

۲۰۲۰ آبان ماه ۱۳۹۴ - دانشگاه آزاد اسلامی واحد اصفهان (خوراسگان)

ارائه یک مدل برنامه ریزی روز آینده در پاسخگویی ساعتی تقاضا برای کاهش هزینه بهره برداری سیستم هوشمند

مجتبی سرلک<sup>۱</sup>، محسن کیهان ثانی<sup>۲</sup>، وحید صالحی ثانی<sup>۳</sup>

۱- آموزش‌شکده فنی و حرفه ای سما واحد تهران (اندیشه)، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران، moojtabasarlack@yahoo.com

۲- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد رشت، گروه برق، رشت، ایران، mohsen.keyhansani@gmail.com

۳- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد رشت، گروه برق، رشت، ایران، V.salehi1511@gmail.com

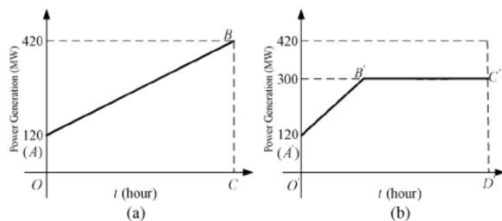
چکیده - این مقاله یک مدل برنامه ریزی روز آینده را پیشنهاد می کند که در آن پاسخگویی ساعتی تقاضا (DR) برای کاهش هزینه بهره برداری سیستم در نظر گرفته می شود و تغییرات افزایشی در دیسپچ تولید و قتیکه هزینه افزایش و کاهش واحدهای تولید حرارتی در مسئله برنامه ریزی بعنوان جریمه در نظر گرفته می شود. نمودار خروجی توان واحد تولید حرارتی بصورت تابع خطی تکه ای مدل می شود. برنامه ریزی روز آینده بصورت مسئله برنامه ریزی محدود به درجه دوم مخلوط عدد صحیح (MIQCP) با محدودیت تعادل انرژی درجه دو، هزینه افزایشی و کاهشی، و محدودیت های DR مدل می شود. یک مدل مبتنی بر Lagrangian relaxation (LR) برای حل این مسئله اعمال می شود. تست های عددی روی یک سیستم ۶ باسه و سیستم ۱۱۸ باسه IEEE اصلاح شده انجام می شود. نتایج بدست آمده شایستگی مدل برنامه ریزی پیشنهادی و همچنین اثر هزینه های افزایشی و کاهشی وارد شده بعنوان جریمه و DR را بعنوان انگیزه در برنامه ریزی روز آینده سیستم های قدرت نشان می-دهند. کلید واژه- کاهش هزینه بهره برداری/واحد های تولید حرارتی

سازي مسئله UC ساعتی ساخته شد [۱۱]. در [۱۴] و [۱۵] وقتی نرخ افزایش و کاهش واحد تولیدی از بازه الاستیک elastic تجاوز کرد، اثر اقتصادی خستگی روتور ژنراتور بصورت هزینه های افزایشی و کاهشی بیان شد. افزایش و کاهش استراتژیک واحد تولیدی فراتر از بازه الاستیک مطالعه شد و چهار فرایند افزایش و کاهش جایگزین توسعه یافتند در [۱۶]. پیچیدگی در دیسپچ تولید در زمان وارد کردن محدودیت های افزایش و کاهش ثابت در [۱۷] تحقیق شد. مدل های افزایش و کاهش پله ای و تکه ای برای محاسبه UC تولید ساعتی در [۱۸] پیشنهاد شد. در بهره برداری بازار روز آینده حال حاضر ISO ها محدودیت های نرخ افزایش و کاهش واحدهای تولید حرارتی را در نظر می گیرند و نه هزینه های افزایش و کاهش را. هرچند محدودیت های نرخ افزایش و کاهش بتنهایی نمی توانند هزینه های اضافی تحمیلی بوسیله شرکت های تولیدی (GENCOs) را اندازه بگیرد در زمانیکه باید واحدهای حرارتی دائما برای جبران سازی برای مقدار زیاد منابع انرژی تناوبی افزایش و کاهش تولید داشته باشد [۱۹]. افزایش و کاهش مکرر منجر به قطع های برنامه ریزی شده بیشتر و هزینه های بالاتر بهره برداری و نگهداری (Q&M) می شود [۲۰]. هزینه افزایش و کاهش بعنوان خصوصیتی اثری واحدهای حرارتی باید بطور واضح در بازارهای روز آینده در نظر گرفته شود. هزینه های افزایش و کاهش بعلاوه هزینه تولید، هزینه شروع به کار، و محدودیت های فیزیکی واحد تولیدی یک

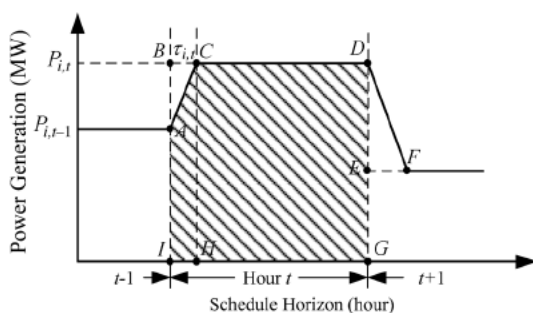
مقدمه

در سیستم های قدرت الکتریکی تجدید ساختار یافته با افزایش قیمت سوخت DR بیشتر و بیشتر مورد توجه قرار می گیرد و تلاش بیشتری برای قابلیت اطمینان بالاتر صورت می گیرد [۱]- [۷]. در توسعه برنامه ریزی روز آینده، unit commitment ساعتی معمولا از یک خروجی تکه ای واحدهای تولید حرارتی و همچنین محدودیت های با نرخ افزایش و کاهش تولید ثابت برای ارائه خستگی روتور ژنراتور با تغییر ساعتی تقاضای سیستم استفاده می کند [۸]- [۱۰]. افزایش و کاهش تولید واحدهای تولیدی تا زمانیکه دیسپچ تولید افزایشی در دو دوره زمانی پی در پی به یک مقدار از قبل انتخاب شده محدود شود اثر بدی بر طول عمر شفت روتور ژنراتور نخواهد داشت. هرچند محدودیت های نرخ افزایش و کاهش می تواند انعطاف پذیری اپراتور مستقل سیستم (ISO) را برای انتخاب سطح تولید مناسب در ساعات متفاوت بهره برداری را محدود کند [۱۱]. وقتی نتوان برنامه ریزی ساعتی روز آینده را براساس نرخ افزایش و کاهش محدود ژنراتورها در زمان واقعی صورت داد احتمال بوجود آمدن مشکلات جدی هست [۱۲]، [۱۳]. در تحقیق قبلی ما فشار حرارتی روی شفت روتور یک ژنراتور با حدود نرخ افزایش و کاهش محدود شد و روش برنامه ریزی براساس LR برای بهینه

A. نمودار خروجی توان واحدهای تولید حرارتی نمودار توان خروجی ساعتی واحد تولید حرارتی ممکن است قابل تعریف به صورت منحصر به فرد نباشد. با در نظر گرفتن یک پاسخ ساعتی در مسئله UC فرض می‌شود حداقل و حداکثر توان خروجی واحد تولید حرارتی برابر 120MW و 420MW و حداکثر نرخ افزایشی و کاهش تولید (در بازه الاستیک) 540MW/h باشد. همچنین فرض می‌شود خروجی توان در ابتدای ساعت  $t$  برابر 120MW است. دو نوع نمودار توان خروجی برای واحد تولیدی در شکل ۱ نشان داده شده است. در شکل 1(a) واحد تولیدی در نرخ 300MW/h افزایش میابد و در شکل 1(b) در حداکثر نرخ 540MW/h در ۲۰ دقیقه اول ساعت افزایش میابد. خروجی توان در پایان ساعت  $i$  در هر دو حالت برابر 279 MW است که معادل مساحت نشان داده شده بوسیله OABC در شکل 1(a) و O'A'B'C'D' در شکل 1(b) است.



