بهره‌برداری ترکیبی از منابع پراکنده انرژی و بارهای پاسخگو در ریزشبکه

بابک رشیدی پور [*۱] ، حسین هارون آبادی [۲]

***۱- دانشجو، گروه برق، دانشکده فنی مهندسی ، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات شاهرود**

۲- استادیار، گروه برق، دانشکده فنی مهندسی ، دانشگاه آزاد اسلامی واحد اسلامشهر، haroonabadi@iiau.ac.ir

چکیده: این مقاله به ارائه یک مدل جامع جهت بهره‌برداری بهینه از ریزشبکه می پردازد. در این مدل، بهره‌برداری ریزشبکه با مدیریت همزمان سمت تقاضا و منابع پراکنده انرژی در یک افق زمانی ۲۴ ساعته صورت می‌گیرد. در نتیجه این امکان به ریزشبکه داده می‌شود تا بتواند با بهره‌برداری بهینه از این منابع، سود خود را حاصل از مشارکت در بازار انرژی و رزرو و فروش انرژی به مصرف‌کنندگان نهایی، حداکثر نماید. در این مدل تاثیر قیمت‌گذاری لحظه‌ای انرژی برای مشترکین متصل به ریزشبکه به عنوان ابزاری مناسب برای کنترل مصرف انرژی مشترکین و هزینه‌های بهره‌برداری از ریزشبکه در نظر گرفته شده است. مدل ارائه شده علاوه بر در نظر گرفتن پارامترهای فنی و اقتصادی منابع پراکنده انرژی، قیود امنیتی ریزشبکه ، امکان تبادل انرژی با ریزشبکه مجاور و عدم قطعیت تولید منابع تجدیدپذیر و تقاضای مصرف‌کنندگان را نیز شامل می‌شود. مدل پیشنهادی بصورت یک مسئله بهینه سازی و در قالب برنامه ریزی غیرخطی آمیخته به عدد صحیح (MINLP) ارائه شده است که توسط حل کننده DICOPT در نرم افزار GAMS حل شده است. مطالعات موردی انجام شده بر روی یک شبکه نمونه ۳۲ شینه توزیع، نشان می دهد که با بکارگیری طرح پیشنهادی، شرکت توزیع می تواند با اصلاح الگوی مصرف مشترکین مشارکت کننده سود خود را نسبت به حالتی که هزینه مصرف انرژی مشترکین با تعرفه ثابت محاسبه می شود، بیشتر افزایش دهد و بهره‌برداری بهینه‌تری از منابع پراکنده انرژی موجود در شبکه توزیع داشته باشد.

واژه‌های کلیدی: ریزشبکه، منابع پراکنده انرژی، مدیریت انرژی، پاسخگویی بار، قیمت گذاری لحظه ای

۱- مقدمه

جهت رسیدن به مفهوم شبکه هوشمند، شبکه در حال حرکت از مدل متمرکز کنونی به سمت ساختار غیر متمرکز و ارتباط هوشمند بین عناصر آن است. در این بین تولیدات پراکنده و ریز شبکه ها و کنترل هوشمند و مدیریت توان و انرژی آنها به عنوان پایه‌های اولیه شبکه هوشمند، جزیی از این مسیر خواهند بود [۱]. نفوذ گسترده منابع پراکنده انرژی، حسگرهای پیشرفته، ارتباط پرسرعت مخابراتی دو طرفه، اندازه‌گیرها و کنترل‌کننده‌های خودکار مصرف انرژی جهت مشارکت مصرف‌کنندگان در پاسخگویی به تغییرات قیمت انرژی از ویژگی‌های یک ریزشبکه می‌باشند. در یک ریزشبکه سیستم مدیریت انرژی در حضور واحدهای تولید پراکنده با قابلیت برنامه‌ریزی، واحدهای تولید پراکنده تصادفی، بارهای قابل قطع، واحدهای ذخیره ساز انرژی و مصرف‌کنندگان نهایی به عنوان هسته مرکزی وظیفه بهره‌برداری بهینه‌ی ریزشبکه را بر عهده دارد.

با توجه به ادبیات مربوطه، مطالعات بسیاری در مورد بهینه سازی بهره برداری از ریز شبکه ها انجام شده است. در [۲و۳] ، بهره برداری از ریز شبکه ها تحت استراتژی کنترل غیر متمرکز بحث شده است. مطالعات [۴-۹] با کنترل متمرکز از ریزشبکه ها موافقند

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]

[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012

و بهره برداری بهینه از ریزشبکه را بر این اساس انجام داده اند. در [۱۰] یک مدل بهینه سازی چند دوره برای یک ریز شبکه به هم پیوسته با کنترل سلسله مراتبی است که در بازار انرژی عمده فروشی شرکت به حداکثر رساندن سود خود را (به عنوان مثال درآمد ، هزینه ها) توسعه داده شده است. محدودیت هایی از جمله محدودیت نرخ شیب تولید DG[۱] ، حداکثر نرخ شارژ و میزان دشارژ ذخیره سازی الکتروشیمیایی ، حداکثر قابلیت شارژ و یا دشارژ گنجانیده شده است. مدل توسعه یافته توسط الگوریتم ژنتیک حل شده است.

مرجع [۱۱]، با در نظر گرفتن واحدهای تولید پراکنده بادی و پیل سوختی به ارائه یک مدل بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های توزیع پرداخته است که در این مدل با در نظر گرفتن تمامی قیود موجود، هزینه انرژی تامین شده از شبکه اصلی، توربین‌های بادی و پیل سوختی به همراه دو هدف دیگر یعنی تلفات کل سیستم و آلاینده-های تولید شده حداقل می‌گردند.

مرجع [۱۲] برنامه‌ریزی بهره‌برداری از یک شبکه توزیع را در افق زمانی کوتاه‌مدت مطابق ارائه می‌نماید. در این مرجع استراتژی بهره-برداری کوتاه‌مدت از شبکه دارای دو مرحله می‌باشد. در مرحله اول برنامه‌ریزی روز پیش‌رو انجام می‌پذیرد که در طی آن شرکت توزیع با هدف حداقل نمودن هزینه‌های کلی، تنظیمات تجهیزات کنترلی، تخصیص‌دهی منابع تولید پراکنده و میزان خرید از بازار عمده-فروشی را مشخص می‌نماید. در مرحله دوم از طریق یک استراتژی برنامه‌ریزی درون‌روزی و با توجه به داده‌های دقیق‌تر نقاط تنظیمی اصلاح می‌شود.

در مرجع [۱۳] یک مدل برای برنامه ریزی بهینه ریز شبکه با توجه به محدودیت چند دوره ای جزیره ای شدن پرداخته شده است. هدف به حداقل رساندن کل هزینه بهره برداری ریز شبکه که شامل هزینه تولید از منابع محلی و هزینه خرید انرژی از شبکه اصلی است می باشد. مساله برنامه ریزی بهینه به دو مساله اصلی برای حالت اتصال به شبکه و زیر مساله برای عمل جزیره ای تجزیه می شود. تصمیمات برنامه ریزی عدد صحیح مختلط در مساله اصلی خواهد بود و امکان سنجی عمل جزیره ای در زیر مسئله را مورد بررسی قرار می گیرد .

مرجع [۱۴] به ارائه یک مدل بهره‌برداری برای یک ریزشبکه با بالا نفوذ انرژی های تجدید پذیر و مدیریت سمت تقاضا عامل در حالت متصل به شبکه می پردازد. برای در نظر گرفتن نایقینی منابع انرژی تجدید پذیر ، یک رویکرد برنامه ریزی تصادفی معرفی شده است..

