

KNO-1001-3906

مدلسازی بهینه برنامه پاسخگویی بار زمان استفاده (TOU) و مسئله توزیع بار اقتصادی هزینه آلودگی دینامیک (DEED)

احسان ده نوی^۱، حمدی عبدی^۲، فرید محمدی^۳

دانشکده فنی و مهندسی

دانشگاه رازی

کرمانشاه، ایران

چکیده: امروزه شبکه‌های هو شمند^۱ (SGs) الکتریکی در حل مشکلات شبکه‌های الکتریکی سنتی از جمله هزینه‌های تولید و مصرف بالا، تلفات بالا، کنترل و ارائه سرویس محدود، ارتباط یک طرفه، قرائت حضوری کنتورهای برق، قابلیت اطمینان پایین در زمان‌های اوج بار و در نتیجه خاموشی‌های جزئی و کلی بسیار مؤثر می‌باشند. اجرای هو شمندان برنامه‌های پاسخگویی بار نقش مهمی در کاهش هزینه‌ها و افزایش قابلیت اطمینان شبکه ایفا می‌کند. در این مقاله، مدل تلفیقی برنامه پاسخگویی بار زمان استفاده^۱ (TOU) و مسئله توزیع بار اقتصادی هزینه-آلودگی دینامیک^۱ (DEED) ارائه شده است. در مدل تلفیقی، هزینه تولید و آلودگی حداقل شده و نرخ قیمت بهینه در دوره‌های مختلف نیز به صورت همزمان تعیین می‌گردد. با در نظر گرفتن انواع شرایط غیرخطی از قبیل اثر نقطه-دریچه، نواحی ممنوعه عملکرد و ذخیره چرخان، مسئله به یک مسئله کاملاً غیرخطی و پیچیده تبدیل می‌گردد که با استفاده از الگوریتم رانش تصادفی انبوه ذرات^۱ (RDPSO) حل شده است. مدل نهایی به یک سیستم ده واحدی اعمال گردیده و نتایج فواید اجرای مدل نهایی را به اثبات می‌رساند.

واژه‌های کلیدی: پاسخگویی بار زمان استفاده؛ توزیع بار اقتصادی هزینه-آلودگی دینامیک؛ شرایط غیرخطی؛ الگوریتم رانش تصادفی انبوه ذرات

۱. مقدمه

هزینه‌های اضافی بالایی را در سمت تولید تحمیل کند و یا اینکه پس از پایان برنامه، با اضافه شدن ناگهانی مصرف کنندگان، پیک‌های جدیدی در منحنی بار ایجاد گردد و به تبع آن قابلیت اطمینان شبکه کاهش یابد [۲]. از آنجایی که برنامه پاسخگویی بار زمان استفاده و توزیع بار اقتصادی هزینه-آلودگی دینامیک به ترتیب به سمت مصرف و تولید تمرکز دارند، به منظور ارائه یک مدل مفهومی و یک راه حل اساسی برای حل مشکل فوق، تلفیق این دو برنامه و اجرای هوشمندان^۱ TOU بسیار کاربردی و مفید به نظر می‌رسد.

یکی دیگر از اثرات مهم اجرای هوشمندان^۱ برنامه‌های پاسخگویی بار بهبود شرایط ذخیره چرخان سیستم در ساعات پیک بار و در

پاسخگویی بار به معنی مشارکت مصرف کنندگان در اصلاح الگوی مصرف خود در زمان‌های پیک بار به منظور نیل به قیمت‌های مناسب و بهبود قابلیت اطمینان شبکه می‌باشد. این مشارکت در اثر تغییر قیمت برق در دوره‌های مختلف و یا در قبال دریافت‌های تشویقی و جریمه‌های وضع شده از سوی شرکت برق می‌باشد [۱]. برنامه‌های پاسخگویی بار به دو گروه اصلی برنامه‌های مبتنی بر تشویق و برنامه‌های مبتنی بر قیمت تقسیم می‌گردند و هر کدام شامل برنامه‌هایی می‌باشند.

تعیین نرخ قیمت بهینه دوره‌های مختلف (کم باری، میان باری و پیک بار) در برنامه‌های مبتنی بر قیمت، باید بر اساس یک رویکرد اقتصادی و قابل اجرا باشد. در غیر این صورت ممکن است

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta d(1)}{d_0(1)} \\ \frac{\Delta d(2)}{d_0(2)} \\ \frac{\Delta d(3)}{d_0(3)} \\ \vdots \\ \frac{\Delta d(24)}{d_0(24)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E(1,1) & \cdots & E(1,24) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ E(24,1) & \cdots & E(24,24) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\Delta \rho(1)}{\rho_0(1)} \\ \frac{\Delta \rho(2)}{\rho_0(2)} \\ \frac{\Delta \rho(3)}{\rho_0(3)} \\ \vdots \\ \frac{\Delta \rho(24)}{\rho_0(24)} \end{bmatrix} \quad (2)$$

سود کلی مصرف کننده به صورت (۳) بدست می آید.

$$NP(t) = B(d(t)) - d(t)\rho(t) \quad (3)$$

که در آن B سودی است که مشتریان با مصرف بار بدست می آورند. برای حداکثر نمودن سود، مشتق (۳) نسبت به تقاضا باید صفر باشد.

$$\frac{\partial NP}{\partial d(t)} = \frac{\partial B(d(t))}{\partial d(t)} - \rho(t) = 0 \quad (4)$$

$$\frac{\partial B(d(t))}{\partial d(t)} = \rho(t) \quad (5)$$

سری تیلور B به صورت (۶) می باشد.

$$B(d(t)) = B(d_0(t)) + \frac{\partial B(d_0(t))}{\partial d(t)} [d(t) - d_0(t)] + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 B(d_0(t))}{\partial d^2(t)} [d(t) - d_0(t)]^2 \quad (6)$$

برای تعیین مصرف بهینه، که توسط آن مصرف کنندگان حداکثر سود را بدست می آورند، طبق (۶) داریم:

$$B(d(t)) = B(d_0(t)) + \rho_0(t) [d(t) - d_0(t)] + \frac{1}{2} \frac{\rho_0(t)}{E(t,t)d_0(t)} [d(t) - d_0(t)]^2 \quad (7)$$

با مشتق گیری از (۷):

نتیجه افزایش قابلیت اطمینان شبکه می باشد. این مفهوم نیز در این مقاله مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته است.