شکل ۱- مقایسه دو نمودار خروجی توان (a) افزایش در نرخ ۳۰۰ (b) کاهش در نرخ ۵۴۰ MW/h



شکل ۲- نمایش نمودار خروجی توان

سوال اینست که کدام نمودار توان در شکل ۱ برای برنامه ریزی تولید ساعتی مناسب تر است. برای بهره برداری سیستم قدرت نمودار شکل 1(b) بهتر از 1(a) عمل می‌کند چون زمان افزایش و کاهش کوتاه تری مورد نیاز است. واحد تولیدی در

پیشنهاد پیچیده GENCO را تشکیل می‌دهند. پیشنهادهای بار پیچیده تشکیل دهنده پیشنهادهای DR و محدودیت های بهره برداری بار هستند. ISO بازار براساس پیشنهادات پیچیده و پیشنهادات ارائه شده بوسیله GENCOها و جمع آوری کنندگای بار (load aggregators) تسویه می‌کند. در این مقاله یک مدل برنامه ریزی روز آینده پیشنهاد شده که در آن DR ساعتی برای کاهش هزینه بهره برداری سیستم شامل هزینه های افزایش و کاهش تولید واحد حرارتی در نظر گرفته می‌شود. نمودار خروجی توان واحد تولید حرارتی بصورت تابع خطی تکه ای مدل شده و هزینه افزایش و کاهش بعنوان جریمه برای تغییرات افزایشی در دیسپچ تولید در نظر گرفته می‌شود. مسئله برنامه ریزی روز آینده بصورت مسئله MIQCP فرمول بندی می‌شود که در آن محدودیت تعادل انرژی درجه دوم، هزینه افزایش و کاهش تولید، و محدودیت های DR در نظر گرفته می‌شوند. یک روش مبتنی بر LR برای حل مسئله برنامه ریزی پیشنهادی بکار می‌رود که در آن یک روش برنامه نویسی دینامیک دوگانه برای حل زیرمسئله های هر واحد تولیدی استفاده می‌شود، یک روش مبتنی بر برنامه نویسی خطی مخلوط عدد صحیح (MILP) برای حل زیرمسئله های DR استفاده شده و یک روش سیستماتیک برای ساخت پاسخ های عملی پیشنهاد می‌شود. تست های عددی برای یکد سیستم ۶ باسه و سیستم ۱۱۸ باسه IEEE اصلاح شده انجام می‌شوند. نتیجه حاصله اثار وارد کردن هزینه افزایش و کاهش تولید بعنوان جریمه و DR بعنوان انگیزه در برنامه ریزی روز آینده را نشان می‌دهد. اهم کارهای این تحقیق عبارتند از (۱) نمودار توان واحدهای تولید حرارتی و هزینه های افزایش و کاهش متناظر مدل می‌شوند (۲) مسئله برنامه ریزی روز آینده بصورت یک مسئله MIQCP مدل می‌شود که نمودار توان جدید، هزینه افزایش و کاهش، و DR ساعتی را وارد کرده و یک روش مبتنی بر LR انتخاب شده و برای حل مسئله پیشنهادی اصلاح می‌شود (۴) اثر DR و هزینه های افزایش و کاهش واحد تولیدی روی برنامه ریزی روز آینده مطالعه می‌شود.

مدل روز آینده پیشنهادی

نمودار توان خروجی برای محاسبه هزینه افزایش و کاهش واحدهای تولید حرارتی مدل می‌شود. در این بخش دو نمودار خروجی توان مقایسه می‌شوند.

$$F_i^R(E_{i,t}^R) = PR_{i,t} \cdot E_{i,t}^R = PR_{i,t} \cdot \sum_{t=1}^{NT} \frac{|P_{i,t-1}^2 - P_{i,t}^2|}{2\Delta_i}, \forall i, \forall t. \quad (3)$$

C. مدل پاسخ تقاضا

در کل خرده مشتریان (retail customer) می‌توانند بارهای ساعتی کمتر حساس خود را به دوره‌هایی انتقال دهند که ذخیره بالقوه DR را با سختی بوجود آمده برای مشتری متعادل کند [1]. هرچند خرده مشتریان مستقیماً در برنامه DR (aggregators)، (curtailment service providers)، (CSPs)، و load serving entities که بجای خرده مشتریان عمل می‌کنند، داده‌های کل بار را جمع‌آوری کرده و پیشنهادات DR را به ISO ارائه می‌کنند [21]. ما پیشنهادات DR را که شامل پیشنهادات بار قیمت-

پاسخگو (PRL) و ثابت در طول یک ساعت را در نظر می‌گیریم. بارهای ثابت در طول ساعت بارهای مبتنی بر مشتری (CBL) را نشان می‌دهند که بارهای پذیرنده قیمت هستند که با قیمت تسویه بازار ارضا می‌شوند. می‌توان PRL را به دلایل اقتصادی در برنامه ریزی روز آینده ISO قطع کرده یا به روزه‌های زمانی دیگر انتقال داد. پیشنهادات PRL شامل چندین بلوک PRL ساعتی با قیمت‌های متناظر است که با افزایش مقدار بار کاهش می‌یابد. در مدل DR پیشنهادی، پیشنهاد DR شامل CBL، بارهای مورد انتظار ساعتی، حداقل/ حداکثر بارهای قابل قطع، حداکثر سطحبار احیایی و سایر خصوصیات بهره‌برداری مانند نرخ pick-up/ drop-off قطع بار است [5]. شکل ۳ یک پیشنهاد DR پله‌ای را نشان می‌دهد که در آن OA، OC، OD، و BC بترتیب نشان‌دهنده CBL، بار ساعتی مورد انتظار، حداکثر بار ساعتی، و حداقل قطع بار load curtailment است. OE نشان‌دهنده بار واقعی مشتری برنامه ریزی شده بوسیله ISO در بازار روز آینده است. بار پاسخگو را می‌توان قطع کرده یا به زمان دیگری شیفت داد تا سیستم از نظر اقتصادی و محدودیت‌های قابلیت اطمینان ارضا شود. نقطه E (نقطه انتهایی بار برنامه ریزی شده) درون دو ناحیه AB و CD قرار دارد (شکل ۳). نسبت بار پاسخگو در دسترس (AC)

شکل 1(b) سریع‌تر به سطح تولید پایدار می‌رسد که تا پایان ساعت حفظ می‌شود. بعلاوه این نمودار توان قادر به پاسخ بسیار سریع‌تر به تغییرات در قیمت‌های بازار است که انرا برای یک واحد تولیدی که قصد افزایش سریع خروجی توانشان در ساعت قیمت‌های بالاتر را دارند جذاب‌تر می‌کند.

با مطالعه بیشتر نمودار توان خطی تکه‌ای نشان داده شده با خط ممتد در شکل ۲، واحد حرارتی در حداکثر نرخ افزایش و کاهش خود در ابتدای ساعت t افزایش می‌یابد و سطحی از تولید پایدار را تا انتهای آن ساعت نگه می‌دارد. بنابراین دوره زمانی افزایش و کاهش در ساعت T بشکل زیر محاسبه می‌شود:

$$\tau_{i,t} = \frac{|P_{i,t} - P_{i,t-1}|}{\Delta_i}, \forall i, \forall t. \quad (1)$$

انرژی ساعتی در شکل ۲ بوسیله (۲) بیان می‌شود. در اینجا  $E_{i,t}$  یک تابع درجه دو از دو متغیر است که رابطه بین خروجی توان انرژی را در این مقاله نشان می‌دهد:

$$\begin{aligned} E_{i,t} &= E_{i,t}^R + E_{i,t}^S = \frac{\tau_{i,t}}{2}(P_{i,t} + P_{i,t-1}) + (\tau - \tau_{i,t})P_{i,t} \\ &= \frac{|P_{i,t}^2 - P_{i,t-1}^2|}{2\Delta_i} \\ &\quad + \left( \tau - \frac{|P_{i,t} - P_{i,t-1}|}{\Delta_i} \right) P_{i,t}, \forall i, \forall t. \end{aligned} \quad (2)$$