در مرجع [۱۵] مساله برای برنامه ریزی بهینه ریز شبکه در حضور واحدهای تجدید پذیر، با معرفی یک مفهوم مبتنی بر احتمال، احتمال خودکفایی، بمنظور اطمینان از تامین تقاضای محلی مدلسازی شده است.

این مقاله در این راستا، یک چارچوب جامع جهت مدیریت بهینه انرژی و برنامه‌ریزی روزانه ریزشبکه در حضور نفوذ گسترده منابع پراکنده انرژی و برنامه‌های پاسخگویی ارائه می دهد. با بکارگیری مدل پیشنهادی ریز شبکه سود خود را حاصل از مشارکت در بازارهای انرژی و رزرو و فروش انرژی به مشترکین توزیع بیشینه می نماید. در این مدل تاثیر قیمت‌گذاری لحظه ای (RTP)[۲] انرژی برای مشترکین متصل به ریزشبکه در کنار پارامترهای فنی و اقتصادی منابع پراکنده انرژی، قیود امنیتی ریزشبکه، امکان تبادل انرژی با ریزشبکه مجاور و عدم قطعیت تولید منابع تجدیدپذیر و تقاضای مصرف‌کنندگان در نظر گرفته می‌شود. شبیه‌سازی‌ها بر روی یک شبکه نمونه ۳۲ شینه توزیع انجام شده و توسط حل کننده **DICOPT** در نرم افزار **GAMS** حل شده است.

ادامه مباحث این مقاله در چهار بخش تدوین شده است. در بخش دوم مدل‌سازی برنامه‌ریزی روزانه شرکت توزیع در حضور منابع پراکنده انرژی و برنامه‌های پاسخ تقاضا در نظر گرفتن پاسخ تقاضا وعدم قطعیت های توان بادی و تقاضا مدلسازی می‌شود. در بخش سوم مدل استخراج شده با استفاده از یک شبکه تست ۳۲ شینه شبیه سازی گردیده و نتایج ارائه و مورد تحلیل واقع می‌شود. نتیجه گیری کلی و پیشنهادات در بخش چهارم ارائه می‌شود.

۲- مدل‌سازی برنامه‌ریزی روزانه شرکت توزیع در حضور منابع پراکنده انرژی و قیمت گذاری لحظه‌ای

در این قسمت فرمولاسیون ریاضی برنامه‌ریزی روزانه شرکت توزیع در حضور منابع پراکنده انرژی و با فرض مشارکت مصرف‌کنندگان در برنامه RTP و پاسخگویی آن‌ها به تغییرات در بهای انرژی، جهت تعامل بهینه شرکت توزیع در بازار انرژی و رزرو ارائه می‌شود. در برنامه‌ریزی روزانه شرکت توزیع، سیستم مدیریت انرژی با در نظر گرفتن مسائل فنی و اقتصادی منابع پراکنده انرژی و تجهیزات شبکه توزیع، پیش بینی قیمت بازار، ارتباط با مصرف‌کنندگان و پیش بینی تقاضای آن‌ها و نیز پیش بینی تولید منابع تجدیدپذیر در مورد:

- تعیین بهای انرژی مصرف‌کنندگان در جهت مدیریت بهینه تقاضای آن‌ها
- برنامه‌ریزی تولید منابع پراکنده با قابلیت برنامه‌ریزی
- تصمیم گیری در مورد بارهای قابل قطع
- وضعیت ذخیره سازهای انرژی
- تبادل توان با شبکه‌های توزیع مجاور

با حل یک مسئله بهینه سازی تصمیم گیری می‌نماید. در مدل ارائه شده هدف بیشینه سازی سود شرکت توزیع می‌باشد. بنابراین مدل پیشنهادی یک مسئله بهینه سازی با تابع هدف و قیودی که در ادامه ذکر می‌شود، می‌باشد:

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012

تابع هدف:

$$
\begin{aligned}
MAX\ Benefit &= \sum_{t=1}^{24}\left[\sum_{c=1}^{n_c} d_c(t)\cdot\rho_c(t)\right] \\
&+\sum_{t=1}^{24}\left\{r_t\times\left(\rho_{E,t}+\rho_{R,t}\right)+\left(1-r_t\right)\times\rho_{R,t}\right\}\times R_t \\
&-\sum_{t=1}^{24}\sum_{i\in S_{\text{int}}}\left(\rho_{\text{int},t}\times P_{\text{int},t,i}\right)-\sum_{t=1}^{24}\sum_{i\in S_{sub}}\left(\rho_{E,t}\times P_{sub,t,i}\right) \\
&-\sum_{t=1}^{24}\sum_{i\in S_{EES}} C_{EES,t,i}\left(P_{EES,t,i}\right)-\sum_{t=1}^{24}\sum_{i\in S_{DG}}\left\{\left[r_t\times C_{DG,t,i}\right.\right. \\
&\left.\left(P_{DG,t,i}+R_{DG,t,i}\right)+(1-r_t)\times C_{DG,t,i}\left(P_{DG,t,i}\right)\right] \\
&\left.\cdot L_{t,i}+STC_{DG,i}\cdot M_{t,i}+SDC_{DG,i}\cdot N_{t,i}\right\} \\
&-\sum_{t=1}^{24}\sum_{i\in S_{IL}}\left(C_{IL,t,i}\times P_{IL,t,i}\right)-\sum_{t=1}^{24}\sum_{i\in S_{IL}} \\
&\left(r_t\times C_{IL,t,i}\times R_{IL,t,i}\right)
\end{aligned}
\qquad (۱)
$$

قسمت اول رابطه (۱) نمایانگر درآمد ناشی از فروش انرژی به مصرف‌کنندگان، قسمت دوم درآمد ناشی از مشارکت در بازار رزرو چرخان می‌باشند. قسمت سوم و چهارم به ترتیب هزینه تبادل توان با شرکت توزیع همسایه و خرید/فروش انرژی از بازار می‌باشند. دیگر قسمت‌ها به ترتیب نشان دهنده هزینه بهره‌برداری از ذخیره سازهای انرژی، هزینه بهره برداری از منابع تولید پراکنده قابل برنامه‌ریزی بعلاوه هزینه راه‌اندازی و خاموش شدن، هزینه ناشی از بارهای قابل قطع می‌باشند.

قیود:

• قیود تقاضای انرژی:

پاسخ مصرف کننده به تغییرات قیمت در طول روز:

در برنامه RTP، انرژی مصرفی توسط مصرف‌کنندگان به صورت ساعتی به وسیله کنتورها ثبت می‌شود و صورتحساب آن‌ها بر اساس قیمت لحظه‌ای انرژی محاسبه می‌شود. با در دسترس بودن قیمت لحظه‌ای برای مصرف کنندگان، آن‌ها سعی می‌کنند تا به شکل بهینه به تغییرات قیمت پاسخ دهند. هر مصرف کننده در سیستم قدرت یک نهاد مستقل است که به طور مستقل نیز رفتار می‌کند. پاسخ‌های متفاوت انواع مصرف‌کنندگان به سناریوهای مختلف قیمت برق به طور تحلیلی توسط مفهوم تابع استفاده با تابع بهره آن‌ها مدل شود. مفهوم کشش قیمتی تقاضا به عنوان یک مقیاس جهت سنجش پاسخ مصرف کننده به تغییرات قیمت در نظر گرفته شده است. پاسخ مصرف‌کنندگان به تغییرات قیمت انرژی در طول یک افق ۲۴ ساعته می‌تواند بر اساس قیمت اولیه انرژی و تقاضای اولیه روزانه طبق معادله (۲) مدل شود [۱۶]. رابطه (۲) نشان می‌دهد که چگونه برنامه RTP میزان مصرف مشترک را تغییر می‌دهد و اینکه چگونه حداکثر بهره مصرف کننده در یک بازه زمانی ۲۴ ساعته و در حضور برنامه RTP بدست می‌آید. ذکر این نکته ضروری است که در اینجا مقدار تقاضای اولیه و تعرفه اولیه انرژی از قبل مشخص است و نرخ‌های RTP به مصرف کنندگان ارسال می‌شود.