مدل تلفیقی مسئله DEED با TOU یک مسئله بهینه سازی غیرخطی، ناصاف و غیر محدب می باشد که با روش های کلاسیک قابل حل نیست [۳-۴]. در همین راستا در این مقاله، مدل ترکیبی با استفاده از الگوریتم فرا کاوشی رانش تصادفی انبوه ذرات (RDPSO) [۵] حل شده است. در مدل نهایی، هزینه های تولید و آلودگی حداقل شده و نرخ قیمت بهینه در دوره های مختلف نیز به صورت همزمان تعیین می گردد. لازم به ذکر است که مدل تلفیقی برنامه DEED و TOU با در نظر گرفتن تمامی شرایط غیرخطی عملی از قبیل اثر نقطه-دریچه، نواحی ممنوعه عملکرد و ذخیره چرخان برای اولین بار در این مقاله بررسی شده است.

۲- مدل اقتصادی بار

مدلسازی بارهای پاسخگو بر اساس ماتریس الاستیسیته تقاضا^۱ (PEM)، یکی از کاربردی ترین و قوی ترین روش ها در این زمینه می باشد. همچنین برای بدست آوردن مصرف بهینه در سمت تقاضا، الاستیسیته به صورت حساسیت تقاضا نسبت به تغییرات قیمت طبق (۱) تعریف می شود [۵-۷].

$$E(t, t') = \frac{\rho_0(t')}{d_0(t)} \frac{\partial d(t)}{\partial \rho(t')} \quad (1)$$

$$\begin{cases} E(t, t') \leq 0 & \text{if } t = t' \\ E(t, t') \geq 0 & \text{if } t \neq t' \end{cases}$$

در رابطه فوق: E الاستیسیته؛ $d(t)$ و $d_0(t)$ تقاضای مصرف کننده بعد و قبل از اجرای DRP؛ $\rho(t')$ و $\rho_0(t')$ قیمت برق بعد و قبل از اجرای DRP در طول پریود t' می باشند.

برای ۲۴ ساعت شبانه روز، الاستیسیته خودی و متقابل می توانند به صورت یک ماتریس 24×24 طبق (۲) نمایش داده شوند.

^۱ Price Elasticity Matrix

(دلار) در مورد مطالعاتی حداقل نمودن همزمان هزینه-آلودگی می‌باشد.

$$pff(i) = \frac{F_i(P_i^{max})}{E_i(P_i^{max})}$$

$$= \frac{a_i + b_i P_i^{max} + c_i (P_i^{max})^2 + |d_i \sin(e_i (P_i^{min} -$$

$$\alpha_i + \beta_i P_i^{max} + \gamma_i (P_i^{max})^2 + \eta_i \exp(\delta_i P_i^{max})$$

برای محاسبه قیمت بهینه در دوره‌های مختلف، پارامتر σ به منظور تغییر قیمت در پریودهای مختلف طبق (۱۲) بکار گرفته می‌شود. به عبارتی دیگر یکی از اهداف اصلی الگوریتم بهینه سازی تعیین مقدار بهینه این پارامتر می باشد.

طبق تعریف، نحوه طراحی برنامه زمان استفاده، تغییر قیمت فروش انرژی الکتریکی در دوره‌های مختلف می‌باشد. بنابراین ماتریس قیمت پریودهای پیک و دره توسط متغیر σ را به صورت (۱۲) تعریف می‌کنیم.

$$PRC_{TOU} = \begin{bmatrix} \rho_{Peak} \\ \rho_{Off-Peak} \\ \rho_{Valley} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$= \begin{bmatrix} \rho_{Peak0} + \sigma \\ \rho_{Off-Peak0} \\ \rho_{Valley0} - \sigma \end{bmatrix}$$

که در آن ρ_{Peak0} ، $\rho_{Off-Peak0}$ و $\rho_{Valley0}$ قیمت انرژی الکتریکی قبل از اجرای برنامه TOU به ترتیب در پریودهای پیک بار، میان باری و کم باری می‌باشند.

همانطور که در (۱۲) مشاهده می‌شود؛ این رویکرد قیمت دهی با اصلاح قیمت در دوره های مختلف مشتریان را به اصلاح الگوی مصرف (کاهش بار در زمان پیک و یا انتقال آن به زمان‌های غیر پیک) ترغیب می‌کند.

