کند از ضرورت‌های اصلی مسئله بازآرایی می‌باشد که می‌بایست اپراتور سیستم توزیع در یک دوره ۲۴ ساعته یا روزپیش‌رو در نظر بگیرد. در این مقاله یک مدل برنامه‌ریزی مخروطی مرتبه دوم عدد صحیح مختلط برای حل مسئله بازآرایی پویا تصادفی در شبکه‌های توزیع با منظور کردن منابع انرژی فسیلی و تجدیدپذیر، منابع ذخیره انرژی باتری، پارکینگ‌های خودروهای برقی و برنامه مدیریت سمت تقاضا با هدف کاهش هزینه قطع بار، کاهش هزینه تلفات، کاهش هزینه خرید انرژی و کاهش هزینه قطع توان منابع انرژی تجدیدپذیر ارائه شده است. شبکه توزیع ۳۳ باس با تعریف سناریوهای مختلفی برای تجزیه و تحلیل مدل پیشنهادی ارائه شده است، که نتایج بدست آمده کارآمدی مدل پیشنهادی را نشان می‌دهد.

تاریخ دریافت:

۱۴۰۱/۳/۲۶

تاریخ پذیرش:

۱۴۰۱/۰۹/۳۰

کلمات کلیدی:

بازآرایی
شبکه توزیع هوشمند
مدیریت سمت تقاضا
بهینه‌سازی
منابع تجدیدپذیر
سیستم ذخیره انرژی

۱ مقدمه

بازآرایی یک مسئله کارآمد و به نسبت سریع و کم هزینه برای بهبود شبکه‌های توزیع در راستای اهداف مورد نظر می‌باشد. هوشمند شدن شبکه‌های توزیع با وجود ادواتی مانند باتری‌ها، مدیریت سمت تقاضا، پارکینگ خودروهای برقی و منابع انرژی تجدیدپذیر و فسیلی سبب بوجود آمدن چالش‌هایی برای اپراتورهای سیستم توزیع برای حل مسئله بازآرایی شده است. مدلسازی دقیق تمامی عناصر در شبکه منجر به نتایج دقیق و بهینه بازآرایی می‌شود. بنابراین ارائه یک مدل دقیق و کامل یکی از ضروریات مهم در مسئله بازآرایی پویا می‌باشد. از دیگر ضرورت‌های مدل‌سازی در مسئله بازآرایی بهینه نیز، تاثیر عدم قطعیت‌های موجود در منابع انرژی تجدیدپذیر می‌باشد، که می‌تواند در جواب‌های مسئله بازآرایی تاثیر گذار باشد. در این مقاله سعی شده است تا تمامی این چالش‌ها بررسی و در مدل‌سازی در نظر گرفته شود.

در مرجع [۱] بازآرایی بهینه روزانه را با هدف کاهش تلفات توان حقیقی، بهبود ولتاژ، کاهش هزینه بهره‌برداری و بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع ۳۳ شینه با مدل‌سازی منابع تجدیدپذیر توسط الگوریتم جستجوی کلانگ اصلاح شده خود تطبیقی پیشنهاد نمودند. نویسندگان در [۲] یک الگوریتم فراابتکاری را برای حل مسئله بازآرایی بهینه در حضور عدم قطعیت‌های منابع تولید پراکنده و پارکینگ‌های خودروهای برقی در یک دوره ۲۴ ساعته پیشنهاد نمودند. در [۳] نویسندگان یک رویکردی مبتنی بر کاهش عملیات سوئیچینگ بازآرایی را با در نظر گرفتن الزامات راه‌اندازی منابع تولید پراکنده در یک دوره ۲۴ ساعته پیشنهاد نمودند. نویسندگان در [۴] یک رویکرد با تقسیم فواصل زمانی را برای حل مسئله بازآرایی چندهدفه با استفاده از یک الگوریتم تکاملی در شبکه ۳۳ شینه ارائه نمودند. در [۵] یک روش مبتنی بر یادگیری عمیق برای حل مسئله بازآرایی بهینه با در نظر گرفتن پایداری کوتاه مدت ولتاژ در حضور منابع انرژی تجدیدپذیر ارائه نموده‌اند. در [۶] نویسندگان یک مدل بازآرایی بهینه برای شبکه‌های توزیع متعادل و نامتعادل به منظور بهبود انرژی مورد انتظار تامین نشده و شاخص پایداری ولتاژ با در نظر گرفتن منابع ذخیره انرژی و منابع انرژی تجدیدپذیر پیشنهاد نمودند. در [۷] یک الگوریتم یادگیری تقویتی مبتنی بر داده محور برای بازآرایی بهینه پویا در شبکه‌های توزیع با در نظر گرفتن کاهش عملیات سوئیچینگ ارائه شده است. در مرجع [۸] نویسندگان یک مدل برنامه‌ریزی خطی جدید را که شامل ارزیابی دقیق قابلیت اطمینان و استراتژی‌های بازآرایی شبکه توزیع پس از خطا می‌شود را پیشنهاد نموده‌اند. در [۹] یک فرمول جدید برای بازآرایی شبکه توزیع به منظور کاهش نوسانات ولتاژ ناشی از منابع تولید پراکنده ارائه شده است. نویسندگان در [۱۰] یک استراتژی بازآرایی شبکه متوالی مبتنی بر حالت را با استفاده از مدل فرآیند تصمیم مارکوف با هدف به حداقل رساندن قطع تولید پراکنده تجدیدپذیر و کاهش بار تحت محدودیت‌های عملیاتی مختلف در یک دوره ۲۴-ساعته پیشنهاد نمودند. در مرجع [۱۱] نویسندگان یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط را برای حل مسئله بازآرایی پویا در شبکه‌های توزیع با هدف کاهش هزینه خرید انرژی از شبکه بالادست در حضور منابع تجدیدپذیر، باتری و برنامه مدیریت سمت تقاضا ارائه نمودند. در [۱۲] یک چارچوب بهینه‌سازی برپایه مدل پاسخ تقاضای نامشخص فازی منعطف چندزمانه یکپارچه برای مدیریت پاسخ تقاضا و بازآرایی بهینه شبکه‌های توزیع با هدف افزایش رضایت مشتریان توسط الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات خود تطبیقی پیشنهاد شده است. در [۱۳] نویسندگان یک مدل تصادفی را برای مسئله بازآرایی سیستم توزیع همراه با بهینه‌سازی شبکه انتقال و عملیات بازار با هدف کاهش هزینه‌های بهره‌برداری پیشنهاد کردند. در [۱۴] یک زمان‌بندی بهینه محدود-شانس برای بازآرایی در ریزشبکه‌های جزیره‌ای با هدف کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، قابلیت اطمینان، سوئیچینگ و خرید انرژی پیشنهاد شده است. در [۱۵] یک رویکرد احتمالی برای بازآرایی سیستم توزیع به منظور افزایش ظرفیت منابع PV و همچنین تثبیت ولتاژ و کمینه‌سازی تلفات توان با استفاده از الگوریتم NSGA-II و تصمیم‌گیری فازی ارائه نمودند. در [۱۶] یک مدل بازآرایی پویا دو سطحی برای به حداقل رساندن هزینه بهره‌برداری ناشی از قطع بار و همچنین هزینه عملیاتی منابع انرژی پراکنده را ارائه نمودند. نویسندگان در [۱۷] مسئله بازآرایی تصادفی سیستم توزیع را با هدف پایداری سیگنال کوچک با در نظر گرفتن بارهای همبسته و DGهای تجدیدپذیر با نفوذ متغیر با استفاده از یک الگوریتم تکاملی پیشنهاد دادند. در [۱۸] یک تابع چندهدفه برای بهینه‌سازی شبکه توزیع به همراه شبکه گاز طبیعی با استفاده از بازآرایی سیستم توزیع به منظور کاهش هزینه خرید گاز در منابع تولید پراکنده با استفاده از روش فازی ارائه شده است. در [۱۹] یک مدل بهینه‌سازی سری برای حل مسئله

بازآرایی در شبکه‌های توزیع نامتعادل به منظور کاهش تلفات توان حقیقی شبکه ارائه شده است. در مرجع [۲۰] یک مدل بازآرایی بهینه پویا برای افزایش انعطاف‌پذیری شبکه‌های توزیع در حالت جزیره‌ای با هدف به حداقل رساندن کمبود کل برق و به حداقل رساندن تعداد عملیات سوئیچینگ پیشنهاد شده است. در [۲۱] نویسندگان یک الگوریتم فراابتکاری ترکیبی را برای حل مسئله بازآرایی سیستم توزیع با هدف کاهش اغتشاشات هارمونیک کل شبکه پیشنهاد نمودند. در [۲۲] یک مدل غیرخطی عدد صحیح بر اساس پخش بار AC و تکنیک نقطه شروع گرم برای حل مسئله بازآرایی سیستم توزیع با هدف کاهش تلفات توان حقیقی شبکه با استفاده از الگوریتم ازدحام ذرات و ژنتیک پیشنهاد شده است. در [۲۳] مسئله بازآرایی سیستم توزیع پویا با در نظر گرفتن منابع انرژی تجدیدپذیر توزیع شده و سیستم‌های ذخیره انرژی با هدف کاهش هزینه‌های آلاینده‌ها و هزینه‌های سوئیچینگ شبکه پیشنهاد شده است. نویسندگان در [۲۴] یک مدل بازآرایی تصادفی برای سیستم‌های توزیع با بارهای نامشخص با هدف کاهش هزینه تلفات و بهره‌برداری پیشنهاد کرده‌اند. در [۲۵] مسئله بازآرایی شبکه توزیع و تخصیص بهینه خازن در سیستم توزیع با استفاده از بهینه‌سازی گرگ خاکستری بهبود یافته گسسته با هدف کاهش هزینه از دست دادن انرژی سالانه سیستم، هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه بهره‌برداری و نگهداری خازن و هزینه سوئیچینگ پیشنهاد شده است. به منظور درک بهتر تفاوت‌های دقیق این مقاله نسبت به مطالعات پیشین، یک جدول طبق‌بندی شده نیز ارائه شده است. همانطور که در جدول (۱) نشان داده شده است، مقایسه‌ای بین مدل و روش این مطالعه با مقالات پیشین انجام شده است. همانطور که مشاهده می‌گردد، از نظر مدل‌سازی هر یک از مراجع دارای کاستی‌هایی می‌باشد که سعی شده است تا در این مقاله به آن پرداخته شود. برای نمونه در [۱] مدل‌سازی مدیریت سمت تقاضا در نظر گرفته نشده است، همچنین مدل پیشنهاد شده در این مرجع یک مدل غیرخطی می‌باشد که توسط یک الگوریتم تکاملی حل شده است.