$$
d_c(t)=d_{0c}(t)\left\{1+\frac{E_c(t)\left[\rho_c(t)-\rho_{0c}(t)\right]}{\rho_{0c}(t)}+\sum_{\substack{h=1\\h\neq t}}^{24}E_c(t,h)\frac{\left[\rho_c(h)-\rho_{0c}(h)\right]}{\rho_{0c}(h)}\right\} \qquad (۲)
$$

•قیود واحدهای تولید پراکنده با قابلیت برنامه‌ریزی:

حدود تولید واحد:

$$P_{DG,i}^{\min}\cdot L_{t,i}\le P_{DG,t,i}\ \forall i\in S_{DG} \qquad (۳)$$

$$\left(P_{DG,t,i}+R_{DG,t,i}\right)\le P_{DG,i}^{\max}\cdot L_{t,i}\ \forall i\in S_{DG} \qquad (۴)$$

قیود شیب واحد:

$$P_{DG,t+1,i}-P_{DG,t,i}\le 60\times RR_{DG,i}\ \forall i\in S_{DG},t=0,1,\ldots,(t-1) \qquad (۵)$$

$$P_{DG,t,i}-P_{DG,t+1,i}\le 60\times RR_{DG,i}\ \forall i\in S_{DG},\ t=0,1,\ldots,(t-1),P_{DG,t,i}\,|_{t=0}=0 \qquad (۶)$$

زمان‌های حداقل فعالیت و توقف:

$$\sum_{k=1}^{MUT}L_{t+k-1,i}\ge MUT \qquad (۷)$$

$$\sum_{k=1}^{MDT}\left(1-L_{t+k-1,i}\right)\ge MDT \qquad (۸)$$

حدود رزرو چرخان:

$$0\le R_{DG,t,i}\cdot L_{t,i}\le\min\left(10\times RR_i,P_{DG,i}^{\max}-P_{DG,t,i}\right) \qquad (۹)$$

قیود هماهنگی:

$$
\begin{cases}
L_{t,i}-L_{t-1,i}\le M_{t,i}\\
L_{t-1,i}-L_{t,i}\le N_{t,i}\\
L_{t,i}-L_{t-1,i}=M_{t,i}-N_{t,i}
\end{cases}
\qquad (۱۰)
$$

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012

قیود ذخیره ساز انرژی:

$$E_{t,i} = E_{t-1,i} + \eta_{Ch} \times P_{Ch,t,i} - P_{Dch,t,i} \forall i \in S_{EES},\ t = 0,1,\ldots,24 \quad (۱۱)$$

$$0 \le P_{Ch,t,i} \le P_{Ch,t,i}^{\max} \quad (۱۲)$$

$$0 \le P_{Dch,t,i} \le P_{Dch,t,i}^{\max} \quad (۱۳)$$

$$E_{t,i}^{\min} \le E_{t,i} \le E_{t,i}^{\max} \quad (۱۴)$$

$$P_{Ch,t,i} - P_{Ch,t-1,i} \le P_{Ch,i}^{\lim} \quad (۱۵)$$

$$P_{Dch,t,i} - P_{Dch,t-1,i} \le P_{Dch,t,i}^{\lim} \quad (۱۶)$$

<u>قیود بارهای قابل قطع:</u>

$$P_{IL,t,i}^{\min} \cdot F_{t,i} \le P_{IL,t,i} \le P_{IL,t,i}^{\max} \cdot F_{t,i} \quad (۱۷)$$
$$\forall i \in S_{IL}, \forall t \in S_{t,IL}$$

$$P_{IL,t,i}^{\min} \cdot F_{t,i} \le P_{IL,t,i} + R_{IL,t,i} \le P_{IL,t,i}^{\max} \cdot F_{t,i} \quad (۱۸)$$
$$\forall i \in S_{IL}, \forall t \in S_{t,IL}$$

<u>قیود شبکه:</u>

قیود پخش بار:

$$P_{sub,t,i} + P_{DG,t,i} + P_{NDG,t,i} + P_{\text{int},t,i} + P_{IL,t,i} + \left(P_{Ch,t,i} - \eta_{dis} \times P_{Dch,t,i}\right) - P_{d,t,i} = \sum_{j=1}^{N} \left|V_{t,i}\right|\left|V_{t,j}\right|\left|Y_{ij}\right| \cos\left(\delta_{t,j} - \delta_{t,i} + \theta_{ij}\right) \quad (۱۹)$$
$$\forall i \in S_N, t = 0,1,\ldots,24$$

$$Q_{sub,t,i} + Q_{DG,t,i} + Q_{\text{int},t,i} + Q_{IL,t,i} - Q_{d,t,i} = -\sum_{j=1}^{N} \left|V_{t,i}\right|\left|V_{t,j}\right|\left|Y_{ij}\right| \sin\left(\delta_{t,j} - \delta_{t,i} + \theta_{ij}\right) \quad (۲۰)$$
$$\forall i \in S_N, t = 0,1,\ldots,24$$

$$Q_{IL,t,i} = \tan\left(\cos^{-1}\left(PF_i\right)\right) \times P_{IL,t,i} \quad (۲۱)$$

قید کفایت توان سیستم:

همان‌طور که در قسمت قبل ذکر شد، نگهداری ظرفیت رزرو در سطح قابل قبول در حین برنامه‌ریزی بهره‌برداری شرکت توزیع بر اساس فرآیند بهینه سازی با اهدافی نظیر کنترل عدم قطعیت تولید منابع تجدیدپذیر و تقاضای مصرف‌کنندگان در پاسخ به تغییرات قیمت انرژی ضروری می‌باشد. بنابراین برای تولید بادی و تقاضای روزانه مصرف‌کنندگان دو مؤلفه میانگین و انحراف معیار در نظر گرفته شده است. با در نظر گرفتن تولید بادی به عنوان بار منفی و همچنین تئوری جمع دو توزیع نرمال، بار خالص روزانه نیز دارای دو مؤلفه میانگین و انحراف معیار به صورت رابطه زیر خواهد بود (به این نکته توجه شود، که از همبستگی بین تولیدی بادی و بار صرف نظر شده است که مقدار ناچیزی است [۱۷]):

$$\mu = P_{Dnet,t}^{mean} = P_{D,t}^{mean} - P_{wind,t}^{mean} \quad (۲۲)$$

$$\sigma_{P_{Dnet,t}} = \sqrt{\sigma_{P_{D,t}}^2 + \sigma_{P_{wind,t}}^2} \quad (۲۳)$$

یک قید کفایت توان احتمالاتی به منظور در نظر گرفتن عدم قطعیت در پیش بینی تقاضای روزانه و تولید بادی در برنامه‌ریزی روزانه شرکت توزیع لحاظ شده‌است:

$$prob\left(P_{Dnet,t} \le \sum_{i \in S_{DG}} P_{DG,t,i}^{\max} \cdot L_{t,i} + \sum_{i \in S_{\text{int}}} P_{\text{int},i}^{\max} + \sum_{i \in S_{sub}} P_{sub,i}^{\max} + \sum_{i \in S_{IL}} P_{IL,t,i} \cdot F_{t,i} + \sum_{i \in S_{EES}} (\eta_{Dch} \times P_{Dch,t,i} - P_{Ch,t,i})\right) \ge \beta \quad (۲۴)$$
$$t = 1,..,24$$

