# بهره‌برداری بهینه شبکه توزیع هوشمند در حضور منابع انرژی پراکنده

**سعید سلمانی[1]  شهرام جدید[2و1]**

۱- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه علم و صنعت ایران- تهران- ایران
Saeed.salmani.a@Gmail.com
۲- پژوهشکده سبز- دانشگاه علم و صنعت ایران - تهران- ایران
Jadid@iust.ac.ir

**چکیده: با توجه به حضور گسترده منابع انرژی پراکنده در سیستم قدرت امروزی و نیاز به ارتباط دوطرفه‌ی بهره‌بردار با واحدهای تولید و ذخیره‌سازی انرژی پراکنده و بارهای کنترل‌پذیر، وجود یک شبکه توزیع هوشمند با زیرساخت‌های مخابراتی مناسب ضروری است. با توجه به پیچیده شدن بهره‌برداری شبکه توزیع در حضور این منابع ، روش‌های بهره‌برداری متنوعی برای این شبکه‌ها وجود دارد، که تابع هدف بیشتر آن‌ها کمینه کردن هزینه بهره‌برداری است. در این مقاله با در نظر گرفتن عواملی چون عمر مفید، تعداد دفعات شارژ و دشارژ و عمق دشارژ ذخیره‌ساز مدل دقیق‌تری از هزینه‌ی تحمیل شده به بهره‌بردار برای استفاده از سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی در شبکه توزیع ارائه شده است، این مدل در تابع هزینه بهره‌برداری بهینه شبکه توزیع در حضور تولیدات پراکنده و بارهای پاسخگو لحاظ شده است. به منظور بررسی محدودیت‌های شبکه، مدل ارائه شده بر روی یک شبکه توزیع ۶۹ شینه با ۵ واحد پیل سوختی، ۵ واحد میکروتوربین، ۳ واحد باتری سرب-اسید و ۱۰ بار پاسخگو پیاده‌سازی شده است. برای رسیدن به پاسخ بهینه از الگوریتم انبوه ذرات استفاده شده است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌های انجام شده کارایی مدل ارائه شده را تأیید می‌کند.**

**کلمات کلیدی: منابع تولید پراکنده(DER)، ذخیره‌سازهای انرژی، پاسخگویی بار، شبکه توزیع هوشمند، بهره‌برداری بهینه.**

---

**تاریخ ارسال مقاله:** ۱۳۹۳/۹/۱
**تاریخ پذیرش مشروط مقاله:** ۱۳۹۴/۴/۱۲
**تاریخ پذیرش مقاله:** ۱۳۹۴/۱۰/۱۵
**نام نویسنده‌ی مسئول:** سعید سلمانی
**نشانی نویسنده‌ی مسئول:** ایران – تهران – خیابان هنگام – خیابان دانشگاه علم و صنعت– دانشگاه علم و صنعت – دانشکده برق

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-13 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.1.9 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

## ۱- مقدمه

منابع انرژی پراکنده (DER)[1] به مجموعه‌ای از تولیدات پراکنده، منابع ذخیره‌ساز انرژی و بارهای پاسخگو گفته می‌شود که حضور آن‌ها در شبکه توزیع امروزی باعث تغییرات اساسی در ساختار شبکه و نحوه بهره‌برداری آن شده است. حضور این منابع در شبکه توزیع باعث آن می‌شود که سیستم قدرت نیازمند یک شبکه هوشمند با ساختار انعطاف‌پذیر، قابل‌مشاهده و کنترل‌پذیر برای تحویل مطمئن انرژی باشد. شبکه‌های توزیع هوشمند، با استفاده از منابع پراکنده انرژی و برنامه‌های پاسخگویی بار، تا حد زیادی تلفات و هزینه‌های سیستم قدرت را کاهش می‌دهند. از سوی دیگر، برنامه‌ریزی منابع پراکنده انرژی در شبکه‌های توزیع هوشمند چالش جدیدی را برای بهره‌برداران سیستم قدرت ایجاد کرده است. افزایش منابع تولید پراکنده ، سیستم-های ذخیره‌سازی انرژی و برنامه‌های پاسخگویی بار، منجر به انجام محاسبات اضافی برای حل مسائل بهینه‌سازی می‌گردد و به‌طور قابل‌توجهی تعداد متغیرهایی که باید در بهره‌برداری سیستم توزیع در نظر گرفت را افزایش می‌دهد[۱-۳]. مقالات بسیاری به بررسی این موضوع و ارائه روش‌های متنوع برای بهره‌برداری از شبکه توزیع هوشمند پرداخته‌اند.

مرجع [۴] روشی برای حل مسئله برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت در یک شبکه توزیع دارای واحدهای تجدیدپذیر، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخگو ارائه داده است. شبکه توزیع موردمطالعه یک شبکه واقعی برق فشار متوسط در کشور پرتغال بوده و دارای تعداد زیادی منابع DER است. این مرجع روش SiPSO را برای یافتن نقطه کار بهینه منابع DER باهدف حداقل‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری معرفی کرده که سرعت بیشتری در همگرایی دارد. در نظر نگرفتن قیود فنی شبکه، ساده مدل کردن ذخیره‌سازها و برنامه پاسخگویی بار از کاستی‌های این مقاله است. روش برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت ارائه‌شده در [۵] دارای دو سطح به‌صورت روز بعد و بازه‌های ۱۵ دقیقه‌ای میان‌روز است. تابع برنامه‌ریزی اقتصادی روزانه نقطه کار واحدهای DER را باهدف حداقل‌سازی هزینه انرژی سیستم، تنظیم کرده و برنامه‌ریزی میان‌روز در وقفه‌های ۱۵ دقیقه‌ای نقطه کار DERها و تپ‌چنجر ترانسفورماتور اصلی را به‌روزرسانی می‌کند. برنامه‌ریزی روز بعد، نقطه کار واحدهای DER را با در نظر گرفتن اطلاعاتی نظیر پیش‌بینی بار و حرارت مصرفی، پیش‌بینی تولیدات DERs، هزینه انرژی، محدودیت تولید واحدهای DG و قیود واحدهای ذخیره‌ساز بهینه‌سازی می‌کند. اما در این مرجع نیز هزینه ذخیره‌سازها به‌صورت ساده و با قیود ابتدایی مدل شده است. مرجع [۶] مدل دومرحله‌ای برای برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت در حضور منابع تجدیدپذیر باد و خورشید و ذخیره‌سازها ارائه داده است. نتایج تصمیمات ناشی از برنامه‌ریزی روزانه به مرحله دوم که یک برنامه‌ریزی زمان‌حقیقی (بازه‌های ۵ دقیقه‌ای) است داده می‌شوند. این مرجع ذخیره‌ساز سدیم-سولفار(NaS) و باتری را به دلیل چرخه عمر مناسب و هزینه کم پیشنهاد می‌کند، اما در مدل خود اشاره‌ای به نحوه دقیق محاسبه هزینه ذخیره‌سازها ندارد.

در [۷] موضوع مدیریت بهره‌برداری بهینه چندهدفه در یک شبکه توزیع در حضور واحدهای پیل سوختی بررسی شده است. هدف این مرجع حداقل‌سازی هزینه انرژی الکتریکی، آلودگی ناشی از تولید واحدها و تلفات سیستم با در نظر گرفتن قیود فنی شبکه است. از برنامه پاسخگویی بار و سیستم‌های ذخیره‌ساز به‌عنوان متغیرهای مسئله بهره‌برداری بهینه استفاده نشده است. در [۸] مسئله مدیریت بهره‌برداری بهینه در یک ریزشبکه با واحدهای تجدیدپذیر بادی، خورشیدی و واحدهای پشتیبان پیل سوختی فسفریک اسید و میکروتوربین و باتری‌های هیبریدی، با استفاده از الگوریتم انبوه ذرات توسعه‌یافته تطبیقی مطالعه شده است. مسئله به‌صورت تابع دو هدفه آلودگی و هزینه مدل شده و قیودی نظیر تعادل توان، ظرفیت واحدها، محدودیت‌های باتری مانند راندمان و حداکثر انرژی آن در نظر گرفته شده است، اما هزینه دفعات شارژ و دشارژ و استهلاک ناشی از آن مدل نشده است و پاسخگویی بار نیز در منابع DER در نظر گرفته نشده است. مرجع [۹] نقش ذخیره‌سازهای انرژی را در بهره‌برداری بهینه شبکه توزیع مطالعه کرده و سود و هزینه حضور و عدم حضور آن‌ها را در شبکه بررسی نموده است. نسبت به مقالات قبل در مدل‌سازی ذخیره‌سازها در این مقاله عواملی چون راندمان، چگالی انرژی و توان و نرخ شارژ و دشارژ در نظر گرفته شده است. اما از برنامه پاسخگویی بار در کنار ذخیره‌سازها استفاده نشده است.