B. هزینه افزایش و کاهش واحدهای تولید حرارتی  
تغییرات پی در پی در دیسپچ تولید ساعتی می‌تواند منجر به تنش بیش از حد به شفت توربین و دمای روتور و هزینه‌های بالقوه بالاتر O&M شود. وارد کردن هزینه‌های افزایش و کاهش بعنوان جریمه برای تغییرات بیش از حد در دیسپچ واحد تولیدی می‌تواند منجر به دیسپچ یک دست تری برای واحدهای تولید حرارتی شود. تغییرات افزایشی کوچک‌تر در دیسپچ ساعتی واحدهای تولیدی می‌تواند هزینه‌های بهره‌برداری سیستم را کاهش دهد. فرض می‌شود با افزایش تولید ژنراتورها انرژی بیشتری مصرف می‌شود که منجر به هزینه‌های O&M بالاتری می‌شود. هرچند تعیین مقدار رابطه دیسپچ تولید افزایشی و هزینه‌های O&M مشکل است. بنابراین هزینه افزایش و کاهش واحد تولید حرارتی متناسب با انرژی تولیدی در فرایند افزایش و کاهش محاسبه می‌شود:

۲۰۲۰ آبان ماه ۱۳۹۴ - دانشگاه آزاد اسلامی واحد اصفهان (خوراسگان)

GENCO می تواند نشاندهنده هزینه های بهره برداری آن شامل هزینه سوخت، هزینه افزایش و کاهش تولید، هزینه شروع به کار، و محدودیت های فیزیکی آن باشد. پیشنهادات پیچیده جمع اوری کنندگان بار شامل پیشنهادات DR و محدودیت های بهره برداری بار است. ISO پیشنهادات تولید و پیشنهادات بار همه شرکت کنندگان بازار را جمع اوری کرده و بازار روز آینده را تسویه می کند که در آن برنامه ریزی ساعتی بهینه واحدهای تولیدی و بارها براساس محدودیت های سیستم گسترده و محدودیت های بهره برداری شرکت کنندگان بازار محاسبه می شود.

فرمول ریاضی مسئله برنامه ریزی روز آینده مسئله برنامه ریزی روز آینده با نمودار توان خطی تکه ای، هزینه افزایش و کاهش، و پیشنهادات DR بصورت یک مسئله برنامه نویسی مجلوط عدد صحیح فرمول بندی می شود. A. تابع هدف

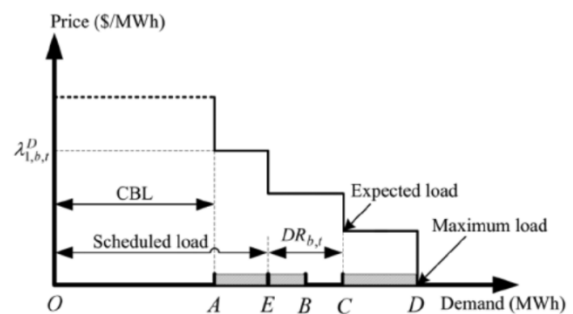
فرض می کنیم GENCO ها یا جمع اوری کنندگان بار پیشنهاد دهنده مستقل هستند که سود یا هزینه حاشیه ای خودشان را در یک رقابت کامل پیشنهاد می دهند. تابع هدف بیان شده در (۴) برای تعیین برنامه ریزی ساعتی برای واحدهای تولیدی و DR است بطوریکه رفاه اجتماعی social welfare حداکثر شود:

عبارت اول در تابع هدف (۴) مازاد ناخالص مشتری است که برای بارهای پذیرنده قیمت ثابت بوده و در برنامه ریزی روز آینده در نظر گرفته نمی شود [۲۲]. عبارت دوم هزینه تولید واحدهای حرارتی است که شامل سوخت، افزایش و کاهش تولید، و شروع به کار می شود. هزینه های سوخت و شروع به کار به ترتیب بصورت تابع درجه دوم و تابع خطی تکه ای فرمول بندی شده اند [۲۳]، [۲۴]. هزینه افزایش و کاهش تولید یک واحد تولیدی در (۳) داده شده است. هدف (۴) در معرض محدودیت های سیستم گسترده، محدودیت های بهره برداری واحد تولیدی و محدودیت های DR است.

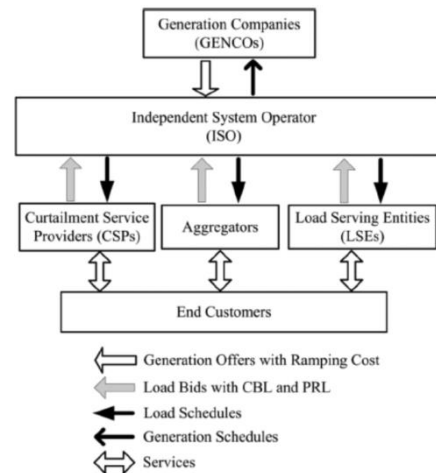
B. محدودیت های بهره برداری واحد تولیدی و سیستم گسترده

محدودیت های سیستم گسترده (۷) - (۵) شامل محدودیت تعادل انرژی، الزامات رزرو گردان، و محدودیت پخش بار است. محدودیت تعادل انرژی (۵) به مگات بیان می شود. توجه شود

به بار ساعتی مورد انتظار (OC) بصورت فاکتور مشارکت بار (LPF) تعریف می شود که  $LPF = AC/OC$  (شکل ۳). مقدار بالاتر LPF یعنی انعطاف قیمت بالاتر تقاضا و بارهای پاسخگو. در شکل ۳ بار قابل تنظیم  $DR_{b,t}$  بصورت تفاوت بین بار مورد انتظار و بار برنامه ریزی شده محاسبه می شود. وقتی بار قطع شود  $DR_{b,t}$ ، curtailed مثبت است و وقتی بار به زمان  $t$  شیفت یابد منفی و وقتی هیچ قطع یا شیفت باری وجود ندارد صفر می باشد.



شکل ۳- پیشنهاد پاسخ پله ای تقاضا



شکل ۴- بهره برداری بازار انرژی روز آینده

D. بازار انرژی روز آینده

بهره برداری بازار انرژی روز آینده در شکل ۴ آمده است. جمع اوری کنندگان بار و همچنین GENCO ها پیشنهادات پیچیده را به ISO ارائه می کنند. پیشنهادات

$$-PL_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^{NG} \Gamma_{l,i}^I \cdot P_{i,t} - \sum_{b=1}^{NB} \Gamma_{l,b}^D \cdot (PD_{b,t} - DR_{b,t}) \leq PL_l^{\max}, \forall l, \forall t \quad (7)$$

$$P_i^{\min} * I_{i,t} \leq P_{i,t} \leq P_i^{\max} * I_{i,t}, \forall i, \forall t \quad (8)$$

$$R_{i,t}^S = I_{i,t} * \min \{ R_{\max,i}^S, P_i^{\max} - P_{i,t-1} \}, \forall i, \forall t \quad (9)$$

$$0 \leq \tau_{i,t} \leq \tau, \forall i, \forall t. \quad (10)$$

$$\sum_{n=1}^{NP} d_{n,b,t} = PD_{b,t} - DR_{b,t} - CBL_{b,t}, \forall b, \forall t \quad (11)$$

$$0 \leq d_{n,b,t} \leq d_{n,b,t}^{\max}, \forall n, \forall b, \forall t \quad (12)$$

$$\begin{cases} CL_{b,t}^{\min} I_{b,t}^D \leq DR_{b,t} \\ \leq CL_{b,t}^{\max} I_{b,t}^D, & \text{if } DR_{b,t} \geq 0 \\ DR_{b,t} \geq PD_{b,t} \\ -PD_{b,t}^{\max}, & \text{else} \end{cases}, \forall b, \forall t \quad (13)$$

$$|(PD_{b,t}^{\max} - DR_{b,t}) - (PD_{b,t-1}^{\max} - DR_{b,t-1})| \leq \Delta D_b, \forall b, \quad t = 2, 3, \dots, NT \quad (14)$$

$$(X_{b,t-1}^{on} - UT_b) (I_{b,t-1}^D - I_{b,t}^D) \geq 0, \quad \forall b, t = 2, 3, \dots, NT \quad (15)$$

$$(X_{b,t-1}^{off} - DT_b) (I_{b,t}^D - I_{b,t-1}^D) \geq 0, \quad \forall b, t = 2, 3, \dots, NT \quad (16)$$

$$0 \leq \tau \sum_{t=1}^{NT} DR_{b,t} \leq E_{C,b}^{\max}, \forall b. \quad (17)$$

مسئله برنامه ریزی روز آینده که یک نمودار توان خطی تکه ای، هزینه افزایش و کاهش واحد تولیدی، و DR ساعتی را در نظر می گیرد بصورت یک مسئله MIQCP فرمول بندی می شود. برای اعمال موثر حل کننده های تجاری به پاسخ مسئله، هدف و محدودیت های MIQCP پیشنهادی باید به یک فرمول طی با تعداد زیادی محدودیت و متغیر کمکی برای کار با رابطه درجه دوم بین خروجی های توان و انرژی، هزینه های افزایش و کاهش غیر خطی، و غیره تبدیل شود. مطابقاً، کارایی محاسباتی مسئله برنامه ریزی روز آینده مورد چالش قرار می گیرد. از آنجایی که بیشتر محدودیت های مشکل برای سیستم های گسترده هستند و فرمول جدید قابل تجزیه است، یک چارچوب مبتنی بر LR برای حل مسئله برنامه ریزی روز آینده پیشنهادی انتخاب و اصلاح شده است.