که حداکثر توان تولیدی واحد تولید پراکنده با قابلیت برنامه‌ریزی i ام در طول ساعت t می‌باشد که مطابق رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$P_{DG,t,i}^{\max} = \min\left(60 \times RR_{DG,i} + P_{DG,t-1,i}, P_{DG,i}^{\max}\right) \quad (۲۵)$$

بنابراین هم ارز قطعی رابطه (۲۴) می‌تواند به صورت رابطه زیر نوشته شود:

$$\left(\sum_{i \in S_{DG}} P_{DG,t,i}^{\max} \cdot L_{t,i} + \sum_{i \in S_{\text{int}}} P_{\text{int},i}^{\max} + \sum_{i \in S_{sub}} P_{sub,i}^{\max} + \sum_{i \in S_{IL}} P_{IL,t,i} \cdot F_{t,i} + \sum_{i \in S_{EES}} (\eta_{Dch} \times P_{Dch,t,i} - P_{Ch,t,i}) \ge P_{Dnet,t}^{mean} + \lambda \sigma_{P_{Dnet,t}}\right) \quad (۲۶)$$

بهره‌بردار ریزشبکه می‌تواند سطح اطمینان را انتخاب یک مقدار بالا برای λ بهبود بخشد. به طبع آن تعداد منابع تولید پراکنده مشارکت داده شده افزایش خواهد یافت و ظرفیت بیشتری برای تأمین تقاضای مصرف کننده در زمان حقیقی فراهم می‌شود.

حدود فیدرها:

$$\left|S_{ij,t}\left(V_t, \delta_t\right)\right| \le S_{ij}^{\max} \quad (۲۷)$$

حدود ولتاژ باس‌ها:

$$V_i^{\min} \le V_{t,i} \le V_i^{\max} \quad (۲۸)$$

حد ظرفیت پست:

$$P_{sub,t} \le P_{sub}^{\max} \quad (۲۹)$$

حد تبادل توان با ریزشبکه مجاور:

$$\left|P_{\text{int},t,i}\right| \le P_{\text{int},i}^{\max} \quad (۳۰)$$

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012

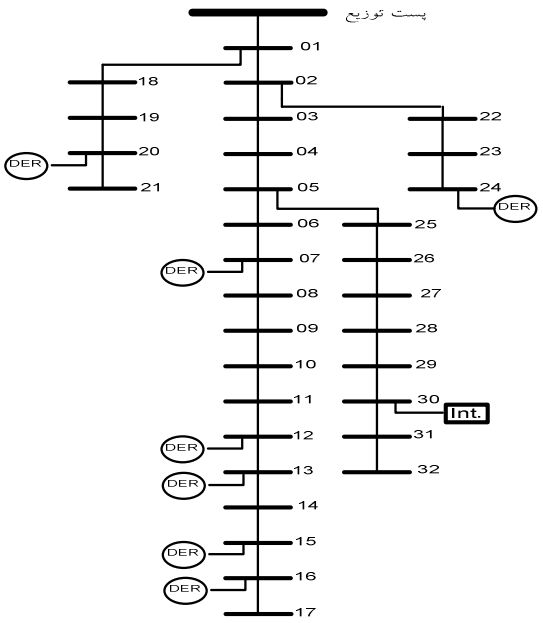
۲-۱-روش حل:

مدل پیشنهادی ارائه شده جهت برنامه‌ریزی روزانه شرکت توزیع یک مسئله بهینه‌سازی برنامه ریزی غیرخطی آمیخته به عدد صحیح (MINLP)[۳] می‌باشد که توسط حل کننده DICOPT در نرم افزار GAMS حل می گردد[۱۸]. در شرایط خاص، امکان اینکه پاسخ به دست آمده از DICOPT لزوما بهترین راه حل ممکن نباشد وجود دارد. علاوه بر این موضوع، این حل کننده توانایی برخورد مناسب با تقعر مسائل گوناگون را دارد. با توجه به این مسائل می توان ادعا کرد که پاسخ یافت شده به احتمال بسیار زیاد بهترین پاسخ ممکن می باشد. این مسئله به دلیل ماهیت غیرخطی قیود پخش بار یک مسئله برنامه ریزی غیرخطی آمیخته به عدد صحیح می باشد. لذا به منظور افزایش احتمال یافتن بهترین پاسخ ممکن، ابتدا یک مسئله MIP[۴] بدون در نظر گرفتن محدودیت های ریزشبکه و با فرض اینکه تمامی DER[۵] ها در نقطه اتصال پست اصلی به شبکه بالادست حاضر می باشند حل شده و سپس این پاسخ به دست آمده به عنوان شرایط اولیه و ورودی مسئله برنامه ریزی غیرخطی آمیخته به عدد صحیح به کار می رود.

۳- مطالعات عددی و تحلیل نتایج بدست آمده از مدل پیشنهادی

در این قسمت به ارائه نتایج عددی حاصل از بکارگیری مدل ارائه شده در قسمت قبل بر روی شبکه ۳۲ شینه ی (شکل ۱) و در حضور منابع پراکنده انرژی با همان مشخصات ارائه شده در پیوست، پرداخته شده است. شین های کاندید برای نصب DG ها و ظرفیت آن‌ها بر اساس مطالعات انجام شده در مرجع [۱۹] می‌باشد. به منظور مطالعه و بررسی برنامه‌ریزی روزانه ریزشبکه پیش بینی قیمت روزانه انرژی و رزرو چرخان و هم چنین پیش‌بینی منحنی بار NYISO's LONGIL در تاریخ ۲۴ جولای سال ۲۰۱۳ میلادی مورد استفاده قرار گرفته‌است [۲۰]. منحنی بار روزانه مذکور با توجه به مشخصات بار سیستم مورد مطالعه مقیاس شده است. پیش بینی بار روزانه، تولید واحدهای بادی، هزینه تبادل با ریز شبکه همسایه و قیمت‌های انرژی و رزرو چرخان در پیوست آمده است. همچنین مشترکین متصل به شبکه نمونه از سه نوع خانگی، تجاری و صنعتی در نظر گرفته شده‌اند و فرض شده است که مشترکین متصل به یک شین همگی از یک نوع هستند. مقادیر کشش تقاضا برای هر گروه از مصرف کنندگان نیز مطابق مقادیر انتخابی در جدول ۱ می‌باشند.

در ابتدا مدل پیشنهادی برای مشارکت شرکت توزیع در بازار انرژی، شبیه سازی و نتایج آن تحلیل می‌شود. در ادامه به بررسی مدل برای مشارکت شرکت توزیع در بازارهای انرژی و رزرو چرخان پرداخته می‌شود. لازم به ذکر است که در هر دو حالت فرض شده است که مصرف کننده در هر ساعت تنها قادر است ۱۵٪ از مصرف اولیه خود را کاهش یا افزایش دهد. میزان مشارکت مصرف کنندگان در طرح قیمت گذاری پیشنهادی ۵۰ در صد در نظر گرفته شده است.