جدول (۱): مقایسه بین مدل پیشنهادی با مقالات مشابه

مرجع	پویا	باتری	مدیریت سمت تقاضا	تصادفی	چند هدفه	تولید تجدیدپذیر	تولید فسیلی	خودرو برقی	نوع مدل	حل‌کننده
مدل پیشنهادی	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	MISOCP	Gurobi
[۱]	✓	✓	-	✓	✓	✓	✓	-	MINLP	SAMCSA
[۲]	✓	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	MINLP	LDBAS
[۳]	✓	-	-	-	✓	✓	✓	-	MISOCP	Gurobi
[۴]	✓	-	-	✓	✓	✓	✓	-	MINLP	SBSO
[۵]	✓	-	-	-	✓	✓	✓	-	MINLP	HA
[۶]	✓	✓	-	-	✓	✓	✓	-	LP	-
[۷]	✓	-	-	-	✓	-	-	-	MICP	DBRL
[۸]	-	-	-	✓	-	✓	-	-	MILP	CPLEX
[۹]	-	-	-	-	✓	✓	✓	-	MIQP	CPLEX
[۱۰]	✓	-	-	✓	✓	✓	✓	-	MILP	CPLEX
[۱۱]	✓	✓	✓	-	✓	✓	-	✓	MINLP	SBB
[۱۲]	✓	-	✓	-	✓	-	-	-	NLP	SAPSO
[۱۳]	✓	-	-	✓	✓	✓	-	-	SOCP	Gurobi
[۱۴]	✓	✓	✓	-	✓	✓	-	-	LP	CCGP
[۱۵]	-	-	-	✓	✓	✓	✓	-	NLP	NSGA-II
[۱۶]	✓	✓	-	-	✓	✓	✓	-	MILP	CPLEX
[۱۷]	✓	-	-	✓	✓	✓	-	-	NLP	EA

Fuzzy	MINLP	-	✓	✓	✓	-	-	✓	✓	[۱۸]
STGA	NLP	-	-	-	-	-	-	-	-	[۱۹]
DP	MINLP	-	✓	✓	✓	-	-	-	✓	[۲۰]
HHA	MINLP	-	-	-	-	-	-	-	-	[۲۱]
GA-PSO	MINLP	-	-	-	-	-	-	-	-	[۲۲]
CPLEX	SMILP	-	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	[۲۳]
CPLEX	MICP	-	-	-	✓	✓	-	-	-	[۲۴]
DIGWO	MINLP	-	✓	-	✓	-	-	-	-	[۲۵]

همانطور که در ادبیات اخیر بررسی شد، مسئله بازآرایی یکی از مسائل بهینه‌سازی مهم در شبکه‌های توزیع می‌باشد، که حل دقیق آن می‌تواند نتایج رضایت‌بخش برای شبکه را به دنبال داشته باشد. از آنجایی که شبکه‌های توزیع در حال تبدیل شدن به شبکه‌های توزیع هوشمند می‌باشند، لذا مسئله بازآرایی هم در راستای همین تغییرات مستلزم یک مدل جدید با در نظر گرفتن چنین تغییراتی می‌باشد. به طور خلاصه نوآوری‌ها و مشارکت اصلی این مقاله را می‌توان به شرح زیر تقسیم‌بندی نمود:

۱. مدل‌سازی مسئله بازآرایی پویا تصادفی در یک دوره ۲۴ ساعته یا روزپیشرو مبتنی بر روش تولید سناریو.
۲. ارائه یک مدل مخروطی مرتبه دوم که منجر به رسیدن به جواب‌های بهینه سراسری و تضمین شده با Gurobi خواهد شد.
۳. مدل‌سازی مسئله مدیریت سمت تقاضا، شارژ و دشارژ بهینه سیستم‌های ذخیره انرژی و عدم قطعیت منابع انرژی تجدیدپذیر و پارکینگ خودروهای برقی در مسئله.
۴. در نظر گرفتن یک تابع چند هدفه به منظور کاهش تلفات توان، کاهش توان دریافتی از شبکه انتقال در پست توزیع و کاهش هزینه قطع منابع انرژی تجدیدپذیر و کاهش قطع بار.

در بخش بعدی مقاله مدل پیشنهادی ارائه و به طور کامل شرح داده خواهد شد. بخش سوم سیستم پیشنهادی معرفی و نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی تجزیه و تحلیل می‌شود. بخش چهارم نیز نتیجه‌گیری مقاله ارائه و به منظور ادامه راه این مطالعه چندین پیشنهاد ارائه می‌شود.

۲. مدل‌سازی پیشنهادی

مسئله بازآرایی شبکه هوشمند پیشنهادی در این مقاله یک مدل بهینه‌سازی مخروطی مرتبه دوم می‌باشد، که به صورت معادلات (۱) الی (۲۹) در نظر گرفته شده است. معادله (۱) تابع هدف مسئله پیشنهادی را نشان می‌دهد.

$$\min \sum_{b=1}^B \sum_{h=1}^H r_b (p_{b,h}^r + q_{b,h}^r) + \sum_{N=1}^N \sum_{H=1}^H c^{dr} (p_{n,h}^d - p_{n,h}^{dr}) + \sum_{h=1}^H c^s (p_h^s + q_h^s) \quad (1)$$

$$+ \sum_{s=1}^S \sigma_s \left(\sum_{n=1}^N \sum_{h=1}^H \sum_{s=1}^S c^{ev} (\hat{p}_{n,h,s}^{ev} + p_{n,h}^{ev}) + c^{pv} (\hat{p}_{n,h,s}^{pv} + p_{n,h}^{pv}) \right.$$

$$\left. + c^{wd} (\hat{p}_{n,h,s}^{wd} + p_{n,h}^{wd}) \right)$$

رابطه (۱) تابع چند هدفه پیشنهادی را نشان می‌دهد، که شامل چهار بخش می‌باشد. بخش اول کاهش تلفات توان خطوط شبکه $(r_b (p_{b,h}^r + q_{b,h}^r))$ ، بخش دوم کاهش قطع بار شبکه پس از برنامه مدیریت سمت تقاضا، بخش سوم کاهش هزینه خرید توان از پست

توزیع $(c^s(p_h^s + q_h^s))$ و بخش چهارم کاهش هزینه قطع توان منابع انرژی تجدیدپذیر و توان پارکینگ خودروهای برقی $(c^{wd}(\hat{p}_{n,h,s}^{wd} + p_{n,h}^{wd}) + c^{pv}(\hat{p}_{n,h,s}^{pv} + p_{n,h}^{pv}) + c^{ev}(\hat{p}_{n,h,s}^{ev} + p_{n,h}^{ev}))$ می باشد. در این مقاله مجموعه باس های شبکه با N ، مجموعه دوره زمانی با H ، مجموعه خطوط شبکه B و مجموعه سناریوها با S نشان داده شده است، همچنین شاخص های مرتبط با آن ها به ترتیب برابر با a, h, n, s و b می باشد. در رابطه (۱) r_b برابر مقاومت خط b ام شبکه، p_b و q_b به ترتیب شار توان اکتیو و راکتیو خط b ام شبکه می باشد، c^s برابر هزینه خرید توان در پست توزیع از شبکه بالا دست و p_h^s و q_h^s به ترتیب برابر توان اکتیو و راکتیو پست توزیع در زمان h ام می باشد، σ_s برابر احتمال هر سناریو می باشد که مجموع آن برابر با ۱ می باشد، c^{ev} برابر هزینه قطع توان پارکینگ خودروهای برقی و $\hat{p}_{n,h,s}^{ev}$ برابر توان واقعی پارکینگ خودروهای برقی در باس n ام در زمان h ام در سناریو s ام و $p_{n,h}^{ev}$ برابر توان بهره برداری شده پارکینگ خودروهای برقی در باس n ام در زمان h ام می باشد، به همین ترتیب c^{wd} و c^{pv} به ترتیب برابر هزینه قطع توان منبع خورشیدی و بادی می باشد، همچنین $\hat{p}_{n,h,s}^{pv}$ برابر توان واقعی منبع خورشیدی در باس n ام در زمان h ام در سناریو s ام و $p_{n,h}^{pv}$ برابر توان بهره برداری شده منبع خورشیدی در باس n ام در زمان h ام و $\hat{p}_{n,h,s}^{wd}$ برابر توان واقعی منبع بادی در باس n ام در زمان h ام در سناریو s ام و $p_{n,h}^{wd}$ برابر توان بهره برداری شده منبع بادی در باس n ام در زمان h ام می باشد.

رابطه (۲) الی (۲۹) نشان دهنده قیود مرتبط با مسئله بهینه سازی پیشنهادی می باشد. رابطه (۲) قید تعادل توان حقیقی و رابطه (۳) قید تعادل توان راکتیو در شبکه را نشان می دهد.

$$p_h^s + p_{n,h}^{dis} - p_{n,h}^{ch} + \sum_{b(nm) \in B} p_{b,h} - \sum_{b(mn) \in B} p_{b,h} + p_{n,h}^{dg} + p_{n,h}^{pv} + p_{n,h}^{wd} = p_{n,h}^{dr} + p_{n,h}^{ev} \quad \forall n \in N, h \in H, s \in S \quad (2)$$

$$q_h^s + \sum_{b(nm) \in B} q_{b,h} - \sum_{b(mn) \in B} q_{b,h} + q_{n,h}^{dg} = q_{n,h}^{dr} \quad \forall n \in N, h \in H, s \in S \quad (3)$$

در رابطه (۲)، $p_{n,h}^{ch}$ و $p_{n,h}^{dis}$ به ترتیب برابر توان دشارژ و شارژ باتری در باس n ام در زمان h ام می باشد، nm برابر شار توان از باس n به باس m و mn برابر شار توان از باس m به باس n می باشد. توان حقیقی منابع تولید پراکنده غیر تجدیدپذیر در باس n ام در زمان h ام با $p_{n,h}^{dg}$ نشان داده شده است. در آخر $p_{n,h}^{dr}$ برابر بار اکتیو تغییر یافته در باس n ام در زمان h ام شبکه در برنامه مدیریت سمت تقاضا می باشد. به همین ترتیب در رابطه (۳) $q_{n,h}^{dg}$ برابر توان راکتیو تولید پراکنده در باس n ام در زمان h ام می باشد و $q_{n,h}^{dr}$ نشان دهنده بار راکتیو تغییر یافته از برنامه مدیریت سمت تقاضا در باس n ام در زمان h ام می باشد.