#### ۴- پاسخ مبتنی بر LAGRANGIAN RELAXATION

##### A. چارچوب LAGRANGIAN RELAXATION

با استفاده از روش مبتنی بر LR [27]، ضرب کننده های لاگرانژ  $\lambda_t, \mu_t, \alpha_{l,t}, \beta_{l,t}$  به محدودیت های (۷)-(۵) اعمال می شوند. تابع لاگرانژ بصورت زیر بیان می شود:

با جایگذاری (۲) در (۵) محدودیت تعادل انرژی به محدودیت درجه دوم با سه متغیر تبدیل می شود. محدودیت های بهره برداری واحد یک تولیدی شامل تناسب انرژی و توان (۲)، محدودیت های تولید حداقل/ حداکثر (۸)، نقش رزرو گردان (۹)، و محدودیت زمان افزایش و کاهش تولید (۱۰) است. سایر محدودیت های بهره برداری واحد ولیدی مورد استفاده در این مقاله محدودیت زمان حداقل up/down ع حداقل تولید در اولین/ آخرین دوره زمانی up است [۲۴]-[۲۶].

##### C. محدودیت پاسخ تقاضا

محدودیت پاسخ تقاضا در (۱۷)-(۱۱) لیست شده اند. بار پاسخگو و محدودیتش بترتیب در (۱۱) و (۱۲) تعریف شده اند. محدودیت بار قابل تنظیم در (۱۳) آمده که احتمالاً محدودیت بار فیزیکی را نشان می دهد و یا محدودیت اعمال شده بوسیله ISO است. محدودیت های نرخ pick-up/drop-off بار، زمان حداقل up/ down برای قطع بار، و تغییر مجاز بار باس در طول افق زمانی بترتیب در (۱۷)-(۱۴) داده شده اند. محدودیت (۱۴) نرخ تغییر بار بین هر دو ساعت پیاپی را محدود می کند. محدودیت (۱۵) حداقل ساعتی که بار قطع می شود را نشان می دهد. محدودیت (۱۶) حداقل تعداد ساعاتی که بار مورد انتظار تغذیه می شود را نشان می دهد. طبق محدودیت (۱۷) تغییر مجاز بار در دوره زمانی برنامه ریزی باید به  $E_{(C,b)}^{\max}$  محدود شود. اگر  $E_{(C,b)}^{\max} = 0$  بار قطع شده در  $t$  به دوره های زمانی دیگر شیفت میابد:

حل می شود (شکل ۵).

B. پاسخ عملی زیرمسئله ها

جاگذاری (۲)، (۳)، (۹) در (۱۹) نشان می دهد که زیرمسئله واحد تولیدی دارای یک تابع هدف غیرمحدب است که با یک تابع خطی تکه ای تقریب زده می شود. یک روش برنامه نویسی دینامیک دوگانه (DP) برای حل زیرمسئله واحد حرارتی اعمال می گردد. ایده اصلی DP دوگانه اعمال یک DP پیوسته سطح پایین جهت بدست آوردن دیسپچ تولید بهینه و هزینه ها در دوره های زمانی up پیایی، و استفاده از DP گسسته سطح بالا برای تحصیل تصمیمات ON/ Off بهینه در طول افق برنامه ریزی است [۲۸]. پاسخ زیرمسئله DR با استفاده از نرم افزار هدف کلی است (MILP (general purpose MILP software جستجو می شود. پس از حل زیرمسئله های DR و واحد تولیدی سطح پایین تر، یک روش subgradient تصحیح شده برای بروزرسانی ضرب کننده های لاگرانژ اعمال می شود. از آنجاییکه محدودیت های (۷)-(۵) که یکبار مورد ضرب کننده های لاگرانژ قرار گرفته اند ممکن است در پاسخ دوگانه ارضا نشوند، در اینجا یک روش سیستمی برای تحصیل پاسخ های عملی بعد از همگرایی بهینه سازی دوگانه پیشنهاد می شود. مراحل اصلی این روش در زیر تشریح می شوند:

مرحله a) تقاضای واقعی باس براساس پاسخ بهینه زیرمسئله DR محاسبه شده و سپس ثابت می شود. بنابراین دیسپچ واحد تولیدی تنها متغیر برای محاسبه پاسخ عملی است

مرحله b) برای یک پاسخ UC، عملی بودن آن (محدودیت با اعمال ضرایب لاگرانژ) با استفاده از شرایط آنالیز عملی بودن مطرح شده در [۲۹] ارضا می شود. در اینجا یک محدودیت نامساوی براساس تخمین حدود بالا و پایین تابع درجه دوم  $E_{i,t}$  برای تقویت محدودیت (۵) (که مورد اعمال ضرایب لاگرانژ شده) پیشنهاد می شود. اگر پاسخ UC عملی باشد به مرحله c رفته در غیر اینصورت به مرحله d می رویم.

مرحله c) مشکل تنظیم پاسخ UC غیرعملی بصورت مسئله برنامه نویسی ۰-۱ فرمول بندی می شود، و یک الگوریتم شاخه و محدودیت (BRANCH AND BOUND) که شرایط عملی بودن و معیار هزینه فرصت را ترکیب می کند برای تحصیل یک پاسخ UC جدید استفاده می شود [۲۹]. مراحل b و c تا زمان رسیدن به یک UC عملی تکرار می شود.

$$L = \sum_{t=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} [F_i^C(E_{i,t}) + F_i^R(E_{i,t}^R) + SU_{i,t}] - \sum_{t=1}^{NT} \sum_{b=1}^{NB} \sum_{n=1}^{NP} \lambda_{n,b,t}^D \cdot d_{n,b,t} + \sum_{t=1}^{NT} \lambda_t \left[ \sum_{b=1}^{NB} \tau(PD_{b,t} - DR_{b,t}) - \sum_{i=1}^{NG} E_{i,t} \right] + \sum_{t=1}^{NT} \mu_t \left( R_t - \sum_{i=1}^{NG} R_{i,t}^S \right) + \sum_{t=1}^{NT} \sum_{l=1}^{NL} \alpha_{l,t} \left[ -PL_l^{\max} - \sum_{i=1}^{NG} \Gamma_{l,i}^i \cdot P_{i,t} + \sum_{b=1}^{NB} \Gamma_{l,b}^D \cdot (PD_{b,t} - DR_{b,t}) \right] + \sum_{t=1}^{NT} \sum_{l=1}^{NL} \beta_{l,t} \left[ -PL_l^{\max} + \sum_{i=1}^{NG} \Gamma_{l,i}^i \cdot P_{i,t} - \sum_{b=1}^{NB} \Gamma_{l,b}^D \cdot (PD_{b,t} - DR_{b,t}) \right]. \quad (18)$$