در این مقاله تابع هزینه‌ای برای بهره‌برداری بهینه یک شبکه توزیع هوشمند دارای واحدهای پیل سوختی، میکرو توربین، بارهای پاسخگو و ذخیره‌سازهای سرب-اسید(Lead-Acid) ارائه شده است، تا به کمک آن هزینه بهره‌برداری کمینه شود. در مدل ارائه شده برای هزینه ذخیره‌سازها، علاوه بر قیود توان و انرژی حداقل و حداکثر، شرایط ساعات قبل و راندمان شارژ و دشارژ، عواملی چون ضریب خوددشارژی و هزینه استهلاک دفعات شارژ و دشارژ با توجه به عمق دشارژ و چرخه عمر باتری درنظر گرفته شده است. از این رو مدل ارائه شده در این مقاله نسبت به مدل‌های قبلی بهبود یافته است. برای یافتن نقطه کار بهینه DGها، مقادیر شارژ و دشارژ باتری‌ها و میزان کاهش بارهای شرکت‌کننده در برنامه پاسخگویی بار از روش الگوریتم انبوه ذرات(PSO)[2] استفاده شده است.

این مقاله در ۶ بخش تهیه شده که بخش حاضر مقدمه آن است. در بخش دوم بیان ریاضی مسئله بهره‌برداری بهینه‌ی منابع تولید پراکنده انرژی در شبکه توزیع هوشمند ارائه شده است. بخش سوم داده‌های مربوط به شبکه توزیع موردمطالعه و ساختار آن را ارائه داده است. بخش چهارم روش حل مسئله و الگوریتم جستجوی پاسخ بهینه را شرح می‌دهد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌های نرم‌افزاری در بخش پنجم ارائه شده و درنهایت بخش ششم شامل نتیجه‌گیری مقاله است.

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-13 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.1.9 ]

## ۲- بیان ریاضی مسئله

بهره‌برداران یک شبکه توزیع به دنبال کمینه کردن هزینه‌های ناشی از بهره‌برداری شبکه و منابع DER موجود در آن هستند. در بهره‌برداری شبکه توزیع، تأمین توان موردنیاز برای بارها، از طریق تولیدات پراکنده داخلی(در اینجا پیل سوختی و میکرو توربین)، توان دشارژ واحدهای ذخیره‌ساز، خرید برق از شبکه سراسری و در مواقع اضطراری با استفاده از برنامه‌های پاسخگویی بار انجام می‌شود. بنابراین بهره‌بردار باید بتواند نقطه کار هر واحد و میزان کاهش بار برای روز بعد در شبکه خود را از پیش برنامه‌ریزی نماید.

هنگامی‌که از باتری‌ها به عنوان ذخیره‌ساز در شبکه استفاده می‌شود، باید مسائلی از قبیل دفعات تغییر حالت از شارژ به دشارژ، چرخه عمر مفید باتری و حد پایین انرژی باقیمانده در باتری را در تابع هزینه‌ی آن‌ها در نظر گرفت. این مسائل در مقالات پیشین موردتوجه قرار نگرفته است. در مورد باتری‌ها نیز بایستی مانند چرخ طیار ضریب خوددشارژی در هنگام بهره‌برداری از آن‌ها در نظر گرفته شود. در ادامه تابع هزینه‌ای بر اساس عمر مفید، تعداد چرخه شارژ-دشارژ و عمق دشارژ باتری ارائه شده است که به کمک آن می‌توان هزینه واقعی استفاده از باتری‌ها در شبکه را محاسبه نمود.

### ۲-۱- تابع هدف مسئله

هزینه‌های ناشی از بهره‌برداری یک شبکه توزیع هوشمند شامل هزینه تولیدات پراکنده، هزینه‌های شارژ و دشارژ واحدهای ذخیره‌ساز، هزینه برنامه‌های پاسخگویی بار و نیز هزینه پرداخت‌شده برای خرید توان از بازار برق سراسری است. در حالت کلی‌تر هزینه‌های تلفات خطوط توزیع و بهره‌برداری از ترانسفورماتورهای پست توزیع و خازن‌های موجود در شبکه نیز در نظر گرفته می‌شود. به‌این‌ترتیب تابع هدف کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری و مدیریت شبکه توزیع با رابطه ریاضی (۱) مدل شده است.

$$Objective.Function = Min\{Cost\}$$

$$Cost = \sum_{t=1}^{T=24} \begin{pmatrix} \sum_{f=1}^{N_{Fc}} U_{Fc}(f,t)\times C_{Fc}(f,t) \\ +\sum_{f=1}^{N_{Fc}} StartUp_{Fc}(f)\times U_{Fc}(f,t)\times(1-U_{Fc}(f,t-1)) \\ +\sum_{m=1}^{N_{Mt}} U_{Mt}(m,t)\times C_{Mt}(m,t) \\ +\sum_{m=1}^{N_{Mt}} StartUp_{Mt}(m)\times U_{Mt}(m,t)\times(1-U_{Mt}(m,t-1)) \\ +\sum_{S=1}^{N_S} U_{StDisch}(s,t)\times C_{StDisch}(s,t) \\ +\sum_{lc=1}^{N_{LC}} Cost(P_{LC}(lc,t)) \\ +P_{Grid}(t)\times C_{Grid}(t) \\ +P_{Loss}(t)\times C_{Loss}(t) \end{pmatrix} \quad (۱)$$

در رابطه (۱)، $C_{Fc}(f,t)$ هزینه تولید توان توسط واحد پیل سوختی $f$اُم در ساعت t است. که با رابطه (۲) محاسبه می‌گردد. $U_{Fc}(f,t)$ حالت روشن یا خاموش بودن واحد پیل سوختی $f$اُم در ساعت t است که یا ۰ و یا ۱ است. $StartUp_{Fc}(f)$ هزینه راه‌اندازی واحد پیل سوختی $f$اُم است. و $C_{Mt}(m,t)$ هزینه تولید توان توسط واحد میکروتوربین $m$اُم در ساعت $t$ است که با رابطه (۳) محاسبه می‌شود. $U_{Mt}(m,t)$ حالت روشن یا خاموش بودن واحد میکروتوربین $m$اُم در ساعت $t$ است. $StartUp_{Mt}(m)$ هزینه راه‌اندازی واحد میکروتوربین $m$اُم است. $C_{StDisch}(s,t)$ هزینه دشارژ واحد ذخیره‌ساز $s$اُم در ساعت $t$ است که توسط رابطه (۴) به دست می‌آید و $U_{StDisch}(s,t)$ حالت استفاده از واحد ذخیره $s$اُم در ساعت $t$ است. $P_{Grid}(t)$ مقدار توان خریداری‌شده از شبکه سراسری در ساعت $t$اُم و $C_{Grid}(t)$ قیمت توان خریداری‌شده از شبکه سراسری در ساعت $t$اُم است. $P_{Loss}(t)$ تلفات توان در ساعت $t$اُم و $C_{Loss}(t)$ هزینه در نظر گرفته‌شده برای تلفات در ساعت $t$اُم است.

$$C_{Fc}(f,t) = 3.19(Ect/kWh)\times\sum_{f=1}^{N_{FC}}\frac{P_{Fc}(f,t)}{\eta_{FC}(f)},$$

$$PLR(f,t) = \frac{P_{Fc}(f,t)}{P_{FcMax}(f)},$$

$$\eta_{FC}(f) = \begin{cases} 0.2716 & , PLR(f,t) < 0.05 \\ \begin{pmatrix} 0.9033\times(PLR(f,t))^5 \\ -2.9996\times(PLR(f,t))^4 + 3.6503\times(PLR(f,t))^3 \\ -2.0704\times(PLR(f,t))^2 + 0.3747 \end{pmatrix} & , PLR(f,t) =\geq 0.05 \end{cases} \quad (۲)$$