رابطه (۴) و (۵) به ترتیب محدودیت بهره برداری توان اکتیو و راکتیو پست توزیع در هر ساعت را نشان می دهد. به همین ترتیب \bar{p}^s برابر حداکثر توان حقیقی و \bar{q}^s برابر حداکثر توان راکتیو پست توزیع می باشد.

$$p_h^s \leq \bar{p}^s \quad \forall h \in H \quad (4)$$

$$q_h^s \leq \bar{q}^s \quad \forall h \in H \quad (5)$$

روابط (۶) و (۷) مدل سازی برنامه مدیریت سمت تقاضا را برای تغییرات بار توان اکتیو و راکتیو شبکه نشان می دهد. رابطه (۶) و (۷) تضمین می کند که حذف بار در صورت ممکن در برنامه مدیریت سمت تقاضا رخ ندهد و تنها بارها اجازه جابه جایی در هر ساعت را داشته باشند. در این روابط به ترتیب $p_{n,h}^d$ و $q_{n,h}^d$ برابر توان اکتیو و راکتیو بار شبکه در باس n در زمان h می باشد.

$$\sum_{n \in N} p_{n,h}^{dr} \leq \sum_{n \in N} p_{n,h}^d \quad \forall h \in H \quad (6)$$

$$\sum_{n \in N} q_{n,h}^{dr} \leq \sum_{n \in N} q_{n,h}^d \quad \forall h \in h \quad (7)$$

روابط (۸) و (۹) به ترتیب میزان درصد جابه جایی بارهای اکتیو را در هر ساعت نشان می‌دهد، که باید برابر با مقدار مجاز در نظر گرفته شده باشد. در این روابط ε برابر مقدار درصد مجاز تغییر بار می‌باشد.

$$p_{n,h}^{dr} \geq p_{n,h}^d - p_{n,h}^d * \varepsilon \quad \forall n \in N, h \in h \quad (8)$$

$$p_{n,h}^{dr} \leq p_{n,h}^d + p_{n,h}^d * \varepsilon \quad \forall n \in N, h \in h \quad (9)$$

به همین ترتیب روابط (۱۰) و (۱۱) درصد مجاز جابه جایی بار راکتیو را نشان می‌دهد.

$$q_{n,h}^{dr} \geq q_{n,h}^d - q_{n,h}^d * \varepsilon \quad \forall n \in N, h \in h \quad (10)$$

$$q_{n,h}^{dr} \leq q_{n,h}^d + q_{n,h}^d * \varepsilon \quad \forall n \in N, h \in h \quad (11)$$

روابط (۱۲) و (۱۳) به ترتیب نشان‌دهنده حداکثر و حداقل شار توان اکتیو و راکتیو خطوط شبکه می‌باشد. در روابط زیر متغیر باینری x_b نشان‌دهنده وضعیت خطوط شبکه می‌باشد، اگر برابر ۱ باشد یعنی خط شبکه برقرار است و اگر صفر باشد خط قطع می‌باشد، \bar{p}_b و \bar{q}_b به ترتیب نشان‌دهنده حداکثر شار توان حقیقی و راکتیو خط b ام شبکه می‌باشد.

$$-\bar{p}_b x_b \leq p_{b,h} \leq \bar{p}_b x_b \quad \forall n \in N, h \in h, x \in \{0,1\} \quad (12)$$

$$-\bar{q}_b x_b \leq q_{b,h} \leq \bar{q}_b x_b \quad \forall n \in N, h \in h, x \in \{0,1\} \quad (13)$$

رابطه (۱۴) نشان‌دهنده ولتاژ باس شبکه در زمان h ام و رابطه (۱۵) محدودیت ولتاژ باس‌ها را در هر زمان نشان می‌دهد. در این رابطه $v_{n,h}$ برابر ولتاژ مربعی باس n ام در زمان h ام می‌باشد و x_b برابر راکتانس خط b ام شبکه می‌باشد. در رابطه (۱۵) به ترتیب \bar{v}_n و \underline{v}_n برابر حداقل و حداکثر ولتاژ باس n ام شبکه می‌باشد.

$$v_{n,h} = v_{m,h} - r_b p_{b,h} + x_b q_{b,h} \quad \forall n, m \in N, b \in B, h \in h \quad (14)$$

$$\underline{v}_n \leq v_{n,h} \leq \bar{v}_n \quad \forall n \in N, h \in h \quad (15)$$

رابطه (۱۶) و (۱۷) نشان‌دهنده میزان مجاز بهره‌برداری توان اکتیو و راکتیو منابع تولید پراکنده می‌باشد. در این رابطه \bar{p}_n^{dg} و \bar{q}_n^{dg} به ترتیب برابر حداکثر توان اکتیو و راکتیو مجاز منابع تولید پراکنده در باس n ام می‌باشد.

$$p_n \leq p_{n,h}^{dg} \leq \bar{p}_n^{dg} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (16)$$

$$q_n \leq q_{n,h}^{dg} \leq \bar{q}_n^{dg} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (17)$$

رابطه (۱۸) الی (۲۱) مدل سازی سیستم ذخیره انرژی را در شبکه هو شمند نشان می‌دهد. رابطه (۱۸) و (۱۹) حد بهره‌برداری توان دشارژ و شارژ ذخیره‌ساز را نشان می‌دهد، که p_n^{cap} برابر ظرفیت باتری در باس n ام می‌باشد، همچنین $z_{n,h}$ برابر متغیر باینری برای نمایش وضعیت شارژ و دشارژ باتری در ساعت h در باس n می‌باشد. رابطه (۲۰) تعریف انرژی موجود در ذخیره‌ساز در باس n ام در ساعت h ام می‌باشد و با $e_{n,h}^{bat}$ نشان داده شده است. به ترتیب η_{dis} و η_{ch} برابر راندمان شارژ و دشارژ باتری می‌باشد. رابطه (۲۱) محدودیت ظرفیت انرژی موجود در باتری در زمان h ام و در باس n ام نشان می‌دهد.

$$0 \leq p_{n,h}^{dis} \leq p_n^{cap} z_{n,h} \quad \forall n \in N, h \in h, z \in \{0,1\} \quad (18)$$

$$0 \leq p_{n,h}^{ch} \leq p_n^{cap} (1 - z_{n,h}) \quad \forall n \in N, h \in h, z \in \{0,1\} \quad (19)$$

$$e_{n,h}^{bat} = e_{n,h-1}^{bat} - p_{n,h}^{dis} \eta_{dis} + p_{n,h}^{ch} \eta_{ch} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (20)$$

$$0 \leq e_{n,h}^{bat} \leq p_n^{cap} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (21)$$

رابطه (۲۲) الی (۲۴) نشان دهنده میزان بهره‌برداری از منبع خورشیدی، بادی و پارکینگ خودروهای برقی در هر سناریو را نشان می‌دهد. این روابط تضمین می‌کند که بهره‌برداری از منابع بادی و خورشیدی و پارکینگ خودروهای برقی به درستی در هر زمان و هر سناریو و هر باس به درستی انجام شود.

$$0 \leq p_{n,h}^{pv} \leq \hat{p}_{n,h,s}^{pv} \quad \forall n \in N, h \in h, s \in S \quad (22)$$

$$0 \leq p_{n,h}^{wd} \leq \hat{p}_{n,h,s}^{wd} \quad \forall n \in N, h \in h, s \in S \quad (23)$$

$$0 \leq p_{n,h}^{ev} \leq \hat{p}_{n,h,s}^{ev} \quad \forall n \in N, h \in h, s \in S \quad (24)$$

روابط (۲۵) و (۲۶) نشان دهنده رابطه بین شار توان اکتیو و راکتیو و توان اکتیو و راکتیو پست توزیع می‌باشد.

$$p_h^s = \sum_{b \in B} p_{b,h} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (25)$$

$$q_h^s = \sum_{b \in B} q_{b,h} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (26)$$

در نهایت روابط (۲۷) الی (۲۹) نشان دهنده قید شعاعی بودن شبکه توزیع پس از بازآرایی می‌باشد. بدین منظور از روش درخت پوشا برای قید شعاعی شبکه استفاده شده است. در این روابط Ω_s برابر مجموعه پست‌های توزیع و Ω برابر مجموعه باس‌های باری می‌باشد و y_{nm} برابر متغیر باینری که اگر گره اصلی n باشد برابر با ۱ خواهد بود.

$$y_{nm} = 0 \quad \forall nm \in B, n \in \Omega_s \quad (27)$$

$$y_{nm} + y_{mn} = x_{nm} \quad \forall nm \in B, y \in \{0,1\} \quad (28)$$

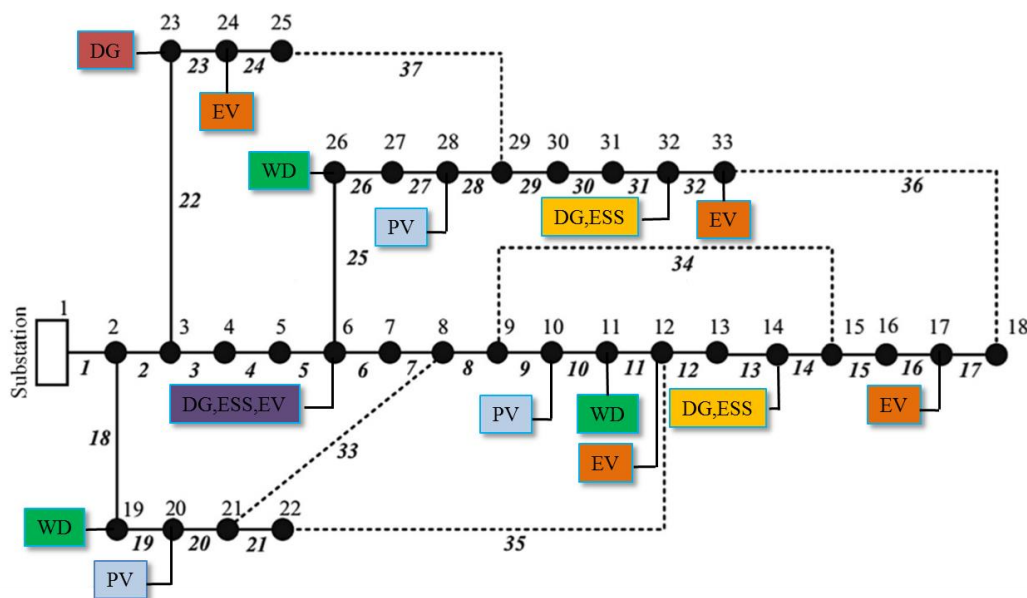
$$\sum_{nm \in B} y_{nm} = 1 \quad \forall n \in \Omega \setminus \Omega_s \quad (29)$$

در بخش بعد شبکه آزمایشی پیشنهادی ارائه و نتایج شبیه‌سازی تجزیه و تحلیل می‌شود.