از آنجایی که در برنامه TOU پرداختی مستقیمی به عنوان پاداش و یا دریافتی به عنوان جریمه وجود ندارد، لذا این برنامه دارای هزینه اجرایی نمی‌باشد. اما برای بررسی صرفه اقتصادی اجرای برنامه، باید هزینه آن را در قالب کاهش درآمد شرکت برق در تابع هدف نهایی اعمال کنیم. به عبارت دیگر هزینه اجرای TOU در این حالت طبق (۱۳) می باشد (تابع هدف (۱۰) را ببینید).

$$C_{TOU}(t) = \rho_0(t).d_0(t) - \rho(t).d(t) \quad (13)$$

$$\frac{\partial B(d(t))}{\partial d(t)} = \rho_0(t) \left(1 + \frac{d(t) - d_0(t)}{E(t,t)d_0(t)} \right) \quad (8)$$

سرانجام مدل نهایی با توجه به (۵) و (۸) طبق (۹) محاسبه می‌شود.

$$d(t) = d_0(t) \times \left\{ 1 + \sum_{t'=1}^{24} E(t,t') \times \frac{[\rho(t') - \rho_0(t')]}{\rho_0(t')} \right\} \quad (9)$$

۳. فرمول‌بندی مدل تطبیقی DEED و TOU

در این بخش فرمولاسیون مدل تلفیقی بهینه DEED و TOU ارائه می‌شود، که در آن هزینه‌های تولید و آلودگی حداقل شده و نرخ قیمت بهینه در دوره‌های مختلف نیز به صورت همزمان تعیین می‌گردد.

تابع هدف نهایی مدل تلفیقی، با در نظر گرفتن هزینه سوخت و آلودگی واحدهای تولیدی و هزینه اجرای TOU طبق (۱۰) تعریف می‌شود.

$$TOF =$$

$$\sum_{t=1}^T \left\{ \omega_F \times \left[\sum_{i=1}^{Ng} \{ a_i + b_i P_{i,t} + c_i (P_{i,t})^2 + |d_i \sin(e_i (P_{i,t} - P_i^{min})) | \right] + \omega_F \times C_{TOU}(t) \right. \\ \left. + \omega_E \times \sum_{i=1}^{Ng} [pff(i) * (\alpha_i + \beta_i P_{i,t} + \gamma_i (P_{i,t})^2 + \eta_i \exp(\delta_i P_{i,t}))] \right\} \quad (10)$$

عبارت اول (۱۰) تابع هزینه سوخت واحدها (بر حسب دلار) بوده و در آن d_i ، c_i ، b_i ، a_i و e_i ضرایب تابع هزینه؛ P_i^{min} حداقل توان تولیدی؛ P_i خروجی توان؛ Ng تعداد ژنراتورها؛ T پریود کاری واحد i ام می‌باشند. عبارت دوم (۱۰) هزینه اجرای برنامه TOU (بر حسب دلار) بوده که در ادامه شرح داده خواهد شد. عبارت سوم (۱۰) تابع آلودگی واحدها (بر حسب تن) بوده و در آن α_i ، β_i ، γ_i ، η_i و δ_i ضرایب منحنی آلودگی واحدها می‌باشند.

همچنین $\omega_F + \omega_E = 1$ و pff ضریب جریمه قیمت هر واحد تولیدی است، که بصورت (۱۱) محاسبه می‌گردد. در واقع بکار گیری این ضریب به دلیل هم واحد نمودن آلودگی (تن) و هزینه

$$i = 1, \dots, Ng, \quad t = 1, \dots, T, \quad q = 2, 3, \dots, n_i$$

برای هر واحد تولیدی، n_i مشخص کننده تعداد نواحی عملکرد ممنوعه است.

قید نرخ شیب:

قید نرخ شیب برای واحد i ام، مشخص کننده حداکثر افزایش یا کاهش توان تولیدی از هر دوره زمانی به دوره بعد است، که در (۱۹) بیان شده است.

$$\begin{cases} P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq DR_i & \text{در صورت کاهش تولید} \\ P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq UR_i & \text{در صورت افزایش تولید} \end{cases} \quad (19)$$

UR_i و DR_i به ترتیب حداکثر افزایش و کاهش توان مجاز واحد تولیدی نام می‌باشند (MW/h).

قید ذخیره چرخان:

برای اطمینان از اینکه در صورت از دست رفتن یک واحد تولیدی، بقیه واحدها قادر به جبران توان از دست رفته در یک بازه زمانی مشخص (مثلاً ۱۰ یا ۶۰ دقیقه) باشند، ذخیره چرخان باید به عنوان یک قید اضافی در نظر گرفته شود. در این مقاله، قید ذخیره چرخان برای مسئله DEED توسط سه رابطه زیر بیان شده است [۸].

$$D_t^{(1)} = \sum_{i=1}^{Ng} P_i^{max} - (P_{D,t} + P_{Loss,t} + SRR_t) \geq 0, \quad t = 1, \dots, T \quad (20)$$

$$D_t^{(2)} = \sum_{i=1}^{Ng} (\min(P_i^{max} - P_{i,t}, UR_i)) - SRR_t \geq 0, \quad t = 1, \dots, T \quad (21)$$

$$D_t^{(3)} = \sum_{i=1}^{Ng} (\min(P_i^{max} - P_{i,t}, \frac{UR_i}{6})) - SRR'_t \geq 0, \quad t = 1, \dots, T \quad (22)$$

معمولاً قیدهای (۲۰) و (۲۱) جهت برآورده کردن شرط زمان جبران ۶۰ دقیقه‌ای به مسئله DEED اعمال می‌شوند. به کار بردن (۲۲) موجب برآورده شدن شرط زمان جبران ۱۰ دقیقه‌ای شده و مقدار آن وابسته به حداکثر افزایش توان مجاز واحدهای تولیدی است.

که در آن $\rho_0(t)$ و $\rho(t)$ به ترتیب قیمت‌های قبل و بعد از اجرای برنامه TOU، $d_0(t)$ و $d(t)$ مقادیر بار قبل و بعد از اجرای برنامه TOU می‌باشد.