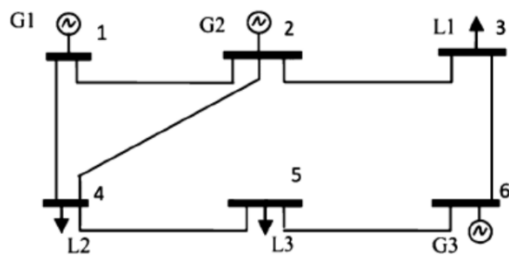
یک ساختار بهینه سازی دوسطحی بوسیله اعمال تئوری دوگانگی (duality theory) و ساختار قابل تجزیه (۱۸) ساخته می شود. برای یک مجموعه ضرب کننده ها، بهینه سازی سطح پایین تر شامل زیرمسئله های هر واحد تولید حرارتی و زیرمسئله های DR است. زیرمسئله واحد تولیدی i ام و زیرمسئله b ام DR برترتیب در (۱۹) و (۲۰) فرمول بندی می شوند:

$$\min_{P_{i,t}, I_{i,t}} L_i = \sum_{t=1}^{NT} \left[ F_i^C(E_{i,t}) + F_i^R(E_{i,t}^R) + SU_{i,t} - \lambda_t \cdot E_{i,t} - \mu_t \cdot R_{i,t}^S - \sum_{l=1}^{NL} (\beta_{l,t} - \alpha_{l,t}) \cdot \Gamma_{l,i}^i \cdot P_{i,t} \right] \quad (19)$$

$$\min_{DR_{b,t}, d_{n,b,t}, I_{b,t}^D} L_b = \sum_{t=1}^{NT} \left[ \sum_{l=1}^{NL} (\beta_{l,t} - \alpha_{l,t}) \cdot \Gamma_{l,b}^D \cdot DR_{b,t} - \lambda_t \cdot DR_{b,t} - \sum_{b=1}^{NB} \sum_{n=1}^{NP} \lambda_{n,b,t}^D \cdot d_{n,b,t} \right] \quad (20)$$

که هدف (۱۹) در معرض محدودیت های واحد تولیدی (۲) و (۱۰)-(۸) است. هدف (۲۰) در معرض محدودیت های DR (۱۷)-(۱۱) است. مسئله بهینه سازی دوسطحی بصورت تکراری

۲۰ و ۲۱ آبان ماه ۱۳۹۴ - دانشگاه آزاد اسلامی واحد اصفهان (خوراسگان)



شکل ۶- دیاگرام تک خطی سیستم ۶ باسه

A. سیستم ۶ باسه

سیستم ۶ باسه (شکل ۶) دارای ۷ خط انتقال و سه واحد تولید حرارتی است که در آن واحد ۱ یک واحد بار مبنا و واحدهای ۲ و ۳ واحدهای پیک هستند. داده های واحدهای تولید حرارتی، خطوط انتقال، و بار ساعتی در [۳۱] داده شده است. این موارد برای نشان دادن اثر هزینه های افزایش و کاهش واحد تولیدی و DR روی برنامه ریزی روز آینده مطالعه می شوند: حالت (۱) حالت اصلی بدون در نظر گرفتن هزینه های افزایش و کاهش تولید و DR

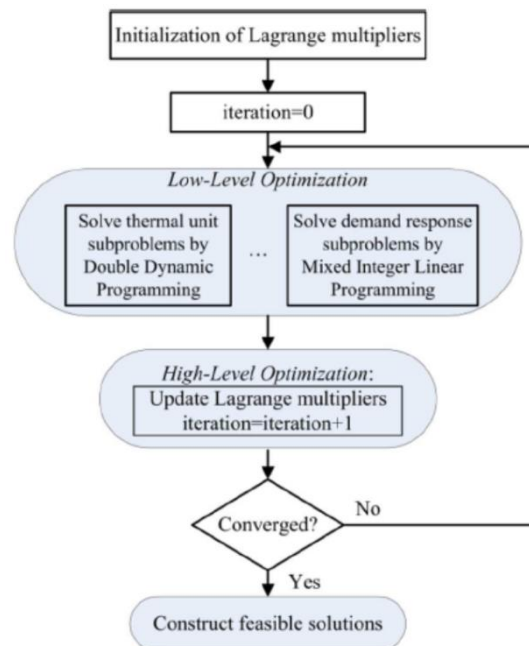
حالت (۲) هزینه افزایش و کاهش تولید برای واحد ۱ در نظر گرفته می شود

حالت (۳) ترکیب هزینه افزایش و کاهش و DR در نظر گرفته می شود

این موارد مطالعاتی بشکل زیر بحث می شوند:

حالت (۱) این حالت پایه است که در آن نمودار توان جدید برای واحدهای تولید حرارتی بدون در نظر گرفتن هزینه های افزایش و کاهش یا DR استفاده می شوند. شکل ۷ نمودار های توان واحد ۱ و تحویل توان متناظرش را در فرایند افزایش و کاهش تولید برنامه ریزی شده بوسیله دو مدل مقایسه می کند. خط ممتد برنامه ریزی شده بوسیله مدله پیشنهادی، بهره برداری افزایش و کاهش واحد تولیدی را نشان می دهد که بسرعت در ابتدای هر ساعت کامل می شوند بجز ساعت ۲۳ که واحد تولیدی حدودا در کل ساعت برای ارضای الزام انرژی ساعتی خود ۱۶۱,۱ MWh، کاهش میابد. نقطه چین در شکل ۷ نمودار توان پله ای مدل برنامه ریزی روز آینده متداول را نشان می دهد. انرژی تولید شده در ساعت ۲۴ برابر ۱۹۵ MWh است که از نظر تحویل انرژی غیرعملی است چون حداکثر انرژی خروجی در آن ساعت ۱۸۵ MWh است. در مقابل، انرژی در نمودار توان پیشنهادی با

مرحله d) دیسیج بهینه متناظر بوسیله دیسیج اقتصادی (ED) محدود به شبکه جستجو می شود که یک فرمول برنامه نویسی درجه دوم در مدل پیشنهادی است



شکل ۵- روش مبتنی بر LR برای حل فرمول

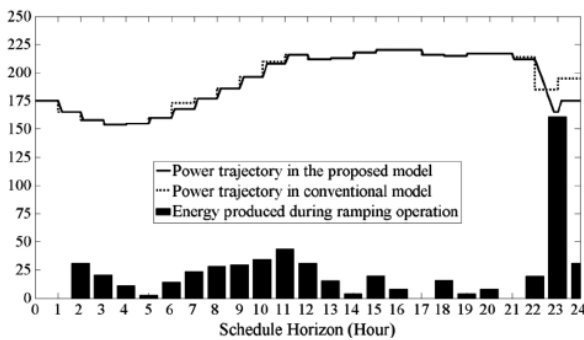
پیشنهادی

نتایج عددی

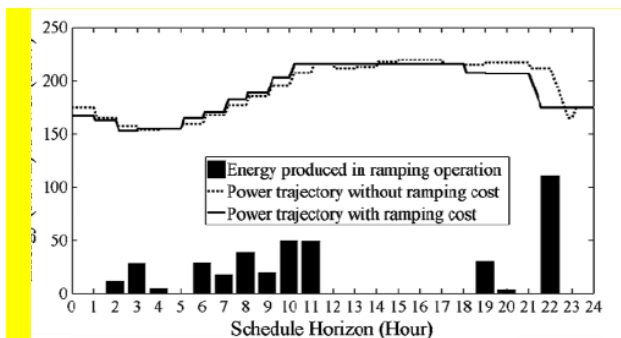
مطالعات عددی روی یک سیستم ۶ باسه و یک سیستم ۱۱۸ باسه IEEE تصحیح شده انجام می شود. چارچوب مبتنی بر LR در Microsoft Visual C#.NET on an Intel Xeon Sever with ۶۴ GB RAM پیاده سازی می شود. زیرمسئله DR و ED با استفاده از ILOG CPLEX ۱۱,۰ حل می شوند [۳۰]. زمان رهبری سیستم برابر ۱ ساعت و رزرو گردان به اندازه بالاترین ظرفیت واحد تولیدی در سیستم قرار داده می شود.

است. بهره برداری افزایش و کاهش تولید در سطح انرژی مطلوب عملی

سناریو ۳،۳: هزینه های افزایش و کاهش واحد تولیدی برای همه واحدهای حرارتی حداقل می شود. فرض می شود هر واحد پیشنهادات تولید شامل هزینه افزایش و کاهش با  $PRI_t$  برابر ۲۰٪ هزینه های سوخت حاشیه ای متناظر را ارائه می دهد.