۳. نتایج شبیه‌سازی

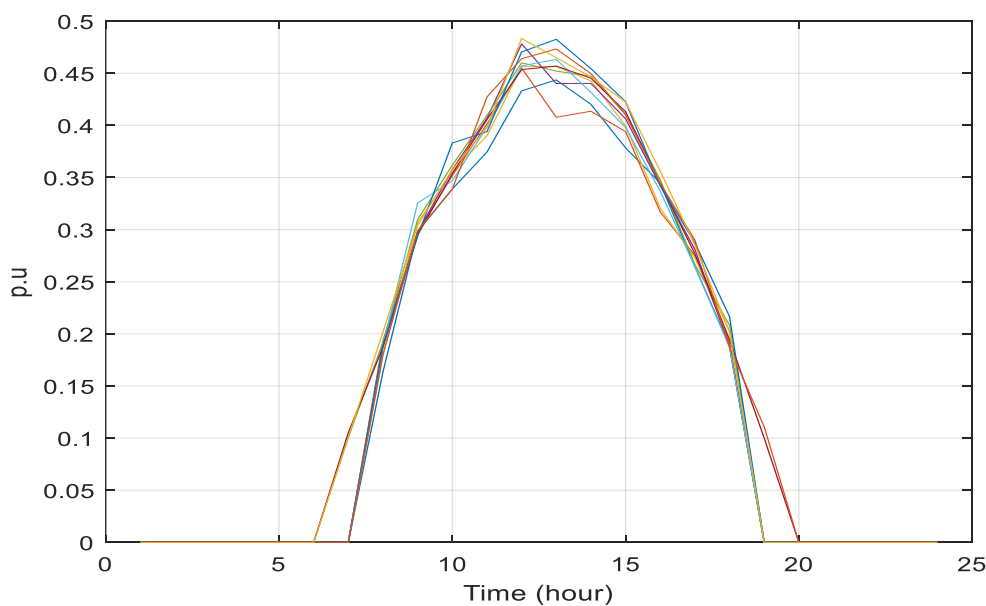
شبکه توزیع هوشمند ۳۳ شینه برای تجزیه و تحلیل عملکرد مدل پیشنهادی در نظر گرفته شده است. کدنویسی در محیط برنامه‌نویسی Julia و با حل‌کننده Gurobi انجام شده است. سیستم کامپیوتری استفاده شده با قدرت پردازنده ۱٫۸ گیگاهرتز و حافظه تصادفی ۶ گیگابایت می‌باشد.

در این بخش نتایج مربوط به شبکه هوشمند ۳۳ باس ارائه می‌شود. همانطور که در شکل (۱) مشاهده می‌گردد، خطوط ۳۳ الی ۳۷ که با نقطه چین نشان داده شده است، به صورت خط مانور می‌باشند. تولیدپراکنده (DG) روی باس‌های ۶، ۱۴، ۲۳ و ۳۲ قرار دارد. همچنین باتری (ESS) نیز روی باس‌های ۶، ۱۴ و ۳۲ نصب شده است. منبع خورشیدی (PV) روی باس‌های ۱۰، ۲۰ و ۲۸ قرار دارد، ژنراتور بادی (WD) نیز بر روی باس‌های ۱۱، ۱۹ و ۲۶ نصب شده است. پارکینگ خودروهای برقی (EV) نیز در باس‌های ۶، ۱۲، ۱۷، ۲۴ و ۳۳ نصب شده است. پست توزیع نیز در باس شماره ۱ قرار دارد و ولتاژ آن برابر ۱ پریونیت می‌باشد.

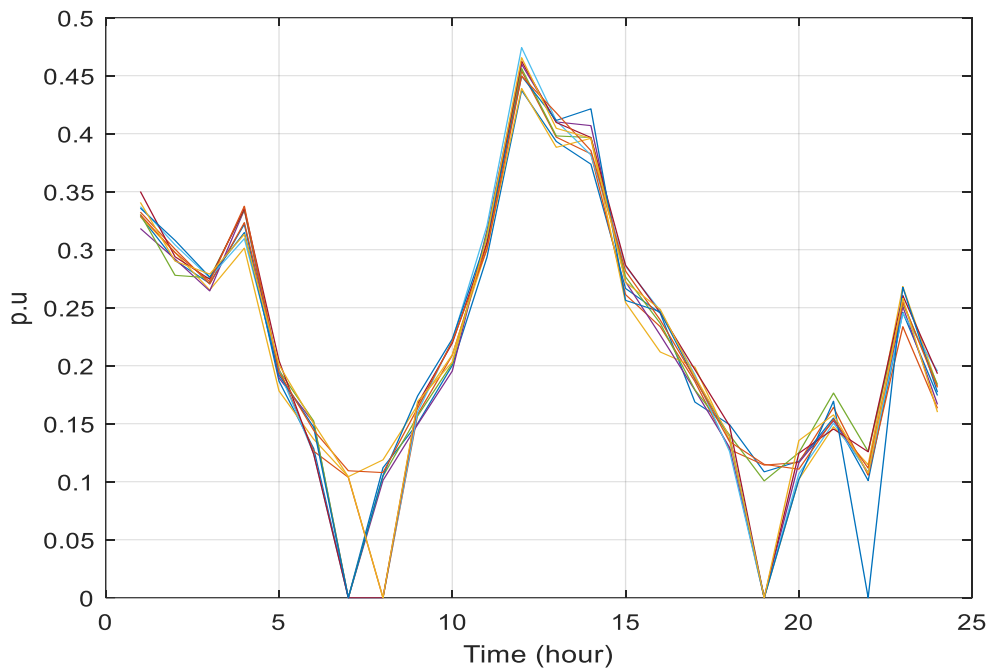


شکل (۱): شبکه توزیع هوشمند ۳۳ باس

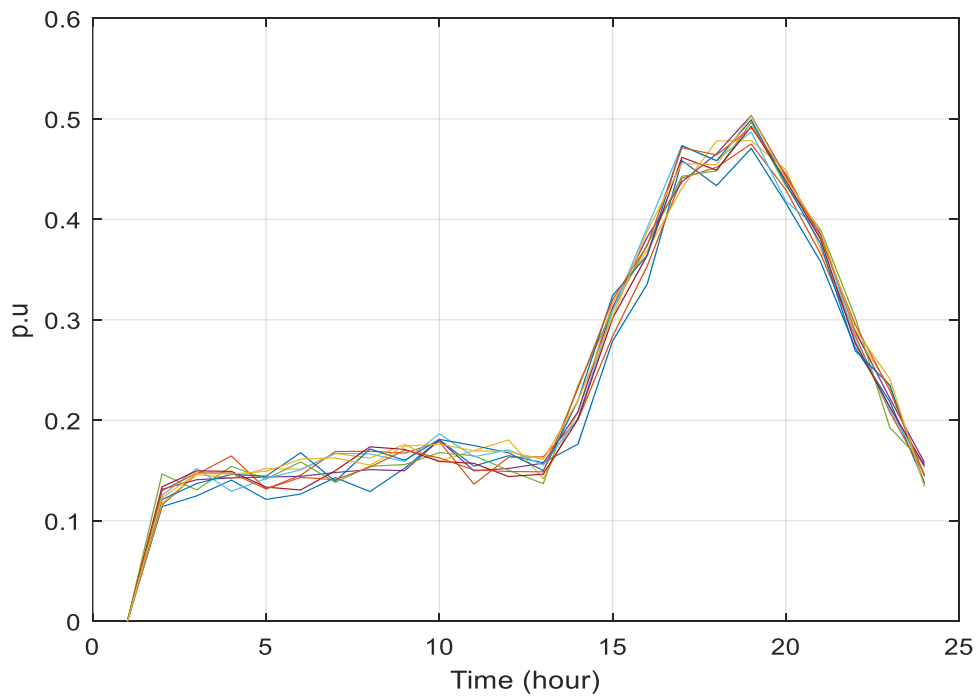
شکل (۲) الی (۴) به ترتیب سناریوهای در نظر گرفته شده برای منبع PV، بادی و پارکینگ خودروهای برقی را نشان می‌دهد. در اینجا ۱۰ سناریو برای هر کدام توسط تابع توزیع نرمال بدست آمده است.



شکل (۲): تولید ۱۰ سناریو برای منبع PV



شکل (۳): تولید ۱۰ سناریو برای منبع بادی



شکل (۴): تولید ۱۰ سناریو برای پارکینگ خودروهای برقی

نتایج حاصل از شبیه‌سازی در جدول (۱) نشان داده شده است. برای نشان دادن تاثیر برنامه پاسخ تقاضا در مسئله بازاریابی نیز چندین حالت مختلف به شرح زیر در نظر گرفته شده است.

حالت اول: وجود تمام ادوات در شبکه و با در نظر گرفتن ۱۰ درصد تغییرات بار در برنامه مدیریت سمت تقاضا.

حالت دوم: بدون در نظر گرفتن مدیریت سمت تقاضا در شبکه.

حالت سوم: بدن در نظر گرفتن باتری در شبکه.

حالت چهارم: بدون در نظر گرفتن مسئله بازاریابی شبکه.

جدول (۱): نتایج حاصل از شبیه‌سازی در سیستم ۳۳ باس هوشمند

حالت اول	حالت دوم	حالت سوم	حالت چهارم
مقدار تلفات (MVA)	۰,۱۴۸	۰,۲۲۶	۰,۲۸۹
حداقل ولتاژ شبکه (p.u)	۰,۹۸۹	۰,۹۸۹۵	۰,۹۸۰۵
حداکثر ولتاژ شبکه (p.u)	۱,۰۰۶۸	۱,۰۰۸۸	۱,۰۰۴
خطوط باز شده	۸، ۱۴، ۱۶، ۲۲، ۳۳	۲، ۸، ۱۴، ۱۵، ۲۲	۳، ۳۳، ۳۴، ۳۵، ۳۶، ۳۷
تابع هدف	۴,۷	۲۳,۵	۵۱

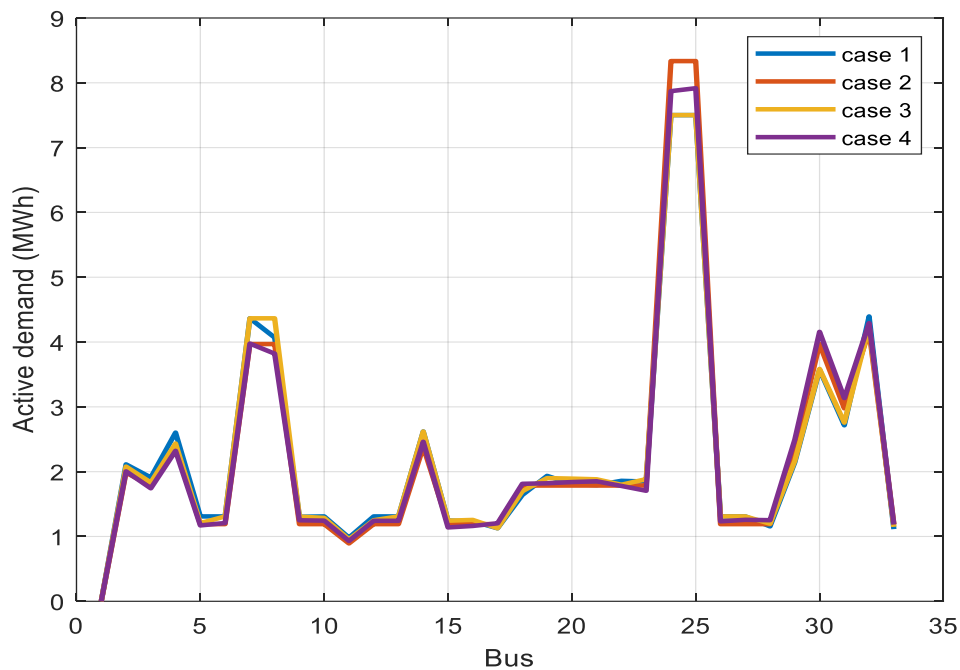
همانطور که در جدول (۱) نشان داده شده است، در حالت اول مقدار تابع هدف کمترین مقدار را نسبت به دیگر حالات دارد. در حالت اول مقدار تلفات توان ظاهری نیز برای یک دوره ۲۴ ساعته برابر با ۱۴۸ کیلوولت آمپر شده است، کمترین ولتاژ شبکه در این حالت برابر ۰,۹۸۹ پریونیت و حداکثر ولتاژ شبکه برابر ۱,۰۰۶۸ پریونیت می‌باشد، در این حالت خطوط ۸، ۱۴، ۱۶، ۲۲ و ۳۳ باز شده است. تابع هدف در این حالت مقدار ۴,۷ می‌باشد.