در رابطه (۲)، $P_{Fc}(f,t)$ توان خریداری شده از واحد پیل سوختی $f$اُم در ساعت $t$ و $\eta_{FC}(f)$ راندمان الکتریکی واحد پیل سوختی $f$اُم و $PLR(f,t)$ نسبت توان واحد پیل سوختی $f$اُم در ساعت $t$ به حداکثر توان( $P_{FcMax}(f)$ ) واحد پیل سوختی $f$اُم است. این رابطه که در مرجع [۷] نیز ارائه شده است هزینه دقیق‌تری برای واحدهای پیل سوختی محاسبه می‌کند که به راندمان و نقطه کار آن‌ها وابسته است. رابطه (۳) هزینه تولید توان توسط واحدهای میکروتوربین را ارائه می‌کند. در این رابطه $P_{Mt}(m,t)$ توان تولیدی توسط واحد میکروتوربین $m$اُم در ساعت $t$ است.

$$C_{Mt}(m,t) = price_{Mt}\times P_{Mt}(m,t) \quad , \quad price_{Mt} = 7.8(Ect/kWh) \quad (۳)$$

$$C_{StDisch}(s,t) = \sigma(s)\times P_{StDisch}(s,t),$$
$$\sigma(s) = \frac{BP(s)}{LifeCycle(s)\times MLES(s,t)\times DOD(s)\times\lambda_{Dischararge}(s)}, \quad (۴)$$
$$DOD(s) = \frac{MLES(s)-LLES(s)}{MLES(s)}$$

با کمک رابطه (۴) هزینه دشارژ هر کیلووات توان از ذخیره‌ساز $s$اُم در زمان $t$ را می‌توان محاسبه کرد. $P_{StDisch}(s,t)$ توان دشارژ شده توسط واحد ذخیره $s$ اُم در ساعت $t$ و $\sigma(s)$ قیمت هرکیلووات توان دشارژ شده توسط واحد ذخیره‌ساز $s$اُم است. $BP(s)$ قیمت کل واحد ذخیره‌ساز $s$اُم برحسب سنت اروپا (Ect)[۳]، $LifeCycle(s)$ چرخه شارژ و دشارژ مفید واحد $s$اُم و $MLES(s)$ حداکثر انرژی قابل ذخیره برحسب کیلووات‌ساعت، $LLES(s)$ حداقل انرژی مانده در

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-13 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.1.9 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

باتری است که قابل دشارژ نیست و $DOD(s)$ عمق دشارژ واحد $s$ام است. ضریب خوددشارژی نیز به‌عنوان یکی از قیود مسئله در بخش بعدی ارائه شده است.

در رابطه‌ی (۱)، $Cost(P_{LC}(lc,t))$ هزینه پرداخت‌شده به بار $lc$ شرکت‌کننده در برنامه پاسخگویی بار در ساعت $t$ام به ازای قطع بار به اندازه $P_{LC}$ است. در این مدل، برنامه مزایده/خرید مجدد تقاضا (DBB)[۴] برای مشترکین بزرگ داوطلب در پاسخگویی بار انتخاب شده است. همان‌گونه که در مرجع [۱۰] گفته شده، DBB برنامه پاسخگویی باری است که با پرداخت‌های تشویقی به مشترکین بزرگ، آن‌ها را تشویق می‌کند تا منحنی مصرف خود را برنامه‌ریزی مجدد نمایند و بار خود را در ساعات اوج مصرف کاهش دهند. همچنین از این راه بهره‌بردار هم می‌تواند تعادل توان در ساعات اوج مصرف و بحرانی را برقرار نموده، امنیت سیستم خود را تضمین نماید. در برنامه DBB مشترکین می‌توانند مستقیماً در بازار برق شرکت کرده و قیمت‌های پیشنهادی خود را برای مقادیر کاهش توان بار مصرفی در پله‌های مختلفی که توسط بهره‌بردار تعیین می‌گردد، اعلام نمایند. در مدل این مقاله مشترکین می‌توانند کاهش بار خود را به‌صورت درصدی از بار مورد تقاضای خود و در سه پله قیمتی، به شبکه پیشنهاد دهند. بنابراین بر اساس این مدل هزینه قطع بار برای بهره‌بردار شبکه توزیع را می‌توان به‌صورت رابطه (۵) تعریف کرد.

$$Cost\ (P_{LC}(\ lc,t\ )) = \begin{cases} a\times P_{LC}\times C_1 \quad , \quad P_{LC}\le aP_{LC} \\ a\times P_{LC}\times C_1+(b-a)\times P_{LC}\times C_2 \ , \ a\times P_{LC}\le P_{LC}\le b\times P_{LC} \\ a\times P_{LC}\times C_1+b\times P_{LC}\times C_2+(c-b-a)\times P_{LC}\times C_3 \ , \ b\times P_{LC}\le P_{LC}\le c\times P_{LC} \end{cases} \quad (۵)$$

در رابطه (۵)، $a$ و $b$ و $c$ درصدی از بار مشترک $lc$ام در هر پله از قطع بار و $C_1$ ,$C_2$ ,$C_3$ قیمت‌های پیشنهادی بار $lc$ام است.

## ۲-۲- قیود مسئله

محدودیت‌هایی برای مسئله بهره‌برداری بهینه شبکه توزیع هوشمند وجود دارد. یکی از این قیود آن است که توان تولیدی واحدها نباید از حداکثر و حداقل مجاز هر واحد تجاوز نماید.

$$\begin{aligned} &P_{FC}\ \min\le P_{FC}\le P_{FC}\ \max \\ &P_{Mt}\ \min\le P_{Mt}\le P_{Mt}\ \max \\ &P_{StCh}\le P_{StCh}\ \max \\ &P_{StDisch}\le P_{StDisch}\ \max \\ &P_{grid}\ \min\le P_{grid}\le P_{grid}\ \max \end{aligned} \quad (۶)$$

در نامساوی‌های فوق $P_{Fc}\max$ حداکثر و $P_{Fc}\min$ حداقل توان تولیدی توسط واحد پیل سوختی $f$ام، $P_{Mt}\max$ حداکثر و $P_{Mt}\min$ حداقل توان تولیدی توسط واحد میکروتوربین $m$ام، $P_{Grid}\max$ حداکثر و $P_{Grid}\min$ حداقل توان قابل دریافت از شبکه سراسری، $P_{StCh}\max$ حداکثر توان شارژ توسط واحد ذخیره‌ساز $s$ام و $P_{StDisch}\max$ حداکثر توان دشارژ توسط واحد ذخیره‌ساز $s$ام است. برای باتری‌ها قیود دیگری نیز وجود دارد. باید توجه داشت انرژی ساعت فعلی موجود در باتری، تفاضلِ مجموع انرژی مانده از وقفه قبل(با در نظر گرفتن ضریب خوددشارژی) و مقدار انرژی شارژ شده در طی وقفه با انرژی دشارژ شده در طی وقفه است.

$$\begin{aligned} E_{Storage(s,t)} &= E_{Storage(s,t-1)}\times(1-\xi(s).\Delta t) \\ &-(\frac{1}{\lambda Discharge}\times P_{StorageDischarge(s,t-1)}\times\Delta t) \\ &+(\lambda_{Charge}\times P_{StorageCharge(s,t)}\times\Delta t); \end{aligned} \quad (۷)$$

$$LLES(s,t)\le E_{Storage}(s,t)\le MLES(s,t)$$

در رابطه (۷) $\lambda_{Charge}$ و $\lambda_{Discharge}$ به ترتیب راندمان شارژ و دشارژ و $E_{Storage(s,t)}$ انرژی قابل ذخیره شدن در واحد ذخیره $s$ام در ساعت $t$ است. $\xi(s)$ ضریب خوددشارژی واحد ذخیره $s$ام برحسب کیلووات‌ساعت در ماه است. ضریب خوددشارژی بیان‌کننده درصدی از مقدار انرژی ذخیره‌شده در ذخیره‌ساز است که به‌صورت خودبه‌خود تخلیه می‌شود.