شکل ۷- نمودار توان خطی تکه ای و افزایش و کاهش برای واحد ۱



شکل ۸- نمودارهای توان واحد ۱ با/ بدون هزینه افزایش و کاهش تولید

نتایج سناریوهای بالا در جدول I لیست شده اند که در آن هزینه های بهره برداری و افزایش و کاهش در سناریو ۳،۱ و ۳،۲ در مراحل بعدی محاسبه می شوند. هزینه بهره برداری سیستم که شامل هزینه سوخت، هزینه شروع به کار، و هزینه افزایش و کاهش تولید است در زمان در نظر گرفتن DR ساعتی کمتر است. بعلاوه هزینه تراکم (congestion) از \$۱۴۹۹۹ به ۰ در سناریو ۳،۲ در مقایسه با سناریو ۳،۱ کاهش میابد که نشان می دهد DR ساعتی تراکم انتقال را در ساعات پیک ۱۹-۱۵ حذف

است. (حالت ۲) هزینه افزایش و کاهش تولید واحد ۱ در این حالت در نظر گرفته می شود. یک فاکتور جریمه شدید استفاده می شود وقتی  $PRI_t$  برابر  $\$100/MWh$  قرار داده می شود که بیشتر از اختلاف در هزینه حاشیه ای واحد ۱ و ۲ است. شکل ۸ نمودارهای توان را که در آنها نمودار توان واحد ۱ با هزینه افزایش و کاهش در ساعات ۱۱-۱۸ و ۲۲-۲۴ صاف تر از بدون هزینه افزایش و کاهش است. وقتی هزینه افزایش و کاهش واحد ۱ در نظر گرفته شود، تغییرات در دیسپچ واحد ۱ گران می شود و واحدهای پیک مثلا واحد ۲ و ۳ روشن شده یا برای ارضای الزامات اقتصادی انرژی سیستم مضافا دیسپچ می شوند. با مقایسه شکل ۷ و ۸، میفهمیم کل انرژی تولیدی در فرایندهای افزایش و کاهش تولید واحد ۱ از  $MWh557$  به  $MWh397$  کاهش میابد وقتی هزینه افزایش و کاهش در برنامه ریزی روز آینده در نظر گرفته می شود.

حالت ۳) اثر هزینه افزایش و کاهش واحد تولیدی و DR ساعتی بر برنامه ریزی روز آینده در این حالت بحث می شوند. جهت مقایسه اثر هزینه افزایش و کاهش که یک خصوصیت فیزیکی واحدهای حرارتی است [۱۴]، [۱۵] مسئله برنامه ریزی روز آینده با و بدون حداقل سازی هزینه های افزایش و کاهش تولید حل می شود. اگر هزینه های افزایش و کاهش در تابع هدف حداقل نشوند، در مراحل بعدی محاسبه شده و در شاخص های اقتصادی سیستم های قدرت در نظر گرفته می شوند. این حالت سه سناریوی زیر در نظر گرفته می شوند:

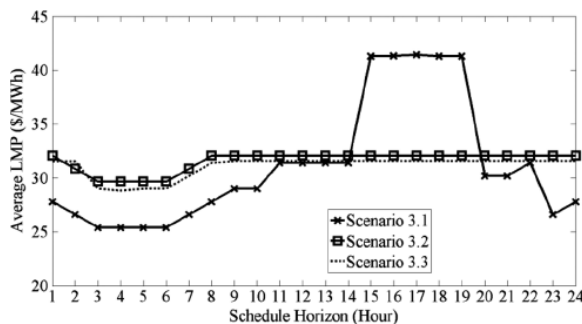
سناریو ۳،۱: سیستم حالت پایه بدون در نظر گرفتن DR یا حداقل سازی هزینه های افزایش و کاهش واحد تولیدی (مانند حالت ۱)

سناریو ۳،۲: یک پیشنهاد DR جامع در هر باس بار در نظر گرفته می شود وقتی  $LPF=0.2$  و  $E_{(C,b)}^{max}=0$  بدون حداقل سازی هزینه های افزایش و کاهش واحد تولیدی. پیشنهاد بار پاسخگو شامل یک تک بلوک انرژی با سود حاشیه ای  $\$45/MWh$  است. قطع بار بهینه  $1 MWh$  و حداقل زمان up/down برابر ۲ ساعت برای هر قطع بار در نظر گرفته شده است. محدودیت های نرخ های load pick up/drop برای مجاز کردن هر تغییر باری در ساعات پیاپی بزرگ در نظر گرفته شده



۲۰ آبان ماه ۱۳۹۴ - دانشگاه آزاد اسلامی واحد اصفهان (خوراسگان)

از برنامه ریزی روز آینده هستند. در شکل ۱۰، LMP های ساعتی در سناریو ۳،۱ در ساعات پیک ۱۹-۱۵ اوج می‌گیرد. کاربردهای DR پروفیل LMP ساعتی را در سناریو ۳،۲ با شیفت پیک بارهای پاسخگو به ساعات غیر پیک مسطح می‌کند. در سناریو ۳،۳ میانگین LMP در بیشتر ساعات کمتر از در سناریو ۳،۲ خواهد بود که بدلیل اینست که هزینه افزایش و کاهش تولید در برنامه ریزی روز آینده حداقل شده است.



شکل ۱۰- میانگین ساعتی LMP ها

B. سیستم ۱۱۸ باسه تصحیح شده

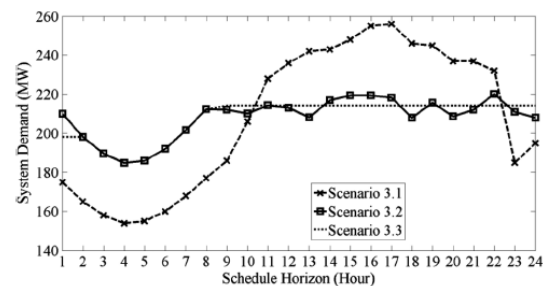
سیستم ۱۱۸ باسه تصحیح شده دارای ۵۴ ژنراتور حرارتی، ۱۸۶ شاخه، و ۹۱ باس بار است. پارامترهای ژنراتورها، شبکه انتقال، و پروفیل های بار در <http://motor.ece.iit.edu/Data> داده شده اند. در اینجا هزینه های افزایش و کاهش تولید واحدهای حرارتی با در نظر داشتن DR ساعتی در تمام باس بارها حداقل شده است. پارامترهای DR ساعتی و هزینه افزایش و کاهش تولید مشابه حالت ۳ در سیستم ۶ باسه است. نتایج برنامه ریزی روز آینده در جدول II لیست شده اند. دیده می شود یک پاسخ ممکن نزدیک به بهینه با هزینه بهره برداری \$1,۷۳۹,۲۸۰، فاصله دوگانگی ۰.۹۳٪ (duality gap)، و زمان CPU برابر ۵۴۱.۶ ثانیه با روش پیشنهادی مبتنی بر LR بدست می‌آید (شکل ۱۱). روش مبتنی بر LR در ۴۵ تکرار دوگانه همگرا می شود (خط چین) و یک پاسخ دوگانه با ۶۱ محدودیت سیستم گسترده غیرعملی با سطح تجاوز از محدوده MW۲۲۳۸ بدست می‌آید. در روش، عدم امکانپذیری ۱ بعد از ۸۵ تکرار حذف می شوند (خط ممتد در شکل ۱۱). شاخص های اقتصادی سیستم برای LPF های متفاوت در جدول III لیست شده اند. دیده می شود

می‌کند. همچنین هزینه افزایش و کاهش در سناریو ۳،۲ تقریباً سه برابر سناریو ۳،۳ است. جدول I نشان می‌دهد که در سناریو ۳،۳ هزینه های شروع به کار و سوخت کمی بیشتر از سناریو ۳،۲ برای کاهش هزینه های افزایش و کاهش تولید است.