در حالت دوم با حذف برنامه مدیریت سمت تقاضا تلفات توان ظاهری نیز به ۲۲۶ کیلوولت آمپر افزایش پیدا کرده است. در نظر نگرفتن میزان ۱۰ درصدی جایه جایی بار در هر شین سبب افزایش ۷۰ کیلوولت آمپر تلفات شبکه شده است. در این حالت نیز ولتاژ به ۰,۹۸۹۵ پریونیت افزایش پیدا کرده و تابع هدف مسئله نیز به ۲۳,۵ رسیده است، که نشان می‌دهد مدیریت سمت تقاضا تاثیر بسزایی علاوه بر کاهش تلفات باعث میزان خرید انرژی از شبکه بالادست هم دارد. در این حالت خطوط ۲، ۸، ۱۴، ۱۵ و ۲۲ در شبکه باز شده است. در حالت سوم فرض شده است که در شبکه باتری قطع می‌باشد، مشاهده می‌شود که تلفات توان ظاهری شبکه در یک دوره ۲۴ ساعته به ۱۳۷ کیلوولت آمپر رسیده است، همچنین کمترین ولتاژ شبکه نیز برابر ۰,۹۸۸۸ پریونیت شده است. مقدار تابع هدف برابر با ۱۳ و خطوط ۵، ۱۴، ۱۶، ۲۱ و ۲۲ در شبکه باز شده است.

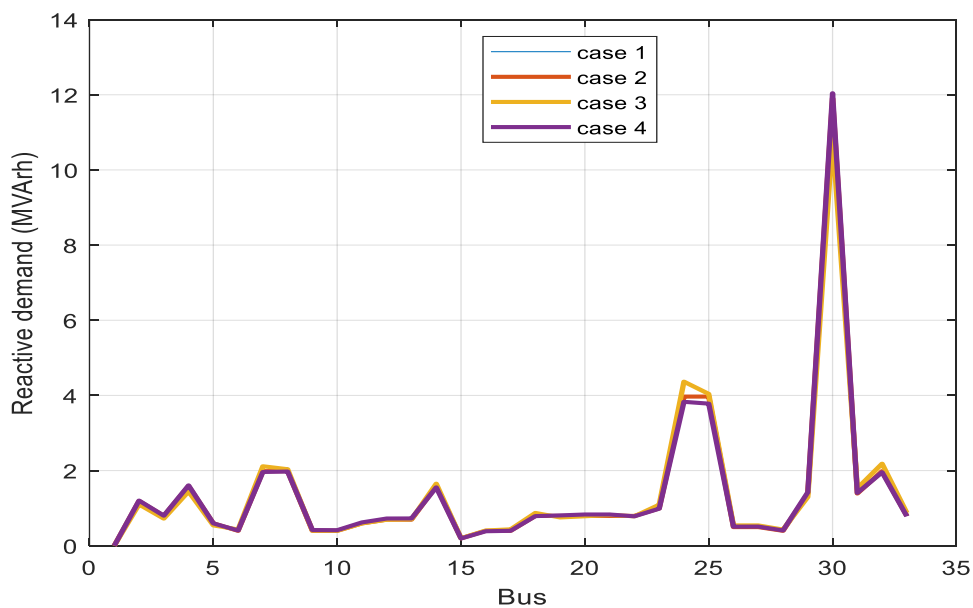
در حالت چهارم فرض شده است که بازاریابی انجام نشده است، تلفات توان ظاهری برابر ۲۸۹ کیلووات شده است و کمترین ولتاژ برابر ۰,۹۸۵ پریونیت شده است، همچنین تابع هدف برابر ۵۱ شده است. این نشان می‌دهد که بازاریابی بیشترین تاثیر را در شبکه توزیع گذاشته است، زیرا با حذف آن تمامی شاخص‌های شبکه افزایش یافته است.

نتایج جدول (۱) علاوه بر نشان دادن تاثیر مدل و روش پیشنهادی در بهبود شبکه توزیع و صحت کارایی مطلوب آن، نشان داد که برنامه مدیریت سمت تقاضا به همراه بازاریابی و سیستم‌های ذخیره انرژی و منابع تولید پراکنده می‌تواند نتایجی مطلوبی را به دنبال داشته باشد.

در همین راستا، شکل‌های (۵) و (۶) جابه جایی بار اکتیو و راکتیو را در هر حالت در نظر گرفته شده نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که بار به هر میزان در نظر گرفته شده در هر حالت در بین شین‌های شبکه جابه جا شده است. می‌توان مشاهده نمود که بیشترین جابه جایی بار متعلق به حالت ۴ که با رنگ بنفش نشان داده شده است می‌باشد.



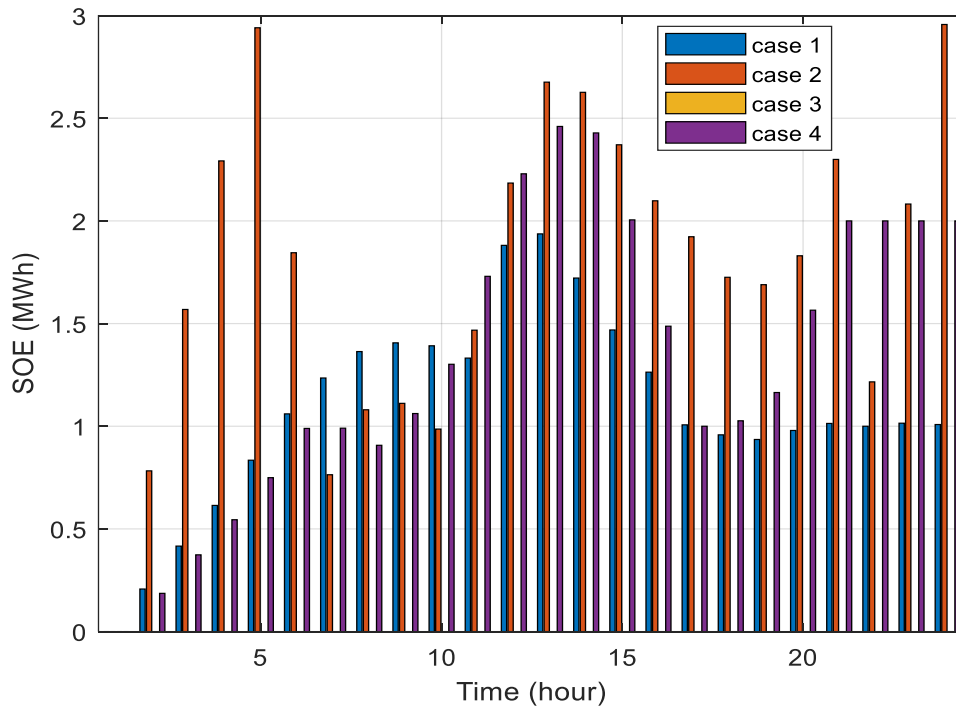
شکل (۵): مقایسه بار اکتیو شبکه ۳۳ باس در حالت‌های مختلف



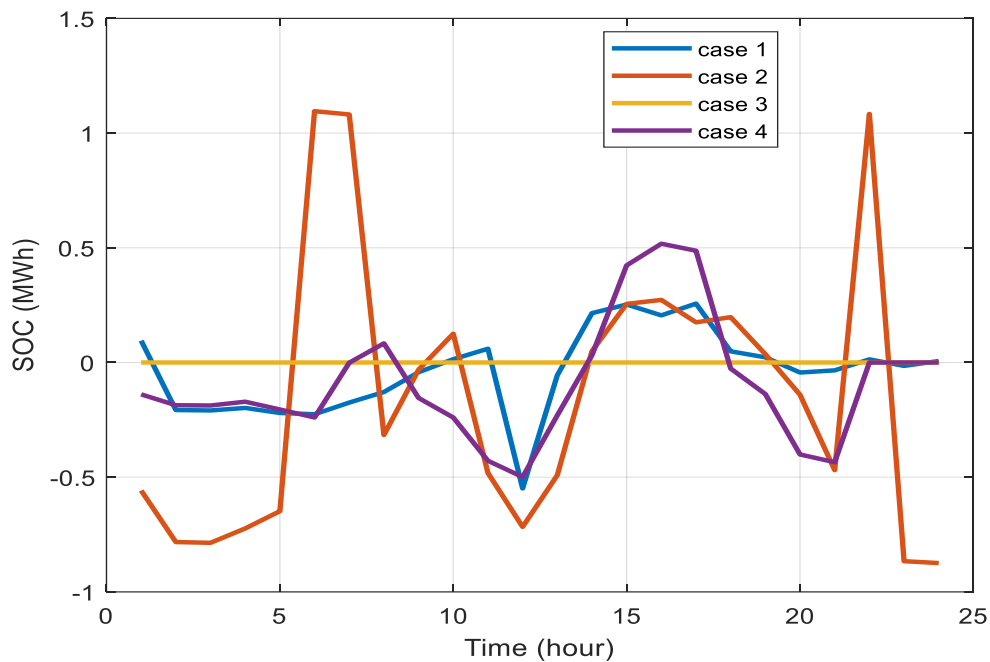
شکل (۶): مقایسه بار راکتیو شبکه ۳۳ باس در حالت‌های مختلف

شکل (۷) وضعیت انرژی موجود در سیستم‌های ذخیره انرژی در شبکه را در هر حالت نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که با تغییر مقدار جابه جایی بار در هر حالت میزان انرژی موجود در باتری‌ها هم تغییر پیدا کرده است. به همین ترتیب شکل (۸) وضعیت شارژ و دشارژ بهینه سیستم‌های ذخیره انرژی در شبکه را در هر حالت نشان داده است. در این شکل محور منفی y نشان‌دهنده شارژ و محور مثبت y نشان‌دهنده دشارژ باتری می‌باشد. در شکل (۹) ولتاژ شین‌های شبکه در طول دوره ۲۴ ساعته را نشان می‌دهد. شکل‌های (۱۰) و (۱۱) به ترتیب نشان‌دهنده میزان توان اکتیو و راکتیو خریداری شده در طول دوره ۲۴ ساعته برای هر حالت در نظر گرفته شده را نشان می‌دهد.