شکل (۱): شبکه ۳۲ شینه شعاعی توزیع نمونه

جدول (۱): مقادیر کشش خودی و متقابل

نوع مصرف کننده		اوج بار (ساعات ۱۳ تا ۱۸)	میان باری (ساعات ۸ تا ۱۲ و ۱۹ تا ۲۲)	کم باری (ساعات ۲۳ تا ۷)
مصرف کننده خانگی(شینهای ۵، ۸، ۹، ۱۰، ۱۱، ۱۲، ۱۴، ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۱۸، ۱۹، ۲۰، ۲۱، ۲۰، ۲۲، ۲۵، ۲۶، ۲۷، ۳۲)	اوج بار	-۰.۲۴	۰.۰۷	۰.۱۰
	میان باری	۰.۰۷	-۰.۱۸	۰.۰۶
	کم باری	۰.۱۰	۰.۰۶	-۰.۱۵
مصرف کننده تجاری (شینهای ۱، ۳، ۶، ۷، ۱۳، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱)	اوج بار	-۰.۲۶	۰.۰۸	۰.۰۶
	میان باری	۰.۰۸	-۰.۲۲	۰.۰۸
	کم باری	۰.۰۶	۰.۰۸	-۰.۱۰
مصرف کننده صنعتی (شینهای ۲۳و ۲۴)	اوج بار	-۰.۲۸	۰.۱۲	۰.۱۴
	میان باری	۰.۱۲	-۰.۲۴	۰.۰۸
	کم باری	۰.۱۴	۰.۰۸	-۰.۱۲

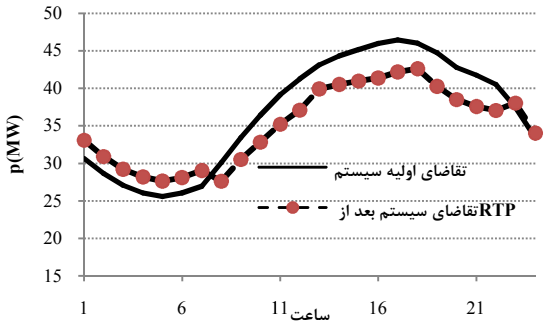
[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012

۳-۱- مشارکت شرکت توزیع در بازار انرژی

در این قسمت ریزشبکه سعی می‌کند تا با قیمت گذاری لحظه‌ای بهینه انرژی و همچنین با برنامه ریزی بهینه منابع پراکنده انرژی سود خود را از طریق مشارکت در بازار انرژی روز قبل و فروش انرژی به مشترکین خود، با در نظر گرفتن قیود فنی شبکه و نایقینی تولید بادی و تقاضای مصرف کنندگان بیشینه نماید.

انحراف معیار تولید بادی ۱۰ درصد مقادیر پیش بینی شده فرض شده است. اما با توجه به پاسخ پذیر بودن مصرف کنندگان در مدل ارائه شده در این فصل انحراف معیار تقاضای مصرف کنندگان ۵ درصد مقادیر پیش بینی شده در نظر گرفته شده است. نتایج بدست آمده از حل مسئله بهینه سازی برای $\lambda=2$ برای حالت بدون استفاده از RTP و حالت با RTP در شکل‌های ۲ تا ۷ نشان داده شده است.

شکل ۲ تأثیر این قیمت‌های لحظه ای بر روی منحنی بار روزانه شبکه را نشان می‌دهد. با ارسال قیمت‌های لحظه‌ای محاسبه شده به مشترکین، علاوه بر کاهش بار در ساعات اوج بار، مقداری از تقاضای مصرف کنندگان به ساعات کم باری منتقل شده است. همان‌طور که مشخص است، ریزشبکه با پیشنهاد قیمت‌های پایین در ساعات کم باری و ایجاد مشوق باعث جابجایی مقدار قابل توجهی از بار به این ساعات شده است که در کل منجر به هموارتر شدن منحنی تقاضای روزانه مصرف کنندگان گردیده است.



شکل (۲): منحنی تقاضای روزانه مصرف کنندگان

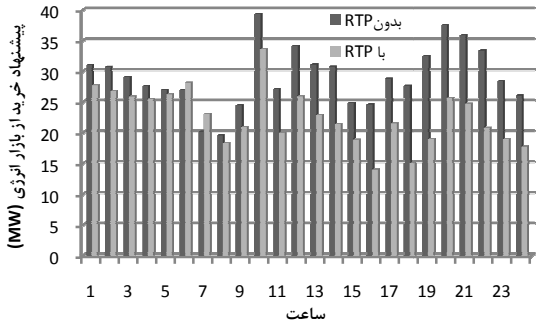
شکل ۳ میزان توان پیشنهادی ریزشبکه جهت خرید از بازار انرژی را نشان می‌دهد. همان‌طور مشخص است، میزان توان خریداری شده از بازار انرژی توسط ریز شبکه در ساعات ۷ تا ۱۸ که قیمت انرژی در بازار نسبت به هزینه بهره برداری از منابع پراکنده انرژی و خرید انرژی از ریزشبکه همسایه بالاتر می‌باشد، کاهش پیدا کرده است و ریزشبکه با بهره برداری از منابع پراکنده انرژی و همچنین پیشنهاد قیمت لحظه‌ای بالاتر برای مصرف کنندگان در این ساعات سعی در کاهش هزینه‌های بهره برداری و در نهایت افزایش سود خود را دارد. نکته دیگر اینکه استفاده از طرح RTP پیشنهادی منجر به کاهش پیشنهاد خرید انرژی در ساعات اوج بار و افزایش آن در ساعات کم باری (که قیمت انرژی در بازار پایین است) نسبت به حالت بدون RTP می‌شود.

شکل ۴ میزان توان تولیدی DG های قابل برنامه ریزی را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است همگی این واحدها در ساعاتی که قیمت برق در بازار انرژی بالاست، در حداکثر توان خروجی خود بهره برداری شده‌اند. همچنین، واحدهای ۱ و ۴ که هزینه بهره برداری آن‌ها کمتر از دو واحد دیگر می‌باشد، در قبل و بعد از ساعات مذکور در مدار قرار گرفته‌اند. نکته جالب دیگر اینکه با استفاده از طرح RTP پیشنهادی و در نتیجه آن اصلاح شدن الگوی مصرف مشترکین، میزان ظرفیت رزرو مورد نیاز ریز شبکه کاهش یافته و بهره برداری اقتصادی‌تری از DG ها نسبت به حالت بدون RTP صورت می‌گیرد.

میزان انرژی ذخیره شده در دو واحد EES[۱] موجود در شبکه در شکل ۵ نشان داده شده است. همان‌طور که قابل مشاهده می‌باشد، این واحدها در ساعاتی که قیمت برق در کمترین مقدار خود قرار دارد (۲ تا ۵) شارژ شده و در ساعات ۱۳ تا ۱۷که قیمت انرژی در بازار برق در بالاترین مقدار خود قرار دارد، دشارژ شده‌اند.

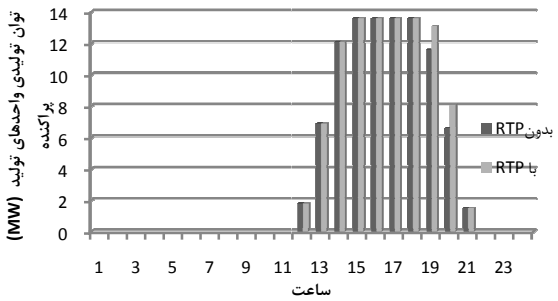
شکل ۶ میزان توان وارد شده از ریز شبکه مجاور را نمایش می‌دهد. با توجه به قیمت انرژی در بازار برق و همچنین هزینه تبادل انرژی ملاحظه می‌شود که ریز شبکه در بهینه ترین ساعات ممکن به تبادل توان با ریزشبکه مجاور خود پرداخته است.