رابطه (۱۰) ملزم به برآورده نمودن قیدهای (۱۴) تا (۲۲) می‌باشد؛

قید تساوی بار:

$$\sum_{i=1}^{Ng} (P_{i,t}) - P_{D,t} - P_{Loss,t} = 0, \quad t = 1, \dots, T \quad (14)$$

در رابطه فوق $P_{D,t}$ و $P_{Loss,t}$ به ترتیب بار مورد تقاضا و توان اتلافی خطوط انتقال در دوره t ام می‌باشند. فرمول تلفات معمولاً با استفاده از رابطه تلفات کرون (Kron's loss formula)، طبق (۱۵) محاسبه می‌شود.

$$P_{Loss,t} = \sum_{i=1}^{Ng} \sum_{j=1}^{Ng} P_{i,t} B_{i,j} P_{j,t} \quad (15)$$

که در آن $B_{i,j}$ ضریب تلفات توانی شبکه انتقال می‌باشد.

قید حدود پارامتر σ (معادله (۱۲) را ببینید):

$$\sigma(t)^{min} < \sigma(t) \leq \sigma(t)^{max} \quad (16)$$

در این مقاله $\sigma(t)^{min}$ و $\sigma(t)^{max}$ برابر با ۱۵ دلار بر مگاوات ساعت (قیمت برق زمان کم باری) و ۰٫۲۵ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده‌اند.

قید ظرفیت تولید نیروگاه‌ها:

$$P_i^{min} \leq P_{i,t} \leq P_i^{max} \quad i = 1, 2, \dots, Ng \quad (17)$$

که در آن P_i^{min} و P_i^{max} حدود پایین و بالای واحد i ام می‌باشند.

قید نواحی ممنوعه عملکرد ($POZs$):

نواحی عملکرد مجاز مربوط به ژنراتور نام به صورت (۱۸) تعریف می‌شود.

$$\begin{cases} P_{(i,t)}^{min} \leq P_{i,t} \leq P_{(i,t),1}^l & or \\ P_{(i,t),q-1}^u \leq P_{i,t} \leq P_{(i,t),q}^l & or \\ P_{(i,t),n_i}^u \leq P_{i,t} \leq P_{(i,t)}^{max} \end{cases} \quad (18)$$

۴. روند حل مسئله تطبیقی TOU-DEED

در مسئله DEED-TOU، خروجی واحدها در هر ساعت تشکیل یک بردار می‌دهد که می‌توان آن را به عنوان گروه ذرات در نظر گرفت. تعداد متغیرهای هر ذره نیز برابر با تعداد نیروگاه‌ها در نظر گرفته می‌شود. جهت برآورده نمودن شرط تساوی بار، باید تابع ارزیابی زیر توسط الگوریتم RDPSO کمینه گردد.

$$EF(P_{i,t}) \quad (23)$$

$$= \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{N_g} TOF(P_{i,t}) + K_n \cdot abs \left(\sum_{i=1}^{N_g} P_{i,t} - P_{D,t} - P_{L,t} \right) \right\}$$

که در آن K_n ضریب جریمه بوده که یک عدد حقیقی مثبت می‌باشد. مقدار K_n در هر ساعت با تعداد تکرار الگوریتم افزایش می‌یابد. اگر شرط تساوی غیر صفر باشد، مقدار ترم دوم تابع ارزیابی نیز غیر صفر می‌باشد. به عبارت دیگر هر ذره که شرط تساوی را برقرار نکند، یک تابع ارزیابی بزرگ خواهد داشت. در این صورت ذره مذکور جزء جواب‌های بهینه نبوده و در نتیجه از الگوریتم بهینه‌سازی دور انداخته می‌شود. به طور مشابه هر ذره که شرط تساوی را برآورده کند، یک تابع ارزیابی کوچک خواهد داشت و احتمالاً نگه داشته خواهد شد. K_n می‌تواند به صورت (۲۴) نوشته شود.

$$K_n = 100 \times \sqrt{n} \quad n = 1, 2, \dots, N_{iter} \quad (24)$$

که در آن N_{iter} حداکثر تعداد تکرارهای الگوریتم RDPSO در هر ساعت می‌باشد. به منظور کسب اطلاعات بیشتر در مورد الگوریتم RDPSO به [۹] مراجعه کنید.

برای حل مسئله تلفیقی و برآورده نمودن قیود، ۹ مرحله به صورت زیر پیشنهاد می‌گردد.

مرحله ۱. تعریف داده‌های اولیه واحدها، منحنی بار روزانه، قیمت اولیه برق، ماتریس الاستیسیته قیمت، تنظیم مقدار اولیه پارامتر سیگما در مقدار صفر، تنظیم تعداد ساعات مورد مطالعه برای یک شبانه روز ($T=24$)، تعیین تعداد تکرارهای الگوریتم بهینه‌سازی (iteration در این مقاله برابر ۱۰۰ در نظر گرفته شده است).

مرحله ۲. افزایش مقدار پارامتر σ به اندازه گام تغییرات آن توسط ISO. در این مقاله گام تغییرات ۰/۲۵ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است ($\sigma = \sigma + 0.25$).

مرحله ۳. تنظیم شماره ساعت بر روی صفر ($t=0$).

مرحله ۴. $t=t+1$

مرحله ۵. مشخص کردن مقدار تقاضای بار در هر ساعت توسط (۹).