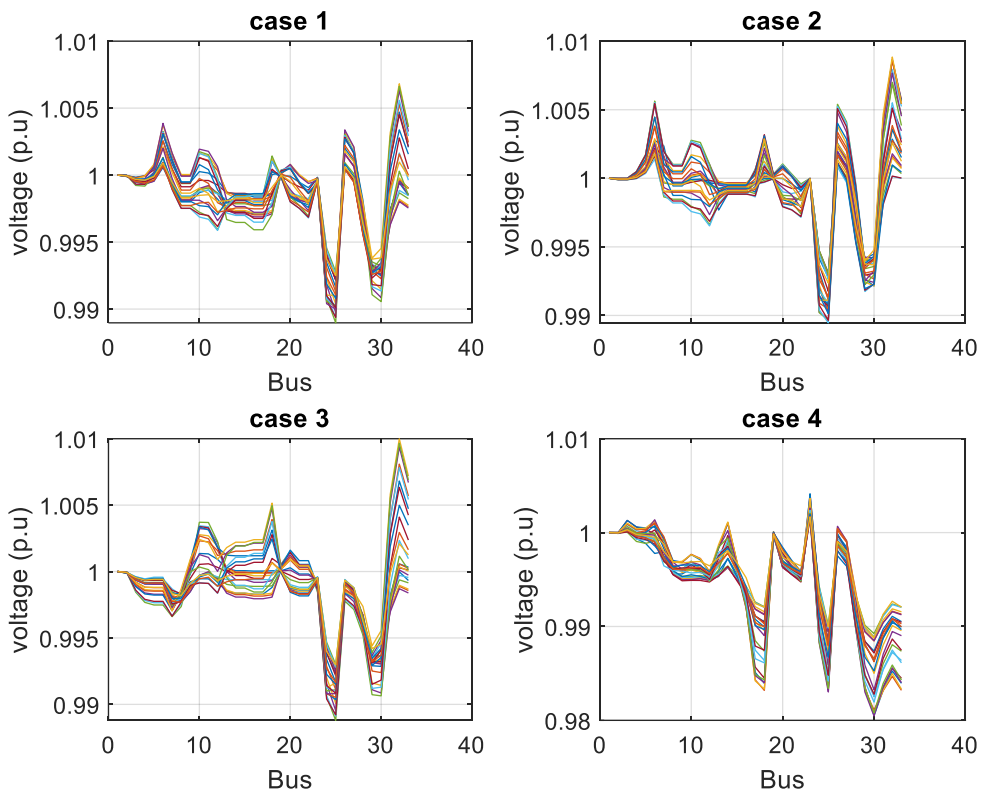
مشاهده می شود که بیشترین خرید انرژی متعلق به ساعت ۲۰ می باشد. در نهایت شکل (۱۲) نشان دهنده مقدار توان حقیقی منابع تولید پراکنده در شبکه در هر حالت را نشان می دهد، که در این شکل مقدار توان در طول دوره ۲۴ ساعته نشان داده شده است. در نهایت شکل های (۱۳) الی (۱۶) نشان دهنده توپولوژی شبکه توزیع پس از بازاریابی در هر حالت در نظر گرفته شده می باشد.



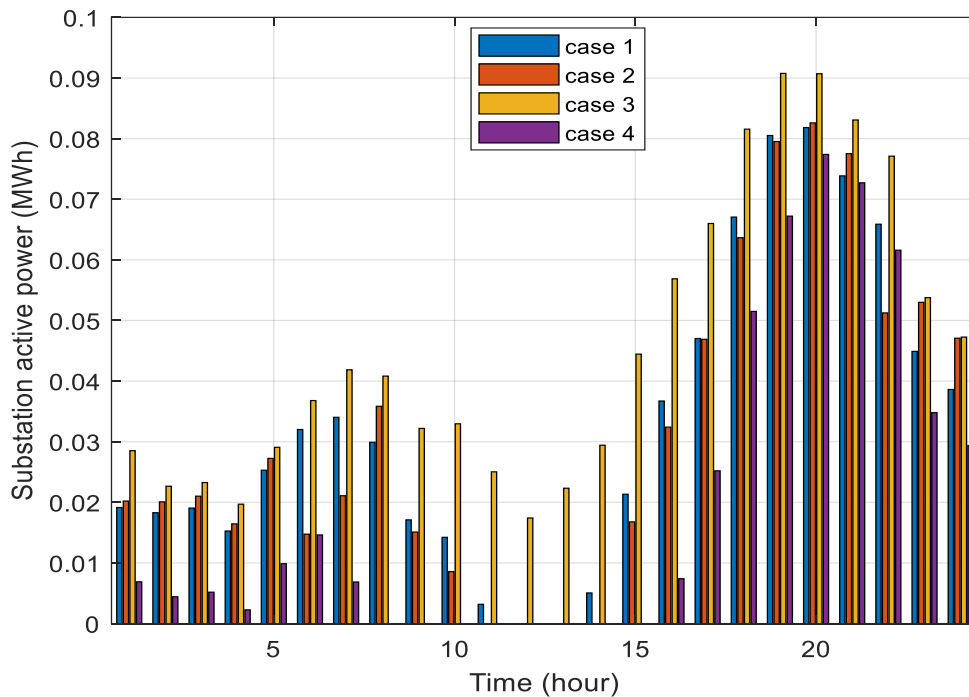
شکل (۷): مقایسه ظرفیت باتری های شبکه ۳۳ باس در حالت های مختلف



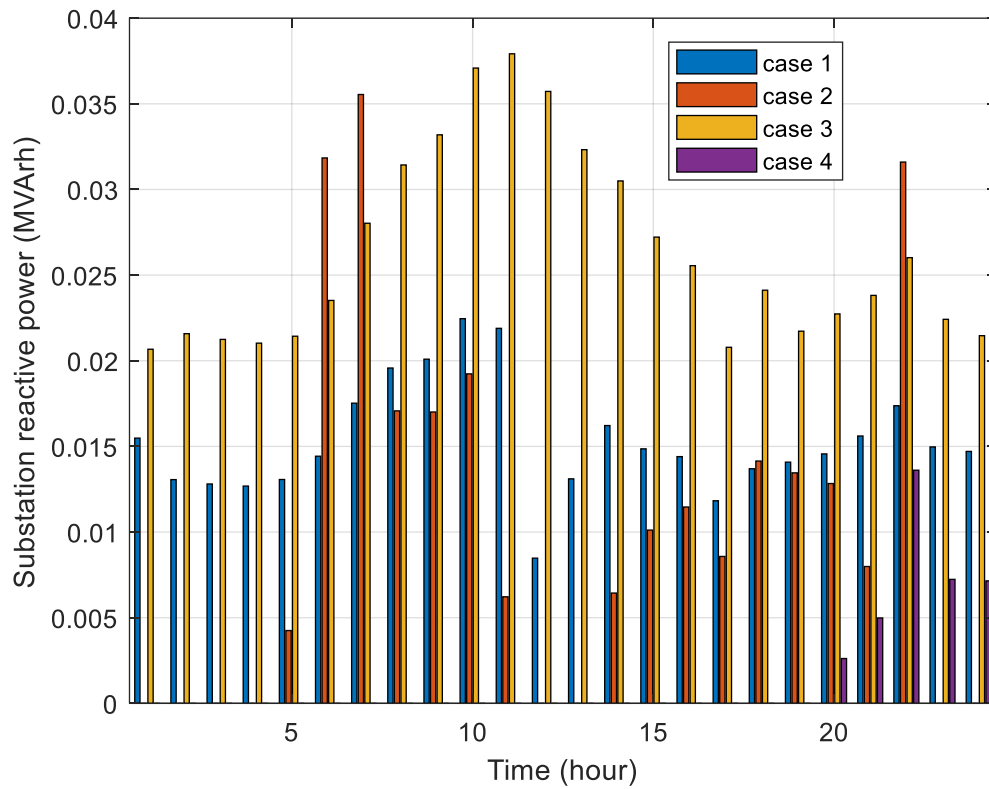
شکل (۸): مقایسه شارژ و دشارژ بهینه باتری های شبکه ۳۳ باس در حالت های مختلف



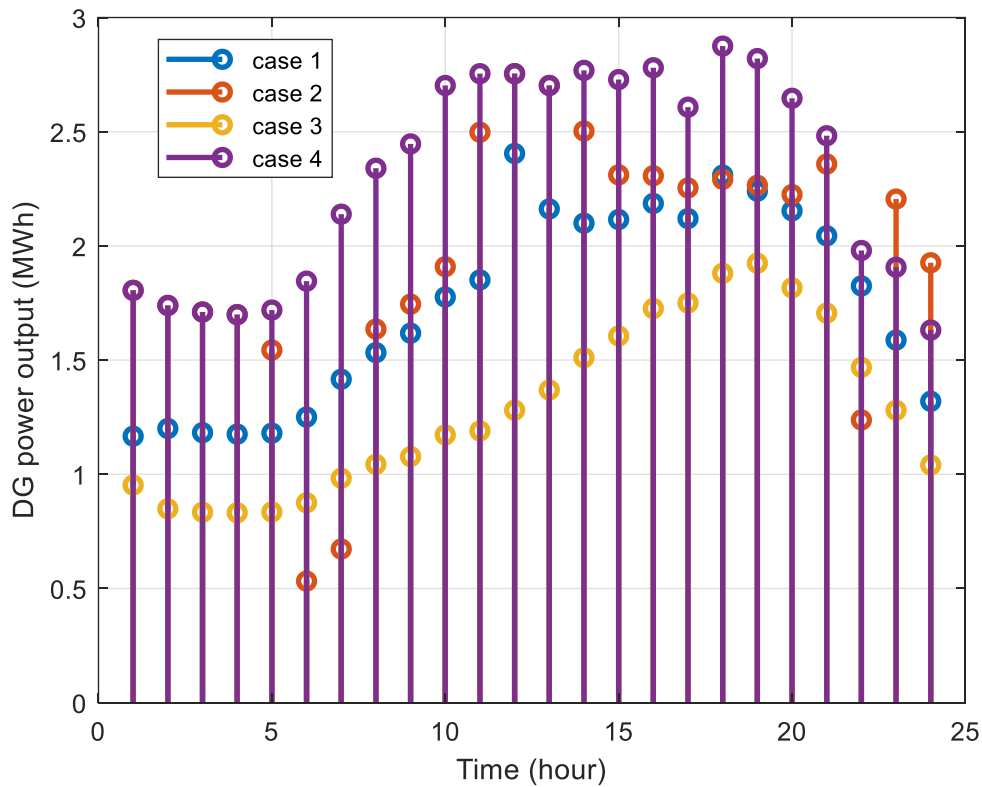
شکل (۹): مقایسه ولتاژ شبکه ۳۳ باس در حالت‌های مختلف و در ساعات مختلف