میزان توان برنامه‌ریزی شده جهت کاهش بار IL[۲] ها در شکل ۷ نمایش داده شده است. همان‌طور که نشان داده شده، در حالت با RTP در ساعاتی که قیمت خرید انرژی از بازار برق از هزینه کاهش بار IL ها (۸۵ $/MWh) بیشتر می‌باشد لذا ریز شبکه تصمیم به قرارداد کاهش بار IL را دارد.

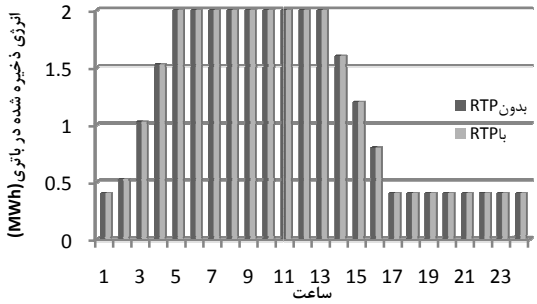


شکل ۳۰): پیشنهاد خرید توان از بازار انرژی روز قبل

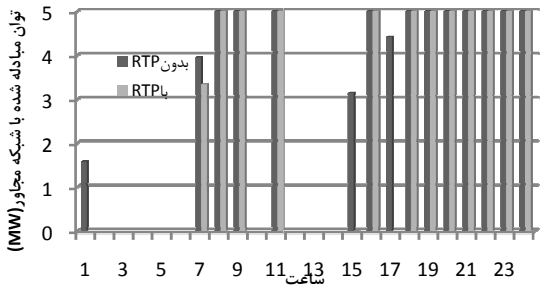
[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012



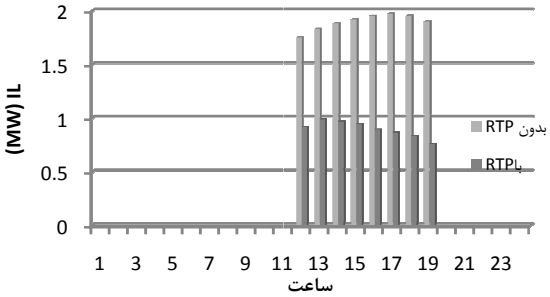
شکل(۴): توان تولیدی DG های قابل برنامه‌ریزی



شکل(۵): میزان انرژی ذخیره شده در EES ها



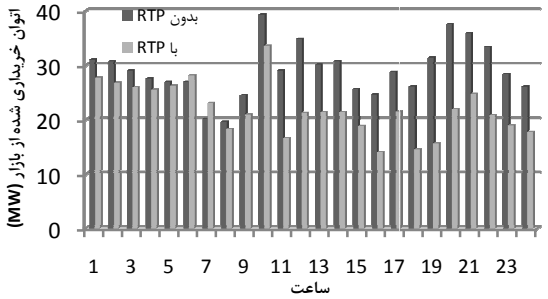
شکل (۶): توان وارد شده از ریز شبکه مجاور از طریق intertie باس ۳۰



شکل (۷): میزان توان برنامه‌ریزی شده جهت کاهش بار IL ها

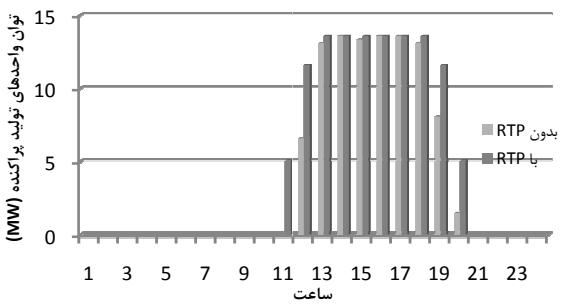
۳-۲- مشارکت ریزشبکه در بازار انرژی و رزرو

در این قسمت فرض شده است که ریز شبکه سعی می‌کند تا با قیمت گذاری لحظه‌ای انرژی و همچنین با برنامه‌ریزی بهینه منابع پراکنده انرژی سود خود را در بازار انرژی و رزرو چرخان روز قبل با در نظر گرفتن قیود فنی شبکه و نایقینی تولید بادی و پیش‌بینی پاسخگویی باری مصرف کنندگان و قیود پاسخ پذیری مشترکین بیشینه نماید. مدل پیشنهادی، برای احتمال بکارگیری رزرو ($r_t = 0.5$) مورد بررسی قرار گرفته است. خطای ناشی از پیش‌بینی تقاضای مصرف کنندگان و تولید بادی مشابه قسمت قبلی می‌باشد. نتایج بدست آمده از پیاده سازی مدل پیشنهادی بر روی ریزشبکه مورد مطالعه در شکل‌های ۸ تا ۱۲ نشان داده شده است. با توجه به اینکه مقادیر قیمت‌های لحظه‌ای برای هر گروه از مصرف کنندگان مشابه قسمت قبل (حالتی که ریزشبکه فقط در بازار انرژی مشارکت می‌کند) می‌باشد. در نتیجه میزان پاسخگویی باری مشترکین نیز مشابه قسمت قبل می‌باشد (شکل۲). شکل ۸ میزان توان پیشنهادی ریزشبکه جهت خرید از بازار انرژی را نشان می‌دهد. همان‌طور مشخص است، مشابه حالت قبل (مشارکت در بازار انرژی) استفاده از طرح RTP پیشنهادی منجر به کاهش پیشنهاد خرید انرژی در ساعات اوج بار و افزایش آن در ساعات کم باری (که قیمت انرژی در بازار پایین است) نسبت به حالت بدون RTP می‌شود. میزان توان تولیدی و رزرو چرخان فراهم شده توسط DG های قابل برنامه‌ریزی به ترتیب در شکل‌های ۸ و ۱۰ نشان داده شده است. همان‌طور که از نتایج مشاهده می‌شود، ریزشبکه سعی می‌کند تا سود خود را با فراهم کردن رزرو چرخان توسط DG ها در ساعات ۱۱ تا ۲۰ جهت مشارکت در بازار رزرو بیشینه نماید. میزان کاهش بار ILها و همچنین میزان رزرو چرخان فرآهم شده توسط آن‌ها به ترتیب در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ نشان داده شده است.

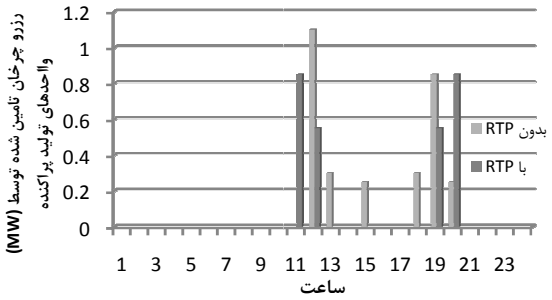


شکل ۰(۸): پیشنهاد خرید توان از بازار انرژی روز قبل

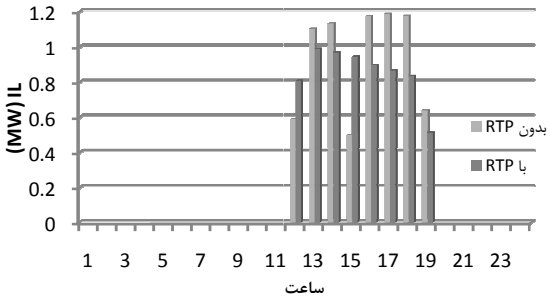
[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012