ولتاژ شین‌ها نباید از حد مجاز افت ولتاژ ( $V_i\min$) و اضافه ولتاژ ( $V_i\max$) موردقبول تجاوز کند. در این مقاله حدود مجاز ولتاژ شین‌ها بین ۰/۹۵ و ۱/۰۵ پریونیت در نظر گرفته شده است. همچنین توان عبوری خطوط نباید از حداکثر ظرفیت خطوط ( $P_{i,j}\text{limit}$ ) شبکه بیشتر باشد و ضریب توان پست برق ورودی به شبکه نیز باید از ۰/۸ بیشتر باشد. تغییرات تپ‌چنجر ترانسفورماتور پست باید در میان محدوده حداکثر( $Tap_{\max}$ ) و حداقل( $Tap_{\min}$ )رعایت شود. تغییرات پله‌های بانک خازنی باید در محدوده مجاز باشد و برنامه نباید به‌طور ناگهانی تعداد زیادی خازن را وارد مدار کند یا از مدار خارج نماید. بیان ریاضی این قیود در رابطه (۹) ارائه شده است.

$$\begin{aligned} &V_i\ \min\le V_i\le V_i\ \max \\ &P_{i,j}\le P_{i,j}\text{limit} \\ &Pf\ \min\le Pf\le Pf\ \max \\ &Tap_{\min}<Tap<Tap_{\max} \end{aligned} \quad (۹)$$

در رابطه‌ی (۹)، $V_i$ ولتاژ باسبار $i$ اُم، $P_{i,j}$ توان عبوری میان باسبار $i$ اُم و $j$ اُم و $Tap$ پله‌ی تپ‌چنجر است. $Pf$ ضریب توان شبکه است و به این منظور استفاده شده است که شبکه توزیع توان راکتیو قابل قبولی از شبکه سراسری دریافت کند. حدود ضریب توان شبکه در شبیه‌سازی‌ها بین ۰/۸ تا ۱ در نظر گرفته شده است.

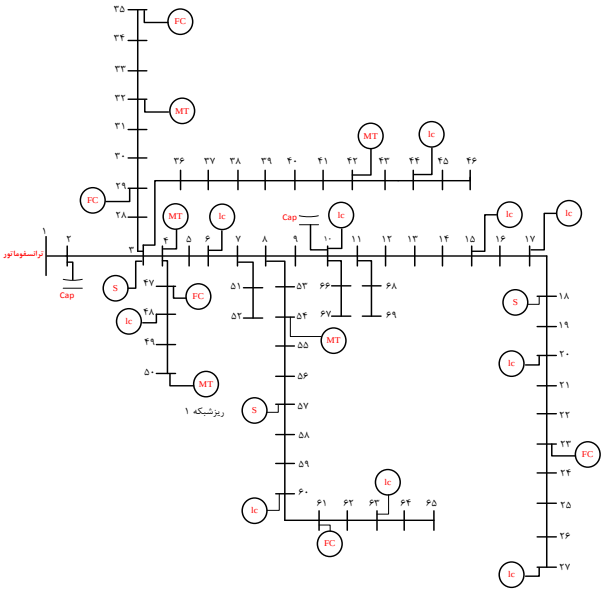
در این مقاله حداکثر مجموع تعداد تغییر پله‌های بانک خازنی در طول روز ۱۰ بار است. یکی از مهم‌ترین قیدهای مسئله، تعادل توان تولید و تقاضاست. همان‌گونه که در رابطه (۱۰) مشاهده می‌شود، مجموع توان خریداری‌شده از شبکه سراسری، تولیدشده توسط تولیدات پراکنده، دشارژ باتری‌ها و مقادیر کاهش بارهای پاسخگو باید با مجموع تقاضای توان بارهای شبکه و شارژ باتری‌ها برابر باشد.

$$\sum_{w=1}^{N_{FC}}P_{FC(f,t)}+\sum_{Pv=1}^{N_{Mt}}P_{Mt(m,t)}+\sum_{S=1}^{N_S}P_{StorageDischarge(S,t)}+\sum_{LC=1}^{N_{LC}}P_{LC(lc,t)}+P_{Grid}(t)= \sum_{S=1}^{N_S}P_{Storagecharge(S,t)}+\sum_{L=1}^{N_L}P_{Load(L,t)}+P_{Loss}(t)\ ,\forall t\in\{1,...,T\} \quad (۱۰)$$

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-13 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.1.9 ]

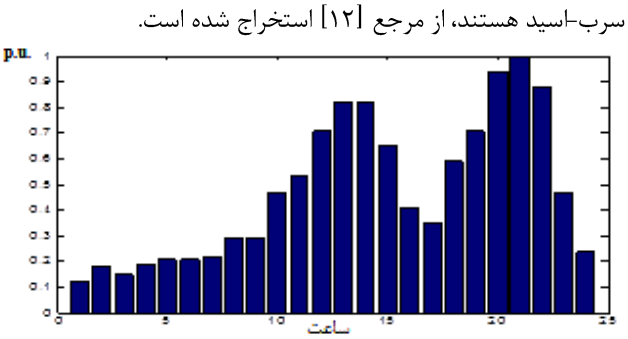
## ۳- داده‌های مربوط به شبکه توزیع

ایـن بخـش بـه توصـیف شـبکه توزیـع موردمطالعـه و واحـدهای تولیدی،ذخیره و بارهای موجود در آن پرداخته اسـت. سـاختار شـبکه توزیع ۶۹ شینه IEEE برای مطالعه انتخاب شده است.



**شکل(۱): ساختار شبکه توزیع موردمطالعه**

در این شبکه توزیع، ۵ واحد پیل سوختی، ۵ واحـد میکروتـوربین و ۳ واحد ذخیره‌ساز از نوع باتری سرب-اسید موجـود اسـت و نیـز ۱۰ بـار شرکت‌کننده در برنامه پاسخگویی بار ظرفیتی حضور دارند. محل قـرار گرفتن واحدهای پیل سوختی(FC)، میکروتوربین(MT)، سیستم‌هـای ذخیره(S) و بارهای پاسخگو(*lc*) در شکل(۱) نمایش داده شده اسـت. فرض بر آن است که تمام DGها در ضریب تـوان ۱ کـار مـی‌کننـد و توان راکتیو تولیدی نادیده گرفته شـده اسـت. تـپ‌چنجـر روی شـین شماره ۱ قرار دارد و امکان تبادل تـوان راکتیـو میـان شـبکه توزیـع و شبکه سراسری بالادست آن را فراهـم مـی‌کنـد. پروفیـل بـار شـبکه و قیمت برق شبکه سراسری در ۲۴ ساعت از مرجع [۱۱] استخراج شده و به ترتیب در شکل (۲) و جدول(۱) ارائه شده است. محل قرارگیـری واحـدها در شـبکه و داده‌هـای مربـوط بـه واحـدهای پیـل سـوختی، میکروتوربین، ذخیره‌سازها و خازن‌ها در جـدول(۲) ارائـه شـده اسـت. داده‌های فنی واحدهای ذخیره‌ساز، که در این مقاله همان بـاتری‌هـای سرب-اسید هستند، از مرجع [۱۲] استخراج شده است.




**شکل(۲): پروفیل بار مصرفی(P.u) روزانه شبکه توزیع**

**جدول(۱): قیمت ساعتی (Ect – سنت اروپا) برق شبکه سراسری**

| ساعت | ۱ | ۲ | ۳ | ۴ | ۵ | ۶ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| قیمت | ۳/۳ | ۳/۵ | ۳/۴ | ۳/۵ | ۳/۶ | ۳/۶ |
| ساعت | ۷ | ۸ | ۹ | ۱۰ | ۱۱ | ۱۲ |
| قیمت | ۳/۶۵ | ۳/۸ | ۳/۸ | ۴/۲ | ۴/۳ | ۴/۷ |
| ساعت | ۱۳ | ۱۴ | ۱۵ | ۱۶ | ۱۷ | ۱۸ |
| قیمت | ۴/۹ | ۴/۹ | ۴/۶ | ۴/۱ | ۳/۹ | ۴/۴ |
| ساعت | ۱۹ | ۲۰ | ۲۱ | ۲۲ | ۲۳ | ۲۴ |
| قیمت | ۴/۷ | ۵/۲ | ۵/۳ | ۵/۱ | ۴/۲ | ۳/۶ |