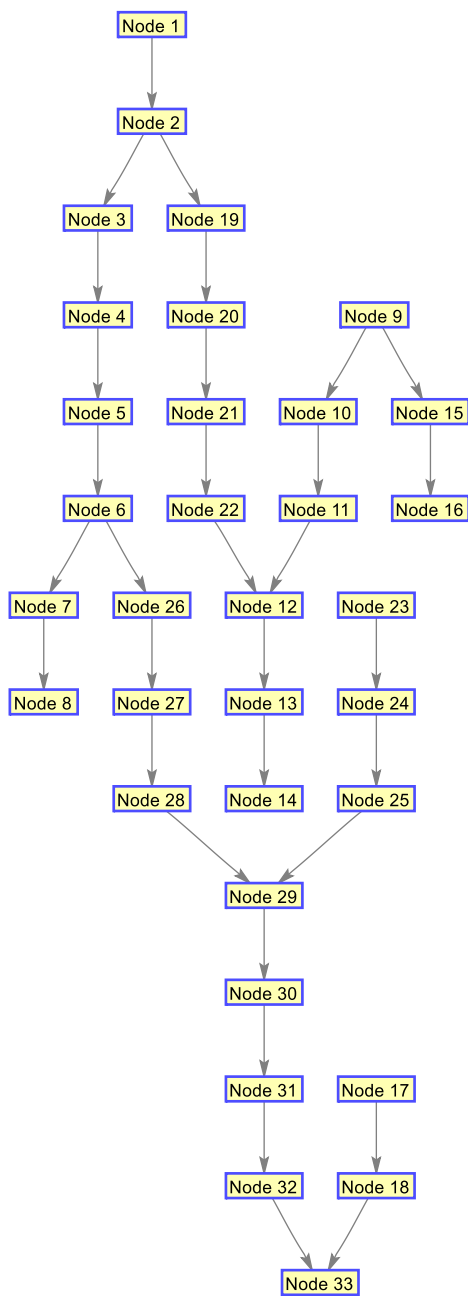
شکل (۱۰): مقایسه توان حقیقی پست توزیع در حالت‌های مختلف



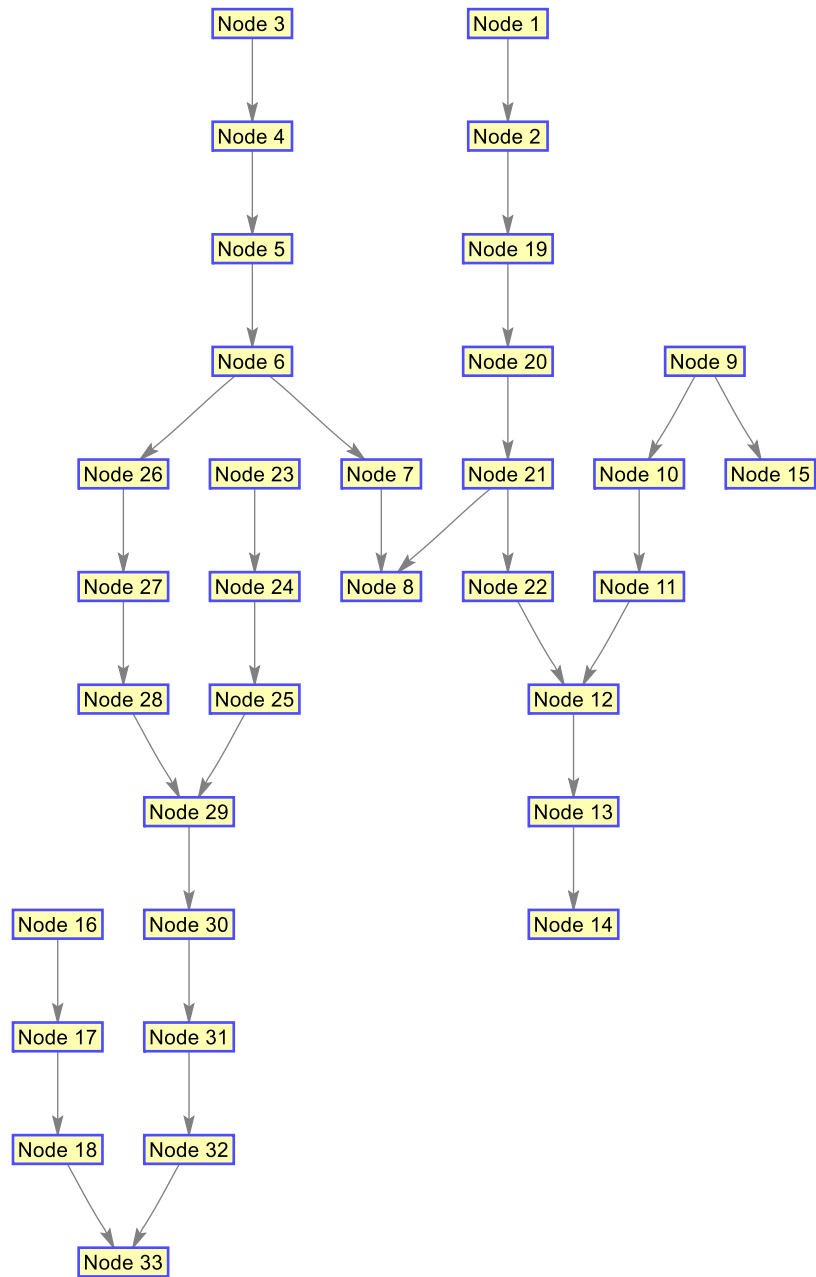
شکل (۱۱): مقایسه توان راکتیو پست توزیع در حالت‌های مختلف



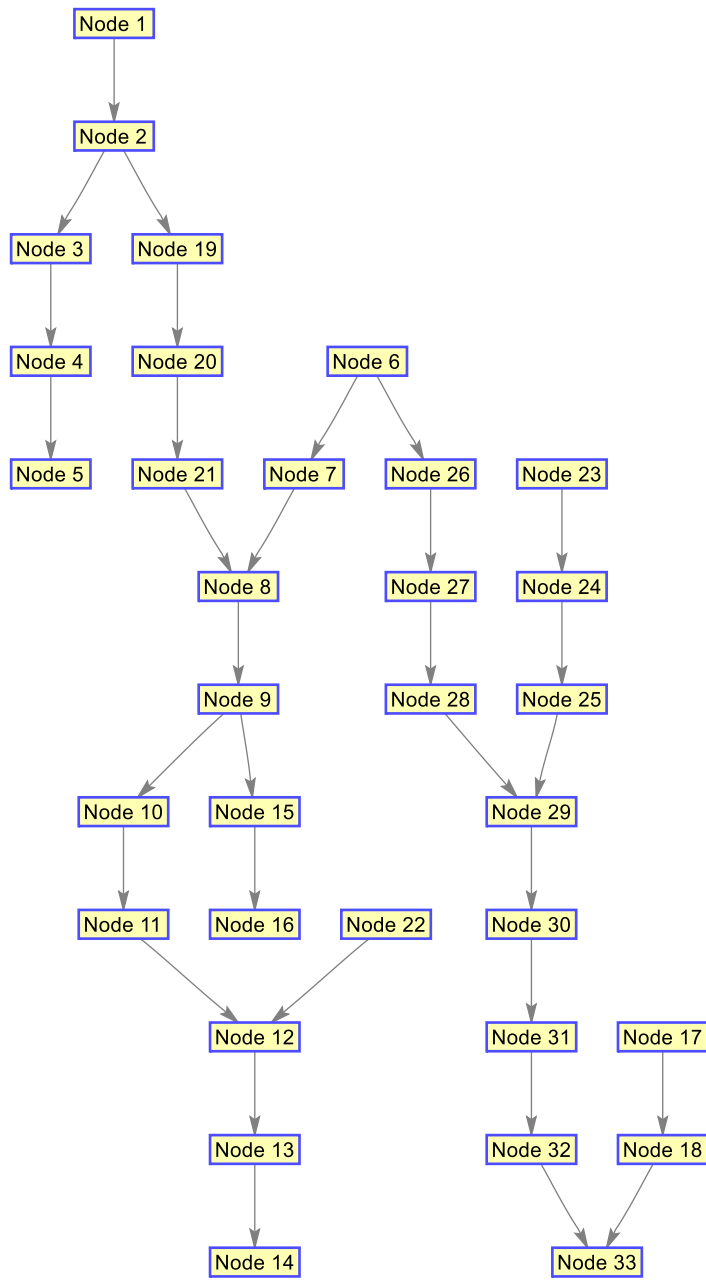
شکل (۱۲): مقایسه توان حقیقی منابع تولید پراکنده در حالت‌های مختلف



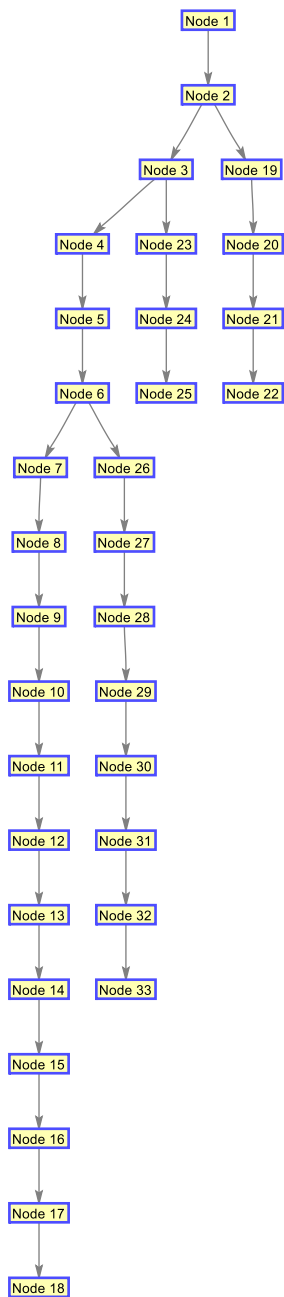
شکل (۱۳): توپولوژی شبکه ۳۳ باس در حالت اول



شکل (۱۴): توپولوژی شبکه ۳۳ باس در حالت دوم



شکل (۱۵): توپولوژی شبکه ۳۳ باس در حالت سوم



شکل (۱۶): توپولوژی شبکه ۳۳ باس در حالت چهارم

۴. نتیجه گیری

در این مطالعه یک مدل تصادفی برنامه ریزی مخروطی عدد صحیح برای بازآرایی بهینه پویا در شبکه‌های توزیع هو شمند برای یک دوره ۲۴ ساعته پیشنهاد شد. مدل پیشنهادی یک مدل پخش بار بهینه با در نظر گرفتن برنامه مدیریت سمت تقاضا، سیستم‌های ذخیره انرژی، منابع تولید پراکنده، پارکینگ‌های خودروهای برقی به منظور کاهش تلفات سیستم، کاهش هزینه خرید انرژی و کاهش قطعی منابع تجدیدپذیر می‌باشد. مدل تصادفی منابع انرژی تجدیدپذیر بر اساس روش مبتنی بر سناریو بدست آمده است که می‌تواند عدم قطعیت‌های این منابع را به خوبی مدل سازی کند. شبکه استاندارد ۳۳ باس برای تجزیه و تحلیل مدل پیشنهادی انتخاب شد که حالت‌های مختلف در نظر گرفته شده برای مدیریت سمت تقاضا نشان از عملکرد موثر روش پیشنهادی می‌داد.