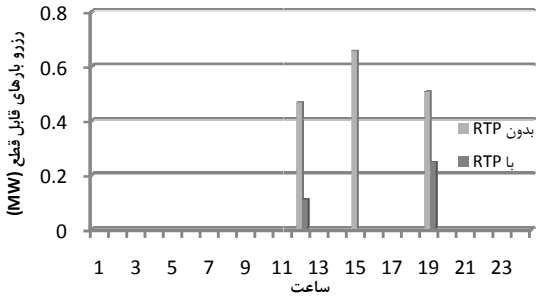
شکل (۹): توان تولیدی **DG** های قابل برنامه‌ریزی



شکل(۱۰): میزان رزرو چرخان فراهم شده توسط DG های قابل برنامه‌ریزی



شکل (۱۱): میزان توان برنامه‌ریزی شده جهت کاهش بار IL ها



شکل (۱۲): میزان رزرو چرخان فراهم شده توسط IL ها

در پایان به منظور بررسی دقیق‌تر تأثیر بکارگیری مدل پیشنهادی در برنامه ریزی روزانه ریز شبکه، نسبت به حالتی که تقاضای مشترکین به صورت ثابت در نظر گرفته شده است، هزینه، درآمد و سود ریز شبکه برای این دو حالت در جدول ۲ ارائه شده است

همان‌طور که مشخص است با بکارگیری طرح RTP پیشنهاد شده، سود ریز شبکه هم در حالتی که فقط در بازار انرژی مشارکت می‌نماید و هم در حالتی که در تعامل بازار انرژی و رزرو می‌باشد، افزایش قابل توجهی داشته است. در این حالت ریز شبکه با پیشنهاد قیمت‌های بهینه لحظه‌ای به مشترکین در جهت اصلاح الگوی مصرف آن‌ها توانسته بهره برداری بهینه‌تری از منابع DER و تخصیص بهینه ظرفیت تولیدی آن‌ها جهت تأمین تولید داخلی و همچنین فرآهم کردن رزرو چرخان برای بازار رزرو داشته باشد.

جدول (۲): هزینه، درآمد و سود ریزشبکه

	مشارکت در بازار انرژی (حالت اول)		مشارکت در بازار انرژی و رزرو	
	بدون RTP	با RTP	بدون RTP	با RTP
هزینه کل واحدهای DER ($)	۱۰۲۱۶	۱۰۴۶۲	۱۱۳۱۷	۱۱۸۱۸
خرید انرژی از ریز شبکه همسایه ($)	۵۹۵	۱۷۷	۵۵۹	۱۷۷
هزینه خرید انرژی از بازار ($)	۵۷۸۹۰	۵۲۱۳۷	۵۶۶۱۶	۵۰۶۴۹
درآمد فروش انرژی به مشترکین ($)	۱۴۵۴۴۷	۱۴۳۱۹۲	۱۴۵۴۴۷	۱۴۳۱۹۲
درآمد مشارکت در بازار رزرو ($)	-	-	۱۶۴	۱۸۹
سود خالص ریزشبکه ($)	۷۶۷۴۵	۸۰۴۱۵	۷۷۰۸۳	۸۰۸۳۸

۴- نتیجه گیری

در این مقاله یک مدل جامع جهت بهره‌برداری یک شبکه توزیع هوشمند ارائه شد. در مدل ارائه شده با یکپارچه کردن مدیریت سمت تقاضا و مدیریت منابع پراکنده انرژی در بهره‌برداری شبکه توزیع در یک افق زمانی ۲۴ ساعته، شرکت توزیع می‌تواند با بهره‌برداری بهینه از این منابع و همچنین قیمت‌گذاری لحظه ای برق برای مشترکین متصل به شبکه توزیع جهت اصلاح الگوی مصرف آنها، سود خود را که حاصل از مشارکت در بازار انرژی و رزرو و فروش انرژی به این مشترکین، بیشینه نماید. مدل ارائه شده در این مدل علاوه بر در نظر گرفتن قیود فنی منابع پراکنده انرژی و شبکه توزیع، پاسخ‌پذیر بودن مشترکین نسبت به تغییرات قیمت برق در طول روز و همچنین عدم قطعیت تولید واحدها بادی و بار نیز لحاظ شده است. از مهمترین نتایج عددی حاصل از شبیه‌سازی

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012

مدل پیشنهادی بر روی شبکه توزیع نمونه ۳۲ شینه، موارد زیر را می توان نام برد:

۱) مشارکت ریز شبکه در بازار رزرو می‌تواند علاوه بر فروش انرژی به مصرف کنندگان نهایی، درآمد را با مشارکت در بازار رزرو افزایش و در نتیجه سود خالص افزایش دهد

۲) بکارگیری طرح قیمت گذاری لحظه ای و اصلاح الگوی مصرف مشترکین علاوه بر بهبود پارامترهای فنی نظیر پروفایل بار شبکه و تلفات سیستم، منجر به مزایای اقتصادی همچون هزینه خرید انرژی از بازار عمده فروشی توسط ریز شبکه، بهره‌برداری بهینه از منابع پراکنده انرژی و افزایش سود ریزشبکه خواهد شد.

مدل ارائه شده در این مقاله می‌تواند با توجه به پیشنهادهای زیر توسعه یابد:

۱) ذخیره سازهای انرژی در مدل ارائه شده تنها برای تعامل با بازار انرژی در نظر گرفته شده است. در ادامه می‌توان این منابع را جهت فرآهم سازی رزرو چرخان نیز مدل‌سازی نمود.

۲) تعیین نقطه تعامل بهینه بین منافع ریز شبکه و مشترکین در قیمت‌گذاری انرژی

۳) در نظر گرفتن تأثیر توپولوژی شبکه در برنامه‌ریزی روزانه ریز شبکه به عنوان ابزاری جهت افزایش سود ریز شبکه

مراجع

[1] K. Yeager, "*The Smart Microgrid Revolution*", The Galvin Electricity Initiative, Oct. 2008, Online Available: http://www.galvinpower.org/

[2] A.L. Dimeas and N.D. Hatziargyrious, "*Operation of a multiagent system for microgrid control"*, IEEE Trans. Power Syst. Vol. 20, No.3, pp. 1447–1455, 2005.

[3] DiA.Dimeas and N. Hatziargyrious, *"A multiagent system for microgrids"*, IEEEPower Engineering Society General Meeting, Denver, USA, 2004.

[4] K. Agovi´ c, A. Joki ´ c, P.P.J. van den Bosch, "*Dispatching power and ancillary services in autonomous network-based power systems"*, IEEE International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, Netherlands, 2005.

[5] C.A. Hernandez-Aramburo, T.G. Green, N. Mugniot, "*Fuel consumption minimization of a microgrid"*, IEEE Trans. Ind. Appl. Vol.41, No. 3, pp. 673–681, 2005.

[6] F.A. Mohamed and H.N. Koivo, "*System modeling and online optimal management of microgrid using multiobjective optimization"*, IEEE International Conference on Clean Electrical Power, Capri, Italy, 2007.

[7] F.A. Mohamad and H.N. Koivo, "*Online management of microgrid with battery storage using multiobjective optimization"*, IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setúbal, Portugal, 2007.

[8] G. Celli, F. Pilo, G. Pisano, G.G. Soma, "*Optimal participation of a microgrid to the energy market with an intelligent EMS"*, IEEE-7th International Power Engineering Conference, Marina Mandarin, Singapore, 2005.

[9] A.G. Tsikalakis and N.D. Hatziargyriou, "*Centralized control for optimizing microgrids operation"*, IEEE Trans. Energy Conv. Vol.23. No. 1, pp. 241–248, 2008.

[10] E. Mashhour and S.M. 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.

[11] A.R. Malekpour, S. Tabatabaei, and T. Niknam, ,"*Probabilistic approach to multi-objective Volt/Var control of distribution system considering hybrid fuel cell and wind energy sources using Improved Shuffled Frog Leaping Algorithm*," Renew Energy, Vol. 39, pp. 228–40, 2012.