**جدول(۲): اطلاعات منابع پراکنده انرژی در شبکه توزیع موردمطالعه**

| تپ‌چنجر (Tap) | شماره شین | ۱ | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| خازن(Cap) | شماره شین | ۲ | | | ۱۰ | |
| | ظرفیت | ۶بانک ۲۰۰ کیلووار | | | ۶بانک ۲۰۰ کیلووار | |
| پیل سوختی (FC) | شماره شین | ۲۳ | ۲۹ | ۳۵ | ۴۷ | ۶۱ |
| | حداکثر توان(kW) | ۱۵۰ | ۱۲۰ | ۱۲۰ | ۹۰ | ۱۵۰ |
| | حداقل توان | ۱۵ | ۱۲ | ۱۲ | ۹ | ۱۵ |
| | هزینه راه‌اندازی(Ect) | ۸/۲۵ | ۶/۶ | ۶/۶ | ۴/۹۵ | ۸/۲۵ |
| میکروتوربین (MT) | شماره شین | ۴ | ۳۲ | ۴۲ | ۵۰ | ۵۴ |
| | حداکثر توان(kW) | ۹۰ | ۱۲۰ | ۱۵۰ | ۱۵۰ | ۱۲۰ |
| | حداقل توان(kW) | ۱۸ | ۲۴ | ۳۰ | ۳۰ | ۲۴ |
| | هزینه راه‌اندازی(Ect) | ۲/۸۸ | ۳/۸۴ | ۴/۸ | ۴/۸ | ۳/۸۴ |
| ذخیره‌ساز (S) | شماره شین | ۳ | | ۱۸ | | ۵۷ |
| | حداکثر توان شارژ(kW) | ۳۰ | | ۴۰ | | ۵۰ |
| | راندمان شارژ | ۰/۷۸ | | ۰/۷۸ | | ۰/۷۸ |
| | حداکثر توان دشارژ(kW) | ۳۰ | | ۴۰ | | ۵۰ |
| | راندمان دشارژ | ۰/۷۸ | | ۰/۷۸ | | ۰/۷۸ |
| | حداقل انرژی(kWh) | ۲۷ | | ۳۶ | | ۴۵ |
| | حداکثر انرژی(kWh) | ۹۰ | | ۱۲۰ | | ۱۵۰ |
| | چرخه عمر | ۲۰۰۰ | | ۲۰۰۰ | | ۲۰۰۰ |
| | قیمت کل(Ect) | ۵۲۶۹۵۰ | | ۷۰۲۶۰۰ | | ۸۷۸۲۵۰ |
| | ضریب خوددشارژی (kWh/month) | ۰/۰۵ | | ۰/۰۵ | | ۰/۰۵ |
| | انرژی ذخیره‌شده در ساعت اول(kWh) | ۴۵ | | ۶۰ | | ۷۵ |

**جدول(۳): اطلاعات مربوط به بارهای شرکت‌کننده در برنامه DBB**

| شماره شین بار پاسخگو | a (درصدی از بار) | $C_1$ (Ect/kw) | b (درصدی از بار) | $C_2$ (Ect/kw) | c (درصدی از بار) | $C_3$ (Ect/kw) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ۶ | ۱۰ | ۷ | ۲۰ | ۸/۴ | ۳۰ | ۱۴ |
| ۱۰ | ۱۰ | ۷ | ۲۰ | ۱۱/۲ | ۳۰ | ۱۲/۶ |
| ۱۵ | ۱۰ | ۸/۴ | ۱۰ | ۹/۱ | ۱۰ | ۹/۸ |
| ۱۷ | ۱۵ | ۶/۳ | ۱۰ | ۹/۸ | ۲۰ | ۱۱/۲ |
| ۲۰ | ۲۵ | ۷ | ۱۰ | ۹/۸ | ۵ | ۱۱/۲ |
| ۲۷ | ۵ | ۵/۶ | ۱۰ | ۸/۴ | ۱۰ | ۹/۱ |
| ۴۴ | ۱۵ | ۷ | ۱۰ | ۸/۴ | ۵ | ۹/۸ |
| ۴۸ | ۱۰ | ۸/۴ | ۱۵ | ۹/۸ | ۲۵ | ۱۴ |
| ۶۰ | ۵ | ۵/۶ | ۵ | ۶/۳ | ۵ | ۱۴ |
| ۶۳ | ۵ | ۵/۶ | ۵ | ۶/۳ | ۱۰ | ۷/۷ |

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-13 ]

[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.1.9 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

اطلاعات مربوط به بارهای شرکت‌کننده در برنامه DBB در جدول(۳) ارائه شده است. هر بار داوطلب، سه پله برحسب درصدی از بار مصرفی خود را با سه قیمت به بهره‌بردار پیشنهاد می‌کند و اگر بهره‌بردار آن مشترک را فراخوانی نماید، موظف است مقدار بار از پیش تعیین‌شده را در ساعت مقرر کاهش دهد. اطلاعات مربوط به مقادیر امپدانس خطوط شبکه و مقادیر بار هر شین در مقاله [۱۳] ارائه شده است.

## ۴- راهبرد متمرکز برای بهره‌برداری از شبکه توزیع هوشمند

در روش متمرکز تمامی اطلاعات موردنیاز در اختیار بهره‌بردار شبکه توزیع (DSO)[۵] قرار می‌گیرد و سپس DSO با استفاده از توابع کنترلی خود، مقادیر مربوط به نقطه‌کار هر واحد را به اطلاع آن واحد می‌رساند. در این مقاله وظایف DSO به شرح زیر است:

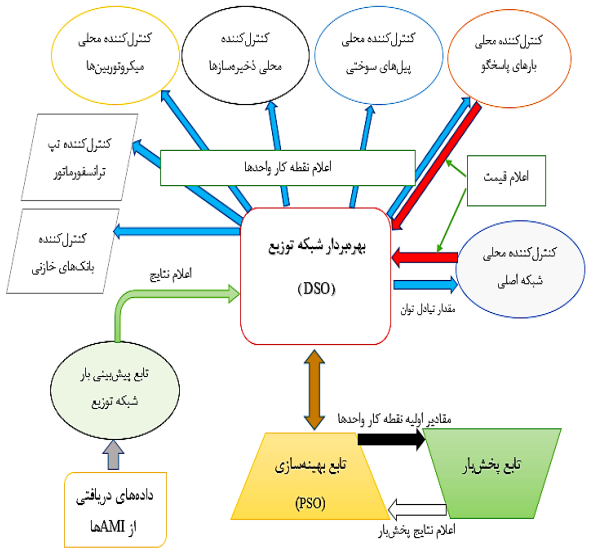
- دریافت نمودار قیمت روزانه برق از شبکه سراسری،
- تعین تابع هزینه برای واحدهایی که DSO خود صاحب آن‌هاست،
- پیش‌بینی بار مصرفی شبکه در روز پیش‌رو و تعیین منحنی بار مصرفی روزانه،
- دریافت قراردادهای بارهای شرکت‌کننده در برنامه پاسخگویی بار (شامل درصد توان قابل قطع و قیمت پیشنهادی آن‌ها)
- اجرای برنامه درمدار قرارگیری واحدها (بر اساس تابع هزینه آن‌ها) با کمک توابع بهینه‌سازی برای تعیین نقطه کار واحدها، و سپس انجام برنامه پخش بار برای برآوردن قیود شبکه،
- رعایت قیود مربوط به تعادل توان، محدودیت ولتاژ شین‌ها، تراکم خطوط، ضریب توان شبکه و محدودیت‌های واحدهای ذخیره‌ساز در برنامه پخش‌بار.

بنابراین DSO پس از دریافت داده‌های مربوط به قیمت روز بعد برق از شبکه سراسری، قراردادهای بارهای شرکت‌کننده در برنامه پاسخگویی بار و در دست داشتن منحنی بار و توابع هزینه تولید منابع انرژی پراکنده‌ی در اختیار خود، با استفاده از توابع بهینه‌سازی سعی در کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری شبکه توزیع با رعایت قیود و محدودیت‌های فنی موجود می‌نماید.

### ۴-۱- تابع بهینه‌سازی در DSO

در این مقاله، روش بهینه‌سازی تابع هدف توصیف‌شده در بخش ۲ که درواقع برای تعیین نقطه کار واحدها باهدف کمینه شدن هزینه‌های بهره‌برداری است، الگوریتم انبوه ذرات(PSO) است. در این بخش به‌طور مختصر این روش بهینه‌سازی شرح داده شده است.