جدول ۱- نمودارهای توان واحد ۱ با/ بدون هزینه افزایش

و کاهش تولید

enario	Fuel and Startup Cost (\$)	Ramping Cost (\$)	Operation Cost (\$)	Congestion Cost (\$)
3.1	108,054	2,159	110,213	14,999
3.2	104,296	907	105,203	0
3.3	104,308	315	104,623	0



شکل ۹- تقاضای ساعتی سیستم

وارد کردن DR ساعتی و حداقل سازی هزینه های افزایش و کاهش تولید اثر جدی روی تامین بار در برنامه ریزی روز آینده خواهد داشت. شکل ۹ پروفیل بار ساعتی را در سه سناریو نشان می‌دهد. کاربرد DR در سناریو ۳،۲ پروفیل بار را با کاهش اختلاف بین بارهای پیک و بار حداقل از MW۱۰.۲ تا MW۳۵.۲ و انحراف استاندارد بار ساعتی از MW۳۷.۳ به MW۱۰.۵ مسطح می‌کند. شکل ۹ نشان می‌دهد کاربرد مشترک DR و هزینه افزایش و کاهش در سناریو ۳،۲ پیک بارهای پاسخگو را به ساعت های غیرپیک برای حداقل سازی نوسانات تولید ساعتی (مثلا الزامات افزایش و کاهش تولید اضافی) واحد تولیدی شیفت می‌دهد که منجر به پروفیل بار یستم صاف در ساعات ۲۴-۸ می‌شود. در این سناریو تفاوت بارهای پیک و حداقل بار و انحراف استاندارد بار ساعتی بترتیب به MW۲۹.۳ و MW۱۰.۲ کاهش می‌آیند. نتایج فوق نشان می‌دهند سیستم قدرت وقتی نوسان بار به بازه کوچکتری محدود شود موثر عمل می‌کند [۱]. مقایسه LMP های متوسط ساعتی در شکل ۱۰ نشان داده شده اند. در اینجا LMP های ساعتی در سناریو ۳،۱ و ۳،۲ با حل یک مسئله ED بعد از پایان فرایند محاسبه می‌شوند که هزینه بهره برداری شامل هزینه افزایش و کاهش تولید را حداقل می‌کند و متغیرهای پیوسته مجاز به تغییر در محدوده کوچک مقادیر بدست آمده

۲۰۲۱ آبان ماه ۱۳۹۴ - دانشگاه آزاد اسلامی واحد اصفهان (خوراسگان)

LPF	Fuel and Startup Cost (\$)	Ramping Cost (\$)	Operation Cost (\$)	Congestion Cost (\$)
0.0	1,757,776	35,994	1,793,770	127,860
0.1	1,734,952	13,718	1,748,670	100,830
0.2	1,729,617	9,663	1,739,280	97,560
0.3	1,724,367	7,893	1,732,260	94,370
0.4	1,722,918	5,912	1,728,830	93,130

کل هزینه های سوخت و شروع به کار، هزینه های افزایش و کاهش تولید، هزینه بهره برداری، و هزینه تراکم congestion با افزایش LPF از ۰,۰ (بدون DR) به ۰,۴ کاهش میابند.

جدول ۲- نتایج کلی سیستم ۱۱۸ باسه

Operation Cost (\$)	Duality Gap (%)	CPU Time (s)
1,739,280	0.93	541.6

#### ۵- مشاهدات

۱) مدل برنامه ریزی روز آینده پیشنهادی هزینه افزایش و کاهش تولید واحدهای تولیدی را در نظر می گیرد که یک برنامه روز آینده عملی را ارائه خواهد داد.

۲) DR ساعتی می تواند پروفیل بار صافتری بدهد که منجر به پروفیل LMP صاف تر، تراکم انتقال کمتر، هزینه های بهره برداری سیستم و هزینه های افزایش و کاهش واحد تولیدی کمتر شود.

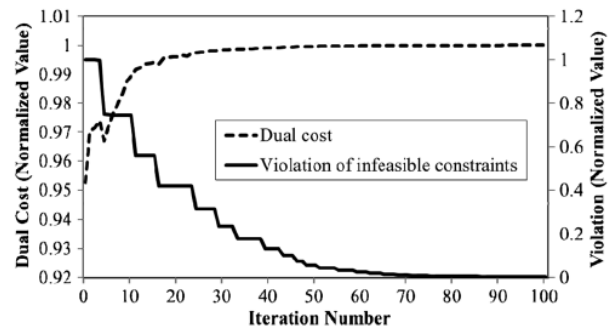
۳) DR اثر چشمگیری روی کاهش هزینه های تراکم و افزایش و کاهش تولید دارد. سطح اضافی DR منجر به برنامه های روز آینده بهتر می شود.

۴) حداقل سازی هزینه های افزایش و کاهش واحد تولیدی در برنامه ریزی روز آینده می تواند پروفیل های تولید ساعتی واحدهای تولید حرارتی را صاف تر کرده و هزینه بهره برداری سیستم را کاهش دهد.

۵) ترکیب DR ساعتی و حداقل سازی هزینه های افزایش و کاهش تولید در برنامه ریزی روز آینده می تواند نوسان بار را بیشتر کاهش دهد و بازده بازار بالاتری بدست آورد.

#### VII. نتیجه گیری و مباحث

در این مقاله ما برنامه ریزی روز آینده را در نظر گرفتیم که DR ساعتی و هزینه های افزایش و کاهش واحد تولیدی را وارد می کند. نتایج عددی نشان می دهد DR ساعتی پروفیل های LMP و بار صافی ارائه می دهد که منجر به هزینه های بهره برداری سیستم کمتر، هزینه های افزایش و کاهش تولید کمتر، و هزینه تراکم کمتر می شود. بازده بازار بالاتر در برنامه ریزی روز آینده با در نظر گرفتن ترکیب هزینه های افزایش و کاهش تولید در سمت تولید و DR در سمت تقاضا قابل تحصیل است. مدل پیشنهادی و روش حل همچنین برای انجام آنالیز سود- هزینه



شکل ۱۱- خصوصیات همگرایی روش مبتنی

بر LR

مقدار LPF بالاتر منجر به به پروفیل بار صاف تری می شود که در عوض شاخص های اقتصادی سیستم را کاهش می دهد. با مقایسه این شاخص ها، دیده می شود DR اثر بیشتری کاهش هزینه های تراکم و افزایش و کاهش تولید دارد. با افزایش LPF از ۰,۰ به ۰,۱، هزینه های تراکم و افزایش و کاهش تولید به ترتیب ۶۱,۹٪ و ۲۱,۱٪ کاهش میابند. با افزایش LPF، نرخ کاهش در شاخص های اقتصادی سیستم کاهش میابد. نتایج در جدول III نشان می دهند DR اضافی منجر به برنامه روز آینده بهتری می شود اما تاثیر DR بزرگتر چشمگیر نیست

جدول ۳- شاخص های اقتصادی سیستم در مقابل LPF ها

در سیستم ۱۱۸ باسه

response to critical peak pricing of electricity,” Energy, vol. ۳۲, no. ۱, pp. ۲۵-۳۴, Jan. ۲۰۰۷

[۷]S. Valero, M. Ortiz, and C. Senabre et al., “Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets,” IET Gen. Transm. Distrib., vol. ۱, no. ۱, pp. ۱۰۴-۱۱۰, Jan. ۲۰۰۷

[۸]X. Guan, S. Guo, and Q. Zhai, “The conditions for obtaining feasible solutions to security-constrained unit commitment problems,” IEEE Trans. Power Syst., vol. ۲۰, no. ۴, pp. ۱۷۴۶-۱۷۵۶, Nov. ۲۰۰۵

[۹]Y. Fu and M. Shahidehpour, “Fast SCUC for large-scale power systems,” IEEE Trans. Power Syst., vol. ۲۲, no. ۴, pp. ۲۱۴۴-۲۱۵۱, Nov. ۲۰۰۷

[۱۰]L. Wu, M. Shahidehpour, and T. Li, “Stochastic security-constrained unit commitment,” IEEE Trans. Power Syst., vol. ۲۲, no. ۲, pp. ۸۰۰-۸۱۱, May ۲۰۰۷

[۱۱]Z. Li and M. Shahidehpour, “Generation scheduling with thermal stress constraints,” IEEE Trans. Power Syst., vol. ۱۸, no. ۴, pp. ۱۴۰۲-۱۴۰۹, Nov. ۲۰۰۳

[۱۲]X. Guan, F. Gao, and A. Svoboda, “Energy delivery capacity and generation scheduling in the deregulated electric power market,” IEEE Trans. Power Syst., vol. ۱۵, no. ۴, pp. ۱۲۷۵-۱۲۸۰, Nov. ۲۰۰۰

[۱۳]PJM Manual ۱۱: Energy & Ancillary Services Market Operations, ۲۰۱۰. [Online]. Available: <http://ftp.pjm.com/documents/~media/documents/m-anuals/m11.ashx>.