[12] A.Borghetti, M. Bosetti, S. Grillo, S. Massucco, C. A, Nucci, M. Paolone, and F. Silvestro, "*Short-Term Scheduling and Control of Active Distribution Systems with High Penetration of Renewable Resources*", IEEE System Journal, Vol. 4, No. 3, Sep. 2010.

[13] A.Khodaei, "*Microgrid Optimal Scheduling With Multi-Period Islanding Constraints*", IEEE Trans. Power Syst., Vol.PP, No.99, pp.1-10, 2013.

[14] Yu Zhang; N. Gatsis and G.B. Giannakis, "Robust *Energy Management for Microgrids with High-Penetration Renewables*," IEEE Trans. Sustainable Energy, Vol.4, No.4, pp.944,953, Oct. 2013

[15] Binyan Zhao, Yi Shi, Xiaodai Dong; Wenpeng Luan, J. Bornemann, "*Short-Term Operation Scheduling in Renewable-Powered Microgrids: A Duality-Based Approach*," IEEE Trans. Sustainable Energy, Vol.5, No.1, pp.209-217, Jan. 2014.

[16] H. A. Aalami, M. Parsa Moghaddam and G. R. Yousefi, "*Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and*

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012

capacity market programs." Applied Energy, Vol. 87, No. 1, pp. 243-250, Jan. 2010.

[17] M.H. Albadi and E.F. El-Saadany, "*Comparative study on impacts of wind profiles on thermal units scheduling costs*," IET Renew. Power Gener. Vol.5, No. 1, 2011.

[18] GAMS Development Corporation, General algebraic modeling system (GAMS). Available at: http://www.gams.com/. Accessed: 2014

[19] S, Wong, K. Bhattacharya and J.D. Fuller, "*Electric power distribution system design and planning in a deregulated environment*," IET Gener. Transm. Distrib., Vol. 3, No. 12,pp. 1061–1078, Dec. 2009.

[20] New York Independent System Operator, http://www.nyiso.com. Accessed: 2014

پیوست - اطلاعات و پارامترهای شبکه نمونه و منابع پراکنده انرژی

جدول (پ-۱): مشخصات فنی و اقتصادی DGهای قابل برنامه‌ریزی

شماره DG	شماره شین	A ($)	B ($/MW)	STC ($)	SDC ($)	P^{min} (MW)	P^{max} (MW)	R (MW/min)
۱	۷	۶۷	۱۷	۳۰	۲۰	۱.۷۵	۳.۵	۰.۰۲۹
۲	۱۲	۷۴	۱۵	۲۰	۱۵	۱.۵	۳.۰	۰.۰۲۵
۳	۱۵	۷۳	۱۸	۲۰	۱۵	۱.۵	۳.۰	۰.۰۲۵
۴	۲۴	۷۲	۱۶	۳۰	۲۰	۲	۴.۱	۰.۰۳۴

جدول (پ-۲): مشخصات فنی و اقتصادی EESها

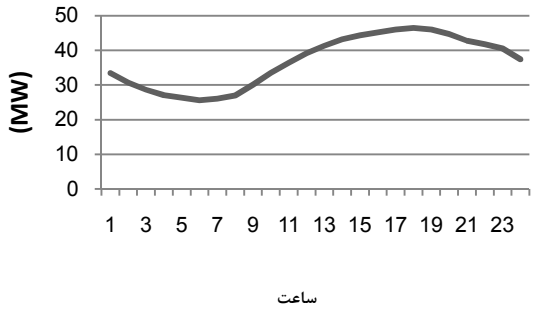
شماره EES	شماره شین	ظرفیت (MWh)	P_{Ch}^{max} (MW)	P_{DCh}^{max} (MW)	η_{Ch}	η_{Dch}	سطح اولیه و نهایی انرژی (MWh)	A ($)	B ($/MW)
۱	۷	۱.۵	۰.۳	۰.۳	۰.۹۵	۰.۹۵	۰.۳	۱۵	۳۰
۲	۲۳	۱	۰.۲۵	۰.۲۵	۰.۹۵	۰.۹۵	۰.۲	۱۵	۳۰

جدول پ-۳: قیمت‌های قراردادی خرید انرژی با ریزشبکه همسایه

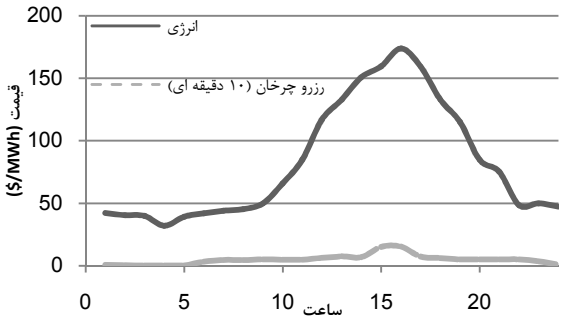
ساعت	قیمت ($/MWh)
۲۲-۲۴, ۱-۹	۴۶
۱۸-۲۱ ،۱۰-۱۱	۷۸
۱۲-۱۷	۱۷۰

جدول (پ-۴): پیش بینی میزان تولید بادی روزانه

ساعت	تولید بادی (MW)	ساعت	تولید بادی (MW)	ساعت	تولید بادی (MW)	ساعت	تولید بادی (MW)
۱	۳.۶۱	۷	۸.۲	۱۳	۶.۸۹	۱۹	۰.۸۲
۲	۵.۷۶	۸	۸.۲	۱۴	۶.۵۶	۲۰	۱.۶۴
۳	۶.۲۳	۹	۶.۳۹	۱۵	۶.۴۰	۲۱	۳.۷۷
۴	۶.۷۲	۱۰	۵.۲۵	۱۶	۲.۶۳	۲۲	۴.۵۹
۵	۶.۸۹	۱۱	۸.۲	۱۷	۰.۳۳	۲۳	۶.۷۲
۶	۶.۸۹	۱۲	۷.۵۴	۱۸	۰.۶۶	۲۴	۴.۲۶



شکل (پ-۱): منحنی بار روزانه سیستم مورد مطالعه



شکل (پ-۲): قیمت‌های روزانه بازار انرژی و رزرو چرخان در تاریخ ۲۴ جولای ۲۰۱۳

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012

رزومه

حسین هارون آبادی تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی‌مهندسی‌برق-قدرت‌از-دانشگاه‌آزادتهران جنوب(۱۳۷۸)،کارشناسی ارشد مهندسی برق-قدرت از دانشگاه آزاد تهران جنوب(۱۳۸۰)،و دکتری مهندسی برق-قدرت از دانشگاه آزاد علوم تحقیقات (۱۳۸۷)سپری کرده است.فعالیت های پژوهشی و علاقه مندی ایشان در زمینه قابلیت اطمینان،بازار برق و کاربرد محاسبات هوشمند در سیستم های قدرت است

بابک‌رشیدی‌پورگرایش‌تحصیلی:دانشجوی کارشناسی ارشد برق قدرت موضوع پایان نامه کارشناسی: بررسی پایداری شبکه های موازی AC/DC معدل فارغ التحصیلی کارشناسی: ۱۴.۵۴

زیرنویس‌ها

[1] Distributed Generation
[2] Real-time pricing
[3] Mixed integer non-linear programming
[4] Mixed integer programming
[5] Distributed Energy Resources
[6] Electric Energy Storage
[7] Interruptible LoadS

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-12-16]
[DOR: 20.1001.1.23222468.1391.1.3.8.4]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 1-No. 3- winter 2012