الگوریتم بهینه‌سازی انبوه ذرات بر مبنای حرکت برخی از حیوانات که به‌صورت گروهی زندگی می‌کنند ایجاد شده است. هر راه‌حل که به آن یک ذره گفته می‌شود، در الگوریتم PSO، معادل یک ذره در الگوی حرکت جمعی ذرات است.




**شکل(۳): روند نمای مراحل بهره‌برداری متمرکز شبکه توزیع هوشمند**

هر ذره یک مقدار شایستگی دارد که توسط تابع هدف محاسبه می‌شود و دارای یک سرعت است که هدایت حرکت ذره را بر عهده دارد و با دنبال کردن ذرات بهینه در حالت فعلی، به حرکت خود در فضای مسئله ادامه می‌دهد. به‌این‌ترتیب گروهی از ذرات PSO در آغاز کار به‌صورت تصادفی به وجود می‌آیند و با به‌روز کردن ذرات، سعی در یافتن راه‌حل بهینه می‌نمایند. در هر تکرار، هر ذره با استفاده از دو بهترین مقدار بروز می‌شود. اولین مورد، بهترین موقعیتی(*Pbest*) است که تاکنون ذره موفق به رسیدن به آن شده است و دیگری بهترین موقعیتی است که تاکنون توسط جمعیت ذرات بدست آمده است. این موقعیت با *Gbest* نمایش داده می‌شود. پس از یافتن بهترین مقادیر، سرعت و مکان هر ذره با استفاده از معادلات (۱۱)و(۱۲) بروز می‌شود.

$$V_i^{new} = \omega \times V_i^{old} + c_1 \times rand_1 \times (P_{best} - X_i) + c_2 \times rand_2 \times (G_{best} - X_i) \quad (۱۱)$$

$$X_i^{new} = X_i + V_i^{new} \quad (۱۲)$$

در رابطه‌ی(۱۱)، $V_i^{new}$ سرعت فعلی ذره است و $C_1$ ضریب یادگیری تجارب شخصی هر ذره و $C_2$ ضریب یادگیری تجارب گروهی می‌باشد و *rand* یک عدد تصادفی میان ۰ و ۱ است. $w$ ضریب اینرسی ذره است. در هر تکرار *Pbest* و *Gbest* به روز رسانی می‌شوند[۱۴].

بنابراین، متغیرهای مسئله به‌صورت یک ماتریس ۲۴×۲۶ انتخاب شدند که ۲۶ سطر نماینده واحدهای موجود در ریزشبکه و ۲۴ ستون نماینده ۲۴ ساعت یک شبانه‌روز هستند. سپس هر ذره یا پرنده مقادیر تصادفی برای این ماتریس متغیرها ایجاد کرده و مقدار تابع هدف را با این مقادیر محاسبه می‌کند. در هر تکرار، جواب پرنده‌ای که بهترین مقدار تابع هدف را به دست آورد به‌عنوان بهینه محلی، و هر پرنده‌ای که درمجموع تکرارها بهترین مقدار را بیابد به‌عنوان بهینه جهانی شناخته می‌شود. سایر پرنده‌ها با توجه به ضرایب $C_1$ و $C_2$ به سمت بهینه محلی و جهانی حرکت می‌کنند. در این مقاله، $C_1$=2.2 و $C_2$=1.8 و تعداد پرندگان ۵۰ و تعداد ۲۰۰۰۰ تکرار برای شبیه‌سازی

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-13 ]
[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.1.9 ]

فرآیند PSO در نظر گرفته شده است. به‌منظور رفع تخطی از قیود از روش اصلاح مستقیم، یعنی افزودن تابع جریمه به مقدار تابع هدف استفاده شده است. روابطی که برای قیود کلیدزنی تپ‌چنجر و بانک‌های خازنی استفاده شده به شرح زیر است.

$$Tap_{total} = 100 \times \sum_{t=1}^{24} |Tap(t+1) - Tap(t)| \qquad (۱۳)$$

$$V_{Tap} = \alpha \times \max((Tap_{total}/30) - 1,\ 0)$$

$$Cap_{total} = \sum_{t=1}^{24} |Cap(t+1) - Cap(t)| \qquad (۱۴)$$

$$V_{Cap} = \alpha \times \max((Cap_{total}/10) - 1,\ 0)$$

$$Vu_{voltage} = \sum_{b=2}^{69}\sum_{t=1}^{24} \alpha \times \max((Voltage(b,t)/1.05) - 1), 0)$$

$$Vd_{voltage} = \sum_{b=2}^{69}\sum_{t=1}^{24} \alpha \times abs(\min((Voltage(b,t)/0.95) - 1), 0))$$

(۱۵)

$$Vu_{storage} = \sum_{s=1}^{Ns}\sum_{t=1}^{24} \alpha \times \max((E_{Storage}(s,t)/MLES(s)) - 1), 0)$$

$$Vd_{storage} = \sum_{s=1}^{Ns}\sum_{t=1}^{24} \alpha \times abs(\min((E_{Storage}(s,t)/LLES(s) - 1), 0))$$

(۱۶)

در رابطه‌ی (۱۳)، $Tap(t)$ مقدار تپ در ساعت $t$ام، $Tap_{total}$ مجموع کل تغییرات پله‌های تپ‌چنجر در ۲۴ ساعت و $V_{Tap}$ میزان جریمه‌ی تخطی تعداد عملکرد تپ‌چنجر از مقدار مجاز است که به تابع هدف اضافه می‌شود. در رابطه‌ی (۱۴)، $Cap(t)$ تعداد پله‌های خازن موجود در مدار در ساعت $t$ام، $Cap_{total}$ مجموع تغییر پله‌های هر یک از بانک‌های خازنی قرارگرفته در مدار در ۲۴ ساعت و $V_{Cap}$ میزان جریمه‌ی تخطی تعداد عملکرد بانک خازنی (یعنی تعداد ورود و خروج‌های بانک‌های خازنی) از مقادیر مجاز است که به تابع هدف اضافه می‌شود. در رابطه‌ی (۱۵)، $Voltage(b,t)$ ولتاژ باس $b$ ام در ساعت $t$ام، $Vu_{voltage}$ میزان جریمه‌ی تخطی ولتاژ باس‌ها از حد بالایی و $Vd_{voltage}$ میزان جریمه‌ی تخطی ولتاژ باس‌ها از حد پایین است. به‌طور مشابه، رابطه‌ی (۱۶) نیز با توجه به روابط (۷)و(۸) برای تعیین تابع جریمه‌ی تخطی منابع ذخیره‌ساز از قیود آن‌هاست که به تابع هدف اضافه می‌شود. $\alpha$ ضریب جریمه است که در شبیه‌سازی‌ها ۱۰۰۰۰۰ در نظر گرفته شده است.

## ۲-۴- تابع پخش‌بار در DSO

برای انجام پخش بار و برآورده کردن محدودیت‌هایی مانند ولتاژ شین‌ها، توان عبوری از خطوط، ضریب توان ریزشبکه و... از روش پخش بار جاروب پیشرو-پسرو استفاده شده است. کلیات پخش‌بار در شبکه‌های توزیع مشابه شبکه‌های انتقال است. اما خصوصیات منحصربه‌فرد شبکه‌های توزیع یعنی بارهای سه فاز نامتقارن، ساختار شعاعی و نسبت R/X بالا، استفاده از روش‌های مرسوم پخش‌بار شبکه‌های انتقال را در شبکه‌های توزیع با مشکل مواجه کرده است. روش‌های پیشرو و پسرو به‌صورت گسترده در حل شبکه‌های توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرند، و بر اساس ساختار شعاعی شبکه‌های توزیع پایه‌ریزی شده‌اند. ایده اصلی این روش‌ها توسط شیرمحمدی و همکارانش در سال ۱۹۸۸ ارائه شد[۱۵].