مرحله ۶. تعیین جمعیت اولیه الگوریتم بهینه‌سازی (مجموعه‌ای از جواب‌های ممکن مسئله DEED-TOU) مطابق ۶ گام بصورت زیر:

گام ۱. $k=1$ (ک نشانگر شماره کاندید در جمعیت است)؛ گام ۲. مطابق توضیحات قبل، کاندید k ام را به طور تصادفی و در بازه مجاز توان هر نیروگاه تولید کن؛ گام ۳. محاسبه تلفات خط انتقال برای کاندید k ام؛ گام ۴. برای کاندید k ام قیود نواحی ممنوعه، نرخ شیب و ذخیره چرخان را بررسی کن؛ گام ۵. اگر تمامی قیود گام ۴ رعایت شده‌اند، یک واحد به k اضافه کن ($k=k+1$)؛ گام ۶. اگر مقدار k کوچکتر یا مساوی اندازه جمعیت انتخابی است، به گام ۲ برگرد.

مرحله ۷. اجرای حلقه اصلی الگوریتم بهینه‌سازی انتخاب شده. گام ۱. iteration=1؛ گام ۲. $k=1$ (ک نشانگر شماره‌ی کاندید در جمعیت است)؛ گام ۳. محاسبه تلفات خط انتقال برای کاندید k ام؛ گام ۴. تعیین هزینه اجرای برنامه‌پاسخگویی بار؛ گام ۵. محاسبه مقدار تابع ارزیابی برای هر کاندید توسط (۲۳)؛ گام ۶. جهش مقدار کاندید k ام به منظور همگرایی مقدار تابع هدف آن به بهینه‌ترین حالت؛ گام ۷. برای کاندید k ام قیود نواحی ممنوعه (در صورت عبور از حدود، آن را بر روی مقدار مرزی تنظیم کن)، نرخ شیب و ذخیره چرخان را بررسی کن؛ گام ۸. اگر تمامی قیود گام ۷ رعایت شده‌اند، یک واحد به k اضافه کن ($k=k+1$)؛ گام ۹. اگر مقدار k کوچکتر یا مساوی اندازه جمعیت انتخابی است، به گام ۳ برگرد؛ گام ۱۰. تعیین بهترین کاندید (کمترین مقدار تابع ارزیابی) توسط الگوریتم بهینه‌سازی در پایان هر تکرار؛ گام ۱۱. یک واحد به iteration اضافه کن ($iteration = iteration + 1$)؛ گام ۱۲. اگر تعداد تکرارها تمام نشده است، به گام ۲ برگرد. در غیر این صورت بهترین کاندید را برای ساعت t ام ذخیره کن.

مرحله ۸. اگر مقدار t برابر با T نیست، به مرحله ۴ برگرد. در غیر این صورت جواب کل (برنامه تولید واحدها طی ۲۴ ساعت) را برای میزان پارامتر σ مربوطه ذخیره کن.

مرحله ۹. اگر مقدار σ برابر با مقدار بیشینه در (۱۶) نیست، به مرحله ۲ برگرد. در غیر این صورت مقدار پارامتر σ متناظر بهترین جواب کل را به عنوان پارامتر σ بهینه انتخاب کن و تمامی نتایج و پارامترهای خروجی را به ازای این مقدار پارامتر σ چاپ کن.

۵- نتایج و مطالعات عددی

برای بررسی اثرات اجرای هوشمندانه TOU روی هزینه و هزینه-آلودگی، دو مورد مطالعاتی با اهداف حداقل نمودن هزینه ($\omega_E = 0$ و $\omega_F = 1$) و هزینه آلودگی ($\omega_E = 0.5$ و $\omega_F = 0.5$) در نظر گرفته شده اند (تابع هدف معرفی شده در (۱۰) را ببینید). برای نشان دادن ویژگی ها و فواید عملی مدل معرفی شده، مدل به یک سیستم ۱۰ ژنراتور اعمال شده است. سیستم از [۱۰] با برخی اصلاحات استخراج شده است. مشخصات ژنراتورها در پیوست مقاله آورده شده است. ضرایب تلفات خطوط انتقال نیز در [۱۱] موجود است. $SSRs$ حداقل ۱۰ و ۶۰ دقیقه (SRR'_t و SRR_t)، به ترتیب در مقادیر ۵٪ و $5\% \times (\frac{10}{60})$ بار در هرساعت تنظیم شده اند. علاوه بر این، مقادیر عناصر ماتریس PEM نیز در جدول ۱ آمده اند [۱۲، ۱۳].

جدول ۱: مقادیر الاستیسیته خودی و متقابل

کم باری	بار میانه	پیک بار	
۰/۰۱۲	۰/۰۱۶	-۰/۱	پیک بار
۰/۰۱	-۰/۱	۰/۰۱۶	بار میانه
-۰/۱	۰/۰۱	۰/۰۱۲	کم باری

منحنی بار روزانه به سه دوره: کم باری (۶-۰)، بار میانه (۲۰-۱۶) و (۱۰-۶)؛ و پیک بار (۲۴-۲۰ و ۱۶-۱۰) تقسیم شده است. پتانسیل اجرای برنامه DR ۲۰ درصد در نظر گرفته شده است. به عبارتی دیگر ۲۰ درصد از مشتریان در برنامه TOU شرکت می کنند. قیمت اولیه برق نیز در سه دوره ی کم باری، میان باری و پیک بار به ترتیب برابر با ۱۵، ۲۵ و ۳۵ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است.