[۱۴]C. Wang and M. Shahidehpour, “Optimal generation scheduling with ramping costs,” IEEE Trans. Power Syst., vol. ۱۰, no. ۱, pp. ۶۰-۶۷, Feb. ۱۹۹۵

[۱۵]C. Wang and M. Shahidehpour, “Ramp rate limits in unit commitment and economic dispatch incorporating rotor fatigue effect,” IEEE Trans. Power Syst., vol. ۹, no. ۳, pp. ۱۵۳۹-۱۵۴۵, Aug. ۱۹۹۴

[۱۶]G. Shreshtha, K. Song, and L. Goel, “Strategic self-dispatch considering ramping costs in deregulated powermarkets,” IEEE Trans. Power Syst., vol. ۱۹, no. ۳, pp. ۱۵۷۵-۱۵۸۱, Aug. ۲۰۰۴

[۱۷]X. Han, H. Gooi, and B. Venkatesh, “Dispatch problems due to ramp rate constraints: Bottleneck analysis and solutions,” Elect. Power Compon. Syst., vol. ۳۱, pp. ۹۹۵-۱۰۰۶, ۲۰۰۳

شامل پاسخ تقاضا در بهره برداری سیستم قدرت قابل استفاده است. می توان از آنها برای ساخت استراتژی های پیشنهاددهی بهتر برای GENCO ها در بازار انرژی روز آینده با در نظر گرفتن نفوذ بالاتر انرژی تجدیدپذیر و/ یا DR استفاده کرد. همچنین می توان آنها را برای برنامه ریزی روز آینده تصادفی که در آن عدم قطعیت متناظر انرژی تجدیدپذیر در نظر گرفته می شود استفاده نمود. فشار محاسباتی برای حل مسئله برنامه ریزی روز آینده تصادفی گسترش یافته با اعمال گزینه های زیر کاهش میابد:

(۱) تکنیک های محاسباتی موازی برای حل واحد انفرادی و زیرمسئله DR بطور همزمان براساس روش مبتنی بر LR استفاده می شوند.

(۲) با استفاده از ساختار بخصوص مسئله برنامه ریزی روز آینده، استراتژی های تسریع برای کاهش اندازه مسئله [۳۲] یا افزایش همگرایی بکار میروند [۳۳].

(۳) سایر روش های بهینه سازی مانند بهینه سازی ترتیبی [۳۴] قابل توسعه بیشتر برای حل مسئله برنامه ریزی روز آینده با صرفه جویی قابل توجه در محاسبه است.

#### مراجع

[۱]M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets,” Elect. Power. Syst. Res., vol. ۷۸, no. ۱۱, pp. ۱۹۸۹-۱۹۹۶, Nov. ۲۰۰۸

[۲]U.S. Department of Energy, Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them, ۲۰۰۶

[۳]A. J. Conejo, J. M. Morales, and L. Baringo, “Real-time demand response model,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. ۱, no. ۳, pp. ۲۳۶-۲۴۲, Dec. ۲۰۱۰

[۴]J. Wang, C. Bloyd, Z. Hu, and Z. Tan, “Demand response in China,” Int. J. Energy, vol. ۳۵, no. ۴, pp. ۱۵۹۲-۱۵۹۷, Apr. ۲۰۱۰

[۵]A. Khodaei, M. Shahidehpour, and S. Bahramirad, “SCUC with hourly demand response considering intertemporal load characteristics,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. ۲, no. ۳, pp. ۵۶۴-۵۷۱, Sep. ۲۰۱۱

[۶]K. Herter, P. McAuliffe, and A. Rosenfeld, “An exploratory analysis of California residential customer

[۲۸] Q. Zhai, X. Guan, and F. Gao, "Optimization based production planning with hybrid dynamics and constraints," IEEE Trans. Autom. Control, vol. ۵۵, no. ۱۲, pp. ۲۷۷۸-۲۷۹۲, Dec. ۲۰۱۰

[۲۹] H. Wu, X. Guan, and Q. Zhai et al., "A systematic method for constructing feasible solution to SCUC problem with analytical feasibility conditions," IEEE Trans. Power Syst., vol. ۲۷, no. ۱, pp. ۵۲۶-۵۳۴, Feb. ۲۰۱۲

[۳۰] ILOG CPLEX, ILOG CPLEX Homepage ۲۰۰۹. [Online]. Available: <http://www.ilog.com>.

[۳۱] H. Wu, X. Guan, and Q. Zhai et al., "Security-constrained generation scheduling with feasible energy delivery," in Proc. ۲۰۰۹ IEEE Power Eng. Soc. General Meeting, Calgary, AB, Canada, Jul. ۲۰۰۹

[۳۲] Q. Zhai, X. Guan, J. Cheng, and H. Wu, "Fast identification of inactive security constraints in SCUC problems," IEEE Trans. Power Syst., vol. ۲۵, no. ۴, pp. ۱۹۴۶-۱۹۵۴, Nov. ۲۰۱۰

[۳۳] L. Wu and M. Shahidehpour, "Accelerating the Benders decomposition for network-constrained unit commitment problems," Energy Syst., vol. ۱, no. ۳, pp. ۳۳۹-۳۷۶, Aug. ۲۰۱۰

[۳۴] M. Deng and Y. C. Ho, "Sampling selection method for stochastic optimization problems," Automation, vol. ۳۵, no. ۲, pp. ۳۳۱-۳۳۸, ۱۹۹۹

[۱۸] T. Li and M. Shahidehpour, "Dynamic ramping in unit commitment," IEEE Trans. Power Syst., vol. ۲۲, no. ۳, pp. ۱۳۷۹-۱۳۸۱, Aug. ۲۰۰۷

[۱۹] R. Huang, E. Farantatos, G. J. Cokkinides, and A. P. Meliopoulos, "Impact of non-dispatchable renewables on generator cycling and control via a hierarchical control scheme," in Proc. ۲۰۱۲ IEEE Power Eng. Soc. Transm. and Distrib. Conf. and Expo. (T&D), ۲۰۱۲

[۲۰] Editorial, "Profitable operation requires knowing how much it costs to cycle your unit," Combined Cycle J., Spring, ۲۰۰۴. [Online]. Available: <http://www.combinedcyclejournal.com/>

" [۲۱] Day-Ahead Demand Response Program Manual at NYISO" [Online]. Available: [http://www.nyiso.com/public/webdocs/products/demand\\_response/day\\_a-head/dadrp\\_mnl.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/products/demand_response/day_a-head/dadrp_mnl.pdf).

[۲۲] C. L. Su and D. Kirschen, "Quantifying the effect of demand response on electricity markets," IEEE Trans. Power Syst., vol. ۲۴, no. ۳, pp. ۱۱۹۹-۱۲۰۷, Aug. ۲۰۰۹

[۲۳] N. P. Padhy, "Unit commitment—A bibliographical survey," IEEE Trans. Power Syst., vol. ۱۹, no. ۲, pp. ۱۱۹۶-۱۲۰۵, May ۲۰۰۴

[۲۴] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, Market Operations in Electric Power Systems. New York, NY, USA: Wiley, ۲۰۰۲

[۲۵] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market," IEEE Trans. Power Syst., vol. ۱۵, no. ۳, pp. ۱۰۹۸-۱۱۰۴, Aug. ۲۰۰۰

[۲۶] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, "Modeling of start-up and shut-down power trajectories of thermal units," IEEE Trans. Power Syst., vol. ۱۹, no. ۳, pp. ۱۵۶۲-۱۵۶۸, Aug. ۲۰۰۴

[۲۷] S. Wang, M. Shahidehpour, and D. Kirschen et al., "Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented Lagrangian relaxation," IEEE Trans. Power Syst., vol. ۱۰, no. ۳, pp. ۱۲۹۴-۱۳۰۱, Aug. ۱۹۹۵