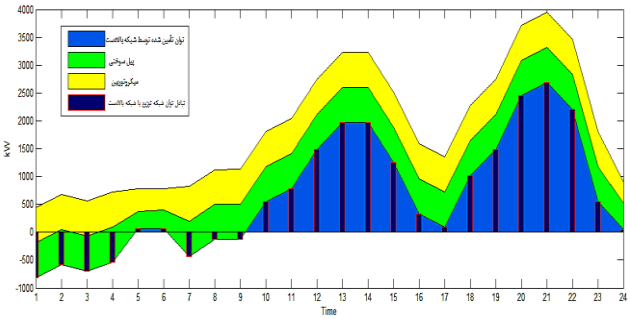
روند نمای مراحل بهره‌برداری و کنترل متمرکز شبکه توزیع، توسط کنترل‌کننده مرکزی(DSO) و سایر کنترل‌کننده‌های محلی، به همراه توابع بهینه‌سازی، پخش‌بار و پیش‌بینی بار آن در شکل (۳) مشاهده می‌شود. شبیه‌سازی روش متمرکز برای بهره‌برداری شبکه توزیع موردمطالعه همراه با توابع بهینه‌سازی و پخش‌بار در نرم‌افزار MatLab انجام شده است.

## ۵- نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌ها

در این بخش نتایج حاصل از شبیه‌سازی مدل کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری شبکه توزیع هوشمند در دو سناریو ارائه شده است. در سناریوی اول فرض شده که تنها واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین در شبکه حضور دارند اما در سناریوی دوم واحدهای ذخیره‌ساز و برنامه پاسخگویی بار نیز در شبکه توزیع مدل شده و نتایج ارائه شده است. در هر دو سناریو فرض بر آن است که بهره‌بردار شبکه توزیع مالکیت منابع ذخیره‌ساز و واحدهای تولید پراکنده را در اختیار دارد.

### سناریوی اول

در سناریوی اول که ذخیره‌سازها و بارهای پاسخگو در شبکه حضور ندارند، مقدار حداقل هزینه بهره‌برداری برابر با ۸۸۶۳۳ سنت اروپا شده است. در این سناریو درمجموع ۱۵۶۶۱ کیلووات‌ساعت انرژی از شبکه بالادست دریافت شده است. ۵ واحد میکروتوربین درمجموع ۱۴۴۳۰ کیلووات‌ساعت و ۵ واحد پیل سوختی درمجموع ۱۴۳۴۰ کیلووات-ساعت انرژی تولید کرده‌اند. نمودار نحوه تولید واحدهای DG برای پوشش توان مورد تقاضای بارهای شبکه توزیع و خرید توان از شبکه بالادست در شکل (۴) ارائه شده است. مشاهده می‌شود که در ساعات ۴،۳،۲،۱ و ۸،۷ و ۹ بامداد شبکه توزیع به شبکه بالادست توان می‌فروشد تا بخشی از هزینه‌های خود را پوشش دهد.



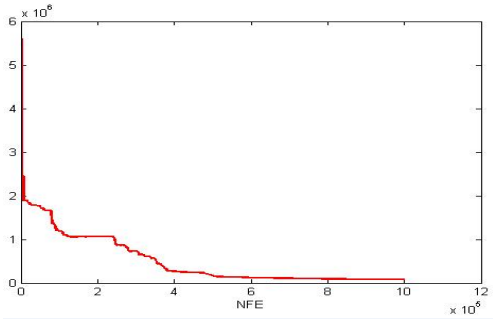

**شکل(۴): نحوه تولید واحدها برای -سناریوی اول**

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-13 ]

[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.1.9 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

در این سناریو با توجه به تعیین صحیح مقادیر تپ‌چنجر ترانسفورماتور پست ورودی و کلیدزنی به‌موقع و در مدار قرار دادن بانک‌های خازنی، کنترل ولتاژ و توان راکتیو نیز در شبکه توزیع به‌درستی صورت گرفته است و ولتاژ همه شین‌ها در ۲۴ ساعت در محدوده مجاز قرار دارد. همچنین کمترین مقدار ضریب توان شبکه ۰/۸ است و در ساعت ۲۴ رخ داده است و لذا هیچ‌گونه تخطی از قید ضریب توان در شبکه نیز وجود ندارد. در این سناریو مجموع تلفات اکتیو خطوط در شبکه توزیع ۹۶۰ کیلووات‌ساعت و مجموع تلفات راکتیو ۴۲۸ کیلووارساعت شده است. قسمت منفی نمودار بیانگر توان مبادله شده با شبکه بالادست در ساعات ابتدایی روز است که توسط میکروتوربین و پیل سوختی تأمین می‌شود.

نمودار همگرایی الگوریتم PSO در شکل(۵) نمایش داده شده است.

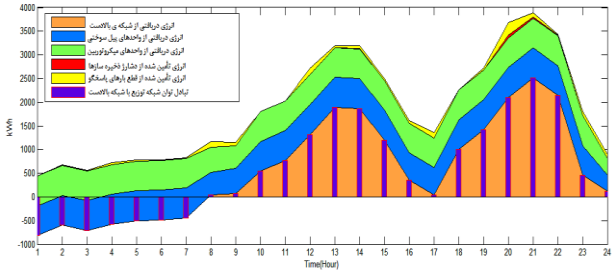



**شکل(۵): نمودار همگرایی الگوریتم PSO در سناریوی اول**

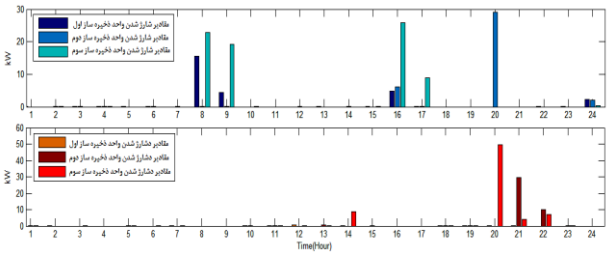
## سناریوی دوم

در این سناریو ۳ واحد ذخیره‌ساز و ۱۰ بار پاسخگو به شبکه افزوده شده است. مقدار حداقل هزینه بهره‌برداری در این سناریو برابر با ۷۸۲۷۰ سنت اروپا شده است؛ که ۱۱/۷ درصد کاهش در هزینه بهره‌برداری به خاطر حضور واحدهای ذخیره‌ساز و کاهش بارهای پاسخگو اتفاق افتاده است. در این سناریو درمجموع ۱۳۷۰۹ کیلووات-ساعت انرژی از شبکه بالادست دریافت شده است. ۵ واحد میکروتوربین درمجموع ۱۴۵۷۲ کیلووات‌ساعت و ۵ واحد پیل سوختی درمجموع ۱۴۴۷۱ کیلووات‌ساعت انرژی تولید کرده‌اند. نمودار نحوه تولید واحدهای پراکنده و دشارژ ذخیره‌سازها و عملکرد بارهای پاسخگو برای پوشش توان مورد تقاضای بارهای شبکه توزیع و خرید توان از شبکه بالادست در شکل (۶) ارائه شده است. در ساعات ۱ تا ۷ بامداد شبکه توزیع به شبکه بالادست توان می‌فروشد تا بخشی از هزینه‌های خود را پوشش دهد. در ساعات اوج بار از ساعت ۱۱ تا ۱۵ پاسخگویی بار باعث کاهش بخشی از تقاضای توان موردنیاز شبکه توزیع شده و در ساعات ۱۹ تا ۲۲ که اوج بار دوم اتفاق می‌افتد از دشارژ واحدهای ذخیره‌ساز نیز استفاده شده است.

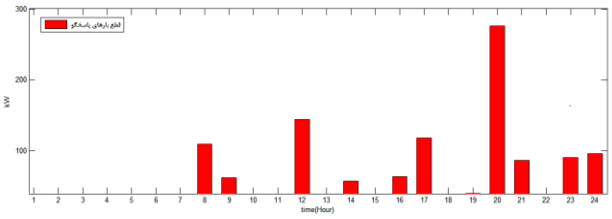
نمودار مقادیر شارژ و دشارژ سه واحد ذخیره‌ساز در شکل (۷) و نمودار مقادیر کاهش بار در برنامه پاسخگویی بار تشویقی در شکل (۸) نمایش داده شده است.با توجه به تعیین صحیح مقادیر تپ‌چنجر ترانسفورماتور پست ورودی و بانک‌های خازنی،کنترل ولتاژ و توان راکتیو نیز در شبکه توزیع به‌درستی صورت گرفته است و ولتاژ همه شین‌ها در ۲۴ ساعت در محدوده مجاز قرار دارد. بیشینه ولتاژ در شین‌های ۲۴،۲۵ و ۲۶ام و در ساعت ۲ بامداد رخ داده که مقدار آن ۱/۰۴۴۲ پریونیت است.