نتایج قبل و بعد از اجرای TOU در جدول ۲ آورده شده است. همانطور که مشاهده می شود، در مورد مطالعاتی اول پس از اجرای TOU تابع هدف حدود ۵۲۰۰ دلار کاهش می یابد و اجرای TOU دارای هزینه ۶۱۹۱ دلاری (سود مشتری) می باشد. در مورد مطالعاتی دوم نیز تابع هدف به میزان ۷۴۶۷ واحد کاهش می یابد و برنامه دارای هزینه اجرای ۲۰۲۶۷ دلاری (دلاری) می باشد. تلفات نیز در هر دو مورد مطالعاتی کاهش می یابد. تمامی مشخصات منحنی بار از جمله ضریب بار و اختلاف پیک و دره نیز در هر دو مورد مطالعاتی بهبود می یابد. ماهیت غیر خطی مسئله تلفیقی (تغییرات تابع هدف نسبت به پارامتر سیگما) را نیز در شکل ۱ مشاهده می کنید. همانطور که مشاهده می شود، کمترین

میزان تابع هدف به ازای پارامتر سیگما برابر با ۹،۷۵ دلار بر مگاوات ساعت حاصل می گردد.

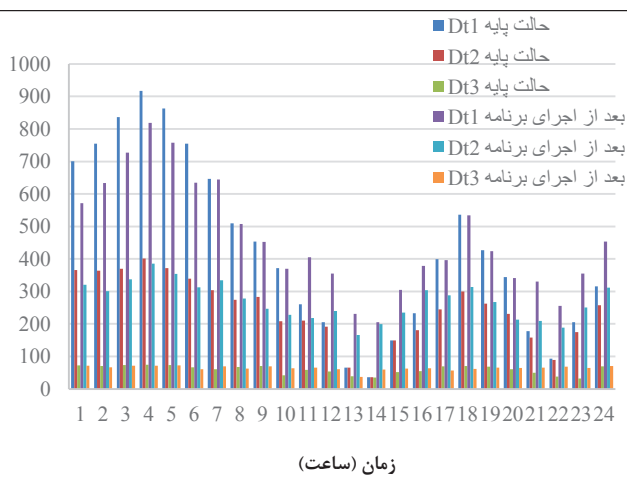
تلفیق بهینه مسئله $DEED$ و برنامه پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت TOU با در نظر گرفتن تمامی شرایط عملی حاکم بر مسئله، برای اولین بار در این مقاله انجام شده است و مرجع مشابهی به منظور مقایسه نتایج وجود ندارد. با این وجود در [۱۱] نیز مانند این مقاله پس از اجرای پاسخگویی بار با تعیین نرخ پاداش بهینه، هزینه و آلودگی نسبت به حالت بدون اجرای پاسخگویی بار کاهش می یابد. البته در [۱۱] برنامه پاسخگویی بار مبتنی بر تشویق لحاظ شده است و در واقع به جای نرخ قیمت بهینه، نرخ پاداش بهینه در مسئله تلفیقی بدست می آید؛ همچنین از تأثیر برخی از قیود عملی سیستم نظیر نواحی عملکرد ممنوعه و ذخیره چرخان صرف نظر شده است.

جدول ۲: شیوه های داخل جدول

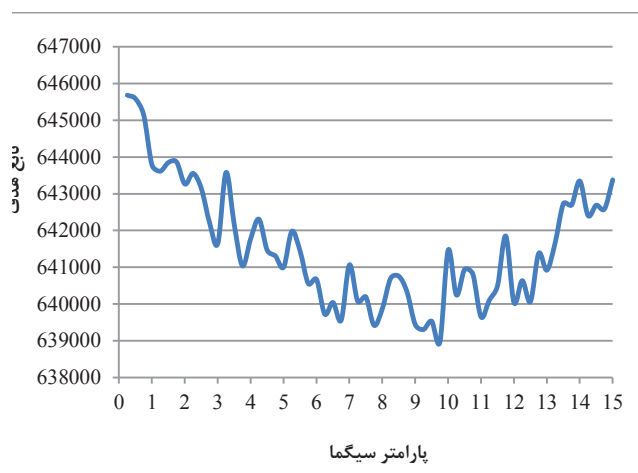
مورد مطالعاتی دوم		مورد مطالعاتی اول		
پس از اجرای TOU	بدون اجرای TOU	پس از اجرای TOU	بدون اجرای TOU	کمیت
۹/۷۵	—	۴/۵۰	—	پارامتر σ
۷۰۳۶/۹۸۲۵	۷۱۰۲/۶۶۳۴	۶۶۸۲۳/۲۴۴۲	۶۷۹۶/۸۵۷۲	هزینه کل (\$) ۸۵
۱۵۸۲/۴۸۵۹	۱۷۳۹/۲۹۲۴	۲۵۹۲/۰۶۸۲	۲۲۸۸/۷۵۷۸	آلودگی ی کل (تن) ۶
۲۰۲۶۶/۸۰۶۹	—	۶۱۹۱/۷۷۸۹	—	سود مشتری ۲۰۲۶۶/۸۰۶۹
۶۳۸۹۶/۸۹۳۰	۶۴۶۴۳/۳۴۶۱	۶۷۴۴/۰۲۳۱	۶۷۹۶/۸۵۷۲	تابع هدف ۵
۶۶۰/۱۴۵۳	۷۰۶/۰۱۹۶	۷۴۷/۶۷۹۳	۷۵۵/۷۶۴۷	تلفات کل (MW) ۶۶۰/۱۴۵۳
۸۰/۴۳	۷۶/۵۳	۷۸/۲۷	۷۶/۵۳	ضریب بار ۸۰/۴۳
۴۵/۸۶	۵۳/۳۳	۵۰/۰۰	۵۳/۳۳	درصد اختلاف پیک و دره ۴۵/۸۶
۶/۵۱	—	۳/۰۰	—	نسبت جبران پیک ۶/۵۱

اجرای برنامه TOU در شکل ۳ آورده شده‌اند. باتوجه به شکل ۳، هر سه قید دارای مقادیر بزرگتر از صفر بوده و با اجرای هوشمندانه برنامه TOU ، در ساعات پیک بار مقادیر مذکور بزرگتر از حالت پایه هستند، که این به معنای افزایش قابلیت اطمینان شبکه می‌باشد.