- [۱] S. -M. Razavi, H. -R. Momeni, M. -R. Haghifam and S. Bolouki, "Multi-Objective Optimization of Distribution Networks via Daily Reconfiguration," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. ۳۷, no. ۲, pp. ۷۷۵-۷۸۵, ۲۰۲۲, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TPWRD.۲۰۲۱.۳۰۷۰۷۹۶.
- [۲] J. Wang, W. Wang, H. Wang and H. Zuo, "Dynamic Reconfiguration of Multiobjective Distribution Networks Considering DG and EVs Based on a Novel LDBAS Algorithm," *IEEE Access*, vol. ۸, pp. ۲۱۶۸۷۳-۲۱۶۸۹۳, ۲۰۲۰, doi: ۱۰.۱۱۰۹/ACCESS.۲۰۲۰.۳۰۴۱۳۹۸.
- [۳] H. Sekhavatmanesh and R. Cherkaoui, "A Multi-Step Reconfiguration Model for Active Distribution Network Restoration Integrating DG Start-Up Sequences," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. ۱۱, no. ۴, pp. ۲۸۷۹-۲۸۸۸, Oct. ۲۰۲۰, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TSTE.۲۰۲۰.۲۹۸۰۸۹۰.
- [۴] Q. Chen, W. Wang, H. Wang, J. Wu, X. Li and J. Lan, "A Social Beetle Swarm Algorithm Based on Grey Target Decision-Making for a Multiobjective Distribution Network Reconfiguration Considering Partition of Time Intervals," *IEEE Access*, vol. ۸, pp. ۲۰۴۹۸۷-۲۰۵۰۱۳, ۲۰۲۰, doi: ۱۰.۱۱۰۹/ACCESS.۲۰۲۰.۳۰۳۶۸۹۸.
- [۵] W. Huang, W. Zheng and D. J. Hill, "Distribution Network Reconfiguration for Short-Term Voltage Stability Enhancement: An Efficient Deep Learning Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. ۱۲, no. ۶, pp. ۵۳۸۵-۵۳۹۵, ۲۰۲۱, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TSG.۲۰۲۱.۳۰۹۷۳۳۰.
- [۶] A. Azizivahed et al., "Energy Management Strategy in Dynamic Distribution Network Reconfiguration Considering Renewable Energy Resources and Storage," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. ۱۱, no. ۲, pp. ۶۶۲-۶۷۳, ۲۰۲۰, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TSTE.۲۰۱۹.۲۹۰۱۴۲۹.
- [۷] Y. Gao, W. Wang, J. Shi and N. Yu, "Batch-Constrained Reinforcement Learning for Dynamic Distribution Network Reconfiguration," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. ۱۱, no. ۶, pp. ۵۳۵۷-۵۳۶۹, ۲۰۲۰, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TSNG.۲۰۲۰.۳۰۵۲۷۰.
- [۸] Z. Li, W. Wu, B. Zhang and X. Tai, "Analytical Reliability Assessment Method for Complex Distribution Networks Considering Post-Fault Network Reconfiguration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. ۳۵, no. ۲, pp. ۱۴۵۷-۱۴۶۷, ۲۰۲۰, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TPWRS.۲۰۱۹.۲۹۳۶۵۴۳.
- [۹] Y. Song, Y. Zheng, T. Liu, S. Lei and D. J. Hill, "A New Formulation of Distribution Network Reconfiguration for Reducing the Voltage Volatility Induced by Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. ۳۵, no. ۱, pp. ۴۹۶-۵۰۷, Jan. ۲۰۲۰, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TPWRS.۲۰۱۹.۲۹۲۶۳۱۷.
- [۱۰] C. Wang, S. Lei, P. Ju, C. Chen, C. Peng and Y. Hou, "MDP-Based Distribution Network Reconfiguration With Renewable Distributed Generation: Approximate Dynamic Programming Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. ۱۱, no. ۴, pp. ۳۶۲۰-۳۶۳۱, July ۲۰۲۰, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TSNG.۲۰۱۹.۲۹۶۳۶۹۶.
- [۱۱] E. Kianmehr, S. Nikkha, V. Vahidinasab, D. Giaouris and P. C. Taylor, "A Resilience-Based Architecture for Joint Distributed Energy Resources Allocation and Hourly Network Reconfiguration," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. ۱۵, no. ۱۰, pp. ۵۴۴۴-۵۴۵۵, Oct. ۲۰۱۹, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TII.۲۰۱۹.۲۹۰۱۵۳۸.

- [۱۲] H. Wu, P. Dong and M. Liu, "Optimization of Network-Load Interaction With Multi-Time Period Flexible Random Fuzzy Uncertain Demand Response," *IEEE Access*, vol. ۷, pp. ۱۶۱۶۳۰-۱۶۱۶۴۰, ۲۰۱۹, doi: ۱۰.۱۱۰۹/ACCESS.۲۰۱۹.۲۹۴۰۷۲۱.
- [۱۳] S. Yin, J. Wang and H. Gangammanavar, "Stochastic Market Operation for Coordinated Transmission and Distribution Systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. ۱۲, no. ۴, pp. ۱۹۹۶-۲۰۰۷, Oct. ۲۰۲۱, doi: ۱۰.۱۱۰۹/TSTE.۲۰۲۱.۳۰۷۶۰۳۷.
- [۱۴] M. Hemmati, B. Mohammadi-Ivatloo, M. Abapour and A. Anvari-Moghaddam, "Optimal Chance-Constrained Scheduling of Reconfigurable Microgrids Considering Islanding Operation Constraints," *IEEE Systems Journal*, vol. ۱۴, no. ۴, pp. ۵۳۴۰-۵۳۴۹, Dec. ۲۰۲۰, doi: ۱۰.۱۱۰۹/JSYST.۲۰۲۰.۲۹۶۴۶۳۷.
- [۱۵] Ehsan Kazemi-Robati, Mohammad Sadegh Sepasian, Hossein Hafezi, Hamidreza Arasteh, PV-hosting-capacity enhancement and power-quality improvement through multiobjective reconfiguration of harmonic-polluted distribution systems, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume ۱۴۰, ۱۰۷۹۷۲, ۲۰۲۲.
- [۱۶] Qingxin Shi, Fangxing Li, Jin Dong, Mohammed Olama, Xiaofei Wang, Chris Winstead, Teja Kuruganti, Co-optimization of repairs and dynamic network reconfiguration for improved distribution system resilience, *Applied Energy*, Volume ۳۱۸, ۲۰۲۲.
- [۱۷] Jyoti Shukla, Basanta K. Panigrahi, Prakash K. Ray, Stochastic reconfiguration of distribution system considering stability, correlated loads and renewable energy based DGs with varying penetration, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Volume ۲۳, ۱۰۰۳۶۶, ۲۰۲۰.
- [۱۸] Sijie Chen, Yongbiao Yang, Minglei Qin, Qingshan Xu, Coordinated multiobjective optimization of the integrated energy distribution system considering network reconfiguration and the impact of price fluctuation in the gas market, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume ۱۳۸, ۱۰۷۷۶, ۲۰۲۲.
- [۱۹] Yinpeng Qu, Chen Ching Liu, Jian Xu, Yuanzhang Sun, Siyang Liao, Deping Ke, A global optimum flow pattern for feeder reconfiguration to minimize power losses of unbalanced distribution systems, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume ۱۳۱, ۱۰۷۰۷۱, ۲۰۲۱.
- [۲۰] Jianchun Xu, Tingting Zhang, Yaxin Du, Wen Zhang, Tianyou Yang, Jifu Qiu, Islanding and dynamic reconfiguration for resilience enhancement of active distribution systems, *Electric Power Systems Research*, Volume ۱۸۹, ۱۰۶۷۴۹, ۲۰۲۰.
- [۲۱] Ehsan Kazemi-Robati, Mohammad Sadegh Sepasian, Fast heuristic methods for harmonic minimization using distribution system reconfiguration, *Electric Power Systems Research*, Volume ۱۸۱, ۱۰۶۱۸۵, ۲۰۲۰.
- [۲۲] Hossein Karimianfard, Hossein Haghghat, An initial-point strategy for optimizing distribution system reconfiguration, *Electric Power Systems Research*, Volume ۱۷۶, ۱۰۵۹۴۳, ۲۰۱۹.
- [۲۳] S. F. Santos, M. Gough, D. Z. Fitiwi, J. Pogeira, M. Shafie-khah and J. P. S. Catalão, "Dynamic Distribution System Reconfiguration Considering Distributed Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems," *IEEE Systems Journal*, doi: ۱۰.۱۱۰۹/JSYST.۲۰۲۱.۳۱۳۰۷۱۶.
- [۲۴] M. Mahdavi, H. H. Alhelou and M. R. Hesamzadeh, "An Efficient Stochastic Reconfiguration Model for Distribution Systems With Uncertain Loads," *IEEE Access*, vol. ۱۰, pp. ۱۰۶۴۰-۱۰۶۵۲, ۲۰۲۲, doi: ۱۰.۱۱۰۹/ACCESS.۲۰۲۲.۳۱۴۶۶۶۵.

- [۲۵] Prasad, P.S., Sushama, M. (۲۰۲۲). Distribution Network Reconfiguration and Capacitor Allocation in Distribution System Using Discrete Improved Grey Wolf Optimization. In: Mekhilef, S., Shaw, R.N., Siano, P. (eds) Innovations in Electrical and Electronic Engineering. ICEEE ۲۰۲۲. Lecture Notes in Electrical Engineering, vol ۸۹۴. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-19-1677-9_54

	لغت نامه
Self-Adaptive Modified Crow Search Algorithm	SAMCSA
Mixed-integer second-order cone programming	MISOCP
Mixed Integer Nonlinear Programming	MINLP
Lévy flight and chaos disturbed beetle antennae search	LDBAS
Social beetle swarm optimization	SBSO
Heuristic algorithm	HA
Linear Programming	LP
Data-driven batch-constrained reinforcement learning	DBRL
Mixed-integer conic programming	MICP
Mixed-integer quadratic programming	MIQP
Mixed-integer linear programming	MILP
Standard Branch and Bound	SBB
Self-adaptive particle swarm optimization	SAPSO
Chance-constrained goal programming	CCGP
Non-dominated Sorting Genetic Algorithm	NSGA-II
Evolutionary algorithm	EA
Spanning tree algorithm	STGA
Hybrid heuristic methods	HHA
Genetic algorithm-Particle swarm optimization	GA-PSO
Stochastic mixed-integer linear programming	SMILP
Discrete improved grey wolf optimization	DIGWO