**شکل(۶): نحوه تولید منابع پراکنده انرژی برای پوشش توان مورد تقاضای بارهای شبکه توزیع-سناریوی اول**



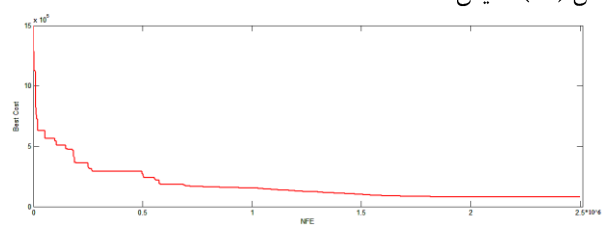

**شکل(۷): نمودار مقادیر شارژ و دشارژ ذخیره‌سازها – سناریوی دوم**




**شکل(۸): مقادیر کاهش بار در برنامه پاسخگویی بار-سناریوی دوم**

کمینه ولتاژ در ساعت ۲۴ و در شین ۶۵ام رخ داده و مقدار آن ۰/۹۵۰۴ پریونیت است. همچنین کمترین مقدار ضریب توان شبکه ۰/۸ و لذا هیچ‌گونه تخطی از قید ضریب توان در شبکه نیز وجود ندارد. در سناریوی دوم مجموع تلفات اکتیو خطوط در شبکه توزیع ۵۹۱ کیلووات‌ساعت و مجموع تلفات راکتیو ۲۷۲ کیلووارساعت شده است و این به معنی کاهش ۳۸/۴ درصدی تلفات اکتیو نسبت به حالتی است که در شبکه واحدهای ذخیره‌ساز وجود ندارد و برنامه پاسخگویی بار اجرا نمی‌شود. از طرفی چون هزینه دشارژ باتری‌ها بیشتر از اکثر DGهای شبکه است، میزان استفاده بهره‌بردار از آن‌ها کم است.

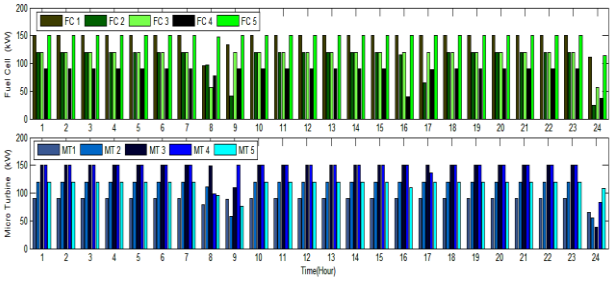
نمودار همگرایی الگوریتم PSO در این سناریو در شکل (۹) و نحوه‌ی در مدار قرارگیری واحدهای میکروتوربین و پیل سوختی در شکل (۱۰) نمایش داده شده است.




**شکل(۹): نمودار همگرایی الگوریتم PSO در سناریوی دوم**

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-13 ]

[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.1.9 ]




**شکل(۱۰): نمودار درمدارقرارگیری واحدهای میکروتوربین و پیل سوختی**

## ۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله، راهبردی برای بهره‌برداری بهینه‌ی یک شبکه توزیع هوشمند باهدف کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری از منابع پراکنده انرژی ارائه شد، که در آن رابطه دقیق‌تری برای هزینه استفاده از باتری‌های تجاری مورداستفاده در شبکه‌های برق لحاظ شده است. برای بررسی این روش یک شبکه شعاعی ۶۹ شینه در نظر گرفته شد و با الگوریتم PSO، نحوه درمدار قرارگیری واحدها باهدف کمترین هزینه بهره‌برداری از شبکه توزیع هوشمند انجام شده است. با توجه به نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌های نرم‌افزاری می‌توان گفت حضور بارهای پاسخگو و باتری‌ها علاوه بر کاهش هزینه‌ها، بهره‌برداری منعطف‌تری را نیز منجر می‌شود.

همچنین به علت استفاده از تابع هزینه دقیق برای باتری‌های سرب-اسید، به‌گونه‌ای که هزینه مربوط به دفعات شارژ و دشارژ و محدودیت‌های مربوط به عمق دشارژ و خوددشارژی این ذخیره‌سازها نیز لحاظ شوند، نمی‌توان به‌طور گسترده در بهره‌برداری شبکه از آن‌ها، به‌جز در مواقع اضطراری استفاده کرد. بنابراین استفاده از سیستم‌های ذخیره‌ساز همراه با برنامه پاسخگویی بار توصیه می‌شود.

## مراجع


[۱] جدید، شهرام و ذکریازاده، علیرضا، **شبکه‌های توزیع هوشمند**، چاپ اول، تهران، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه علم و صنعت ایران، ۱۳۹۱.

[۲] جلال‌آبادی،اسماعیل و رحیمی‌کیان،اشکان، "**بهره برداری بهینه و مدیریت ریسک یک ریز شبکه متصل به شبکه**"، مجله انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران، سال یازدهم، شماره اول، ۹-۱۸، تابستان ۱۳۹۳.

[3] Jadid.S., Homaee.O., Zakariazadeh.A., "Voltage Control Approach in Smart Distribution Network with Renewable Distributed Generation", Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Vol.10, No.2, pp.11-21, Fall & Winter 2013.

[4] Soares J., Silva M., Sousa T., Vale Z., Morais H., "Distributed energy resource short-term scheduling using Signaled Particle Swarm Optimization", Elsevier Energy (42), pp. 466-476, 2012.

[5] Borghetti A., Bosetti M., Grillo S., Massucco S., Nucci C.A., Paolone M., Silvestro F., "Short-Term Scheduling and Control of Active Distribution Systems With High Penetration of Renewable Resources", IEEE System Journal, Vol. 4, NO. 3, pp. 313-322, September 2010.

[6] Galvan, E., Gutierrez-Alcaraz G.; "Two-phase Short-term Scheduling with Renewable Energy Resources and Storage", North American Power Symposium (NAPS), pp. 1-6, 2013.

[7] Niknam T., Zeinoddini Meymand H., Doagou Mojarrad H.; "A practical multi- objective PSO algorithm for optimal operation management of distribution network with regard to fuel cell power plants", Elsevier Renewable Energy 36, pp. 1529-1544, 2011.

[8] Anvari Moghaddam A., Seifi A., Niknam T., Alizadeh Pahlavani M.R., "Multi-obj ective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-t urbine/fuel cell/battery hybrid power source", Elsevier Energy 36, pp. 6490-6507, 2011.

[9] Celli G., Pilo F., Pisano G., Soma G.G., "Optimal operation of active distribution network with distributed energy storage", 2nd IEEE Energy Conference & Exhibition, 2012.

[10] Javad Saebi, Javad Mohammadi, Hamid Taheri, Seyedeh Sara Nayer; "Demand Bidding/Buyback Modeling and Its Impact on Market Clearing Price", IEEE International Energy Conference, pp. 791-796, 2010.

[11] Ahmad Reza Malekpour, Taher Niknam; "A probabilistic multi-objective daily Volt/Var control at distribution networks including renewable energy sources", Elsevier Energy 36, pp. 3477-3488, 2011.

[12] Yu Hou Ruxandra, Vidu Pieter Stroeve; "Report on Solar Energy Storage Methods and Life Cycle Assessment", Prepared by: California Solar Energy Collaborative (CSEC), University of California Davis, MAY 2012.

[13] D.Das; "Optimal placement of capacitors in radial distribution system using a Fuzzy-GA method", Elsevier, Electrical Power and Energy Systems 30, pp. 361–367, 2008.

[14] Miranda V, Fonseca N.; "EPSO: Evolutionary Particle Swarm Optimization, a new algorithm with applications in power systems", IEEE/PES Transmission and distribution Conference and Exhibition Asia Pacific, Vols. 1-3, pp. 745-750, 2002.

[15] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, "A Compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No.2, May, pp. 753-762, 1988.


## زیرنویس‌ها

[1] Distributed Energy Resources
[2] Particle Swarm Optimization
[3] Cent of Euro
[4] Demand Buy-Back
[5] Distribution System Operator

[ Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-13 ]

[ DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.1.9 ]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016