میزان انرژی صرفه جویی شده (MWh)	—	۲۲۰/۵۳۰۹	—	۴۷۷/۸۱۶۹
---------------------------------	---	----------	---	----------



شکل ۳: بهبود شرایط رزرو چرخان در اثر اجرای TOU (مورد مطالعاتی دوم)



شکل ۱: میزان تغییرات تابع هدف نسبت به پارامتر سیگما در مورد مطالعاتی دوم

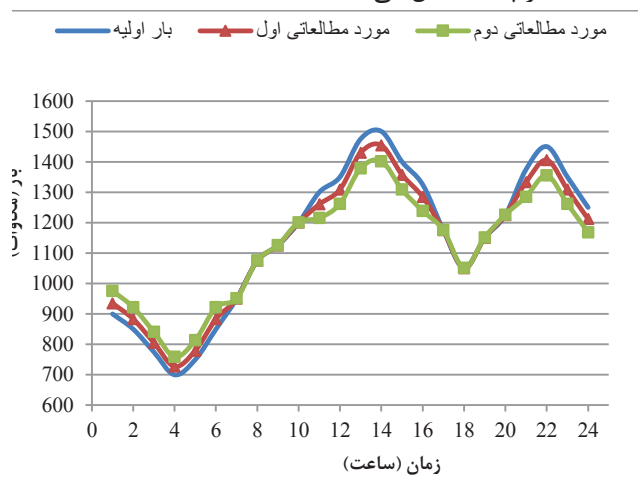
۶- جمع‌بندی

برنامه‌های پاسخگویی بار نقش مهمی در کاهش هزینه‌ها و افزایش قابلیت اطمینان شبکه بازی می‌کنند. در این مقاله یک مدل ترکیبی از برنامه TOU و $DEED$ ارائه شد، که در آن هزینه‌های تولید و آلودگی حداقل و قیمت بهینه در دوره‌های مختلف نیز به طور همزمان تعیین می‌گردد. در حقیقت، مدل ارائه شده یک بازی برد-برد برای تولیدکنندگان و مصرف کنندگان می باشد. دلیل اصلی این موضوع این است که اجرای هوشمندانه $DRPs$ باعث کاهش هزینه‌های تولید و آلودگی، افزایش سود مشتری و بهبود قابلیت اطمینان شبکه می‌گردد. یکی از چالش‌های اساسی در برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت، تعیین نرخ قیمت بهینه در دوره‌های مختلف می‌باشد که در این مقاله با ارائه یک مدل تلفیقی نحوه تعیین نرخ قیمت بهینه در دوره‌های مختلف نیز ارائه گردید.

۷- منابع

- [1] M. Nikzad and B. Mozafari, "Reliability assessment of incentive- and priced-based demand response programs in restructured power systems," Electrical Power and Energy Systems, vol. 56, pp. 83-96, 2014.

منحنی بار قبل و بعد از اجرای TOU در شکل ۲ نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، بار در ساعات پیک کاهش و به ساعات غیر پیک انتقال می‌یابد.



شکل ۲: منحنی بار قبل و بعد از اجرای برنامه پاسخگویی بار برای موارد مطالعاتی اول و دوم

اثرات اجرای مدل تلفیقی در برآورده نمودن قید ذخیره چرخان، مقادیر $D_t^{(1)}$ ، $D_t^{(2)}$ و $D_t^{(3)}$ برای مورد مطالعاتی دوم قبل و بعد از

- [2] M. Joung and J. Kim, "Assessing demand response and smart metering impacts on long-term electricity market prices and system reliability," *Applied Energy*, vol. 101, pp. 441-448, 2013.
- [3] A. M. Elaiwa, X. Xia, and A. M. Shehata, "Solving dynamic economic emission dispatch problem with valve-point effects using hybrid DE-SQP," 9-13 July 2012. DOI: [10.1109/PowerAfrica.2012.6498646](https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2012.6498646).
- [4] Y. Lu, J. Zhou, H. Qin, Y. Wang, and Y. Zhang, "Chaotic differential evolution methods for dynamic economic dispatch with valve-point effects," *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 24, pp. 378-387, 2011.
- [5] H. Falsafi, A. Zakariazadeh, and Sh. Jadid, "The role of demand response in single and multi-objective wind-thermal generation scheduling: A stochastic programming," *Energy*, vol. 64, pp. 853-867, 2013.
- [6] M. Parvania, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Shahidehpour, "Optimal demand response aggregation in Wholesale electricity markets," *IEEE transactions on smart grid*, vol. 4, pp. 1957-1965, December 2013.
- [7] H.A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, and G.R. Yousefi, "Evaluation of nonlinear models for time-based rates demand response Programs," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 65, pp. 282-290, 2015.
- [8] T. Niknam, R. Azizpanah-Abarghoee, M. Zare, and B. Bahmani-Firouzi, "Reserve Constrained Dynamic Environmental/Economic Dispatch: A New Multi-objective Self-Adaptive Learning Bat Algorithm," *IEEE Systems Journal*, pp. 763 - 776, 2013.
- [9] J. Sun, V. Palade, X.J. Wu, W. Fang, and Z. Wang, "Solving the Power Economic Dispatch Problem With Generator Constraints by Random Drift Particle Swarm Optimization," *IEEE Transactions On Industrial Informatics*, vol. 10, no. 1, pp. 222-232, 2014.
- [10] A. Gholami, J. Ansari, M. Jamei, and A. Kazemi, "Environmental/economic dispatch incorporating renewable energy sources and plug-in vehicles," *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 8, no. 12, pp. 2183-2198, 2014.
- [11] N.I. Nwulu and X. Xia, "Multi-objective dynamic economic emission dispatch of electric power generation integrated with game theory based demand response programs," *Energy Conversion and Management*, vol. 89, pp. 963-974, 2015.
- [12] H.A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, and G.R. Yousefi, "Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs," *Applied Energy*, vol. 87, pp. 243-250, 2010.
- [13] H.A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, and G.R. Yousefi, "Modeling and prioritizing demand response programs in power markets," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 7, pp. 426-435, 2010.
- extinctioncoefficient.pdf.

پیوست: مشخصات سیستم مورد مطالعه

واحد ها	$P_{max}(MW)$	$P_{min}(MW)$	$a_i(\$ / h)$	$b_i(\$ / MWh)$	$c_i(\$ / MW^2 h)$	$d_i(\$ / h)$	$e_i(rad / MW)$	$UR_i(MW / h)$	$DR_i(MW / h)$
۱	۴۵۵	۱۵۰	۱۰۰۰	۱۶/۱۹	۰/۰۰۰۴۸	۴۰	۰/۰۱۴۱	۸۵	۸۵
۲	۴۵۵	۱۵۰	۹۷۰	۱۷/۲۶	۰/۰۰۰۳۱	۶۰	۰/۰۱۳۶	۸۵	۸۵
۳	۱۳۰	۲۰	۷۰۰	۱۶/۶۰	۰/۰۰۰۲۰	۳۰	۰/۰۱۲۸	۵۰	۵۰
۴	۱۳۰	۲۰	۶۸۰	۱۶/۵۰	۰/۰۰۰۲۱۱	۲۰	۰/۰۱۵۲	۵۰	۵۰
۵	۱۶۲	۲۵	۴۵۰	۱۹/۷۰	۰/۰۰۰۳۹۸	۲۰	۰/۰۱۶۳	۵۰	۵۰
۶	۸۰	۲۰	۳۷۰	۲۲/۲۶	۰/۰۰۰۷۱۲	۳۰	۰/۰۱۴۸	۴۵	۴۵
۷	۸۵	۲۵	۴۸۰	۲۷/۷۴	۰/۰۰۰۷۹	۳۰	۰/۰۱۶۸	۴۵	۴۵
۸	۵۵	۱۰	۶۶۰	۲۵/۹۲	۰/۰۰۰۴۱۳	۳۲	۰/۰۱۶۲	۳۵	۳۵
۹	۵۵	۱۰	۶۶۵	۲۷/۲۷	۰/۰۰۰۲۲۲	۲۵	۰/۰۱۷۸	۳۵	۳۵
۱۰	۵۵	۱۰	۶۷۰	۲۷/۸۰	۰/۰۰۰۱۷۳	۳۳	۰/۰۱۷۴	۳۵	۳۵
واحد ها	$\alpha_i(ton)$	$\beta_i(ton / MWh)$	$\gamma_i(ton / MW^2 h)$	$\eta_i(ton / h)$	$\delta_i(1 / MW)$	نواحی ممنوعه (MW)			
۱	۱۰/۲۳۹۰۸	-۰/۲۴۴۴۴	۰/۰۰۳۱۲	۰/۲۵۴۷	۰/۰۱۲۳۴	—			
۲	۱۰/۲۳۹۰۸	-۰/۲۴۴۴۴	۰/۰۰۳۱۲	۰/۲۵۴۷	۰/۰۱۲۳۴	[۱۸۵-۲۱۰] [۲۷۵-۳۰۵] [۴۱۰-۴۲۰]			
۳	۳۰/۰۳۹۱	-۰/۴۰۶۹	۰/۰۰۵۰۹	۰/۲۴۹۹	۰/۰۱۲۰۳	—			
۴	۳۰/۰۳۹۱	-۰/۴۰۶۹	۰/۰۰۵۰۹	۰/۲۴۸۰	۰/۰۱۲۹	[۲۵-۴۰] [۵۵-۷۰] [۷۵-۸۵]			
۵	۳۲/۰۰۰۰۶	-۰/۳۸۱۳۲	۰/۰۰۳۴۴	۰/۲۴۹۷	۰/۰۱۲	—			
۶	۳۲/۰۰۰۰۶	-۰/۳۸۱۳۲	۰/۰۰۳۴۴	۰/۲۴۹۷	۰/۰۱۲	[۳۰-۴۵] [۵۰-۶۵]			
۷	۳۳/۰۰۰۵۶	-۰/۳۹۰۲۳	۰/۰۰۴۶۵	۰/۲۵۱۶۳	۰/۰۱۲۱۵	[۳۵-۵۰] [۵۵-۷۰]			
۸	۳۳/۰۰۰۵۶	-۰/۳۹۰۲۳	۰/۰۰۴۶۵	۰/۲۵۱۶۳	۰/۰۱۲۱۵	[۱۵-۲۵] [۳۵-۴۵]			
۹	۳۵/۰۰۰۵۶	-۰/۳۹۵۲۴	۰/۰۰۴۶۵	۰/۲۵۴۷۵	۰/۰۱۲۳۴	—			
۱۰	۳۶/۰۰۰۱۲	-۰/۳۹۸۶۴	۰/۰۰۴۷	۰/۲۵۴۷۵	۰/۰۱۲۳۴	—			